

**GUIA DE REFERENCIA DEL
SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA
POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL DE BUENOS AIRES**

Período 2015 - 2022

GUÍA DE REFERENCIA DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL DE BUENOS AIRES 2015-2022

CONTENIDO

Advertencias	(2 pág.)
Resumen Ejecutivo	(7 pág.)
Introducción	(4 pág.)
Conclusiones	(17 pág.)
 Anexo 1: Tablas de Límites de Transferencia del Sistema de Transmisión	
Sección 1: Corrientes admisibles en líneas y cables	(3 pág.)
Sección 2: Datos y límites de transformadores	(6 pág.)
Sección 3: Tabla resumen de límites	(11 pág.)
 Anexo 2: Control de Emergencia y Normas Operativas	
Sección 1: Control de emergencia	(2 pág.)
Sección 2: Normas operativas	(2 pág.)
 Anexo 3: Carga de Transformadores	
Sección 1: Transferencias previstas	(10 pág.)
Sección 2: Capacidad de transformación ante contingencias	(2 pág.)
 Anexo 4: Niveles de Cortocircuito	(5 pág.)
 Anexo 5: Detalle de las Inversiones Necesarias para Minimizar las Restricciones del Transporte	
Sección 1: Obras propuestas para minimizar las restricciones del transporte	(9 pág.)
Sección 2: Detalle de las ampliaciones requeridas por la Resolución S.E. 208/98	(2 pág.)
 Anexo 6: Esquemas Geográficos y Unifilares	
Sección 1: Descripción de la Red	(6 pág.)
Sección 2: Esquemas geográficos de expansión de la Red	(9 pág.)
Sección 3: Esquema unifilar del sistema	(1 pág.)
Sección 4: Esquemas unifilares de estaciones transformadoras	(98 pág.)
Sección 5: Esquemas de sistema de comunicaciones	(2 pág.)
 Anexo 7: Estudios del Sistema de Transporte para el Corto y Mediano Plazo	
Sección 1: Flujos de potencia típicos	
1.1 Introducción	(2 pág.)
1.2 Flujos de potencia típicos	
1.2.1 Sistema Año 2015	(15 pág.)
1.2.2 Sistema Año 2016	(14 pág.)
1.2.3 Sistema Año 2017	(12 pág.)
1.2.4 Sistema Año 2018	(5 pág.)
1.2.5 Sistema Año 2019	(5 pág.)
1.2.6 Sistema Año 2020	(4 pág.)
1.2.7 Sistema Año 2021	(4 pág.)
1.2.8 Sistema Año 2022	(4 pág.)
1.2.9 Síntesis de resultados	(9 pág.)
1.2.10 Diagramas de flujos de potencia	(1 pág.)
1.3 Conclusiones	(7 pág.)
Sección 2: Estudios de cortocircuito	
2.1 Descripción de los estudios realizados	(1 pág.)
2.2 Resultados de los cálculos y conclusiones	(1 pág.)
2.3 Apertura de corrientes de C.C. con grandes constantes de tiempo de	
Continua – Criterio y fundamentos	(5 pág.)
Apéndice A: Esquemas unifilares – Flujos de carga típicos	(100 pág.)

Anexo 8: Información del Sistema Empleada para los Estudios

Sección 1:	Pronósticos de demandas.....	(6 pág.)
Sección 2:	Características técnicas del equipamiento del Sistema de Transporte por Distribución Troncal.....	(2 pág.)
Sección 3:	Datos de protecciones.....	(1 pág.)
Sección 4:	Características técnicas de los equipamientos de generadores, distribuidores y grandes usuarios que afectan el comportamiento del Sistema de Transporte	(2 pág.)
4.1	Bases de datos usadas en los estudios	(2 pág.)
4.2	Instrucciones para la interpretación de las bases de datos de flujo de carga y cortocircuito en formato PSS/E	(98 pág.)
Sección 5:	Ampliaciones previstas.....	(10 pág.)

Anexo 9: Calidad de Servicio del Sistema de Transporte

Sección 1:	Presentación de datos de indisponibilidad de líneas y equipos	(1 pág.)
1.1	Año 1996	(15 pág.)
1.2	Año 1997	(16 pág.)
1.3	Año 1998	(14 pág.)
1.4	Año 1999	(15 pág.)
1.5	Año 2000	(15 pág.)
1.6	Año 2001	(15 pág.)
1.7	Año 2002	(15 pág.)
1.8	Año 2003	(14 pág.)
1.9	Año 2004	(15 pág.)
1.10	Año 2005	(15 pág.)
1.11	Año 2006	(15 pág.)
1.12	Año 2007	(15 pág.)
1.13	Año 2008	(16 pág.)
1.14	Año 2009	(16 pág.)
1.15	Año 2010	(16 pág.)
1.16	Año 2011	(17 pág.)
1.17	Año 2012	(16 pág.)
1.18	Año 2013	(16 pág.)
1.19	Síntesis histórica de indisponibilidad de líneas.....	(3 pág.)
Sección 2:	Consecuencias de las indisponibilidades	(2 pág.)
Sección 3:	Distorsiones en la forma de onda de las tensiones	(5 pág.)
Sección 4:	Niveles de tensión fuera de los valores admisibles	(4 pág.)

Anexo 10: Información de Interés General relativa a la Guía de Referencia

Sección 1:	Información relativa a la edición y distribución de la Guía.....	(2 pág.)
Sección 2:	Observaciones del OED a la presente edición	(# pág.)

Información suministrada en el CD-ROM de esta Guía:

Directorio	Contenido
\Ayuda.pdf	Ayuda para la lectura de la Guía de Referencia.
\Archivos\Flujos\	Bases de datos usadas en los estudios en formato PSS/E, según lo indicado en el Anexo 8, Sección 4.1.
\Archivos\Planillas\	Planillas requeridas por el Procedimiento Técnico N° 12 en formato Microsoft Excel, ver Anexo 8, Sección 2 y Sección 4.
\Archivos\Docu\Proced_Tecn_n°12\	Procedimiento Técnico N° 12.

\\Archivos\\Docu\\Ord_Servicio_01\\	Orden de Servicio N° 1 de Transba S.A. Recuperación de la Red de Distribución Troncal de la Provincia de Buenos Aires luego de un colapso total en el SADI.
\\Archivos\\Docu\\Ord_Servicio_02\\	Orden de Servicio N°2 de Transba S.A. Códigos de identificación de estaciones y equipos.
\\Archivos\\Docu\\Ord_Servicio_04\\	Orden de Servicio N°4 de Transba S.A. Terminología utilizada en la operación de la red de Transba.
\\Archivos\\Docu\\Ord_Servicio_05\\	Orden de Servicio N°5 de Transba S.A. Normas de Operación para conexiones de Transba con Estaciones vinculadas al Oleoducto Puerto Rosales-La Plata.
\\Archivos\\Docu\\Ord_Servicio_06\\	Orden de Servicio N°6 de Transba S.A. Pautas para la operación de la red.
\\Archivos\\Docu\\Ord_Servicio_11\\	Orden de Servicio N°11 de Transba S.A. Conexión de Terceros al Sistema de Transporte en barras de 132 kV o Tensiones Superiores.
\\Archivos\\Docu\\Ord_Servicio_12\\	Orden de Servicio N°12 de Transba S.A. Desconexión automática de carga por subtensión en Estaciones Transformadoras del nodo Bragado.
\\Archivos\\Docu\\Ord_Servicio_17\\	Orden de Servicio N°17 de Transba S.A. Metodología de operación de ET Siderar y su vinculación con la planta Ternium-Siderar.
\\Archivos\\Docu\\Ord_Servicio_18\\	Orden de Servicio N°18 de Transba S.A. Operación de recursos estabilizantes de la Costa Atlántica Norte – DAG Villa Gesell.
\\Archivos\\Docu\\Ord_Servicio_20\\	Orden de Servicio N°20 de Transba S.A. Plan de contingencias Operativo.
\\Archivos\\Docu\\Ord_Servicio_22\\	Orden de Servicio N°22 de Transba S.A. Operación del automatismo de DAG en la ET Arrecifes.
\\Archivos\\Docu\\BC_Nov14-Abr15\\	Base de Cálculo de CAMMESA (est. nov14-abr15).
\\Archivos\\Docu\\Sección Guía_0209.pdf	Estudios de interés de la Guía de Transba S.A. período 2002 – 2009.
\\Archivos\\Docu\\PPEE Transba\\	Proyectos de generación eólica en la Provincia de Buenos Aires.
\\Archivos\\Docu\\Nota DIR N°0940.13.pdf	Solicitud de reemplazo de TTII y BOP en EETT de Transba S.A.
\\Archivos\\Docu\\FREBA Plan Global.pdf	Programa Global de obras de Transmisión eléctrica de la Provincia de Buenos Aires.

ADVERTENCIAS

Transba S.A. publica la Guía de Referencia del Sistema de Transporte por Distribución Troncal de la Provincia de Buenos Aires, respondiendo a las exigencias emanadas de Los Procedimientos, para asistir a los usuarios del sistema de transporte. Esta obligación es la única connotación oficial que podrá atribuírsele, por lo que no se la deberá considerar como un instrumento oficial de validez indiscutible para la planificación por parte de terceros, quienes de esta forma están suficientemente advertidos que las consecuencias derivadas de la utilización de cualquier tipo de información contenida en la misma no podrán ser imputadas a esta Transportista.

Para la realización de cualquier tipo de estudio que involucre a la red de Transba S.A., o a cualquier otro sistema, no podrán utilizarse las Guías de Referencia de Transba S.A. como fuente de información inobjetable sin la validación y el consentimiento escrito por parte de esta empresa.

Las propuestas de ampliación de capacidad de transporte que se proponen en la Guía de Referencia de ninguna manera evitan la necesidad y obligación por parte de terceros de realización de los estudios detallados que exige el Procedimiento Técnico 1 de CAMMESA (PT 1), para asegurar la factibilidad de las mismas y poder definir las respectivas especificaciones básicas y una mejor estimación de las inversiones involucradas. Consecuentemente, se considera prudente advertir que las ampliaciones propuestas por Transba S.A. están sujetas a validación en dicho marco reglamentario.

Para la elaboración de escenarios futuros en estudios eléctricos de “Etapa 1” de ampliaciones de transporte, el PT 1 prevé la utilización de las Guías de Referencia, pero cabe al Solicitante ajustar los casos típicos de flujo de carga de las mismas a la realidad del sistema previsto para la fecha de puesta en servicio de la ampliación que se solicite, debiendo tener en cuenta solamente aquellas ampliaciones del sistema de potencia que tengan Solicitud Aprobada por el ENRE. Esto es con el objeto de que los estudios permitan evaluar el funcionamiento e impacto de la ampliación en el sistema que probablemente encontrará cuando entre en servicio. Así mismo, los casos de estudio deberán poner de manifiesto las condiciones más exigentes para el diseño.

En el mismo sentido, ante incertidumbres sobre un escenario futuro, sólo se garantizará el cumplimiento del objeto de la Etapa 1 mediante el estudio de escenarios alternativos, aún los más desfavorables, como los que pueden resultar cuando algunas de las ampliaciones recomendadas por los Transportistas o asumidas por el Solicitante no se implementen.

Como referencia de capacidad de diseño de las instalaciones de transporte para soportar solicitudes derivadas de cortocircuitos, en la Guía se utiliza en general la capacidad de los interruptores, la cual puede estar por encima de la capacidad de otros componentes de las instalaciones (mallas de puesta a tierra, transformadores de corriente, seccionadores, aisladores soporte de barras, bajadas de conexión a tierra, etc.), por lo que en caso de variaciones significativas de las corrientes de cortocircuito o cuando estas superen el 50% del valor de referencia, se deberá consultar al Transportista, para su análisis detallado.

Pese a que la fecha formal de cierre de datos de entrada para la presente Guía es el 31 de marzo de 2014, en la medida de lo posible y con el objeto de suministrar una información más actualizada, a partir de la misma se han ido incorporando las novedades más relevantes o que mayor impacto tienen en los estudios. Sin embargo se advierte que esto puede afectar a la compatibilidad de los datos, informaciones o supuestos considerados en diferentes Secciones de la Guía.

En la Guía de Referencia, Transba S.A. procura armonizar en un plan de obras para el período de ocho años que abarca, tanto las previsiones de inversiones por parte de terceros de corto y mediano plazo como las soluciones que en este documento se proponen para el año horizonte. La ejecución real de las inversiones previstas puede dar lugar a un desempeño inferior al estimado o, por el contrario, a la obsolescencia de propuestas de inversión, cuando las obras que realmente se realicen hagan prudente y/o conveniente una reformulación del plan de obras recomendadas.

Las tensiones fuera de banda que se presentan en esta Guía, tanto en escenarios típicos de flujo de carga de estudios realizados como en registros históricos de operación, son consecuencia de fallencias estructurales de la red de Transba S.A., los que deberían ser resueltos, de acuerdo con lo establecido en la normativa vigente, por los agentes usuarios de la misma mediante las inversiones necesarias, a efectos de asegurar el normal abastecimiento a los usuarios finales, respetando las condiciones de operación establecidas por Transba S.A. con el objeto de preservar el equipamiento que conforma el Sistema de Transporte por Distribución Troncal.

Idéntica situación se podrá plantear ante sobrecargas por insuficiencia de la capacidad de transformación instalada o de la red de transporte, en que esta transportista requiera desvincular demanda o retirar de servicio sus equipos para que no sean afectados.

La totalidad de la Guía se encuentra en el CD ROM. En formato Adobe Acrobat Reader, a partir del archivo “GuíaRef_Tba_1522.pdf”, se tiene acceso directo a toda la documentación de la Guía que tradicionalmente se suministraba en papel.

También se agrega en el mismo CD información adicional, como es el caso de informes detallados de estudios, antecedentes de interés de Guías precedentes, o para cumplir con las exigencias de suministro en formato digital de planillas y bases de datos del Procedimiento Técnico 12, u otros documentos de interés general.

RESUMEN EJECUTIVO

El objeto de este Resumen Ejecutivo es el de presentar en forma sucinta las principales hipótesis adoptadas para la elaboración de la Guía de Referencia de Transba S.A. correspondiente al período 2015 – 2022, tanto respecto a las tasas de crecimiento de demanda consideradas, como también a la evolución prevista en el equipamiento de generación, transmisión y transformación de la red de Transba S.A., conforme a planes existentes, incluyendo obras adicionales propuestas por Transba S.A.

A partir de los estudios eléctricos realizados sobre la base de estos supuestos, se reseñan los principales resultados obtenidos.

PRINCIPALES HIPÓTESIS ADOPTADAS

Tasa de crecimiento de la demanda

Para la determinación de los valores de demanda de los escenarios correspondientes al período de estudio 2015-2022, se partió de demandas obtenidas en relevamientos realizados durante los períodos de verano de 2013/2014 e invierno de 2014. Se adoptó, para la demanda residencial, una tasa de crecimiento del 2% para el año 2015, del 3% para el 2016 y una tasa constante del 4% para los años de estudio subsiguientes.

Proyección de Potencias Máximas en Buenos Aires

Valores expresados en MW

2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
2838	2951	3044	3162	3249	3342	3440	3542

Crecimiento 2015 – 2022: **704 MW**

Evolución del Parque Generador

En esta Guía se consideró disponible la generación distribuida puesta en servicio por ENARSA, inclusive la ingresada en 2012 hasta el último proyecto considerado de 21 MW en la ET Miramar, aunque en la medida que se fueron incorporando obras de transporte se las retiró del despacho, en los casos que ello resultaba factible. No se tuvieron en cuenta otros proyectos adicionales. En lo concerniente a generación eólica, debido a la escasa certeza de entrada en servicio de los proyectos existentes, la Guía se limita a dar información al respecto para su consideración en eventuales solicitudes de conexión y ampliación de la red.

Evolución prevista del Sistema de Transmisión

Para la realización de los estudios se consideraron muchos de los proyectos impulsados por el Foro Regional Eléctrico de la Provincia de Buenos Aires (FREBA), por el Plan Federal de Transporte Eléctrico, por la Dirección Provincial de Energía, por Distribuidoras provinciales y municipales y emprendimientos privados. Asimismo, se incluyen otras ampliaciones propuestas por Transba S.A. y Transener S.A.

AMPLIACIONES DEL SISTEMA Y RESULTADOS DE LOS ESTUDIOS ELÉCTRICOS

Los estudios ponen en evidencia el comportamiento de la red de Transba S.A. para escenarios típicos de funcionamiento del período 2015-2022, contemplando la proyección de demanda y la puesta en servicio de las obras de ampliación consideradas.

A continuación se indican las principales obras de transmisión propuestas en la Guía y, posteriormente, las ampliaciones de transformación de EETT. Se indican asimismo las principales conclusiones extraídas de los estudios. Al final de este resumen se encuentra el esquema geográfico de la red, en el que se encuentran plasmadas las obras propuestas, junto con las fechas consideradas de entrada en servicio de cada una de ellas durante el período de estudio.

Mayores detalles pueden obtenerse mediante la lectura del Informe extenso de Conclusiones de la Guía.

Principales obras de abastecimiento y ampliación de la red

A continuación se listan las obras propuestas (algunas de ellas se encuentran en ejecución) que poseen mayor importancia para el desarrollo de infraestructura de la red, dando lugar a una mejora global del sistema de Transba S.A. Las obras que atienden a necesidades locales no son aquí detalladas.

<i>OBRA PRINCIPAL</i>	<i>OBRAS ASOCIADAS</i>
ET 25 de Mayo 2x300 MVA 500/132 kV	LAT 132 kV a ET Chivilcoy LAT 132 kV a ET Lobos y ET 132 kV LAT 132 kV a ET Bragado
ET Vivoratá 2x450 MVA 500/132 kV	LAT 132 kV DT a ET Villa Gesell LAT 132 kV x 4 a ET Mar del Plata Vinculación 132 kV a ET Balcarce Vinculación 132 kV a ET Quequén
Corredor 132 kV Henderson - Pehuajó - Villegas	ET Pehuajó 132 kV ET Villegas
ET Cnel Charlone 2x300 MVA 500/132 kV	LAT 132 kV a ET Villegas LAT 132 kV a ET Lincoln
Corredor 132 kV Villa Lía - Nueva Areco - C.Sarmiento - Arrecifes - Salto	ET Nueva Areco ET C. Sarmiento 132 kV ET Arrecifes 132 kV
ET Nueva GBA 1x300 MVA 500/132 kV	LAT 132 kV a ET Mercedes LAT 132 kV a ET Lobos

ET Abasto 1x300 MVA 500/132 kV	LAT 132 kV DT a ET Brandsen
ET Ramallo 2° Transformador 500/220 kV - 300 MVA 2° Transformador 220/132 kV - 300 MVA	-
ET Villa Lía 2° Transformador 220/132 kV - 150 MVA	
ET Campana 3° Transformador 500/132 kV - 300 MVA	-
ET Bahía Blanca 3° Transformador 500/132 kV - 300 MVA	-

Ampliación prevista en la capacidad de transformación de EETT (incluyendo nuevas EETT propuestas)

ET	TRANSFORMADOR
Arrecifes	T6AS 30/20/30 MVA T7AS 30/20/30 MVA
Ayacucho	T1AY 15/10/15 MVA T2AY 15/10/15 MVA
Balcarce	T1BL 30/30/20 MVA
Bolívar	T1BOL 30/20/30 MVA T2BOL 30/20/30 MVA
Brandsen	T1BRA 30/20/30 MVA
Capitán Sarmiento	T3CT 30/20/30 MVA T4CT 30/20/30 MVA
Cardales	T1*** 30/20/30 MVA
Chacabuco Industrial	T2CD 30/20/30 MVA
Chascomús	T2CU 30/20/30 MVA
Chivilcoy Dos	T1*** 30/20/30 MVA
Colón	2TCN 30/20/30 MVA
Coronel Suárez	T1CZ 30/30/20 MVA T2CZ 30/30/20 MVA
General Belgrano	T1GBE 30/20/30 MVA T2GBE 30/20/30 MVA
General Villegas	T1GVI 30/20/30 MVA T2GVI 30/20/30 MVA
González Chaves	T3GC 15/10/15 MVA
Henderson	T5HE 30/30/10 MVA T6HE 30/30/10 MVA
IMSA	T2IM 15/10/15 MVA
Las Armas	T4LM 15/10/15 MVA
Las Palmas	T2LS 30/30/20 MVA
Las Toninas	T2LO 30/20/30 MVA
Lincoln	T1LI 30/20/30 MVA T2LI 30/20/30 MVA

Lobos	T1LOB 30/20/30 MVA
Luján	T1LJ 40/30/40 MVA
Luján II	T2LD 30/20/30 MVA
Mar de Ajó	T2MJ 30/10/30 MVA
Mar del Tuyú	T2MU 30/20/30 MVA
Mercedes Dos	T1*** 30/20/30 MVA
Miramar	T1MR 30/10/30 MVA T2MR 30/10/30 MVA
Monte	T1ME 30/20/30 MVA T2ME 30/20/30 MVA
Norte II	T3ND 45/30/45 MVA
Nueve de Julio	T3NJ 30/20/30 MVA T4NJ 30/20/30 MVA
Pedro Luro	T2PL 15/10/15 MVA
Pehuajó	T5PH 40/30/40 MVA T4PH 15/10/15 MVA
Pergamino Industrial	T1*** 30/20/30 MVA
Pigüé	T1PF 30/30/20 MVA T2PF 30/30/20 MVA
Puán	T1*** 30/20/30 MVA T2*** 30/20/30 MVA
Punta Alta	T1PV 30/30/10 MVA
Quequén	T2QU 15/10/15 MVA
Rojas	T1RF 30/20/30 MVA T2RF 30/20/30 MVA
Salliqueló	T1*** 20/20/6.6 MVA T2*** 15/10/15 MVA
San Andrés de Giles	T1*** 30/20/30 MVA
San Nicolás Norte	T1SNN 30/20/30 MVA T1SNN 30/20/30 MVA
San Pedro	T1SH 30/20/30 MVA
Stroeder	T1*** 15/10/15 MVA
Sur	T1*** 45/30/45 MVA T2*** 45/30/45 MVA
Tandil	T1TD 40/30/40 MVA T2TD 40/30/40 MVA
Tandil Industrial	T1TDI 30/20/30 MVA T2TDI 30/20/30 MVA
Tornquist	T1TO 30/20/30 MVA ó T2TO 15/10/15 MVA
Valeria del Mar	T2VA 15/10/15 MVA
Veinticinco de Mayo Dos	T1*** 30/20/30 MVA T2*** 30/20/30 MVA
Villa Gesell	T2VG 30/20/30 MVA
Zárate	T1ZA 40/30/40 MVA

Principales resultados extraídos de los estudios

En consonancia con Guías precedentes y planes existentes, se propone como solución de fondo, para afrontar las necesidades de abastecimiento de la Provincia de Buenos Aires, una ampliación de la red basada en el refuerzo de la vinculación al sistema de 500 kV por medio de la ampliación de EETT de 500 kV existentes y la creación de nuevas estaciones. Para dar efectividad a estas vinculaciones, se propone la expansión de la red de 132 kV asociada a estos vínculos, como también el tendido de nuevas líneas y corredores destinados a mallar la red existente.

El crecimiento de la demanda del área norte impone las ampliaciones de transformación 500/220/132 kV en la ET Ramallo (en licitación) y 500/132 kV en la ET Campana, más líneas de 132 kV asociadas, permitiendo un adecuado desempeño del área.

La construcción de la ET 500/132 kV 25 de Mayo (en licitación) y sus obras asociadas resulta fundamental para el abastecimiento del área de Bragado, que actualmente posee serios problemas de control de tensión y depende forzosamente de la generación local. Esta obra se complementa, hacia el norte, con la entrada en servicio del corredor de 132 kV Villa Lía – Salto, el que, además, permite asegurar el abastecimiento de Capitán Sarmiento y Arrecifes.

Es imprescindible la pronta entrada en servicio del corredor de 132 kV Henderson – Pehuajó – Gral. Villegas (en ejecución) para asegurar el abastecimiento de G. Villegas y mejorar sustancialmente las EETT vinculadas al corredor de 66 kV Bragado – Trenque Lauquen. Posteriormente, la entrada en servicio de la ET Charlone y líneas de 132 kV, proporcionan una solución de largo plazo para toda el área oeste de la provincia.

La ET Vivoratá (en ejecución), vinculada a Mar del Plata y a Villa Gesell, resulta una solución contundente a los serios problemas que presenta el área Atlántica, fundamentalmente en el período de verano, cuando aun contando con la totalidad de la generación local, no siempre se logra una adecuada calidad de servicio, incluso en condición de red completa.

La inclusión de transformación 500/132 kV en las EETT Abasto y Nueva GBA (propuesta) con sus líneas de 132 kV propuestas complementan las obras anteriormente mencionadas, proporcionando a la red solidez suficiente para afrontar contingencias.

Si bien el área sur posee un buen desempeño, se plantea la instalación de un tercer transformador 500/132 kV en la ET Bahía Blanca, para lograr un adecuado desempeño ante contingencias, aun si no se dispone de la generación local.

El plan propuesto en la Guía, cuyas obras más importantes fueron mencionadas precedentemente, permiten alcanzar un adecuado desarrollo de la red que, en el año horizonte, permite prescindir de gran parte de la generación local existente e incluso de casi la totalidad de la generación distribuida.

Estudios de Cortocircuito – Identificación de Problemas

Este estudio – cuyo objetivo es determinar las máximas solicitaciones en los equipamientos de interrupción de la red de transporte de Transba S.A. y compararlas en una primera verificación con las potencias de ruptura de los equipos actualmente instalados – se realizó considerando el despacho de todas las unidades de generación del área de influencia.

Bajo estas hipótesis se observa en la ET San Nicolás que, tal como ocurre en la actualidad, desde el primer año de estudio podría superarse la capacidad de ruptura de los interruptores instalados en 132 kV. Esto hace necesario aplicar restricciones de despacho en la CT San Nicolás en escenarios de alto despacho de generación en el área o, alternatively, recurrir a configuraciones operativas especiales separando circuitos, lo que reduce la confiabilidad del sistema. No obstante esto, debe tenerse en cuenta que la disponibilidad de los generadores de esa Central es del orden del 50%, por lo que la ampliación que no debe desatenderse es la del incremento de transformación de 220 a 132 kV en la ET Ramallo, que hace innecesario el despacho de las unidades TV11 a 14.

REFLEXIONES FINALES

Más allá del aplazamiento en la ejecución de obras de infraestructura en la red, puede afirmarse que no han faltado diagnósticos ni presentación de propuestas de ampliaciones en las sucesivas Guías de Referencia realizadas por Transba S.A.

La situación crítica por la falta de desarrollo de la red de Transba S.A. ha podido ser afrontada mediante la instalación de numerosas centrales de generación distribuida por parte de ENARSA en la Provincia de Buenos Aires. Sin embargo, es claro que hasta tanto se implementen soluciones de infraestructura en transporte, el recurso de la generación distribuida se agotará rápidamente con el crecimiento vegetativo de la demanda y resulta de alto costo logístico y operativo.

Considerando las obras propuestas en esta Guía se llega a un escenario de año horizonte 2022 con un desempeño adecuado de la red de Transba S.A., en el que se puede prescindir de gran parte de la generación local existente e incluso de casi la totalidad de la generación distribuida.

El adecuado desempeño de la red se observa también ante contingencias simples, aunque en casos puntuales resulta necesario recurrir a la generación instalada para mantener la calidad en el suministro.

Si bien se plantea un ambicioso plan de obras para el período de estudio, no se logra un desempeño óptimo en el área de Lincoln y Junín, donde debe recurrirse al despacho forzado de generación para mantener la tensión dentro de la banda de calidad de servicio.

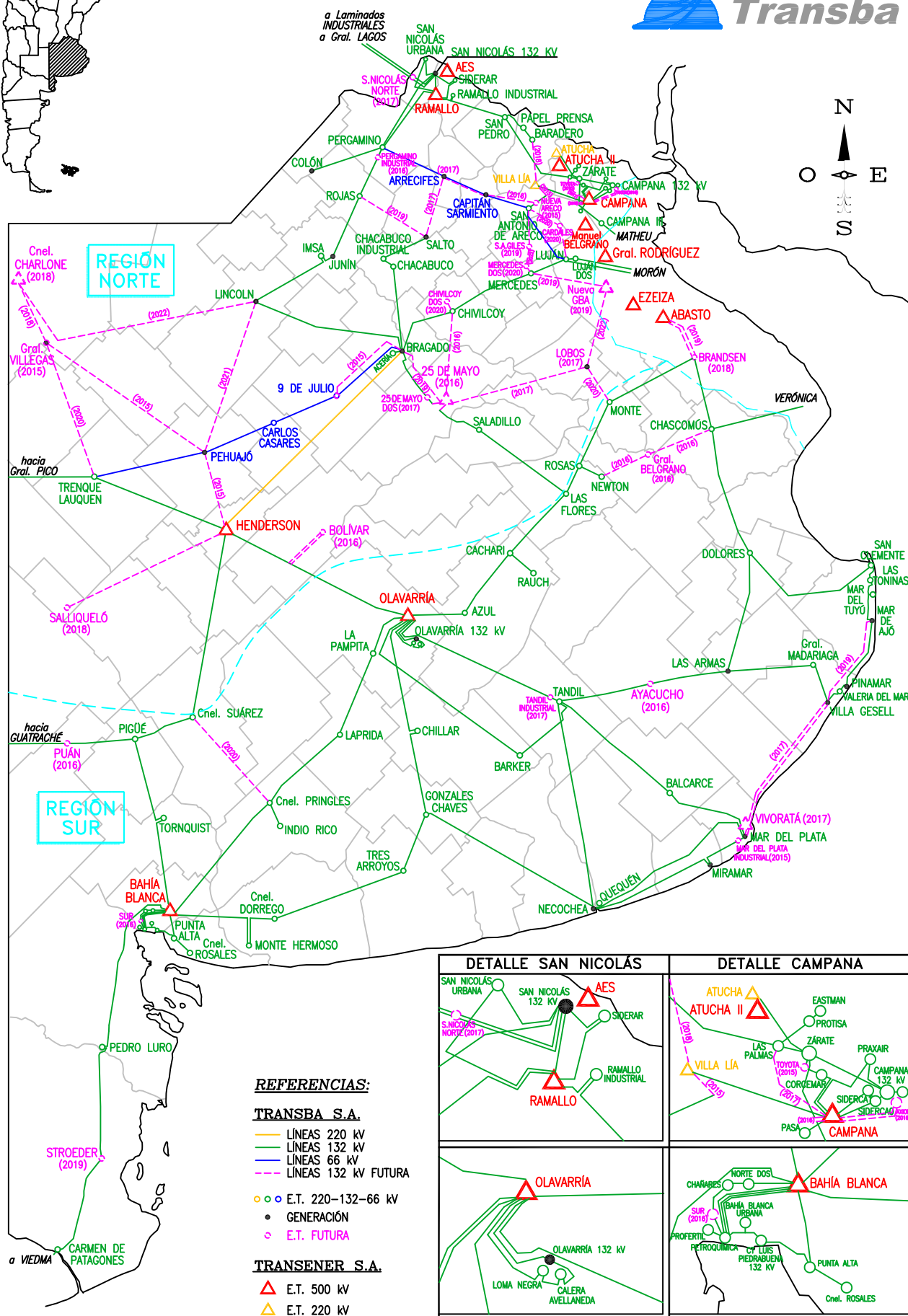
No obstante lo mencionado en el párrafo anterior, Transba S.A. considera que el plan de obras propuesto cubre ampliamente las expectativas y excederlo podría no ser razonable considerando tan solo los ocho años del período de estudio y los antecedentes de ejecución.

ESQUEMA GEOGRÁFICO

A continuación se presenta el esquema geográfico de la red de Transba S.A. para el año horizonte 2022, que incluye tanto obras previstas como propuestas.



Transba



Guía TRANSBA 2015–2022

Fecha de revisión: 9 DICIEMBRE 2014

INTRODUCCIÓN

Transba S.A. en su calidad de empresa concesionaria del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal de la Provincia de Buenos Aires, publica esta Guía de Referencia tal como lo establece CAMMESA en el Anexo N° 20 de los “Procedimientos para la Programación de la Operación, El Despacho de Cargas y El Cálculo de Precios”.

El objetivo de esta Guía es presentar estadísticas de calidad del Sistema de Transporte, estudios que den indicios sobre el desempeño y capacidad del Sistema en el mediano plazo, ocho (8) años posteriores al de la fecha de su publicación, y recomendaciones de los requerimientos de inversión en equipamiento de la red.

Transba S.A., Empresa de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal de la Provincia de Buenos Aires Sociedad Anónima, tiene a su cargo la operación y el mantenimiento de la red de 132 kV de la provincia de Buenos Aires, con excepción de las instalaciones ubicadas dentro de las jurisdicciones de EDENOR S.A., EDESUR S.A. y EDELAP S.A.

Adicionalmente, opera y mantiene las Estaciones Transformadoras de 500 kV Olavarría, Bahía Blanca y Campana, en carácter de Transportista Independiente de Transener S.A. (TIBA) y algunas instalaciones de 66 kV.

La red de Transba S.A. está constituida por 6.158 km de líneas de 220, 132 y 66 kV y 92 estaciones transformadoras.

Dentro de su área de concesión Transba S.A. presta servicio de transporte a 3 empresas distribuidoras provinciales (EDEA S.A., EDEN S.A. y EDES S.A.), 27 Cooperativas (como distribuidoras) y otros 19 agentes del MEM (GUMAS) que se encuentran conectados directamente a su red.

Asimismo a la red de la provincia de Buenos Aires están conectados 167 grupos generadores con una potencia instalada de 1.982 MW. Entre ellos se cuenta la Central Térmica L. Piedrabuena, que inyecta casi toda su potencia al Sistema de Transporte en 500 kV (620 MW) y contribuye con el control de tensión de la zona; la Central Térmica San Nicolás (300 MW), que posee 4 TV vinculadas a barras de 132 kV de la ET San Nicolás, las cuales se utilizan para el control de tensión y para evitar la sobrecarga del transformador 220/132 kV de la ET Ramallo, También en esta ET se encuentra instalada una TG (25 MW) preparada para arranque en negro.

El resto de la generación se distribuye en la zona Atlántica y zona Centro – Norte, contribuyendo al abastecimiento de las demandas y a solucionar los problemas de tensión de estas áreas.

Si bien hay un importante número de generadores vinculados a la red de Transba S.A., cabe destacar que la mayor parte de la demanda abastecida es importada desde el Sistema de Transporte en Alta Tensión, a través de 4 nodos de 500 kV y 3 nodos de 220 kV, como así también desde puntos de interconexión en 132 kV con sistemas de áreas vecinas. En la Sección 1 del Anexo 6 de la presente Guía se encuentra información detallada sobre el particular.

De acuerdo con lo establecido en el Procedimiento Técnico N° 12 (PT12), para realizar esta Guía de Referencia se consideran datos provenientes de la Secretaría de Energía sobre pronósticos de demanda de energía eléctrica del sistema para los próximos años e informaciones y flujos de carga para estados típicos suministrados por CAMMESA. Estos últimos contienen todos los parámetros de equipamientos de Generadores, Transportistas, Distribuidores y Grandes Usuarios.

Asimismo, se tuvieron en cuenta datos provenientes de empresas distribuidoras y grandes usuarios relativos a futuras ampliaciones para el período de estudio y a proyecciones de demanda de potencia activa y reactiva por barra para cada uno de los estados.

Sobre la base de datos recibida y actualizada en función de toda esta información, se realizaron estudios de flujo de carga y cálculos de potencia de cortocircuito monofásico y trifásico en todas las barras de Transba S.A.

Se presentan además datos históricos referidos a la calidad de servicio del sistema de transporte, parámetros eléctricos de los equipos dentro de su área de concesión y datos utilizados en la realización de los estudios de planificación.

Estructura de la Guía

Esta Guía de Referencia respeta estrictamente los lineamientos especificados en el ítem 4, “Modelo de Guía de Referencia”, del PT12.

La información requerida se ha agrupado en Anexos. El contenido de cada uno de ellos es el siguiente:

- Anexo N° 1: Presenta en forma de Tablas las corrientes admisibles en líneas y cables, datos y límites de transformadores y una síntesis de la capacidad actual y futura del sistema de transporte, con el nuevo formato de Tablas requerido por Nota de CAMMESA N° P-015629-2, que modifica al establecido por el PT12.
- Anexo N° 2: Describe los esquemas de control de emergencias empleados, los recursos estabilizantes considerados y se citan las normas operativas del SADI, que establecen los límites a la transmisión vigentes.
- Anexo N° 3: Incluye una Tabla con las transferencias máximas previstas para los transformadores de la red, para el período de análisis de la presente Guía de Referencia. Asimismo se analiza la capacidad de transformación ante contingencias, para lo cual se presenta la Orden de Servicio N° 20, que consiste en un Plan de Contingencias Operativo destinado a afrontar diferentes contingencias de transformadores minimizando sus impactos adversos, tanto para el equipamiento, como para la demanda.
- Anexo N° 4: Presenta una Tabla que contiene la potencia de cortocircuito admisible en barras de Transba S.A. y los valores calculados de potencias de cortocircuito monofásicas y trifásicas para todo el período de estudio, resaltando los casos en que se violan los valores admisibles.

Anexo N° 5:

- En la Sección 1 se listan las inversiones propuestas por Transba S.A. para lograr un adecuado comportamiento y desempeño de la red, identificando las restricciones que minimizan, indicando las mejoras en la calidad de servicio que permitirían obtener y calificando la importancia de su realización.
- La Sección 2 responde a los requerimientos de la Resolución S.E.N° 208/98.

Anexo N° 6: Presenta una descripción del sistema, incluyendo esquemas geográficos y unifilares, actuales y futuros. Además, respondiendo a la exigencia del Art. 4 de la Resolución ENRE N° 751/2006, se incluye un diagrama esquemático de la capacidad del sistema de comunicaciones afectado al Servicio Público de Transporte de Energía Eléctrica, entendiéndose por tal la capacidad concesionada en el origen más la que resulte de ampliaciones realizadas en los términos del Reglamento de Acceso.

Anexo N° 7: Presenta los resultados de los estudios requeridos a Transba S.A. Se encuentra dividida en secciones, cuyo contenido se detalla a continuación:

- Sección 1: Presenta los resultados de los Flujos de Carga Típicos, mediante los cuales se evalúa el desempeño de las obras propuestas para dar soluciones a los problemas que se presentarían en la red a lo largo del período de estudio. Las obras de ampliación propuestas responden a un plan a largo plazo, que pretende una mejora continua de las prestaciones de la red.
- Sección 2: Presenta los estudios de cortocircuito, que se realizaron para elaborar la tabla que se incluye en el Anexo 4.

Anexo N° 8: Contiene los pronósticos de demanda y las ampliaciones previstas de demanda, generación y transmisión. Asimismo se detalla la información utilizada para la realización de los estudios y la documentación de las respectivas bases de datos (contenidas en el CD ROM de esta Guía). También se suministran las correspondientes planillas de información técnica requeridas por el PT12.

Anexo N° 9: Presenta los datos históricos sobre calidad de servicio. Contiene datos estadísticos de indisponibilidades de equipamiento, causas y consecuencias, niveles de tensión fuera de los valores permisibles y distorsiones en la forma de onda.

Anexo N° 10: Se encuentra información general referida a la edición y publicación de la Guía de Referencia.

La totalidad de la Guía está contenida en el CD-ROM en formato “pdf”. Se puede acceder a la misma a través del índice general, mediante el software de lectura Adobe Acrobat Reader.

Para un mejor aprovechamiento de las facilidades de esta forma de presentación de la Guía, se recomienda en primer lugar leer las instrucciones contenidas en el archivo “Ayuda_1421.pdf”.

CONCLUSIONES

Transba S.A. publica esta Guía de Referencia cumpliendo con el objetivo de presentar un diagnóstico del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal de la Provincia de Buenos Aires, que permita visualizar sus limitaciones y evaluar propuestas de solución para las mismas.

CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL SISTEMA DE TRANSPORTE POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL DE LA PCIA. DE BUENOS AIRES

Para realizar este diagnóstico y proponer soluciones reales a los problemas detectados, serán planteadas, en primer lugar, algunas características del Sistema de Transba S.A.

A los efectos de este análisis se divide el área de concesión de Transba S.A. en tres zonas: Centro - Norte, Atlántica y Sur.

Características de la demanda del Sistema de Transba S.A.:

- Las áreas de máxima demanda en Transba S.A. presentan un desplazamiento geográfico estacional: en verano la demanda alcanza su máximo en la Zona Atlántica, específicamente en el área correspondiente a la costa propiamente dicha, mientras que en invierno esto se da en la zona Centro - Norte.
- La demanda del norte de la zona Centro – Norte en general se mantiene relativamente constante, ya que en gran parte es demanda industrial. Cabe aclarar que según el tipo de proceso industrial, pueden presentarse fluctuaciones en las tensiones de sus barras (dado que entre las diferentes demandas se encuentran motores, generadores, bombas, hornos de arco, molinos, etc.).
- La mayor parte de la compensación shunt capacitiva disponible se encuentra instalada en la zona Atlántica y en la zona Centro.

Características de la generación del Sistema de Transba S.A.:

- Los generadores de la Central Luis Piedrabuena suministran soporte de tensión a la zona Sur, inyectando casi toda su potencia al Sistema de Transporte de Alta Tensión en 500 kV.
- Los generadores de Solalban están vinculados a la ET Petroquímica, la cual es un nodo de 132 kV con una fuerte vinculación a la ET Bahía Blanca 500/132 kV, por lo que su aporte de potencia no impacta notablemente en la red de 132 kV del área, aunque sí descarga los transformadores de esta última.
- El despacho de la generación ubicada en barras de 132 kV de la ET San Nicolás suele evitar la sobrecarga del transformador 220/132 kV de la ET Ramallo.

- La generación ubicada en la costa atlántica es utilizada para abastecer en forma parcial la demanda local y constituye un soporte esencial de tensión. En condiciones de alta demanda, esta área es extremadamente dependiente del despacho forzado de casi la totalidad de la generación disponible, sobre todo de la instalada en la costa norte, en Las Armas, en Miramar y en la CT 9 de Julio. Gran parte de esta generación instalada tiene alto costo de producción.
- La generación de Olavarría 132 kV reduce la carga neta tomada por el anillo Olavarría – Olavarría 132 kV– Calera Avellaneda – Loma Negra – Olavarría.
- La generación de Bragado es de fundamental importancia, aunque no suficiente, para obtener un desempeño adecuado del área de influencia de la ET Bragado, ya que en escenarios de alta demanda el vínculo Henderson – Bragado de 220 kV no es suficiente para asegurar el abastecimiento del área.
- La generación de Junín y Lincoln suele requerirse para mejorar la tensión en el corredor de 132 kV entre las EETT Bragado y Pergamino y su aporte de potencia contribuye al adecuado desempeño del área de Bragado.
- La generación de Salto descarga el corredor radial Bragado – Salto, contribuyendo al soporte de tensión y permite también abastecer total o parcialmente la demanda en caso de pérdida de alguna línea de 132 kV de este corredor.
- La generación de Colón contribuye al control de tensión de la ET Colón y permite minimizar el impacto de la pérdida de la alimentación radial de 132 kV de esta ET.
- La generación de Pehuajó permite mejorar la tensión en el corredor de 66 kV entre Trenque Lauquen y Bragado, y evita la sobrecarga de los transformadores de 132/66 kV de Bragado en escenarios de muy alta demanda.
- La generación de Capitán Sarmiento y de Arrecifes permite asegurar el abastecimiento de las demandas de estas EETT. Las mismas se encuentran alimentadas por medio del corredor de 66 kV Pergamino – San Antonio de Areco, que posee limitaciones tanto en sus líneas como en los transformadores de vinculación a la red de 132 kV.
- La generación de Villegas es de fundamental importancia para asegurar el abastecimiento de la demanda en horarios de pico de la ET General Villegas, la cual es alimentada en forma radial desde Tranque Lauquen por una línea de 66 kV propiedad de EDEN S.A.
- La generación de Lobos, permite asegurar el abastecimiento de la demanda de Lobos, ya que la alimentación de esta localidad, por medio de una línea radial de 66 kV desde la ET Luján, posee serias restricciones. Adicionalmente descargará los transformadores 132/66 kV de la ET Luján, que se encuentran al límite de su capacidad.

Características de la red del Sistema de Transba S.A.:

- Gran parte de la demanda es abastecida desde el SADI a través de los distintos puntos de vinculación de Transba S.A. con el Sistema de 500 y 220 kV de Transener S.A. y con empresas distribuidoras vecinas en 132 kV, por lo que puede afirmarse que desde el punto de vista operativo tienen una fuerte incidencia tanto las magnitudes de estos aportes como las diferentes proporciones entre ellos.
- Algunas demandas se presentan alimentadas en forma radial por líneas largas.
- Existen zonas con problemas de control de tensión, debido a la presencia de barras con baja potencia de cortocircuito unidas por líneas largas.
- Se encuentran varias demandas que son alimentadas en 66 kV por medio de corredores débiles, que poseen dificultad para asegurar el abastecimiento en escenarios de alta demanda.
- En muchas áreas el sistema carece de la reserva necesaria para afrontar contingencias simples.
- La red posee gran cantidad de generación distribuida que muchas veces resulta imprescindible para subsanar las deficiencias de la red, lo que lleva a una alta dependencia de la disponibilidad de esta generación.
- Se observa una tendencia a realizar obras que solucionan problemas de muy corto plazo, y que en general no se adaptan en un plan óptimo de largo plazo.

Las características presentadas permiten reconocer en forma explícita algunos problemas estructurales de la red, el grado de complejidad del análisis a realizar para hacer un diagnóstico del área y ponen en evidencia las dificultades que se presentan para proponer soluciones técnicamente viables en forma independiente.

En este sentido, Transba S.A., desde el comienzo de su gestión, viene proponiendo obras pensadas para incrementar la confiabilidad del Sistema, y que hoy muchas de ellas se han vuelto imprescindibles para asegurar el abastecimiento de la demanda.

En el Anexo 7 se encuentran los estudios realizados en esta Guía destinados a analizar el desempeño de la red a lo largo del período 2014-2021, considerando las obras de ampliación propuestas.

Se ha considerado que hasta tanto entre en servicio la ET 25 de Mayo, la Acería de Bragado reduce considerablemente su demanda en horarios de alta carga de la red, pasando de 50 MW en horario de resto y valle, a 8 MW en pico. Asimismo, para evaluar un estado de red descargado, en el valle de verano se tomó la demanda de 3.8 MW propuesta por CAMMESA.

PLAN DE OBRAS CONSIDERADO EN LA PRESENTE EDICIÓN DE LA GUÍA DE REFERENCIA

En esta Guía se considera un plan de obras que, salvo algunas excepciones, concuerda con el propuesto en las precedentes. El plan de obras surge de estudios realizados en el ámbito del Foro Regional Eléctrico de la provincia de Buenos Aires (FREBA; ver previsiones actuales de obras en \Archivos\Docu\FREBA), en los que Transba S.A. participó activamente. Los mismos concluyeron en un plan a largo plazo consensuado con los distintos Distribuidores Provinciales y Municipales integrantes del Foro y cuya meta es lograr una mejora continua de las prestaciones de la red de transporte, con dos objetivos:

- 1) Eliminar en el menor plazo posible las restricciones que aparecen en la red de transporte, para poder abastecer la totalidad de la demanda pico en condiciones de red completa (N).
- 2) Posibilitar el abastecimiento de la demanda en condiciones N-1 en el mediano plazo.

Resulta importante destacar que en líneas generales el mencionado plan guarda una estrecha relación con el *“Plan de Obras 2004 –2008 Prioritarias para Garantizar el Abastecimiento y Eliminar Restricciones de Transporte en el Corto y Mediano Plazo en el MEM - MEMSP”*, elaborado por el Consejo Federal de la Energía Eléctrica.

Cabe aclarar que si bien en general se adoptaron las mismas obras, no ocurrió lo mismo con las fechas de ingreso previstas, ante las demoras evidentes en el lanzamiento de las ampliaciones. A su vez deben tenerse en cuenta los tiempos que normalmente insumen los estudios de diseño y los trámites de autorización, la obtención de los recursos necesarios para la financiación y los plazos de ejecución hasta la puesta en servicio de las obras. Por lo tanto, se consideraron retardos aproximados en cada caso.

Consecuentemente, al estar desfasado el ingreso de las obras respecto de las demandas para las cuales fueron previstas originalmente, se pueden presentar condiciones de operación inaceptables no contempladas en su oportunidad en el plan de obras originalmente propuesto. Con el objeto de minimizar estos problemas, se reestructuró el orden de ingreso de algunas obras, de modo de atender de la mejor manera posible las prioridades que surgen a la luz de los estudios.

En los últimos años se ha proyectado una línea de 500 kV que permitirá vincular a la ET Río Diamante con la futura ET Nueva GBA (ubicada aproximadamente entre las EETT Ezeiza y Rodríguez). Esta obra contempla una nueva ET Coronel Charlone ubicada al noroeste de la provincia de Buenos Aires.

En esta Guía de Referencia se ha considerado a las EETT Coronel Charlone y Nueva GBA como futuros puntos de vinculación de la red de Transba S.A. con el sistema de 500 kV, y en este sentido se incluyeron líneas de 132 kV adicionales a las contenidas en los planes de Guías precedentes.

Actualmente, no habiéndose concretado estas obras de alta importancia, la demanda es abastecida en las condiciones de baja calidad que se describen más adelante, que muestran dificultades para el abastecimiento aún en condiciones de red completa y con el despacho forzado de pequeñas centrales de alto costo de operación, cuya potencia instalada en corto tiempo se ve superada por el crecimiento vegetativo de la demanda.

Zona Centro – Norte

Esta zona se abastece por diversos puntos de interconexión con el SADI, a través de Transener S.A. y de algunas empresas distribuidoras de áreas vecinas. Presenta un estado crítico dentro del área de concesión de Transba S.A.

Se caracteriza por tener una alta demanda, una red poco mallada, con algunas EETT que reciben alimentación en 132 kV en forma radial (Chacabuco, Chacabuco industrial, Salto, Baradero, Colón etc.) lo que implica que, ante una falla simple, se puede producir la pérdida total del suministro eléctrico, dada la escasa capacidad de los circuitos de menor tensión que vinculan a estos nodos.

Asimismo posee algunas demandas alimentadas por redes de 66 kV como Pehuajó, Carlos Casares, Nueve de Julio, Arrecifes y Capitán Sarmiento.

En la región Norte de esta zona se encuentran puntos de abastecimiento en Ramallo 220 kV, Campana 500 kV, Villa Lía 220 kV, San Nicolás - EPESF y Atucha 132 kV. Vinculándose también con EDENOR S.A. a través de la doble terna de 132 kV Morón – Luján y de la línea de 132 kV Campana III – Matheu.

Existe actualmente un gran requerimiento de los generadores vinculados a las barras de 132 kV de la ET San Nicolás para evitar la sobrecarga del transformador 220/132 kV de la ET Ramallo que, no obstante, en horarios de pico, alcanza su límite de capacidad operativa.

El despacho forzado de estas máquinas será necesario hasta que se ponga en servicio la ampliación de transformación de la ET Ramallo, la que consiste en la instalación de un segundo transformador 500/220 kV – 300 MVA y de un segundo transformador 220/132 kV – 300 MVA. Ambas obras se encuentran en diferente estado de ejecución.

La región Centro se abastece a través de la línea de 220 kV Henderson – Bragado y se encuentra vinculada también al área Norte a través de los corredores de 132 kV Bragado – Pergamino y Bragado – Luján.

Adicionalmente se dispone de generación en las EETT Bragado, Lincoln, Junín, Colón, Salto y Pehuajó.

En la actualidad el elemento limitante para el aporte de potencia desde Henderson hacia Bragado es la línea de 220 kV que vincula ambas EETT, la que debido a las grandes transferencias registradas presenta elevadas caídas de tensión. Aún operando al límite superior de la banda admitida de tensión en la barra de 220 kV de la ET Henderson (5% por sobre la tensión nominal), se detectan valores de tensión en la barra de 220 kV de la ET Bragado que en muchos de los casos caen por debajo del 10% de la tensión nominal.

Esta situación crítica no sólo se observa en escenarios de demanda pico, sino también en horarios de resto, debido a que la demanda de la Acería de Bragado, que permanece en horario de pico en 19 MW, en horarios de resto y valle alcanza los 40 Y 50 MW.

La debilidad del área de influencia de la ET Bragado impacta fuertemente sobre el corredor de 132 kV Bragado – Pergamino, por lo que se debe recurrir en escenarios de alta demanda a la generación forzada de las CT Lincoln, Junín y Colón.

La región Oeste de esta zona se abastece a través de las líneas de 132 kV Henderson – Trenque Lauquen y General Pico – Trenque Lauquen.

Cabe destacar que los problemas anteriormente descriptos para el área Centro –Norte se irán agravando en la medida que no se concreten las obras de ampliación que se proponen en esta Guía, indicadas a continuación. Por lo tanto, para estados de demanda pico, la probabilidad de que se produzca un colapso ante falla simple es muy alta. Además, en caso de una indisponibilidad prolongada de algún equipo importante, es poco factible poder trasladar cargas a otros nodos, dada la escasa o nula reserva disponible en los distintos circuitos de esta área, por lo que es altamente probable que deba recurrirse al corte de demanda. Esto muestra una alta vulnerabilidad que presenta el suministro ante la pérdida de algún equipo del sistema de transporte.

Obras Centro - Norte

A los efectos de solucionar estos problemas, en esta Guía de Referencia se propone como solución de fondo reforzar los aportes desde el sistema de 500 kV, mediante la ampliación de la ET Ramallo en 500/220 kV y en 220/132 kV (Res. SE N° 01/03 – en licitación), la construcción de una ET 500/132 kV en 25 de Mayo (Plan Federal – en licitación), la vinculación del área oeste con la futura ET Coronel Charlone 500/132 kV (trámite demorado) y la vinculación del área norte a la futura ET Nueva GBA 500/132 kV (propuesta bajo análisis). Así mismo se plantea la ampliación de la ET Villa Lía 220/132 kV.

Dados los tiempos necesarios para su implementación, recién a partir del verano 2015-2016 se considera la entrada en servicio de obras de infraestructura tendientes a mejorar el desempeño de la red, por lo que en el invierno 2015 sólo se considera la ampliación en la capacidad de transformación en algunas EETT.

Se plantea en el primer verano la construcción de la línea de 132 kV Henderson – Pehuajó – Villegas y de las EETT 132/66/33/13,2 kV de Pehuajó y 132/33/13.2 kV de Villegas (Plan Federal – en ejecución). Esto permite alimentar las demandas de Pehuajó y G. Villegas directamente de la red de 132 kV, y contribuye a la alimentación de las demandas del corredor de 66 kV Trenque Lauquen – Bragado, descargando las EETT de sus extremos. En la misma línea, se incluye la entrada en servicio de la ET 9 de Julio 132 kV y su vinculación con la ET Bragado en 132 kV, lo que permite asegurar el abastecimiento de la localidad de 9 de Julio y descargar el corredor de 66 kV, así como la ET Bragado.

En el mismo año, tal como ha sido previsto en el Plan de obras Global del FREBA, se plantea la entrada en servicio de la primera parte del futuro corredor Villa Lía – Salto, mediante la apertura de la “T” Villa Lía – Campana – S.A. de Areco, construcción de 9 km de línea entre este punto y la ET Villa Lía, para dar origen a un vínculo directo entre Villa Lía – S. A. de Areco. Esta obra está asociada a la ampliación de la ET Villa Lía (construcción de doble juego de barras de 132 kV, acoplamiento, salidas de línea, etc) y a la construcción de la ET Nueva Areco seccionando la línea Villa Lía – Areco, necesaria para la futura vinculación con Capitán Sarmiento.

Ante las demoras que se han venido teniendo para la construcción de la línea de 132 kV Campana – Las Palmas (Res. SE N° 01/03), que en esta Guía se considera en servicio en 2017, para el año 2016 se ha previsto una solución parcial provisoria, muy simple y efectiva de implementar, cual es la apertura de la línea Zárate – Campana III y su vinculación con la ET Campana, dando origen a las líneas Zárate – Campana y Campana – Campana III (a ser implementada por Res. SE N° 01/03), con lo que se reforzará significativamente el abastecimiento de Zárate. En vistas de las dificultades que se presentan con la traza de la línea Campana – Las Palmas y, considerando que se ejecutará el seccionamiento antes indicado, actualmente se está analizando la factibilidad de cancelar la construcción de esta línea y realizar el seccionamiento adicional de la línea de 132 kV Atucha – Zárate, con entrada a la ET de 132 kV Las Palmas. Estas obras descargan los corredores actuales y refuerzan la red de transporte de 132 kV del área de Zárate, brindando un mejor desempeño ante contingencias.

En 2016 y 2017 se considera, respectivamente, la instalación en la ET Ramallo de un segundo transformador 500/220 kV y un segundo transformador 220/132 kV, ambos de 300 MVA (Res. SE N° 01/03 – en licitación). Esto mejora la vinculación entre los sistemas de 500, 220 y 132 kV, y reduce la dependencia del despacho forzado de la CT San Nicolás. A su vez elimina restricciones o cortes de carga ante la salida de servicio de alguno de los transformadores de esta ET.

Asimismo, en 2016 se considera la entrada en servicio de la ET Bolívar (en trámite), seccionando la LAT 132 kV Henderson – Olavarría, permitiendo abastecer la demanda de la localidad de Bolívar desde la red de 132 kV y descargar la ET Henderson.

En el verano 2016-2017 se plantea la entrada en servicio de la ET 25 de Mayo 500/132 kV (Plan Federal – en licitación), que secciona una línea del corredor de 500 kV Henderson – Ezeiza y se conecta al sistema de 132 kV seccionando la actual línea de 132 kV Bragado – Saladillo. La propuesta incluye también la construcción de una línea en 132 kV entre 25 de Mayo y Chivilcoy, reforzando también el corredor de 132 kV Bragado – Luján.

Esta obra es de vital importancia para la zona Centro, principalmente en el área de Bragado, que actualmente presenta serias dificultades para asegurar el abastecimiento en horarios de alta demanda.

Adicionalmente a solucionar a largo plazo los problemas de abastecimiento de la zona Centro, incrementa el aporte desde esta zona hacia la Atlántica a través del corredor de 132 kV 25 de Mayo – Saladillo – Las Flores.

Si bien la entrada en servicio de esta ampliación debería realizarse de manera urgente, dado los tiempos requeridos para su implementación, en los estudios realizados en la presente Guía se ha planteado su entrada en servicio en este período.

En este verano se plantea también – siendo parte del plan Global del FREBA – la construcción de la ET Capitán Sarmiento 132 kV, junto con una línea de 132 kV a la ET Nueva Areco, lo que permite asegurar el abastecimiento de la demanda de Capitán Sarmiento, evitar la dependencia de la generación forzada local y descargar el corredor de 66 kV Pergamino – S. A. de Areco.

En 2017 se proyecta la instalación de un tercer transformador 500/132 kV en la ET Campana, que descarga los actuales transformadores y mejora la confiabilidad ante contingencias.

Se plantea, a su vez, el cierre del corredor de 132 kV Villa Lía – Salto, a través de las líneas Capitán Sarmiento – Arrecifes – Salto, constituyendo un nuevo vínculo entre el área de Bragado y el área norte. Esta obra incluye la nueva ET Arrecifes 132 kV y la ampliación de la ET Salto a doble barra 132 kV (Plan Global FREBA).

Este mismo año entraría en servicio la ET San Nicolás Norte 132/33/13,2 kV (Plan Global FREBA) seccionando las líneas San Nicolás – Laminados Industriales y San Nicolás – Villa Constitución Residencial, mejorando el abastecimiento y confiabilidad de la zona.

Por otro lado, para incrementar el aprovechamiento de la ET 25 de Mayo, se plantea la construcción de la línea de 132 kV 25 de Mayo – Lobos, junto con la nueva ET Lobos 132 kV (Plan Global FREBA). Esto permite abastecer su demanda en 132 kV, elimina problemas de tensión en 66 kV y la dependencia de la generación forzada local.

En el verano 2017-2018 se prevé la entrada en servicio de la nueva ET 25 de Mayo Dos, de 132/33/13.2 kV, por apertura de la entonces línea 25 de Mayo – Bragado, la que permitirá abastecer la demanda de la localidad de 25 de Mayo desde el sistema de 132 kV y descargar los transformadores 132/66 kV de la ET Bragado.

En 2018, hacia el oeste se contempla la vinculación de 132 kV entre la ET General Villegas (Plan Federal – en ejecución) y la nueva ET Coronel Charlone, lo que constituye un nuevo vínculo de la red de Transba S.A. con el sistema de 500 kV.

También se considera la entrada en servicio de la línea Villa Lía – Baradero, que trae beneficios a la demanda de Baradero, Papel Prensa y a las EETT del corredor de 132 kV Ramallo.

Finalmente, en este año, en la zona Centro, entra en servicio la nueva ET Salliqueló 132 kV, vinculada en 132 kV con la ET Henderson, solucionando la radiabilidad del corredor de 66 kV Trenque Lauquen, Tres Lomas, Salliqueló.

En el año 2019 se proyecta la ampliación de la ET Villa Lía a un segundo transformador 220/132 kV, evitando restricciones ante la salida de servicio de uno de los dos transformadores.

Se plantea, asimismo, la entrada en servicio de la línea Salto – Rojas, que permite la vinculación entre los corredores de 132 kV Bragado – Pergamino y Bragado – Villa Lía, brindando beneficios, sobre todo, ante contingencias simples de alguna de las líneas de estos corredores.

Se plantea una segunda línea de 132 kV 25 de Mayo – Bragado (Plan Global FREBA). Junto con las obras anteriores de la zona centro, la zona centro logra un mejor abastecimiento general, se descarga el corredor de 220 kV Henderson – Bragado y mejora la confiabilidad de la zona.

En este año se instala un módulo de 300 MVA de transformación 500/132 kV en la ET Nueva GBA, estación que forma parte del corredor de 500 kV Río Diamante – Coronel Charlone – Nueva GBA, lo que permite la vinculación entre esta ET y la ET Mercedes a través de una línea de 132 kV que proporcionará una importante inyección de potencia en el corredor Bragado – Luján.

Asimismo se considera la entrada en servicio de la ET San Andrés de Giles 132/33/13.2 kV y su LAT asociada desde S. A. de Areco, que elimina restricciones al abastecimiento actual.

En 2020 se plantea la instalación de las nuevas EETT Chivilcoy Dos y Mercedes Dos, ambas 132/33/13,2 kV y en otros puntos de las ciudades homónimas, respondiendo al crecimiento vegetativo de su demanda.

También tiene lugar la instalación de la nueva ET Cardales de 132 kV y la línea S. A. de Areco – Cardales – Luján, con la adecuación de estas EETT. La nueva ET atiende al actual crecimiento de la demanda de la zona; la línea otorgará un nuevo punto de abastecimiento al área de Luján, mejorando el desempeño del corredor Bragado – Luján.

Hacia el oeste, se plantean las líneas General Villegas – Trenque Lauquen, para 2020, y Lincoln – Pehuajó, para 2021, tendientes a mejorar el desempeño del área oeste ante contingencias.

En el último año de estudio se proyectan las líneas de 132 kV Nueva GBA – Lobos, que refuerza la inyección de potencia sobre el corredor Olavarría – Chascomús, S. A. de Giles – Mercedes Dos, que incrementa la confiabilidad del corredor Bragado – Luján, y Lincoln – Coronel Charlone, que otorga otro punto de alimentación para el corredor Bragado – Pergamino, descargando de esta manera el área de Bragado.

Zona Atlántica

En esta zona, donde la demanda tiene un fuerte incremento durante pocas semanas del verano, no se han realizado obras de transmisión que incrementen su capacidad de importación de potencia ni la confiabilidad del sistema de transmisión.

Las principales dificultades que se presentan para solucionar los problemas de esta área están dadas por la gran distancia del centro de demanda, localizado en Mar del Plata, a los nodos fuertes del Sistema de Transporte en Alta Tensión (Olavarría, Bahía Blanca y Abasto) y la alta estacionalidad de la demanda, sobre todo en la zona norte de la costa, lo cual hace económicamente poco viables a las soluciones técnicamente más apropiadas.

Debido a las deficiencias en la infraestructura de la red, cuyo crecimiento no ha acompañado el importante aumento de la demanda, esta área se ha vuelto extremadamente dependiente de la generación forzada. Actualmente cuenta con un importante número de generadores, cuyas incorporaciones más recientes son la TG de 80 MW que se vincula a la ET Villa Gesell, la TG de 23 MW que se vincula a la ET Las Armas, la TG de 22 MW en la CT 9 de Julio (Mar del Plata) y la generación diesel de Miramar que totaliza 20 MW.

Aun recurriendo a casi la totalidad de la generación disponible y operando al límite de la banda permitida de tensión en las barras de 132 kV de la ET Olavarría, en el primer pico de verano estudiado no se pudo evitar que algunas EETT del área presenten tensiones inferiores al mínimo de la banda admisible.

De lo anterior se desprende que es esperable que ante la pérdida de algún generador, especialmente de las CCTT Villa Gesell o Mar de Ajó, o la ocurrencia de contingencias simples en las líneas de vinculación que abastecen la zona Atlántica, sea necesario recurrir a cortes de carga para evitar que se produzca un colapso que afecte a gran parte de la región.

Obras Atlántica

Por cuestiones de plazos de obra, en 2015 sólo se considera la ampliación de la capacidad de transformación de algunas EETT.

En el verano 2015-2016 se prevé la entrada en servicio de la ET Mar del Plata Industrial (Plan Global FREBA), por apertura de la actual línea 132 kV Mar del Plata – Miramar, que colabora al abastecimiento de demanda de la zona. Asimismo, la ampliación de la ET Chascomús (extensión de barras y readecuación de salidas de línea) asociada a entrada en servicio, en 2016, de la ET General Belgrano, vinculada a las EETT Newton y Chascomús por dos nuevas líneas de 132 kV (Plan Global FREBA). Esta obra mejora el abastecimiento de la localidad de G. Belgrano y aporta una nueva vinculación hacia el corredor Chascomús – Dolores.

En 2016 se proyecta también la entrada en servicio de la ET Ayacucho, que permite una adecuada alimentación de la demanda de la localidad homónima y descarga los transformadores de la ET Tandil.

En 2017 se considera la construcción, prevista por el Plan Federal, de la ET Vivoratá 500/132 kV (en licitación), en las cercanías de Mar del Plata, seccionando las líneas MDP – Necochea y MDP – Balcarce. Conforme a lo previsto, se incluye una nueva doble terna que vincula MDP con Vivoratá y la doble terna de 132 kV entre Vivoratá y Villa Gesell.

La ET Vivoratá se constituye así como el principal punto de abastecimiento del área de Mar del Plata, ubicada justo en el punto de mayor demanda del área Atlántica. Muestra de ello puede observarse que en el pico de verano del último escenario estudiado (Verano 2022/23), se aprecia que la ET Vivoratá aporta desde la red de 500 kV más del 75% de la potencia total demandada por la costa Atlántica. A su vez, la doble terna Vivoratá – Villa Gesell se torna el principal vínculo de abastecimiento de la costa Norte.

Finalmente, en el año 2017 se plantea la entrada en servicio de la ET Tandil Industrial, a partir del seccionamiento de la LAT Olavarría – Tandil, mejorando el abastecimiento de la zona y descargando el nodo Tandil.

En 2018 entra en servicio la ET Brandsen 132/33/13.2 kV (DPE), seccionando la línea Monte – Chascomús, vinculando directamente la demanda de Brandsen a 132 kV y en el año siguiente se propone el doble vínculo en 132 kV con la ET Abasto, de importancia para el área, para lo que se plantea ampliar esta última ET instalando

transformación en 500/132 kV, lo que proporciona beneficios a la costa Norte y también a las EETT del corredor de 132 kV Olavarría – Chascomús.

También en el año 2019 se refuerza la vinculación de Vivoratá con la costa norte a partir de la construcción de la línea de 132 kV Villa Gesell – Mar de Ajó, mejorando el perfil de tensiones y reduciendo el estado de carga del actual corredor entre Villa Gesell y Mar de Ajó.

Finalmente, se plantea la entrada en servicio de la línea Lobos – Monte en 2020, proporcionando un nuevo aporte al corredor Olavarría – Chascomús.

Zona Sur

En la zona Sur no se presentan problemas para configuración completa de la red. Asimismo, esta zona posee una alta seguridad en el suministro ante contingencias.

Obras Sur

En el año 2016 entraría en servicio la ET Puán, que seccionaría la línea de 132 kV Pigüé – Guatraché y se ubicaría aproximadamente equidistante entre estas dos EETT. La misma está destinada a mejorar el abastecimiento de las demandas de Puán, Darregueira, Villa Iris, Bordenave, Felipe Solá, 17 de Agosto, Azopardo y San Germán.

También en 2016 se considera la entrada en servicio de la ET Sur (Plan Global FREBA), destinada a mejorar el abastecimiento de la demanda de la ciudad de Bahía Blanca, otorgándole un nuevo punto de abastecimiento desde el área sur.

En 2019 se prevé el seccionamiento de la línea Carmen de Patagones – Pedro Luro y la instalación de la ET Stroeder, ubicada en la localidad homónima y destinada a abastecer la demanda tanto de ésta como de las localidades de Casas y Bahía San Blas.

Debido al natural crecimiento de la demanda, se considera imprescindible la ampliación de la capacidad de transformación 500/132 kV de la ET Bahía Blanca para asegurar el adecuado desempeño del área ante contingencias. En este sentido se propone en 2020 la instalación de un tercer transformador de 300 MVA.

En este mismo año, con el objeto de mantener la confiabilidad del área se plantea la entrada en servicio de la línea de 132 kV Coronel Suárez – Coronel Pringles.

Ampliaciones de capacidad de transformación a 33 y 13,2 kV, nuevas EETT y energía no suministrada ante contingencias.

Merece atención la falta de capacidad de transformación a 33 y 13,2 kV en muchas EETT de la Provincia de Buenos Aires.

Algunas EETT en condiciones N y en horarios de alta demanda operan con un elevado estado de carga por lo que en ocasiones es necesario recurrir a maniobras operativas que actúan en desmedro de la confiabilidad del sistema para evitar su sobrecarga.

Asimismo, se encuentran EETT de la red de Transba S.A. que podrían dar lugar a energía no suministrada ante la falla de un transformador o equipo asociado que derive en la salida de servicio del mismo.

Debido a que la salida de servicio de estos equipos podría demandar prolongados tiempos hasta su reposición, es importante destacar que los cortes de carga requeridos podrían prolongarse durante el lapso que esto demore.

En primer lugar se destaca que hay EETT que cuentan con un único transformador. En este caso se considera imprescindible la existencia de un segundo transformador en las mismas a efectos de evitar cortes de suministro, independientemente de que por medio de maniobras operativas en la red de subtransmisión pudieran evitarse en forma parcial o total los cortes de demanda.

Adicionalmente en otras EETT que poseen más de un transformador, por los niveles de carga de los arrollamientos de los mismos, la indisponibilidad de uno de ellos podría provocar cortes de demanda.

En la mayoría de los casos este problema se soluciona mediante el reemplazo de los transformadores existentes por otros de mayor capacidad o mediante la instalación de un nuevo transformador. Pero en otros casos, dadas ciertas restricciones particulares para concretar las obras indicadas anteriormente, debe recurrirse a la construcción de nuevas EETT que permitan descargar a las actuales.

A los efectos de contar con una herramienta operativa para enfrentar estos problemas, y que a su vez esté consensuada con los Agentes involucrados, Transba S.A. desarrolló la Orden de Servicio N° 20: *Plan de Contingencias Operativo (ver el Anexo 2)*, donde se detallan las acciones operativas que ejecutará su Centro de Control de Operaciones (COTDT) ante la ocurrencia de las fallas más comunes con impacto a la demanda y la sobrecarga de transformadores propiedad de esta Transportista.

Estas maniobras se acordaron con los usuarios con el objeto de reducir al mínimo la afectación a la demanda y su extensión en el tiempo.

Para más detalles se puede recurrir a la documentación incluida en este CD ROM en la carpeta: \Archivos\Docu\Ord_Servicio\Ord_Servicio_20\.

Por otro lado, es importante destacar que en las solicitudes de acceso destinadas a la instalación y/o reemplazo de transformadores, Transba S.A. requerirá que los mismos respondan a módulos estándares, tanto en la tensión nominal como en la potencia nominal de sus arrollamientos, además de otras características normalizadas.

Esto resulta imprescindible para incrementar la disponibilidad de repuestos destinados a afrontar contingencias de transformadores (o equipos asociados), e incluso propicia la intercambiabilidad de estas máquinas, entre otras ventajas.

Dentro de los módulos estándares adoptados por Transba S.A. se encuentran, con tensiones nominales de 132/34.5/13.8 kV, los de potencias 15/10/15 MVA, 30/20/30 MVA, 30/30/20 MVA y 40/30/40 MVA (este último aún no está difundido en la red de Transba S.A. y será destinado a las EETT cuya capacidad de transformación requiera máquinas mayores a 30 MVA).

Instalación de generación térmica en la provincia

Considerando los problemas de abastecimiento descriptos anteriormente en la zona Centro – Norte y Atlántica, y los extensos tiempos de ejecución necesarios para la realización de obras de transporte que brindarán solución a los mismos, ENARSA viene instalando pequeñas centrales térmicas que permiten afrontar la situación de emergencia de corto plazo.

Dentro de estas unidades generadoras, que ya han sido consideradas en Guías precedentes, podemos citar a las ya instaladas por ENARSA y vinculadas a las siguientes EETT:

- ET Pinamar: dos TG de 5 MW y otras dos TG 5.5 MW,
- ET Pehuajó: 16 unidades generadoras diesel de 1.4 MW,
- ET Junín: otras 16 unidades similares (por un total de 22.4 MW en cada ET),
- ET Las Armas: dos TG de 5.5 MW y una TG de 23.8 M
- ET Olavarría: dos TG de 19.2 MW
- CT Bragado: 2 TG que suman un total de 50 MW.
- CT Colón: 19 unidades generadoras de 0.8 MW por un total de 15.3 MW
- CT Salto: 16 unidades generadoras de 1.4 MW por un total de 22.5 MW
- CT Lincoln: 16 unidades generadoras de 1.4 MW para una potencia total simultánea de 15 MW
- CT Arrecifes: 20 unidades generadoras por un total de 20 MW

Por otro lado, para afrontar la gran demanda correspondiente a los estados de demanda pico de verano, EDEA S.A. ha instalado 10 unidades diesel de 1.4 MW cada una en la ET San Clemente.

Por su parte, EDEN S.A. ha incorporado a su red de 13.2 kV vinculada con la ET Capitán Sarmiento de Transba S.A., la Central Capitán Sarmiento de 5 MW de potencia máxima, que permite reducir la demanda neta abastecida por la red de 66 kV desde la ET Pergamino.

Además de la generación indicada anteriormente, en esta Guía de Referencia se incorporan las últimas unidades puestas en servicio por parte de ENARSA en el transcurso del último año, vinculadas a la ET Miramar:

- CT Miramar: 15 unidades diesel de 1.4 MW por un total de 21 MW

Si bien estas obras permiten afrontar en un menor tiempo los problemas mencionados, aunque con un alto costo, está claro que por su pequeña magnitud quedarán absorbidas por el crecimiento vegetativo de la demanda en un muy corto plazo, por lo que no se debe descuidar la urgencia que existe en el lanzamiento de obras de mayor infraestructura que permitan dar soluciones económicas de largo plazo.

Instalación de generación eólica en la provincia

En los estudios realizados en esta Guía de Referencia, así como también en las precedentes, se ha decidido no incluir el modelado de proyectos de parques eólicos cuya instalación estaría prevista en la provincia de Buenos Aires.

Esta medida se adoptó debido a la gran incertidumbre que actualmente existe sobre su real implementación, ubicación exacta y/o forma de vinculación a la red, módulo de algunos parques, etc. La experiencia muestra la validez de este supuesto.

Es por esto que en los resultados obtenidos en los estudios realizados no se refleja el impacto (positivo o negativo) que podrían causar los mismos en la red de Transba S.A., quedando este análisis para estudios particulares que escapen al alcance de esta Guía de Referencia.

No obstante, a continuación se listan los proyectos de generación eólica que cuentan con solicitud de acceso presentada:

- PE General Arias: 200 MW (Terra Oil S.A.), vinculado a nueva ET de 132 kV Gral. Arias (en las proximidades de la ET Punta Alta), mediante doble terna en 132 kV de 20 km de longitud a la ET Bahía Blanca de TIBA.
- PE Corti: 100 MW (GreenWind) a 4,5 km de la ET B. Blanca (abre la Línea B. Blanca – M. Hermoso), vinculado a nueva ET 132 kV Corti.
- PE de la Bahía: 50 MW, vinculado a nueva ET de 132 kV “Bajo Hondo”, que seccionaría la LAT 132 kV entre PE Corti y ET Monte Hermoso, a 25.1 km de la primera ET y a 53.5 km de la segunda.
- PE Pampa I (en las proximidades del Balneario Reta): 100 MW, vinculado a nueva ET sobre la Línea Dorrego – Tres Arroyos. *Solicitud Aprobada.*
- PE San Faustino: 60 MW en 2014, 45 MW en 2016 y 45 MW en 2018; vinculado a ET Pringles.
- PE Tres Picos: 109,5 MW, vinculado a nueva ET de 132 kV Tres Picos, que seccionará la actual LAT en 132 kV Bahía Blanca – Tornquist.
- PE García del Río (PEGdR): 10 MW, vinculado al sistema de 33 kV de EDES, seccionando la línea de 33 kV entre las EETT Tornquist y Norte. *Solicitud Aprobada.*
- PE Vientos del Secano: 50 MW, se secciona B. Blanca – Pedro Luro en ET Mayor Buratovich. *Solicitud Aprobada; expiró Certificado.*
- PE Argerich: 60 MW; se secciona a M. Buratovich – Pedro Luro. *Solicitud Aprobada; expiró Certificado.*
- PE Las Armas: 50 MW de Parque Eólicos Argentinos S.A., vinculados a nueva E.T. 132 kV del PE, que seccionaría la LAT en 132 kV Las Armas – Madariaga, a 16.3 km de la E.T. Las Armas.
- PE Villalonga: 50 MW de GENNEIA S.A., vinculados a nueva E.T. 132 kV del PE, que seccionaría la LAT en 132 kV Pedro Luro – Carmen de Patagones, a 100 km de la E.T. C. Patagones.

Para más información sobre estos parques, como también sobre la posible implementación de otros adicionales, remitirse al documento adjunto en este CD ROM en la carpeta: \Archivos\Docu\PPEE Transba\.

No obstante lo anterior, se hace saber a los lectores de esta Guía de Referencia que en los estudios de ampliación de la red de Transba S.A. de proyectos en los que el desarrollo de los parques eólicos puede afectar significativamente los resultados, no deberán dejarse de analizar escenarios alternativos considerando aquellos parques eólicos que tengan solicitud formal de acceso presentada o, que no teniéndola, haya una previsión oficial de su realización.

CONSIDERACIONES FINALES

Los estudios que se describen en la Sección 1 del Anexo 7 ponen en evidencia la urgencia para que se presenten y tramiten las Solicitudes de Ampliación de las obras propuestas, especialmente las que involucran ampliaciones en 500 kV, debido a los tiempos necesarios para su implementación.

De la observación de los resultados de los primeros años de estudio, surge que las zonas que presentan dificultades de suministro o que se encuentran en una situación límite son la Centro – Norte y la Atlántica.

La falta tradicional de inversiones en equipamiento de transporte que se viene registrando desde hace muchos años, más las dificultades presentes para financiar las obras, han forzado un retraso importante en el plan de obras propuesto en esta Guía de Referencia, con respecto a las recomendaciones de Guías precedentes.

Puede concluirse que las obras propuestas en esta Guía de Referencia para toda la provincia de Buenos Aires proporcionan un adecuado funcionamiento del sistema, tanto en lo que se refiere a calidad de servicio, como a su comportamiento ante contingencias simples.

Cabe aclarar que para asegurar un óptimo desempeño de toda la red ante contingencias simples, para horarios de máxima demanda, podría ser necesaria la incorporación de algunas obras adicionales a las incluidas en esta Guía. No obstante, debido a la cantidad de obras presentadas, se ha considerado que incrementar el número de obras propuestas no sería compatible desde un punto de vista realista con el período de estudio.

Debe tenerse en cuenta que de mantenerse el crecimiento de la demanda registrado en años anteriores, se acentuarán aún más los problemas existentes. Por lo tanto, si la concreción de las obras recomendadas u otras alternativas no ocurre en forma urgente, el abastecimiento de la demanda estará comprometido en las áreas críticas detalladas precedentemente.

De no realizarse obras de infraestructura de envergadura en el menor tiempo posible, tal como se propone en el plan de obras de la presente Guía de Referencia, se prevén situaciones críticas de abastecimiento que no siempre se verán resueltas con obras de corto tiempo de ejecución. Por lo tanto se incurrirá en mayores costos de ejecución de obras de baja eficiencia que no garantizarían el abastecimiento de la demanda.

Teniendo en cuenta el presente diagnóstico de debilidades del sistema, que surge del análisis de los resultados de los estudios realizados, cabe advertir que cuando se presenten estados de carga exigentes en el corto plazo, ante el retraso en la concreción de las obras necesarias, Transba S.A. no podrá evitar en algunos casos tener que requerir al OED el corte de demanda, como única y última acción posible para poder cumplir con las exigencias que se derivan de su Contrato de Concesión.

Es importante destacar que la instalación de generación distribuida que se viene llevando a cabo en los últimos años, destinada a aplacar los problemas registrados en las áreas críticas, no puede considerarse como una solución de largo plazo, ya que el

impacto positivo de su instalación se va disolviendo rápidamente con el crecimiento de la demanda. Adicionalmente, su muy elevado costo de operación las posiciona como obras tan sólo paliativas hasta tanto entren en servicio otras de mayor infraestructura y eficiencia.

La práctica rutinaria de operar con tensiones fuera de la banda admisible ($\pm 5\%$ del valor nominal en 132 kV), especialmente en Henderson, Olavarría y EETT aledañas, que ha impuesto el Mercado Eléctrico, por falta de inversiones en infraestructura de la red, viene demorando peligrosamente el inicio de las obras de transmisión necesarias y pone en mayor compromiso a la vida del equipamiento.

Este retraso ha sido posible debido a que, en condiciones de red completa, la demanda es abastecida con tensiones que pueden controlarse en los niveles de distribución, con lo que se retrasa la urgencia de realizar ampliaciones. Sin embargo esto conlleva un deterioro de la confiabilidad en la medida que el sistema va perdiendo suficiencia, cualidad que es imprescindible para atender el suministro aún ante salidas forzadas o programadas de equipos de la red.

Estas prácticas se han mantenido en diferentes etapas del Mercado Eléctrico. Si bien pueden ser necesarias y en algunos casos imprescindibles para superar problemas que hacen al abastecimiento de la demanda, claramente actúan en desmedro de la confiabilidad, ya que alientan a los usuarios del sistema de transporte a considerar soluciones de corto plazo, solamente efectivas para el abastecimiento de la demanda en condiciones de red completa, con el elevado riesgo de que al no iniciarse las obras necesarias con el tiempo suficiente, puedan acarrear consecuencias muy graves en el mediano plazo. Los estudios de esta Guía señalan cuáles serían los resultados: una progresiva reducción de la calidad de servicio, de la confiabilidad, mayor dependencia de generación de alto costo y, necesariamente, cortes de demanda.

A modo de ejemplo, en los primeros años de estudio de esta Guía, para los que no se modelan obras que no tienen posibilidad cierta de realización, considerando tanto la red existente como las primeras ampliaciones que van entrando en servicio, puede observarse cómo la realidad le impide al transportista presentar escenarios típicos con las tensiones dentro de banda, lo que es un claro resultado de que una operación rutinaria obligada en condiciones de calidad inferiores a las de diseño conduce a la planificación del sistema en similares condiciones a las operativas, lo que provoca una degradación paulatina de la confiabilidad del sistema.

No menos importante es señalar el impacto que la operatoria rutinaria con tensiones por encima de la banda de operaciones admitida en condiciones normales tiene en la vida y confiabilidad del equipamiento, ya que en tales condiciones extremas aumenta el riesgo de falla para el mismo.

A modo ilustrativo, desde el punto de vista del envejecimiento y degradación de los aislamientos, puede darse como referencia que una hora a una tensión del 110% puede resultar equivalente a unas 60 horas a tensión nominal. A su vez, la pérdida de carga en transformadores operando en estas condiciones produce sobretensiones de riesgo para la vida de los mismos.

A la luz de los antecedentes dados por todas las Guías de Referencia realizadas por Transba S.A. precedentes, puede afirmarse que no han faltado diagnósticos ni presentación de propuestas de ampliaciones, pero sí obras de infraestructura.

Con la información contenida en la presente Guía de Referencia, Transba S.A. considera que ha cumplido con las exigencias que le competen de identificar las restricciones del Sistema de Transporte y proponer las ampliaciones que puedan necesitarse para el funcionamiento correcto del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal de la Provincia de Buenos Aires.

ANEXO 1

Tablas de Límites de Transferencia del Sistema de Transmisión

(PT/012 - Ítem 4.b.1 y 4.b.2)

ANEXO 1

Sección 1: Corrientes admisibles en líneas y cables

Tabla 1.1.1 Corrientes admisibles en líneas (PT 12 - Tabla 3: Elementos Limitantes)

Codigo Ident.	Línea ID	E.T. Origen	E.T. Destino	Terna Nº	Tensión Nominal	Conductor		TI origen		TI destino		OP origen		OP destino		Otro		Límite aplicado	
						Nominal	sobrec	Nominal	sobrec.	Nominal	sobrec.	Nominal	sobrec.	Nominal	sobrec.	A	Det alle	A	Motivo
Nombre o Nº					kV	A	% (1)	A	% (1)	A	% (1)	A	% (1)	A	% (1)				
1BDPS1		BARADERO	PAPEL PRENSA		132	760		400	0	300	0							300	TI DESTINO
1AATE1		SAN ANTONIO DE ARECO	"T" A 1CAVL1		132	740	0	150	0	*	0	400	0	*	0			150	TI ORIGEN
1ATZA1	412	ATUCHA	ZARATE		132	535	0	600	0	600	0	630	0		0			535	CONDUCTOR
1AZCC1		AZUL	CACHARI	1	132	535	0	300	0	300	0	630	0	630	0			300	TI
1AZOL1	441	AZUL	OLAVARRIA		132	535	0	600	0	600	0	630	0	630	0			535	LIM. TERMICO 15 MIN.
1BBCF1	465	BAHIA BLANCA	CORONEL PRINGLES		132	535	0	600	0	400	0	630	0	630	0			400	TI DESTINO
1BBMH1		BAHIA BLANCA	MONTE HERMOSO		132	475		600		600		630						475	CONDUCTOR
1BBND1	468	BAHIA BLANCA	NORTE DOS		132	535	0	600	0	800	0	630	0	630	0			535	CONDUCTOR
1BBPL1	466	BAHIA BLANCA	PEDRO LURO		132	535	0	600	0	300	0	400	0	400	0			300	TI DESTINO
1BBPQ1	469	BAHIA BLANCA	PETROQUIMICA		132	535	0	600	0	500	0	630	0	630	0			500	TI DESTINO
1BBPQ2		BAHIA BLANCA	PETROQUIMICA		132	530	0	600	0	500	0	650	0	630	0			500	TI DESTINO
1BBPQ3		BAHIA BLANCA	PETROQUIMICA		132	530	0	600	0	500	0	650	0	630	0			500	TI DESTINO
1BBPV1	479	BAHIA BLANCA	PUNTA ALTA		132	535	0	600	0	600	0	630	0	630	0			535	CONDUCTOR
1BBTO1	470	BAHIA BLANCA	TORNQUIST		132	535	0	600	0	*	0	630	0	630	0			535	CONDUCTOR
1BGCBI	382	BRAGADO	CHACABUCO		132	760	0	300	0	300	0	400	0	400	0			300	TI
1BGCI1	380	BRAGADO	CHIVILCOY		132	760	0	600	0	600	0	630	0	630	0			600	TI
1BGLI1	394	BRAGADO	LINCOLN		132	760	0	300	0	400	0	400	0	400	0			300	TI ORIGEN
1BGSB1	381	BRAGADO	SALADILLO		132	535	0	300	0	300	0	400	0	400	0			300	TI
1BKOL1		BARKER	OLAVARRIA		132	600	0	600	0	600	0	630	0	630	0			600	CONDUCTOR
1BKTD1	451	BARKER	TANDIL		132	760	0	600	0	600	0	630	0	630	0			600	TI
1BLMP1	455	BALCARCE	MAR DEL PLATA		132	760	0	400	0	400	0	630	0	400	0			400	TI Y OP DESTINO
1BLTD1	450	BALCARCE	TANDIL		132	760	0	600	0	600	0	630	0	630	0			600	TI
1BULP1		BAHIA BLANCA URBANA	CT LUIS PIEDRABUENA 132 KV		132	535		500		600	*	*						500	TI ORIGEN
1BUPQ1		BAHIA BLANCA URBANA	PETROQUIMICA		132	535		500		500	*	*						500	TI ORIGEN
1CACO1		CAMPANA	CORCEMAR		132	535	0	600	0	600	0	*	0	*	0			535	CONDUCTOR
1CAPX1		CAMPANA	PRAXAIR		132	535	0	600	0	600	0	*	0	*	0			535	CONDUCTOR
1CASD1	422	CAMPANA	SIDERCA 0		132	740	0	800	0	800	0	*	0	*	0			740	CONDUCTOR
1CASK1	423	CAMPANA	SIDERCA 1		132	740	0	800	0	800	0							740	CONDUCTOR
1CAVL1	406	CAMPANA	VILLA LIA		132	760	0	600	0	700	0	600	0	600	0			600	TI ORIGEN Y OP
1CBCD1		CHACABUCO	CHACABUCO INDUSTRIAL		132	760	0	300	0	300	0	630		630				300	TI
1CCLF1		CACHARI	LAS FLORES	1	132	535	0	300	0	300	0	*	*	*	*			300	TI
1CCRU1		CACHARI	RAUCH	1	132	535	0	50	0	30	0	*	*	*	*			30	TI DESTINO
1CDSA1		CHACABUCO INDUSTRIAL	SALTO	1	132	760		300	0	150	0	400		630				150	TI DESTINO
1CFIR1		CORONEL PRINGLES	INDIO RICO	1	132	535	0	50	0	30	0	*	*	*	*			30	TI DESTINO
1CFLA1	447	CORONEL PRINGLES	LAPRIDA		132	535	0	300	0	200	0	630	0	630	0			200	TI DESTINO
1CGMH1		CORONEL DORREGO	MONTE HERMOSO		132	475		600		600	0	630		630				475	CONDUCTOR
1CGTY1	474	CORONEL DORREGO	TRES ARROYOS		132	535	0	600	0	300	0	630	0	630	0			300	TI DESTINO
1CHND1		CHANAÑES	NORTE DOS		132	535		800		500		630						500	TI DESTINO
1CHPQ1		CHANAÑES	PETROQUIMICA		132	535		800		500		630	*					500	TI DESTINO
1CIMD1	386	CHIVILCOY	MERCEDES		132	760	0	300	0	300	0	630	0	630	0			300	TI
1CLGC1		CHILLAR	GONZALEZ CHAVES	1	132	740	0	600	0	600	0	630	0	630	0			600	TI
1CLOL1		CHILLAR	OLAVARRIA	1	132	740	0	600	0	600	0	630	0	630	0			600	TI
1CMPX1		CAMPANA 132 KV	PRAXAIR		132	535	0	600	0	600	0	*	0	*	0			535	CONDUCTOR
1CMSD1	421	CAMPANA 132 KV	SIDERCA 0		132	535	0	600	0	500	0	*	0	*	0			500	TI DESTINO
1CMZA1	417	CAMPANA 132 KV	ZARATE		132	420	0	800	0	600	0	400	0	400	0			400	OP
1CNPO1		COLON	PERGAMINO		132	535	0	300	0	300	0	630	0	630	0			300	TI
1COZA1		CORCEMAR	ZARATE		132	535	0	600	0	600	0	*	0	*	0			535	CONDUCTOR
1CPMH1		CAMPANA TRES	MATHEU	1	132	740	0	800	0	600	0							600	TI DESTINO
1CPZA1		CAMPANA TRES	ZARATE	1	132	740	0	800	0	600	0							600	TI DESTINO
1CRPV1		CORONEL ROSALES	PUNTA ALTA		132	535				150								150	TI DESTINO

Codigo Ident.	Línea ID	E.T. Origen	E.T. Destino	Terna Nº	Tensión Nominal	Conductor		TI origen		TI destino		OP origen		OP destino		Otro		Límite aplicado	
						Nominal	sobrec	Nominal	sobrec.	Nominal	sobrec.	Nominal	sobrec.	Nominal	Sobrec	A	Det alle	A	Motivo
Nombre o Nº					kV	A	% (1)	A	% (1)	A	% (1)	A	% (1)	A	% (1)	A		A	
1CUDO1	426	CHASCOMUS	DOLORES		132	535	0	400	0	400	0	400	0	400	0			400	TI Y OP
1CUME1	425	CHASCOMUS	MONTE		132	535	0	300	0	300	0	400	0	630	0			300	TI
1CUVR1	427	CHASCOMUS	VERONICA		132	535	0	300	0	300	0	400	0	630	0			300	TI
1CVLN1	444	CALERA AVELLANEDA	LOMA NEGRA		132	535	0	600	0	600	0	*	0	*	0			535	CONDUCTOR
1CVOA1	445	CALERA AVELLANEDA	OLAVARRIA 132 KV		132	535	0	300	0	300	0	400	0	400	0			300	TI
1CZHE1	369	CORONEL SUAREZ	HENDERSON		132	535	0	300	0	300	0	630	0	630	0			300	TI
1CZPF1	473	CORONEL SUAREZ	PIGUE		132	535	0	300	0	300	0	400	0	400	0			300	TI
1DOLM1	453	DOLORES	LAS ARMAS		132	535	0	300	0	300	0	400	0	630	0			300	TI
1DOSE1	428	DOLORES	SAN CLEMENTE		132	535	0	300	0	300	0	400	0	400	0			300	TI
1EAPJ1		EASTMAN	PROTISA		132	530	0	75	0	300	0	*	0	*	0			75	TI ORIGEN
1GCNE1	449	GONZALEZ CHAVES	NECOCHEA		132	760	0	600	0	600	0	630	0	630	0			600	TI
1GCTY1	448	GONZALEZ CHAVES	TRES ARROYOS		132	535	0	300	0	300	0	630	0	630	0			300	TI
1GDLM1	435	MADARIAGA	LAS ARMAS		132	535	0	300	0	300	0	400	0	400	0			300	TI
1GDVG1	436	MADARIAGA	VILLA GESELL		132	535	0	300	0	300	0	400	0	400	0			300	TI
1GLSN1	284	GRAL. LAGOS	SAN NICOLAS		132	470	0	**	0	600	0	**	0	600	0			470	CONDUCTOR
1GPTL1		GRAL. PICO	TRENQUE LAUQUEN		132	530	0	300	0	300	0	**	0	630	0			300	TI
1GTPF1	70	GUATRACHE	PIGUE		132	535	0	300	0	300	0	400	0	400	0			300	TI
1HEOL1	437	HENDERSON	OLAVARRIA		132	900	0	600	0	600	0	630	0	630	0			600	TI
1HETL1	370	HENDERSON	TRENQUE LAUQUEN		132	535	0	600	0	600	0	630	0	630	0			535	CONDUCTOR
1IMJU1	395	IMSA	JUNIN		132	760	0	*	0	300	0	0	0	0	0			300	TI DESTINO
1IMLI1	395	IMSA	LINCOLN		132	760	0	*	0	400	0	630	0	630	0			400	TI DESTINO
1INPQ1	CAS	PETROQUIMICA	SOLALBAN (CLSO1)	1	132	630	0	800	0	800	0	*	*	*	*			630	CONDUCTOR
1INPQ2	CAS	PETROQUIMICA	UE-UEM (CLSO2)	2	132	630	0	800	0	800	0	*	*	*	*			630	CONDUCTOR
1JURF1	398	JUNIN	ROJAS		132	760	0	400	0	300	0	630	0	630	0			300	TI DESTINO
1LALT1		LAPRIDA	LA PAMPITA		132	535	0	300	0	300	0	630	0	400	0			300	TI
1LDLJ1		LUJAN DOS	LUJAN		132	475	0	800	0	400	0	630	0	630	0			400	TI DESTINO
1LDMB1		LUJAN DOS	MORON		132	475	0	800	0	600	0		0		0			400	CONDUCTOR
1LFRO1		LAS FLORES	ROSAS	1	132	535	0	300	0	300	0	*	*	*	*			300	TI
1LFSB1	384	LAS FLORES	SALADILLO		132	535	0	300	0	300	0	400	0	400	0			300	TI
1LJMB2	389/1100 /1101	LUJAN	MORON	2	132	475	0	600	0	600	0	400	0	400	0			400	OP
1LJMD1	387	LUJAN	MERCEDES		132	760	0	600	0	300	0	630	0	630	0			300	TI DESTINO
1LMTD1	454	LAS ARMAS	TANDIL		132	535	0	300	0	400	0	630	0	630	0			300	TI ORIGEN
1LNOL1	443	LOMA NEGRA	OLAVARRIA		132	535	0	600	0	600	0	630	0	630	0			535	CONDUCTOR
1LOMJ1	429/431	LAS TONINAS	MAR DE AJO		132	535	0	300	0	300	0	630	0	400	0			300	TI
1LOSE1	429/431	LAS TONINAS	SAN CLEMENTE		132	535	0	300	0	300	0	630	0	400	0			300	TI
1LPPV1	480	CT LUIS PIEDRABUENA 132 KV	PUNTA ALTA		132	535	0	600	0	500	0	*	0	*	0			500	TI DESTINO
1LSPJ1		LAS PALMAS	PROTISA	1	132	520	0	400	0	300	0							300	TI DESTINO
1LSSH1		LAS PALMAS	SAN PEDRO	1	132	720	0	800	0	800	0							720	CONDUCTOR
1LSZA1		LAS PALMAS	ZARATE	1	132	720	0	800	0	1000	0							600	CONDUCTOR
1LTOL1		LA PAMPITA	OLAVARRIA		132	535	0	300	0	300	0							300	TI
1MERO1		MONTE	ROSAS	1	132	535	0	300	0	300	0	630	0	630	0			300	TI
1MJPM1	433	MAR DE AJO	PINAMAR		132	535	0	300	0	300	0	630	0	630	0			300	TI
1MPMR1	459	MAR DEL PLATA	MIRAMAR		132	760	0	400	0	400	0	630	0	630	0			400	TI
1MPNE1	460/461	MAR DEL PLATA	NECOCHEA		132	760	0	600	0	600	0	630	0	630	0			600	TI
1MRNE1	463	MIRAMAR	NECOCHEA		132	760	0	600	0	600	0	630	0	630	0			600	TI
1NETD1	452	NECOCHEA	TANDIL		132	760	0	600	0	600	0	630	0	630	0			600	TI
1NETD1	452	NECOCHEA	TANDIL		132	760	0	600	0	600	0	630	0	630	0			600	TI
1NURA1		SAN NICOLAS URBANA	RAMALLO		132	740	0	1000	0	900	0	*	0	800	0			740	CONDUCTOR
1NUSN1	277	SAN NICOLAS URBANA	SAN NICOLAS		132	760	0	600	0	600	0		0		0			600	TI
1NWRO1		NEWTON	ROSAS	1	132	535	0	30	0	50	0	*	*	*	*			30	TI ORIGEN
1OAOL1	442	OLAVARRIA 132 KV	OLAVARRIA		132	535	0	600	0	600	0	*	0	*	0			535	CONDUCTOR
1OLTDT1	440	OLAVARRIA	TANDIL		132	760	0	600	0	600	0	630	0	630	0			600	TI
1PFTO1	470	PIGUE	TORNQUIST		132	535	0	300	0	*	0	630	0	630	0			300	TI ORIGEN

Codigo Ident.	Línea ID	E.T. Origen	E.T. Destino	Tema Nº	Tensión Nominal	Conductor		TI origen		TI destino		OP origen		OP destino		Otro		Límite aplicado	
						Nominal	sobrec.	Nominal	sobrec.	Nominal	sobrec.	Nominal	sobrec.	Nominal	Sobrec.	A	Det alle		
Nombre o Nº					kV	A	% (1)	A	% (1)	A	% (1)	A	% (1)	A	% (1)	A		A	Motivo
1PKPL1	467	PATAGONES	PEDRO LURO		132	535	0	300	0	300	0	400	0	400	0			300	TI
1PKVE1		PATAGONES	VIDMA		132	760	0	300	0	300	0	*	0	*	0			150	TI
1PMVA1		PINAMAR	VALERIA DEL MAR		132	535	0	300	0	300	0	400	0					300	TI
1PORA1		PERGAMINO	RAMALLO		132	740	0	400	0	900	0	630	0	800	0			400	TI ORIGEN
1PORF1	401	PERGAMINO	ROJAS		132	760	0	600	0	300	0	630	0	630	0			300	TI DESTINO
1POSN1	399	PERGAMINO	SAN NICOLAS		132	760	0	400	0	800	0	630	0	630	0			400	TI ORIGEN
1QPR1		PETROQUIMICA	PROFERTIL		132	535		150		200	0							150	TI ORIGEN
1PSSH1	415	PAPEL PRENSA	SAN PEDRO		132	760	0	300	0	600	0	*	0	*	0			300	TI ORIGEN
1RAR1		RAMALLO	RAMALLO INDUSTRIAL		132	760	0	600	0	800	0	*	0	*	0			600	TI ORIGEN
1RASID1		RAMALLO	SIDERAR	1	132	740	0	800	0	600	0	*	0	*	0			600	TI DESTINO
1RNSH1	414	RAMALLO INDUSTRIAL	SAN PEDRO		132	760	0	800	0	600	0	400	0	400	0			400	OP
1SIDSN1		SIDERAR	SAN NICOLAS	1	132	740	0	800	0	600	0	*	0	*	0			600	TI DESTINO
1SNVC1	285	SAN NICOLAS	VILLA CONSTITUCION		132	470	0	600	0	**	0	600	0	600	0			470	CONDUCTOR
1VAVG1		VALERIA DEL MAR	VILLA GESELL		132	535	0	300	0	300	0	*	0	400	0			300	TI
2BGHE1	379	BRAGADO	HENDERSON		220	900	0	800	0	800	0	800	0	800	0			800	TI Y OP
6AACT1	377	SAN ANTONIO DE ARECO	CAPITAN SARMIENTO		66	305	0	300	0	200	0	250	0	250	0			200	TI DESTINO
6AALJ1	378	SAN ANTONIO DE ARECO	LUJAN		66	305	0	200	0	300	0	250	0	250	0			200	TI ORIGEN
6ASCT1	376	ARRECIFES	CAPITAN SARMIENTO		66	305	0	150	0	200	0	250	0	250	0			150	TI ORIGEN
6ASPO1	375	ARRECIFES	PERGAMINO		66	305	0	300	0	400	0	250	0	250	0			250	OP
6BGNJ1	374	BRAGADO	NUEVE DE JULIO		66	280	0	300	0	300	0	250	0	250	0			250	OP
6CJNJ1	373	CARLOS CASARES	NUEVE DE JULIO		66	395	0	300	0	300	0	250	0	250	0			250	OP
6CJPH1	372	CARLOS CASARES	PEHUAJO		66	305	0	400	0	300	0	400	0	400	0			200	TI DESTINO
6PHTL1	371	PEHUAJO	TRENQUE LAUQUEN		66	305	0	300	0	300	0	250	0	250	0			250	OP

Referencias:

(*) No tiene

(**) Pertenece a otra empresa - No se pudo obtener aún su valor

(***) CAS 132 kV Cu 185 mm²

(1) En régimen permanente

ROJO: Cambios respecto a la Guía de Referencia 2014-2021

TACHADO: Debido a nuevas incorporaciones o desafectaciones los datos consignados a estas líneas se dan de baja.

ANEXO 1

Sección 2: Datos y límites de transformadores

Tabla 1.2.1 Datos y límites de transformadores

Código Transba Nombre	Código Cammesa N°	Estación Transformadora	Trafo N°	Ramal (*) N°	Potencia			Tensión nom.de red			Conexión Tipo	N° arroll	Tipo		Pérd. vacio kW	Sat (6) p.u.	Reactancia Directa		
					Arr. 1	Arr. 2	Arr.3	Arr. 1	Arr.2	Arr. 3							X 1-2	X 1-3	X 2-3
					MVA (1)	MVA (2)	MVA (3)	kV (1)	kV (2)	kV (3)			(4)	(5)			% (7)	% (7)	% (8)
T1NJ	690	9 DE JULIO	1		10	10		66	13.8		Dy11	2		T	12.60	1.1	7.00		
T2NJ	691	9 DE JULIO	2		10	10		66	13.8		Dy11	2		T	12.60	1.1	7.04		
T1AS	727	ARRECIFES	1		10	10		66	13.8		Dy11	2		T	12.60	1.1	7.00		
T2AS	729	ARRECIFES	2		5	5		66	33		Yy0	2		A	3.60	1.1	6.33		
T4AS	728	ARRECIFES	4		10	10		66	13.8		Dy11	2		T	10.90	1.1	7.05		
T3AS	731	ARRECIFES	3		7.5	7.5	2.5	66	34.5	13.2	Yy0/Yd11	3		T	5.00	1.1	7.70		
T5AS	730	ARRECIFES	5		5	5		66	33		Yy0	2		A	3.60	1.1	6.30		
T1AZ	664	AZUL	1		30	30	20	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3		T	21.67	1.1	11.15	18.20	5.66
T2AZ	666	AZUL	2		15	15	5	132	35.5	13.65	Yy0/Yd11	3		T	12.40	1.1	10.26	14.63	3.99
T3AZ	665	AZUL	3		15	10	15	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3		T	17.80	1.1	10.51	16.67	5.80
T1BL	656	BALCARCE	1		15	10	15	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3		T	19.50	1.1	10.50	17.60	5.63
T2BL	657	BALCARCE	2		30	30	20	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3		T	22.49	1.1	10.17	17.17	5.56
T1BD		BARADERO	1		30	30	20	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3		T	22.55	1.1	10.65	18.48	5.58
T2BD		BARADERO	2		30	30	20	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3		T	19.71	1.1	10.53	18.39	6.11
T1BK	660	BARKER	1		15	15	5	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3		T	23.20	1.1	11.00	17.00	6.00
T3BK	662	BARKER	3		5	5		33	13.8		Dy11	2		T	6.80	1.1	5.99		
T2BK		BARKER	2		40	40	15	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3		T	25.38	1.1	19.30	11.27	5.58
T4BK	663	BARKER	4		1.5	1.5		33	13.8		Dy11	2		T	6.80	1.1	5.99		
T1BG		BRAGADO	1		150	150	25	220	138	13.8	Yy0/Yd11	3		A	37.40	1.1	9.13	45.41	32.36
T2BG	63	BRAGADO	2		150	150	25	220	138	13.8	Yy0/Yd11	3		A	39.40	1.1	9.11	45.39	34.00
T3BG	592	BRAGADO	3		20	20	10	132	69	13.8	Yy0/Yd11	3		A	17.40	1.1	4.10	16.73	11.53
T4BG	593	BRAGADO	4		20	20	10	132	69	13.8	Yy0/Yd11	3		A	18.30	1.1	4.10	16.73	11.53
T5BG		BRAGADO	5		10	10	3.3	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3		T	12.60	1.1	10.76	17.50	5.55
T6BG		BRAGADO	6		15	10	15	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3		T	18.3	1.1	10.98	19.18	6.42
T1CM	710	CAMPANA	1		30	20	30	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3		T	26.24	1.1	10.44	16.62	5.82
T2CM	711	CAMPANA	2		30	20	30	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3		T		1.1	11.16	17.97	5.72
T1CP		CAMPANA III	1		40	40	15	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3		T	29.12	1.1	10.54	18.26	5.87
T2CP		CAMPANA III	1		40	40	15	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3		T	35.43	1.1	10.62	18.32	5.82
T1CJ	692	CARLOS CASARES	1		5	5		66	33		Yy0	2		T		1.1	4.50		
T2CJ	693	CARLOS CASARES	2		5	5		66	13.8		Dy11	2		T	5.90	1.1	6.77		

Código Transba Nombre	Código Cammesa N°	Estación Transformadora	Trafo N°	Ramal (*) N°	Potencia			Tensión nom.de red			Conexión Tipo	N° arroll	Tipo		Pérd. vacío kW	Sat (6) p.u.	Reactancia Directa		
					Arr. 1	Arr. 2	Arr.3	Arr. 1	Arr.2	Arr. 3							X 1-2	X 1-3	X 2-3
					MVA (1)	MVA (2)	MVA (3)	kV (1)	kV (2)	kV (3)			(4)	(5)			% (7)	% (7)	% (8)
T3CJ	694	CARLOS CASARES	3		7.5	7.5		66	13.8		Dy11	2		T	10.30	1.1	7.64		
T4CJ		CARLOS CASARES	4		15	10	15	66	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3		T	11.39	1.1	10.21	17.44	6.52
T1CT	732	C.SARMIENTO	1		10	5	10	66	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3					9.40	15.70	5.32
T2CT	733	C.SARMIENTO	2		10	5	10	66	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3		T	13.70	1.1	9.79	14.75	5.72
T1CG	752	C.DORREGO	1		10	10	3.3	132	13.8	13.8	Yy0/Yd11	3		T	14.60	1.1	10.56	16.66	5.85
T2CG	753	C.DORREGO	2		10	10	3.3	132	13.8	13.8	Yy0/Yd11	3		T	15.00	1.1	10.43	17.13	6.03
T3CG	754	C.DORREGO	3		10	10		33	13.2		Yd11/Yd1	3		T		1.1			
T4CG	755	C.DORREGO	4		5	5		34.5	13.2		Yd1	2		T	6.40	1.1	6.53		
T1CF	756	C. PRINGLES	1		10	10	3.3	132	13.8	13.8	Yy0/Yd11	3		T	11.10	1.1	10.85	17.33	5.66
T2CF	756	C. PRINGLES	2		10	10	3.3	132	13.8	13.8	Yy0/Yd11	3		T	17.30	1.1	10.48	17.13	6.08
T1CZ	750	C.SUAREZ	1		15	10	15	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3		T	17.70	1.1	10.83	18.74	6.61
T2CZ	751	C.SUAREZ	2		15	10	15	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3		T	17.80	1.1	11.03	19.12	6.66
T1CB	708	CHACABUCO	1		15	10	15	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3		T	14.30	1.1	10.47	17.99	6.54
T2CB	709	CHACABUCO	2		15	10	15	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3		T	19.20	1.1	10.69	16.70	5.85
T1CD		CHACABUCO IND.	1		15	10	15	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3		T	19.62	1.1	10.50	17.60	5.72
T1CH		CHANARES	1		30	20	30	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3		T	19.45	1.1	10.21	17.97	6.69
T2CH		CHANARES	2		30	20	30	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3		T	19.98	1.1	10.14	17.88	6.77
T1CU		CHASCOMUS	1		30	30	20	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3		T	19.64	1.1	10.38	18.43	6.19
T2CU	672	CHASCOMUS	2		15	10	15	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3		T	16.60	1.1	10.78	18.70	6.57
T1CI	695	CHIVILCOY	1		30	20	30	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3		T	21.04	1.1	11.72	18.41	6.26
T2CI	696	CHIVILCOY	2		30	20	30	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3		T	20.68	1.1	11.52	18.32	6.26
T1CN		COLON	1		30	20	30	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3		T	23.30	1.1	10.03	16.91	6.31
T2CO		CORCEMAR	2		30	30	20	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3		T	25.89	1.1	10.89	18.14	5.55
T1DO	674	DOLORES	1		15	10	15	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3		T	18.60	1.1	10.93	16.16	5.85
T2DO	673	DOLORES	2		15	10	15	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3		T	18.20	1.1	10.30	16.25	6.41
T1GC		G. CHAVES	1		10	10	3.3	132	35.4	13.2	Yy0/Yd11	3		T	13.6	1.1	9.68	13.85	3.28
T2GC	654	G. CHAVES	2		5	5		33	13.8		Dy11	2		T	7.30	1.1	5.68		
T1GD	677	G. MADARIAGA	1		15	15	5	132	35.6	13.6	Yy0/Yd11	3		T	27.30	1.1	9.57	14.46	8.55
T2GD		G. MADARIAGA	2		5	5		33	13.8		Dy11	2		T	7.90	1.1	5.90		
T4HE	705	HENDERSON	4		40	40	15	220	138	13.8	Yy0/Yd11	3		T	38.40	1.1	10.37	17.21	5.41
T5HE	706	HENDERSON	5		15	10	15	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3		T	17.60	1.1	10.47	17.99	6.54
T6HE		HENDERSON	6	-	20	20	6.6	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3		T	18.90	1.1	10.70	17.60	5.50

Código Transba Nombre	Código Cammesa N°	Estación Transformadora	Trafo N°	Ramal (*) N°	Potencia			Tensión nom.de red			Conexión Tipo	N° arroll	Tipo		Pérd. vacío kW	Sat (6) p.u.	Reactancia Directa		
					Arr. 1	Arr. 2	Arr.3	Arr. 1	Arr.2	Arr. 3							X 1-2	X 1-3	X 2-3
					MVA (1)	MVA (2)	MVA (3)	kV (1)	kV (2)	kV (3)			(4)	(5)			% (7)	% (7)	% (8)
T1IM	735	IMSA	1		15	10	15	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3		T	19.28	1.1	10.74	16.26	5.67
T2IM	736	IMSA	1		5	5		33	13.8		Dy11	2		T	7.70	1.1	5.69		
T1JU		JUNIN	1		30	20	30	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3		T	21.07	1.1	10.67	16.79	5.63
T2JU	219	JUNIN	2		30	20	30	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3		T	20.74	1.1	10.48	16.90	5.64
T1LA	684	LAPRIDA	1		10	10	3.3	132	13.8	13.8	Yy0/Yd11	3		T	13.60	1.1	9.74	13.99	3.26
T2LA	685	LAPRIDA	2		15	10	15	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3		T	19.10	1.1	10.70	16.60	5.70
T3LA	686	LAPRIDA	3		5	5		34.5	13.2		Yd1	2		T	6.40	1.1	6.53		
T1LM		LAS ARMAS	1		15	10	15	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3		T	17.60	1.1	10.57	18.80	6.66
T2LM	670	LAS ARMAS	2		5	5		33	13.2		Dy11	2		T		1.1	6.00		
T1LF	682	LAS FLORES	1		15	5	10	132	34.5	13.8	Yd5/YY0	3		T	19.30	1.1	26.19	16.05	8.58
T2LF	683	LAS FLORES	2		15	5	10	132	34.5	13.8	Yd5/YY0	3		T	19.80	1.1	26.10	16.05	8.55
T1LS		LAS PALMAS	1		30	30	20	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3		T	19.26	1.1	10.36	17.46	5.54
T1LO		LAS TONINAS	1		30	30	20	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3		T	25.00	1.1	10.16	17.62	5.85
T1LI	703	LINCOLN	1		15	10	15	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3		T	17.80	1.1	10.91	18.93	6.60
T2LI	704	LINCOLN	2		15	10	15	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3		T	17.40	1.1	11.21	18.87	6.73
T1LJ	699	LUJAN	1		30	20	30	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3		T	29.20	1.1	10.61	17.11	6.09
T3LJ	583	LUJAN	3		15	15		132	69		Yy0	2		A	11.00	1.1	7.00		
T2LJ	700	LUJAN	2		40	30	40	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3		T	34.95	1.1	14.40	23.92	7.72
T4LJ	584	LUJAN	4		15	15		132	69		Yy0	2		A	11.80	1.1	6.99		
T1LD		LUJAN DOS	1		30	20	30	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3		T	20.30	1.1	11.71	18.46	6.20
T1MJ	576	MAR DE AJO	1		30	10	30	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3		T	18.50	1.1	10.78	15.91	4.03
T2MJ	575	MAR DE AJO	2		15	10	15	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3		T	25.10	1.1	10.55	16.98	5.98
T3MJ	580	MAR DE AJO	3		44	44	15	132	13.8	13.2	Yy0/Yd11	3		T	43.70	1.1	17.50	10.00	5.47
T1MU	680	MAR DEL TUYU	1		20	20	6.6	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3		T	22.50	1.1	10.34	17.80	6.26
T1MD	697	MERCEDES	1		30	20	30	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3		T	19.67	1.1	10.26	17.89	6.60
T2MD	698	MERCEDES	2		30	20	30	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3		T	19.46	1.1	10.23	17.88	6.55
T1MR	658	MIRAMAR	1		15	10	15	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3		T	17.80	1.1	10.12	16.47	5.94
T2MR	659	MIRAMAR	2		15	10	15	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3		T	17.80	1.1	10.18	17.54	5.76
T1ME		MONTE	1		15	5	10	132	34.5	13.8	Yd5/YY0	3		T	19.70	1.1	25.41	16.11	8.47
T2ME	688	MONTE	2		15	10	15	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3		T			11.08	17.01	5.84
T3ME(*)		MONTE	3		14	14		33	13.8		Dy11	2					6.00		
T1MH		MONTE HERMOSO	1		15	10	15	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3		T	14.60	1.1	10.29	17.31	6.07

Código Transba Nombre	Código Cammesa N°	Estación Transformadora	Trafo N°	Ramal (*) N°	Potencia			Tensión nom.de red			Conexión Tipo	N° arroll	Tipo		Pérd. vacío kW	Sat (6) p.u.	Reactancia Directa		
					Arr. 1	Arr. 2	Arr.3	Arr. 1	Arr.2	Arr. 3							X 1-2	X 1-3	X 2-3
					MVA (1)	MVA (2)	MVA (3)	kV (1)	kV (2)	kV (3)			(4)	(5)			% (7)	% (7)	% (8)
T1NE	277	NECOCHEA	1		30	20	30	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3		T	28.87	1.1	10.72	17.91	5.66
T2NE	278	NECOCHEA	2		30	20	30	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3		T	19.46	1.1	10.17	17.83	6.73
T3NE	279	NECOCHEA	3		15	5	15	132	34.2	14.2	Yy0/Yd11	3		T	34.90	1.1	16.05	10.50	5.29
T1ND	738	NORTE 2	1		40	40	15	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3		T	42.40	1.1	10.00	17.00	6.00
T2ND		NORTE 2	2		45	30	45	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3		T	27.76	1.1	10.41	18.18	6.13
T1OA	301	OLAVARRIA	1		30	30	15	132	35.2	13.9	Yy0/Yd11	3		T	57.60	1.1	9.37	14.56	4.72
T2OA	649	OLAVARRIA	2		30	30	15	132	35.2	13.9	Yy0/Yd11	3		T	56.00	1.1	9.37	14.56	4.72
T3OA		OLAVARRIA	3		30	30	15	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3		T	19.37	1.1	10.01	17.72	6.01
T1PS	714	PAPEL PRENSA	1		15	15	5	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3		T	23.20	1.1	10.08	16.78	5.66
T1PK	759	PATAGONES	1		15	10	15	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3		T	17.80	1.1	10.50	14.64	5.85
T2PK		PATAGONES	2		15	10	15	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3		T	11.78	1.1	10.66	17.37	6.05
T1PL	758	PEDRO LURO	1		15	10	15	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3		T	19.30	1.1	10.93	19.30	6.77
T1PH	322	PEHUAJO	1		5	5		66	13.8		Dy11	2		T	6.10	1.1	6.61		
T2PH	540	PEHUAJO	2		5	5		66	13.8		Dy11	2		T	6.10	1.1	6.83		
T3PH	541	PEHUAJO	3		16	16		70	13.2		Yd11	2		T		1.1	8.50		
T1PO	726	PERGAMINO	1		30	20	30	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3		T	19.99	1.1	10.25	17.64	6.51
T2PO	810	PERGAMINO	2		30	10	30	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3		T	23.00	1.1	10.62	17.14	5.86
T5PO	585	PERGAMINO	5		15	15		132	69	6.6	Yy0	2		A	10.60	1.1	7.03		
T3PO	811	PERGAMINO	3		10	10	3.3	132	70.8	13.2	Yy0/Yd11	3		T	15.40	1.1	9.48	14.00	3.80
T4PO	812	PERGAMINO	4		10	10	3.3	132	70.8	13.2	Yy0/Yd11	3		T	16.00	1.1	9.32	14.00	3.80
T6PO		PERGAMINO	6		30	20	30	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3		T	19.60	1.1	10.80	17.56	5.98
T1PQ	744	PETROQUIMICA	1		15	10	15	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3		T	17.50	1.1	10.30	16.50	5.80
T2PQ	745	PETROQUIMICA	2		40	31.5	12.5	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3		T	22.80	1.1	10.46	17.97	5.60
T3PQ	746	PETROQUIMICA	3		40	31.5	12.5	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3		T	22.80	1.1	10.34	17.89	5.54
T1PF	747	PIGUE	1		15	10	15	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3		T	18.80	1.1	10.92	19.05	6.78
T2PF	748	PIGUE	2		15	10	15	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3		T	18.70	1.1	10.49	17.65	5.71
T3PF	749	PIGUE	3		7.5	7.5		69.7	33		Yd1	2		T	14.10	1.1	7.73		
T1PM	681	PINAMAR	1		15	10	15	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3		T	18.00	1.1	11.02	17.73	5.88
T2PM	807	PINAMAR	2		30	20	30	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3		T	19.00	1.1	10.21	17.72	6.54
T1PV		PUNTA ALTA	1		15	10	15	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3		T	18.70	1.1	10.90	17.60	5.81
T2PV	740	PUNTA ALTA	2		15	10	15	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3		T	17.70	1.1	10.50	16.64	5.85
T1QU	655	QUEQUEN	1		15	10	15	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3		T	18.90	1.1	11.10	17.80	5.86

Código Transba Nombre	Código Cammesa N°	Estación Transformadora	Trafo N°	Ramal (*) N°	Potencia			Tensión nom.de red			Conexión Tipo	N° arroll	Tipo		Pérd. vacío kW	Sat (6) p.u.	Reactancia Directa		
					Arr. 1	Arr. 2	Arr.3	Arr. 1	Arr.2	Arr. 3							X 1-2	X 1-3	X 2-3
					MVA (1)	MVA (2)	MVA (3)	kV (1)	kV (2)	kV (3)			(4)	(5)			% (7)	% (7)	% (8)
T1RN		RAMALLO IND.	1		30	30	20	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3		T	18.62	1.1	10.87	18.18	5.82
T1RF	724	ROJAS	1		15	10	15	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3		T	18.70	1.1	10.78	17.51	5.88
T2RF	725	ROJAS	2		15	10	15	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3		T	18.80	1.1	11.00	17.74	5.87
T1SB	701	SALADILLO	1		30	20	30	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3		T	20.10	1.1	10.32	17.89	6.60
T2SB	702	SALADILLO	2		30	20	30	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3		T	20.70	1.1	10.30	17.87	6.60
T1SA		SALTO	1		30	20	30	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3		T	29.35	1.1	10.31	17.16	5.77
T2SA		SALTO	2		30	20	30	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3		T	16.54	1.1	10.78	17.18	6.03
T1AA	586	SAN A.DE ARECO	1		5	5	1.66	66	13.8	6.6	Yy0/Yd11	3		T		1.1	7.00		
T2AA	587	SAN A.DE ARECO	2		5	5	1.66	66	13.8	6.6	Yy0/Yd11	3		T	9.10	1.1	5.88		
T3AA		SAN A.DE ARECO	3		15	15		132	69		Yy0	2		A		1.1	15.16		
T4AA		SAN A.DE ARECO	4		30	20	30	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3		T	23.48	1.1	10.31	17.70	6.45
T1SE	678	SAN CLEMENTE	1		15	10	15	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3		T	17.50	1.1	10.87	16.37	5.84
T2SE	679	SAN CLEMENTE	2		15	10	15	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3		T	17.90	1.1	10.42	17.31	6.56
T6SN	720	SAN NICOLAS	6		30	30	20	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3		T	21.90	1.1	10.50	17.90	5.47
T7SN	719	SAN NICOLAS	7		30	30	30	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3		T	28.44	1.1	9.95	17.92	6.50
T1SH	712	SAN PEDRO	1		15	10	15	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3		T	16.40	1.1	9.95	17.40	6.30
T2SH	713	SAN PEDRO	2		15	15	10	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3		T	19.30	1.1	9.95	17.00	6.00
T1TL	545	T.LAUQUEN	1		5	5		66	13.8		Dy11	2		T	5.90	1.1	6.78		
T2TL	546	T.LAUQUEN	2		5	5		66	13.8		Dy11	2		T	6.60	1.1	6.71		
T3TL	544	T.LAUQUEN	3		30	30	20	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3		T	27.4	1.1	10.78	18.57	5.54
T4TL	438	T.LAUQUEN	4		40	40	15	132	69	13.8	Yy0/Yd11	3		A	15.20	1.1	7.30	26.60	16.40
T5TL	439	T.LAUQUEN	5		40	40	15	132	69	13.8	Yy0/Yd11	3		A	15.7	1.1	7.21	27.08	16.79
T6TL		T.LAUQUEN	6		30	30	20	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3		T	17.98	1.1	10.25	17.30	5.69
T1TD	651	TANDIL	1		30	20	30	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3		T	30.30	1.1	10.70	17.60	6.50
T2TD	652	TANDIL	2		30	20	30	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3		T	39.10	1.1	10.70	17.60	6.50
T3TD		TANDIL	3		30	30	20	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3		T	23.66	1.1	10.21	17.27	5.91
T1TO		TORNQUIST	1		15	10	15	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3		T	19.20	1.1	10.74	16.26	5.67
T1TY	667	TRES ARROYOS	1		30	30	10	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3		T	24.16	1.1	10.29	17.76	5.81
T2TY	668	TRES ARROYOS	2		30	30	10	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3		T	19.85	1.1	10.32	17.71	5.79
T2BU		URBANA BBKA	2		40	40	30	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3		T	29.42	1.1	10.73	17.99	6.20
T1BU		URBANA BBKA	1		40	40	15	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3		T	43.88	1.1	10.18	17.57	5.74
T1NU	721	URBANA SAN NICOLAS	1		44	44	15	132	13.8	13.2	Yy0/Yd11	3		T	36.70	1.1	16.98	10.00	6.45

Código Transba Nombre	Código Cammesa N°	Estación Transformadora	Trafo N°	Ramal (*) N°	Potencia			Tensión nom.de red			Conexión Tipo	N° arroll	Tipo		Pérd. vacío kW	Sat (6) p.u.	Reactancia Directa		
					Arr. 1	Arr. 2	Arr.3	Arr. 1	Arr.2	Arr. 3							X 1-2	X 1-3	X 2-3
					MVA (1)	MVA (2)	MVA (3)	kV (1)	kV (2)	kV (3)			(4)	(5)			% (7)	% (7)	% (8)
T2NU	722	URBANA SAN NICOLAS	2		44	44	15	132	13.8	13.2	Yy0/Yd11	3		T	36.70	1.1	17.08	10.11	6.43
T1VA		VALERIA DEL MAR	1		30	20	30	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3		T	22.90	1.1	10.28	17.63	6.38
T1VG	440	VILLA GESELL	1		30	20	30	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3		T	19.27	1.1	10.28	17.72	5.78
T2VG	441	VILLA GESELL	2		15	10	15	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3		T	17.80	1.1	11.16	19.31	6.75
T3VG	547	VILLA GESELL	3		40	40		132	13.8		Yy0	2		T	37.80	1.1	13.19		
T1VL	442	VILLA LIA	1		150	150	25	220	138	13.8	Yy0/Yd11	3		A	38.80	1.1	9.03	44.24	32.56
T1ZA	715	ZARATE	1		15	10	15	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3		T	15.10	1.1	10.41	17.91	6.53
T2ZA	716	ZARATE	2		30	30	20	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3		T	24.92	1.1	10.55	18.07	5.52
T3ZA	717	ZARATE	3		30	30	20	132	34.5	13.8	Yy0/Yd11	3		T	22.00	1.1	11.00	18.00	6.00
T4ZA		ZARATE	4		30	30	20	132	34.5	13.8	YY0/YD11	3		T	20.70		10.20	17.01	5.57
T1CA		CAMPANA	2		300	300	50	500	138	13.8	Yy0/Yd11	3		T			17.60	46.60	31.70
T2CA		CAMPANA	2		300	300	50	500	138	13.8	Yy0/Yd11	3		T			17.50	46.50	30.80
T1OL		OLAVARRÍA	1		300	300	70	500	138	13.2	Yy0/Yd11	3		A	145.0		15.39	36.15	17.69
T2OL		OLAVARRÍA	2		300	300	70	500	138	13.2	Yy0/Yd11	3		A	146.8		15.33	36.76	17.79
T1BB		BAHIA BLANCA	1		300	300	70	500	138	13.2	Yy0/Yd11	3		A	137.6		15.55	37.46	17.91
T2BB		BAHIA BLANCA	2		300	300	70	500	138	13.2	Yy0/Yd11	3		A	143.0		15.70	37.30	19.40

Referencias:

(*) Solo en los casos que la E.T. sea ficticia, definir con un N° el ramal a que pertenece.

Utilizar el mismo N° para todos los equipos que formen parte del ramal (líneas, cables, trafos, etc)

(1) Arrollamiento de mayor tensión.

(2) Arrollamiento de tensión media.

(3) Arrollamiento de menor tensión.

(4) Trifásico Acorazado (TA), Trifásico de columnas (TC) o Banco (B)

(5) Trafo (T) o Autotrafo (A)

(6) Tensión del Codo de saturación (en p.u. de la tensión nominal del Arrollamiento 1)

(7) En % de los valores nominales del Arrollamiento 1

(8) En % de S nominal del Arrollamiento 1 y V nominal del Arrollamiento 2

(9) T3ME es propiedad de EDEA

ROJO: Cambios respecto a la Guía de Referencia 2014-2021

TACHADO: Debido a nuevas incorporaciones o desafectaciones los datos consignados a estos transformadores se dan de baja.

ANEXO 1

Sección 3: Tabla resumen de límites

1.3 TABLA RESUMEN DE LÍMITES

Introducción

En la Tabla 1.3.1 pueden observarse los límites actuales de transferencias por corredores para mantener el perfil de tensiones de las barras de Transba S.A. dentro del rango máximo establecido por los Procedimientos. Cabe aclarar que, en los lugares del Sistema donde la complejidad del mismo lo impide, no se han establecido corredores sino que sólo se indican límites de líneas bajo hipótesis definidas, dado que en la medida que el sistema es más mallado menor relevancia tiene establecer un límite asociado a un corredor o una línea determinado por tensiones de nodo, habida cuenta de las diferentes condiciones de operación que pueden presentarse.

En la [Sección 3.1.1 del Anexo 7 de la Guía de Referencia 2002-2009](#) (“Estudios de Límites y Restricciones al Transporte”) se encuentra contenida una memoria de cálculo de los límites actuales de transferencias asociados al control de tensión en condiciones de red completa (puede obtenerse en el CD-ROM de la presente Guía, en la dirección \Archivos\Docu\Sección Guía_0209.pdf).

Teniendo en cuenta que en la operación real es de esperar ocurran estados de demandas, generación, compensación shunt, etc., diferentes a los supuestos, los valores máximos de transferencias que podrían obtenerse a partir de la consideración de esas condiciones podrían conducir a límites diferentes de los presentados en la Tabla 1.3.1.

En esta tabla puede observarse además de la descripción del corredor en estudio una breve descripción del escenario para el cual se obtuvieron los respectivos límites.

En la Tabla 1.3.2 pueden observarse los límites para mantener el perfil de tensiones de los corredores de Transba S.A. dentro del rango máximo establecido por los Procedimientos, para el período 2015-2017. Debido a que hasta la fecha de cierre de la presente Guía de Referencia no se contaba con fechas ciertas de entrada en servicio de nuevas obras de transporte que modifiquen la topología de la red, se consideró conservativo mantener los límites actuales para dicho período, más aún dado que constituyen tan sólo una referencia y no un límite para la operación.

Mediante la Tabla 1.3.3 CAMMESA ha previsto la presentación de límites que permiten una operación segura para áreas radiales, con generación local cuya potencia sea mayor que el 50% de la demanda del área y que se vinculan por una única línea de tensión ≥ 132 kV, frente a contingencias de alta probabilidad sobre dicha línea, o en corredores remotos. Debido a que esta configuración no se da en el área cubierta por Transba S.A., no se presenta información sobre el particular.

La Tabla 1.3.4, “Niveles de Riesgo de Áreas Malladas (Condición N)”, muestra los intercambios netos de potencia que permiten una operación controlada de un área determinada frente a contingencias (de alta probabilidad) en los corredores de interconexión entre el área y el resto del SADI. El fin de esta tabla es poder evaluar el riesgo operativo del área, para áreas vinculadas por más de una línea de 132 kV con el resto del SADI. Para tal efecto una variable clave puede ser el flujo de potencia neto entre el área y el resto del sistema o bien el flujo por una línea considerada clave para determinar el límite. Para el caso de Transba S.A., en la Tabla 1.3.4. se presenta la

información correspondiente al corredor doble de 132 kV Olavarría – Tandil, relevante para evaluar el riesgo operativo del área Atlántica de Transba S.A. Los vínculos de esta área con el resto del sistema son el corredor doble de 132 kV Olavarría - Tandil y las líneas de 132 kV Chascomús – Dolores y G. Chaves – Necochea.

Finalmente, en la Tabla 1.3.5 se presenta la información sobre límites vigentes en condiciones N-1.

Como información adicional de interés para evaluar las condiciones de operación para configuraciones N-1 de la red de Transba S.A., en la [Sección 3.1.2 del Anexo 7 de la Guía de Referencia 2002-2009](#) se describen estudios realizados atendiendo únicamente exigencias de operación estática en condiciones N-1, los que permiten visualizar las debilidades del sistema, e ilustran sobre las posibilidades de abastecer la demanda en estas condiciones, requerimientos de corte de carga, etc. (puede obtenerse en el CD-ROM de la presente Guía, en la dirección \Archivos\Docu\Sección Guía_0209.pdf).

Por último, para mayores aclaraciones y detalles, una copia de las restricciones del Sistema de Transporte por Distribución Troncal de Transba S.A. publicadas en la Base de Cálculo de CAMMESA, para la estación Noviembre 2014 – Abril 2015, se encuentra contenida en la siguiente carpeta del CD de esta Guía:

Archivos\Docu\BC_Nov14-Abr15\

TABLA 1.3.1 RESUMEN DE LÍMITES ACTUALES ASOCIADOS AL CONTROL DE Tensión (Condición N)

Corredor (1)				Tensión Nominal [Kv]	Período de validez		Límite	Unidad (2)	Escenario			Ref. (3) N°	Eval. de CAMMESA
desde		Hasta			desde MM/AA	hasta MM/AA			fp demanda	Barra/ zona de menor tensión	Detalles parque generador/ Observaciones		
ID	V[pu]	ID	V[pu]										
Henderson	1.05	T. Lauquen	0.953	132	Nov-14	Abr-15	62	[MVA]	0,95	T. Lauquen 132 kV	Se redujo la demanda del corredor asociado un 11%, Ver Ref.	(**)	
Henderson	1.05	Bragado	0.951	220	Nov-14	Abr-15	183	[MVA]	0,95	Bragado 220 kV	Se redujo la demanda del corredor asociado un 36%, Ver Ref.	(**)	
Olavarría	(*)	Henderson	(*)	132	Nov-14	Abr-15	33	[MVA]	0,95	Cnel. Suárez 132 kV	0.95 pu en el nodo de menor tensión del circuito Olavarría-Henderson1-C. Suárez-Pigüé, cuando la tensión en barras de 132 kV de Olavarría, Puelches y Macachín es de 1.05 pu y la tensión en barras de 132 kV de Bahía Blanca es la máxima que permite no superar el valor de 1.05 pu en barras de Pedro Luro y Carmen de Patagones. Se incrementaron las demandas de toda la Zona Sur en un 81%, respecto de las demandas consideradas en el caso base.	(**)	
Henderson	(*)	Cnel. Suárez	(*)	132	Nov-14	Abr-15	15	[MVA]	0,95	Cnel. Suárez 132 kV	Ídem anterior	(**)	
Cnel. Suárez	(*)	Pigüé	(*)	132	Nov-14	Abr-15	29	[MVA]	0,95	Cnel. Suárez 132 kV	Ídem anterior	(**)	
Guatraché	(*)	Pigüé	(*)	132	Nov-14	Abr-15	27	[MVA]	0,95	Cnel. Suárez 132 kV	Ídem anterior	(**)	
Necochea	(*)	G. Chávez	(*)	132	Nov-14	Abr-15	78	[MVA]	0,95	San Clemente 132 kV	Mínima Generación Forzada en Necochea y 9 de Julio, Max. Transferencia de 180 MW por el corredor Olavarría-Tandil y reducción de demanda en la zona de 16%. Ver Ref.	(**)	
Necochea	(*)	Tandil	(*)	132	Nov-14	Abr-15	39	[MVA]	0,95	San Clemente 132 kV	Máxima Generación Forzada en Necochea y 9 de Julio y reducción de demanda en la zona de 9%. Ver. Ref.	(**)	
Olavarría	(*)	Chillar	(*)	132	Nov-14	Abr-15	53	[MVA]	0,95	San Clemente 132 kV	Mínima Generación Forzada en Necochea y 9 de Julio, Max. Transferencia de 180 MW por el corredor Olavarría-Tandil y reducción de demanda en la zona de 16%. Ver Ref.	(**)	
Chillar	(*)	G. Chávez	(*)	132	Nov-14	Abr-15	46	[MVA]	0,95	San Clemente 132 kV	Mínima Generación Forzada en Necochea y 9 de Julio, Max. Transferencia de 180 MW por el corredor Olavarría-Tandil y reducción de demanda en la zona de 16%. Ver Ref.	(**)	
Balcarce	(*)	M. del Plata	(*)	132	Nov-14	Abr-15	56	[MVA]	0,95	San Clemente 132 kV	Mínima Generación Forzada en Necochea y 9 de Julio, Max. Transferencia de 180 MW por el corredor Olavarría-Tandil y reducción de demanda en la zona de 16%. Ver Ref.	(**)	
Tandil	(*)	Balcarce	(*)	132	Nov-14	Abr-15	74	[MVA]	0,95	San Clemente 132 kV	Mínima Generación Forzada en Necochea y 9 de Julio, Max. Transferencia de 180 MW por el corredor Olavarría-Tandil y reducción de demanda en la zona de 16%. Ver Ref.	(**)	
Tandil	(*)	Las Armas	(*)	132	Nov-14	Abr-15	59	[MVA]	0,95	San Clemente 132 kV	Máx. Generación Forzada en Necochea y 9 de Julio y reducción de demanda en la zona de 9%. Ver. Ref.	(**)	
Las Armas	(*)	Gral. Madariaga	(*)	132	Nov-14	Abr-15	35	[MVA]	0,95	San Clemente 132 kV	Máxima Generación Forzada en Necochea y 9 de Julio y reducción de demanda en la zona de 9%. Ver.	(**)	

Corredor (1)				Tensión Nominal [Kv]	Período de validez		Límite	Unidad (2)	Escenario			Ref. (3) N°	Eval. de CAMMESA
desde		Hasta			desde MM/AA	hasta MM/AA			fp demanda	Barra/ zona de menor tensión	Detalles parque generador/ Observaciones		
ID	V[pu]	ID	V[pu]										
											Ref.		
Gral. Madariaga	(*)	Villa Gesell	(*)	132	Nov-14	Abr-15	31	[MVA]	0,95	San Clemente 132 kV	Máxima Generación Forzada en Necochea y 9 de Julio y reducción de demanda en la zona de 9%. Ver. Ref.	(**)	
Villa Gesell	(*)	Pinamar	(*)	132	Nov-14	Abr-15	30	[MVA]	0,95	San Clemente 132 kV	Máxima Generación Forzada en Necochea y 9 de Julio y reducción de demanda en la zona de 9%. Ver. Ref.	(**)	
Pinamar	(*)	Mar de Ajó	(*)	132	Nov-14	Abr-15	10	[MVA]	0,95	San Clemente 132 kV	Máxima Generación Forzada en Necochea y 9 de Julio y reducción de demanda en la zona de 9%. Ver. Ref.	(**)	
Mar de Ajó	(*)	San Clemente	(*)	132	Nov-14	Abr-15	13	[MVA]	0,95	San Clemente 132 kV	Mínima Generación Forzada en Necochea y 9 de Julio, Max. Transferencia de 180 MW por el corredor Olavarría-Tandil y reducción de demanda en la zona de 16%. Ver Ref.	(**)	
Dolores	(*)	San Clemente	(*)	132	Nov-14	Abr-15	27	[MVA]	0,95	San Clemente 132 kV	Mínima Generación Forzada en Necochea y 9 de Julio, Max. Transferencia de 180 MW por el corredor Olavarría-Tandil y reducción de demanda en la zona de 16%. Ver Ref.	(**)	
Dolores	(*)	Chascomús	(*)	132	Nov-14	Abr-15	35	[MVA]	0,95	San Clemente 132 kV	Mínima Generación Forzada en Necochea y 9 de Julio, Max. Transferencia de 180 MW por el corredor Olavarría-Tandil y reducción de demanda en la zona de 16%. Ver Ref.	(**)	
Chascomús	(*)	Verónica	(*)	132	Nov-14	Abr-15	35	[MVA]	0,95	San Clemente 132 kV	Mínima Generación Forzada en Necochea y 9 de Julio, Max. Transferencia de 180 MW por el corredor Olavarría-Tandil y reducción de demanda en la zona de 16%. Ver Ref.	(**)	
Monte	(*)	Chascomús	(*)	132	Nov-14	Abr-15	20	[MVA]	0,95	San Clemente 132 kV	Mínima Generación Forzada en Necochea y 9 de Julio, Max. Transferencia de 180 MW por el corredor Olavarría-Tandil y reducción de demanda en la zona de 16%. Ver Ref.	(**)	
Monte	(*)	Rosas	(*)	132	Nov-14	Abr-15	28	[MVA]	0,95	San Clemente 132 kV	Mínima Generación Forzada en Necochea y 9 de Julio, Max. Transferencia de 180 MW por el corredor Olavarría-Tandil y reducción de demanda en la zona de 16%. Ver Ref.	(**)	
Rosas	(*)	Las Flores	(*)	132	Nov-14	Abr-15	35	[MVA]	0,95	San Clemente 132 kV	Mínima Generación Forzada en Necochea y 9 de Julio, Max. Transferencia de 180 MW por el corredor Olavarría-Tandil y reducción de demanda en la zona de 16%. Ver Ref.	(**)	
B.Blanca	1,031	Pigüé	0,955	132	Nov-14	Abr-15	46	[MVA]	0,95	Cnel. Suárez 132	Asociada al Corredor Bahía Blanca-Henderson/Olavarría. Se incrementaron las demandas 81%. Ver. Ref.	(**)	
Bragado	(*)	Lincoln	(*)	132	Nov-14	Abr-15	41	[MVA]	0,95	Lincoln 132 kV	Asociada al Corredor Bragado-Ramallo/San Nicolás, se despacha 1 sólo máquina en San Nicolás y se incrementa la demanda un 6%. Ver. Ref.	(**)	
Lincoln	(*)	IMSA	(*)	132	Nov-14	Abr-15	22	[MVA]	0,95	Lincoln 132 kV	Asociada al Corredor Bragado-Ramallo/San Nicolás, se despacha 1 sólo máquina en San Nicolás y se incrementa la demanda un 6%. Ver. Ref.	(**)	
IMSA	(*)	Junín	(*)	132	Nov-14	Abr-15	15	[MVA]	0,95	Lincoln 132 kV	Asociada al Corredor Bragado-Ramallo/San Nicolás, se despacha 1 sólo máquina en San Nicolás y se incrementa la demanda un 6%. Ver. Ref.	(**)	

Corredor (1)				Tensión Nominal [Kv]	Período de validez		Límite	Unidad (2)	Escenario			Ref. (3) N°	Eval. de CAMMESA
desde		Hasta			desde MM/AA	hasta MM/AA			fp demanda	Barra/ zona de menor tensión	Detalles parque generador/ Observaciones		
ID	V[pu]	ID	V[pu]										
Junín	(*)	Rojas	(*)	132	Nov-14	Abr-15	28	[MVA]	0,95	Lincoln 132 kV	Asociada al Corredor Bragado-Ramallo/San Nicolás, se despachan 3 máquinas en San Nicolás y se incrementa la demanda un 13%. Ver. Ref.	(**)	
Rojas	(*)	Pergamino	(*)	132	Nov-14	Abr-15	51	[MVA]	0,95	Lincoln 132 kV	Asociada al Corredor Bragado-Ramallo/San Nicolás, se despachan 3 máquinas en San Nicolás y se incrementa la demanda un 13%. Ver. Ref.	(**)	
Pergamino	1.00	Ramallo	1.05	132	Nov-14	Abr-15	56	[MVA]	0,95	Lincoln 132 kV	Asociada al Corredor Bragado-Ramallo/San Nicolás, se despachan 3 máquinas en San Nicolás y se incrementa la demanda un 13%. Ver. Ref.	(**)	
Pergamino	(*)	San Nicolás	(*)	132	Nov-14	Abr-15	46	[MVA]	0,95	Lincoln 132 kV	Asociada al Corredor Bragado-Ramallo/San Nicolás, se despachan 3 máquinas en San Nicolás y se incrementa la demanda un 13%. Ver. Ref.	(**)	
Olavarría	(*)	Tandil	(*)	132	Nov-14	Abr-15	200	MW	---	---	Límite informado por CAMMESA, con generación en el Área Atlántica. Sin generación en el área el límite se reduce a 164 MW.	(4)	

- (1) El corredor puede estar compuesto por una o más líneas
- (2) Indicar la unidad en la que se expresa el límite, por ej.: MW, MVA, Amp., % etc.
- (3) Indicar N° de Referencia de el/los estudio/s que avalan el límite.
- (4) CAMMESA, Base de Cálculo Período Nov-14 – Abr-15.
- (*) No corresponde para la línea indicada por ser parte de un circuito de estudio mayor.
- (**) "Estudios de Restricciones por Control de Tensión en condiciones de red completa", Anexo 7 sección 3.1, Guía de Referencia Transba 2002 – 2009

Observaciones:

- 1.- Los límites por caída de tensión sólo indican niveles de transferencias por encima de las cuales es probable que se presenten en algunos nodos del sistema tensiones fuera de las bandas reglamentarias, aunque esto también podría ocurrir en algunos casos por debajo de los mismos (ver hipótesis de cálculo).
- 2.- Donde la complejidad del Sistema lo impide no se ha establecido ningún corredor, sólo se indican límites de líneas bajo hipótesis definidas.
- 3.- Los valores de límites de la Tabla 1.3.1 son coincidentes con los publicados en la Base de Cálculo de CAMMESA Período Nov-14 – Abr-15.
- 4.- En la Base de Cálculo Período Nov-14 – Abr-15, CAMMESA también publica por separado los Límites de Seguridad del Corredor Olavarría-Tandil, "límites propios por caída de tensión" de este corredor sin tener en cuenta condiciones de seguridad, cuyos valores son 164 y 200 MW, sin y con generación en el área atlántica, respectivamente, tal como se indica en la Tabla precedente. Este corredor está compuesto por las líneas de 132 kV Olavarría-Tandil, Olavarría-Barker y Barker-Tandil y la potencia transmitida por el mismo se mide como la suma de las potencias salientes de la ET Olavarría por las líneas de 132 kV hacia Barker y Tandil.

TABLA 1.3.2 RESUMEN DE LÍMITES ASOCIADOS AL CONTROL DE Tensión PARA LOS AÑOS 2015-2017 (Condición N)

Corredor (1)				Tensión Nominal [Kv]	Período de validez		Límite	Unidad (2)	Escenario			Ref. (3) N°	Eval. de CAMMESA
Desde		hasta			desde MM/AA	hasta MM/AA			fp demanda	Barra/ zona de menor tensión	Detalles parque generador/ Observaciones		
ID	V[pu]	ID	V[pu]										
Henderson	1.05	T. Lauquen	0.953	132	May-15	(***)	62	[MVA]	0,95	T. Lauquen 132 kV	Se redujo la demanda del corredor asociado un 11%, Ver Ref.	(**)	
Henderson	1.05	Bragado	0.951	220	May-15	(***)	183	[MVA]	0,95	Bragado 220 kV	Se redujo la demanda del corredor asociado un 36%, Ver Ref.	(**)	
Olavarría	(*)	Henderson	(*)	132	May-15	(***)	33	[MVA]	0,95	Cnel. Suárez 132 kV	0.95 pu en el nodo de menor tensión del circuito Olavarría-Henderson1-C. Suárez-Pigüé, cuando la tensión en barras de 132 kV de Olavarría, Puelches y Macachín es de 1.05 pu y la tensión en barras de 132 kV de Bahía Blanca es la máxima que permite no superar el valor de 1.05 pu en barras de Pedro Luro y Carmen de Patagones. Se incrementaron las demandas de toda la Zona Sur en un 81%, respecto de las demandas consideradas en el caso base.	(**)	
Henderson	(*)	Cnel. Suárez	(*)	132	May-15	(***)	15	[MVA]	0,95	Cnel. Suárez 132 kV	Ídem anterior	(**)	
Cnel. Suárez	(*)	Pigüé	(*)	132	May-15	(***)	29	[MVA]	0,95	Cnel. Suárez 132 kV	Ídem anterior	(**)	
Guatraché	(*)	Pigüé	(*)	132	May-15	(***)	27	[MVA]	0,95	Cnel. Suárez 132 kV	Ídem anterior	(**)	
Necochea	(*)	G. Chávez	(*)	132	May-15	(***)	78	[MVA]	0,95	San Clemente 132 kV	Mínima Generación Forzada en Necochea y 9 de Julio, Max. Transferencia de 180 MW por el corredor Olavarría-Tandil y reducción de demanda en la zona de 16%. Ver Ref.	(**)	
Necochea	(*)	Tandil	(*)	132	May-15	(***)	39	[MVA]	0,95	San Clemente 132 kV	Máxima Generación Forzada en Necochea y 9 de Julio y reducción de demanda en la zona de 9%. Ver. Ref.	(**)	
Olavarría	(*)	Chillar	(*)	132	May-15	(***)	53	[MVA]	0,95	San Clemente 132 kV	Mínima Generación Forzada en Necochea y 9 de Julio, Max. Transferencia de 180 MW por el corredor Olavarría-Tandil y reducción de demanda en la zona de 16%. Ver Ref.	(**)	
Chillar	(*)	G. Chávez	(*)	132	May-15	(***)	46	[MVA]	0,95	San Clemente 132 kV	Mínima Generación Forzada en Necochea y 9 de Julio, Max. Transferencia de 180 MW por el corredor Olavarría-Tandil y reducción de demanda en la zona de 16%. Ver Ref.	(**)	
Balcarce	(*)	M. del Plata	(*)	132	May-15	(***)	56	[MVA]	0,95	San Clemente 132 kV	Mínima Generación Forzada en Necochea y 9 de Julio, Max. Transferencia de 180 MW por el corredor Olavarría-Tandil y reducción de demanda en la zona de 16%. Ver Ref.	(**)	
Tandil	(*)	Balcarce	(*)	132	May-15	(***)	74	[MVA]	0,95	San Clemente 132 kV	Mínima Generación Forzada en Necochea y 9 de Julio, Max. Transferencia de 180 MW por el corredor Olavarría-Tandil y reducción de demanda en la zona de 16%. Ver Ref.	(**)	
Tandil	(*)	Las Armas	(*)	132	May-15	(***)	59	[MVA]	0,95	San Clemente 132 kV	Máx. Generación Forzada en Necochea y 9 de Julio y reducción de demanda en la zona de 9%. Ver. Ref.	(**)	
Las Armas	(*)	Gral. Madariaga	(*)	132	May-15	(***)	35	[MVA]	0,95	San Clemente 132 kV	Máxima Generación Forzada en Necochea y 9 de Julio y reducción de demanda en la zona de 9%. Ver.	(**)	

Corredor (1)				Tensión Nominal [Kv]	Período de validez		Límite	Unidad (2)	Escenario			Ref. (3) N°	Eval. de CAMMESA
Desde		hasta			desde MM/AA	hasta MM/AA			fp demanda	Barra/ zona de menor tensión	Detalles parque generador/ Observaciones		
ID	V[pu]	ID	V[pu]										
											Ref.		
Gral. Madariaga	(*)	Villa Gesell	(*)	132	May-15	(***)	31	[MVA]	0,95	San Clemente 132 kV	Máxima Generación Forzada en Necochea y 9 de Julio y reducción de demanda en la zona de 9%. Ver. Ref.	(**)	
Villa Gesell	(*)	Pinamar	(*)	132	May-15	(***)	30	[MVA]	0,95	San Clemente 132 kV	Máxima Generación Forzada en Necochea y 9 de Julio y reducción de demanda en la zona de 9%. Ver. Ref.	(**)	
Pinamar	(*)	Mar de Ajó	(*)	132	May-15	(***)	10	[MVA]	0,95	San Clemente 132 kV	Máxima Generación Forzada en Necochea y 9 de Julio y reducción de demanda en la zona de 9%. Ver. Ref.	(**)	
Mar de Ajó	(*)	San clemente	(*)	132	May-15	(***)	13	[MVA]	0,95	San Clemente 132 kV	Mínima Generación Forzada en Necochea y 9 de Julio, Max. Transferencia de 180 MW por el corredor Olavarría-Tandil y reducción de demanda en la zona de 16%. Ver Ref.	(**)	
Dolores	(*)	San Clemente	(*)	132	May-15	(***)	27	[MVA]	0,95	San Clemente 132 kV	Mínima Generación Forzada en Necochea y 9 de Julio, Max. Transferencia de 180 MW por el corredor Olavarría-Tandil y reducción de demanda en la zona de 16%. Ver Ref.	(**)	
Dolores	(*)	Chascomús	(*)	132	May-15	(***)	35	[MVA]	0,95	San Clemente 132 kV	Mínima Generación Forzada en Necochea y 9 de Julio, Max. Transferencia de 180 MW por el corredor Olavarría-Tandil y reducción de demanda en la zona de 16%. Ver Ref.	(**)	
Chascomús	(*)	Verónica	(*)	132	May-15	(***)	35	[MVA]	0,95	San Clemente 132 kV	Mínima Generación Forzada en Necochea y 9 de Julio, Max. Transferencia de 180 MW por el corredor Olavarría-Tandil y reducción de demanda en la zona de 16%. Ver Ref.	(**)	
Monte	(*)	Chascomús	(*)	132	May-15	(***)	20	[MVA]	0,95	San Clemente 132 kV	Mínima Generación Forzada en Necochea y 9 de Julio, Max. Transferencia de 180 MW por el corredor Olavarría-Tandil y reducción de demanda en la zona de 16%. Ver Ref.	(**)	
Monte	(*)	Rosas	(*)	132	May-15	(***)	28	[MVA]	0,95	San Clemente 132 kV	Mínima Generación Forzada en Necochea y 9 de Julio, Max. Transferencia de 180 MW por el corredor Olavarría-Tandil y reducción de demanda en la zona de 16%. Ver Ref.	(**)	
Rosas	(*)	Las Flores	(*)	132	May-15	(***)	35	[MVA]	0,95	San Clemente 132 kV	Mínima Generación Forzada en Necochea y 9 de Julio, Max. Transferencia de 180 MW por el corredor Olavarría-Tandil y reducción de demanda en la zona de 16%. Ver Ref.	(**)	
B.Blanca	1,031	Pigue	0,955	132	May-15	(***)	46	[MVA]	0,95	Cnel. Suárez 132	Asociada al Corredor Bahía Blanca-Henderson/Olavarría. Se incrementaron las demandas 81%. Ver. Ref.	(**)	
Bragado	(*)	Lincoln	(*)	132	May-15	(***)	41	[MVA]	0,95	Lincoln 132 kV	Asociada al Corredor Bragado-Ramallo/San Nicolás, se despacha 1 sólo máquina en San Nicolás y se incrementa la demanda un 6%. Ver. Ref.	(**)	
Lincoln	(*)	IMSA	(*)	132	May-15	(***)	22	[MVA]	0,95	Lincoln 132 kV	Asociada al Corredor Bragado-Ramallo/San Nicolás, se despacha 1 sólo máquina en San Nicolás y se incrementa la demanda un 6%. Ver. Ref.	(**)	
IMSA	(*)	Junín	(*)	132	May-15	(***)	15	[MVA]	0,95	Lincoln 132 kV	Asociada al Corredor Bragado-Ramallo/San Nicolás, se despacha 1 sólo máquina en San Nicolás y se incrementa la demanda un 6%. Ver. Ref.	(**)	

Corredor (1)				Tensión Nominal [Kv]	Período de validez		Límite	Unidad (2)	Escenario			Ref. (3) N°	Eval. de CAMMESA
Desde		hasta			desde MM/AA	hasta MM/AA			fp demanda	Barra/ zona de menor tensión	Detalles parque generador/ Observaciones		
ID	V[pu]	ID	V[pu]										
Junín	(*)	Rojas	(*)	132	May-15	(***)	28	[MVA]	0,95	Lincoln 132 kV	Asociada al Corredor Bragado-Ramallo/San Nicolás, se despachan 3 máquinas en San Nicolás y se incrementa la demanda un 13%. Ver. Ref.	(**)	
Rojas	(*)	Pergamino	(*)	132	May-15	(***)	51	[MVA]	0,95	Lincoln 132 kV	Asociada al Corredor Bragado-Ramallo/San Nicolás, se despachan 3 máquinas en San Nicolás y se incrementa la demanda un 13%. Ver. Ref.	(**)	
Pergamino	1.00	Ramallo	1.05	132	May-15	(***)	56	[MVA]	0,95	Lincoln 132 kV	Asociada al Corredor Bragado-Ramallo/San Nicolás, se despachan 3 máquinas en San Nicolás y se incrementa la demanda un 13%. Ver. Ref.	(**)	
Pergamino	(*)	San Nicolás	(*)	132	May-15	(***)	46	[MVA]	0,95	Lincoln 132 kV	Asociada al Corredor Bragado-Ramallo/San Nicolás, se despachan 3 máquinas en San Nicolás y se incrementa la demanda un 13%. Ver. Ref.	(**)	
Olavarría	(*)	Tandil	(*)	132	May-15	(***)	200	MW	---	---	Límite informado por CAMMESA, con generación en el Área Atlántica. Sin generación en el área el límite se reduce a 164 MW.	(4)	

- (1) El corredor puede estar compuesto por una o más líneas
- (2) Indicar la unidad en la que se expresa el límite, por ej.: MW, MVA, Amp., % etc.
- (3) Indicar N° de Referencia de el/los estudio/s que avalan el límite.
- (4) CAMMESA, Base de Cálculo Período Nov-14 – Abr-15.
- (*) No corresponde para la línea indicada por ser parte de un circuito de estudio mayor.
- (**) "Estudios de Restricciones por Control de Tensión en condiciones de red completa", Anexo 7 sección 3.1, Guía de Referencia Transba 2002 – 2009
- (***) El período de validez de estos límites se extiende hasta la fecha en que se registre una ampliación relevante en el sistema de transporte. A la fecha de cierre de la presente Guía de Referencia no se contaba con fechas ciertas de entrada en servicio de ampliaciones que requirieran actualizar los valores indicados, por lo que se consideró conservador dejar los actuales.

Observaciones:

- 1.- Los límites por caída de tensión sólo indican niveles de transferencias por encima de las cuales es probable que se presenten en algunos nodos del sistema tensiones fuera de las bandas reglamentarias, aunque ello podría ocurrir según el caso tanto por encima como por debajo de los mismos (ver hipótesis de cálculo).
- 2.- Donde la complejidad del Sistema lo impide no se ha establecido ningún corredor, sólo se indican límites de líneas bajo hipótesis definidas.

TABLA 1.3.3 RESUMEN DE LÍMITES POR ESTABILIDAD (frecuencia, tensión, ángulo) CORREDORES RADIALES (Condición N)

NO APLICABLE A TRANSBA S.A. (ver Introducción)

Corredor (1)		Tensión Nominal [Kv]	Período de validez		Límite	Unidad (2)	Calificación del límite		Ref. (3) N°	Eval. de CAMMESA
Desde ID	hasta ID		desde MM/AA	hasta MM/AA			Riesgo cubierto (4)	Robustez del cálculo / Detalles		

(1) El corredor puede estar compuesto por una o más líneas

(2) Indicar la unidad en la que se expresa el límite, por ej.: MW, MVA, Amp., % etc

(3) Indicar N° de Referencia de el/los estudio/s que avalan el límite.

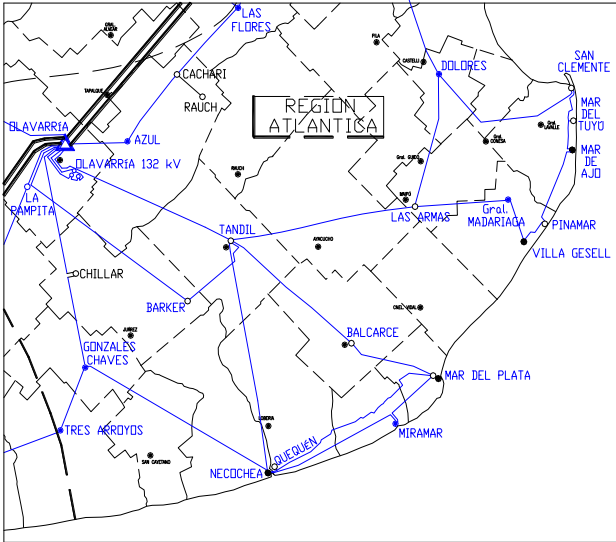
(4) - Estabilidad angular o transitoria (ET)

- Estabilidad en frecuencia (EF)

- Estabilidad en tensión (EV)

- Estabilidad oscilatoria (OSC)

TABLA 1.3.4 NIVELES DE RIESGO DE ÁREAS MALLADAS (Condición N)

Gráfico del Área o subsistema	AREA: ATLÁNTICA				
	NIVEL 1: (RIESGO DE AISLAMIENTO)	Máximo Intercambio neto :	180 [MW]	Ref. (1) N°:	(2) Eval. de CAMMESA:
	<p>Se estudiaron las contingencias sobre las líneas: Chascomús - Dolores, G. Chaves - Necochea, Olavarría - Tandil y Tandil - Balcarce para demandas del área atlántica hasta 500 MW.</p> <p>A los efectos de los estudios se utilizaron los criterios de Operación Postfalla acordados entre Transba S.A., EDEA S.A. y CAMMESA en la reunión del día 19 de octubre del 2001. Los criterios son:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Los generadores se modelarán controlando la tensión en sus bornes y sin limitación de potencia reactiva. 2) No se superará el 100% de la capacidad de potencia reactiva declarada para los generadores correspondientes al nivel de potencia activa de prefalla. 3) Tensión mínima de barras: 0.9 pu. 4) Sobrecargas admisibles en equipamiento de corta duración: <ol style="list-style-type: none"> a- TI: 20% b- OP: 0% c- Margen de seguridad para actuación de máxima corriente: 10% (se medirá en A). 5) Modelado de RBC: deberá atender la realidad operativa, por lo que se cuidarán los siguientes casos: <ol style="list-style-type: none"> a- RBC automático: modelar P y Q constante. b- RBC bloqueado: modelar P y Q en función de la tensión. <p>Con relación a la generación en el área para los escenarios de estudio se encontrará el detalle tanto de la reserva de reactivo en los generadores del área como el listado de generadores a despachar y tensiones indicativas en puntos controlados en la Tabla Resumen, del Anexo I de la Referencia (2).</p> <p>Respecto de los cortes de carga el porcentaje total debe ser del 42% de la demanda.</p>				
	NIVEL 2: (RIESGO DE COLAPSO)	Máximo Intercambio neto:		Ref. (1) N°:	Eval. de CAMMESA:
<p>Líneas de interconexión con el resto del sistema</p> <p>Línea Testigo: Corredor doble 132 kV Olavarría – Tandil</p> <p>Línea 132 kV Chascomús – Dolores</p> <p>Línea 132 kV G. Chavez – Necochea</p>	Robustez del cálculo				

- (1) Indicar N° de Referencia de el/los estudio/s que avalan el límite.
- (2) Estudios de Etapa 2 realizados para el ingreso de la línea Olavarría-Barker - Operación del doble corredor de 132 kV Olavarría - Tandil en Condiciones de Seguridad – Ver requerimientos, dependientes de la demanda del área atlántica, de reserva de potencia reactiva en Necochea y Mar del Plata, de tensiones en barras de control (OL, NE y 9 Jul) y despacho mínimo para el pico (con red completa de EDEA) en Necochea y 9 de Julio en la Base de Cálculo de CAMMESA Período Nov-14 – Abr-15. Límite confirmado por Transba S.A. mediante Nota GPOR-COTDT-012/12 del 10/08/2012.

TABLA N° 1.3.5 RESUMEN DE LÍMITES PARA CONFIGURACIÓN N-1 (ASOCIADOS AL CONTROL DE FRECUENCIA, TENSIÓN Y/O ESTABILIDAD)

Corredor (1)		Elementos Indisponibles	Tensión Nominal [kV]	Período de validez		Límite	Unidad (2)	Calificación del límite		Ref. (3) N°	Eval. de CAMMESA
Desde	hasta			desde MM/AA	Hasta MM/AA			Riesgo cubierto	Robustez del cálculo / Detalles		
ID	ID							(4)			
OLAVARRÍA	TANDIL	Olavarría-Barker F/S	132 kV	Nov-13	Abr-14	95/90	MVA/ MW (5)	SC, EV	Por condiciones de seguridad del área atlántica, para evitar la superación del límite térmico de la línea de 132 kV, determinado por su TI de 600 A (aproximadamente 137 MVA) ante la salida de la línea G. Chaves – Necochea, lo que puede originar un colapso del área. Ver observación cuya referencia es (6) .	Nota Transba GG/149/2001 del 17/01/01	
Tandil y Las Flores	Las Armas y Rosas	Verónica Magdalena F/S	132 kV	Nov-13	Abr-14	60	MW	SC	Sumatoria de los flujos por las líneas Tandil -> Las Armas + Las Flores -> Rosas ≤ 60 MW. Para no superar la capacidad térmica de los TI de 300 A de la línea Las Flores - Rosas ante la salida de la línea Tandil - Las Armas.	(7)	

Observación:

La presente Tabla de Límites fue elaborada teniendo en cuenta los límites vigentes en la Base de Cálculo de CAMMESA Período Nov-14 – Abr-15

Referencias:

- (1) El corredor puede estar compuesto por una o más líneas
- (2) Indicar la unidad en la que se expresa el límite, por ej.: MW, MVA, Amp., % etc
- (3) Indicar N° de Referencia de el/los estudio/s que avalan el límite.
- (4) - Estabilidad angular o transitoria (ET)
- Estabilidad en frecuencia (EF)
- Estabilidad en tensión (EV)
- Estabilidad oscilatoria (OSC)
- (5) El Corredor Olavarría – Tandil está compuesto por las líneas de 132 kV Olavarría-Tandil, Olavarría-Barker y Barker-Tandil y la potencia transmitida por el mismo se mide como la suma de las potencias salientes de la ET Olavarría por las líneas de 132 kV hacia Barker y Tandil.
- (6) En la Base de Cálculo de CAMMESA Período Nov-14 – Abr-15 consta que los agentes demandantes del área, EDEA S.A. y las Cooperativas de Villa Gesell, Tandil, Necochea y Barker, han solicitado operar en 100 MW/MVA, aceptando bajo su exclusiva responsabilidad los posibles colapsos (totales/parciales) que pudieran afectar dicha zona frente a perturbaciones en la red y derivadas de operar en tales niveles de transporte. Esta operatoria se ha implementado desde el 5/10/2001 y fue informada por CAMMESA por Nota P-016032-1.
- (7) Base de Cálculo de CAMMESA Período Nov-14 – Abr-15.

ANEXO 2

Control de Emergencia y Normas Operativas

(PT/012 - Ítem 4.b.3 y 4.b.4)

ANEXO 2

Sección 1: Control de emergencia

2.1 CONTROL DE EMERGENCIA

En la red de Transba S.A. se han implementado mecanismos de control de emergencia que tienen por objeto minimizar restricciones a la transmisión o atenuar el impacto para la demanda de la salida de servicio intempestiva de equipamiento de la red de transporte. Sobre el particular, pueden consultarse en \Archivos\Docu\Ord_Servicio\ las Órdenes de Servicio número 12, 18 y 22.

A continuación se transcribe el esquema de cortes por subfrecuencia en el área de Transba S.A. publicado por CAMMESA S.A. en la Programación Estacional Provisoria para el período Noviembre–Abril 2014–2015, que es el que se ha considerado en los estudios realizados para la elaboración de la presente Guía de Referencia (en las bases de datos descriptas en la Sub-Sección 4.1 del Anexo 8, que se adjuntan en el CD, se utiliza este esquema).

De acuerdo al artículo 4º de la Resolución SE. 137/92, cada Distribuidor y Gran Usuario Mayor deben disponer de un sistema automático de corte de demanda frente a disminuciones de la frecuencia de red. Dicho esquema de cortes (vigente desde el 01/09/2002) es el siguiente:

AREA: GBA - SANTA FE - ENTRE RIOS - PCIA DE BUENOS AIRES

Escalón	Relé F. Abs. (Hz)	Relés df/dt (Hz/seg)	Relé de Restitución		Carga fichada de la Demanda
			Hz	Temporiz. Carga Fichada	
1	49.0	-0.6			3.0%
2	48.9	-0.6			4.0%
3	48.8	-0.6			6.0%
4	48.7	-0.9			6.5%
5	48.6	-0.9			9.0%
6	48.5	-	49.2	17 seg	4.0%
			49.2	19 seg.	4.5%
7	48.4	-	49.2	15 seg.	5.0%
Total					42.0%

La demanda correspondiente a los escalones 1 a 5 debe ser cortada por los relés de frecuencia absoluta y por los de derivada de frecuencia.

La demanda correspondiente a los escalones 6 y 7 solo será cortada por relés de frecuencia absoluta.

Los relés de derivada enviarán señal de disparo cuando se verifiquen las siguientes condiciones:

- 1- Frecuencia menor de 49.8 Hz.
- 2- Derivada de la frecuencia menor a -0.6 Hz/s ó -0.9 Hz/s , mantenida durante 0.140 s.

Por no encontrarse aún disponibles para Transba S.A. no se adjuntan datos de relés de desconexión de generadores por sobre y subfrecuencia.

ANEXO 2

Sección 2: Normas operativas

2.2 NORMAS OPERATIVAS

La red de transporte por distribución troncal de la provincia de Buenos Aires presenta limitaciones estructurales. Su solución implica la realización de importantes inversiones por parte de los usuarios, tal como puede verse en el [Anexo 5](#) de esta Guía.

Como consecuencia de ello, para atender las necesidades de abastecer la demanda, se le exige a Transba S.A. operar a menudo con configuraciones radiales y barras separadas. Así se logra orientar los flujos de carga de forma que sea posible realizar el suministro en condiciones estáticas con la mejor calidad de tensión posible. Sin embargo, estas prácticas actúan en desmedro de la confiabilidad del sistema, por lo que no podrán asumirse como prácticas operativas aceptadas por Transba S.A.

Con las ampliaciones que se vienen proponiendo en las Guías de Referencia de Transba S.A. se procura superar dichas restricciones y obtener así una mejora progresiva de la confiabilidad.

2.2.1 Operación de la Red

En la [Orden de Servicio N° 6 de Transba S.A.](#), *Pautas para la Operación de la Red de Transba*, se indican las pautas bajo las cuales se debe operar la Red de Transporte de Energía Eléctrica de la Provincia de Buenos Aires, supervisando el cumplimiento de los límites de transmisión, las limitaciones de equipo por capacidad de transporte y transformación, los niveles de tensión, la reserva y distribución de potencia reactiva, y el factor de potencia en los puntos de conexión con usuarios y empresas.

En la carpeta \Archivos\Docu\Ord_Servicio del CD ROM de la Guía también se encuentra la siguiente documentación de utilidad:

- *Orden de Servicio N°1*: Recuperación de la Red de Distribución Troncal de la Provincia de Buenos Aires luego de un colapso total en el SADI.
- *Orden de Servicio N°2*: Códigos de identificación de estaciones y equipos de Transba S.A.
- *Orden de Servicio N°4*: Terminología utilizada en la operación de la red de Transba.
- *Orden de Servicio N°5*: Normas de Operación para conexiones de Transba con Estaciones vinculadas al Oleoducto Puerto Rosales-La Plata.
- *Orden de Servicio N°6*: Pautas para la operación de la red de Transba.
- *Orden de Servicio N°11*: Conexión de Terceros al Sistema de Transporte en barras de 132 kV o Tensiones Superiores.
- *Orden de Servicio N°12*: Desconexión automática de carga por subtensión en Estaciones Transformadoras del nodo Bragado.
- *Orden de Servicio N°17*: Metodología de operación de ET Siderar y su vinculación con la planta Ternium-Siderar.
- *Orden de Servicio N°18*: Operación de recursos estabilizantes de la Costa Atlántica Norte – DAG Villa Gesell.
- *Orden de Servicio N°20*: Plan de contingencias Operativo.
- *Orden de Servicio N°22*: Operación del automatismo de DAG en la ET Arrecifes.

2.2.2 Régimen de Sobrecarga de Equipos

En estado de operación normal (sin ningún tipo de contingencia) **es inadmisibles la sobrecarga** de cualquier equipo.

Sí se admite en la operación, en condiciones de post-contingencia, una **sobrecarga del 25 %** en la capacidad de transformadores de potencia, **a lo sumo durante 30 minutos** (cualquiera sea el estado de demanda anterior a la contingencia), y en ausencia de dispositivos del tipo DAG que puedan eliminar la sobrecarga del equipo. Cumplido ese período de tiempo, se deberán tomar indefectiblemente las acciones necesarias para eliminar la sobrecarga.

Del mismo modo, se admite en general un régimen de sobrecarga de corta duración del 20% en el caso de transformadores de corriente y del 0% en el caso de bobinas de onda portadora. Por otra parte, respecto de la capacidad térmica nominal de líneas, se requiere operar por debajo de ella al menos con un margen de seguridad medido en A del 10%, para evitar probables actuaciones de las protecciones de máxima corriente.

No obstante lo expresado precedentemente, cabe aclarar que cada equipo puede tener un régimen específico de sobrecarga admisible diferente, o no tenerlo, por lo que para cada caso particular se deberá consultar a esta Transportista, especialmente para la realización de estudios de ampliación del sistema por parte de terceros.

ANEXO 3

Carga de Transformadores

(PT/012 - Ítem 4.b.5)

ANEXO 3

Sección 1: Transferencias previstas

3.1 CARGA DE TRANSFORMADORES

La tabla que se presenta en este punto, muestra la evolución de la carga de los transformadores del sistema de transmisión y de rebaje en las EETT de propiedad de Transba S.A. Se han agregado, también, los transformadores contemplados en el Plan de Obras propuesto en esta Guía con el objeto de observar la evolución de la reserva en los mismos durante el período de estudio.

Las notas siguientes permiten interpretar el contenido de las planillas:

- (1) Sn: Potencia nominal del arrollamiento más comprometido.
- (2) Carga a través del arrollamiento más comprometido en MVA.
- (3) Porcentaje de la carga total del transformador que circula por el arrollamiento más comprometido.
- (4) Transformador con solicitud de acceso presentada.
- (5) Estados de carga obtenidos a partir de flujos Verano Pico.
- (6) Transformador futuro.
- (7) Se asume que en el año en que presentaría sobrecarga, será posible una redistribución de demanda con transformadores menos comprometidos a efectos de evitar la sobrecarga.
- (8) La sobrecarga observada podría ser eliminada recurriendo a la red de menor tensión o con la generación forzada local.

Para destacar las situaciones anormales, los transformadores con arrollamientos con más del 85 % de carga figuran en letra normal del tipo negrita, y los que superan el 100 % figuran con color rojo con letra tipo *itálica*.

Tabla 3.1.1: Carga máxima en los Arrollamientos de los Transformadores de Transba S.A.

Trafos Código	Estación Transformadora	Tensiones nominales	2015			2016			2017			2018			2019			2020			2021			2022		
			(1)	(2)	(3)	(1)	(2)	(3)	(1)	(2)	(3)	(1)	(2)	(3)	(1)	(2)	(3)	(1)	(2)	(3)	(1)	(2)	(3)	(1)	(2)	(3)
			MVA	MVA	%	MVA	MVA	%	MVA	MVA	%	MVA	MVA	%	MVA	MVA	%	MVA	MVA	%	MVA	MVA	%	MVA	MVA	%
T1PK	C.DE PATAGONES	132/34,5/13,8	15.0	4.6	30.9	15.0	4.7	31.6	15.0	5.0	33.0	15.0	5.2	34.5	15.0	3.7	24.9	15.0	3.9	25.9	15.0	4.0	26.8	15.0	4.2	28.0
T2PK		132/34,5/13,8	15.0	4.6	30.9	15.0	4.7	31.6	15.0	5.0	33.0	15.0	5.2	34.5	15.0	3.7	24.9	15.0	3.9	25.9	15.0	4.0	26.8	15.0	4.2	28.0
T1CG	CNEL. DORREGO	132/13,8/13,8	10.0	0.0	0.0	10.0	0.0	0.0	10.0	0.0	0.0	10.0	0.0	0.0	10.0	0.0	0.0	10.0	0.0	0.0	10.0	0.0	0.0	10.0	0.0	0.0
T2CG		132/13,8/13,8	10.0	4.5	44.9	10.0	4.6	46.3	10.0	4.9	48.5	10.0	5.1	50.8	10.0	5.3	53.0	10.0	5.4	54.4	10.0	5.7	57.1	10.0	5.9	59.4
T3CG		13,2/33	10.0	2.3	22.9	10.0	2.4	23.6	10.0	2.5	24.8	10.0	2.6	25.9	10.0	2.7	27.0	10.0	2.8	27.7	10.0	2.9	29.1	10.0	3.0	30.3
T4CG		13,2/33	5.0	0.0	0.0	5.0	0.0	0.0	5.0	0.0	0.0	5.0	0.0	0.0	5.0	0.0	0.0	5.0	0.0	0.0	5.0	0.0	0.0	5.0	0.0	0.0
T1MH	MONTE HERMOSO	132/33/13,2	15.0	9.4	62.9	15.0	9.7	64.7	15.0	10.2	67.7	15.0	10.6	70.4	15.0	11.0	73.3	15.0	11.5	76.6	15.0	11.9	79.6	15.0	12.4	82.6
T1CZ	CNEL. SUAREZ	132/34,5/13,8	15.0	11.6	77.3	15.0	11.9	79.6	15.0	12.4	82.9	15.0	0.0	0.0	15.0	0.0	0.0	15.0	0.0	0.0	15.0	0.0	0.0	15.0	0.0	0.0
T2CZ		132/34,5/13,8	15.0	10.7	71.4	15.0	11.0	73.5	15.0	11.5	76.5	15.0	10.0	66.5	15.0	10.4	69.3	15.0	0.0	0.0	15.0	0.0	0.0	15.0	0.0	0.0
T1CZ	(4)(6)	132/34,5/13,8	30.0	0.0	0.0	30.0	0.0	0.0	30.0	0.0	0.0	30.0	15.0	49.9	30.0	15.6	51.9	30.0	16.2	54.0	30.0	16.9	56.3	30.0	17.6	58.7
T2CZ	(4)(6)	132/34,5/13,8	30.0	0.0	0.0	30.0	0.0	0.0	30.0	0.0	0.0	30.0	0.0	0.0	30.0	0.0	0.0	30.0	10.8	36.0	30.0	11.3	37.6	30.0	11.7	39.1
T1LA	LAPRIDA	132/13,8/13,2	10.0	3.3	32.5	10.0	3.3	33.4	10.0	3.5	34.9	10.0	3.6	36.3	10.0	3.8	37.7	10.0	3.9	39.2	10.0	4.1	41.0	10.0	4.2	42.4
T2LA		132/34,5/13,8	15.0	4.9	32.5	15.0	5.0	33.4	15.0	5.2	34.9	15.0	5.4	36.3	15.0	5.7	37.7	15.0	5.9	39.2	15.0	6.1	41.0	15.0	6.4	42.4
T3LA		34,5/13,2	5.0	1.3	26.0	5.0	1.3	26.7	5.0	1.4	27.9	5.0	1.5	29.0	5.0	1.5	30.2	5.0	1.6	31.3	5.0	1.6	32.8	5.0	1.7	33.9
T1ND	NORTE II	132/34,5/13,8	40.0	27.5	68.8	40.0	14.4	36.1	40.0	15.0	37.5	40.0	15.6	39.1	40.0	16.3	40.7	40.0	17.0	42.4	40.0	17.7	44.2	40.0	18.4	46.0
T2ND		132/33/13,2	45.0	28.7	63.7	45.0	16.8	37.4	45.0	17.5	38.9	45.0	18.3	40.6	45.0	19.0	42.2	45.0	19.8	44.0	45.0	20.6	45.8	45.0	21.5	47.7
T3ND	(4)(6)	132/33/13,2	45.0	0.0	0.0	45.0	16.8	37.4	45.0	17.5	38.9	45.0	18.3	40.6	45.0	19.0	42.2	45.0	19.8	44.0	45.0	20.6	45.8	45.0	21.5	47.7
T1CH	CHAÑARES (5)	132/34,5/13,8	30.0	7.0	23.2	30.0	6.8	22.7	30.0	6.4	21.4	30.0	6.7	22.4	30.0	7.1	23.8	30.0	7.6	25.4	30.0	8.0	26.8	30.0	8.6	28.5
T2CH	(5)	132/34,5/13,8	30.0	7.2	24.1	30.0	6.9	23.0	30.0	6.4	21.4	30.0	6.7	22.4	30.0	7.1	23.8	30.0	7.6	25.4	30.0	8.0	26.8	30.0	8.6	28.5
T1PL	PEDRO LURO	132/34,5/13,8	15.0	10.8	72.2	15.0	11.2	74.6	15.0	11.6	77.5	15.0	12.1	80.5	15.0	12.5	83.5	15.0	13.1	87.4	15.0	8.2	54.6	15.0	8.5	56.9
T2PL	(6)	132/34,5/13,8	15.0	0.0	0.0	15.0	0.0	0.0	15.0	0.0	0.0	15.0	0.0	0.0	15.0	0.0	0.0	15.0	0.0	0.0	15.0	5.5	36.4	15.0	5.7	37.9
T1PQ	PETROQUIMICA	132/34,5/13,8	15.0	14.4	96.1	15.0	14.4	96.1	15.0	14.4	96.1	15.0	14.4	96.1	15.0	14.4	96.1	15.0	14.4	96.1	15.0	14.4	96.1	15.0	14.4	96.1
T2PQ		132/34,5/13,8	12.5	11.1	88.7	12.5	11.1	88.7	12.5	11.1	88.7	12.5	11.1	88.7	12.5	11.1	88.7	12.5	11.1	88.7	12.5	11.1	88.7	12.5	11.1	88.7
T3PQ		132/34,5/13,8	31.5	30.0	95.1	31.5	30.0	95.1	31.5	30.0	95.1	31.5	30.0	95.1	31.5	30.0	95.1	31.5	30.0	95.1	31.5	30.0	95.1	31.5	30.0	95.1
T1TO	TORNQUIST	132/34,5/13,8	15.0	13.3	88.8	15.0	13.8	91.7	15.0	14.4	95.9	15.0	0.0	0.0	15.0	0.0	0.0	15.0	0.0	0.0	15.0	0.0	0.0	15.0	0.0	0.0
T1TO	(6)	132/34,5/13,8	30.0	0.0	0.0	30.0	0.0	0.0	30.0	0.0	0.0	30.0	14.9	49.8	30.0	15.6	52.0	30.0	16.2	54.1	30.0	16.9	56.3	30.0	17.5	58.4
T1PF	PIGUE	132/34,5/13,8	15.0	11.9	79.6	15.0	7.3	48.6	15.0	0.0	0.0	15.0	0.0	0.0	15.0	0.0	0.0	15.0	0.0	0.0	15.0	0.0	0.0	15.0	0.0	0.0
T2PF		132/34,5/13,8	15.0	9.0	60.0	15.0	5.5	36.7	15.0	0.0	0.0	15.0	0.0	0.0	15.0	0.0	0.0	15.0	0.0	0.0	15.0	0.0	0.0	15.0	0.0	0.0

Trafos Código	Estación Transformadora	Tensiones nominales	2015			2016			2017			2018			2019			2020			2021			2022		
			(1)	(2)	(3)	(1)	(2)	(3)	(1)	(2)	(3)	(1)	(2)	(3)	(1)	(2)	(3)	(1)	(2)	(3)	(1)	(2)	(3)	(1)	(2)	(3)
			MVA	MVA	%	MVA	MVA	%	MVA	MVA	%	MVA	MVA	%	MVA	MVA	%	MVA	MVA	%	MVA	MVA	%	MVA	MVA	%
T3PF		33/69,7	7.5	0.0	0.0	7.5	0.0	0.0	7.5	0.0	0.0	7.5	0.0	0.0	7.5	0.0	0.0	7.5	0.0	0.0	7.5	0.0	0.0	7.5	0.0	0.0
T1PF	(4)(6)	132/33/13,2	30.0	0.0	0.0	30.0	6.4	21.3	30.0	6.7	22.2	30.0	6.9	23.1	30.0	7.2	24.1	30.0	7.5	25.0	30.0	7.8	26.1	30.0	8.1	27.1
T2PF	(4)(6)	132/33/13,2	30.0	0.0	0.0	30.0	6.4	21.3	30.0	6.7	22.2	30.0	6.9	23.1	30.0	7.2	24.1	30.0	7.5	25.0	30.0	7.8	26.1	30.0	8.1	27.1
T1***	PUÁN	(4)(6) 132/34,5/13,8	30.0	0.0	0.0	30.0	4.3	14.2	30.0	4.5	14.8	30.0	4.6	15.4	30.0	4.8	16.0	30.0	5.0	16.7	30.0	5.2	17.4	30.0	5.5	18.2
T2***	(4)(6)	132/34,5/13,8	30.0	0.0	0.0	30.0	4.3	14.2	30.0	4.5	14.8	30.0	4.6	15.4	30.0	4.8	16.0	30.0	5.0	16.7	30.0	5.2	17.4	30.0	5.5	18.2
T1SUR	SUR	(6) 132/34,5/13,8	45.0	0.0	0.0	45.0	5.2	11.5	45.0	5.4	12.0	45.0	5.6	12.5	45.0	5.8	13.0	45.0	6.1	13.5	45.0	6.4	14.1	45.0	6.6	14.7
T2SUR	(6)	132/34,5/13,8	45.0	0.0	0.0	45.0	5.2	11.5	45.0	5.4	12.0	45.0	5.6	12.5	45.0	5.8	13.0	45.0	6.1	13.5	45.0	6.4	14.1	45.0	6.6	14.7
T1CF	CNEL. PRINGLES	132/13,8/13,8	10.0	4.9	48.8	10.0	5.0	50.4	10.0	5.2	52.3	10.0	5.4	54.4	10.0	5.7	56.6	10.0	5.9	58.8	10.0	6.2	61.8	10.0	6.4	63.9
T2CF		132/13,8/13,8	10.0	3.3	32.5	10.0	3.4	33.6	10.0	3.5	34.9	10.0	3.6	36.3	10.0	3.8	37.7	10.0	3.9	39.2	10.0	4.1	41.2	10.0	4.3	42.6
T1PV	PUNTA ALTA	132/34,5/13,8	10.0	9.5	95.5	10.0	0.0	0.0	10.0	0.0	0.0	10.0	0.0	0.0	10.0	0.0	0.0	10.0	0.0	0.0	10.0	0.0	0.0	10.0	0.0	0.0
T2PV		132/34,5/13,8	10.0	9.5	95.5	10.0	6.1	60.9	10.0	6.3	63.4	10.0	6.6	66.0	10.0	6.9	68.8	10.0	7.2	71.6	10.0	7.5	74.6	10.0	7.8	77.7
T1PV	(4)(6)	132/34,5/13,8	30.0	0.0	0.0	30.0	18.3	60.9	30.0	19.0	63.4	30.0	19.8	66.0	30.0	20.6	68.8	30.0	21.5	71.6	30.0	22.4	74.6	30.0	23.3	77.7
T1BU	B.BLANCA URBANA	132/34,5/13,8	40.0	19.5	48.9	40.0	20.1	50.3	40.0	21.0	52.5	40.0	21.9	54.7	40.0	22.7	56.8	40.0	23.7	59.3	40.0	24.7	61.7	40.0	25.7	64.2
T2BU		132/34,5/13,8	40.0	24.9	62.2	40.0	25.6	64.0	40.0	26.7	66.8	40.0	27.8	69.6	40.0	28.9	72.3	40.0	30.2	75.4	40.0	31.4	78.5	40.0	32.7	81.7
T1AZ	AZUL	132/33/13,2	30.0	18.6	61.9	30.0	19.1	63.8	30.0	19.9	66.5	30.0	20.8	69.3	30.0	21.6	72.1	30.0	22.6	75.2	30.0	23.5	78.2	30.0	24.4	81.4
T2AZ		132/35,5/13,65	15.0	9.1	60.9	15.0	9.4	62.7	15.0	9.8	65.3	15.0	10.2	68.0	15.0	10.6	70.9	15.0	11.1	73.9	15.0	11.5	76.8	15.0	12.0	80.0
T3AZ		132/34,5/13,8	10.0	4.9	48.9	10.0	5.0	50.4	10.0	5.2	52.5	10.0	5.5	54.7	10.0	5.7	57.0	10.0	5.9	59.4	10.0	6.2	61.7	10.0	6.4	64.3
T1BL	BALCARCE	132/34,5/13,8	15.0	13.8	92.0	15.0	14.2	94.9	15.0	14.8	98.9	15.0	0.0	0.0	15.0	0.0	0.0	15.0	0.0	0.0	15.0	0.0	0.0	15.0	0.0	0.0
T2BL		132/34,5/13,8	30.0	25.6	85.5	30.0	26.4	88.1	30.0	27.6	91.9	30.0	22.1	73.6	30.0	22.9	76.5	30.0	23.9	79.8	30.0	24.9	83.1	30.0	25.9	86.5
T1BL	(6)	132/33/13,2	30.0	0.0	0.0	30.0	0.0	0.0	30.0	0.0	0.0	30.0	22.1	73.6	30.0	22.9	76.5	30.0	23.9	79.8	30.0	24.9	83.1	30.0	25.9	86.5
T1BK	BARKER	132/34,5/13,8	15.0	5.9	39.6	15.0	6.1	40.9	15.0	6.4	42.5	15.0	6.6	44.3	15.0	6.9	46.2	15.0	7.2	48.1	15.0	7.5	50.0	15.0	7.8	52.1
T2BK		132/34,5/13,8	40.0	13.8	34.6	40.0	14.3	35.8	40.0	14.9	37.2	40.0	15.5	38.8	40.0	16.2	40.4	40.0	16.8	42.1	40.0	17.5	43.8	40.0	18.2	45.6
T3BK		33/13,8	5.0	2.0	39.6	5.0	2.0	40.9	5.0	2.1	42.5	5.0	2.2	44.3	5.0	2.3	46.2	5.0	2.4	48.1	5.0	2.5	50.0	5.0	2.6	52.1
T4BK		33/13,8	1.5	0.0	0.0	1.5	0.0	0.0	1.5	0.0	0.0	1.5	0.0	0.0	1.5	0.0	0.0	1.5	0.0	0.0	1.5	0.0	0.0	1.5	0.0	0.0
T1BS	BRANDSEN	(4)(6) 132/34,5/13,8	30.0	0.0	0.0	30.0	0.0	0.0	30.0	0.0	0.0	30.0	13.8	45.9	30.0	14.3	47.7	30.0	14.9	49.6	30.0	15.5	51.7	30.0	16.2	54.0
T1CU	CHASCOMUS	132/34,5/13,8	30.0	16.1	53.8	30.0	14.0	46.6	30.0	14.6	48.5	30.0	15.1	50.5	30.0	15.8	52.6	30.0	16.5	54.9	30.0	17.1	57.0	30.0	17.9	59.5
T2CU	(4)(6)	132/34,5/13,8	30.0	16.1	53.8	30.0	14.0	46.6	30.0	14.6	48.5	30.0	15.1	50.5	30.0	15.8	52.6	30.0	16.5	54.9	30.0	17.1	57.0	30.0	17.9	59.5
T1GBE	G. BELGRANO	(6) 132/34,5/13,8	30.0	0.0	0.0	30.0	2.5	8.3	30.0	2.6	8.6	30.0	2.7	9.0	30.0	2.8	9.3	30.0	2.9	9.7	30.0	3.0	10.1	30.0	3.1	10.4
T2GBE	(6)	132/34,5/13,8	30.0	0.0	0.0	30.0	2.5	8.3	30.0	2.6	8.6	30.0	2.7	9.0	30.0	2.8	9.3	30.0	2.9	9.7	30.0	3.0	10.1	30.0	3.1	10.4
T1DO	DOLORES	132/34,5/13,8	15.0	8.1	54.0	15.0	8.3	55.5	15.0	8.7	58.0	15.0	9.1	60.4	15.0	9.4	63.0	15.0	9.8	65.5	15.0	10.2	68.2	15.0	10.6	70.8

Trafos Código	Estación Transformadora	Tensiones nominales	2015			2016			2017			2018			2019			2020			2021			2022		
			(1)	(2)	(3)	(1)	(2)	(3)	(1)	(2)	(3)	(1)	(2)	(3)	(1)	(2)	(3)	(1)	(2)	(3)	(1)	(2)	(3)	(1)	(2)	(3)
			MVA	MVA	%	MVA	MVA	%	MVA	MVA	%	MVA	MVA	%	MVA	MVA	%	MVA	MVA	%	MVA	MVA	%	MVA	MVA	%
T2DO		132/34,5/13,8	15.0	8.1	54.0	15.0	8.3	55.5	15.0	8.7	58.0	15.0	9.1	60.4	15.0	9.4	63.0	15.0	9.8	65.5	15.0	10.2	68.2	15.0	10.6	70.8
T1GC	GONZ. CHAVEZ	132/35,4/13,2	10.0	9.3	92.7	10.0	4.1	41.2	10.0	4.3	42.6	10.0	4.4	44.5	10.0	4.6	46.3	10.0	4.9	48.6	10.0	5.0	50.3	10.0	5.2	52.2
T2GC		33/13,2	5.0	1.9	37.1	5.0	0.8	16.5	5.0	0.9	17.0	5.0	0.9	17.8	5.0	0.9	18.5	5.0	1.0	19.4	5.0	1.0	20.1	5.0	1.0	20.9
T3GC	(4)(6)	132/33/13,2	15.0	0.0	0.0	15.0	5.5	36.4	15.0	5.6	37.6	15.0	5.9	39.3	15.0	6.1	40.9	15.0	6.4	42.9	15.0	6.7	44.5	15.0	6.9	46.2
T1GD	GRAL. MADARIAGA	132/35,6/13,6	5.0	3.5	70.0	5.0	3.6	72.2	5.0	3.7	74.9	5.0	3.9	78.0	5.0	4.1	81.6	5.0	4.3	85.2	5.0	4.4	88.8	5.0	4.6	92.4
T2GD		33/13,8	5.0	3.5	70.0	5.0	3.6	72.2	5.0	3.7	74.9	5.0	3.9	78.0	5.0	4.1	81.6	5.0	4.3	85.2	5.0	4.4	88.8	5.0	4.6	92.4
T1LM	LAS ARMAS (5)	132/34,5/13,8	10.0	7.3	72.8	10.0	7.5	75.4	10.0	8.2	81.9	10.0	4.1	40.6	10.0	4.2	42.2	10.0	4.4	43.6	10.0	4.5	45.3	10.0	4.8	47.5
T2LM		33/13,2	5.0	0.0	0.0	5.0	0.0	0.0	5.0	0.0	0.0	5.0	0.0	0.0	5.0	0.0	0.0	5.0	0.0	0.0	5.0	0.0	0.0	5.0	0.0	0.0
T4LM	(4)(5)(6)	132/34,5/13,8	15.0	0.0	0.0	15.0	0.0	0.0	15.0	0.0	0.0	10.0	4.1	40.6	10.0	4.2	42.2	10.0	4.4	43.6	10.0	4.5	45.3	10.0	4.8	47.5
T1LF	LAS FLORES	132/34,5/13,8	10.0	4.1	41.3	10.0	4.3	42.5	10.0	4.4	44.4	10.0	4.6	46.1	10.0	4.8	48.2	10.0	5.0	50.1	10.0	5.2	52.3	10.0	5.4	54.1
T2LF		132/34,5/13,8	10.0	3.7	36.7	10.0	3.8	37.7	10.0	3.9	39.4	10.0	4.1	40.9	10.0	4.3	42.8	10.0	4.4	44.4	10.0	4.6	46.3	10.0	4.8	48.0
T1MJ	MAR DE AJO	132/34,5/13,8	30.0	25.5	85.1	30.0	20.2	67.5	30.0	21.1	70.3	30.0	22.0	73.2	30.0	22.9	76.2	30.0	23.8	79.4	30.0	24.8	82.7	30.0	25.8	86.1
T2MJ		132/34,5/13,8	15.0	13.7	91.7	15.0	0.0	0.0	15.0	0.0	0.0	15.0	0.0	0.0	15.0	0.0	0.0	15.0	0.0	0.0	15.0	0.0	0.0	15.0	0.0	0.0
T2MJ	(6)	132/33/13,2	30.0	0.0	0.0	30.0	20.2	67.5	30.0	21.1	70.3	30.0	22.0	73.2	30.0	22.9	76.2	30.0	23.8	79.4	30.0	24.8	82.7	30.0	25.8	86.1
T1LO	LAS TONINAS	132/34,5/13,8	30.0	25.2	84.2	30.0	13.0	43.3	30.0	13.5	45.1	30.0	14.1	47.0	30.0	14.7	49.0	30.0	15.3	50.9	30.0	15.9	53.1	30.0	16.6	55.4
T2LO	(6)	132/34,5/13,8	30.0	0.0	0.0	30.0	13.0	43.3	30.0	13.5	45.1	30.0	14.1	47.0	30.0	14.7	49.0	30.0	15.3	50.9	30.0	15.9	53.1	30.0	16.6	55.4
T1MU	MAR DEL TUYU	132/34,5/13,8	20.0	5.3	26.4	20.0	5.5	27.3	20.0	5.7	28.3	20.0	5.9	29.5	20.0	6.2	30.8	20.0	6.4	32.0	20.0	6.6	33.2	20.0	6.9	34.6
T2MU	(6)	132/34,5/13,8	30.0	7.9	26.4	30.0	8.2	27.3	30.0	8.5	28.3	30.0	8.9	29.5	30.0	9.2	30.8	30.0	9.6	32.0	30.0	10.0	33.2	30.0	10.4	34.6
T1MR	MIRAMAR (5)	132/34,5/13,8	15.0	10.4	69.0	15.0	0.0	0.0	15.0	0.0	0.0	15.0	0.0	0.0	15.0	0.0	0.0	15.0	0.0	0.0	15.0	0.0	0.0	15.0	0.0	0.0
T2MR	(5)	132/34,5/13,8	15.0	14.3	95.0	30.0	10.2	34.0	15.0	0.0	0.0	15.0	0.0	0.0	15.0	0.0	0.0	15.0	0.0	0.0	15.0	0.0	0.0	15.0	0.0	0.0
T1MR	(4)(5)(6)	132/33/13,2	30.0	0.0	0.0	30.0	0.0	0.0	30.0	10.2	34.0	20.0	5.6	28.0	30.0	12.0	40.0	30.0	12.0	40.0	30.0	11.4	38.0	30.0	10.8	36.0
T2MR	(4)(5)(6)	132/33/13,2	30.0	0.0	0.0	15.0	13.8	92.0	30.0	13.8	46.0	30.0	8.7	29.0	30.0	11.7	39.0	30.0	11.7	39.0	30.0	12.3	41.0	30.0	12.9	43.0
T1OA	OLAVARRIA 132	132/35,2/13,9	30.0	21.4	71.2	30.0	21.4	71.2	30.0	21.4	71.2	30.0	21.4	71.2	30.0	21.4	71.2	30.0	21.4	71.2	30.0	21.4	71.2	30.0	21.4	71.2
T2OA		132/35,2/13,9	30.0	21.4	71.2	30.0	21.4	71.2	30.0	21.4	71.2	30.0	21.4	71.2	30.0	21.4	71.2	30.0	21.4	71.2	30.0	21.4	71.2	30.0	21.4	71.2
T3OA		132/34,5/13,8	30.0	21.4	71.2	30.0	21.4	71.2	30.0	21.4	71.2	30.0	21.4	71.2	30.0	21.4	71.2	30.0	21.4	71.2	30.0	21.4	71.2	30.0	21.4	71.2
T1PM	PINAMAR (5)	132/34,5/13,8	15.0	1.1	7.5	15.0	1.4	9.5	15.0	0.9	6.3	15.0	4.6	30.8	15.0	5.0	33.0	15.0	5.3	35.3	15.0	5.7	37.8	15.0	6.1	40.5
T2PM	(5)	132/34,5/13,8	30.0	2.3	7.5	30.0	2.9	9.5	30.0	1.9	6.3	30.0	9.2	30.8	30.0	9.9	33.0	30.0	10.6	35.3	30.0	11.3	37.8	30.0	12.2	40.6
T1QU	QUEQUEN	132/34,5/13,8	15.0	12.3	82.2	15.0	12.7	84.6	15.0	13.2	88.2	15.0	6.9	46.1	15.0	7.2	47.9	15.0	7.5	50.0	15.0	7.8	51.9	15.0	8.1	54.0
T2QU	(6)	132/34,5/13,8	15.0	0.0	0.0	15.0	0.0	0.0	15.0	0.0	0.0	15.0	6.9	46.1	15.0	7.2	47.9	15.0	7.5	50.0	15.0	7.8	51.9	15.0	8.1	54.0
T1SE	SAN CLEMENTE	132/34,5/13,8	15.0	8.0	53.6	15.0	8.3	55.2	15.0	8.7	57.7	15.0	9.0	60.3	15.0	9.4	62.7	15.0	9.8	65.2	15.0	10.2	68.1	15.0	10.6	70.7

Trafos Código	Estación Transformadora	Tensiones nominales	2015			2016			2017			2018			2019			2020			2021			2022		
			(1)	(2)	(3)	(1)	(2)	(3)	(1)	(2)	(3)	(1)	(2)	(3)	(1)	(2)	(3)	(1)	(2)	(3)	(1)	(2)	(3)	(1)	(2)	(3)
			MVA	MVA	%	MVA	MVA	%	MVA	MVA	%	MVA	MVA	%	MVA	MVA	%	MVA	MVA	%	MVA	MVA	%	MVA	MVA	%
T2SE		132/34,5/13,8	15.0	5.4	35.7	15.0	5.5	36.8	15.0	5.8	38.5	15.0	6.0	40.2	15.0	6.3	41.8	15.0	6.5	43.5	15.0	6.8	45.4	15.0	7.1	47.1
T1TD	TANDIL	132/34,5/13,8	30.0	14.0	46.8	30.0	12.3	41.0	30.0	0.0	0.0	30.0	0.0	0.0	30.0	0.0	0.0	30.0	0.0	0.0	30.0	0.0	0.0	30.0	0.0	0.0
T2TD		132/34,5/13,8	30.0	28.1	93.6	30.0	24.6	81.9	30.0	15.0	50.0	30.0	14.7	49.0	30.0	14.7	49.0	30.0	0.0	0.0	30.0	0.0	0.0	30.0	0.0	0.0
T3TD		132/33/13,2	30.0	28.1	93.6	30.0	24.6	81.9	30.0	15.0	50.0	30.0	14.7	49.0	30.0	14.7	49.0	30.0	14.7	49.0	30.0	15.3	51.0	30.0	15.9	53.1
T1TD	(6)	132/34,5/13,8	40.0	0.0	0.0	40.0	0.0	0.0	40.0	20.0	50.0	40.0	19.6	49.0	40.0	19.6	49.0	40.0	17.1	42.8	40.0	17.8	44.6	40.0	18.6	46.5
T2TD	(6)	132/34,5/13,8	40.0	0.0	0.0	40.0	0.0	0.0	40.0	0.0	0.0	40.0	0.0	0.0	40.0	0.0	0.0	40.0	17.1	42.8	40.0	17.8	44.6	40.0	18.6	46.5
T1TD	AYACUCHO (4)(6)	132/33/13,2	15.0	0.0	0.0	15.0	5.0	33.3	15.0	5.2	34.7	15.0	5.4	36.1	15.0	5.7	37.9	15.0	5.9	39.2	15.0	6.1	40.9	15.0	6.4	42.7
T2TD	(4)(6)	132/33/13,2	15.0	0.0	0.0	15.0	5.0	33.3	15.0	5.2	34.7	15.0	5.4	36.1	15.0	5.7	37.9	15.0	5.9	39.2	15.0	6.1	40.9	15.0	6.4	42.7
T1TY	TRES ARROYOS	132/34,5/13,8	30.0	18.7	62.3	30.0	19.3	64.3	30.0	20.1	66.9	30.0	20.9	69.6	30.0	21.8	72.6	30.0	22.7	75.5	30.0	23.6	78.6	30.0	24.6	82.0
T2TY		132/34,5/13,8	30.0	17.3	57.5	30.0	17.8	59.3	30.0	18.5	61.8	30.0	19.3	64.3	30.0	20.1	67.0	30.0	20.9	69.7	30.0	21.8	72.6	30.0	22.7	75.7
T1VG	VILLA GESELL (7)	132/34,5/13,8	30.0	28.6	95.4	30.0	22.0	73.4	30.0	22.9	76.4	30.0	23.9	79.6	30.0	24.9	82.9	30.0	25.9	86.3	30.0	27.0	89.9	30.0	28.1	93.5
T2VG	(7)	132/34,5/13,8	15.0	14.1	94.0	15.0	0.0	0.0	15.0	0.0	0.0	15.0	0.0	0.0	15.0	0.0	0.0	15.0	0.0	0.0	15.0	0.0	0.0	15.0	0.0	0.0
T2VG	(6)	132/34,5/13,8	30.0	0.0	0.0	30.0	22.0	73.4	30.0	22.9	76.4	30.0	23.9	79.6	30.0	24.9	82.9	30.0	25.9	86.3	30.0	27.0	89.9	30.0	28.1	93.5
T1NE	NECOCHEA (7)	132/14,2	10.0	6.9	68.7	10.0	7.1	70.9	10.0	7.4	73.8	10.0	7.7	76.9	10.0	8.0	80.1	10.0	8.3	83.3	10.0	8.7	86.8	10.0	9.0	90.5
T2NE	(7)	132/34,5/13,8	30.0	22.2	74.1	30.0	22.9	76.4	30.0	23.9	79.6	30.0	24.9	82.9	30.0	25.9	86.3	30.0	27.0	89.9	30.0	28.1	93.6	30.0	29.3	97.6
T3NE	(7)	132/34,2/14,2	15.0	11.3	75.5	15.0	11.7	77.8	15.0	12.2	81.1	15.0	12.7	84.4	15.0	13.2	87.9	15.0	13.7	91.5	15.0	14.3	95.3	15.0	14.9	99.3
T1VA	VALERIA DEL MAR	132/34,5/13,8	30.0	14.8	49.2	30.0	10.7	35.5	30.0	11.1	37.0	30.0	11.6	38.5	30.0	12.0	40.1	30.0	12.6	41.9	30.0	13.1	43.7	30.0	13.6	45.4
T2VA	(4)(6)	132/34,5/13,8	15.0	0.0	0.0	15.0	4.6	30.4	15.0	4.8	31.7	15.0	5.0	33.0	15.0	5.2	34.4	15.0	5.4	35.9	15.0	5.6	37.4	15.0	5.8	38.9
T1LJ	LUJAN (4)(6)	132/34,5/13,8	40.0	28.4	71.1	40.0	29.3	73.3	40.0	27.4	68.6	40.0	28.5	71.4	40.0	25.2	63.0	40.0	21.0	52.4	40.0	21.9	54.6	40.0	22.7	56.9
T2LJ		132/34,5/13,8	40.0	27.3	68.3	40.0	28.2	70.4	40.0	26.3	65.9	40.0	27.4	68.6	40.0	24.2	60.5	40.0	20.1	50.3	40.0	21.0	52.5	40.0	21.9	54.6
T3LJ	(5)	132/69	15.0	8.1	54.0	15.0	8.3	55.0	15.0	4.2	28.0	15.0	4.4	29.0	15.0	4.7	31.0	15.0	3.3	22.0	15.0	5.1	34.0	15.0	3.2	21.0
T4LJ	(5)	132/69	15.0	8.1	54.0	15.0	8.3	55.0	15.0	4.2	28.0	15.0	4.4	29.0	15.0	4.7	31.0	15.0	3.3	22.0	15.0	5.1	34.0	15.0	3.2	21.0
T1LD	LUJAN DOS	132/34,5/13,8	30.0	13.9	46.4	30.0	14.4	47.9	30.0	15.0	49.9	30.0	15.6	52.0	30.0	16.2	54.0	30.0	16.9	56.4	30.0	17.6	58.6	30.0	18.3	61.0
T2LD	(4)(6)	132/34,5/13,8	30.0	13.9	46.4	30.0	14.4	47.9	30.0	15.0	49.9	30.0	15.6	52.0	30.0	16.2	54.0	30.0	16.9	56.4	30.0	17.6	58.6	30.0	18.3	61.0
T1MD	MERCEDES (7)	132/34,5/13,8	30.0	24.2	80.8	30.0	25.0	83.3	30.0	26.0	86.8	30.0	27.1	90.4	30.0	28.2	94.1	30.0	19.5	64.9	30.0	20.3	67.6	30.0	21.1	70.3
T2MD	(7)	132/34,5/13,8	30.0	24.2	80.8	30.0	25.0	83.3	30.0	26.0	86.8	30.0	27.1	90.4	30.0	28.2	94.1	30.0	19.5	64.9	30.0	20.3	67.6	30.0	21.1	70.3
T1CI	CHIVILCOY	132/34,5/13,8	30.0	24.3	81.0	30.0	25.1	83.5	30.0	26.1	87.0	30.0	27.2	90.5	30.0	28.3	94.3	30.0	19.5	64.9	30.0	20.3	67.7	30.0	21.1	70.4
T2CI		132/34,5/13,8	30.0	24.3	81.0	30.0	25.1	83.5	30.0	26.1	87.0	30.0	27.2	90.5	30.0	28.3	94.3	30.0	19.5	64.9	30.0	20.3	67.7	30.0	21.1	70.4
T1BG	BRAGADO (5)	220/138/13,8	150	114.8	76.5	150	72.9	48.6	150	76.4	50.9	150	88.5	59.0	150	79.7	53.1	150	84.5	56.3	150	85.2	56.8	150	85.7	57.1
T2BG	(5)	220/138/13,8	150	114.8	76.5	150	72.9	48.6	150	76.4	50.9	150	88.5	59.0	150	79.8	53.2	150	84.5	56.3	150	85.2	56.8	150	85.8	57.2

Trafos Código	Estación Transformadora	Tensiones nominales	2015			2016			2017			2018			2019			2020			2021			2022		
			(1)	(2)	(3)	(1)	(2)	(3)	(1)	(2)	(3)	(1)	(2)	(3)	(1)	(2)	(3)	(1)	(2)	(3)	(1)	(2)	(3)	(1)	(2)	(3)
			MVA	MVA	%	MVA	MVA	%	MVA	MVA	%	MVA	MVA	%	MVA	MVA	%	MVA	MVA	%	MVA	MVA	%	MVA	MVA	%
T3BG	(5)	132/69/13,8	20.0	10.4	51.9	20.0	13.0	64.9	20.0	8.1	40.6	20.0	7.1	35.6	20.0	8.0	40.0	20.0	8.3	41.6	20.0	9.8	48.9	20.0	10.1	50.7
T4BG	(5)	132/66/13,2	20.0	10.4	52.1	20.0	13.0	65.0	20.0	8.1	40.6	20.0	7.1	35.6	20.0	8.0	40.0	20.0	8.3	41.6	20.0	9.8	48.9	20.0	10.1	50.7
T5BG		132/34,5/13,8	10.0	7.3	72.6	10.0	7.5	75.0	10.0	7.8	78.0	10.0	8.1	81.2	10.0	8.5	84.8	10.0	8.8	88.0	10.0	9.2	91.6	10.0	9.6	95.5
T6BG		132/34,5/13,8	15.0	10.9	72.6	15.0	11.2	75.0	15.0	11.7	78.0	15.0	12.2	81.2	15.0	12.7	84.8	15.0	13.2	88.0	15.0	13.7	91.6	15.0	14.3	95.5
T1SB	SALADILLO	132/34,5/13,8	30.0	14.7	49.0	30.0	15.1	50.5	30.0	15.8	52.7	30.0	16.4	54.8	30.0	17.1	57.0	30.0	17.8	59.5	30.0	18.6	61.9	30.0	19.3	64.4
T2SB		132/34,5/13,8	30.0	18.0	59.9	30.0	18.5	61.7	30.0	19.3	64.4	30.0	20.1	67.0	30.0	20.9	69.7	30.0	21.8	72.7	30.0	22.7	75.6	30.0	23.6	78.7
T1ME	MONTE	132/34,5/13,8	10.0	6.8	67.8	10.0	0.0	0.0	10.0	0.0	0.0	10.0	0.0	0.0	10.0	0.0	0.0	10.0	0.0	0.0	10.0	0.0	0.0	10.0	0.0	0.0
T2ME		132/34,5/13,8	15.0	10.2	67.8	15.0	0.0	0.0	15.0	0.0	0.0	15.0	0.0	0.0	15.0	0.0	0.0	15.0	0.0	0.0	15.0	0.0	0.0	15.0	0.0	0.0
T3ME		33/13,8	14.0	2.3	16.1	14.0	0.0	0.0	14.0	0.0	0.0	14.0	0.0	0.0	14.0	0.0	0.0	14.0	0.0	0.0	14.0	0.0	0.0	14.0	0.0	0.0
T1ME	(4)(6)	132/34,5/13,8	30.0	0.0	0.0	30.0	11.6	38.8	30.0	12.1	40.4	30.0	12.6	42.1	30.0	13.1	43.8	30.0	13.7	45.7	30.0	14.3	47.6	30.0	14.9	49.6
T2ME	(4)(6)	132/34,5/13,8	30.0	0.0	0.0	30.0	11.6	38.8	30.0	12.1	40.4	30.0	12.6	42.1	30.0	13.1	43.8	30.0	13.7	45.7	30.0	14.3	47.6	30.0	14.9	49.6
T1TL	T. LAUQUEN	66/13,8	5.0	0.0	0.0	5.0	0.0	0.0	5.0	0.0	0.0	5.0	0.0	0.0	5.0	0.0	0.0	5.0	0.0	0.0	5.0	0.0	0.0	5.0	0.0	0.0
T2TL		66/13,8	5.0	0.0	0.0	5.0	0.0	0.0	5.0	0.0	0.0	5.0	0.0	0.0	5.0	0.0	0.0	5.0	0.0	0.0	5.0	0.0	0.0	5.0	0.0	0.0
T3TL		132/33/13,2	20.0	8.9	44.3	20.0	9.2	45.8	20.0	9.5	47.7	20.0	9.9	49.5	20.0	10.3	51.7	20.0	10.8	53.8	20.0	11.2	55.9	20.0	11.7	58.3
T4TL	(5)	132/66/13,2	40.0	10.6	26.4	40.0	11.8	29.5	40.0	13.8	34.5	40.0	14.6	36.6	40.0	15.2	38.0	40.0	15.6	39.0	40.0	17.8	44.4	40.0	18.5	46.2
T5TL	(5)	132/66/13,2	40.0	10.6	26.4	40.0	11.8	29.5	40.0	13.8	34.5	40.0	14.6	36.6	40.0	15.2	38.0	40.0	15.6	39.0	40.0	17.8	44.4	40.0	18.5	46.2
T6TL		132/33/13,2	20.0	10.8	54.2	20.0	11.2	55.9	20.0	11.7	58.3	20.0	12.1	60.5	20.0	12.6	63.1	20.0	13.1	65.7	20.0	13.7	68.4	20.0	14.3	71.3
T1CB	CHACABUCO (7)	132/34,5/13,8	15.0	13.1	87.4	15.0	10.1	67.3	15.0	10.5	70.1	15.0	11.0	73.2	15.0	11.4	76.2	15.0	11.9	79.5	15.0	12.4	82.6	15.0	12.9	86.0
T2CB	(7)	132/34,5/13,8	15.0	13.6	91.0	15.0	10.5	70.0	15.0	10.9	72.9	15.0	11.4	76.1	15.0	11.9	79.4	15.0	12.4	82.7	15.0	12.9	85.9	15.0	13.4	89.5
T1CD	CHACABUCO IND.	132/33/13,2	15.0	13.1	87.1	15.0	10.1	67.6	15.0	10.6	70.6	15.0	11.0	73.4	15.0	11.5	76.4	15.0	12.0	79.7	15.0	12.4	83.0	15.0	12.9	86.2
T2CD	(4)(6)	132/33/13,2	15.0	0.0	0.0	15.0	10.1	67.6	15.0	10.6	70.6	15.0	11.0	73.4	15.0	11.5	76.4	15.0	12.0	79.7	15.0	12.4	83.0	15.0	12.9	86.2
T1SA	SALTO (5)	132/34,5/13,8	30.0	3.9	13.0	30.0	3.0	10.0	30.0	2.3	7.7	30.0	2.0	6.5	30.0	3.2	10.6	30.0	2.3	7.8	30.0	2.6	8.7	30.0	2.3	7.5
T2SA	(5)	132/33/13,2	30.0	3.9	13.0	30.0	3.0	10.0	30.0	2.3	7.7	30.0	2.0	6.5	30.0	3.2	10.6	30.0	2.3	7.8	30.0	2.6	8.7	30.0	2.3	7.5
T1LI	LINCOLN	132/34/13,8	15.0	0.0	0.0	15.0	0.0	0.0	15.0	0.0	0.0	15.0	0.0	0.0	15.0	0.0	0.0	15.0	0.0	0.0	15.0	0.0	0.0	15.0	0.0	0.0
T2LI		132/34/13,8	15.0	0.0	0.0	15.0	0.0	0.0	15.0	0.0	0.0	15.0	0.0	0.0	15.0	0.0	0.0	15.0	0.0	0.0	15.0	0.0	0.0	15.0	0.0	0.0
T1LI	(5)(6)	132/33/13,2	20.0	6.4	32.0	20.0	6.6	32.9	20.0	6.8	34.1	20.0	7.2	35.9	20.0	7.5	37.3	20.0	7.8	39.0	20.0	8.0	40.2	20.0	8.2	41.0
T2LI	(5)(6)	132/33/13,2	20.0	6.4	32.0	20.0	6.6	33.1	20.0	6.8	34.1	20.0	7.2	35.9	20.0	7.5	37.3	20.0	7.8	39.0	20.0	8.0	40.2	20.0	8.2	41.0
T1IM	IMSA	132/34,5/13,8	15.0	7.6	50.8	15.0	10.6	70.5	15.0	11.0	73.4	15.0	11.4	76.3	15.0	11.9	79.3	15.0	12.4	82.5	15.0	12.9	85.8	15.0	13.4	89.3
T2IM		13,8/33	5.0	0.0	0.0	5.0	0.0	0.0	5.0	0.0	0.0	5.0	0.0	0.0	5.0	0.0	0.0	5.0	0.0	0.0	5.0	0.0	0.0	5.0	0.0	0.0
T3IM	(6)	132/34,5/13,8	15.0	0.0	0.0	15.0	10.6	70.5	15.0	11.0	73.4	15.0	11.4	76.3	15.0	11.9	79.3	15.0	12.4	82.5	15.0	12.9	85.8	15.0	13.4	89.3

Trafos Código	Estación Transformadora	Tensiones nominales	2015			2016			2017			2018			2019			2020			2021			2022		
			(1)	(2)	(3)	(1)	(2)	(3)	(1)	(2)	(3)	(1)	(2)	(3)	(1)	(2)	(3)	(1)	(2)	(3)	(1)	(2)	(3)	(1)	(2)	(3)
			MVA	MVA	%	MVA	MVA	%	MVA	MVA	%	MVA	MVA	%	MVA	MVA	%	MVA	MVA	%	MVA	MVA	%	MVA	MVA	%
T1JU	JUNIN (8)	132/34,5/13,8	30.0	32.0	106.8	30.0	26.4	87.9	30.0	27.4	91.5	30.0	28.6	95.3	30.0	29.8	99.2	30.0	31.0	103.3	30.0	32.3	107.6	30.0	33.6	112.0
T2JU	(8)	132/34,5/13,8	30.0	32.0	106.8	30.0	26.4	87.9	30.0	27.4	91.5	30.0	28.6	95.3	30.0	29.8	99.2	30.0	31.0	103.3	30.0	32.3	107.6	30.0	33.6	112.0
T1RF	ROJAS	132/34,5/13,8	15.0	0.0	0.0	15.0	0.0	0.0	15.0	0.0	0.0	15.0	0.0	0.0	15.0	0.0	0.0	15.0	0.0	0.0	15.0	0.0	0.0	15.0	0.0	0.0
T2RF		132/34,5/13,8	15.0	9.4	62.9	15.0	9.7	64.9	15.0	0.0	0.0	15.0	0.0	0.0	15.0	0.0	0.0	15.0	0.0	0.0	15.0	0.0	0.0	15.0	0.0	0.0
T1RF	(4)(6)	132/33/13,2	30.0	11.5	38.5	30.0	11.9	39.7	30.0	12.4	41.5	30.0	12.9	43.1	30.0	13.5	44.9	30.0	14.0	46.7	30.0	14.6	48.6	30.0	15.2	50.7
T2RF	(4)(6)	132/33/13,2	30.0	0.0	0.0	30.0	0.0	0.0	30.0	10.2	33.9	30.0	10.6	35.3	30.0	11.0	36.8	30.0	11.5	38.2	30.0	11.9	39.8	30.0	12.4	41.5
T1PO	PERGAMINO	132/34,5/13,8	30.0	20.2	67.3	30.0	16.5	54.8	30.0	17.1	57.1	30.0	17.8	59.5	30.0	18.6	62.0	30.0	19.3	64.4	30.0	20.1	67.1	30.0	21.0	69.9
T2PO		132/34,5/13,8	30.0	22.4	74.6	30.0	18.2	60.8	30.0	19.0	63.2	30.0	19.8	65.9	30.0	20.6	68.7	30.0	21.4	71.4	30.0	22.3	74.4	30.0	23.2	77.4
T3PO	(5)	132/70,8/13,2	10.0	4.2	42.4	10.0	3.4	34.4	10.0	0.0	0.0	10.0	0.0	0.0	10.0	0.0	0.0	10.0	0.0	0.0	10.0	0.0	0.0	10.0	0.0	0.0
T4PO	(5)	132/70,8/13,2	10.0	4.2	42.0	10.0	3.4	34.0	10.0	0.0	0.0	10.0	0.0	0.0	10.0	0.0	0.0	10.0	0.0	0.0	10.0	0.0	0.0	10.0	0.0	0.0
T5PO	(5)	132/69	15.0	6.6	44.0	15.0	5.4	36.0	15.0	0.0	0.0	15.0	0.0	0.0	15.0	0.0	0.0	15.0	0.0	0.0	15.0	0.0	0.0	15.0	0.0	0.0
T6PO		132/34,5/13,8	20.0	12.0	60.0	20.0	9.8	48.9	20.0	10.2	50.9	20.0	10.6	53.1	20.0	11.1	55.3	20.0	11.5	57.5	20.0	12.0	59.9	20.0	12.5	62.3
T1PID	PERGAM. IND.(4)(6)	132/34,5/13,8	30.0	0.0	0.0	30.0	11.1	37.1	30.0	11.5	38.5	30.0	12.1	40.2	30.0	12.6	42.0	30.0	13.1	43.6	30.0	13.6	45.4	30.0	14.2	47.2
T1CN	COLON (5)	132/34,5/13,8	20.0	7.9	39.4	20.0	4.1	20.3	20.0	4.2	21.1	20.0	4.4	22.0	20.0	4.6	22.9	20.0	4.8	24.1	20.0	5.0	25.2	20.0	5.2	26.1
T2CN	(4)(5)(6)	132/33/13,2	20.0	0.0	0.0	30.0	6.3	21.0	20.0	4.2	21.1	20.0	4.4	22.0	20.0	4.6	22.9	20.0	4.8	24.1	20.0	5.0	25.2	20.0	5.2	26.1
T6SN	SAN NICOLAS	132/34,5/13,8	30.0	14.7	48.9	30.0	15.2	50.5	30.0	11.0	36.7	30.0	11.5	38.3	30.0	11.9	39.8	30.0	12.4	41.3	30.0	12.9	43.1	30.0	13.5	44.9
T7SN		132/34,5/13,8	30.0	13.0	43.4	30.0	13.4	44.8	30.0	9.8	32.5	30.0	10.2	33.9	30.0	10.6	35.3	30.0	11.0	36.7	30.0	11.5	38.2	30.0	11.9	39.8
T1NU	S. NICOLAS URB.	132/13,8/13,2	44.0	34.0	77.3	44.0	35.1	79.8	44.0	23.7	53.8	44.0	24.6	56.0	44.0	25.7	58.4	44.0	26.7	60.8	44.0	27.8	63.2	44.0	29.0	65.9
T2NU		132/13,8/13,2	44.0	27.8	63.3	44.0	28.7	65.3	44.0	19.4	44.0	44.0	20.2	45.8	44.0	21.0	47.8	44.0	21.9	49.7	44.0	22.8	51.7	44.0	23.7	53.9
T1SNN	S. NIC. NORTE (6)	132/34,5/13,8	30.0	0.0	0.0	30.0	0.0	0.0	30.0	17.0	56.7	30.0	17.6	58.8	30.0	18.3	61.2	30.0	19.1	63.7	30.0	19.9	66.3	30.0	20.6	68.8
T2SNN	(6)	132/34,5/13,8	30.0	0.0	0.0	30.0	0.0	0.0	30.0	15.1	50.2	30.0	15.6	52.1	30.0	16.3	54.2	30.0	16.9	56.5	30.0	17.6	58.8	30.0	18.3	61.0
T1SH	SAN PEDRO	132/34,5/13,8	15.0	0.0	0.0	15.0	0.0	0.0	15.0	0.0	0.0	15.0	0.0	0.0	15.0	0.0	0.0	15.0	0.0	0.0	15.0	0.0	0.0	15.0	0.0	0.0
T2SH		132/34,5/13,8	15.0	9.7	64.4	15.0	10.0	66.4	15.0	10.4	69.2	15.0	10.8	72.0	15.0	11.3	75.0	15.0	11.7	78.1	15.0	12.2	81.4	15.0	12.7	84.7
T1SH	(6)	132/34,5/13,8	30.0	17.9	59.8	30.0	18.5	61.6	30.0	19.3	64.2	30.0	20.1	66.9	30.0	20.9	69.7	30.0	21.7	72.5	30.0	22.7	75.6	30.0	23.6	78.7
T1PS	PAPEL PRENSA	132/34,5/13,8	15.0	11.7	78.0	15.0	11.7	78.0	15.0	11.7	78.0	15.0	11.7	78.0	15.0	11.7	78.0	15.0	11.7	78.0	15.0	11.7	78.0	15.0	11.7	78.0
T1ZA	ZARATE	132/34,5/13,8	15.0	9.8	65.2	15.0	10.1	67.2	15.0	10.5	69.9	15.0	9.3	61.7	15.0	0.0	0.0	15.0	0.0	0.0	15.0	0.0	0.0	15.0	0.0	0.0
T2ZA		132/34,5/13,8	30.0	20.9	69.6	30.0	21.5	71.7	30.0	22.4	74.5	30.0	19.8	65.9	30.0	16.1	53.6	30.0	16.8	55.9	30.0	17.4	58.2	30.0	18.2	60.5
T3ZA		132/34,5/13,8	20.0	13.7	68.5	20.0	14.1	70.6	20.0	14.7	73.4	20.0	13.0	64.8	20.0	9.6	48.2	20.0	10.1	50.3	20.0	10.5	52.3	20.0	10.9	54.5
T4ZA		132/34,5/13,8	30.0	20.9	69.6	30.0	21.5	71.7	30.0	22.4	74.5	30.0	19.8	65.9	30.0	16.1	53.6	30.0	16.8	55.9	30.0	17.4	58.2	30.0	18.2	60.5
T1ZA	(6)	132/34,5/13,8	40.0	0.0	0.0	40.0	0.0	0.0	40.0	0.0	0.0	40.0	0.0	0.0	40.0	22.5	56.3	40.0	23.5	58.7	40.0	24.4	61.1	40.0	25.4	63.5

Trafos Código	Estación Transformadora	Tensiones nominales	2015			2016			2017			2018			2019			2020			2021			2022		
			(1)	(2)	(3)	(1)	(2)	(3)	(1)	(2)	(3)	(1)	(2)	(3)	(1)	(2)	(3)	(1)	(2)	(3)	(1)	(2)	(3)	(1)	(2)	(3)
			MVA	MVA	%	MVA	MVA	%	MVA	MVA	%	MVA	MVA	%	MVA	MVA	%	MVA	MVA	%	MVA	MVA	%	MVA	MVA	%
T2CO	CORCEMAR	132/33/13,2	30.0	8.8	29.5	30.0	8.8	29.5	30.0	8.8	29.5	30.0	8.8	29.5	30.0	8.8	29.5	30.0	8.8	29.5	30.0	8.8	29.5	30.0	8.8	29.5
T1LS	LAS PALMAS	132/33/13,2	30.0	28.1	93.8	30.0	29.0	96.5	30.0	30.3	100.8	30.0	21.1	70.2	30.0	21.9	73.2	30.0	22.9	76.2	30.0	23.8	79.3	30.0	24.8	82.7
T2LS	(6)	132/33/13,2	30.0	0.0	0.0	30.0	0.0	0.0	30.0	0.0	0.0	30.0	21.1	70.2	30.0	21.9	73.2	30.0	22.9	76.2	30.0	23.8	79.3	30.0	24.8	82.7
T1CM	CAMPANA 132 (7)	132/34,5/13,8	30.0	23.8	79.3	30.0	24.6	81.9	30.0	25.6	85.3	30.0	26.6	88.8	30.0	27.7	92.4	30.0	28.9	96.3	30.0	30.1	100.3	30.0	31.3	104.4
T2CM	(7)	132/34,5/13,8	30.0	23.8	79.3	30.0	24.6	81.9	30.0	25.6	85.3	30.0	26.6	88.8	30.0	27.7	92.4	30.0	28.9	96.3	30.0	30.1	100.3	30.0	31.3	104.4
T1CP	CAMPANA III	132/33/13,2	40.0	18.2	45.5	40.0	18.8	46.9	40.0	19.6	48.9	40.0	20.4	51.0	40.0	21.2	53.1	40.0	22.1	55.2	40.0	23.0	57.5	40.0	24.0	59.9
T2CP		132/33/13,3	40.0	21.4	53.4	40.0	22.0	55.1	40.0	23.0	57.5	40.0	23.9	59.8	40.0	24.9	62.3	40.0	25.9	64.8	40.0	27.0	67.5	40.0	28.1	70.3
T1AA	S. A. DE ARECO	66/13,8	5.0	0.0	0.0	5.0	0.0	0.0	5.0	0.0	0.0	5.0	0.0	0.0	5.0	0.0	0.0	5.0	0.0	0.0	5.0	0.0	0.0	5.0	0.0	0.0
T2AA		66/13,8	5.0	0.0	0.0	5.0	0.0	0.0	5.0	0.0	0.0	5.0	0.0	0.0	5.0	0.0	0.0	5.0	0.0	0.0	5.0	0.0	0.0	5.0	0.0	0.0
T3AA	(5)	132/69	15.0	0.6	4.0	15.0	0.7	4.7	15.0	0.7	4.7	15.0	0.6	4.0	15.0	0.6	4.0	15.0	0.6	4.0	15.0	0.6	4.0	15.0	0.6	4.0
T4AA		132/33/13,2	30.0	9.3	30.9	30.0	9.6	31.9	30.0	9.9	33.1	30.0	10.4	34.6	30.0	10.8	36.1	30.0	11.3	37.6	30.0	11.8	39.2	30.0	12.2	40.7
T1CT	C. SARMIENTO (5)	66/34,5/13,8	10.0	2.7	27.4	10.0	2.4	23.8	10.0	2.4	23.8	10.0	0.0	0.0	10.0	0.0	0.0	10.0	0.0	0.0	10.0	0.0	0.0	10.0	0.0	0.0
T2CT	(5)	66/34,5/13,8	10.0	2.7	27.4	10.0	2.4	23.8	10.0	2.4	23.8	10.0	0.0	0.0	10.0	0.0	0.0	10.0	0.0	0.0	10.0	0.0	0.0	10.0	0.0	0.0
T3CT	(6)	132/33/13,2	30.0	0.0	0.0	30.0	17.7	59.1	30.0	18.5	61.7	30.0	19.3	64.2	30.0	20.0	66.7	30.0	20.9	69.6	30.0	21.8	72.6	30.0	22.6	75.4
T2AS	ARRECIFES 66 (5)	66/33	5.0	4.3	85.0	5.0	0.0	0.0	5.0	0.0	0.0	5.0	0.0	0.0	5.0	0.0	0.0	5.0	0.0	0.0	5.0	0.0	0.0	5.0	0.0	0.0
T5AS	(5)	66/33	5.0	4.3	85.0	5.0	0.0	0.0	5.0	0.0	0.0	5.0	0.0	0.0	5.0	0.0	0.0	5.0	0.0	0.0	5.0	0.0	0.0	5.0	0.0	0.0
T3AS	(5)	66/33/13,2	7.5	4.5	90.0	7.5	0.0	0.0	7.5	0.0	0.0	7.5	0.0	0.0	7.5	0.0	0.0	7.5	0.0	0.0	7.5	0.0	0.0	7.5	0.0	0.0
T1AS		66/13,2	10.0	8.7	87.5	10.0	9.1	90.5	10.0	0.0	0.0	10.0	0.0	0.0	10.0	0.0	0.0	10.0	0.0	0.0	10.0	0.0	0.0	10.0	0.0	0.0
T4AS		66/13,8	7.5	6.6	88.0	7.5	6.8	91.1	7.5	0.0	0.0	7.5	0.0	0.0	7.5	0.0	0.0	7.5	0.0	0.0	7.5	0.0	0.0	7.5	0.0	0.0
T6AS	(6)	132/33/13,2	30.0	0.0	0.0	30.0	0.0	0.0	30.0	16.5	54.9	30.0	17.1	57.1	30.0	17.9	59.6	30.0	18.6	61.9	30.0	19.3	64.4	30.0	20.1	67.0
T1NJ	9 DE JULIO	66/13,8	10.0	0.0	0.0	10.0	0.0	0.0	10.0	0.0	0.0	10.0	0.0	0.0	10.0	0.0	0.0	10.0	0.0	0.0	10.0	0.0	0.0	10.0	0.0	0.0
T2NJ		66/13,8	10.0	0.0	0.0	10.0	0.0	0.0	10.0	0.0	0.0	10.0	0.0	0.0	10.0	0.0	0.0	10.0	0.0	0.0	10.0	0.0	0.0	10.0	0.0	0.0
T3NJ	(4)(6)	132/34,5/13,8	30.0	7.1	23.6	30.0	7.3	24.3	30.0	7.6	25.3	30.0	7.9	26.4	30.0	8.2	27.5	30.0	8.6	28.6	30.0	8.9	29.8	30.0	9.3	30.9
T4NJ	(4)(6)	132/34,5/13,8	30.0	7.4	24.6	30.0	7.6	25.2	30.0	7.9	26.3	30.0	8.3	27.5	30.0	8.6	28.6	30.0	8.9	29.8	30.0	9.3	31.0	30.0	9.7	32.2
T1CJ	C. CASARES 66	66/33	7.5	3.1	41.4	7.5	3.2	42.4	7.5	3.3	44.4	7.5	3.5	46.0	7.5	3.6	48.0	7.5	3.7	50.0	7.5	3.9	52.0	7.5	4.1	54.3
T2CJ		66/13,8	5.0	2.1	41.4	5.0	2.1	42.4	5.0	2.2	44.4	5.0	2.3	46.0	5.0	2.4	48.0	5.0	2.5	50.0	5.0	2.6	52.0	5.0	2.7	54.3
T3CJ		66/13,8	7.5	3.9	51.7	7.5	4.0	53.0	7.5	4.2	55.5	7.5	4.3	57.5	7.5	4.5	60.1	7.5	4.7	62.5	7.5	4.9	65.0	7.5	5.1	67.9
T4CJ		66/34,5/13,8	15.0	3.9	25.9	15.0	4.0	26.5	15.0	4.2	27.8	15.0	4.3	28.8	15.0	4.5	30.0	15.0	4.7	31.2	15.0	4.9	32.5	15.0	5.1	34.0

Trafos Código	Estación Transformadora	Tensiones nominales	2015			2016			2017			2018			2019			2020			2021			2022		
			(1)	(2)	(3)	(1)	(2)	(3)	(1)	(2)	(3)	(1)	(2)	(3)	(1)	(2)	(3)	(1)	(2)	(3)	(1)	(2)	(3)	(1)	(2)	(3)
			MVA	MVA	%	MVA	MVA	%	MVA	MVA	%	MVA	MVA	%	MVA	MVA	%	MVA	MVA	%	MVA	MVA	%	MVA	MVA	%
T1PH	PEHUAJO	66/13,8	5.0	0.0	0.0	5.0	0.0	0.0	5.0	0.0	0.0	5.0	0.0	0.0	5.0	0.0	0.0	5.0	0.0	0.0	5.0	0.0	0.0	5.0	0.0	0.0
T2PH		66/13,8	5.0	0.0	0.0	5.0	0.0	0.0	5.0	0.0	0.0	5.0	0.0	0.0	5.0	0.0	0.0	5.0	0.0	0.0	5.0	0.0	0.0	5.0	0.0	0.0
T3PH		70/13,2	16.0	8.5	53.4	16.0	8.8	55.2	16.0	9.2	57.6	16.0	9.6	59.8	16.0	10.0	62.5	16.0	10.4	65.0	16.0	10.8	67.8	16.0	11.2	70.3
T4PH	(4)(5)(6)	132/69/13,8	40.0	13.6	33.9	40.0	21.5	53.7	40.0	19.8	49.6	40.0	21.6	53.9	40.0	21.6	53.9	40.0	22.2	55.6	40.0	18.2	45.4	40.0	19.4	48.6
T5PH	(4)(6)	132/33/13,2	15.0	8.5	56.9	15.0	8.8	58.9	15.0	9.2	61.4	15.0	9.6	63.8	15.0	10.0	66.6	15.0	10.4	69.3	15.0	10.8	72.3	15.0	11.2	75.0
T1BOL	BOLÍVAR (4)(6)	132/34,5/13,8	30.0	0.0	0.0	30.0	7.4	24.6	30.0	7.7	25.7	30.0	8.0	26.8	30.0	8.4	27.8	30.0	8.7	28.9	30.0	9.1	30.2	30.0	9.4	31.3
T2BOL	(4)(6)	132/34,5/13,8	30.0	0.0	0.0	30.0	7.7	25.6	30.0	8.0	26.8	30.0	8.4	27.9	30.0	8.7	29.0	30.0	9.0	30.1	30.0	9.4	31.5	30.0	9.8	32.6
T1***	25 de MAYO DOS(6)	132/34,5/13,8	30.0	0.0	0.0	30.0	0.0	0.0	30.0	10.0	33.2	30.0	10.4	34.5	30.0	10.8	36.0	30.0	11.3	37.5	30.0	11.7	39.0	30.0	6.1	20.3
T2***	(6)	132/34,5/13,8	30.0	0.0	0.0	30.0	0.0	0.0	30.0	0.0	0.0	30.0	0.0	0.0	30.0	0.0	0.0	30.0	0.0	0.0	30.0	0.0	0.0	30.0	6.1	20.3
T1BD	BARADERO	132/33/13,2	30.0	18.8	62.6	30.0	19.4	64.7	30.0	20.2	67.3	30.0	21.0	70.1	30.0	21.9	73.0	30.0	22.8	76.0	30.0	23.7	79.1	30.0	24.7	82.4
T2BD		132/33/13,2	30.0	16.0	53.4	30.0	16.5	55.1	30.0	17.2	57.3	30.0	17.9	59.7	30.0	18.7	62.2	30.0	19.4	64.7	30.0	20.2	67.4	30.0	21.0	70.2
T1LB	LOBOS (6)	132/33/13,2	30.0	0.0	0.0	30.0	0.0	0.0	30.0	15.2	50.8	30.0	15.9	52.9	30.0	16.5	55.1	30.0	17.2	57.3	30.0	17.9	59.8	30.0	18.7	62.3
T2LB	(6)	132/33/13,2	30.0	0.0	0.0	30.0	0.0	0.0	30.0	15.2	50.8	30.0	15.9	52.9	30.0	16.5	55.1	30.0	17.2	57.3	30.0	17.9	59.8	30.0	18.7	62.3
T1GV	VILLEGAS (4)(6)	132/33/13,2	30.0	13.7	45.6	30.0	14.1	47.0	30.0	14.7	48.9	30.0	15.3	51.0	30.0	15.9	53.1	30.0	16.6	55.3	30.0	17.3	57.7	30.0	18.0	59.9
T2GV	(4)(6)	132/33/13,2	30.0	13.7	45.6	30.0	14.1	47.0	30.0	14.7	48.9	30.0	15.3	51.0	30.0	15.9	53.1	30.0	16.6	55.3	30.0	17.3	57.7	30.0	18.0	59.9
T1RN	RAMALLO IND.	132/33/13,2	30.0	21.8	72.6	30.0	21.8	72.6	30.0	21.8	72.6	30.0	21.8	72.6	30.0	21.8	72.6	30.0	21.8	72.6	30.0	21.8	72.6	30.0	21.8	72.6
T1***	S.A. DE GILES (6)	132/34,5/13,8	30.0	0.0	0.0	30.0	0.0	0.0	30.0	0.0	0.0	30.0	0.0	0.0	30.0	8.7	29.1	30.0	9.1	30.3	30.0	9.4	31.3	30.0	9.8	32.8
T1***	CHIVILCOY DOS (6)	132/34,5/13,8	30.0	0.0	0.0	30.0	0.0	0.0	30.0	0.0	0.0	30.0	0.0	0.0	30.0	0.0	0.0	30.0	19.5	64.9	30.0	20.3	67.6	30.0	21.2	70.6
T1***	MERCEDES DOS(6)	132/34,5/13,8	30.0	0.0	0.0	30.0	0.0	0.0	30.0	0.0	0.0	30.0	0.0	0.0	30.0	0.0	0.0	30.0	19.5	65.1	30.0	20.3	67.6	30.0	21.1	70.3
T1***	CARDALES (6)	132/34,5/13,8	15.0	0.0	0.0	15.0	0.0	0.0	15.0	0.0	0.0	15.0	0.0	0.0	15.0	0.0	0.0	15.0	10.3	68.6	15.0	10.7	71.3	15.0	11.1	74.3
T1TDI	TANDIL IND. (4)(6)	132/34,5/13,8	30.0	0.0	0.0	30.0	0.0	0.0	30.0	12.6	42.1	30.0	12.2	40.8	30.0	12.2	40.8	30.0	12.2	40.8	30.0	12.7	42.5	30.0	13.3	44.3
T2TDI	(6)	132/34,5/13,8	30.0	0.0	0.0	30.0	0.0	0.0	30.0	12.6	42.1	30.0	12.2	40.8	30.0	12.2	40.8	30.0	12.2	40.8	30.0	12.7	42.5	30.0	13.3	44.3
T1***	SALLIQUELÓ (6)	132/34,5/13,8	15.0	0.0	0.0	15.0	0.0	0.0	15.0	0.0	0.0	15.0	7.9	52.5	15.0	8.2	54.7	15.0	8.5	56.9	15.0	8.9	59.4	15.0	9.3	61.8
T2***	(6)	132/66/13,2	20.0	0.0	0.0	20.0	0.0	0.0	20.0	0.0	0.0	20.0	11.8	59.1	20.0	12.3	61.6	20.0	12.8	64.0	20.0	13.4	66.8	20.0	13.9	69.6
T1***	STROEDER (6)	132/34,5/13,8	15.0	0.0	0.0	15.0	0.0	0.0	15.0	0.0	0.0	15.0	0.0	0.0	15.0	3.2	21.1	15.0	3.3	22.0	15.0	3.5	23.5	15.0	3.7	24.4
T1VL	VILLA LIA (5)	220/138/13,8	150	13.4	8.9	150	29.3	19.5	150	40.4	26.9	150	58.1	38.7	150	61.7	41.1	150	65.7	43.8	150	65.1	43.4	150	61.8	41.2
T2VL	(5)(6)	220/138/13,8	150	13.5	9.0	150	30.0	20.0	150	40.4	26.9	150	58.1	38.7	150	61.7	41.1	150	65.7	43.8	150	65.1	43.4	150	61.8	41.2
T1CA	N. CAMPANA (5)	500/138/13,8	300	226.2	75.4	300	255.0	85.0	300	168.9	56.3	300	182.1	60.7	300	176.4	58.8	300	186.3	62.1	300	206.7	68.9	300	208.2	69.4

Trafos Código	Estación Transformadora	Tensiones nominales	2015			2016			2017			2018			2019			2020			2021			2022		
			(1)	(2)	(3)	(1)	(2)	(3)	(1)	(2)	(3)	(1)	(2)	(3)	(1)	(2)	(3)	(1)	(2)	(3)	(1)	(2)	(3)	(1)	(2)	(3)
			MVA	MVA	%	MVA	MVA	%	MVA	MVA	%	MVA	MVA	%	MVA	MVA	%	MVA	MVA	%	MVA	MVA	%	MVA	MVA	%
T2CA	(5)	500/138/13,8	300	227.4	75.8	300	256.5	85.5	300	169.8	56.6	300	183.3	61.1	300	177.3	59.1	300	187.2	62.4	300	207.9	69.3	300	209.4	69.8
T3CA	(5)(6)	500/138/13,8	300	0.0	0.0	300	0.0	0.0	300	168.0	56.0	300	183.0	61.0	300	186.0	62.0	300	186.0	62.0	300	186.0	62.0	300	186.0	62.0
T1AT	ATUCHA (5)	220/138/13,8	150	76.1	50.7	150	63.8	42.5	150	65.1	43.4	150	55.4	36.9	150	64.2	42.8	150	60.9	40.6	150	53.9	35.9	150	59.0	39.3
T5HE	HENDERSON	132/34,5/13,8	10.0	7.4	73.7	10.0	0.0	0.0	10.0	0.0	0.0	10.0	0.0	0.0	10.0	0.0	0.0	10.0	0.0	0.0	10.0	0.0	0.0	10.0	0.0	0.0
T6HE		132/34,5/13,8	20.0	0.0	0.0	20.0	0.0	0.0	20.0	0.0	0.0	20.0	0.0	0.0	20.0	0.0	0.0	20.0	0.0	0.0	20.0	0.0	0.0	20.0	0.0	0.0
T5HE	(6)	132/34,5/13,8	30.0	0.0	0.0	30.0	7.2	24.1	30.0	7.5	25.1	30.0	7.9	26.2	30.0	8.1	27.2	30.0	8.5	28.3	30.0	8.8	29.4	30.0	9.2	30.7
T6HE	(6)	132/34,5/13,8	30.0	22.1	73.7	30.0	7.2	24.1	30.0	7.5	25.1	30.0	7.9	26.2	30.0	8.1	27.2	30.0	8.5	28.3	30.0	8.8	29.4	30.0	9.2	30.7
T3HE	(5)	500/220/13,8	300	235.5	78.5	300	142.2	47.4	300	148.8	49.6	300	177.3	59.1	300	155.1	51.7	300	167.4	55.8	300	168.3	56.1	300	170.4	56.8
T7HE	(5)	500/138/13,8	300	213.9	71.3	300	207.3	69.1	300	203.7	67.9	300	200.4	66.8	300	201.9	67.3	300	192.0	64.0	300	229.5	76.5	300	241.8	80.6
T1RA	RAMALLO (5)	220/132/13,8	300	0.0	0.0	300	0.0	0.0	300	132.3	44.1	300	120.0	40.0	300	119.1	39.7	300	114.0	38.0	300	105.6	35.2	300	114.9	38.3
T2RA	(4)(5)(6)	220/132/13,2	300	268.2	89.4	300	222.9	74.3	300	132.0	44.0	300	120.0	40.0	300	118.8	39.6	300	114.0	38.0	300	105.6	35.2	300	114.9	38.3
T1BB	BAHIA BLANCA (5)	500/138/13,2	300	222.9	74.3	300	233.7	77.9	300	224.7	74.9	300	240.6	80.2	300	250.5	83.5	300	195.3	65.1	300	173.4	57.8	300	178.8	59.6
T2BB	(5)	500/138/13,2	300	225.0	75.0	300	235.8	78.6	300	226.8	75.6	300	242.7	80.9	300	252.9	84.3	300	197.1	65.7	300	174.6	58.2	300	180.3	60.1
T3BB	(4)(5)(6)	500/138/13,2	300	0.0	0.0	300	0.0	0.0	300	0.0	0.0	300	0.0	0.0	300	0.0	0.0	300	177.0	59.0	300	174.0	58.0	300	183.0	61.0
T1OL	OLAVARRIA 500 (5)	500/132/13,2	300	222.6	74.2	300	203.4	67.8	300	142.5	47.5	300	144.9	48.3	300	160.2	53.4	300	163.2	54.4	300	169.8	56.6	300	174.6	58.2
T2OL	(5)	500/132/13,2	300	227.4	75.8	300	207.0	69.0	300	146.1	48.7	300	147.9	49.3	300	163.8	54.6	300	167.1	55.7	300	173.7	57.9	300	180.0	60.0
T3AB	ABASTO (5)(6)	500/132/13,2	300	0.0	0.0	300	0.0	0.0	300	0.0	0.0	300	0.0	0.0	300	75.0	25.0	300	78.0	26.0	300	87.0	29.0	300	93.0	31.0
T1VI	VIVORATA (4)(5)(6)	500/132/13,2	450	0.0	0.0	450	0.0	0.0	450	192.6	42.8	450	216.5	48.1	450	207.0	46.0	450	217.8	48.4	450	232.2	51.6	450	247.1	54.9
T2VI	(4)(5)(6)	500/132/13,2	450	0.0	0.0	450	0.0	0.0	450	192.6	42.8	450	216.5	48.1	450	207.0	46.0	450	217.8	48.4	450	232.2	51.6	450	247.1	54.9
T1MY	25de MAYO (4)(5)(6)	500/132/13,2	300	0.0	0.0	300	122.7	40.9	300	120.3	40.1	300	133.5	44.5	300	138.6	46.2	300	146.4	48.8	300	146.1	48.7	300	149.7	49.9
T2MY	(4)(5)(6)	500/132/13,2	300	0.0	0.0	300	123.0	41.0	300	120.3	40.1	300	133.5	44.5	300	138.6	46.2	300	146.4	48.8	300	146.1	48.7	300	149.7	49.9
T1***	NUEVA GBA (5)(6)	500/132/13,2	300	0.0	0.0	300	0.0	0.0	300	0.0	0.0	300	0.0	0.0	300	84.3	28.1	300	87.0	29.0	300	105.0	35.0	300	120.0	40.0
T1CCH	C.CHARLONE (5)(6)	500/132/13,2	300	0.0	0.0	300	0.0	0.0	300	0.0	0.0	300	75.0	25.0	300	84.0	28.0	300	87.0	29.0	300	87.0	29.0	300	81.0	27.0
T2CCH	(5)(6)	500/132/13,2	300	0.0	0.0	300	0.0	0.0	300	0.0	0.0	300	75.0	25.0	300	84.0	28.0	300	87.0	29.0	300	87.0	29.0	300	81.0	27.0

ANEXO 3

Sección 2: Capacidad de transformación ante contingencias.

3.2 CAPACIDAD DE TRANSFORMACION ANTE CONTINGENCIAS

En esta sección de la Guía se identifican Estaciones Transformadoras de propiedad de Transba S.A. en las que, debido a la insuficiente capacidad de transformación de las mismas, sus usuarios están expuestos a riesgos de abastecimiento ante la salida de servicio de un transformador.

De acuerdo con lo establecido en la normativa vigente, estos problemas deben ser resueltos por los agentes usuarios vinculados, mediante las inversiones necesarias en capacidad de transformación, a efectos de asegurar el normal abastecimiento a los usuarios finales, respetando las condiciones de operación establecidas por Transba S.A.

Durante los meses de noviembre y diciembre de 2010, Transba S.A. presentó en cada una de sus tres áreas geográficas a los agentes consumidores de su sistema el Plan de Contingencias 2010/2011, ilustrando los puntos débiles respecto de capacidad de transformación.

Esto dio origen a la creación de la Orden de Servicio 20, la cual es un Plan de Contingencias Operativo que surgió como necesidad ante las condiciones de explotación de la red de Distribución Troncal, consecuencia de los niveles de demanda atendidos con la infraestructura disponible.

Esta Orden de Servicio constituye una herramienta operativa que permite afrontar situaciones complejas, preservando las instalaciones y minimizando el impacto en la demanda atendida.

Para los estudios realizados por Transba S.A. destinados a la elaboración de este documento, se analizaron los casos de aquellas EETT que sólo cuentan con un único transformador.

Al respecto, Transba S.A. considera imprescindible que haya un segundo transformador, a efectos de evitar cortes del suministro, independientemente de que por maniobras operativas de la red de subtransmisión pudieran evitarse en forma parcial o total los cortes de demanda.

También se consideraron los casos de las EETT que tienen más de un transformador, pero que por los niveles de carga de los arrollamientos de los mismos, la indisponibilidad de alguno de ellos provocaría cortes de demanda.

De este análisis surgen los casos en que, debido a la escasa capacidad de transformación remanente en las EETT, la indisponibilidad de un transformador llevaría a Transba S.A. a requerir como última medida inevitable, una reducción de demanda a sus usuarios con el objeto de evitar comprometer el equipamiento que quede en servicio.

Esta Orden de Servicio pone de manifiesto las distintas situaciones críticas debido a la transformación insuficiente de las EETT, donde, más allá del plan de contingencias indicado para cada caso, se observa el impacto sobre la demanda que podrían causar las contingencias analizadas.

Consecuentemente, los usuarios quedan advertidos sobre la necesidad de ampliar la capacidad de transformación existente o, al menos, instalar transformadores de reserva,

a efectos de minimizar la energía no suministrada y sus consecuencias, sobre todo ante salidas de servicio prolongadas de los transformadores existentes.

La documentación correspondiente a esta Orden de Servicio se encuentra en la carpeta “Archivos\Docu\Ord_Servicio\” de este CD ROM, donde se incluyen tres anexos que contienen los casos particulares de cada una de las áreas Norte-Centro, Atlántica y Sur.

ANEXO 4

Niveles de Cortocircuito

(PT/012 - Ítem 4.b.6)

4. NIVELES DE CORTOCIRCUITO

Tabla 4.1: Potencias Simétricas de Cortocircuito [MVA], para los escenarios del Pico de Verano 2015/16 al 2022/23

Estación Transformadora			Potencia Admisible	2015		2016		2017		2018		2019		2020		2021		2022	
No.	Nombre	Un		Trif.	Mono	Trif.	Mono	Trif.	Mono	Trif.	Mono	Trif.	Mono	Trif.	Mono	Trif.	Mono	Trif.	Mono
2292	CAMPANA	132	7200	4617	4800	5428	5622	6514	6977	6515	6973	5505	6063	5521	6080	6501	6933		
2342	SIDERCA 0	132	Sin Datos	4129	3956	4754	4476	5560	5267	5562	5267	4808	4725	4823	4738	5539	5224		
2380	CORCEMAR	132	7000	3676	3120	3892	3267	4398	3651	4402	3653	3927	3383	3939	3392	4374	3616		
2360	ZARATE-Atucha	132	5000	3749	3229	4199	3718	4837	4270	4845	4275	4320	3949	4332	3959	4825	4239		
2362	ZARATE-Campana	132	5000	3741	3222	4197	3715	4833	4265	4841	4270	4316	3944	4328	3954	4820	4234		
2202	ATUCHA I	132	5000	2062	2005	2129	2058	2213	2118	2194	2102	2151	2070	2152	2071	2195	2097		
2225	PRAXAIR	132	9000	3369	2927	3566	3055	3990	3369	3993	3372	3594	3138	3605	3148	3966	3335		
2224	CAMPANA 132	132	5000	3282	2853	3453	2969	3849	3260	3852	3262	3481	3045	3492	3053	3825	3227		
2233	CAMPANA III	132	Sin Datos	2643	1783	4153	2980	4558	3198	4544	3184	3059	2172	3069	2179	4506	3140		
2326	RAMALLO	132	7000	4315	4753	4362	4799	5522	6176	5589	6241	5649	6281	5645	6260	5644	6257		
2325	RAMALLO IND.	132	7000	1805	1290	1809	1289	1970	1370	2088	1432	2078	1421	2059	1405	2059	1404		
2352	S.NICOLAS URB.	132	5000	3179	3021	3196	3026	3701	3377	3734	3403	3756	3407	3736	3376	3734	3373		
2334	SAN NICOLAS	132	5000	4329	5089	4365	5111	5258	6031	5326	6107	5366	6124	5360	6100	5359	6096		
2331	SANNICOLASNORTE	132	FUTURA					3446	2902	3475	2927	3483	2920	3464	2893	3459	2884		
2344	SIDERAR	132	Sin Datos	4264	4852	4299	4875	5196	5770	5237	5808	5302	5856	5295	5830	5293	5826		
2338	SAN PEDRO	132	2500	978	781	989	787	1046	823	1515	1124	1488	1103	1486	1101	1495	1103	1499	1104
2304	PAPEL PRENSA	132	5700	780	604	787	607	825	630	1380	993	1357	974	1357	973	1363	975	1367	975
2374	BARADERO	132	7200	542	366	546	367	566	378	1399	910	1383	893	1386	894	1392	895	1398	896
2363	LAS PALMAS	132	7000	2310	1656	2465	1769	3396	2516	3441	2544	3167	2414	3176	2420	3415	2513	3421	2512
2365	PROTISA	132	7200	1767	1185	1861	1246	2358	1585	2383	1598	2239	1538	2245	1541	2358	1576	2358	1574
2367	EASTMAN	132	7200	1694	1126	1781	1182	2233	1485	2256	1497	2125	1442	2130	1446	2231	1476	2231	1474
2358	VILLA LIA	132	5000	2909	2922	2968	2969	3211	3163	3484	3373	3705	3523	3717	3533	3734	3539	3863	3630
2366	S.A. DE ARECO	132	7000	1070	697	1077	695	1267	837	1298	847	1827	1145	1843	1154	1841	1152	2221	1406
2510	S.A. DE ARECO	66	1500	73	70	72	70	72	70	72	70	71	69	71	70	71	70	71	70
2285	S.A. DE GILES	132	FUTURA									894	517	902	522	900	521	1554	949
2398	C. SARMIENTO	132	FUTURA			643	383	897	604	908	607	1113	687	1120	691	1120	690	1180	723
2511	C. SARMIENTO	66	1500	155	179	152	177	149	174	153	179	153	179	153	179	153	179	153	179
2512	ARRECIFES	66	1500	236	170	234	172	230	168	233	174	233	174	233	174	233	173	234	174
2396	ARRECIFES	132	FUTURA					753	579	758	580	981	672	985	674	987	673	1011	685
2306	PERGAMINO	132	3500	1329	1151	1348	1264	1403	1302	1413	1307	1588	1414	1576	1401	1588	1406	1604	1417
2513	PERGAMINO	66	1500	396	304	393	308	389	301	395	309	403	312	402	311	402	311	404	312
2329	PREGAMINO IND.	132	FUTURA			1182	1103	1223	1132	1231	1136	1426	1260	1416	1249	1429	1255	1445	1265
2328	ROJAS	132	5000	818	709	797	706	813	718	816	719	1191	1006	1187	1001	1221	1016	1248	1030
2305	COLON	132	9000	555	509	580	614	591	624	593	626	614	641	608	634	608	634	612	637

Estación Transformadora			Potencia Admisible	2015		2016		2017		2018		2019		2020		2021		2022	
No.	Nombre	Un		Trif.	Mono	Trif.	Mono	Trif.	Mono	Trif.	Mono	Trif.	Mono	Trif.	Mono	Trif.	Mono	Trif.	Mono
2252	JUNIN	132	2500	693	713	694	715	704	723	706	724	805	796	803	794	874	839	924	872
2253	I.M.S.A.	132	5700	663	652	669	656	678	663	679	664	759	715	758	713	838	760	894	794
2102	BRAGADO	220	12000	1281	1383	1508	1539	1599	1622	1641	1671	1784	1777	1831	1827	1835	1824	1863	1844
2214	BRAGADO	132	5000	1276	1499	1794	1978	1884	2052	1864	2034	2236	2363	2259	2386	2286	2400	2344	2444
2514	BRAGADO	66	1500	591	698	684	786	698	800	695	797	737	837	745	845	742	841	750	849
2394	25 DE MAYO	132	FUTURA			3169	3675	3191	3691	3180	3678	3394	3891	3529	4026	3518	4008	3651	4130
2534	25 DE MAYO (EDEN)	66	Sin Datos	137	96	141	97	142	101	141	100	143	101	144	102	143	101	144	101
2408	9 DE JULIO	132	FUTURA	407	264	454	280	462	284	462	284	482	290	487	293	484	290	488	291
2515	9 DE JULIO.	66	1200	198	125	202	127	204	128	205	128	208	129	209	130	208	129	210	130
2518	C. CASARES	66	1200	200	128	203	129	204	130	209	131	211	133	212	133	213	133	217	135
2264	LINCOLN	132	5700	629	697	656	720	665	728	664	728	693	749	694	750	941	955	1170	1132
2330	SALADILLO	132	5700	572	494	1361	1077	1357	1070	1352	1066	1412	1097	1427	1109	1412	1095	1442	1109
2226	CHACABUCO	132	5000	545	525	607	566	780	662	779	662	894	713	899	717	900	714	907	717
2227	CHACABUCO IND.	132	7000	484	459	531	488	730	594	730	594	869	652	873	655	874	653	882	655
2364	SALTO	132	7200	378	457	401	480	737	784	739	786	1153	1116	1155	1117	1163	1121	1182	1133
2230	CHIVILCOY	132	5000	782	651	1332	1010	1350	1018	1346	1015	1443	1061	1467	1077	1458	1067	1500	1086
2246	CHIVILCOY DOS	132	FUTURA											1224	848	1215	839	1244	850
2278	MERCEDES	132	5700	849	685	1090	815	1099	818	1097	816	1603	1152	1635	1175	1624	1165	2063	1434
2283	MERCEDES DOS	132	FUTURA											1338	907	1328	898	1819	1197
2268	LUJAN	132	3500	1463	1268	2269	1857	2306	1875	2304	1871	2788	2156	2832	2194	2831	2184	2842	2182
2270	LUJAN DOS	132	7000	1469	1169	2334	1756	2377	1772	2373	1769	2606	1864	2648	1898	2651	1889	2653	1883
2509	LUJAN.	66	1500	386	351	417	382	418	383	423	387	412	378	421	386	418	383	416	381
2287	CARDALES	132	FUTURA											1650	1021	1643	1015	1660	1028
2400	LOBOS	132	FUTURA					401	226	400	226	404	226	823	504	814	498	1367	860
2104	HENDERSON	220	12000	2671	2630	2801	2793	2785	2774	2703	2683	2814	2791	2764	2736	2763	2736	2767	2735
2244	HENDERSON 1	132	5700	1908	2061	1819	1988	1824	1992	1935	2079	1958	2098	2030	2155	2118	2223	2131	2231
2245	HENDERSON 2	132	5700	1910	2064	1821	1991	1826	1994	1938	2082	1960	2102	2033	2159	2121	2226	2134	2235
2348	TRENQ.LAUQUEN	132	5700	581	552	578	551	587	562	640	597	646	604	862	751	877	756	883	768
2508	TRENQ.LAUQUEN	66	1200	420	483	416	479	414	478	444	507	445	507	534	593	541	599	538	597
2402	GRAL. VILLEGAS	132	FUTURA	214	125	214	125	214	123	749	502	871	538	1022	664	1056	674	1083	683
2519	G. VILLEGAS (EDEN)	66	Sin Datos	72	42	72	42	73	42	74	43	75	44	77	44	77	44	78	44
2392	PEHUAJO	132	FUTURA	625	508	619	506	620	506	811	634	832	647	833	649	1059	804	1086	825
2507	PEHUAJO	66	1600	454	476	452	474	453	475	503	525	508	530	510	531	544	567	552	575
2296	OLAVARRIA	132	7200	3648	4159	3684	4212	3723	4264	3747	4275	3802	4333	3836	4364	3834	4360	3845	4369
2300	OLAVARRIA 132	132	5000	1372	1350	1378	1354	1381	1356	1374	1345	1391	1363	1396	1366	1394	1365	1395	1365
2220	C. AVELLANEDA	132	3500	1296	1141	1301	1145	1304	1145	1296	1136	1313	1151	1317	1153	1316	1152	1316	1152
2266	LOMA NEGRA	132	2500	1260	1043	1266	1046	1268	1047	1260	1037	1277	1052	1281	1054	1280	1053	1280	1053
2346	TANDIL	132	5700	1143	838	1248	934	1288	950	1285	950	1315	965	1317	965	1315	963	1314	961

Estación Transformadora			Potencia Admisible	2015		2016		2017		2018		2019		2020		2021		2022	
No.	Nombre	Un		Trif.	Mono	Trif.	Mono	Trif.	Mono	Trif.	Mono	Trif.	Mono	Trif.	Mono	Trif.	Mono	Trif.	Mono
2345	TANDIL INDUSTRIAL	132	FUTURA					1208	868	1204	868	1230	880	1232	880	1230	878	1229	877
2257	AYACUCHO	132	FUTURA			703	496	718	500	717	500	731	507	732	507	730	505	729	504
2212	BARKER	132	5000	747	592	775	611	785	616	783	614	795	622	795	622	794	620	793	618
2210	BALCARCE	132	5000	756	615	769	622	907	700	913	706	961	726	961	725	959	723	959	722
2410	VIVORATÁ	132	FUTURA					3300	3675	3303	3677	4633	4824	4645	4832	4641	4827	4652	4833
2274	MAR DEL PLATA	132	6250	1546	1523	1571	1539	2741	2581	2748	2592	3273	2898	3278	2899	3278	2896	3283	2896
2386	UTA 2 (EDEA)	132	Sin Datos	1497	1477	1520	1490	2543	2383	2551	2394	2983	2644	2987	2644	2987	2640	2990	2639
2248	JARA 1 (EDEA)	132	Sin Datos	1490	1478	1512	1492	2485	2331	2493	2342	2893	2572	2897	2572	2897	2569	2900	2567
2249	JARA 2 (EDEA)	132	Sin Datos	1517	1518	1541	1532	2595	2462	2603	2473	3052	2738	3057	2738	3056	2734	3060	2734
2242	PUEYRREDON (EDEA) 1	132	Sin Datos	1495	1498	1518	1512	2485	2348	2493	2359	2889	2590	2893	2590	2892	2586	2896	2585
2243	PUEYRREDON (EDEA) 2	132	Sin Datos	1515	1529	1539	1544	2567	2449	2575	2460	3007	2717	3011	2717	3011	2714	3015	2714
2258	TERMINAL 1 (EDEA)	132	Sin Datos	1511	1542	1534	1557	2508	2407	2516	2417	2914	2657	2918	2657	2918	2654	2921	2653
2259	TERMINAL 2 (EDEA)	132	Sin Datos	1523	1562	1546	1577	2557	2469	2564	2480	2983	2736	2987	2736	2987	2733	2991	2733
2200	CT 9 DE JULIO (EDEA)	132	Sin Datos	1563	1655	1587	1672	2615	2593	2622	2604	3047	2876	3051	2877	3051	2875	3055	2876
2277	SUR (EDEA)	132	Sin Datos	1457	1382	1478	1394	2394	2070	2402	2080	2770	2260	2773	2259	2773	2257	2776	2256
2299	CHILLAR	132	9000	736	473	738	473	742	475	736	470	744	475	745	475	743	473	742	473
2238	GONZ. CHAVEZ	132	1780	670	556	671	556	677	560	675	557	679	559	680	559	677	556	677	555
2286	NECOCHEA	132	5000	1820	2140	1838	2157	1955	2264	1958	2268	1994	2300	1995	2300	1994	2299	1993	2297
2282	MIRAMAR	132	5300	913	911	941	929	1113	1044	1118	1050	1162	1075	1161	1074	1160	1073	1159	1071
2324	QUEQUEN	132	5000	1686	1800	1702	1812	1810	1894	1814	1898	1846	1922	1847	1922	1846	1920	1845	1919
2204	AZUL	132	3500	852	701	894	729	893	727	884	717	916	739	923	743	920	739	925	741
2265	CACHARI	132	9000	606	413	680	450	678	448	670	442	720	466	732	472	726	468	736	472
2267	RAUCH	132	9000	464	309	511	333	510	331	503	326	535	342	542	345	537	342	543	344
2260	LAS FLORES	132	6250	648	464	820	552	818	550	812	543	948	608	986	627	976	620	1012	635
2261	ROSAS	132	9000	583	426	683	479	683	478	678	472	882	576	962	615	953	608	1012	635
2263	NEWTON	132	9000	543	391	624	433	624	432	619	427	797	516	856	544	848	539	890	558
2284	MONTE	132	5700	434	351	477	378	477	377	473	372	739	544	1008	707	999	699	1214	832
2218	BRANDSEN	132	FUTURA	462	343	496	362	497	362	495	357	1566	1304	1678	1370	1669	1362	1732	1398
3233	ABASTO	132	FUTURA									1924	2080	2012	2154	2003	2145	2050	2183
2228	CHASCOMUS	132	5700	681	577	725	606	731	608	729	603	1153	889	1192	908	1185	902	1207	913
2236	DOLORES	132	3500	668	589	702	609	725	620	721	615	815	671	819	673	815	669	817	669
2256	LAS ARMAS	132	5000	895	972	1035	1094	1096	1142	1098	1145	1131	1171	1134	1174	1133	1173	1133	1172
2240	MADARIAGA	132	5000	778	689	814	709	1003	803	1004	804	1036	820	1036	820	1034	818	1033	817
2356	VILLA GESELL	132	7000	1028	1178	1058	1209	1800	1863	1805	1868	1943	2005	1946	2006	1944	2003	1946	2003
2318	PINAMAR	132	5000	868	912	887	927	1195	1148	1196	1148	1245	1182	1245	1181	1243	1179	1243	1177

Estación Transformadora			Potencia Admisible	2015		2016		2017		2018		2019		2020		2021		2022	
No.	Nombre	Un		Trif.	Mono	Trif.	Mono	Trif.	Mono	Trif.	Mono	Trif.	Mono	Trif.	Mono	Trif.	Mono	Trif.	Mono
2355	VALERIA DEL MAR	132	9000	908	936	930	953	1330	1226	1331	1227	1378	1259	1379	1259	1377	1256	1376	1255
2272	MAR DE AJO	132	7200	682	784	695	795	785	875	783	873	1077	1140	1078	1141	1075	1137	1075	1137
2340	MAR DEL TUYU	132	3750	630	636	642	645	707	689	705	686	894	813	894	813	891	809	891	808
2384	LAS TONINAS	132	9000	611	590	623	598	678	632	676	629	829	724	830	724	826	720	826	719
2332	SAN CLEMENTE	132	3500	590	563	603	571	647	597	644	594	760	664	761	664	757	659	757	659
2206	BAHIA BLANCA	132	7000	3559	4080	3753	4402	3899	4624	3936	4644	3977	4681	5082	6060	5035	5998	5007	5959
2302	P.LURO	132	5700	279	259	279	259	280	259	281	260	281	259	285	262	282	250	283	251
2303	STROEDER	132	FUTURA									188	188	191	190	187	169	188	170
2222	C. PATAGONES	132	6250	140	181	141	180	141	180	142	182	141	181	143	183	139	144	139	145
2378	TORNQUIST	132	5700	693	480	695	480	698	481	700	481	698	479	754	502	747	497	748	497
2314	PIGUE	132	5700	623	540	623	540	626	541	629	542	628	539	747	609	741	604	742	604
2247	SALLIQUELÓ	132	FUTURA							310	179	311	179	313	179	316	180	315	179
2234	CNEL. SUAREZ	132	5700	554	486	553	485	554	485	558	487	557	485	815	664	812	660	813	660
2301	PUAN	132	FUTURA			489	353	492	353	495	354	493	352	548	375	544	372	544	371
2320	CNEL. PRINGLES	132	5000	610	492	613	493	615	494	614	492	617	494	857	656	851	651	852	652
2321	INDIO RICO	132	9000	370	260	371	260	371	260	370	259	372	260	444	297	440	294	441	294
2254	LAPRIDA	132	5000	631	517	633	519	635	519	631	515	637	520	711	560	708	557	708	557
2390	LA PAMPITA	132	7000	1233	862	1240	866	1244	867	1237	859	1254	870	1289	883	1287	881	1287	881
2232	DORREGO	132	5000	498	411	498	411	502	414	502	413	502	412	507	414	501	409	502	410
2235	MONTE HERMOSO	132	9000	600	420	602	419	607	423	607	422	607	421	619	425	612	420	613	421
2370	TOYOTA	132	FUTURA	3548	2938	3757	3113	4233	3464	4238	3467	3809	3230	3820	3239	4212	3432	4222	3432
2289	MAR DEL PLATA INDUSTRIAL	132	FUTURA	1366	1243	1389	1255	2157	1793	2166	1803	2458	1936	2459	1935	2458	1932	2459	1931
2250	BOLÍVAR	132	FUTURA			742	350	742	349	749	349	754	351	760	352	767	353	767	352
2393	25 DE MAYO DOS	132	FUTURA					1941	1509	1935	1505	1965	1519	2014	1548	2001	1532	2042	1550
2350	3 ARROYOS	132	5000	527	482	527	481	532	485	530	483	532	484	534	484	531	480	531	480
2308	PETRQ.B.BLANCA	132	7500	2710	2843	2800	2927	2865	2983	2883	2996	2899	3006	3306	3318	3285	3294	3283	3296
2290	NORTE II	132	5000	1838	1613	1879	1641	1913	1663	1924	1669	1931	1670	2134	1784	2114	1765	2117	1769
2291	CHAÑARES	132	9000	1813	1440	1851	1459	1882	1475	1891	1480	1897	1480	2074	1558	2057	1543	2060	1548
2295	SUR	132	FUTURA			2279	2006	2323	2034	2335	2041	2345	2044	2609	2187	2590	2169	2591	2173
2354	URB. B.BLANCA	132	5000	2346	2274	2413	2325	2462	2360	2476	2369	2487	2374	2785	2567	2766	2547	2766	2551
2312	CT PIEDRABUENA	132	6250	2186	2024	2244	2063	2286	2092	2299	2099	2308	2103	2565	2254	2547	2235	2548	2240
2322	PUNTA ALTA	132	5700	1676	1410	1711	1430	1739	1447	1747	1451	1753	1452	1918	1537	1900	1521	1903	1525
2382	CNEL ROSALES	132	7000	1443	1133	1467	1145	1488	1156	1495	1159	1498	1159	1617	1213	1601	1200	1605	1204

Notas:

- N/D : Corresponde a EE.TT. que no están disponibles para el escenario correspondiente
- Sin Datos: Son propiedad de terceros, y no se disponen de datos al momento de la confección de esta Guía
- FUTURA: Son EE.TT. previstas en los Planes de Obras propuestos en esta Guía.
- **Potencia Admisible:** La capacidad admisible indicada ante cortocircuitos para un determinado nivel de tensión de una E.T. se corresponde exclusivamente con la de los interruptores, que eventualmente puede ser superior a la de otros equipos de la misma E.T. (cuya capacidad se encuentra en revisión y análisis), por lo que se advierte que para aquellas ampliaciones de capacidad de transporte que pudieran poner en compromiso a la E.T. ante cortocircuitos, los Solicitantes deberán requerir información de mayor complejidad a Transba S.A., para la realización de los estudios detallados necesarios de Etapa 1.

ANEXO 5

Detalle de las Inversiones Necesarias para Minimizar las Restricciones del Transporte

(PT/012 - Ítem 4.b.7)

ANEXO 5

Sección 1: Obras propuestas para minimizar las restricciones del transporte

5. Detalle de las Inversiones Necesarias para Minimizar las Restricciones del Transporte

Tabla 5.1.1 Obras propuestas por Transba S.A. para minimizar las restricciones del transporte

El plan de obras propuestas que se presenta a continuación se corresponde con los estudios de la presente Guía de Referencia. No se incluyen aquellas obras que se encuentran en trámite o ejecución, las cuales se listan en la Sección 5 del Anexo 8.

Ubicación	Equipos involucrados	Fecha de puesta en servicio	Restricciones que elimina	Inversiones necesarias \$	Plazo de obra	Calificación
ET Campana	Instalación de un tercer transformador 500/132 kV – 300 MVA.	Invierno 2017	Descarga los actuales transformadores 500/132 kV de la ET Campana. Evita la necesidad de cortes de demanda ante la salida de alguno de los transformadores de esta ET en horario de alta demanda.	178.589.000	1.5 años	Imprescindible
ET 25 de Mayo Dos	Nueva ET 25 de Mayo 132/33/13.2 kV (1x30/20/30 MVA y obras asociadas en 33 y 13,2 kV) por apertura de la actual línea Saladillo-Bragado (futura 25deMayo-Bragado1).	Verano 2017/18	Permite abastecer la demanda de la localidad de 25 de Mayo directo desde el sistema de 132 kV. Descarga los transformadores 132/66 kV de la ET Bragado.	53.000.000	2 años	Necesaria
EETT Baradero y Villa Lía	Línea de 132 kV de 50 km entre Baradero y Villa Lía. Adecuación ET Baradero y S.L. Villa Lía. Para esta obra debe estar hecha la ampliación de la ET Villa Lía.	Año 2018	Evita graves problemas de tensión y cortes de demanda en caso de hallarse fuera de servicio la línea de 132 kV Ramallo – Ramallo Ind. - San Pedro. Mejora la confiabilidad del suministro en toda la zona Norte.	122.500.000	1.5 años	Imprescindible
ET Villa Lía	Instalación de un segundo transformador 220/132 kV de 150 MVA.	Año 2019	Descarga el transformador actual de la ET Villa Lía y evita restricciones ante la salida de servicio del mismo.	57.500.000	1.5 años	Necesaria

Ubicación	Equipos involucrados	Fecha de puesta en servicio	Restricciones que elimina	Inversiones necesarias \$	Plazo de obra	Calificación
EETT Abasto y Brandsen	Línea doble terna de 132 kV de 24 km entre las EETT Abasto y Brandsen. Nuevo transformador 500/132/13.2 kV de 300 MVA en ET Abasto y equipamiento de 132 kV asociado.	Año 2019	Mejora el perfil de tensiones en la costa norte y disminuye su dependencia al despacho forzado de generación. Reduce la transferencia por el corredor de 132 kV La Plata – Verónica – Chascomús.	370.500.000	2 años	Imprescindible
ET Nueva GBA	Instalación de un transformador 500/138/33 kV de 300/300/70 MVA en la futura ET Nueva GBA. Instalación de todo el equipamiento de 132 kV para conformar un sistema de doble barra en este nivel de tensión.	Año 2019	Permite una vinculación estratégica de la red de Transba S.A. al sistema de 500 kV.	202.900.000	2 años	Necesaria
EETT Nueva GBA y Mercedes	Línea de 132 kV de 55 km de extensión. Salidas de línea en ambas EETT.	Año 2019	Proporciona una importante inyección de potencia sobre el corredor Bragado – Luján, descargando tanto al nodo Bragado, como también al corredor Luján – Catonas.	127.500.000	1.5 años	Necesaria
EETT Mar de Ajó y V. Gesell	Línea de 132 kV entre ambas estaciones de 66 km de extensión. Adecuación de las EETT Villa Gesell y Mar de Ajó.	Año 2019	Mejora el perfil de tensiones de la costa norte aún en condiciones N-1. Reduce el estado de carga del actual corredor entre Villa Gesell y Mar de Ajó. Obra complementaria a la DT Vivotatá – Villa Gesell de 132 kV.	158.500.000	1.5 años	Necesaria
EETT S.A. de Areco, Cardales (futura) y Luján	Línea de 132 kV que vincula las tres estaciones, de 70 km de extensión (acometidas subterráneas a Luján). Adecuación EETT S.A. de Areco y Luján.	Año 2020	En condiciones normales y para estados de demanda pico, descarga el corredor Malvinas - Rodríguez. Incrementa la confiabilidad del suministro y evita sobrecargas en condiciones N-1. Soluciona el abastecimiento de Luján, dependiente del corredor Morón - Luján, que se encuentra saturado.	191.000.000	1.5 años	Imprescindible

Ubicación	Equipos involucrados	Fecha de puesta en servicio	Restricciones que elimina	Inversiones necesarias \$	Plazo de obra	Calificación
EETT Monte y Lobos	Línea de 132 kV de 48 km entre las EETT. SSLL Monte y Lobos.	Año 2020	Ayuda al corredor de 132 kV Olavarría – Chascomús, evitando cortes de demanda ante algunas contingencias. Mejora la confiabilidad de Lobos.	112.500.000	1.5 años	Necesaria
EETT Gral. Villegas y Trenque Lauquen	Línea de 132 kV de 113 km entre las EETT Trenque Lauquen y Gral. Villegas. SSLL en ambas EETT.	Año 2020	Refuerza la red de transporte en 132 kV de la zona Oeste y evita cortes de demanda en caso de estar fuera de servicio la línea de 132 kV Henderson – T. Lauquen.	237.500.000	1.5 años	Necesaria
EETT Cnel. Suárez y Cnel. Pringles	Línea de 132 kV de 95 km entre las EETT Cnel. Suárez y Cnel. Pringles. SSLL en ambas EETT.	Año 2020	Evita problemas de tensión y cortes de demanda en estados de carga pico, en caso de hallarse fuera de servicio las líneas de 132 kV B. Blanca - Pigüé, Cnel. Suárez - Henderson y Olavarría - Henderson.	209.500.000	1.5 años	Necesaria
ET Bahía Blanca	Instalación de un tercer autotransformador 500/132 kV – 300 MVA.	Año 2020	Evita la realización de cortes de demanda en caso de hallarse fuera de servicio uno de los actuales autotransformadores de 500/132 kV.	161.100.000	1.5 años	Imprescindible
EETT Nueva GBA y Lobos	Línea de 132 kV entre las EETT Nueva GBA y Lobos, de 55 km de extensión. SSLL en ambas EETT.	Año 2022	Asumiendo que ya se encuentre en servicio la ET Lobos 132/33/13.2 kV y su vinculación en 132 kV a monte, esta nueva línea Nueva GBA – Lobos completa un corredor de 132 kV que aporta desde un nodo fuerte hacia el corredor Olavarría – Chascomús.	128.500.000	1.5 años	Necesaria
EETT SA de Giles y Mercedes Dos	Línea de 132 kV de 24 km de extensión entre las EETT San Andrés de Giles y Mercedes Dos.	Año 2022	Incrementa la confiabilidad del corredor Bragado – Luján.	67.500.000	1.5 años	Necesaria

Ubicación	Equipos involucrados	Fecha de puesta en servicio	Restricciones que elimina	Inversiones necesarias \$	Plazo de obra	Calificación
EETT Coronel Charlone y Lincoln	Línea de 132 kV entres las EETT Coronel Charlone y Lincoln de 171 km.	Año 2022	A partir de la entrada en servicio de la ET Coronel Charlone, la línea C. Charlone – Lincoln otorga otro punto de abastecimiento para el área Centro, mejorando el perfil de tensión y confiabilidad de la misma.	349.000.000	1.5 años	Necesaria

Observación:

- Los montos de las inversiones y los plazos de obra son estimativos y sujetos a revisión.
 - El plan de obras propuestas se corresponde con las hipótesis de estudios de la presente Guía de Referencia.
- (*) – La obra resulta necesaria antes pero por razones de plazo de obra y tiempos de tramitación la fecha de puesta en servicio de la misma se estima no podría ser anterior a la indicada.
- (**) – La obra resulta imprescindible en el año propuesto aunque es necesaria con anterioridad al mismo.

Tabla 5.1.2 Líneas con equipos asociados limitantes

Ubicación	Línea	Equipos involucrados	Nivel de tensión	Restricciones que elimina	Inversión necesaria \$	Plazo de obra	Calificación
ET Arrecifes	Arrecifes – C. Sarmiento (6CTAS1)	TI	66 kV	Limitación térmica impuesta por el equipo propuesto.	*	8 meses	Imprescindible
ET Rojas	Pergamino – Rojas (1PORF1)	TI	132 kV	Limitación térmica impuesta por el equipo propuesto.	*	8 meses	Imprescindible
ET Rojas	Junín – Rojas (1JURF1)	TI	132 kV	Limitación térmica impuesta por el equipo propuesto.	*	8 meses	Imprescindible
ET Mercedes	Luján – Mercedes (1LJMD1)	TI	132 kV	Limitación térmica impuesta por el equipo propuesto.	*	8 meses	Imprescindible
ET Azul	Azul – Cacharí (1AZCC1)	TI	132 kV	Limitación térmica impuesta por el equipo propuesto.	*	8 meses	Imprescindible
ET Las Flores	Cacharí – Las Flores (1CCLF1)	TI	132 kV	Limitación térmica impuesta por el equipo propuesto.	*	8 meses	Imprescindible
ET Chascomús	Chascomús – Verónica (1CUVR1)	TI	132 kV	Limitación térmica impuesta por el equipo propuesto.	*	8 meses	Imprescindible
ET Las Armas	Las Armas – Tandil (1LMTD1)	TI	132 kV	Limitación térmica impuesta por el equipo propuesto.	*	8 meses	Imprescindible
ET Balcarce	Balcarce – Mar del Plata (1BLMP1)	TI	132 kV	Limitación térmica impuesta por el equipo propuesto.	*	8 meses	Imprescindible
ET Mar del Plata	Balcarce – Mar del Plata (1BLMP1)	TI – BOP	132 kV	Limitación térmica impuesta por el equipo propuesto.	*	8 meses	Imprescindible
ET Miramar	Mar del Plata – Miramar (1MPMR1)	TI	132 kV	Limitación térmica impuesta por el equipo propuesto.	*	8 meses	Imprescindible
ET Mar del Plata	Mar del Plata – Miramar (1MPMR1)	TI	132 kV	Limitación térmica impuesta por el equipo propuesto.	*	8 meses	Imprescindible

* Ver documento *Nota DIR N°0940.13.pdf* provisto en la ruta *\Archivos\Docu* de esta Guía de Referencia.

Tabla 5.1.3 Estaciones con capacidad de transformación en estado crítico para condición N

ET	Transformador	Observaciones	Acciones corto/mediano plazo	Usuarios
ARRECIFES	T1AS 66/13.8 kV 10/10 MVA T4AS 66/13.8 kV 7.5/7.5 MVA	Requiere el despacho de grupos de EDEN, transferencias de demanda y, para muy altas demandas, restricciones.	Nueva ET Arrecifes 132 kV y obras de 132 kV asociadas: LLAATT Nueva Areco – Cap. Sarmiento – Arrecifes y EETT Nueva Areco, C. Sarmiento. Obras licitadas por FREBA.	EDEN
BALCARCE	T1BL 132/34.5/13.8 kV 15/10/15 MVA T2BL 132/34.5/13.8 kV 30/30/20 MVA	Requiere que se terminen de instalar grupos UGEM (18 MW); de lo contrario, restricciones.	Obra a gestionar de reemplazo del T1BL por uno de 30 MVA no prevista en planes vigentes.	EDEA
BRAGADO	T3BG 132/66/13.2 kV 20/20/10 MVA T4BG 132/69/13.8 kV 20/20/10 MVA	Requiere despacho de generación distribuida, e instalación de nueva generación; de no estarlo, restricciones.	Nueva ET Pehuajó 132/66 kV y línea de 132 kV Henderson – Pehuajó. Obra en marcha, Plan Federal II.	COOP. M. MORENO / EDEN
CAMPANA 132	T1CM 132/34.5/13.8 kV 30/20/30 MVA T2CM 132/34.5/13.8 kV 30/20/30 MVA	Requiere transferencias a Campana 3; de lo contrario, restricciones.	Obras a gestionar de ET Cardales y/o Campana Puerto	EDEN/ESSO
CHACABUCO	T1CB132/34.5/13.8 kV 15/10/15 MVA T2CB 132/34.5/13.8 kV 15/10/15 MVA	Para muy altas demandas requiere restricciones.	Instalación de un segundo transformador en la ET Chacabuco Industrial. Solicitud presentada por la Cooperativa Eléctrica de Chacabuco Ltda. Res. ENRE N° 114/12.	COOP. CHACABUCO

ET	Transformador	Observaciones	Acciones corto/mediano plazo	Usuarios
CHACABUCO INDUSTRIAL	T1CD 132/34.5/13.8 kV 15/10/15 MVA	Para muy altas demandas requiere restricciones.	Instalación de un segundo transformador en la ET Chacabuco Industrial.	COOP. CHACABUCO
CAPITÁN SARMIENTO	T1CT 66/34.5/13.8 kV 10/5/10 MVA T2CT 66/34.5/13.8 kV 10/5/10 MVA	Para muy altas demandas requiere restricciones.	Obra en ejecución de la línea de 33 kV Carmen de Areco – San A. de Areco y las obras a gestionar licitadas por FREBA de la ET C. Sarmiento 132 y líneas asociadas.	EDEN
GONZÁLEZ CHÁVES	T1GC 132/34.5/13.2 kV 10/10/3.3 MVA T2GC 33/13.8 kV 5/5 MVA	Para muy altas demandas requiere restricciones.	Obra en gestión de un tercer transformador T3GC de 15 MVA	EDEA
HENDERSON	T5HE 132/34.5/13.8 kV 15/10/15 MVA T6HE 132/34.5/13.8 kV 20/20/6.6 MVA	Requiere redistribución de demandas entre alimentadores y la instalación de nueva generación; de lo contrario, restricciones.	Reemplazo de los transformadores T5HE y T6HE por máquinas de 30 MVA; sin solicitud. Nueva ET Bolívar 132 kV, seccionando la línea Henderson – Olavarría; solicitud presentada.	EDEN
IMSA	T1IM 132/34.5/13.8 kV 15/10/15 MVA	Requiere la disponibilidad de generación de la Planta Nidera y la instalación de nueva generación; de lo contrario, restricciones.	Obra a gestionar de un segundo transformador de 15 MVA.	EDEN / NIDERA
LINCOLN	T1LI 132/34.5/13.8 kV 15/10/15 MVA T2LI 132/34.5/13.8 kV 15/10/15 MVA	Para muy altas demandas se prevé saturación.	Obras a gestionar por EDEN de reemplazo de ambos transformadores por 30 MVA.	EDEN

ET	Transformador	Observaciones	Acciones corto/mediano plazo	Usuarios
LAS TONINAS	T1LO 132/34.5/13.8 kV 30/30/20 MVA	Requiere transferencias o la instalación de generación.	Obra a gestionar de cambio del transformador de Mar de Ajó T2MJ por uno de 30 MVA y de un segundo transformador en Las Toninas.	EDEA
LAS PALMAS	T1LS 132/34,5/13,8 kV 30/30/20 MVA	Requiere transferencias y posibles restricciones.	Obra a gestionar de la instalación de un segundo transformador de 30 MVA.	COOP. ZÁRATE
MERCEDES	T1MD 132/34.5/13.8 kV 30/20/30 MVA T2MD 132/34.5/13.8 kV 30/20/30 MVA	Para muy altas demandas requiere transferencias y posibles restricciones.	Obra a gestionar de la nueva ET Mercedes Dos.	EDEN
MONTE	T1ME 132/34.5/13.8 kV 15/5/10 MVA T2ME 132/34.5/13.8 kV 15/10/15 MVA	Con la instalación de capacitores por 2,25 MVar que hizo la Cooperativa y transferencias en tiempo real se evitaría la saturación.	Obra en gestión del reemplazo de ambos transformadores por máquinas de 30 MVA.	COOP. MONTE/ EDEA
LUJÁN	T1LJ 132/34.5/13.8 kV 30/20/30 MVA T2LJ 132/34.5/13.8 kV 30/20/30 MVA	Requiere la instalación de nueva generación; de lo contrario, restricciones.	Obra adjudicada de cambio de ambos transformadores por módulos de 40 MVA. Uno de ellos, en servicio. Segundo reemplazo, en ejecución.	EDEN / COOP. LUJÁN
MAR DE AJÓ	T1MJ 132/34,5/13,8 kV 30/10/30 MVA	Requiere el despacho de grupos de la Cooperativa; de lo contrario restricciones.	Obra a gestionar del reemplazo del T2MJ de 15 MVA por uno de 30 MVA.	CESOP LTDA SAN BERNARDO/ EDEA

ET	Transformador	Observaciones	Acciones corto/mediano plazo	Usuarios
9 DE JULIO	T1NJ 66/13.8 kV 10/10 MVA T2NJ 66/13.8 kV 10/10 MVA	Requiere el despacho de grupos de la Cooperativa y, para muy altas demandas, restricciones.	Nueva ET 9 de Julio 132 kV y línea de 132 kV 9 de Julio-Bragado. Obra licitada por FREBA.	COOP. M. MORENO
SAN PEDRO	T1SH 132/34.5/13.8 kV 15/10/15 MVA T2SH 132/34.5/13.8 kV 15/15/10 MVA	Para muy altas demandas requiere transferencias y, en su defecto, restricciones.	No hay obras previstas que solucionen las restricciones. Se propone en esta Guía el reemplazo de uno de los transformadores por un módulo de 30 MVA.	COOP. SAN PEDRO/ EDEN
PAPEL PRENSA	T1PS 132/34.5/13.8 kV 15/15/5 MVA	Para muy altas demandas requiere transferencias y, en su defecto, restricciones.	No hay obras previstas que solucionen las restricciones. Se propone en esta Guía el reemplazo del transformador de San Pedro que, asociado a las transferencias de carga, resolvería el problema.	COOP. SAN PEDRO
TORNQUIST	T1TO 132/34.5/13.8 kV 15/10/15 MVA	Para muy altas demandas requiere transferencias y, en su defecto, restricciones.	Reemplazo del T1TO de 15 MVA por otro de 30 MVA. Sin Trámite.	EDES / PAPELERA DEL SUR
VILLA GESELL	T1VG 132/34.5/13.8 kV 30/20/30 MVA T2VG 132/34.5/13.8 kV 15/10/15 MVA	Requiere la instalación de grupos; de lo contrario, restricciones.	Obra a gestionar de cambio del transformador T2VG por uno de 30 MVA.	COOP. V. GESELL/ EDEA
QUEQUÉN	T1QU 132/34.5/13.8 kV 15/10/15 MVA	Para muy altas demandas, requiere transferencias y, en su defecto, restricciones.	Instalación de un segundo transformador de 15 MVA.	COOP. NECOCHEA

ANEXO 5

Sección 2: Detalle de las ampliaciones requeridas por la Resolución S.E. 208/98

5.2 Detalle de las ampliaciones requeridas por la Resolución S.E. 208/98

5.2.1 Introducción

De acuerdo con el Artículo 1 de la Resolución de la Secretaría de Energía N° 208, de fecha 27 de mayo de 1998 (entró en vigencia el 26/6/98), las empresas titulares de concesiones de transporte deben incluir en sus Guías de Referencia todas aquellas obras de mejora adicional de la calidad, mejora de la seguridad y especiales de capacidad que consideren que el Sistema Argentino De Interconexión (SADI) requiera, teniendo presente para ello las definiciones incluidas en el Anexo VII de la misma (Anexo 34 de Los Procedimientos).

Tales definiciones se transcriben a continuación:

5.2.1.1 Ampliaciones Especiales de Capacidad de Transporte

Se consideran ampliaciones especiales de capacidad de transporte aquellas que, sirviendo a ese fin no pueden ser asociadas directamente, por sus características, a una determinada línea o Estación Transformadora. En este aspecto se entiende como tales taxativamente a:

- Desconexión Automática de Generación y Conexión/Desconexión Automática de Compensación
- Estabilizadores de Potencia
- Resistores de frenado
- Desconexión Automática de Cargas, cuando ésta se instale a fin de servir al incremento de la capacidad de transporte de un vínculo de transporte
- Equipos de supervisión de Oscilaciones
- Equipamientos de Potencia Reactiva para compensación de sistemas de transporte
- Equipamientos y protecciones asociadas que se deban modificar o reemplazar ante la superación de la Potencia de Cortocircuito de los primeros

5.2.1.2 Ampliaciones del Sistema de Transporte para Mejora Adicional de la Calidad

Se definen como Ampliaciones para la Mejora Adicional de la Calidad a aquellas Ampliaciones del Sistema Argentino De Interconexión (SADI) que, dispuestas en áreas de influencia asignadas a generación, tienen por objetivo la disminución del nivel de cortes resultante de fallas tanto típicas como atípicas de alta probabilidad de ocurrencia, en el abastecimiento a una demanda o a conjunto de demandas desde dicho Sistema.

5.2.1.3 Ampliaciones para Mejora de la Seguridad

Se definen como Ampliaciones para Mejora de la Seguridad a aquellas ampliaciones del Sistema Argentino De Interconexión (SADI) que permiten reducir el riesgo o los efectos de colapso total o parcial del sistema debido a fallas atípicas de baja probabilidad de ocurrencia.

Actualmente se consideran incluidas en la presente categoría exclusivamente a las ampliaciones comprendidas por:

- Instalaciones de Arranque en Negro en Generación existente
- Sistemas de Formación de Islas

5.2.2 Ampliaciones que se encuadrarían en las definidas por la Res. S.E. 208/98

Para el sistema de Transba S.A., del análisis de las ampliaciones propuestas en la Sección 1 del Anexo 5 y de los estudios presentados en el Anexo 7, no se observan necesidades de inversión en equipamiento que puedan encuadrar como “Ampliaciones Especiales de Capacidad de Transporte”.

ANEXO 6

Esquemas Geográficos y Unifilares

(PT/012 - Ítem 4.b.8)

ANEXO 6

Sección 1: Descripción de la Red

DESCRIPCIÓN DE LA RED

TRANSBA S.A., Transporte de Energía Eléctrica de Buenos Aires Sociedad Anónima, tiene a su cargo la operación y el mantenimiento de la red de 132 kV de la provincia de Buenos Aires, con excepción de las instalaciones ubicadas dentro de la jurisdicción de EDENOR S.A., EDESUR S.A. y EDELAP S.A. Adicionalmente, opera y mantiene las Estaciones Transformadoras de 500 kV Olavarría, Bahía Blanca y Campana, en carácter de Transportista Independiente de TRANSENER S.A. (TIBA), y algunas instalaciones de 66 kV.

Un resumen de las instalaciones que la componen es el siguiente:

- **6.158 km de líneas**

- 398 km de 66 kV
 - 5.583 km de 132 kV
 - 177 km de 220 kV

- **92 Estaciones Transformadoras**

- 3 Estaciones Transformadoras de 500 kV (TIBA)
 - 3 Estaciones Transformadoras de 220 kV
 - 81 Estaciones Transformadoras de 132 kV
 - 5 Estaciones Transformadoras de 66 kV

- **5.550 MVA de Transformación**

- 1.800 MVA de Transformación en 500 kV (TIBA)
 - 3.750 MVA de Transformación en 220, 132, 66 y 33 kV

- **593 Conexiones**

- 334 Conexiones en 13,2 kV
 - 194 Conexiones en 33 kV
 - 5 Conexiones en 66 kV
 - 57 Conexiones en 132 kV (22 de TIBA)
 - 1 Conexión en 220 kV
 - 2 Conexiones en 500 kV (TIBA)

Se vincula con TRANSENER S.A. en los siguientes puntos

- Olavarría 500 kV
- Bahía Blanca 500 kV
- Campana 500 kV
- Ramallo 220 kV
- Atucha 132 kV
- Henderson 220 kV
- Villa Lía 220 kV

Vinculadas a los niveles de tensión de 132 kV e inferiores de las Estaciones Transformadoras, utilizan la red de Transba S.A. las siguientes empresas Distribuidoras:

- Empresa Distribuidora de Energía Atlántica S.A. - EDEA S.A.
- Empresa Distribuidora de Energía Norte S.A. - EDEN S.A.
- Empresa Distribuidora de Energía Sur S.A. - EDES S.A.
- Cooperativa Eléctrica y de Servicios Públicos Lujanense Ltda.
- Cooperativa de Electricidad, Obras, Crédito, Viviendas y Servicios Públicos de Las Flores Ltda.
- Cooperativa Eléctrica Servicios Anexos de Vivienda y Crédito de Pergamino Ltda.
- Cooperativa de Provisión de Electricidad y otros Servicios Públicos de Crédito y Vivienda de Coronel Dorrego Ltda.
- Cooperativa Eléctrica de Azul Ltda.
- Cooperativa de Provisión de Servicios Eléctricos Públicos y Sociales de San Pedro Ltda.
- Cooperativa Ltda. de Consumo de Electricidad y Servicios Anexos de Olavarría
- Cooperativa Eléctrica y de Servicios Mariano Moreno Ltda.
- Cooperativa Eléctrica Limitada de Coronel Pringles
- Cooperativa de Electricidad y de Servicios Anexos Ltda. de Zarate – en ET Zárate y en ET Protisa.
- Cooperativa Eléctrica de Chacabuco Ltda.
- Cooperativa Ltda. de Provisión de Servicios Eléctricos, Obras y Servicios Públicos, Asistenciales y Crédito, Vivienda y Consumo de Trenque Lauquen
- Cooperativa de Provisión de Electricidad, Obras y Servicios Públicos, Crédito y Vivienda Limitada de San Antonio de Areco
- Cooperativa de Obras, Servicios Públicos y Servicios Sociales Limitada de Tres Arroyos
- Cooperativa de Luz y Fuerza Eléctrica de Rojas Ltda.
- Usina Popular y Municipal de Tandil S.E.M.
- Cooperativa Eléctrica, Crédito, Vivienda y Otros Servicios Públicos de Villa Gesell Ltda.
- Cooperativa de Provisión de Servicio Eléctrico y Otros Servicios Públicos de Pigué Ltda.
- Cooperativa Eléctrica de Necochea - en ET Necochea y en ET Quequén
- Cooperativa de Servicios Públicos de Barker Ltda.
- Cooperativa Eléctrica de Salto Ltda.
- Cooperativa Eléctrica de Punta Alta - en ET Punta Alta y en ET Coronel Rosales
- Cooperativa Eléctrica de Monte Ltda.
- Cooperativa Eléctrica, de Consumo y Otros Servicios de Saladillo Ltda.
- Cooperativa de Electricidad, Servicios y Obras Públicas de San Bernardo Limitada en la ET Mar de Ajó.
- Cooperativa de Provisión de Servicios Públicos del Partido de Ramallo Limitada en la ET Ramallo Industrial.
- Cooperativa de Provisión de Servicios Eléctricos, Sociales, Vivienda y Crédito de Colón Ltda.

Otras empresas vinculadas con Transba S.A.:

- EDENOR S.A.:
 - en Matheu 132 kV
 - en Morón 132 kV
 - en Catonas 132 kV
 - en Malvinas 132 kV
 - en Luján 66 kV
- EPESF (Empresa Provincial de Energía de Santa Fe):
 - en San Nicolás 132 kV
- APELP (Empresa Provincial de Energía de La Pampa):
 - en Pigué 132 kV
 - en Trenque Lauquen 132 kV
- ERSA S.A. (Empresa de Energía de Río Negro S.A.):
 - en Patagones 132 kV
- EDELAP S.A.
 - en Verónica 132 kV

Están conectados en forma directa a la red de Transba S.A los siguientes agentes del MEM:

- PBBPOLISUR S.A. - en ET Petroquímica
- CARGILL S.A. - Pta. Bahía Blanca - en ET Petroquímica
- INDUPA S.A. - Ptas. CVM y PVC - en ET Petroquímica
- AIR LIQUIDE ARGENTINA S.A. - Pta. Bahía Blanca - en ET Petroquímica
- PROFERTIL S.A. - en ET Petroquímica
- ESSO SAPA - Pta. Campana - en ET Campana 132 kV
- SIDERAR - Pta. Ind. San Nicolás - en ET San Nicolás y ET Siderar
- PAPEL PRENSA - en ET Papel Prensa
- CEMENTOS AVELLANEDA S.A. - Olavarría - en ET Calera Avellaneda
- NIDERA SAFORCADA - Junín - en ET Imsa
- INTERPACK S.A. - Papelera del Sur - en ET Tornquist
- DAK AMERICAS ARG. - Pta. Zarate - en ET Eastman
- COMPAÑÍA MEGA S.A. - en ET Petroquímica
- PRAXAIR ARGENTINA S.A. en ET Praxair
- SIDERCA S.A. en ET Siderca
- JUAN MINETTI S.A. en ET Corcemar
- LOMA NEGRA C.I.A.S.A. en ET La Pampita y ET Loma Negra.
- YPF S.A. en EETT Indio Rico, Chillar, Newton y Rauch
- BUNGE ARGENTINA en ET Ramallo Industrial y en ET Campana 500.

Están en el área de cobertura de la red de Transba S.A. los siguientes generadores:

- Central Termoeléctrica Luis Piedrabuena S.A.:
2 TV de 310 MW
- Solalban:
2 TG-CC de 60 MW

Centrales de la Costa S.A.:

- Central Necochea:
2 TV de 33 MW
2 TV de 70 MW
- Central Mar del Plata:
2 TV de 30 MW
2 TG de 25 MW
3 TG de 15 MW
1 TG de 22 MW
- Central Villa Gesell:
3 TG de 15 MW
1 TG de 80 MW
- Central Turbogás Mar de Ajó:
2 TG de 15 MW

C. T. San Nicolás:

- Central Térmica San Nicolás
4 TV de 75 MW
1 TG de 25 MW

ENARSA:

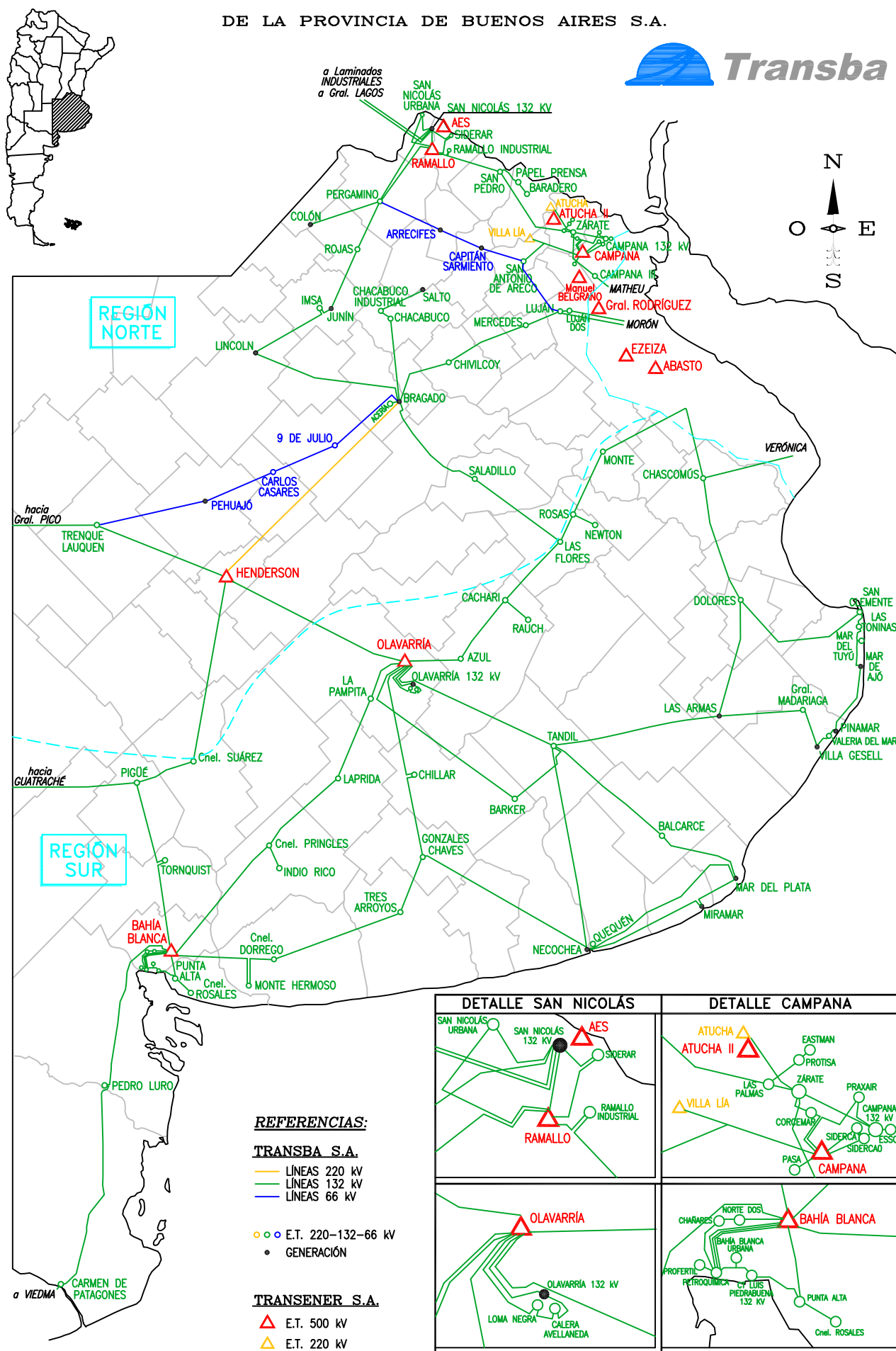
- Central Pinamar:
2 TG de 5 MW
2 TG de 5.5 MW
- Central Junín:
16 unidades Diesel de 1.4 MW
- Central Pehuajó:
16 unidades Diesel de 1.4 MW
- Central Las Armas:
2 TG de 5.5 MW
1 TG de 23.8 MW
- Central Olavarría:
2 TG de 25 MW
2 TG de 19,4 MW
- Central Bragado:
2 TG de 25 MW
- Central Salto:
22,5 MW – Unidades Diesel
- Central Colón:
14,6 MW – Unidades Diesel
- Central Lincoln:
15 MW – Unidades Diesel
- Central Arrecifes:
20 MW – Unidades Diesel

- Central Capitán Sarmiento:
5 MW – Unidades Diesel
- Central Miramar:
20 MW – Unidades Diesel

En el esquema geográfico que se presenta a continuación (plano: “7-0-018”) puede verse la red de Transba S.A. y su vinculación con el SADI, con las empresas distribuidoras y la ubicación de los generadores. También se muestra la división de la red en dos regionales encargadas de la Operación y Mantenimiento: Norte y Sur.

Se hace notar que, para facilitar la presentación y el seguimiento de los estudios de la Guía, se subdivide, a su vez, a la Región Norte en las Zonas Norte y Centro, y a la Región Sur, en las zonas Atlántica y Sur.

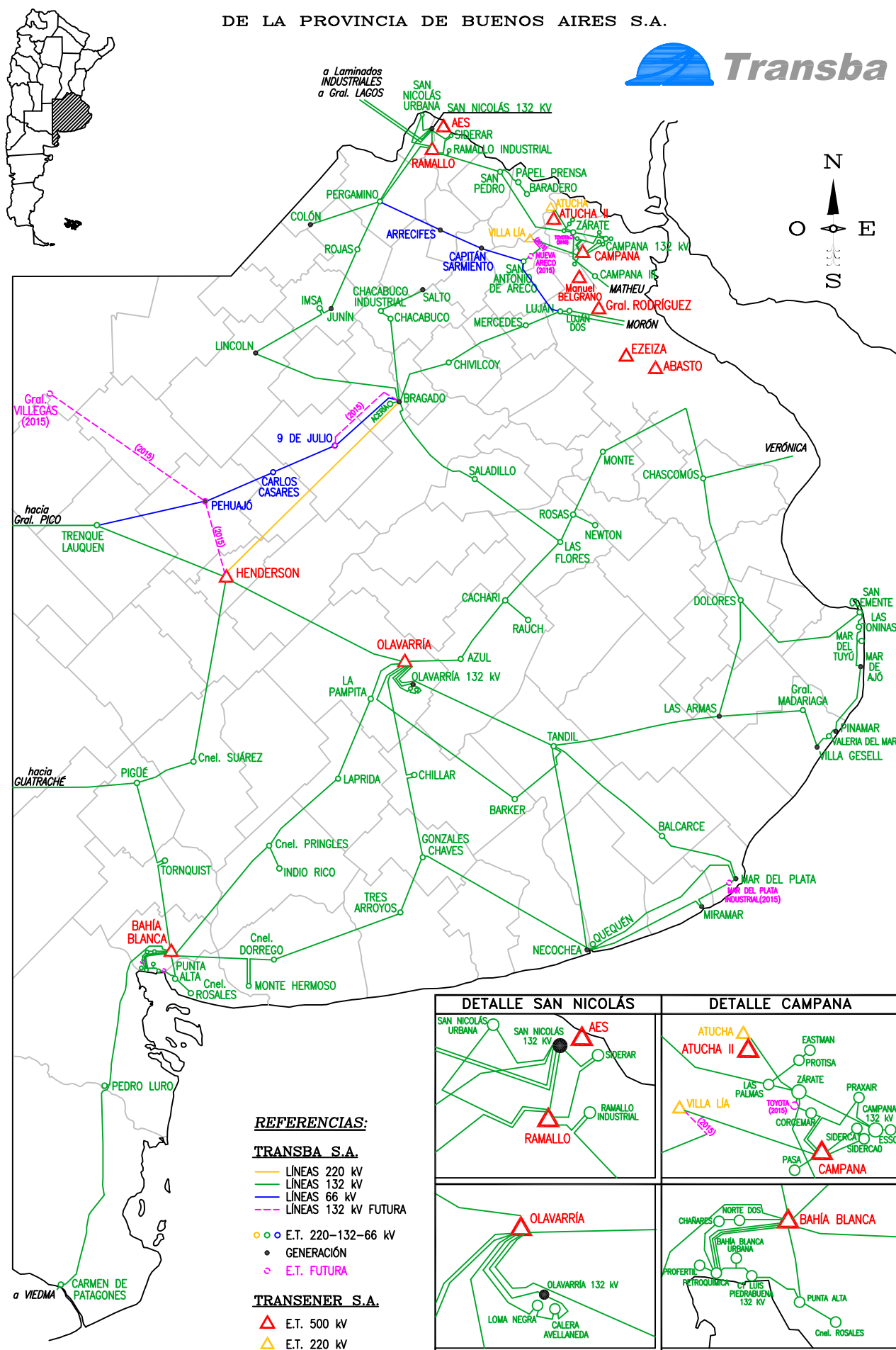
EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL
DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES S.A.



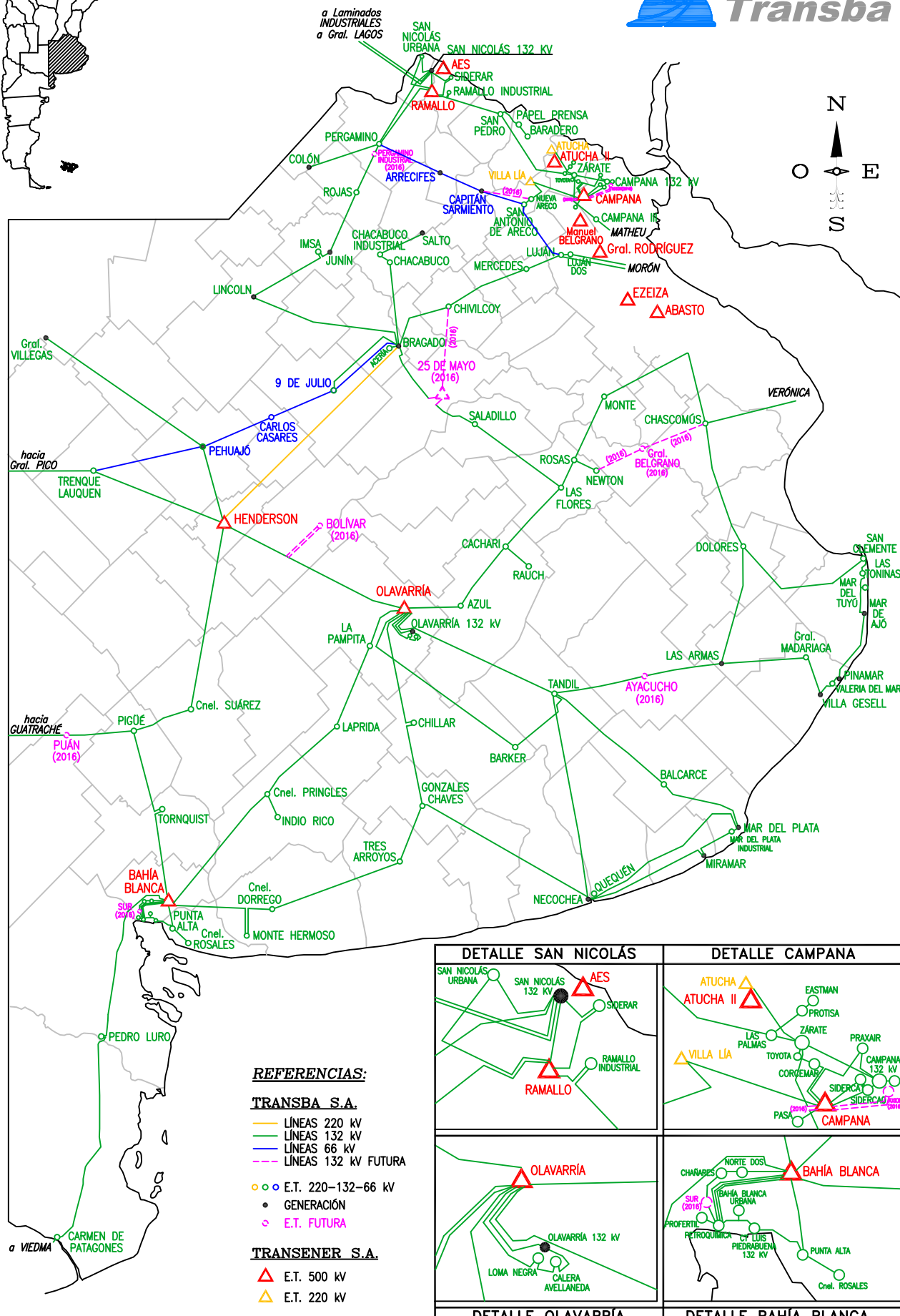
ANEXO 6

Sección 2: Esquemas geográficos de expansión de la Red

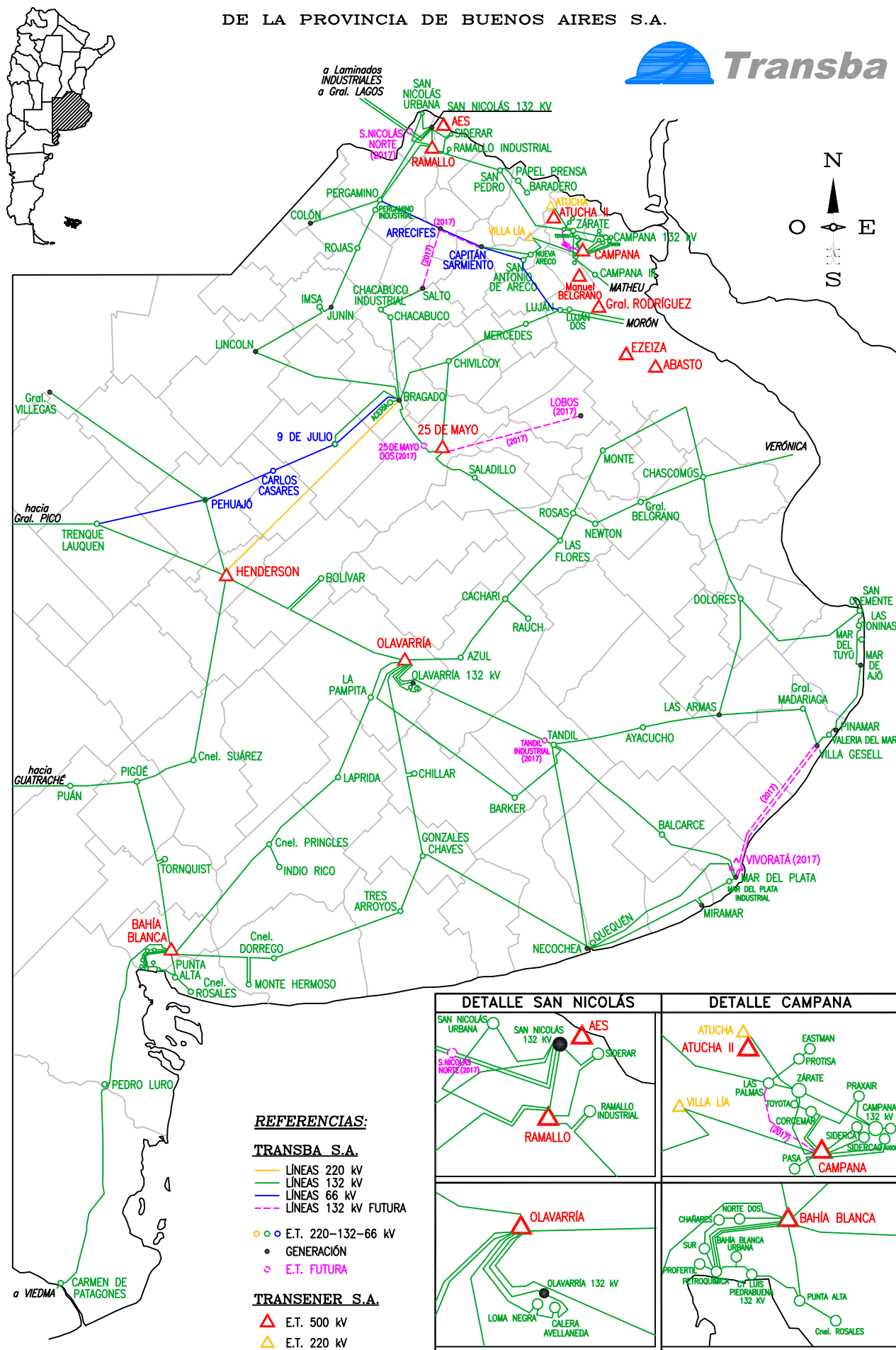
EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL
DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES S.A.



EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL
DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES S.A.



EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL
DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES S.A.



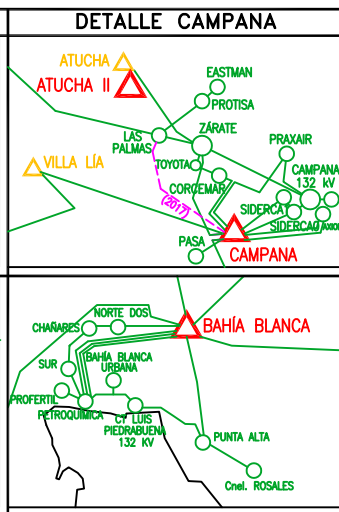
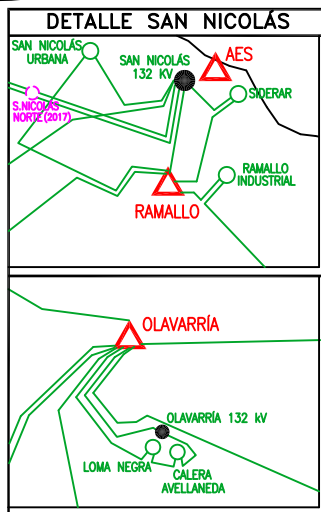
REFERENCIAS:

TRANSBA S.A.

- LÍNEAS 220 kV
- LÍNEAS 132 kV
- LÍNEAS 66 kV
- - - LÍNEAS 132 kV FUTURA
- E.T. 220-132-66 kV
- GENERACIÓN
- E.T. FUTURA

TRANSENER S.A.

- ▲ E.T. 500 kV
- ▲ E.T. 220 kV



DETALLE OLAVARRÍA

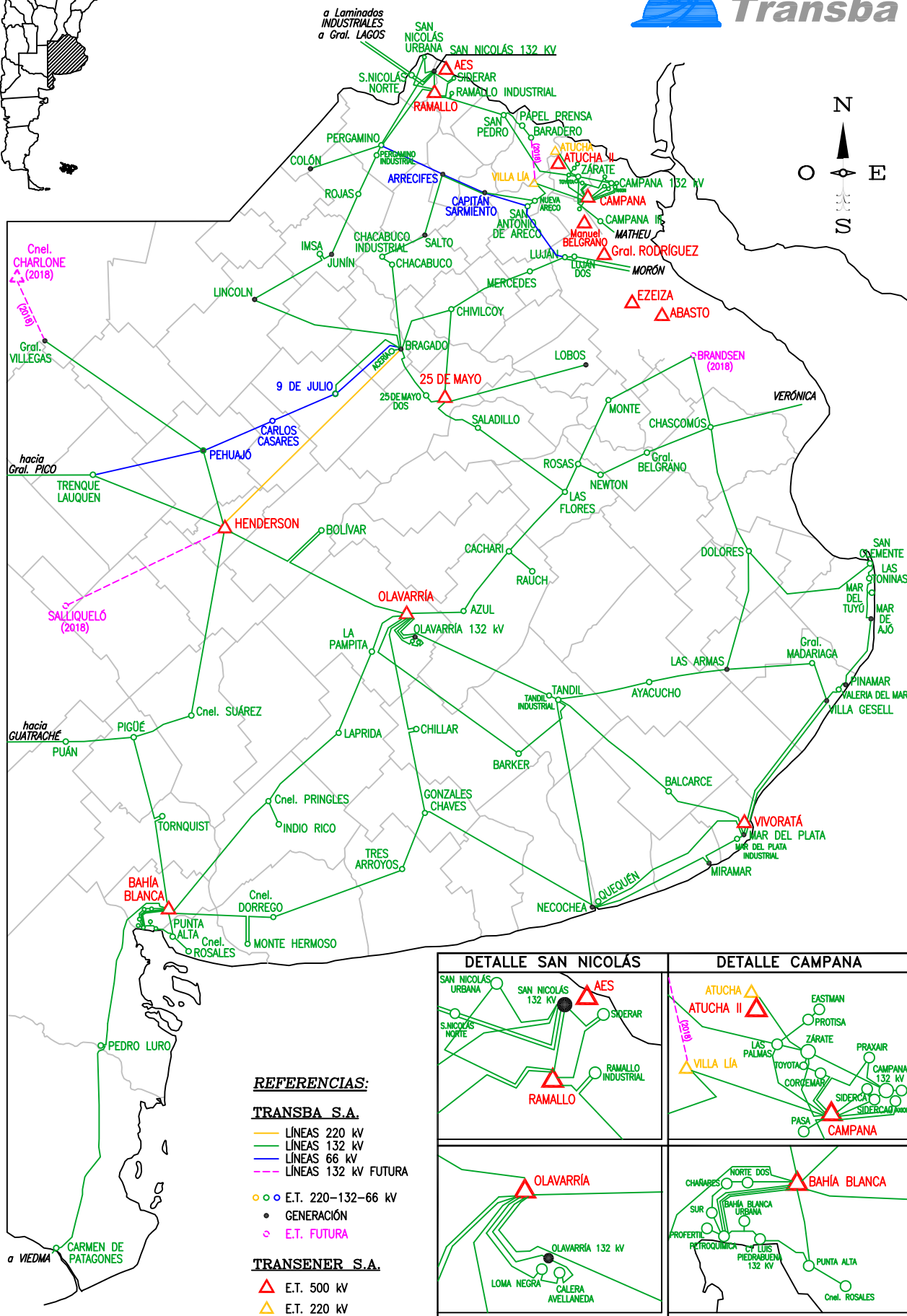
DETALLE BAHÍA BLANCA

ESQUEMA GEOGRAFICO TRANSBA - OBRAS 2017

Guía TRANSBA 2015-2022

Fecha de revisión: 9 DICIEMBRE 2014

EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL
DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES S.A.



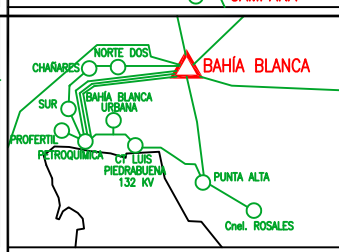
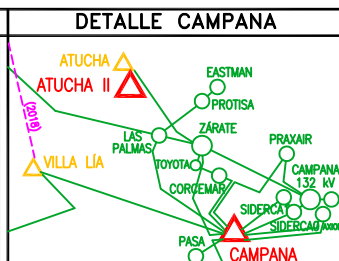
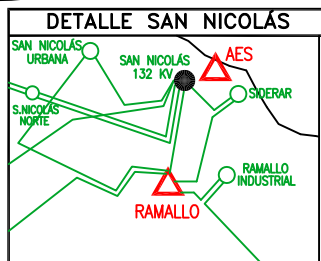
REFERENCIAS:

TRANSBA S.A.

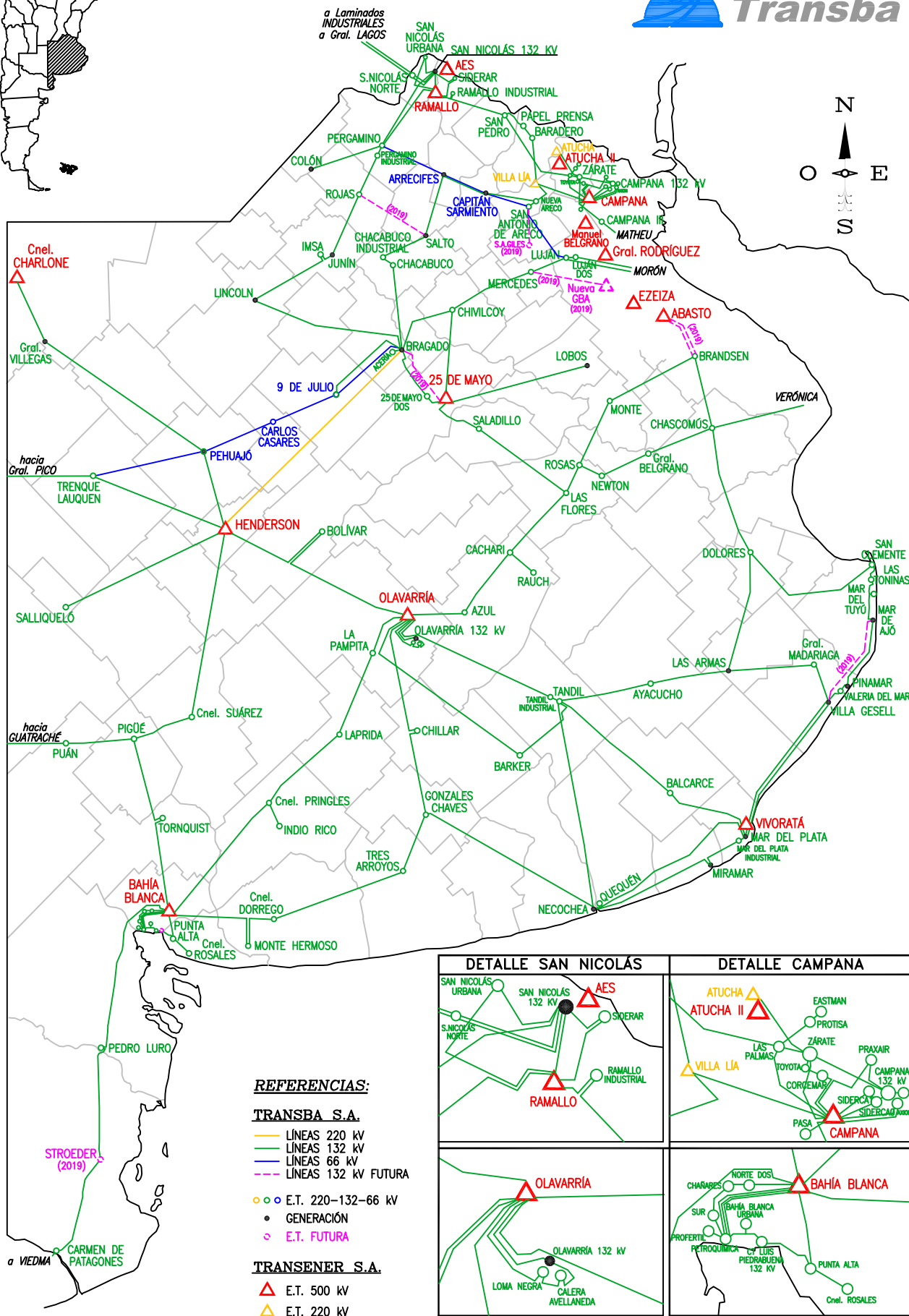
- LÍNEAS 220 kV
- LÍNEAS 132 kV
- LÍNEAS 66 kV
- - - LÍNEAS 132 kV FUTURA
- E.T. 220-132-66 kV
- GENERACIÓN
- E.T. FUTURA

TRANSENER S.A.

- ▲ E.T. 500 kV
- ▲ E.T. 220 kV



EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL
DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES S.A.



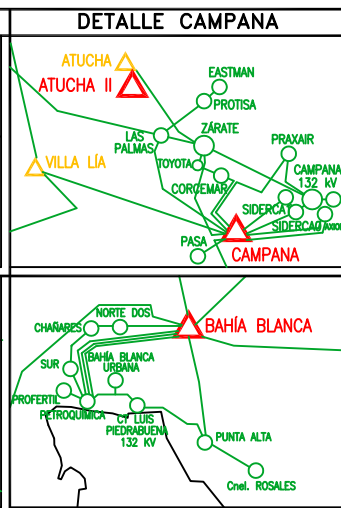
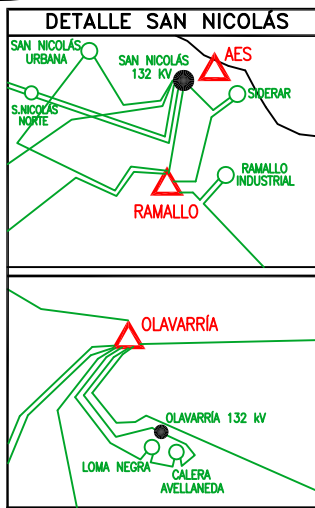
REFERENCIAS:

TRANSBA S.A.

- LÍNEAS 220 kV
- LÍNEAS 132 kV
- LÍNEAS 66 kV
- - - LÍNEAS 132 kV FUTURA
- E.T. 220-132-66 kV
- GENERACIÓN
- E.T. FUTURA

TRANSENER S.A.

- ▲ E.T. 500 kV
- ▲ E.T. 220 kV



DETALLE OLAVARRÍA

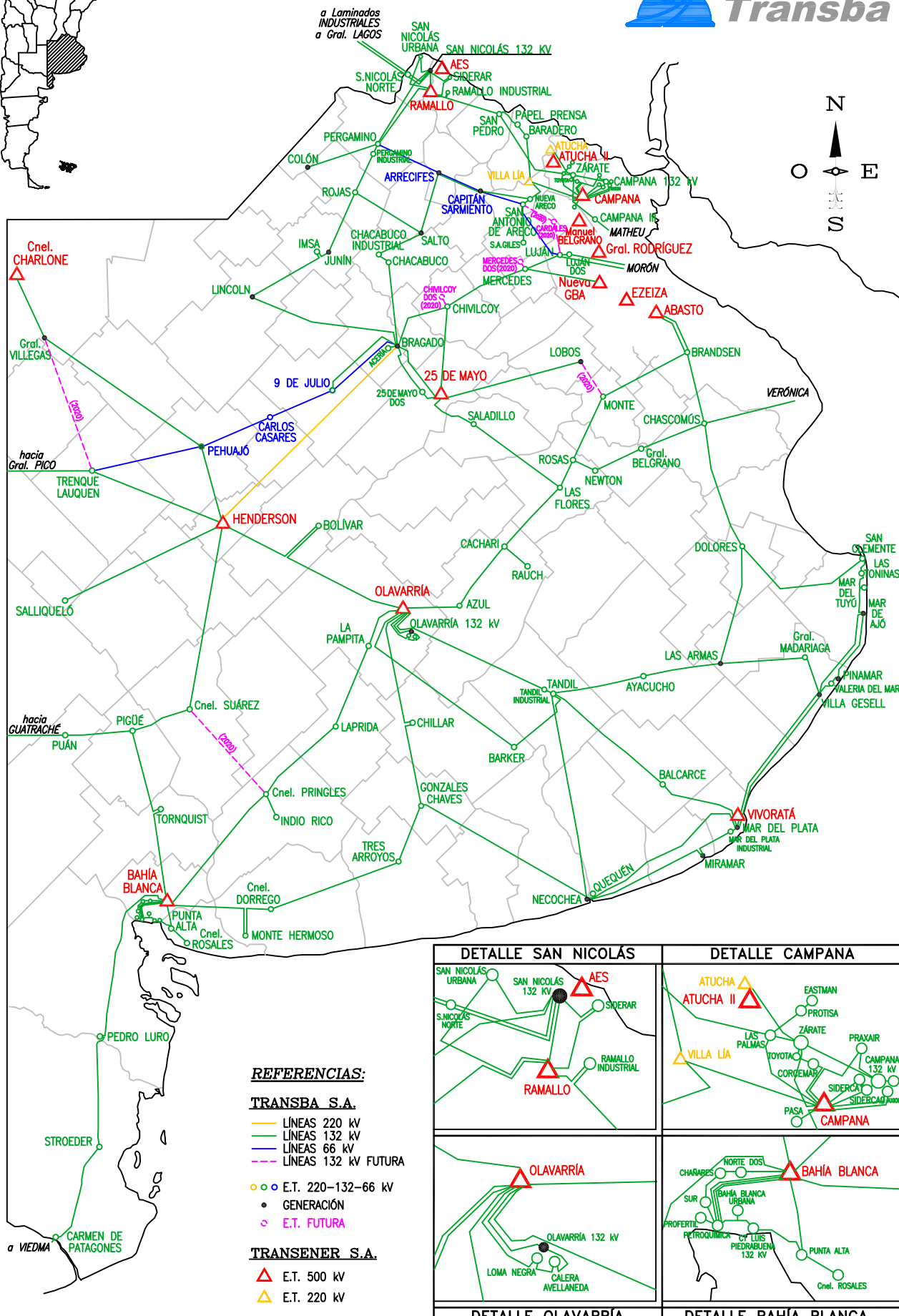
DETALLE BAHÍA BLANCA

ESQUEMA GEOGRAFICO TRANSBA - OBRAS 2019

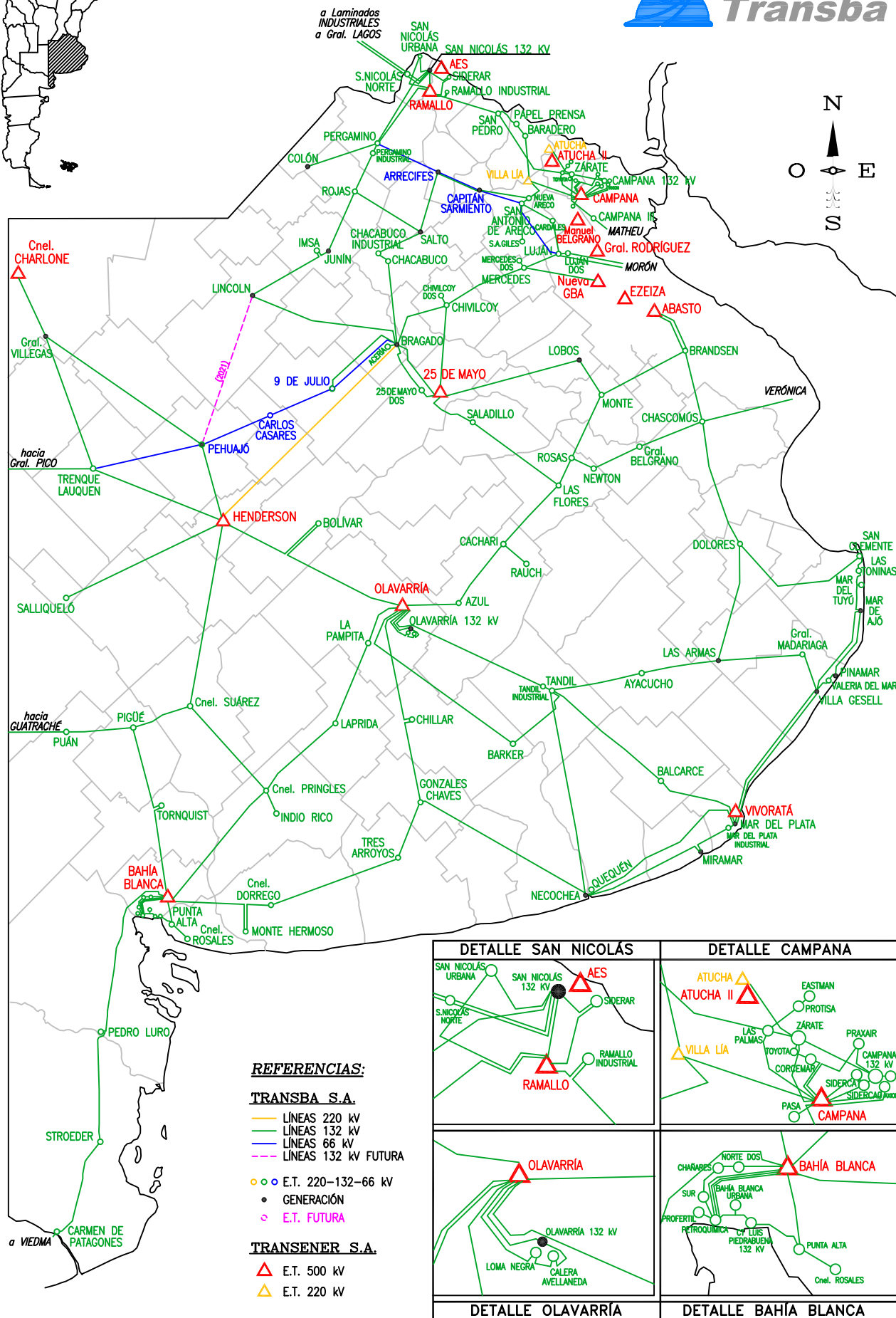
Guía TRANSBA 2015-2022

Fecha de revisión: 9 DICIEMBRE 2014

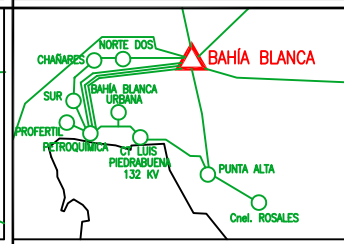
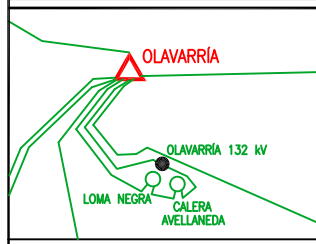
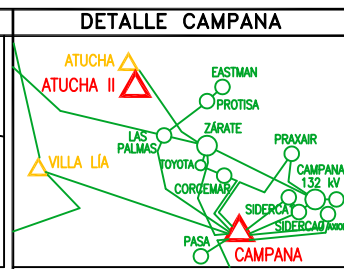
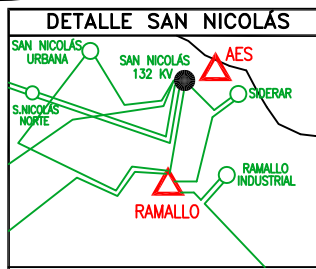
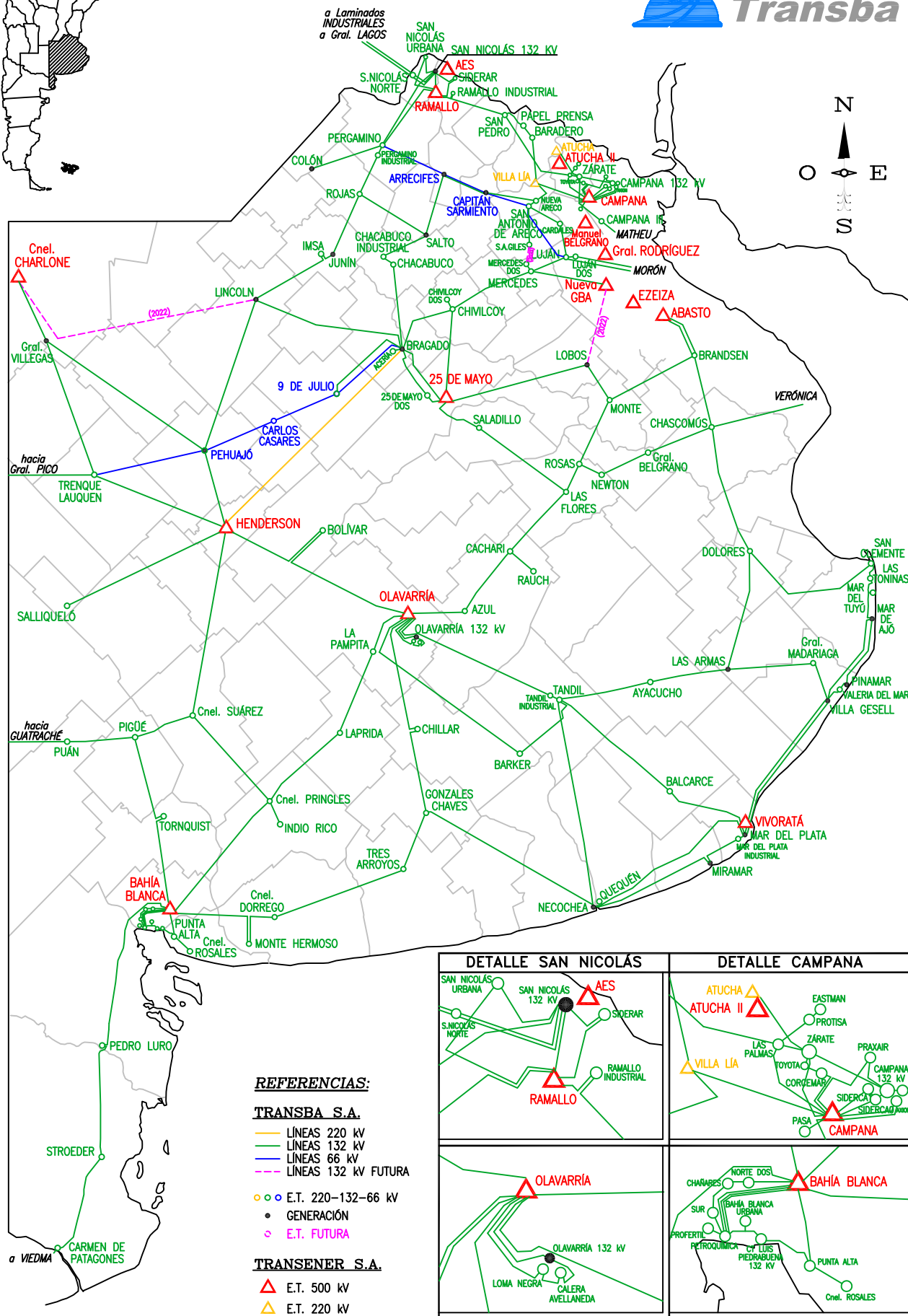
EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL
DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES S.A.



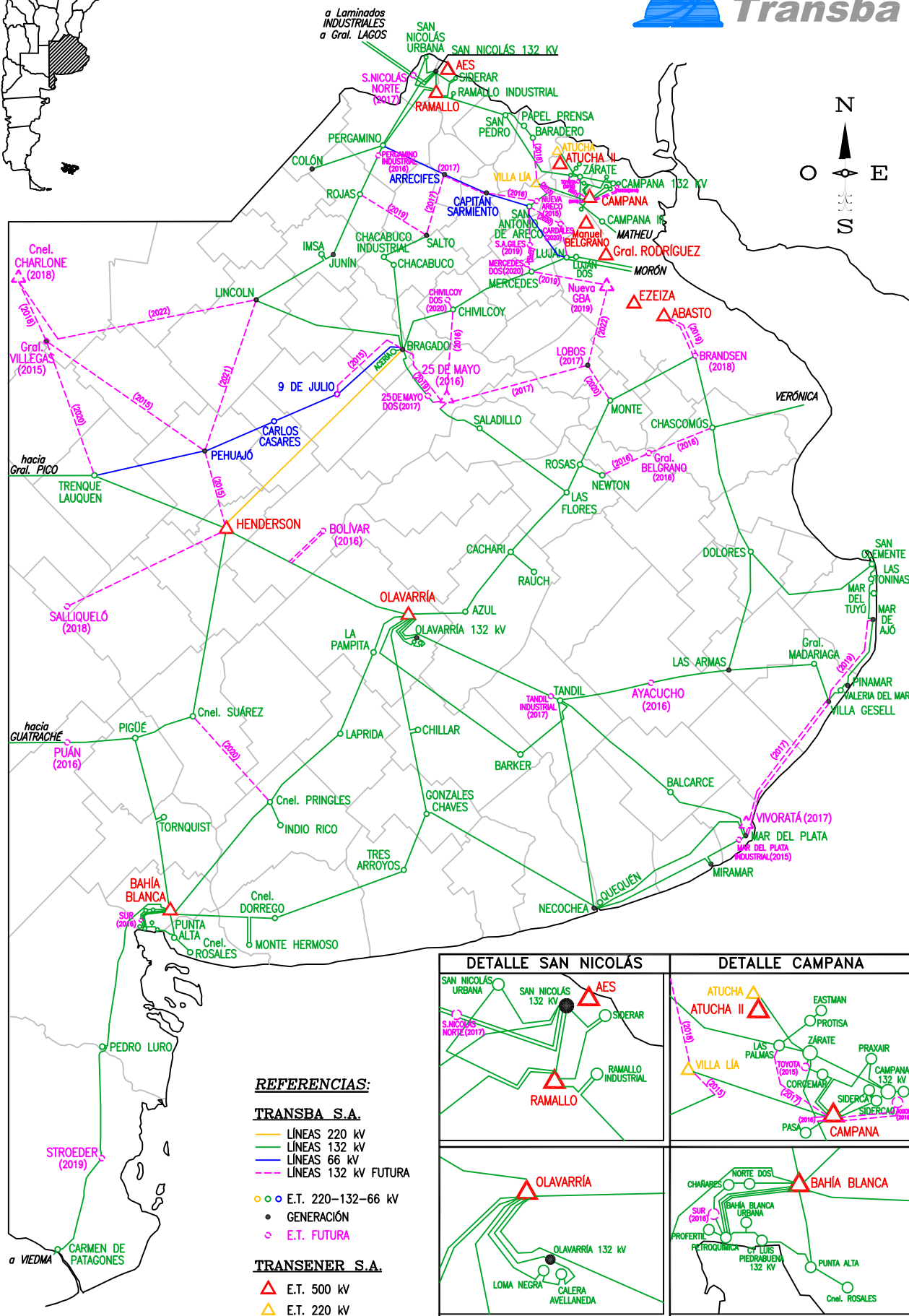
EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL
DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES S.A.



EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL
DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES S.A.



EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL
DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES S.A.



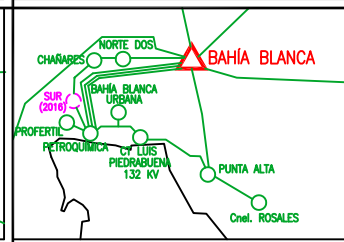
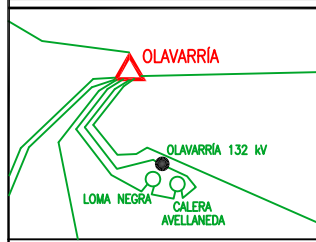
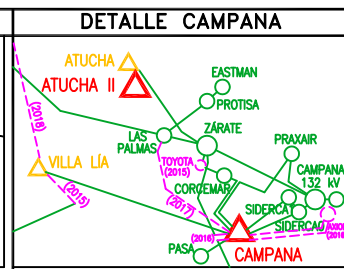
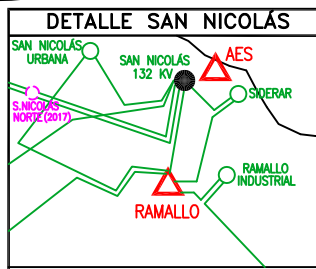
REFERENCIAS:

TRANSBA S.A.

- LÍNEAS 220 kV
- LÍNEAS 132 kV
- LÍNEAS 66 kV
- - - LÍNEAS 132 kV FUTURA
- E.T. 220-132-66 kV
- GENERACIÓN
- E.T. FUTURA

TRANSENER S.A.

- ▲ E.T. 500 kV
- ▲ E.T. 220 kV



ESQUEMA GEOGRAFICO TRANSBA - OBRAS

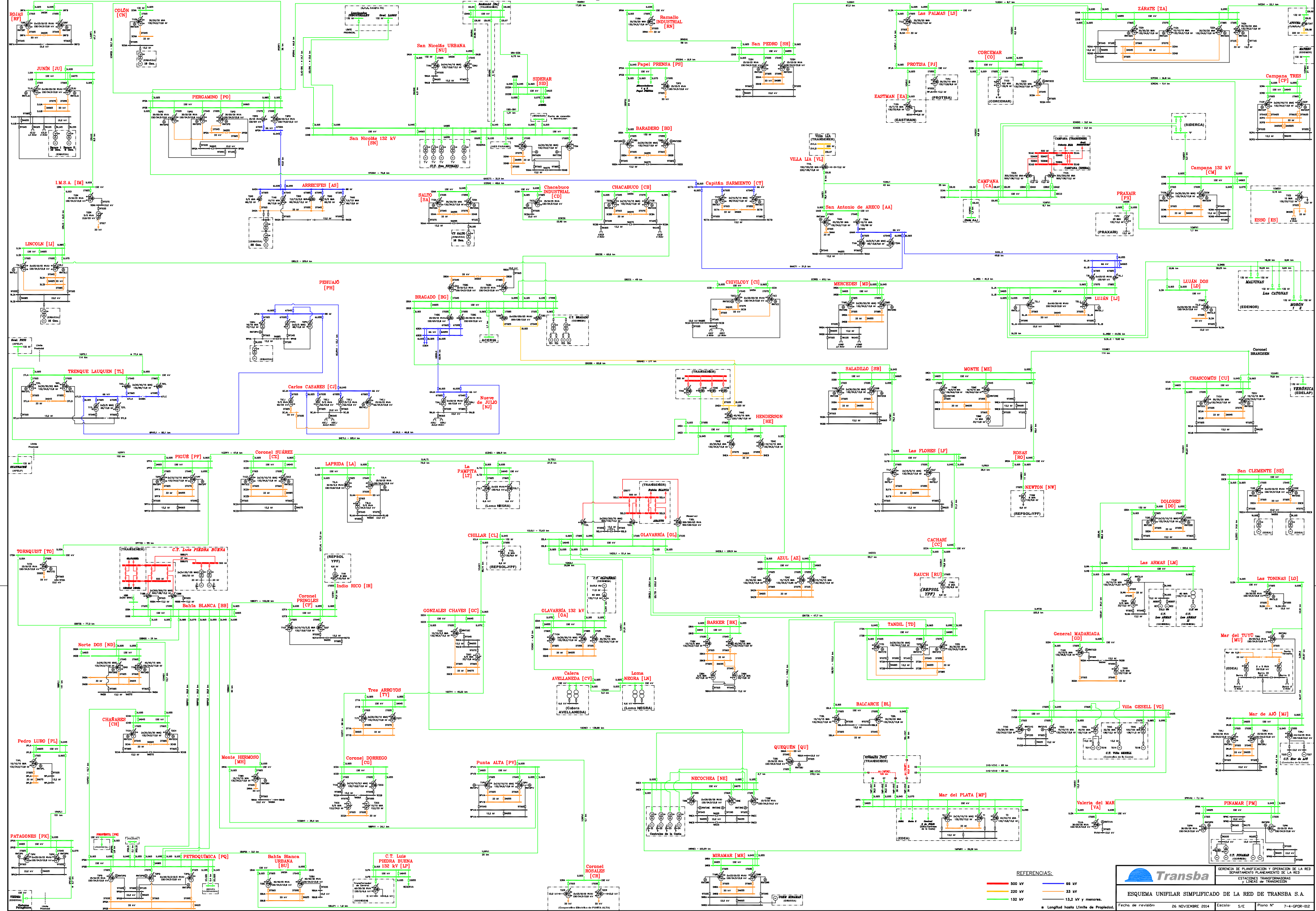
Guía TRANSBA 2015-2022

Fecha de revisión: 9 DICIEMBRE 2014

ANEXO 6

Sección 3: Esquema unifilar del sistema

EMPRESA de TRANSPORTE de ENERGÍA ELÉCTRICA por DISTRIBUCIÓN TRONCAL de la Provincia de BUENOS AIRES S.A.



ANEXO 6

Sección 4: Esquemas unifilares de estaciones transformadoras

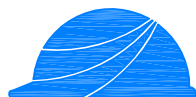
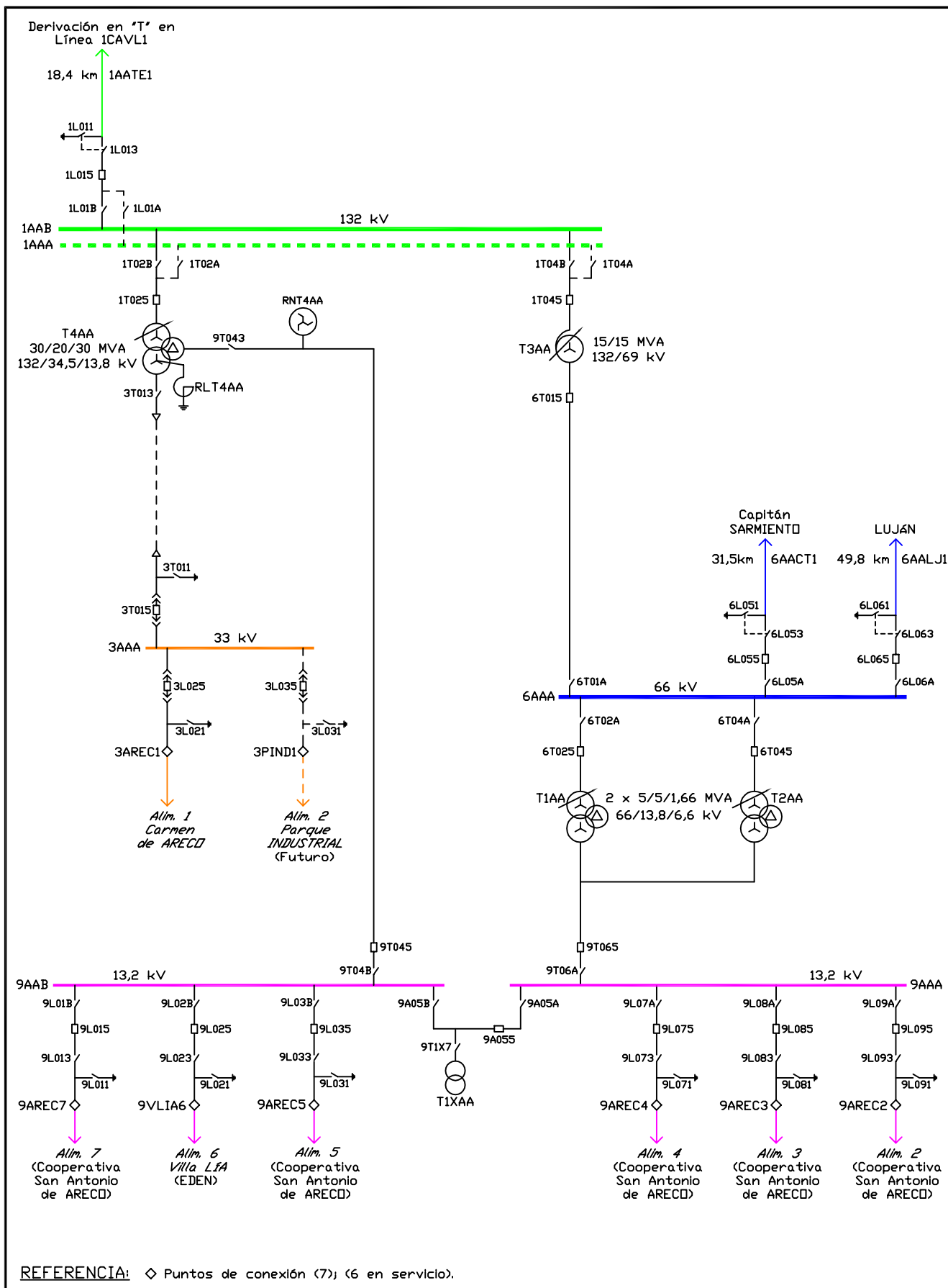
Tabla 6.4.1 Listado de Esquemas Unifilares de Estaciones Transformadoras

Estación Transformadora		Nº de plano
Código	Nombre	
AA	SAN ANTONIO DE ARECO	IO-507
AS	ARRECIFES	IO-509
AZ	AZUL	IO-534
BB	BAHÍA BLANCA	IO-005
BD	BARADERO	IO-619
BG	BRAGADO	IO-497
BK	BARKER	IO-535
BL	BALCARCE	IO-558
BU	BAHÍA BLANCA URBANA	IO-533
CA	CAMPANA	IO-006
CB	CHACABUCO	IO-500
CC	CACHARÍ	IO-705
CD	CHACABUCO INDUSTRIAL	IO-760
CF	CORONEL PRINGLES	IO-530
CG	CORONEL DORREGO	IO-557
CH	CHAÑARES	IO-757
CI	CHIVILCOY	IO-499
CJ	CARLOS CASARES	IO-498
CL	CHILLAR	IO-707
CM	CAMPANA 132 kV	IO-510
CN	COLÓN	IO-522
CO	CORCEMAR	IO-674
CP	CAMPANA TRES	IO-771
CR	CORONEL ROSALES	IO-686
CT	CAPITÁN SARMIENTO	IO-511

Estación Transformadora		Nº de plano
Código	Nombre	
CU	CHASCOMÚS	IO-537
CV	CALERA AVELLANEDA	IO-536
CZ	CORONEL SUÁREZ	IO-532
DO	DOLORES	IO-538
EA	EASTMAN	IO-615
ES	ESSO	IO-683
GC	GONZÁLES CHAVES	IO-539
GD	GENERAL MADARIAGA	IO-546
HE	HENDERSON	IO-501
IM	IMSA	IO-512
IR	INDIO RICO	IO-708
JU	JUNÍN	IO-513
LA	LAPRIDA	IO-543
LD	LUJÁN DOS	IO-762
LF	LAS FLORES	IO-544
LI	LINCOLN	IO-502
LJ	LUJÁN	IO-503
LM	LAS ARMAS	IO-495
LN	LOMA NEGRA	IO-545
LO	LAS TONINAS	IO-731
LP	CT LUIS PIEDRA BUENA 132 kV	IO-523
LS	LAS PALMAS	IO-772
LT	LA PAMPITA	IO-681
MD	MERCEDES	IO-504
ME	MONTE	IO-548
MH	MONTE HERMOSO	IO-775
MJ	MAR DE AJÓ	IO-541

Estación Transformadora		Nº de plano
Código	Nombre	
MP	MAR DEL PLATA	IO-524
MR	MIRAMAR	IO-547
MU	MAR DEL TUYÚ	IO-549
ND	NORTE DOS	IO-525
NE	NECOCHEA	IO-542
NJ	NUEVE DE JULIO	IO-496
NU	SAN NICOLÁS URBANA	IO-519
NW	NEWTON	IO-703
OA	OLAVARRÍA 132 kV	IO-551
OL	OLAVARRÍA	IO-017
PF	PIGÜÉ	IO-529
PH	PEHUAJÓ	IO-505
PJ	PROTISA	IO-618
PK	PATAGONES	IO-526
PL	PEDRO LURO	IO-527
PM	PINAMAR	IO-552
PO	PERGAMINO	IO-515
PQ	PETROQUÍMICA (132 Y 33 kV) PETROQUÍMICA (13,2 kV)	IO-528/1 IO-528/2
PR	PROFÉRIL	IO-672
PS	PAPEL PRENSA	IO-514
PV	PUNTA ALTA	IO-531
PX	PRAXAIR	IO-621
QU	QUEQUÉN	IO-553
RF	ROJAS	IO-516
RN	RAMALLO INDUSTRIAL	IO-466
RO	ROSAS	IO-704
RU	RAUCH	IO-706

Estación Transformadora		Nº de plano
Código	Nombre	
SA	SALTO	IO-684
SB	SALADILLO	IO-506
SE	SAN CLEMENTE	IO-554
SH	SAN PEDRO	IO-520
SID	SIDERAR	IO-773
SN	SAN NICOLÁS 132 kV	IO-517
TD	TANDIL	IO-555
TL	TRENQUE LAUQUEN	IO-508
TO	TORNQUIST	IO-568
TY	TRES ARROYOS	IO-556
VA	VALERIA DEL MAR	IO-768
VG	VILLA GESELL	IO-540
VL	VILLA LÍA	IO-029
ZA	ZÁRATE	IO-521



Transba

GERENCIA DE PLANIFICACION Y OPERACION DE LA RED
DEPARTAMENTO INGENIERIA DE OPERACION

ET SAN ANTONIO DE ARECO [AA]

ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO

Preparó Jorge D. PLATAS

Revisó Diego J. CACHERO

Aprobó Gustavo A. MARTIN

Fecha de revisión:

28 NOVIEMBRE 2013

Escala:

S/E

Plano N°

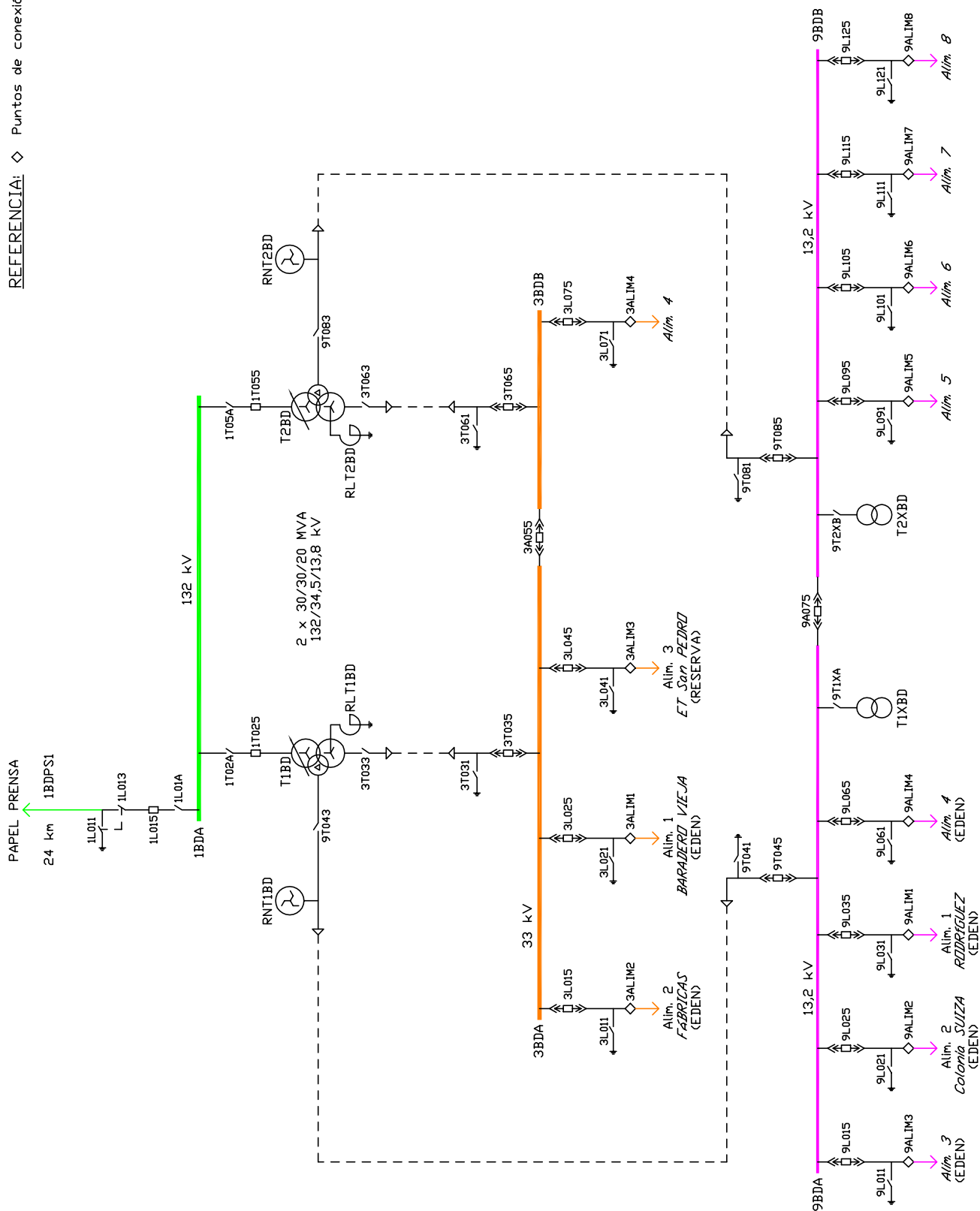
2-4-ID-507

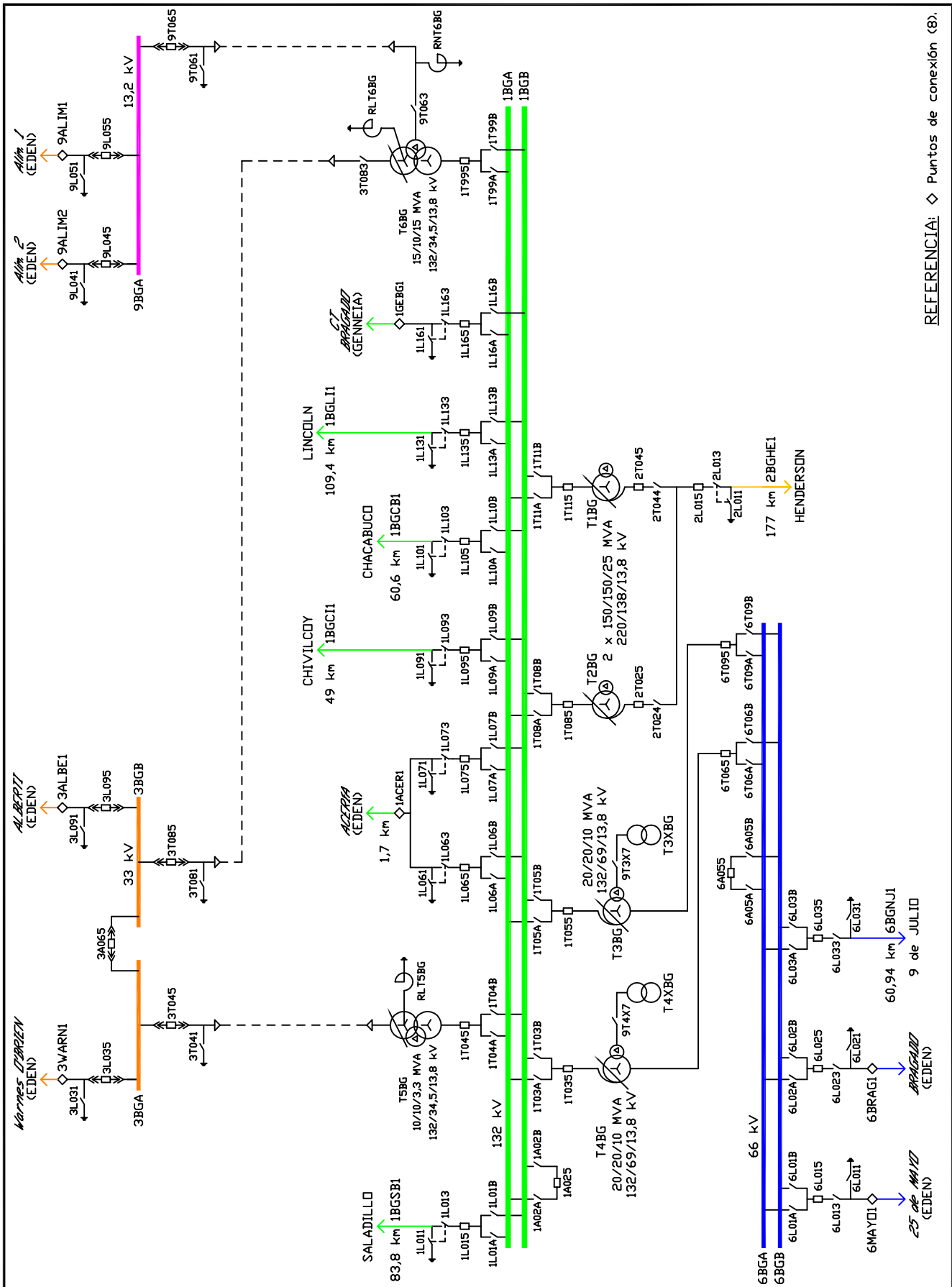


ET ARRECIFES [AS]

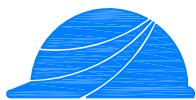
Plano N°	2-4-ID-509
----------	------------

REFERENCIA: ◇ Puntos de conexión (12).





REFERENCIA: ◇ Puntos de conexión (8).



Transba

GERENCIA DE PLANIFICACION Y OPERACION DE LA RED
DEPARTAMENTO INGENIERIA DE OPERACION

ET BRAGADO [BG]

ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO

Preparó Jorge D. PLATAS

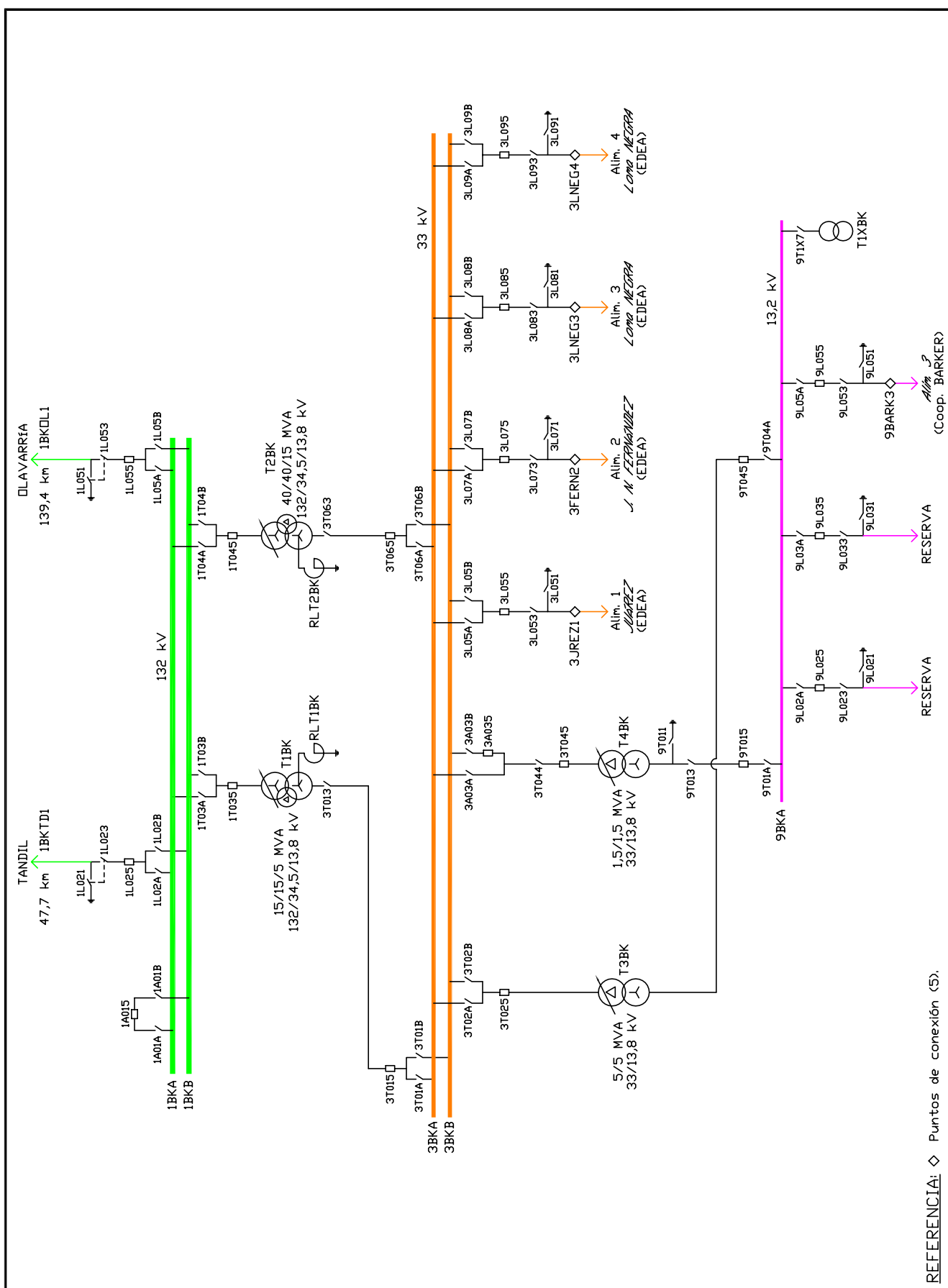
Revisó Diego J. CACHERO

Aprobó Gustavo MARTIN

Fecha de revisión: 21 JULIO 2014

Escala: S/E

Plano N° 2-4-10-497



Transba

GERENCIA DE PLANIFICACION Y OPERACION DE LA RED
DEPARTAMENTO INGENIERIA DE OPERACION

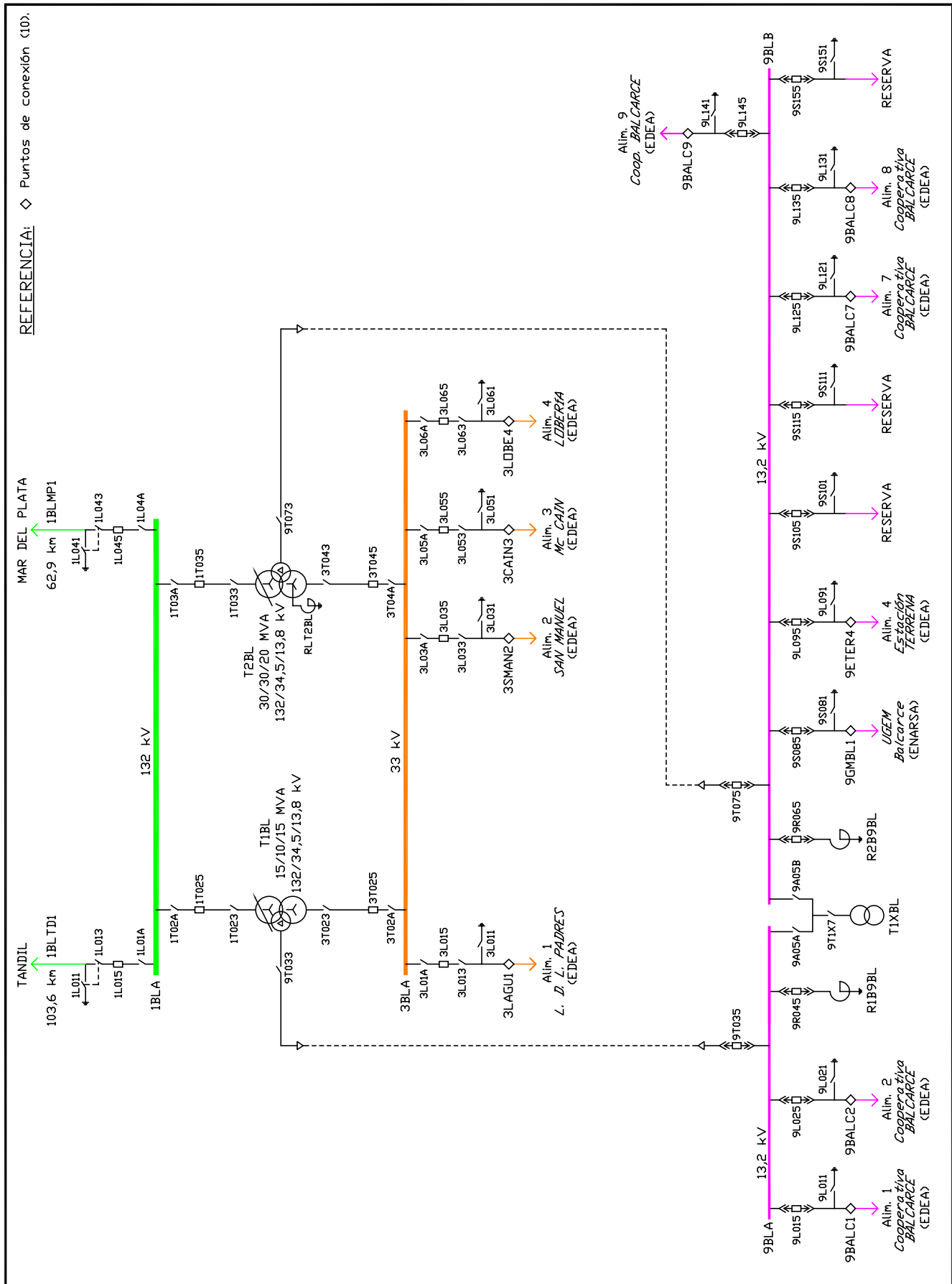
ET BARKER [BK]

ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO

Preparó	Jorge PLATAS
Revisó	Diego CACHERO
Aprobó	Humberto CANOSA

Fecha de revisión: 13 SEPTIEMBRE 2012

Escala:	S/E	Plano N°	2-4-ID-535
---------	-----	----------	------------



Transba

GERENCIA DE PLANIFICACION Y OPERACION DE LA RED
DEPARTAMENTO INGENIERIA DE OPERACION

ET BALCARCE [BL]

ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO

Preparó Jorge D. PLATAS

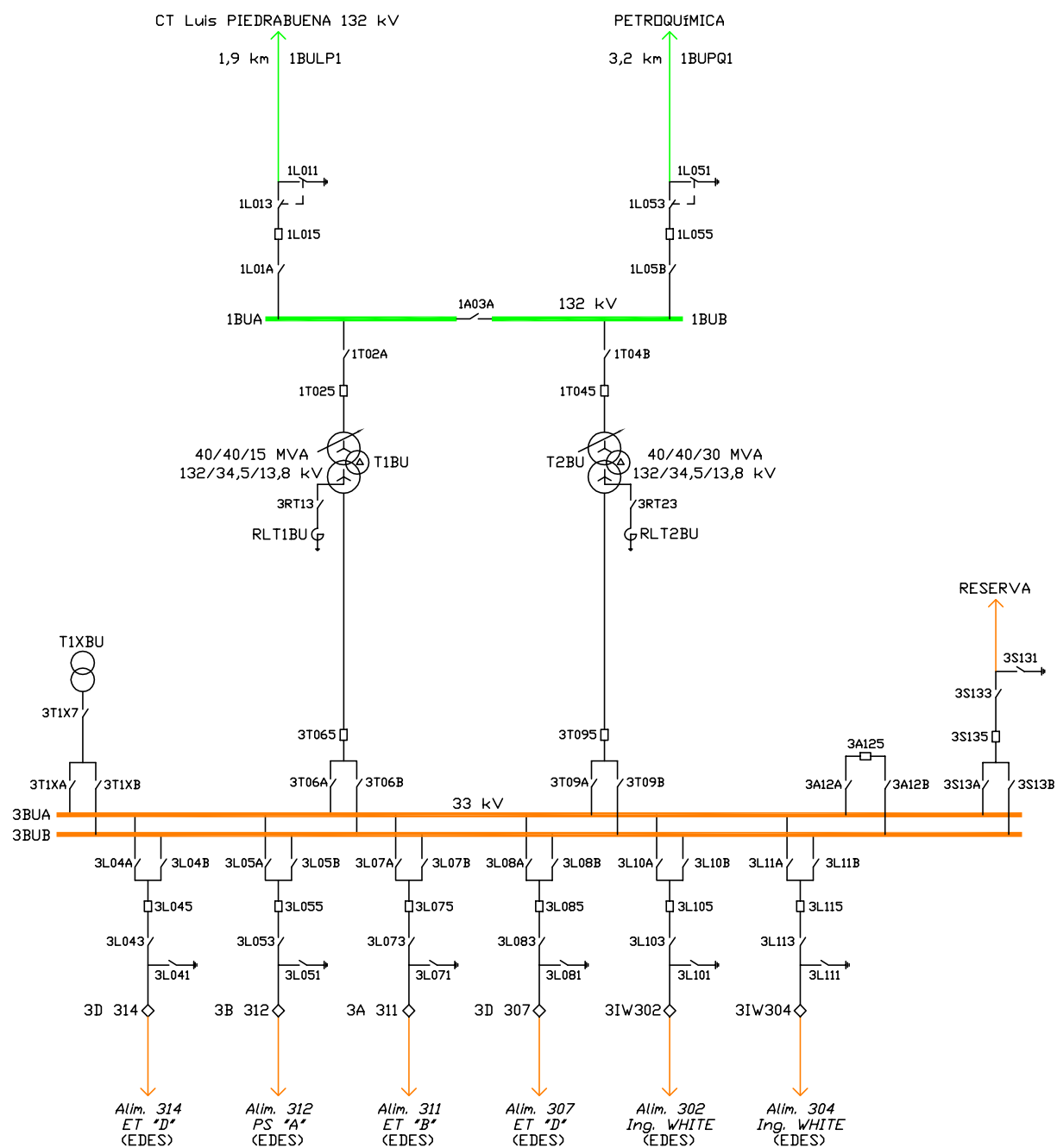
Revisó Diego J. CACHERO

Aprobó Humberto CANOSA

Fecha de revisión: 15 ENERO 2013

Escala: S/E

Plano N° 2-4-ID-558



REFERENCIAS: ◇ Puntos de conexión (6).



Transba

GERENCIA DE PLANIFICACION Y OPERACION DE LA RED
DEPARTAMENTO INGENIERIA DE OPERACION

ET BAHIA BLANCA URBANA [BU]

ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO

Preparó Jorge D. PLATAS

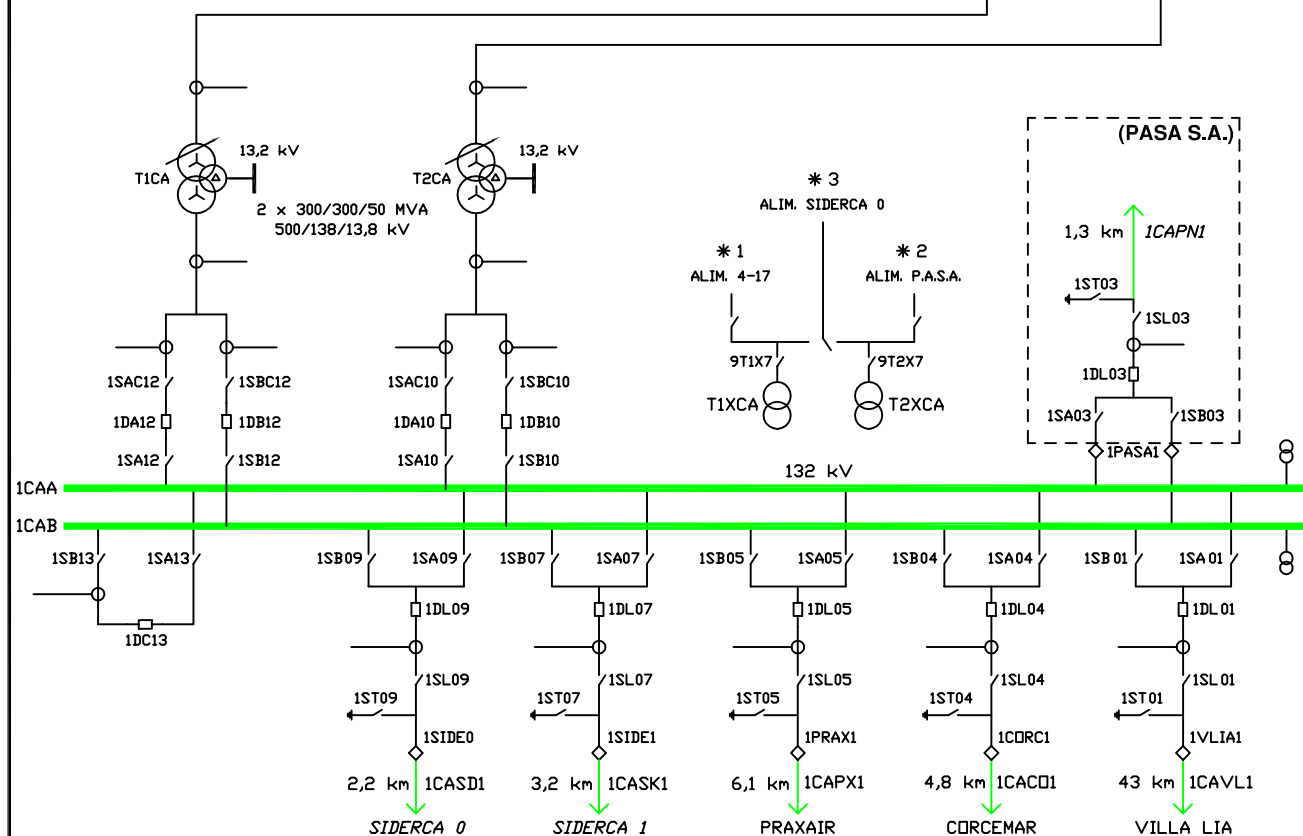
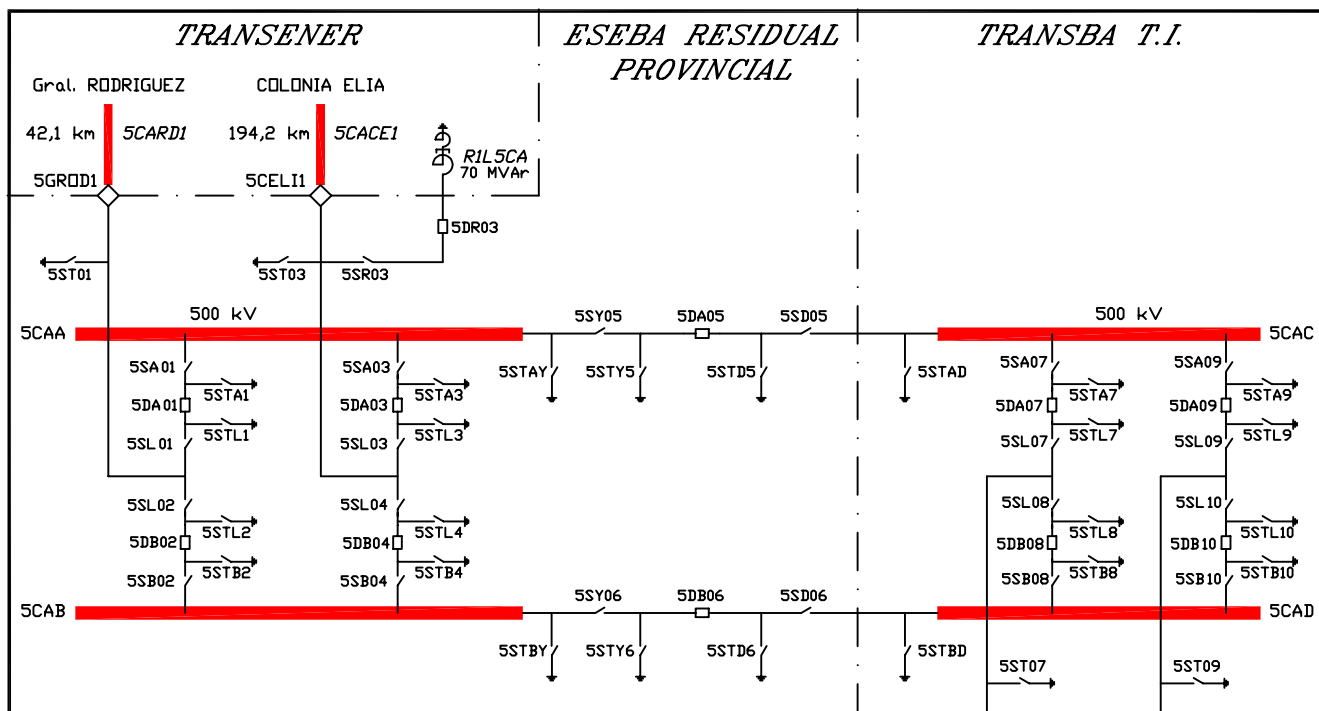
Revisó Diego J. CACHERO

Aprobó Juan P. PIÑERO

Fecha de revisión: 8 AGOSTO 2013

Escala: S/E

Plano N° 2-4-10-533



REFERENCIAS: PUNTOS DE CONEXION (8)

- * 1 C.A.S. DESDE SDA. 4-17 13,2 KV ET. CAMPANA 132 KV
- * 2 C.A.S. DESDE SUBESTACION 33/13,2 KV "PASA S.A." ALIMENTADA POR LAT 33 KV DESDE SDA. 4-33 DE ET CAMPANA 132 KV
- * 3 C.A.S. DESDE SIDERCA 0



GERENCIA DE PLANIFICACION Y OPERACION DE LA RED
DEPARTAMENTO INGENIERIA DE OPERACION

ET CAMPANA [CA]
(ESEBA RESIDUAL PROVINCIAL - TRANSBA T.I.)

ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO

Preparó Daniel ESTEVES

Revisó Juan WEIGANDT

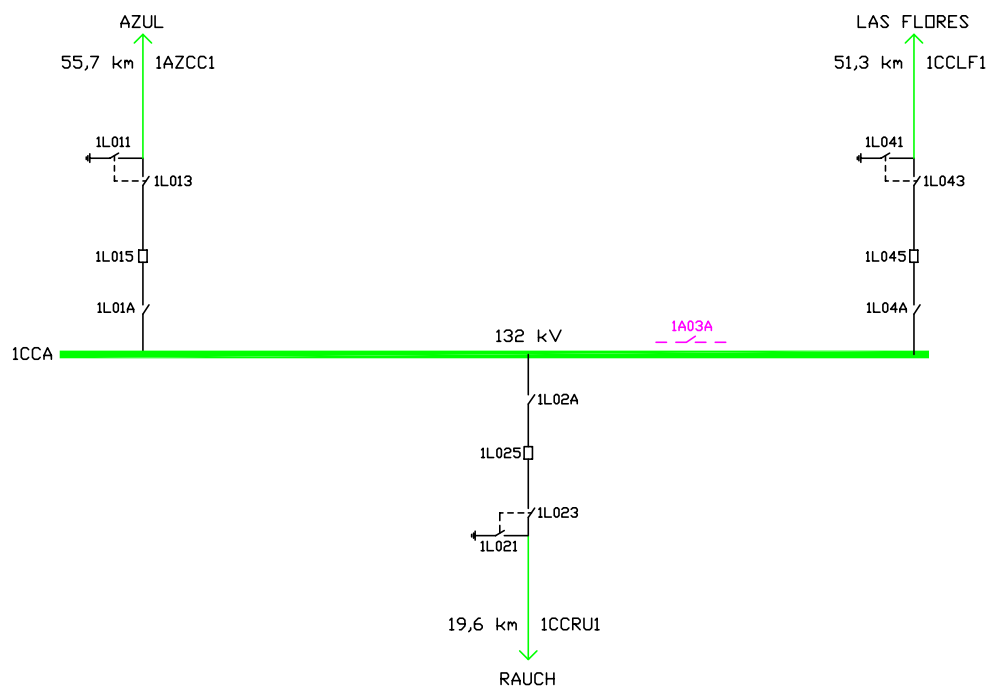
Aprobó Gustavo MARTIN

FECHA DE REVISION

14 ABRIL 2010

ESCALA S/E

PLANO N° 2-4-ID-006



Transba

GERENCIA DE PLANIFICACION Y OPERACION DE LA RED
DEPARTAMENTO INGENIERIA DE OPERACION

ESTACION CACHARI [CC]

ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO

Preparó Jorge PLATAS

Revisó Juan WEIGANDT

Aprobó Humberto CANOSA

FECHA DE REVISION

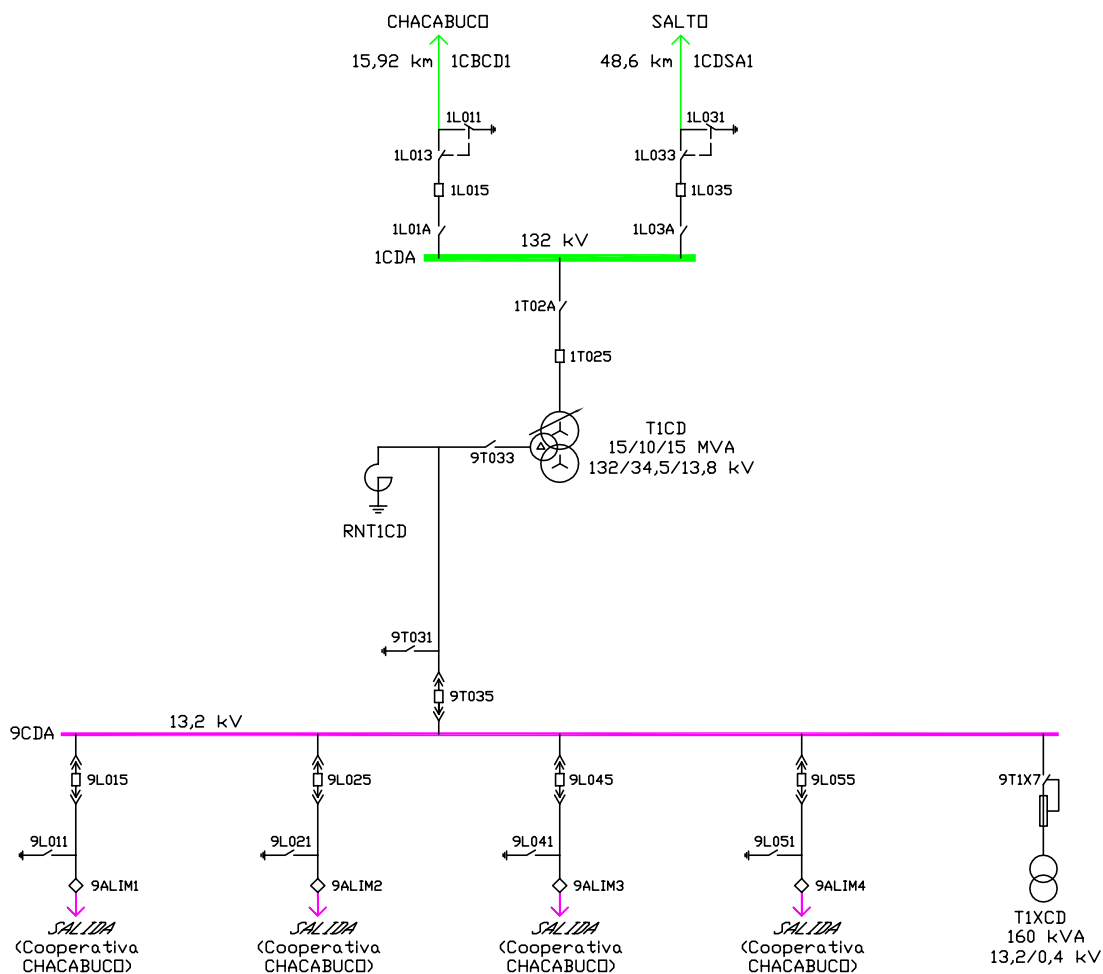
12 AGOSTO 2010

ESCALA

S/E

PLANO N°

2-4-10-705



REFERENCIA: ◇ Puntos de conexión (4).



Transba

GERENCIA DE PLANIFICACION Y OPERACION DE LA RED
DEPARTAMENTO INGENIERIA DE OPERACION

ET CHACABUCO INDUSTRIAL [CD]

ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO

Preparó Jorge PLATAS

Revisó Diego CACHERO

Aprobó Gustavo MARTIN

Fecha de revisión:

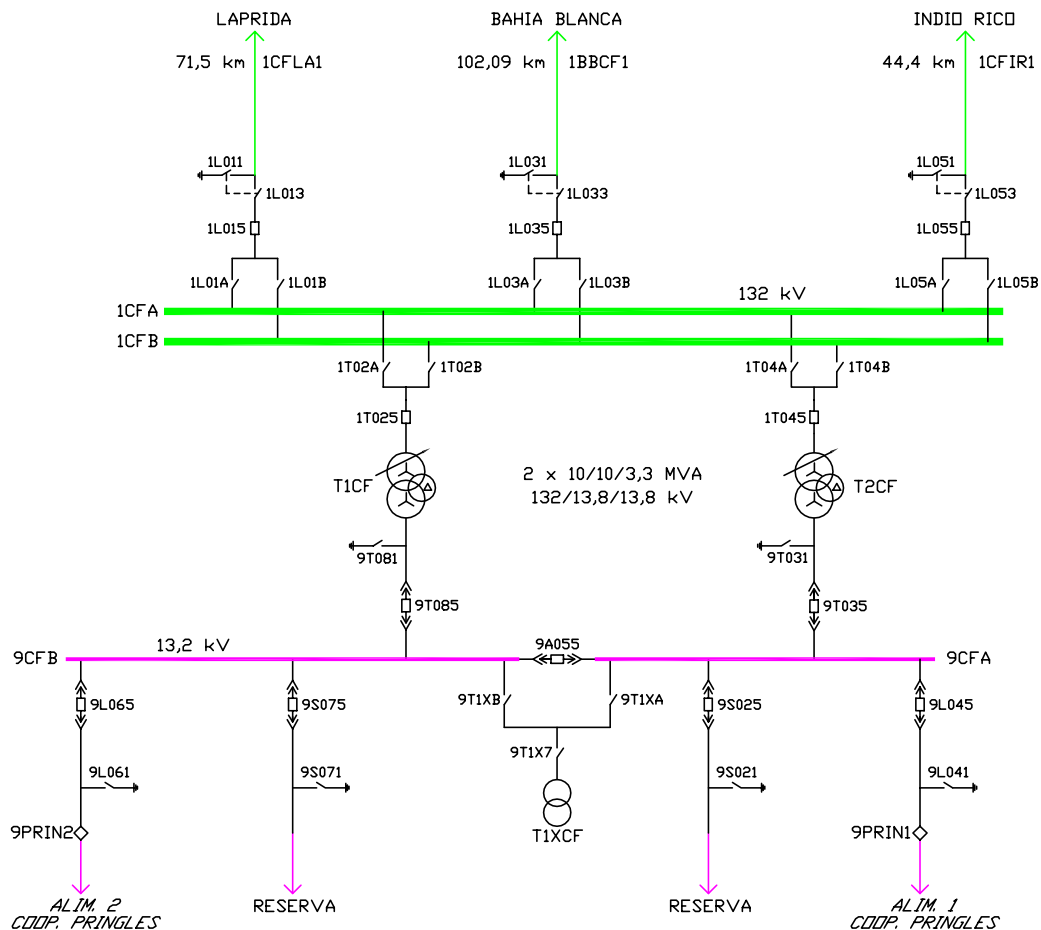
16 OCTUBRE 2012

Escala:

S/E

Plano N°

2-4-ID-760



REFERENCIA: ◇ Puntos de conexión (2).



Transba

GERENCIA DE PLANIFICACION Y OPERACION DE LA RED
DEPARTAMENTO INGENIERIA DE OPERACION

ET CORONEL PRINGLES [CF]

ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO

Preparó Jorge PLATAS

Revisó Juan WEIGANDT

Aprobó Juan P. PIÑERO

FECHA DE REVISION

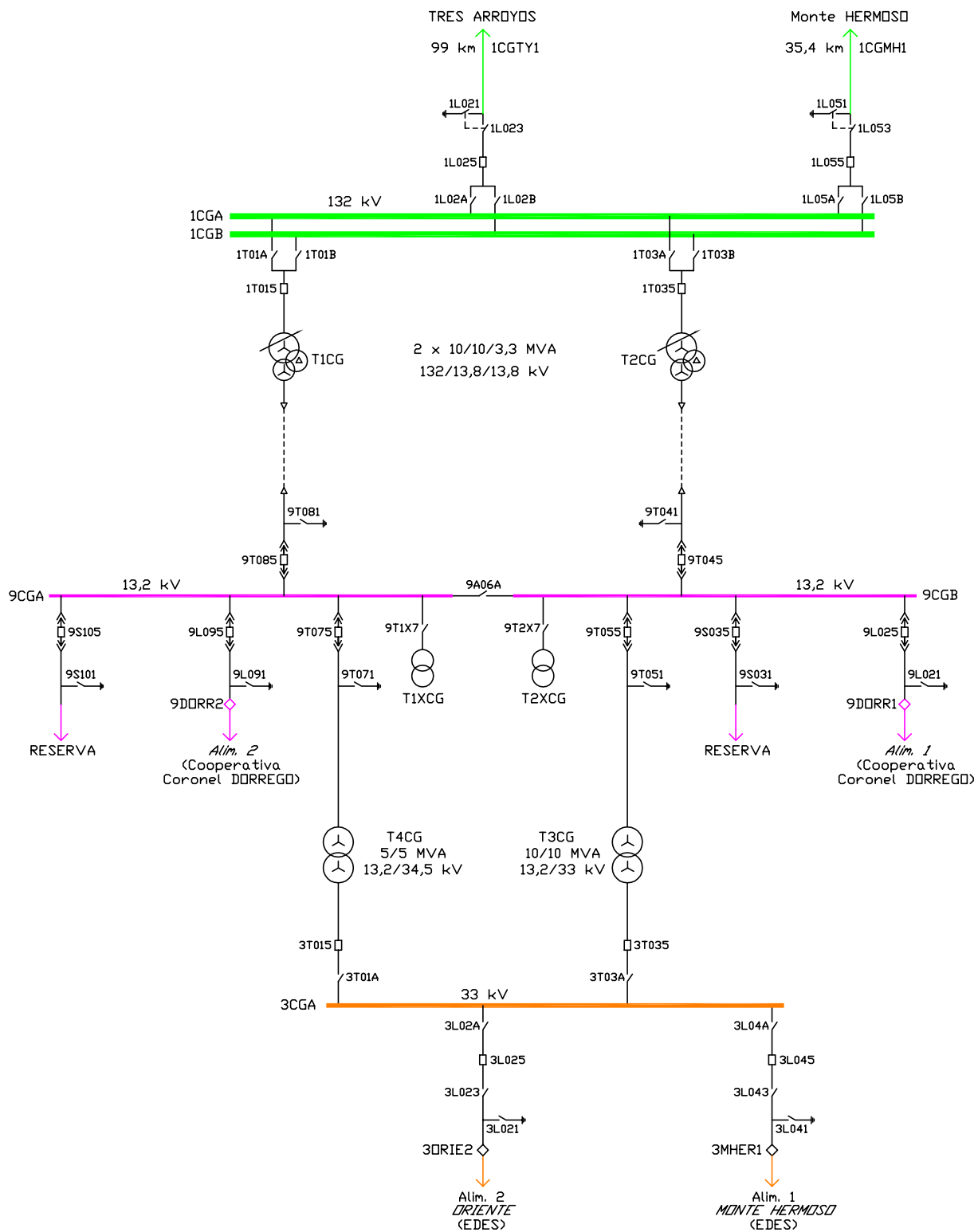
30 SEPTIEMBRE 2010

ESCALA

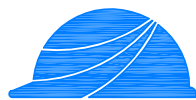
S/E

PLANO N°

2-4-IO-530



REFERENCIA: ◇ Puntos de conexión (3).



Transba

GERENCIA DE PLANIFICACION Y OPERACION DE LA RED
DEPARTAMENTO INGENIERIA DE OPERACION

ET CORONEL DORREGO [CG]

ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO

Preparó Jorge D. PLATAS

Revisó Diego J. CACHERO

Aprobó Juan P. PIÑERO

Fecha de revisión:

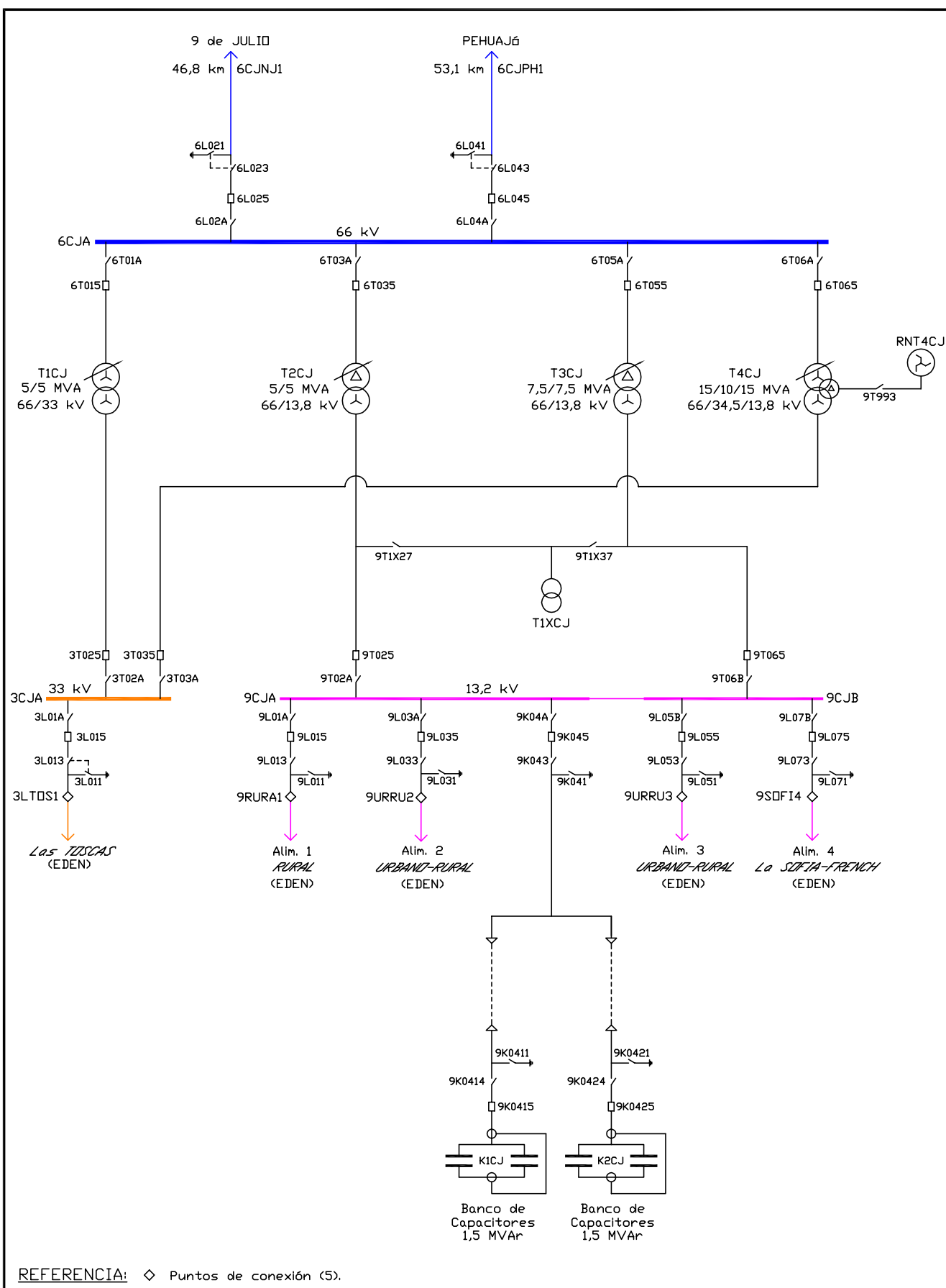
21 DICIEMBRE 2012

Escala:

S/E

Plano N°

2-4-10-557



REFERENCIA: ◇ Puntos de conexión (5).



GERENCIA DE PLANIFICACION Y OPERACION DE LA RED
DEPARTAMENTO INGENIERIA DE OPERACION

ET CARLOS CASARES [CJ]

ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO

Preparó Jorge PLATAS

Revisó Diego CACHERO

Aprobó Gustavo MARTIN

Fecha de revisión:

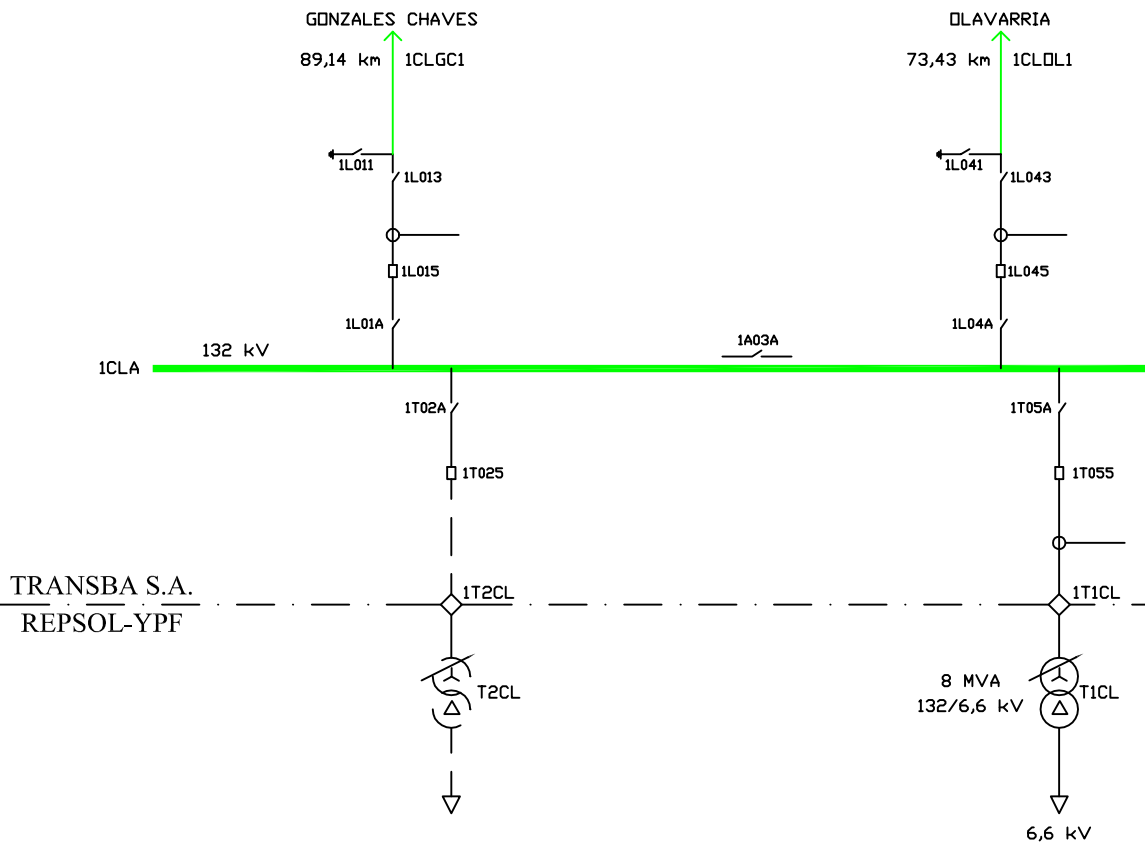
26 OCTUBRE 2012

Escala:

S/E

Plano N°

2-4-ID-498



REFERENCIAS: — — FUTURA AMPLIACION
 ◇ PUNTOS DE CONEXION (2)



GERENCIA DE PLANIFICACION Y OPERACION DE LA RED
 DEPARTAMENTO INGENIERIA DE OPERACION

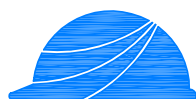
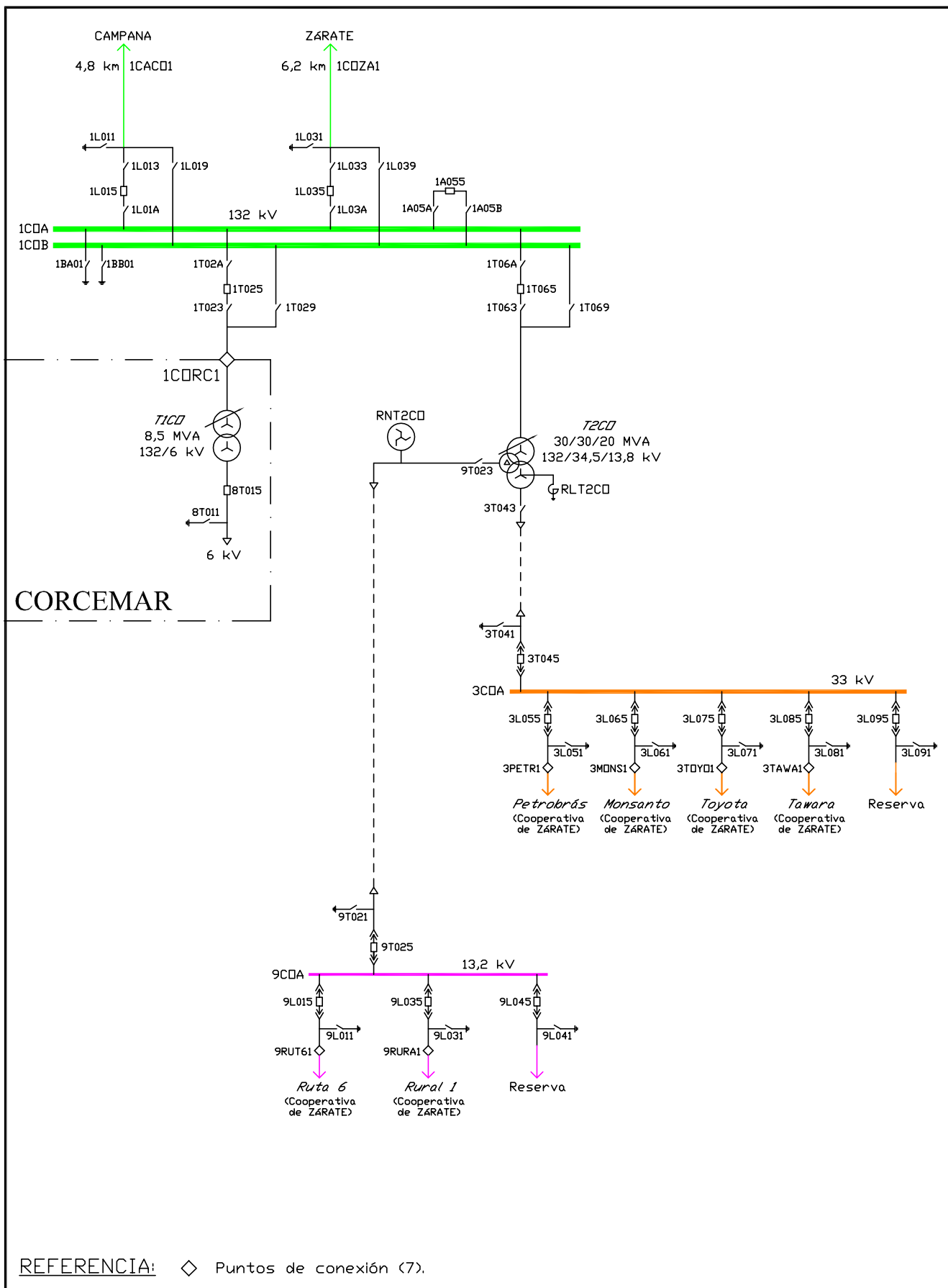
ET CHILLAR [CL]

ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO

Preparó	Daniel ESTEVES
Revisó	Jorge PLATAS
Aprobó	Humberto CANOSA

FECHA DE REVISION 20 ABRIL 2009

ESCALA	S/E	PLANO N°	2-4-ID-707
--------	-----	----------	------------



Transba

GERENCIA DE PLANIFICACION Y OPERACION DE LA RED
DEPARTAMENTO INGENIERIA DE OPERACION

ET CORCEMAR [CO]

ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO

Preparó Jorge D. PLATAS

Revisó Diego J. CACHERO

Aprobó Gustavo A. MARTIN

Fecha de revisión:

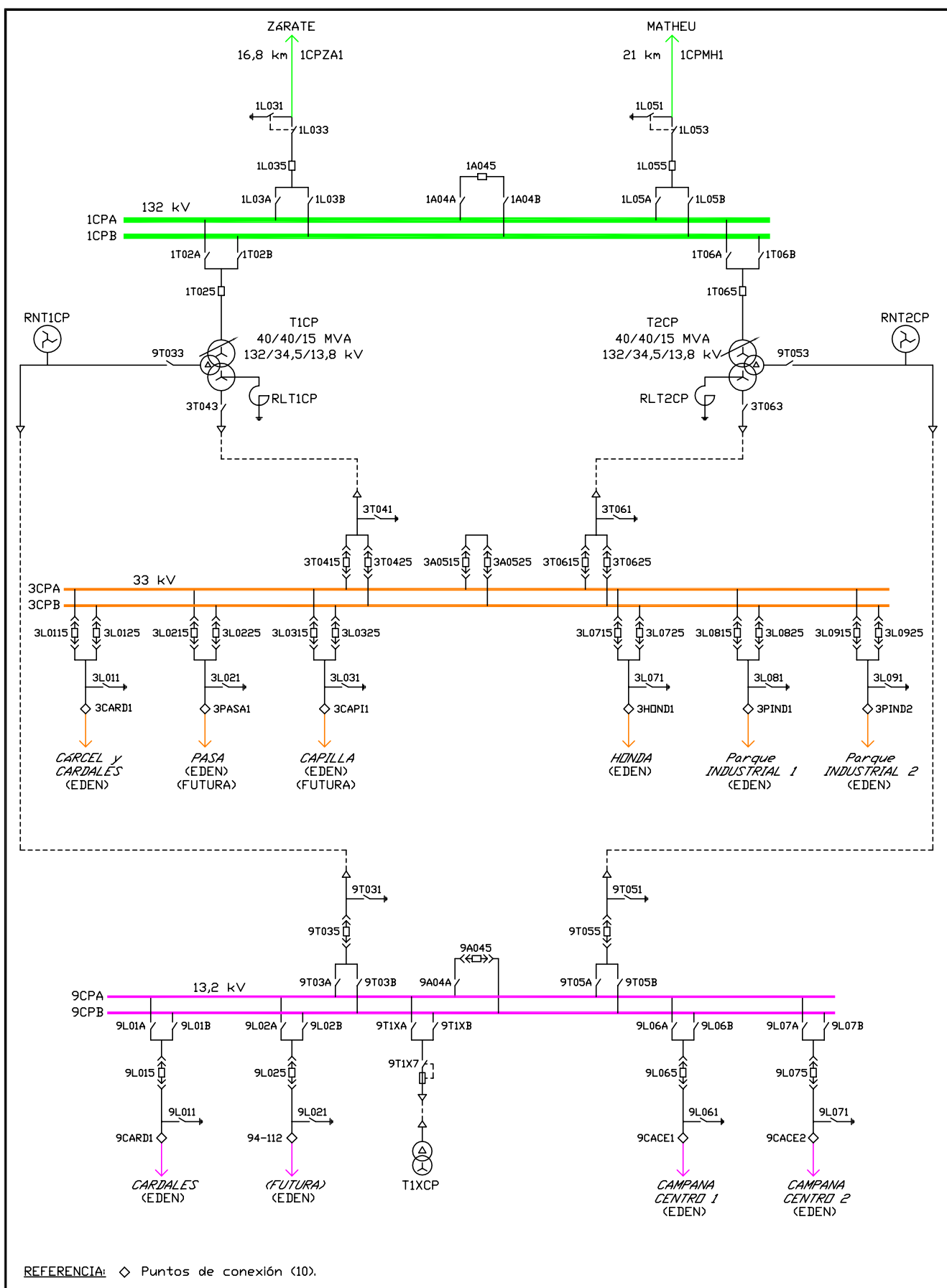
20 SEPTIEMBRE 2013

Escala:

S/E

Plano N°

2-4-ID-674



GERENCIA DE PLANIFICACION Y OPERACION DE LA RED
DEPARTAMENTO INGENIERIA DE OPERACION

ET CAMPANA TRES [CP]

ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO

Preparó Jorge PLATAS

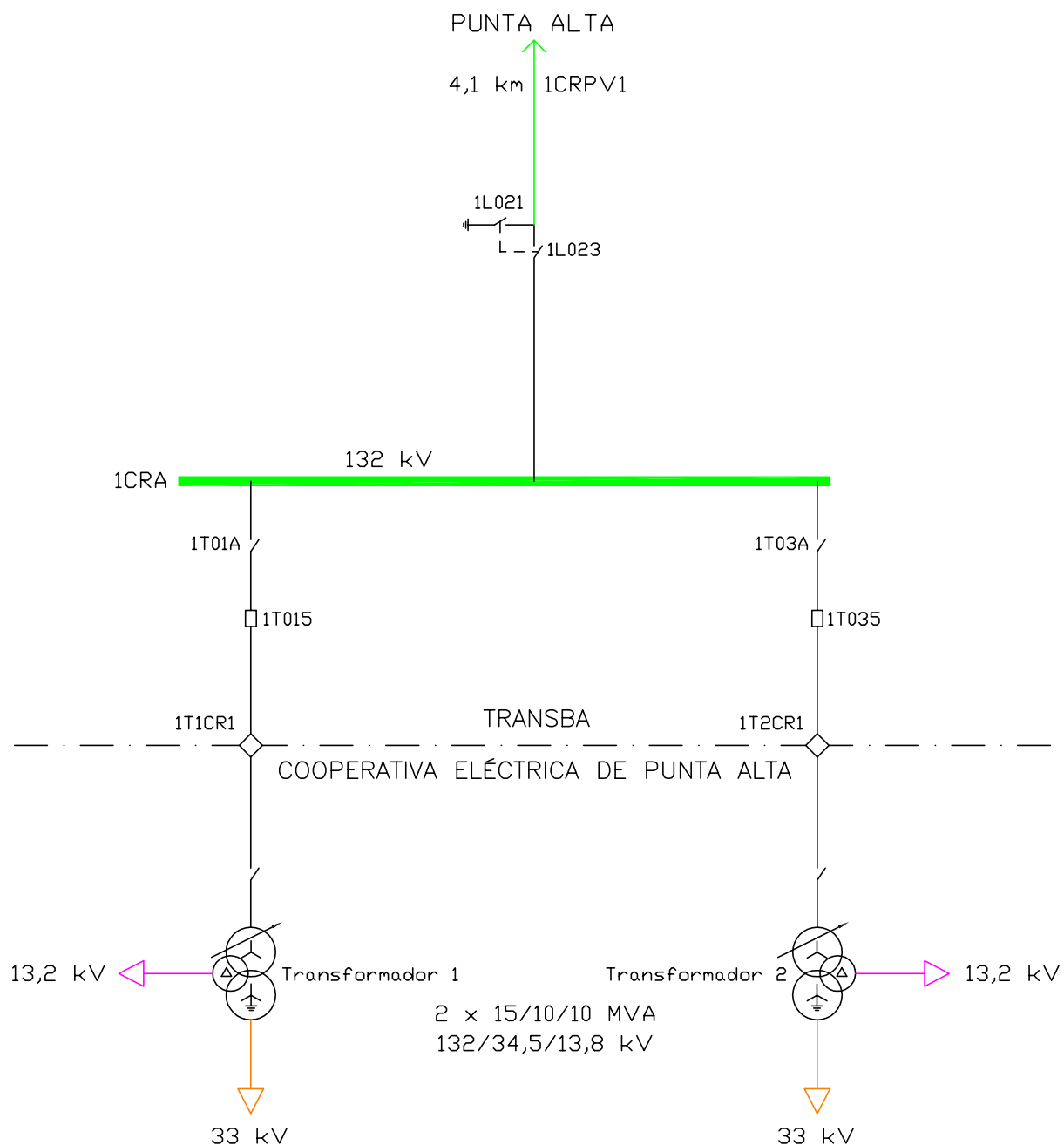
Revisó Diego CACHERO

Aprobó Gustavo MARTIN

Fecha de revisión: 14 FEBRERO 2012

Escala: S/E

Plano N° 2-4-ID-771



REFERENCIA: ◇ Puntos de conexión (2).



Transba

GERENCIA DE PLANIFICACION Y OPERACION DE LA RED
DEPARTAMENTO INGENIERIA DE OPERACION

ET CORONEL ROSALES [CR]

ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO

Preparó Daniel ESTEVES

Revisó Jorge PLATAS

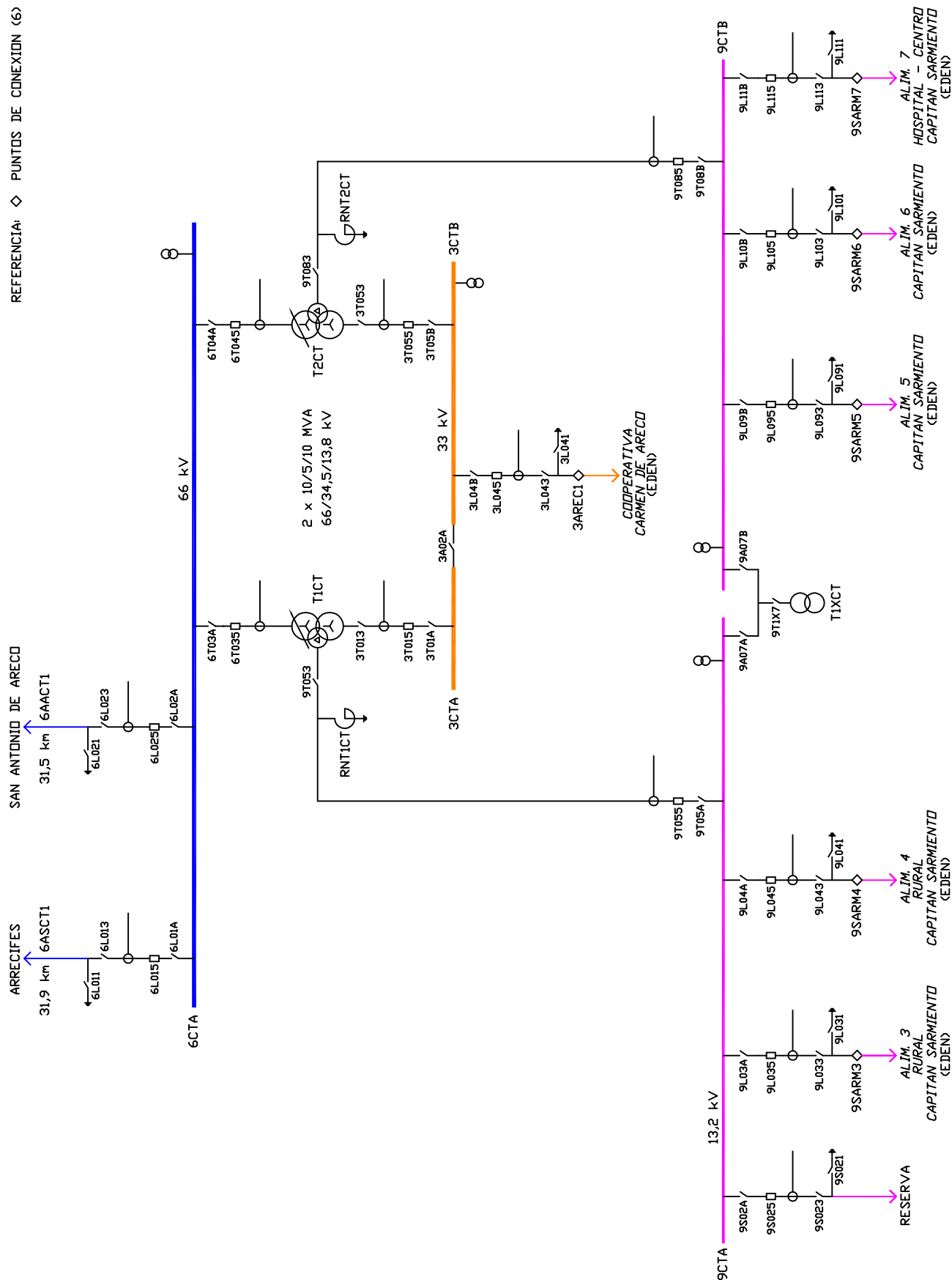
Aprobó Juan P. PIÑERO

Fecha de revisión: 6 SEPTIEMBRE 2011

Escala: S/E

Plano N° 2-4-ID-686

REFERENCIA: ◇ PUNTOS DE CONEXION (G)



ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO

FECHA DE REVISION 15 ABRIL 2009

GERENCIA DE PLANIFICACION Y OPERACION DE LA RED
DEPARTAMENTO INGENIERIA DE OPERACION

ET CAPITAN SARMIENTO [CT]

Preparó Daniel ESTEVES

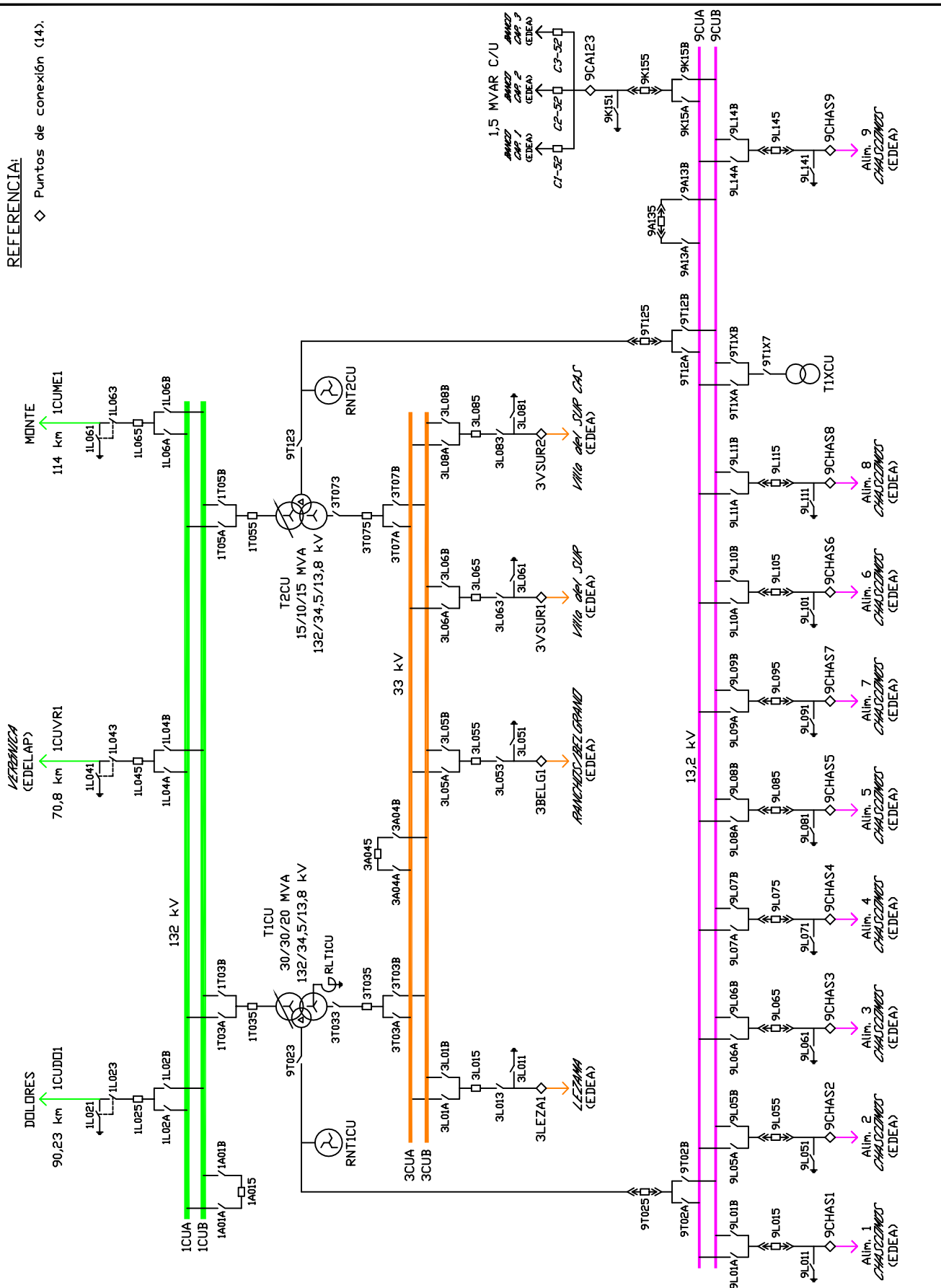
Revisó Jorge PLATAS

Aprobó Gustavo MARTIN

ESCALA S/E

PLANO N° 2-4-ID-511

◇ Puntos de conexión (14).



ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO

Fecha de revisión: 8 MAYO 2014

GERENCIA DE PLANIFICACION Y OPERACION DE LA RED
DEPARTAMENTO INGENIERIA DE OPERACION

ET CHASCOMUS [CU]

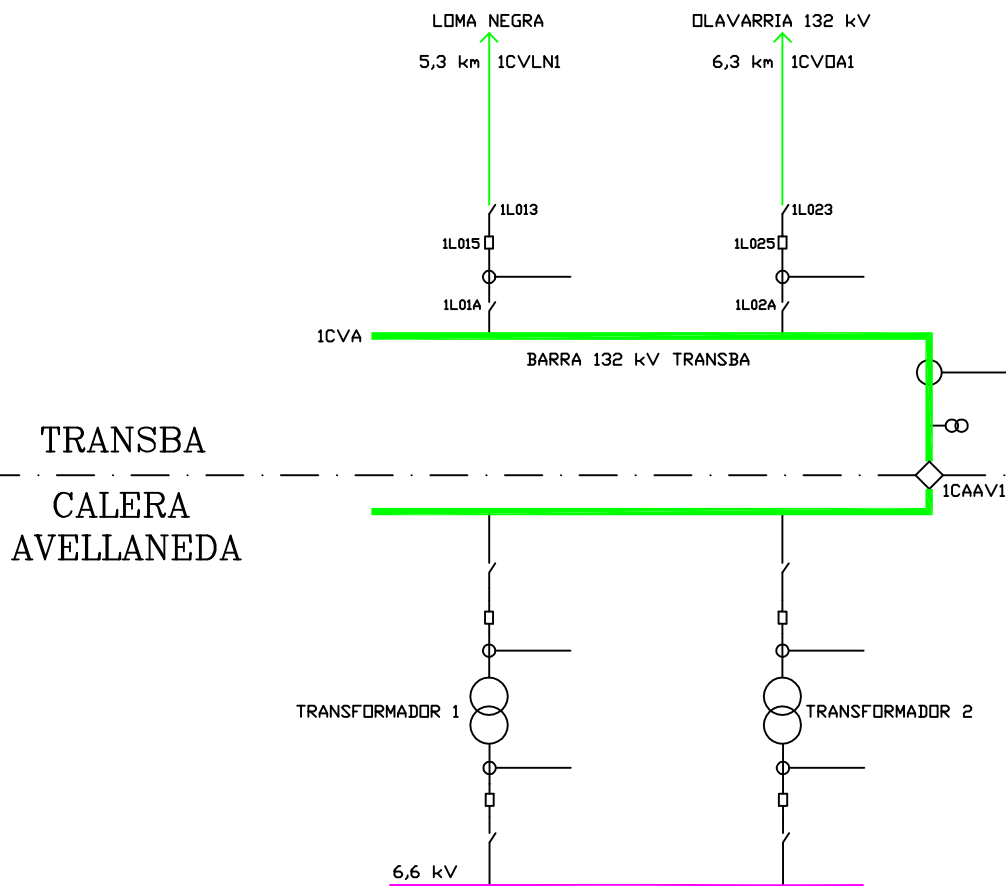
Preparó	Jorge D. PLATAS
---------	-----------------

Revisó	Diego J. CACHERO
--------	------------------

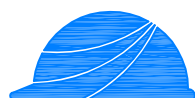
Aprobó	Juan Pedro PIÑERO
--------	-------------------

Escala: S/E

Plano N°	2-4-ID-537
----------	------------



REFERENCIA: ◇ PUNTO DE CONEXION (1)



Transba

GERENCIA DE PLANIFICACION Y OPERACION DE LA RED
DEPARTAMENTO INGENIERIA DE OPERACION

ET CALERA AVELLANEDA [CV]

ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO

Preparó Daniel ESTEVES

Revisó Jorge PLATAS

Aprobó Humberto CANOSA

FECHA DE REVISION

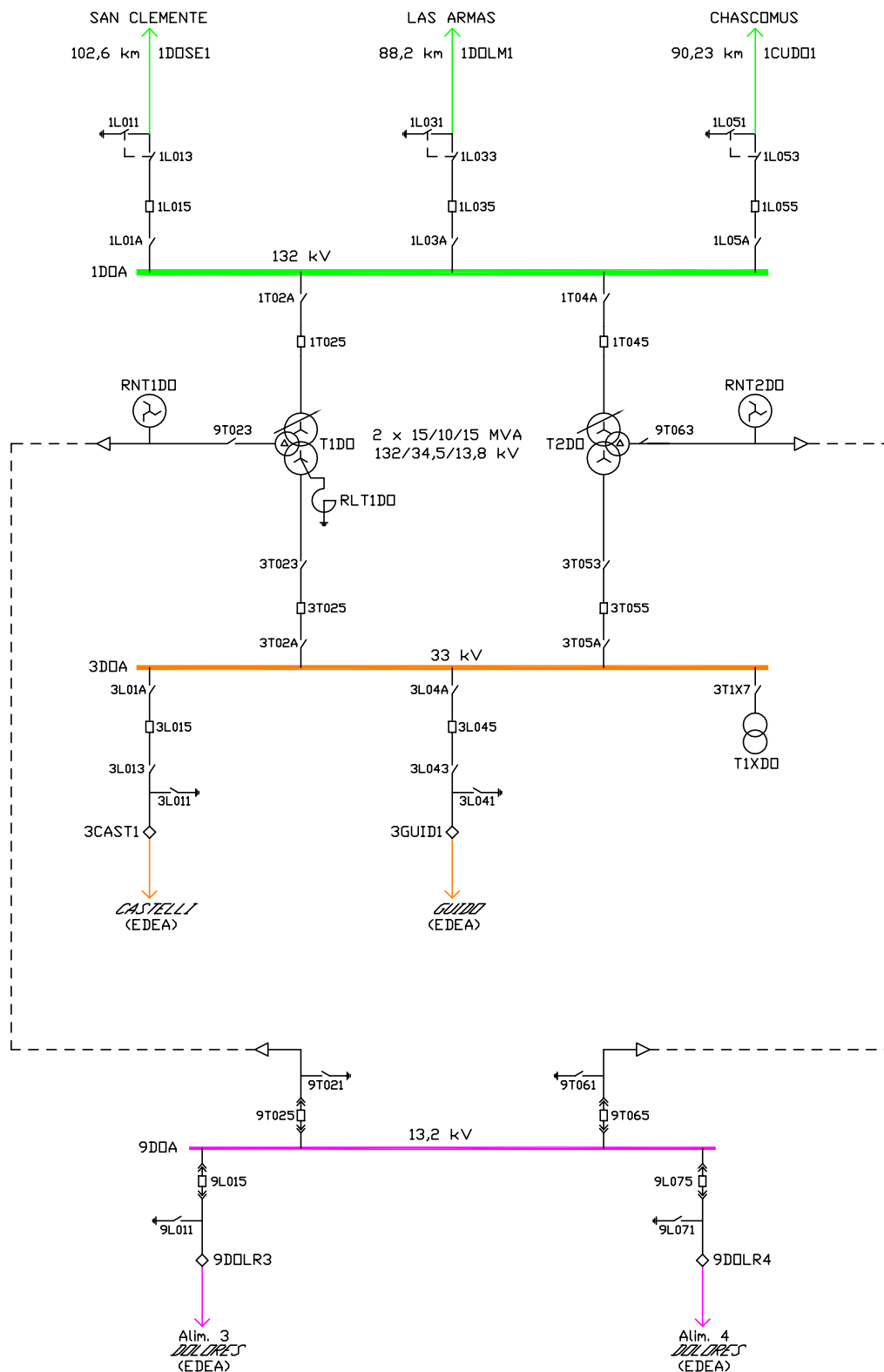
8 MAYO 2009

ESCALA

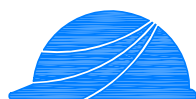
S/E

PLANO N°

2-4-ID-536



REFERENCIA: ◇ Puntos de conexión (4).



Transba

GERENCIA DE PLANIFICACION Y OPERACION DE LA RED
DEPARTAMENTO INGENIERIA DE OPERACION

ET DOLORES [DD]

ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO

Preparó Jorge PLATAS

Revisó Diego CACHERO

Aprobó Humberto CANOSA

Fecha de revisión:

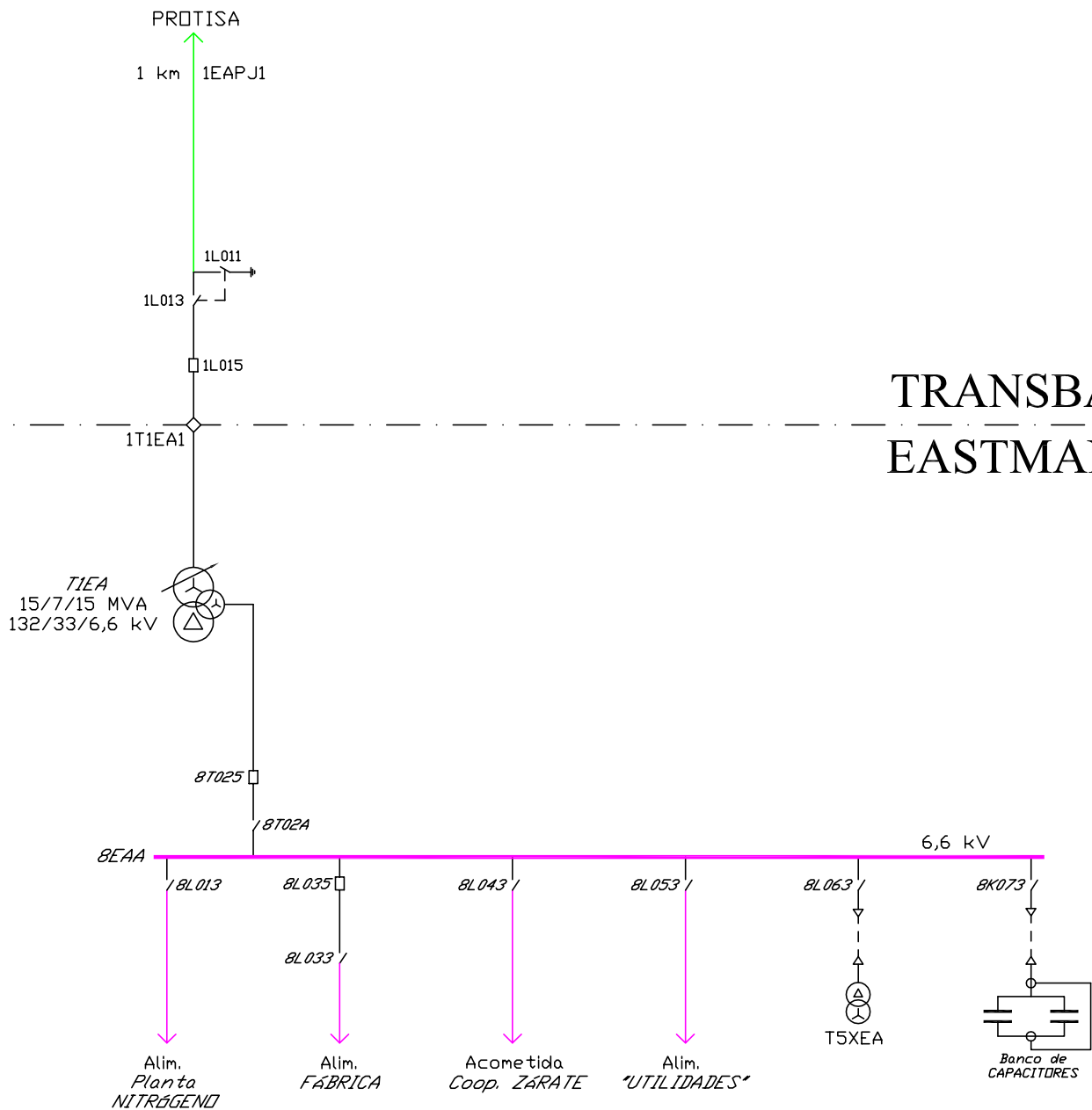
19 JUNIO 2012

Escala:

S/E

Plano N°

2-4-10-538



TRANSBA EASTMAN



Transba

GERENCIA DE PLANIFICACION Y OPERACION DE LA RED
DEPARTAMENTO INGENIERIA DE OPERACION

ET EASTMAN [EA]

ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO

Preparó Jorge PLATAS

Revisó Diego CACHERO

Aprobó Gustavo MARTIN

Fecha de revisión:

6 DICIEMBRE 2012

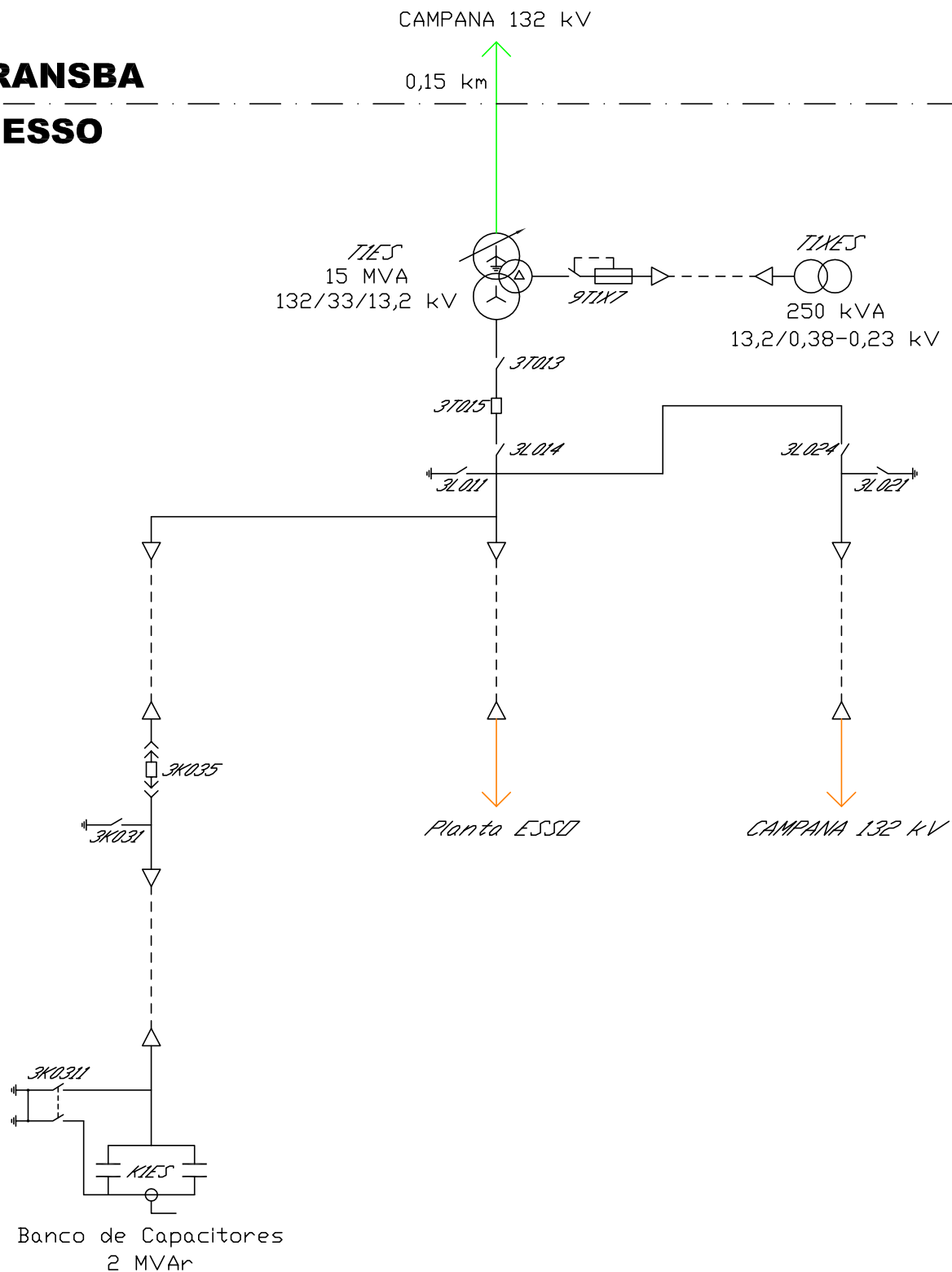
Escala:

S/E

Plano N°

2-4-ID-615

TRANSBA ESSO



Transba

GERENCIA DE PLANIFICACION Y OPERACION DE LA RED
DEPARTAMENTO INGENIERIA DE OPERACION

ET ESSO IESS

ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO

Preparó Jorge PLATAS

Revisó Diego CACHERO

Aprobó Gustavo MARTIN

Fecha de revisión:

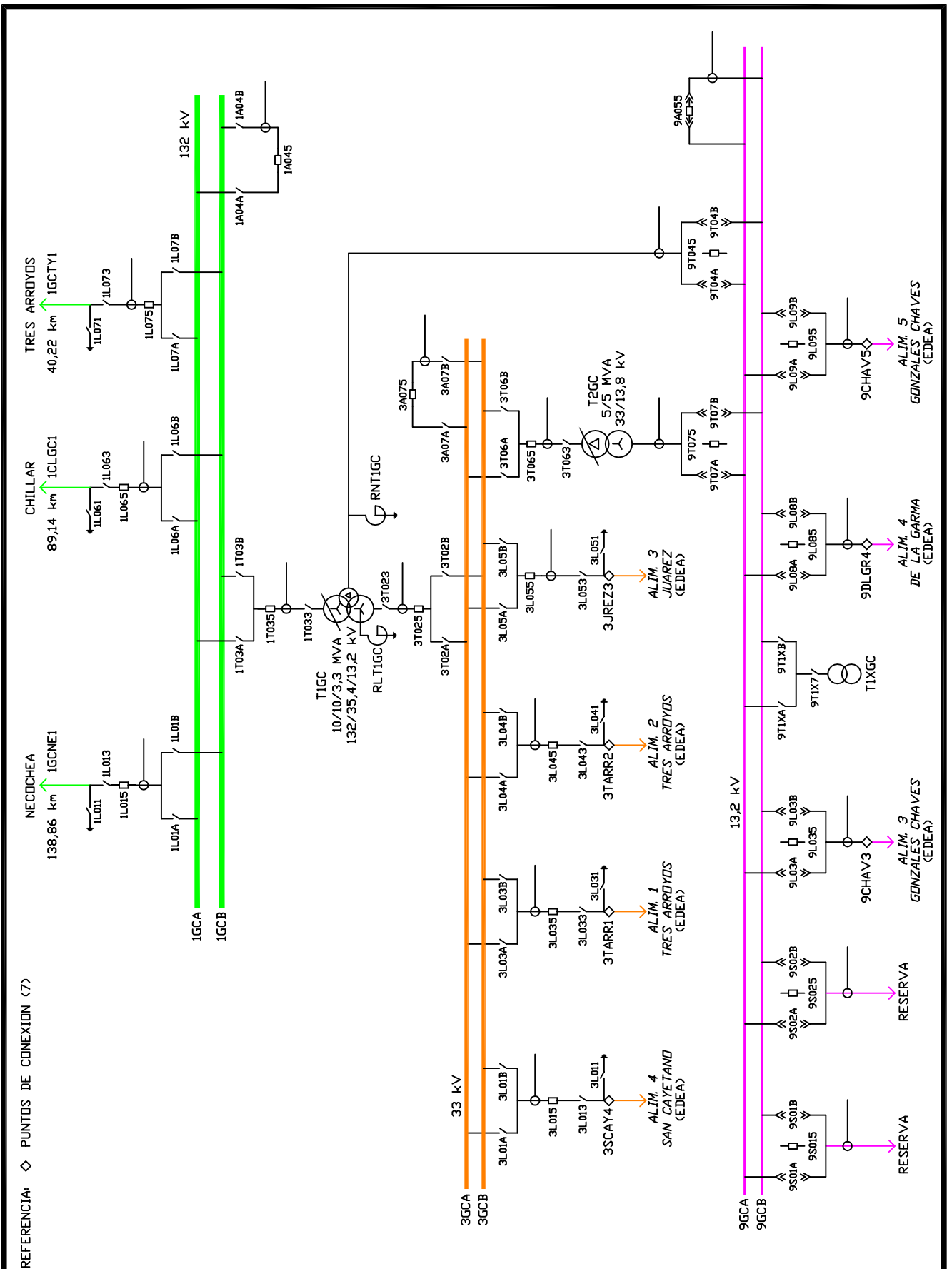
25 OCTUBRE 2012

Escala:

S/E

Plano N°

2-4-ID-683



GERENCIA DE PLANIFICACION Y OPERACION DE LA RED
DEPARTAMENTO INGENIERIA DE OPERACION

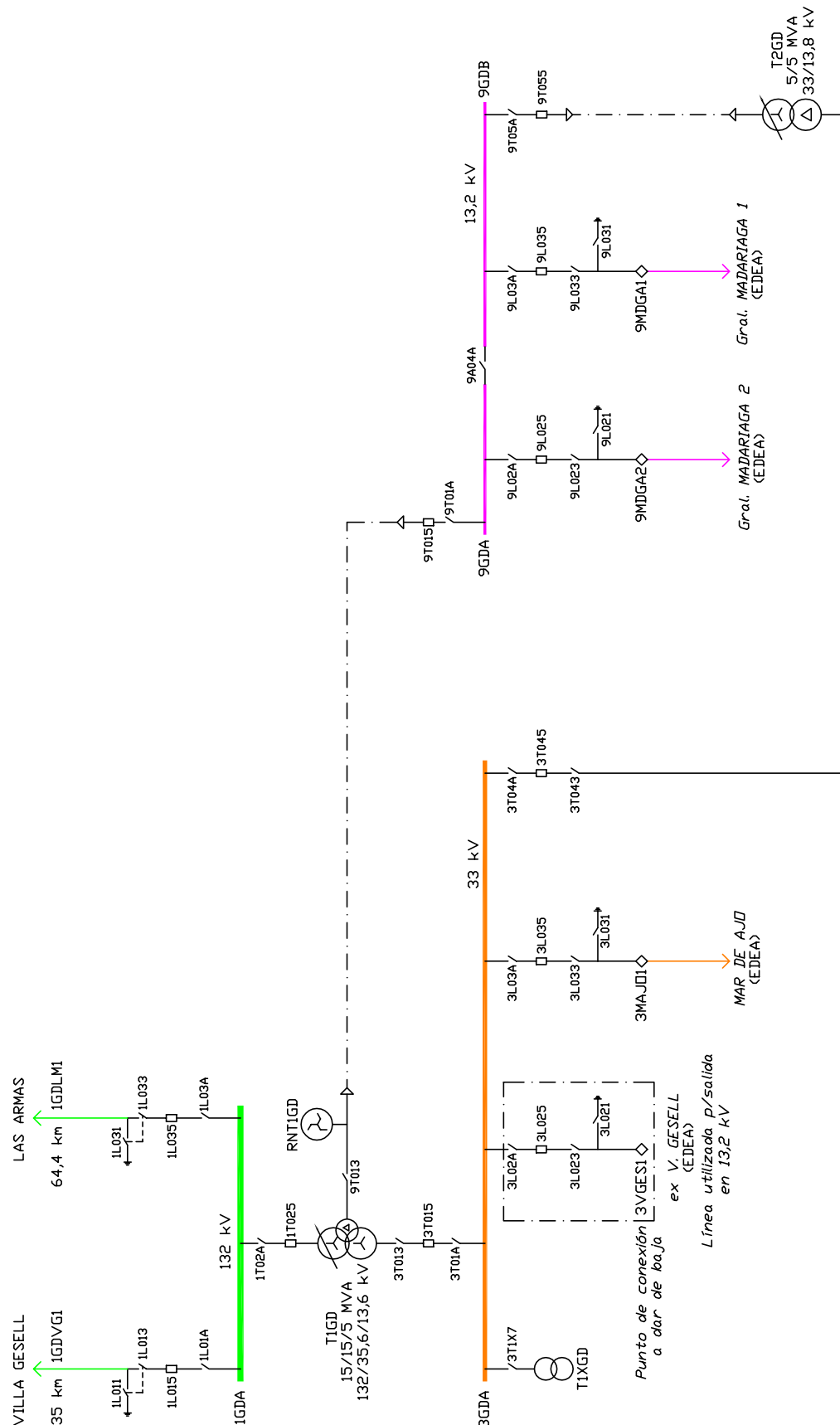
ET GONZALES CHAVES [GC]

ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO

Preparó	Daniel ESTEVES
Revisó	Juan WEIGANDT
Aprobó	Humberto CANOSA

FECHA DE REVISION 4 MAYO 2010

ESCALA S/E PLANO N° 2-4-ID-539



REFERENCIAS: ◇ Puntos de conexión (4).



GERENCIA DE PLANIFICACION Y OPERACION DE LA RED
DEPARTAMENTO INGENIERIA DE OPERACION

ET GENERAL MADARIAGA [GD]

ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO

Preparó	Jorge PLATAS
Revisó	Juan WEIGANDT
Aprobó	Humberto CANOSA

FECHA DE REVISION

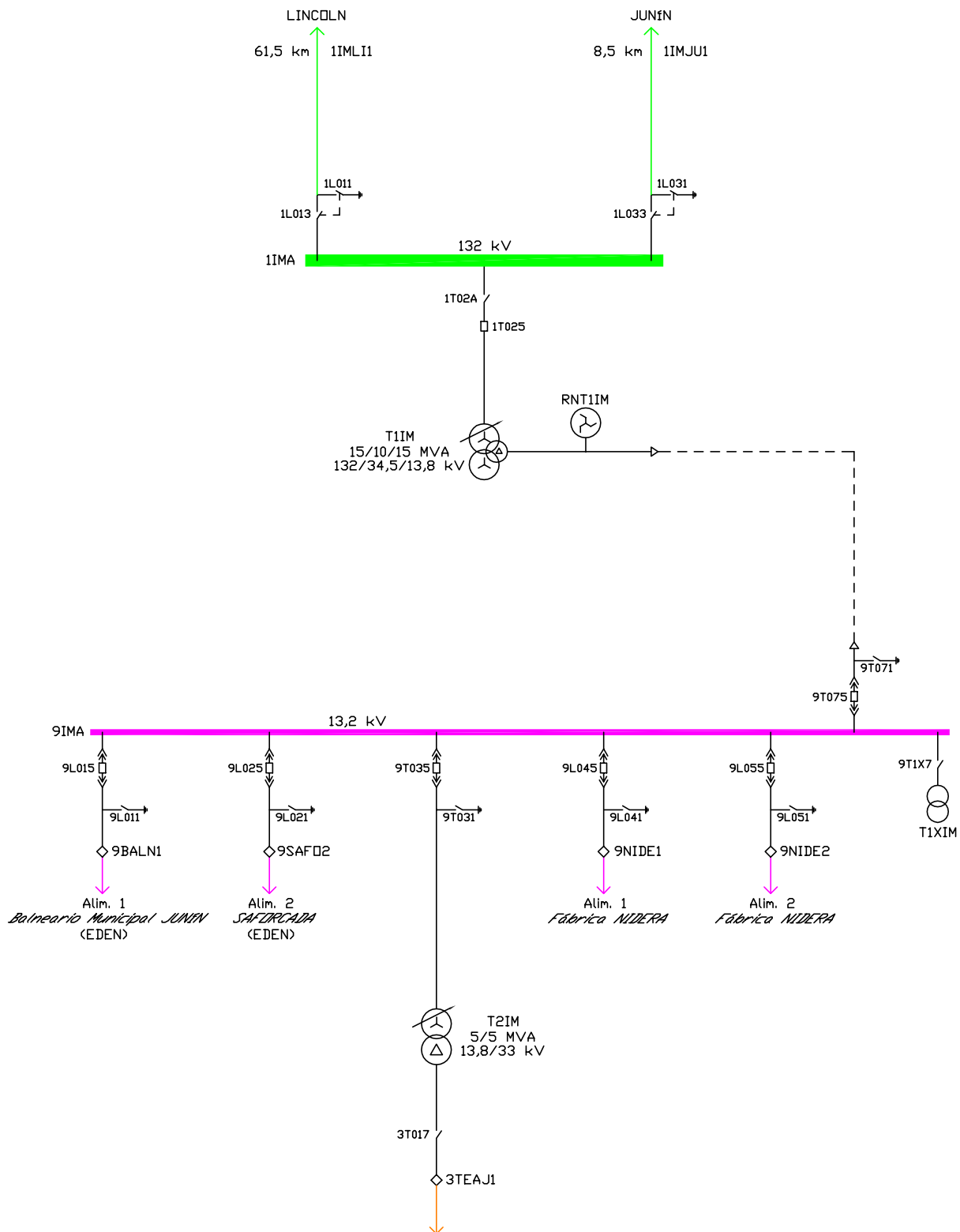
23 AGOSTO 2010

ESCALA

S/E

PLANO N°

2-4-ID-546



REFERENCIAS: ◇ Puntos de conexión (5).



GERENCIA DE PLANIFICACION Y OPERACION DE LA RED
DEPARTAMENTO INGENIERIA DE OPERACION

ET IMSA [IM]

ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO

Preparó Jorge PLATAS

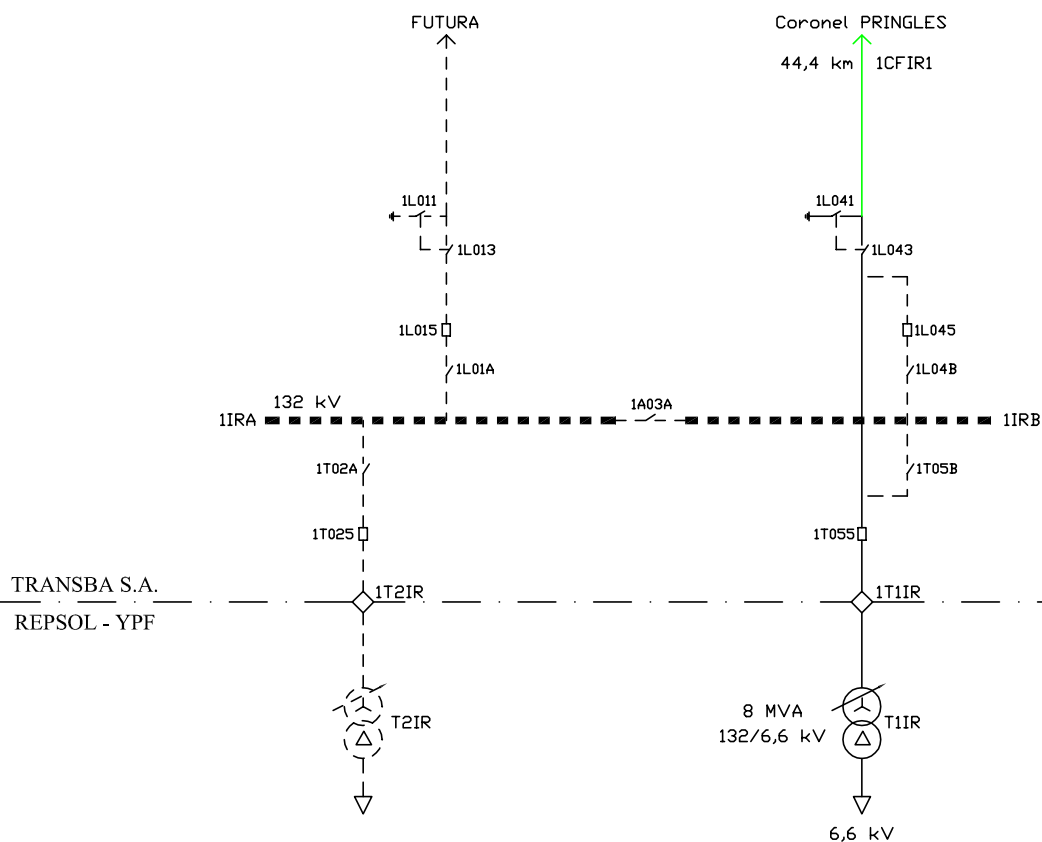
Revisó Diego CACHERO

Aprobó Gustavo MARTIN

Fecha de revisión: 13 SEPTIEMBRE 2012

Escala: S/E

Plano N° 2-4-ID-512



REFERENCIAS: - - - - Futura ampliación.
 ◇ Puntos de conexión (1).



GERENCIA DE PLANIFICACION Y OPERACION DE LA RED
 DEPARTAMENTO INGENIERIA DE OPERACION

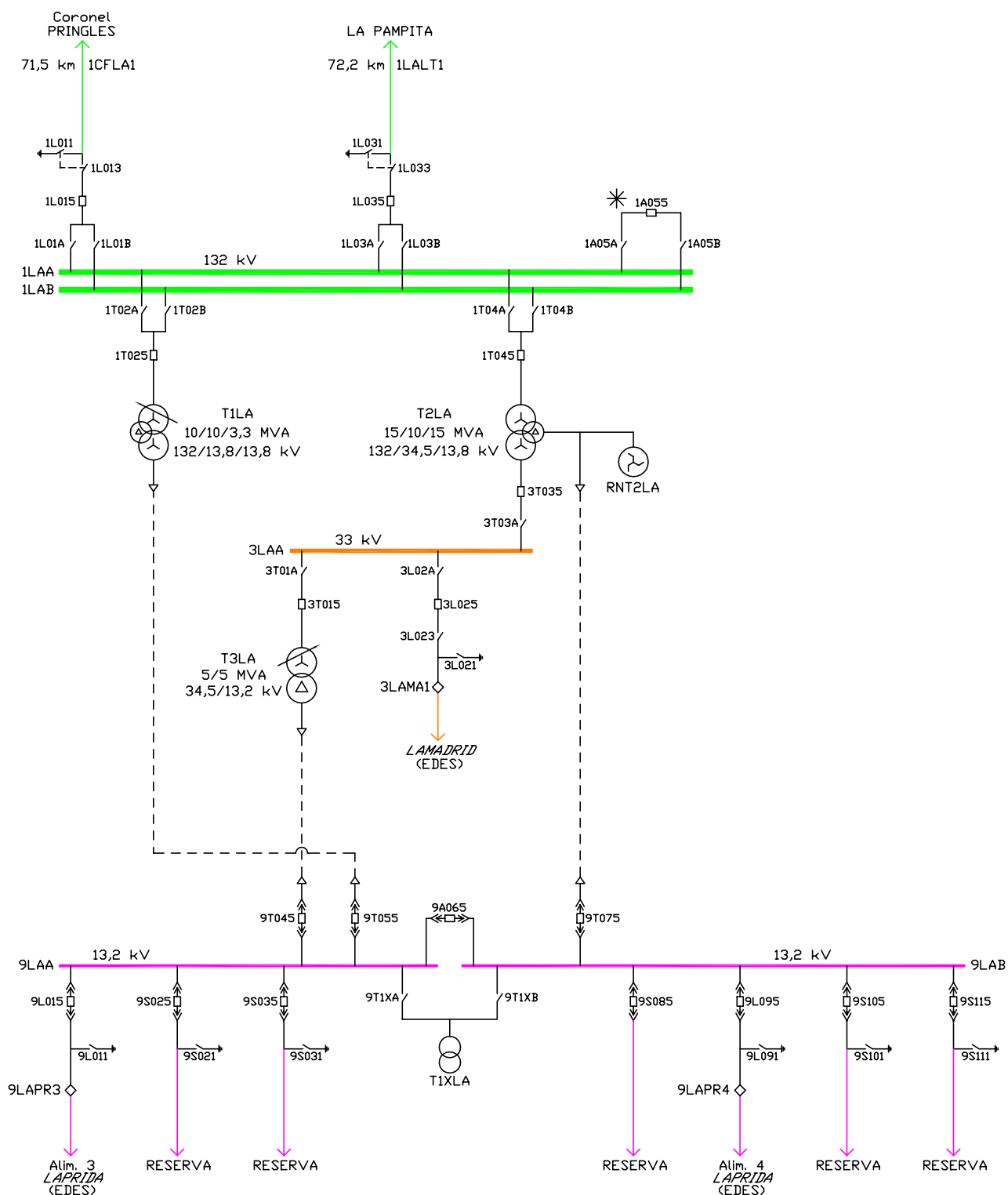
ET INDIO RICO [IR]

ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO

Preparó	Jorge PLATAS
Revisó	Juan A. WEIGANDT
Aprobó	Juan P. PIÑERO

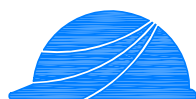
Fecha de revisión: 6 SEPTIEMBRE 2011

Escala:	S/E	Plano N°	2-4-ID-708
---------	-----	----------	------------



REFERENCIAS: ◇ Puntos de conexión (3).

* No está instalado a la fecha.



Transba

GERENCIA DE PLANIFICACION Y OPERACION DE LA RED
DEPARTAMENTO INGENIERIA DE OPERACION

ET LAPRIDA [LA]

ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO

Preparó Jorge PLATAS

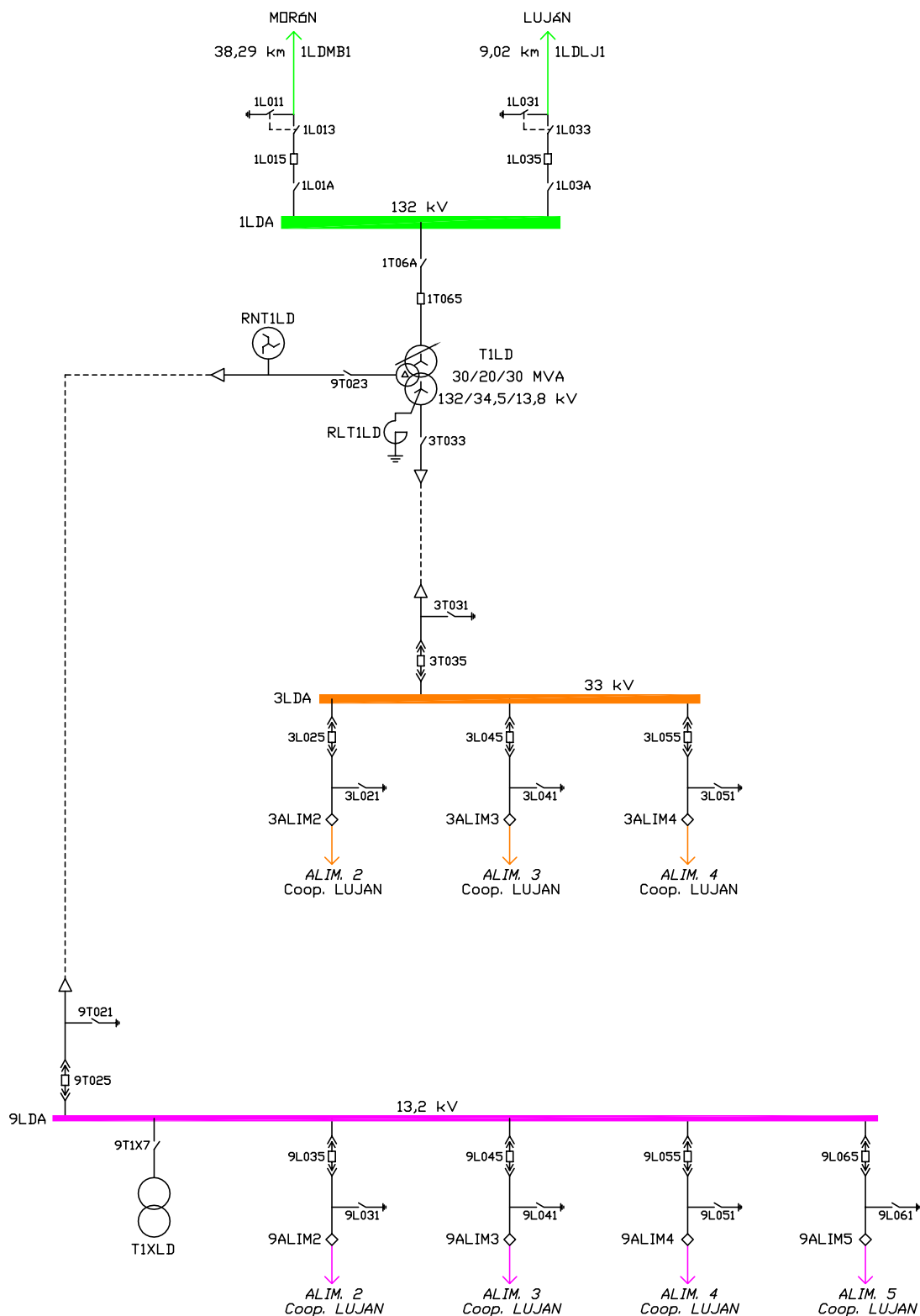
Revisó Juan WEIGANDT

Aprobó Humberto CANOSA

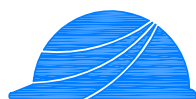
Fecha de revisión: 2 NOVIEMBRE 2011

Escala: S/E

Plano N° 2-4-ID-543



REFERENCIA: ◇ Puntos de conexión (?).



Transba

GERENCIA DE PLANIFICACION Y OPERACION DE LA RED
DEPARTAMENTO INGENIERIA DE OPERACION

ET LUJAN DOS [LD]

ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO

Preparó Jorge PLATAS

Revisó Juan WEIGANDT

Aprobó Gustavo MARTIN

FECHA DE REVISION

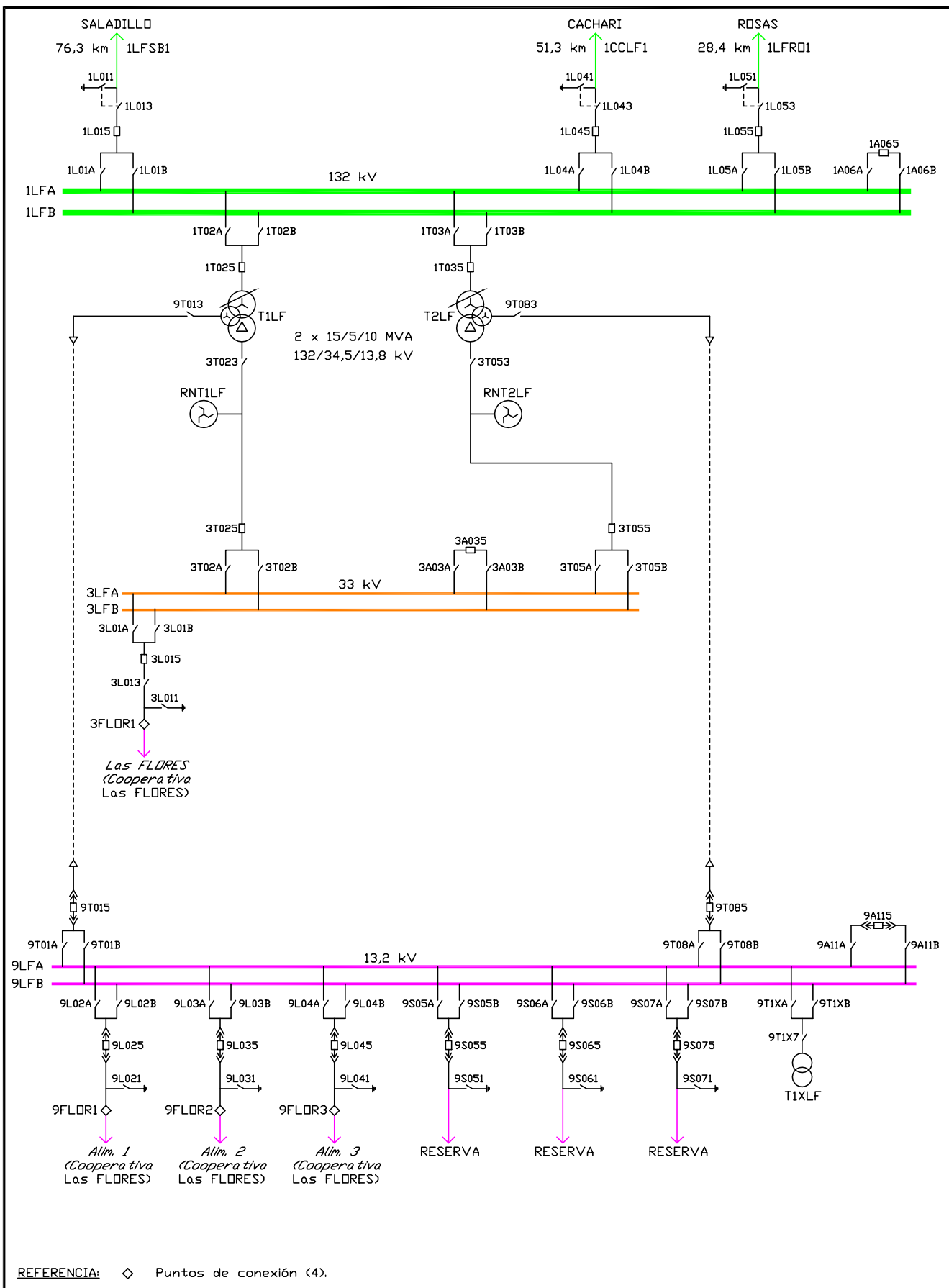
27 SEPTIEMBRE 2010

ESCALA

S/E

PLANO N°

2-4-ID-762



Transba

GERENCIA DE PLANIFICACION Y OPERACION DE LA RED
DEPARTAMENTO INGENIERIA DE OPERACION

ET LAS FLORES [LF]

ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO

Preparó Jorge PLATAS

Revisó Diego CACHERO

Aprobó Humberto CANOSA

Fecha de revisión:

13 DICIEMBRE 2012

Escala:

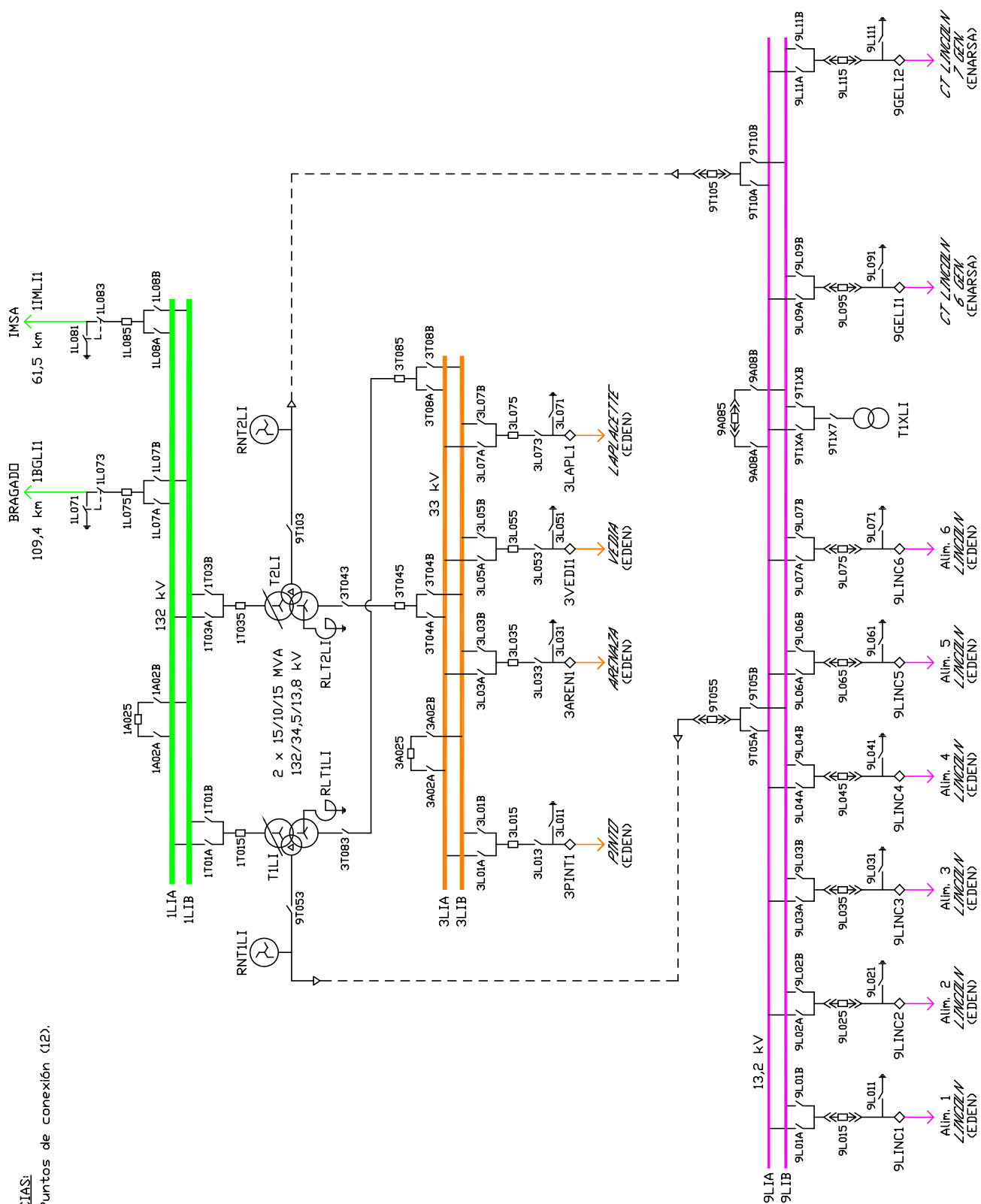
S/E

Plano N°

2-4-ID-544

REFERENCIAS:

- ◇ Puntos de conexión (12).



Transba

GERENCIA DE PLANIFICACION Y OPERACION DE LA RED
DEPARTAMENTO INGENIERIA DE OPERACION

ET LINCOLN [LI]

ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO

Preparó Jorge PLATAS

Revisó Diego CACHERO

Aprobó Gustavo MARTIN

Fecha de revisión:

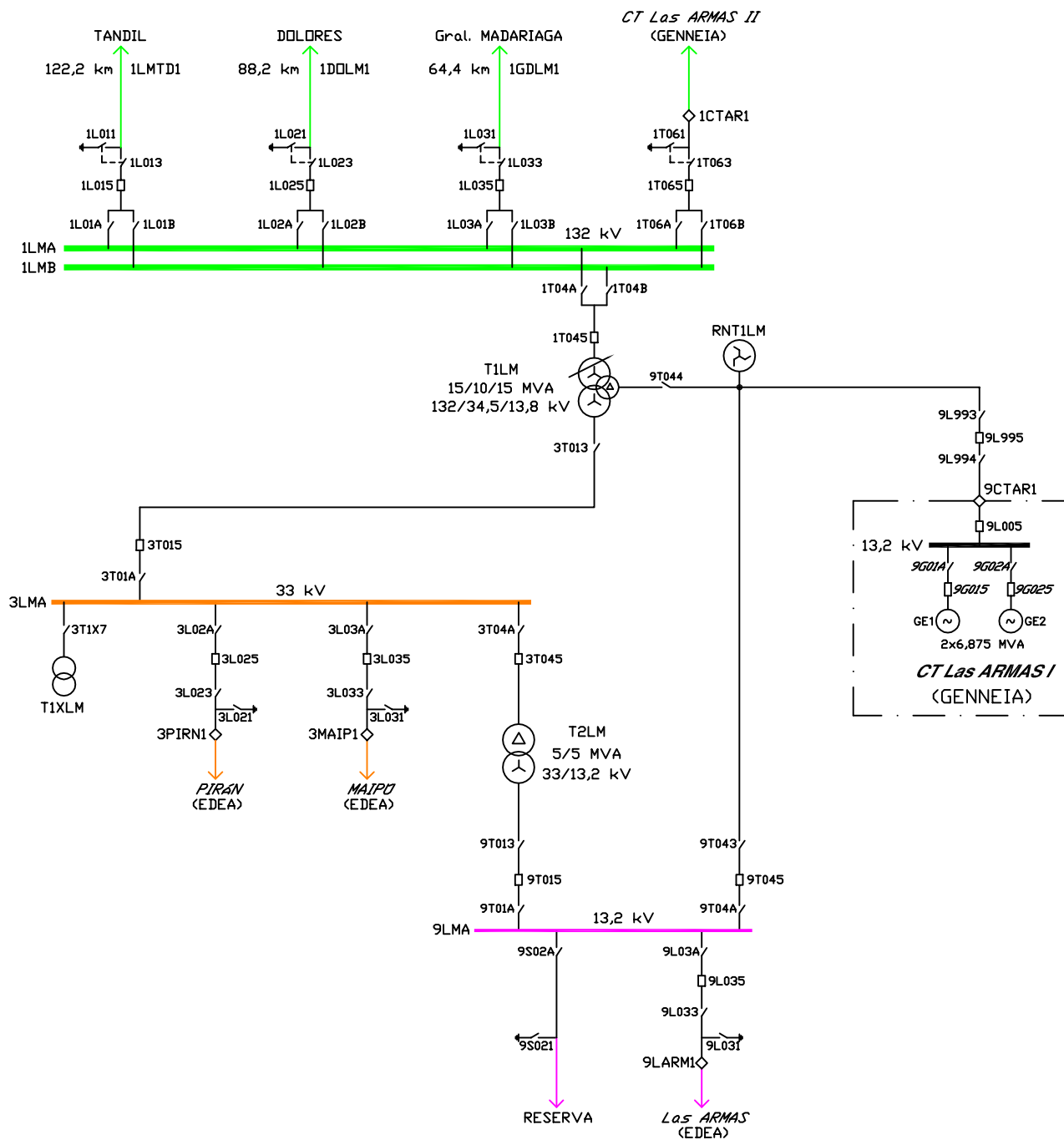
9 MARZO 2012

Escala:

S/E

Plano N°

2-4-ID-502



REFERENCIA: ◇ Puntos de conexión (5).



GERENCIA DE PLANIFICACION Y OPERACION DE LA RED
DEPARTAMENTO INGENIERIA DE OPERACION

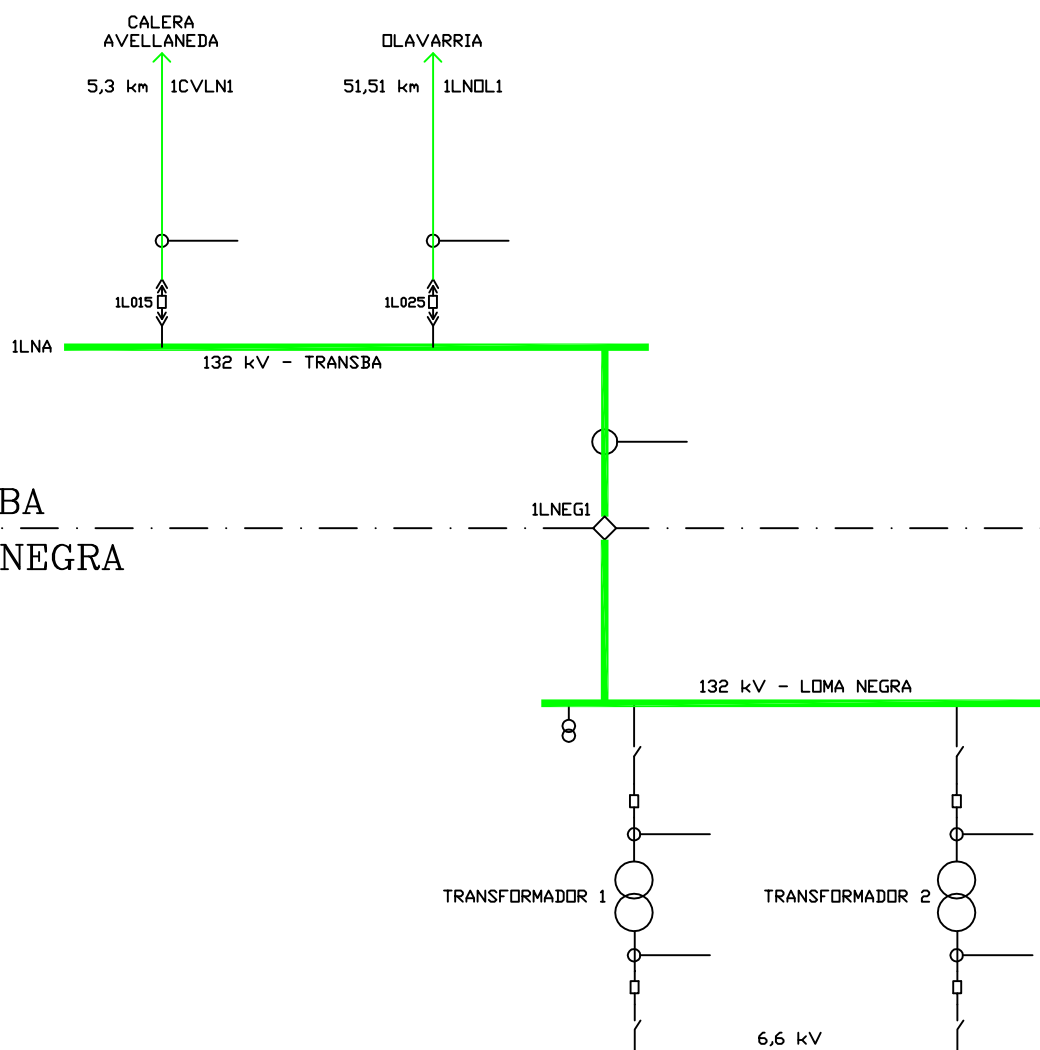
ET LAS ARMAS [LM]

ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO

Preparó	Jorge D. PLATAS
Revisó	Diego J. CACHERO
Aprobó	Juan Pedro PIÑERO

Fecha de revisión: 8 MAYO 2014

Escala:	S/E	Plano N°	2-4-ID-495
---------	-----	----------	------------



REFERENCIA: ◇ PUNTO DE CONEXION (1)



Transba

GERENCIA DE PLANIFICACION Y OPERACION DE LA RED
DEPARTAMENTO INGENIERIA DE OPERACION

ET LOMA NEGRA [LN]

ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO

Preparó Daniel ESTEVES

Revisó Jorge PLATAS

Aprobó Humberto CANOSA

FECHA DE REVISION

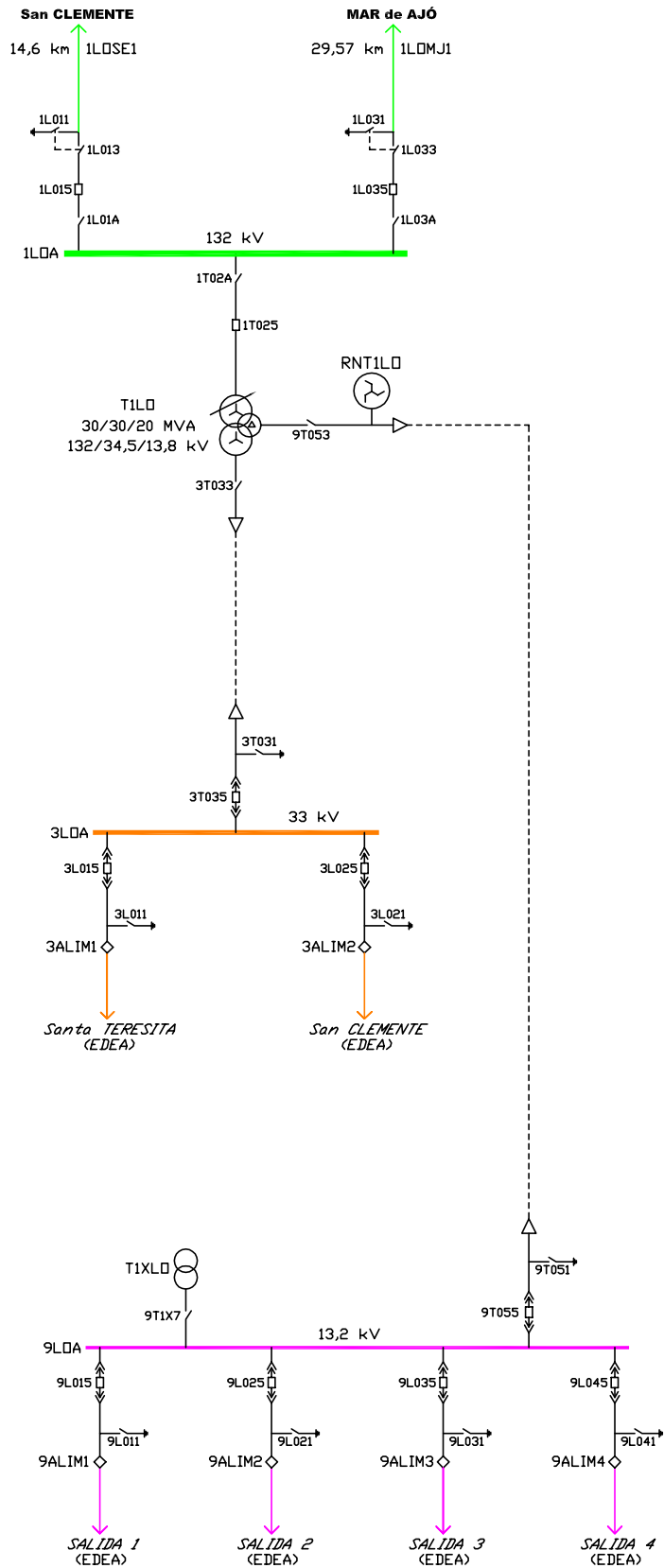
27 ABRIL 2009

ESCALA

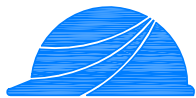
S/E

PLANO N°

2-4-IO-545



REFERENCIA: ◇ Puntos de conexión (6).



Transba

GERENCIA DE PLANIFICACION Y OPERACION DE LA RED
DEPARTAMENTO INGENIERIA DE OPERACION

ET LAS TONINAS [L0]

ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO

Preparó Jorge PLATAS

Revisó Diego CACHERO

Aprobó Humberto CANOSA

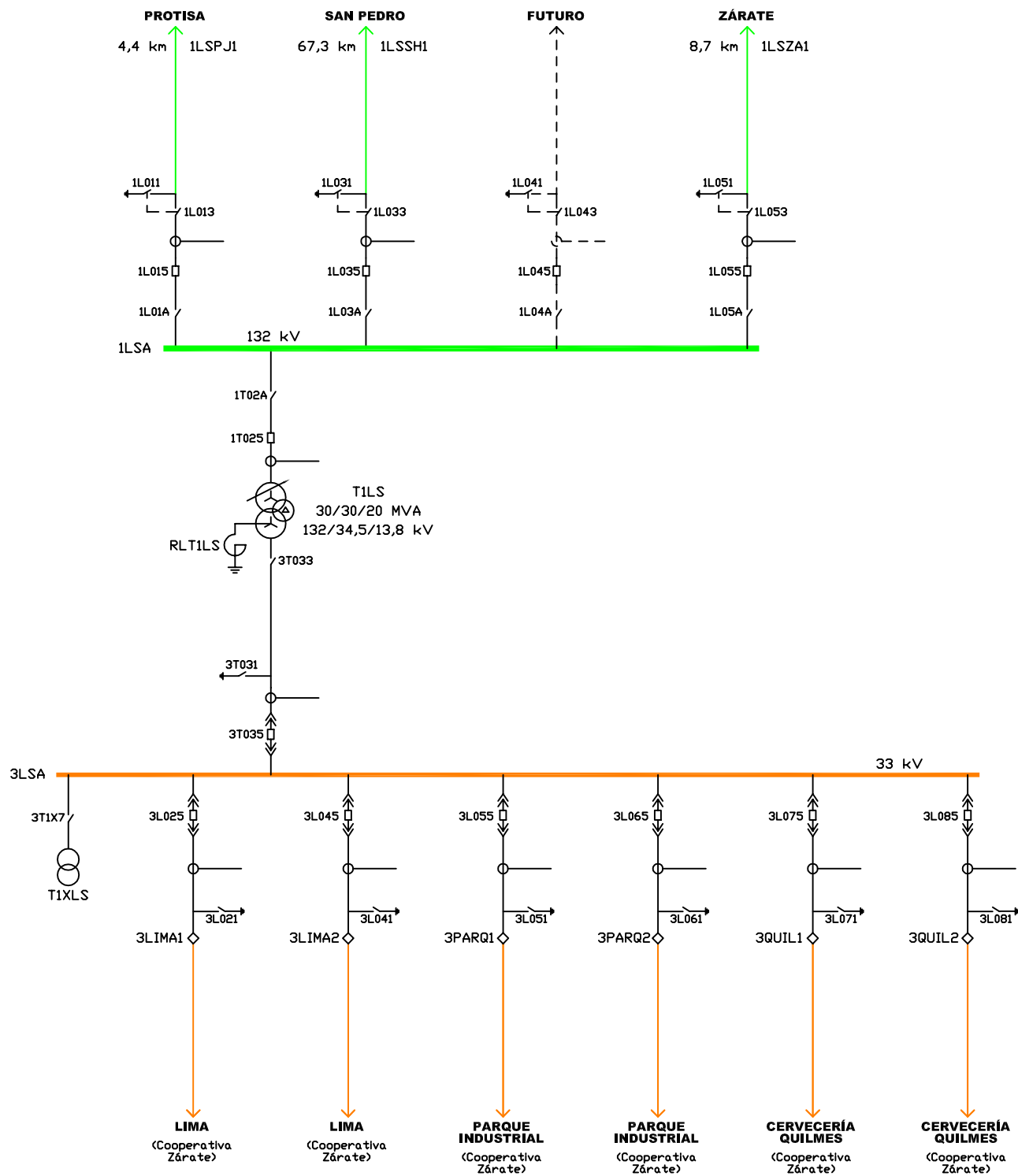
Fecha de revisión: 19 JUNIO 2012

Escala: S/E

Plano N° 2-4-IO-731



Plano N°	2-4-ID-523
----------	------------



REFERENCIA: ◊ PUNTOS DE CONEXION (◊).



GERENCIA DE PLANIFICACION Y OPERACION DE LA RED
DEPARTAMENTO INGENIERIA DE OPERACION

ET LAS PALMAS [LS]

ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO

Preparó Daniel ESTEVES

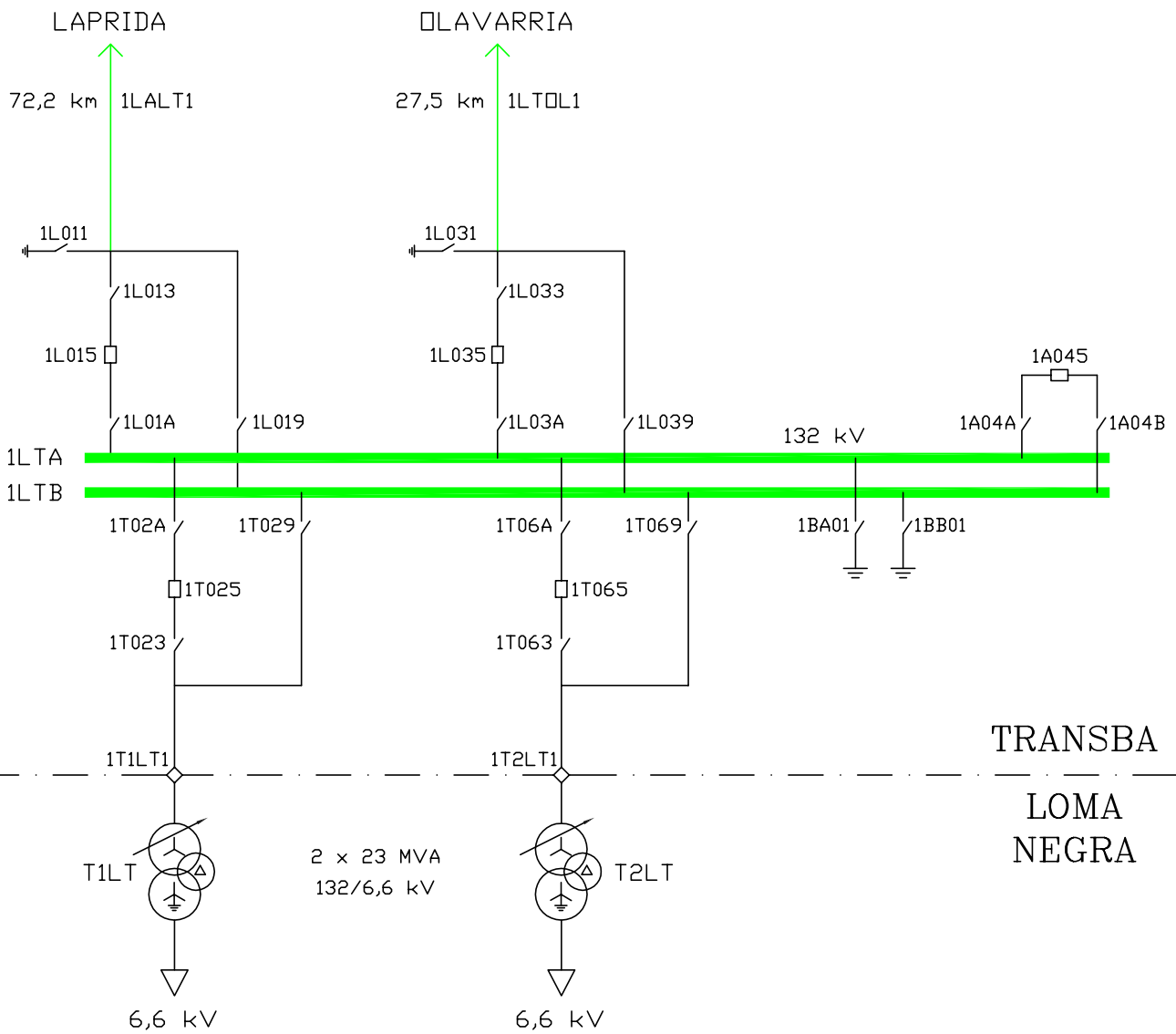
Revisó Jorge PLATAS

Aprobó Gustavo MARTIN

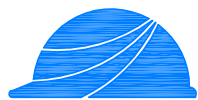
FECHA DE REVISION 26 AGOSTO 2009

ESCALA S/E

PLANO N° 2-4-ID-772



REFERENCIA: ◇ Puntos de conexión (2).



Transba

GERENCIA DE PLANIFICACION Y OPERACION DE LA RED
DEPARTAMENTO INGENIERIA DE OPERACION

ET LA PAMPITA [LT]

ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO

Preparó Jorge PLATAS

Revisó Juan WEIGANDT

Aprobó Humberto CANOSA

FECHA DE REVISION

15 AGOSTO 2010

ESCALA

S/E

PLANO N°

2-4-ID-681



Transba

ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO

Fecha de revisión: 23 AGOSTO 2012

GERENCIA DE PLANIFICACION Y OPERACION DE LA RED
DEPARTAMENTO INGENIERIA DE OPERACION

ET MERCEDES [MD]

Preparó Jorge PLATAS

Revisó Diego CACHERO

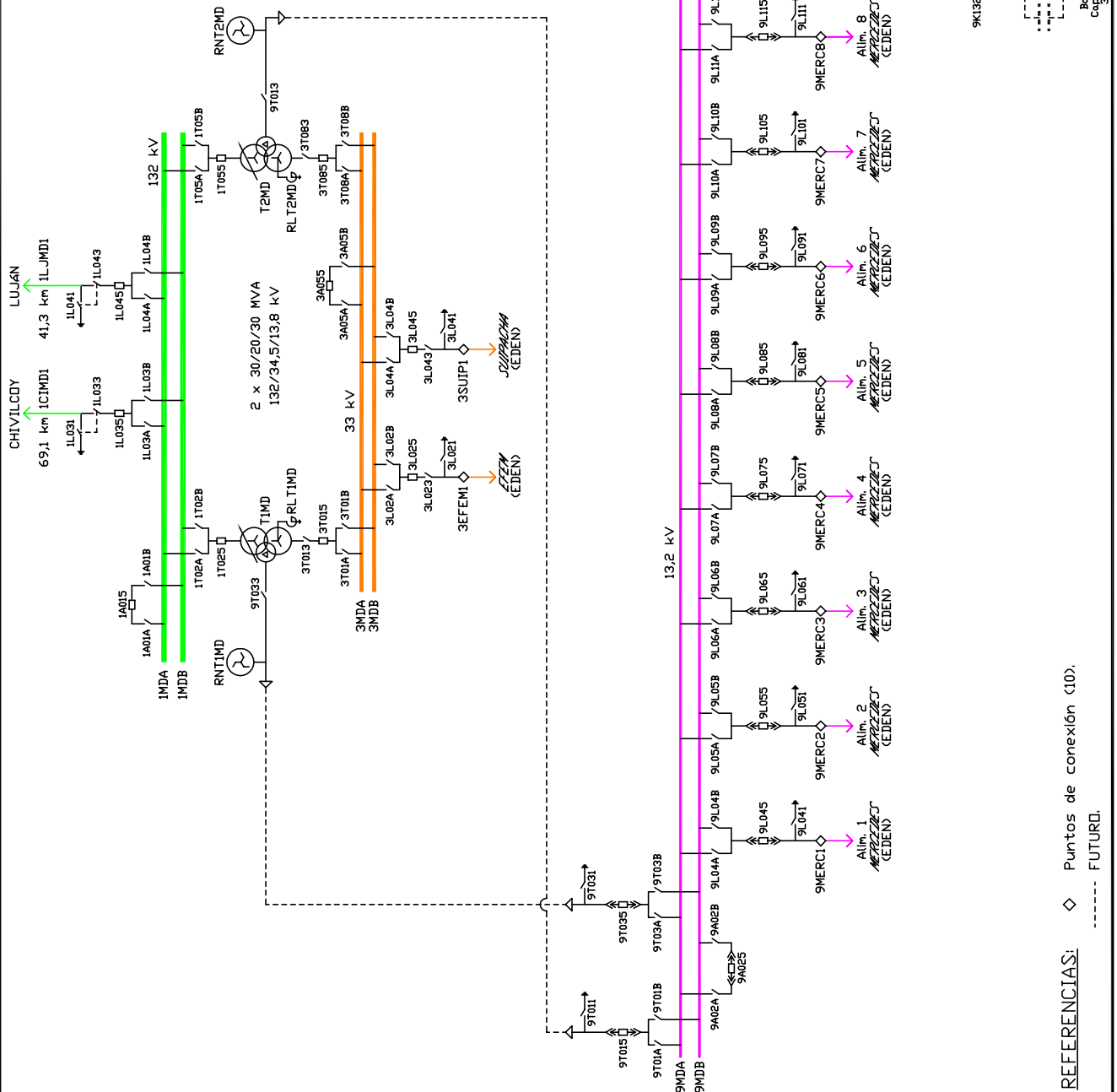
Aprobó Gustavo MARTIN

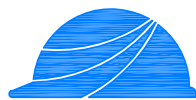
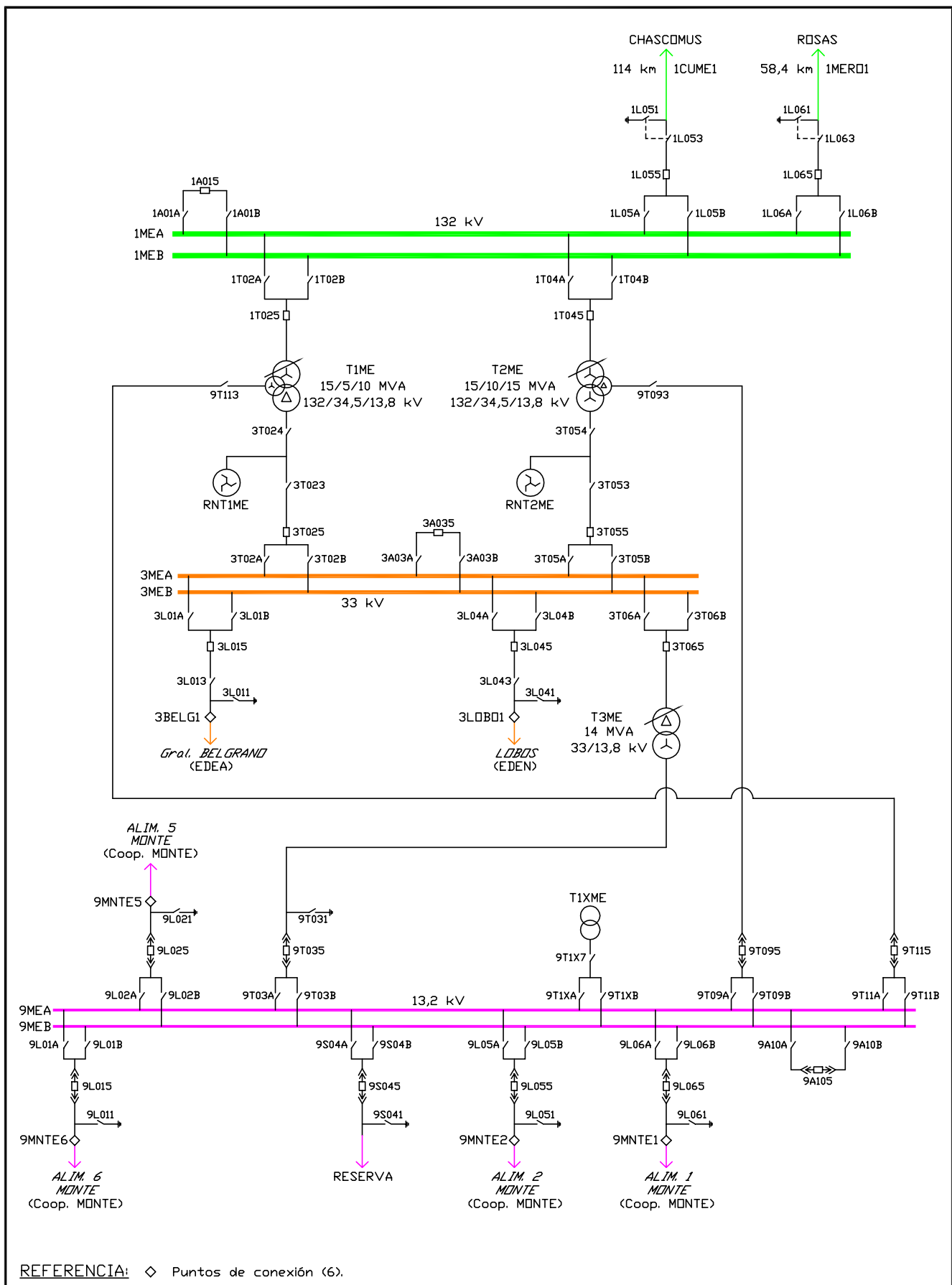
Escala: S/E

Plano N° 2-4-IO-504

REFERENCIAS: ◇ Puntos de conexión (10).

----- FUTURO.





Transba

GERENCIA DE PLANIFICACION Y OPERACION DE LA RED
DEPARTAMENTO INGENIERIA DE OPERACION

ET MONTE [ME]

ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO

Preparó Jorge PLATAS

Revisó Juan WEIGANDT

Aprobó Humberto CANOSA

FECHA DE REVISION

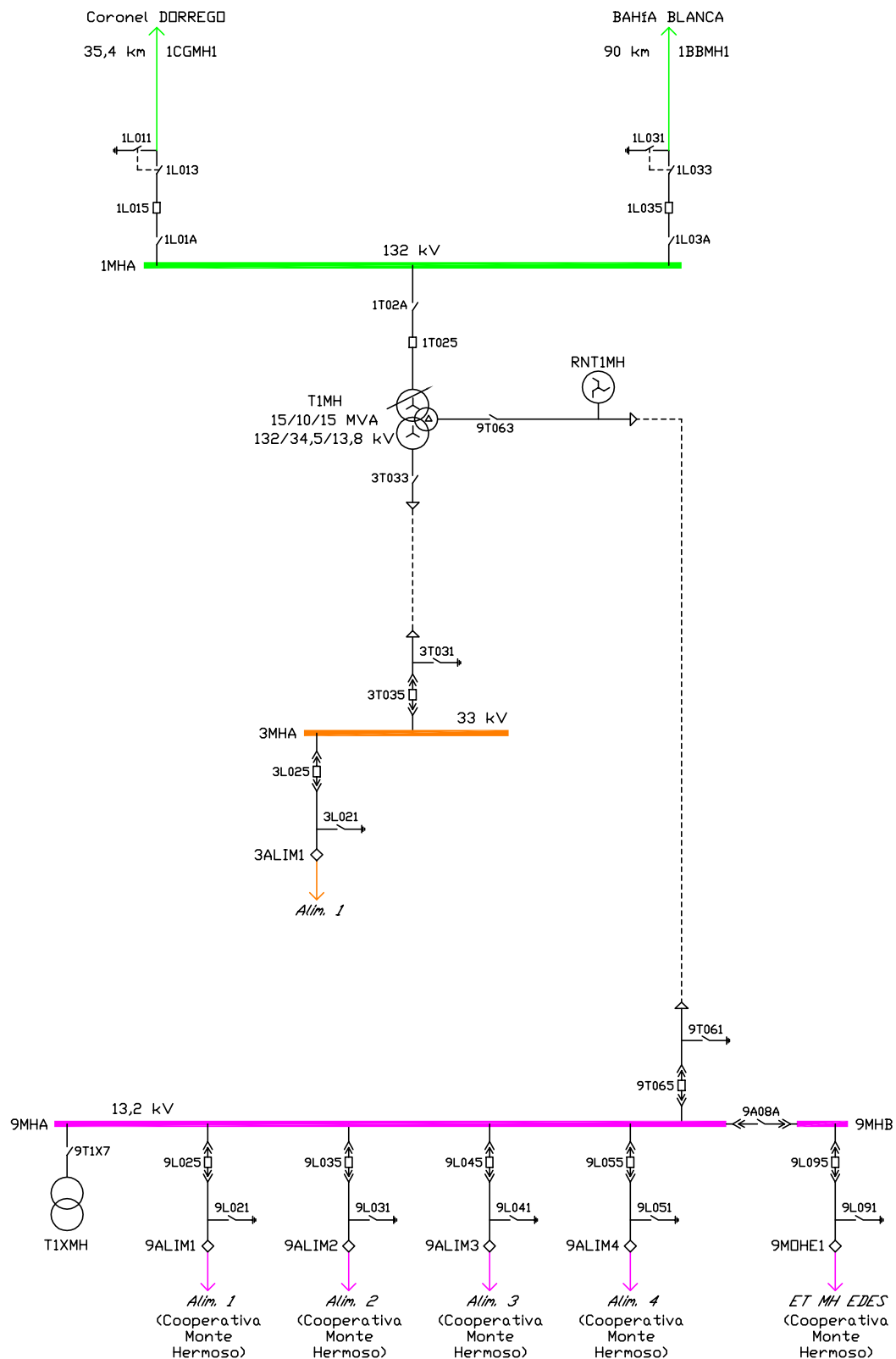
19 AGOSTO 2010

ESCALA

S/E

PLANO N°

2-4-IO-548



REFERENCIA: ◇ Puntos de conexión (5).



Transba

GERENCIA DE PLANIFICACION Y OPERACION DE LA RED
DEPARTAMENTO INGENIERIA DE OPERACION

ET MONTE HERMOSO [MH]

ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO

Preparó Jorge PLATAS

Revisó Diego CACHERO

Aprobó Juan Pedro PIÑERO

Fecha de revisión:

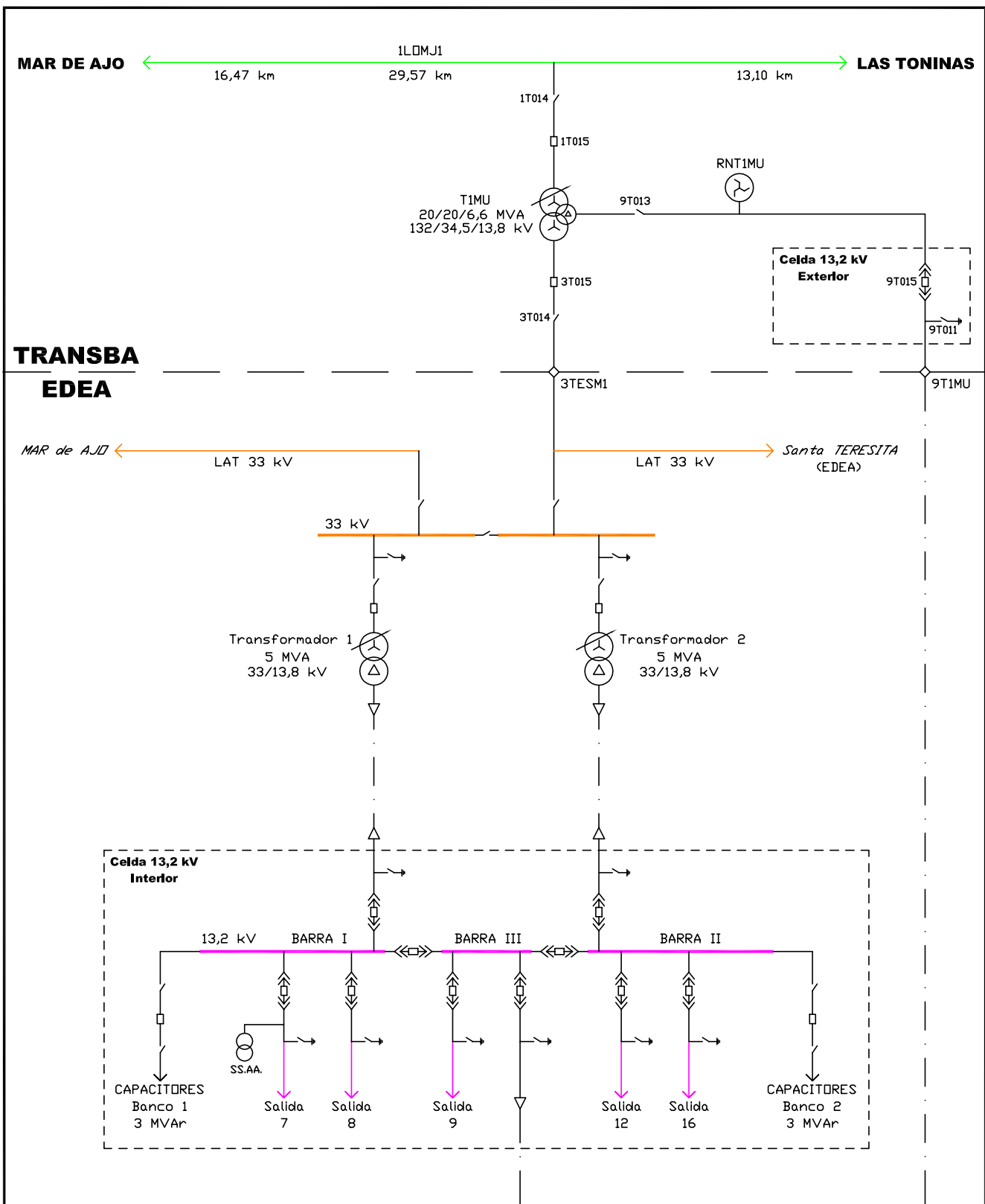
21 DICIEMBRE 2012

Escala:

S/E

Plano N°

2-4-ID-775



REFERENCIAS: ◇ Puntos de conexión (2).
 Los SS.AA. CA se toman de los SS.AA. de EDEA.
 Los SS.AA. CC son de TRANSBA y alimentan a EDEA.



GERENCIA DE PLANIFICACION Y OPERACION DE LA RED
 DEPARTAMENTO INGENIERIA DE OPERACION

ET MAR DEL TUYU [MU]

ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO

Fecha de revisión: 18 ENERO 2012

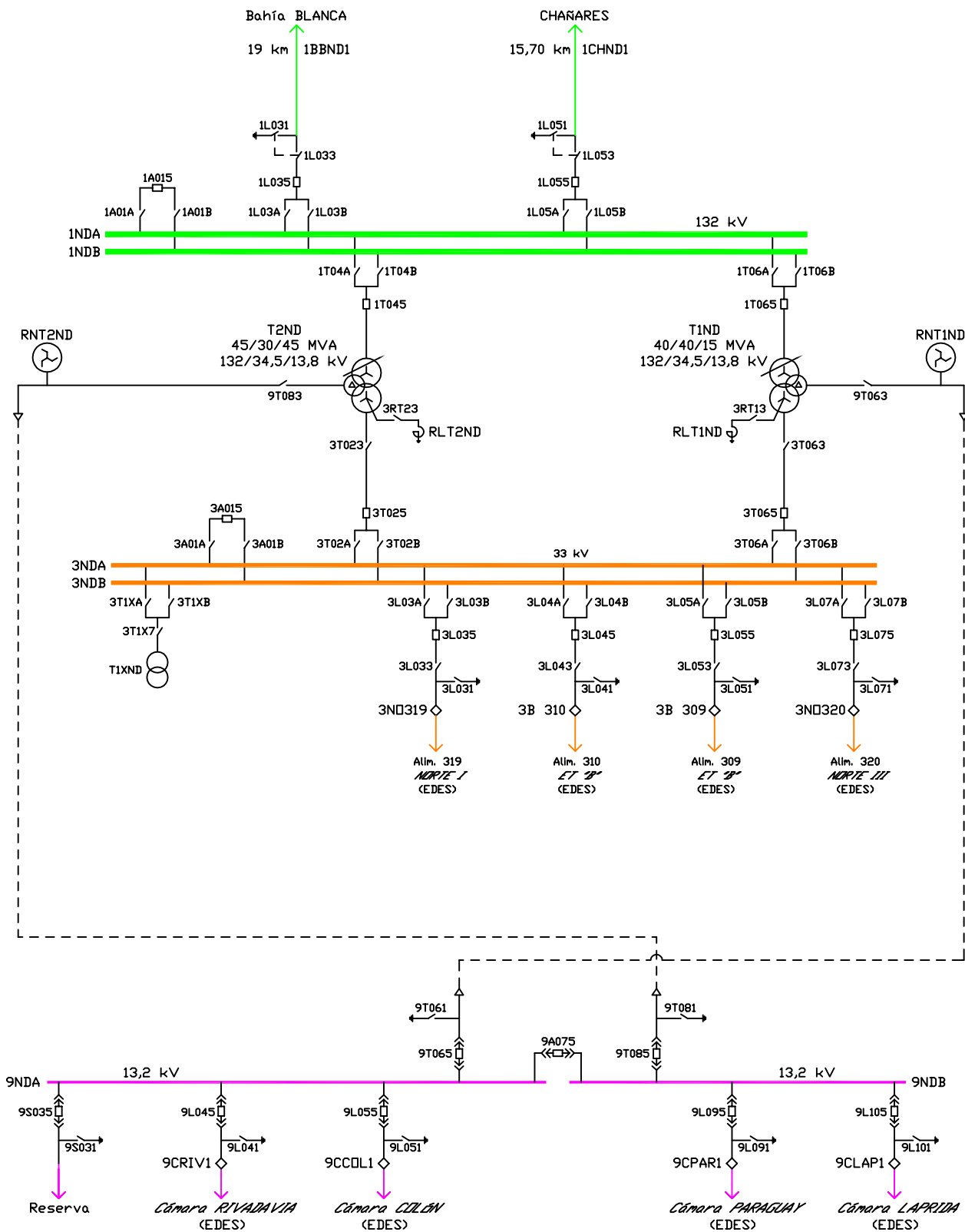
Preparó Jorge PLATAS

Revisó Diego CACHERO

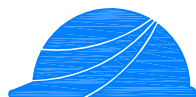
Aprobó Humberto CANOSA

Escala: S/E

Plano N° 2-4-10-549



REFERENCIAS: ◇ Puntos de conexión (8).



Transba

GERENCIA DE PLANIFICACION Y OPERACION DE LA RED
DEPARTAMENTO INGENIERIA DE OPERACION

ET NORTE DOS [ND]

ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO

Preparó Jorge PLATAS

Revisó Diego CACHERO

Aprobó Juan P. PIÑERO

Fecha de revisión:

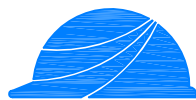
4 NOVIEMBRE 2013

Escala:

S/E

Plano N°

2-4-10-525



Transba

ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO

Fecha de revisión: 8 MAYO 2014

GERENCIA DE PLANIFICACION Y OPERACION DE LA RED
DEPARTAMENTO INGENIERIA DE OPERACION

ET NECOCHEA [NE]

Preparó Jorge D. PLATAS

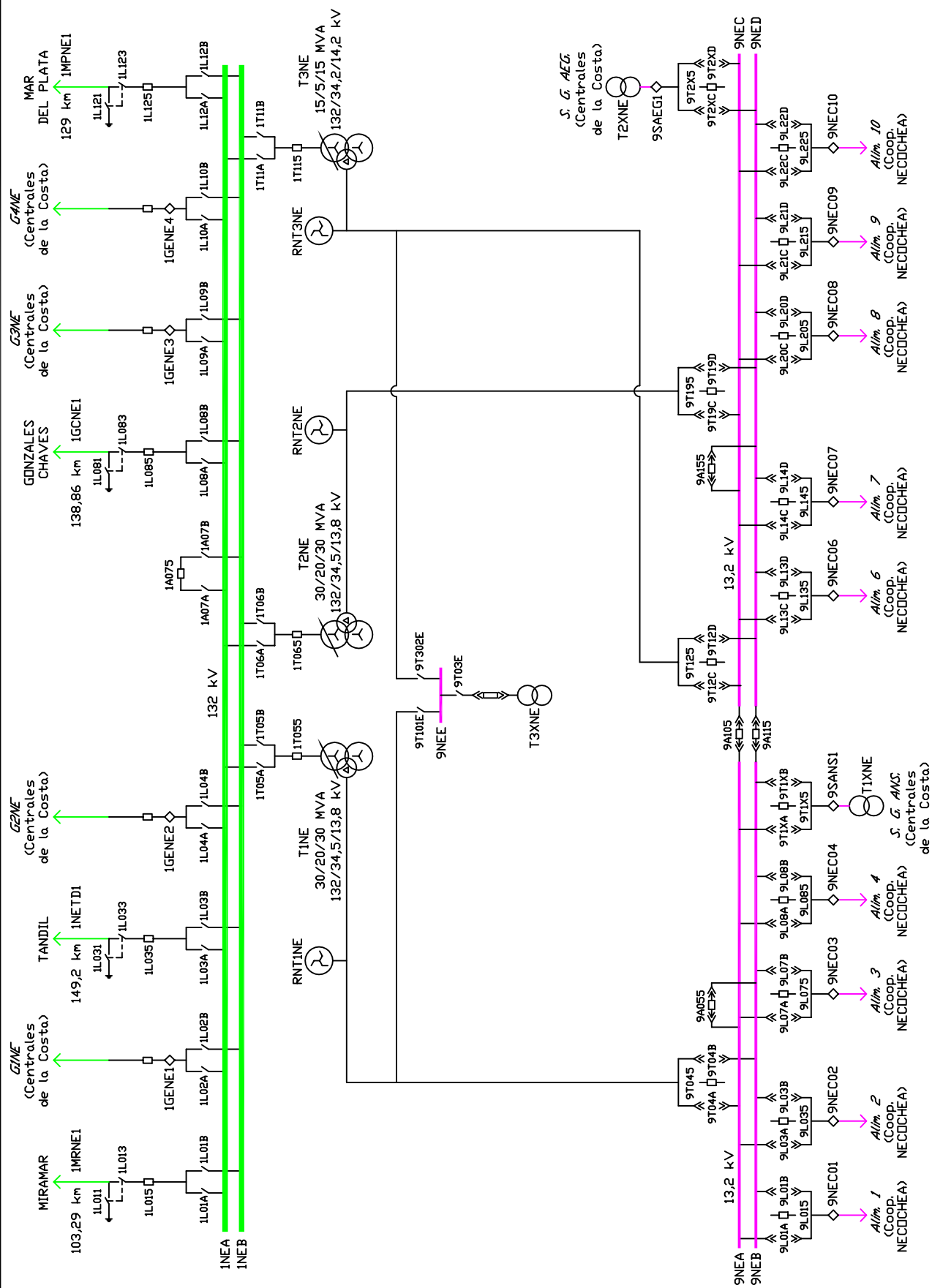
Revisó Diego J. CACHERO

Aprobó Juan P. PIÑERO

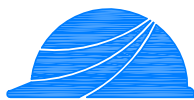
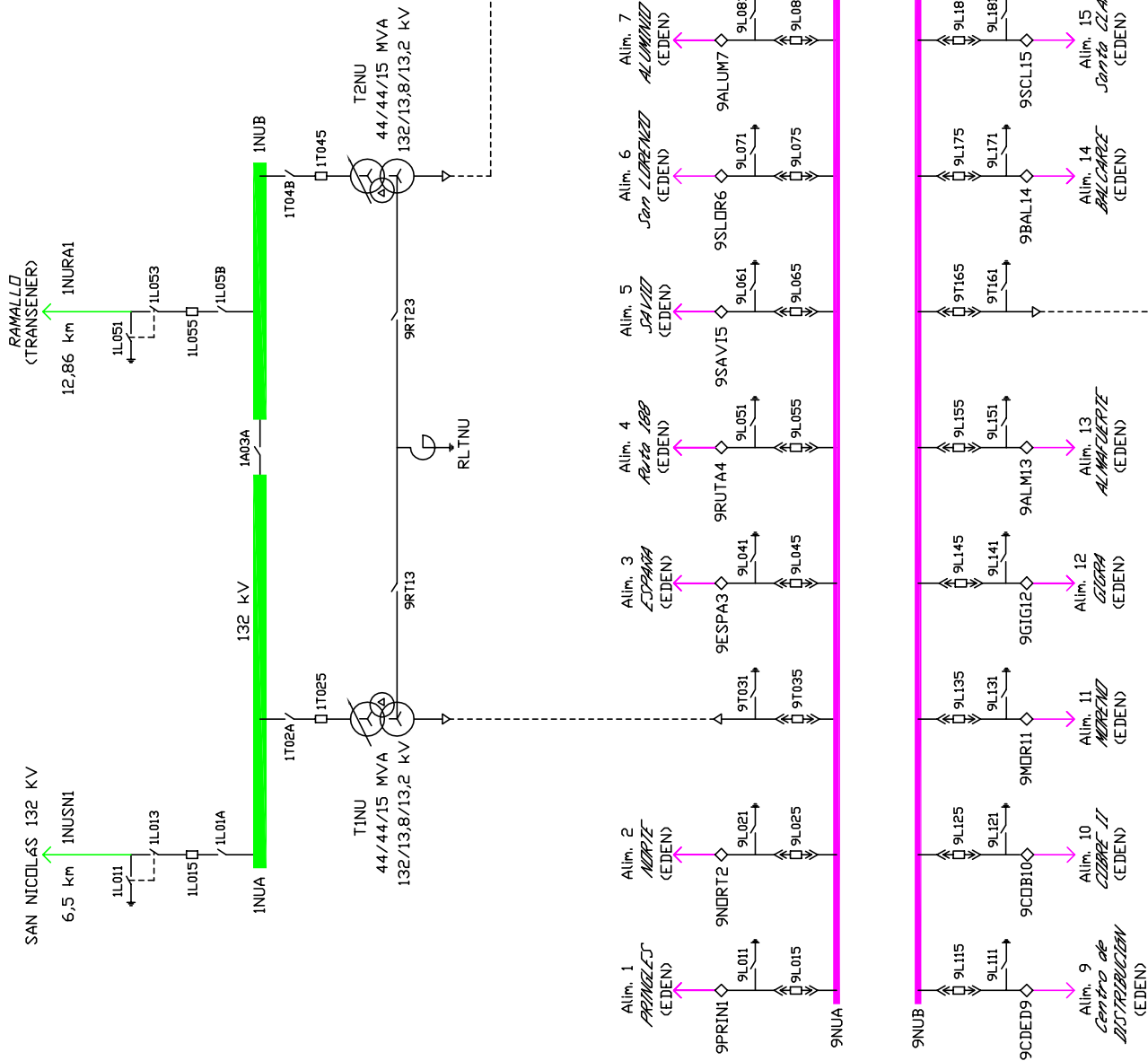
Escala: S/E

Plano N° 2-4-ID-542

REFERENCIA: ♦ Puntos de conexión (15).



REFERENCIA: ◇ Puntos de conexión (14).



Transba

GERENCIA DE PLANIFICACION Y OPERACION DE LA RED
DEPARTAMENTO INGENIERIA DE OPERACION

ET SAN NICOLÁS URBANA [NU]

ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO

Preparó Jorge PLATAS

Revisó Diego CACHERO

Aprobó Gustavo MARTIN

Fecha de revisión:

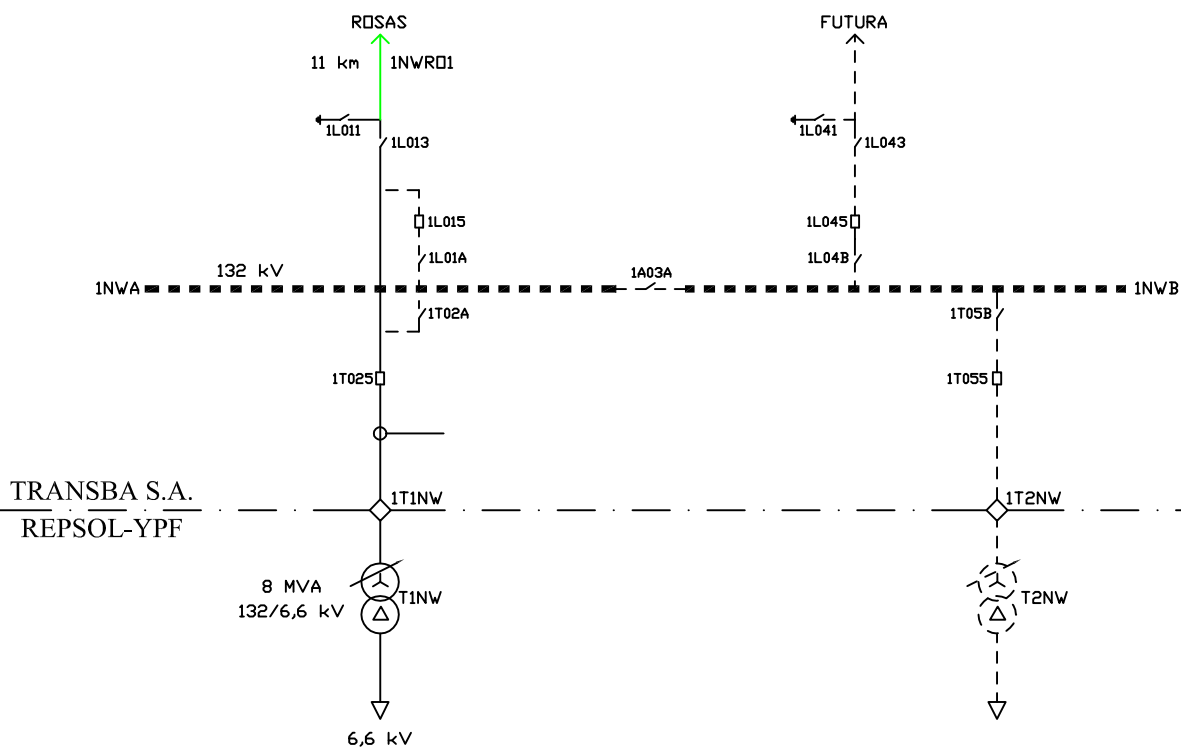
31 OCTUBRE 2012

Escala:

S/E

Plano N°

2-4-ID-519



REFERENCIAS: ■ ■ ■ — FUTURA AMPLIACION
 ◇ PUNTOS DE CONEXION (2)



GERENCIA DE PLANIFICACION Y OPERACION DE LA RED
 DEPARTAMENTO INGENIERIA DE OPERACION

ET NEWTON [NW]

ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO

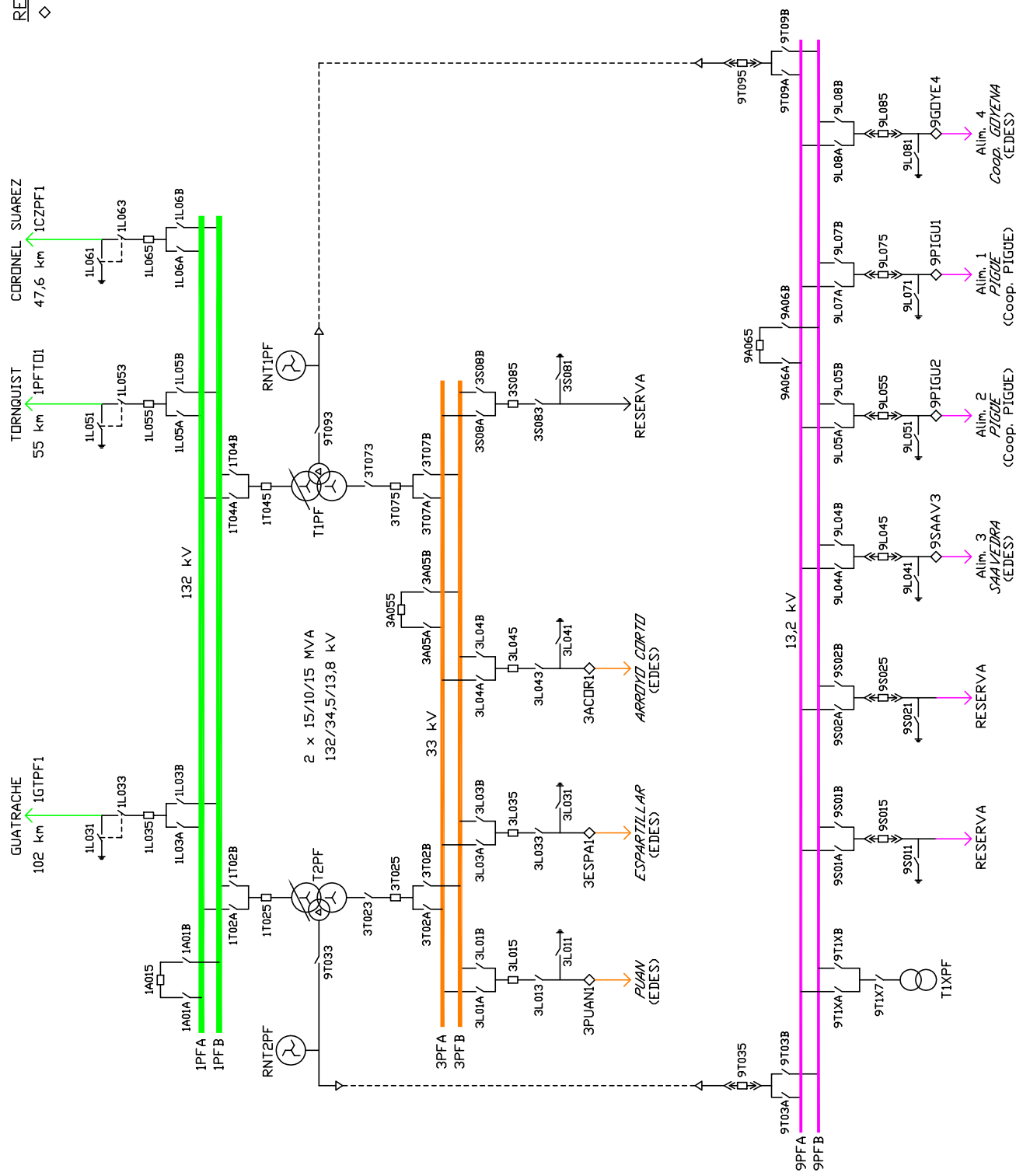
Preparó	Daniel ESTEVES
Revisó	Jorge PLATAS
Aprobó	Humberto CANOSA

FECHA DE REVISION 28 ABRIL 2009

ESCALA	S/E	PLANO N°	2-4-ID-703
--------	-----	----------	------------

REFERENCIA:

- ◇ Puntos de conexión (7).



Transba

GERENCIA DE PLANIFICACION Y OPERACION DE LA RED
DEPARTAMENTO INGENIERIA DE OPERACION

ET PIGÜE [PF]

ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO

Preparó Jorge PLATAS

Revisó Diego CACHERO

Aprobó Juan P. PIÑERO

Fecha de revisión:

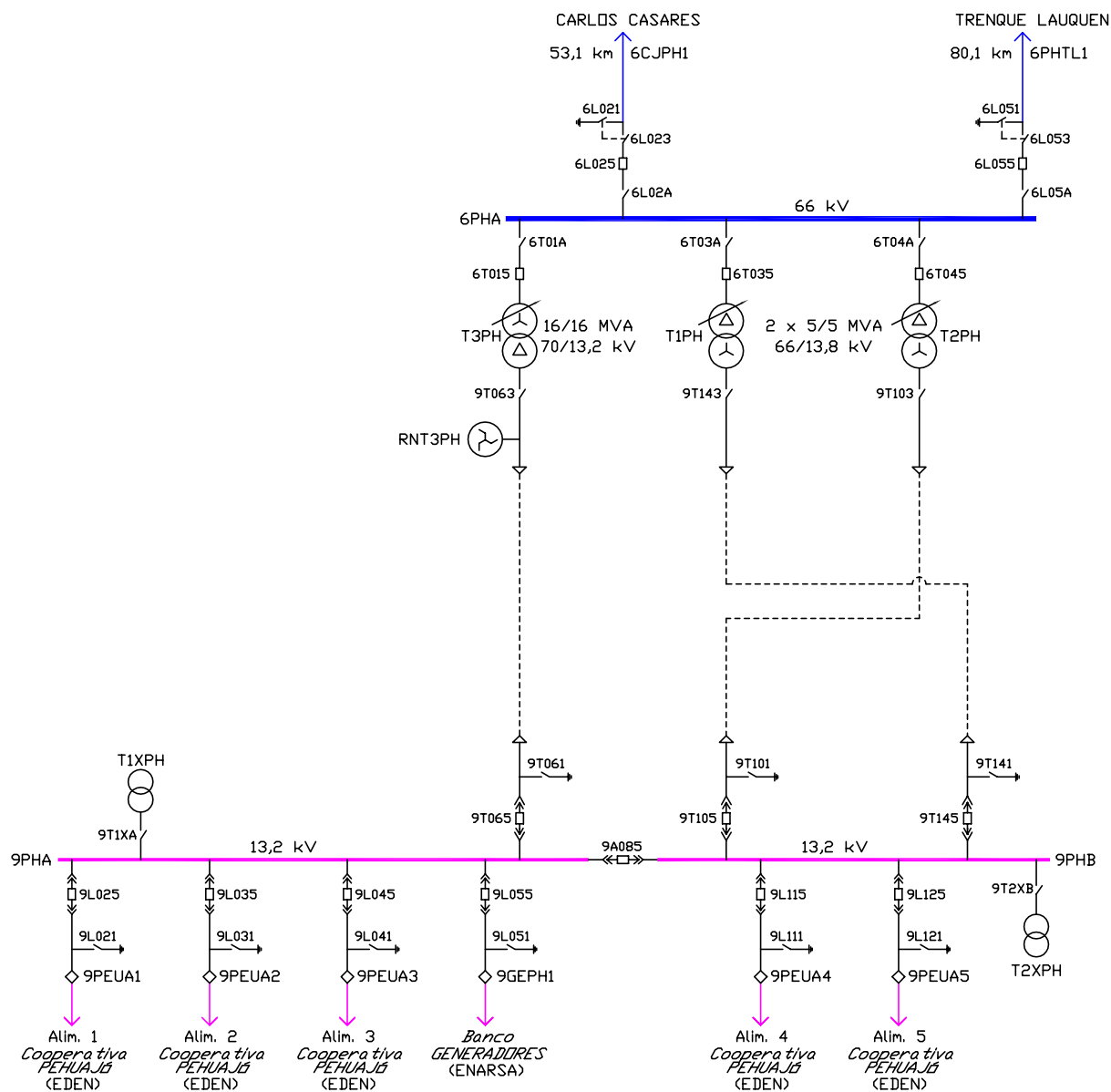
3 JUNIO 2013

Escala:

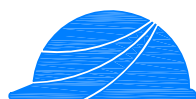
S/E

Plano N°

2-4-10-529



REFERENCIAS: ◇ Puntos de conexión (6).



Transba

GERENCIA DE PLANIFICACION Y OPERACION DE LA RED
DEPARTAMENTO INGENIERIA DE OPERACION

ET PEHUAJO [PH]

ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO

Preparó Jorge D. PLATAS

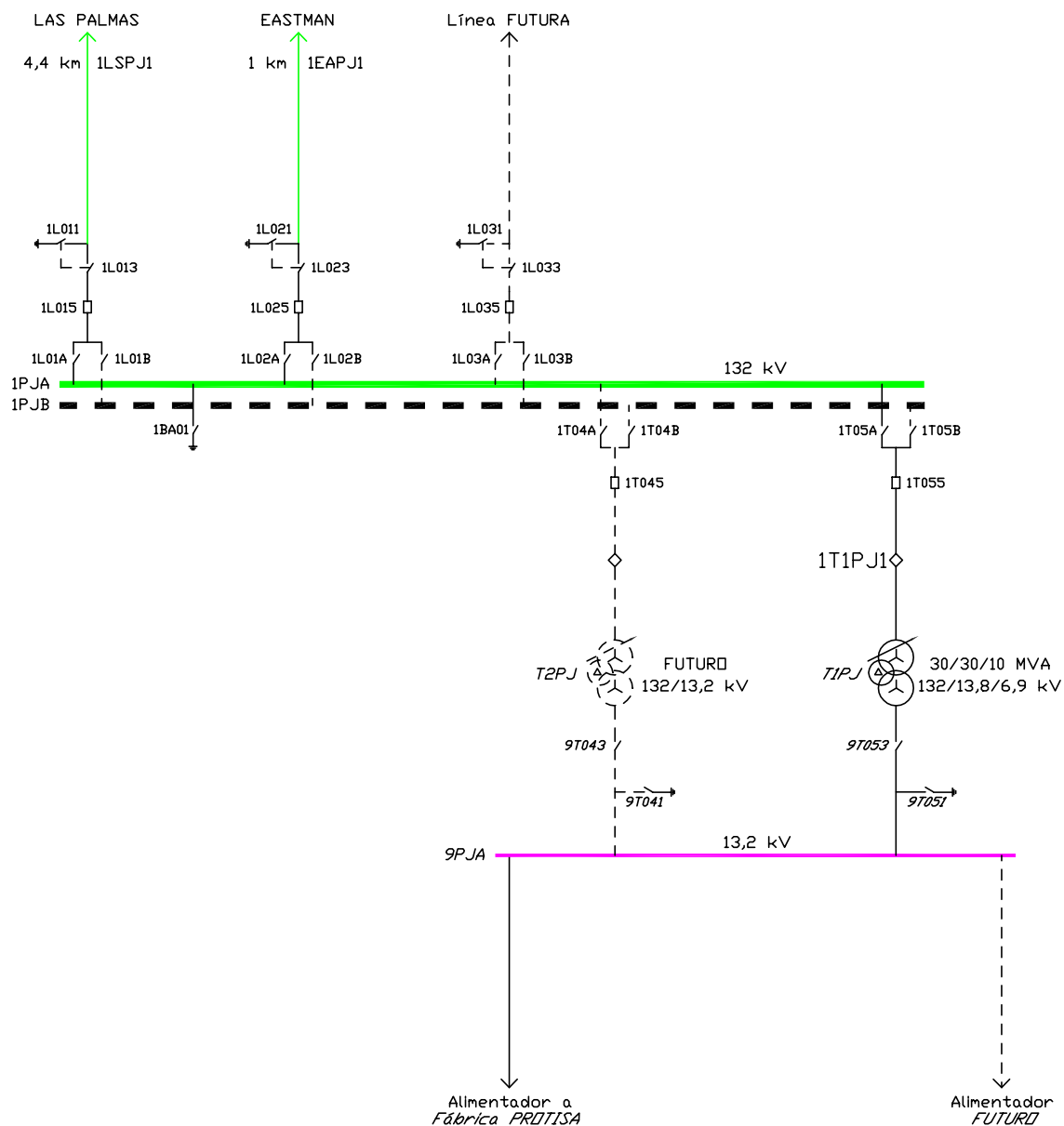
Revisó Diego J. CACHERO

Aprobó Gustavo MARTIN

Fecha de revisión: 3 OCTUBRE 2014

Escala: S/E

Plano N° 2-4-ID-505



REFERENCIAS: ◇ Punto de conexión (1 ACTUAL).
 - - FUTURO.



Transba

GERENCIA DE PLANIFICACION Y OPERACION DE LA RED
 DEPARTAMENTO INGENIERIA DE OPERACION

ET PROTISA [PJ]

ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO

Preparó Jorge PLATAS

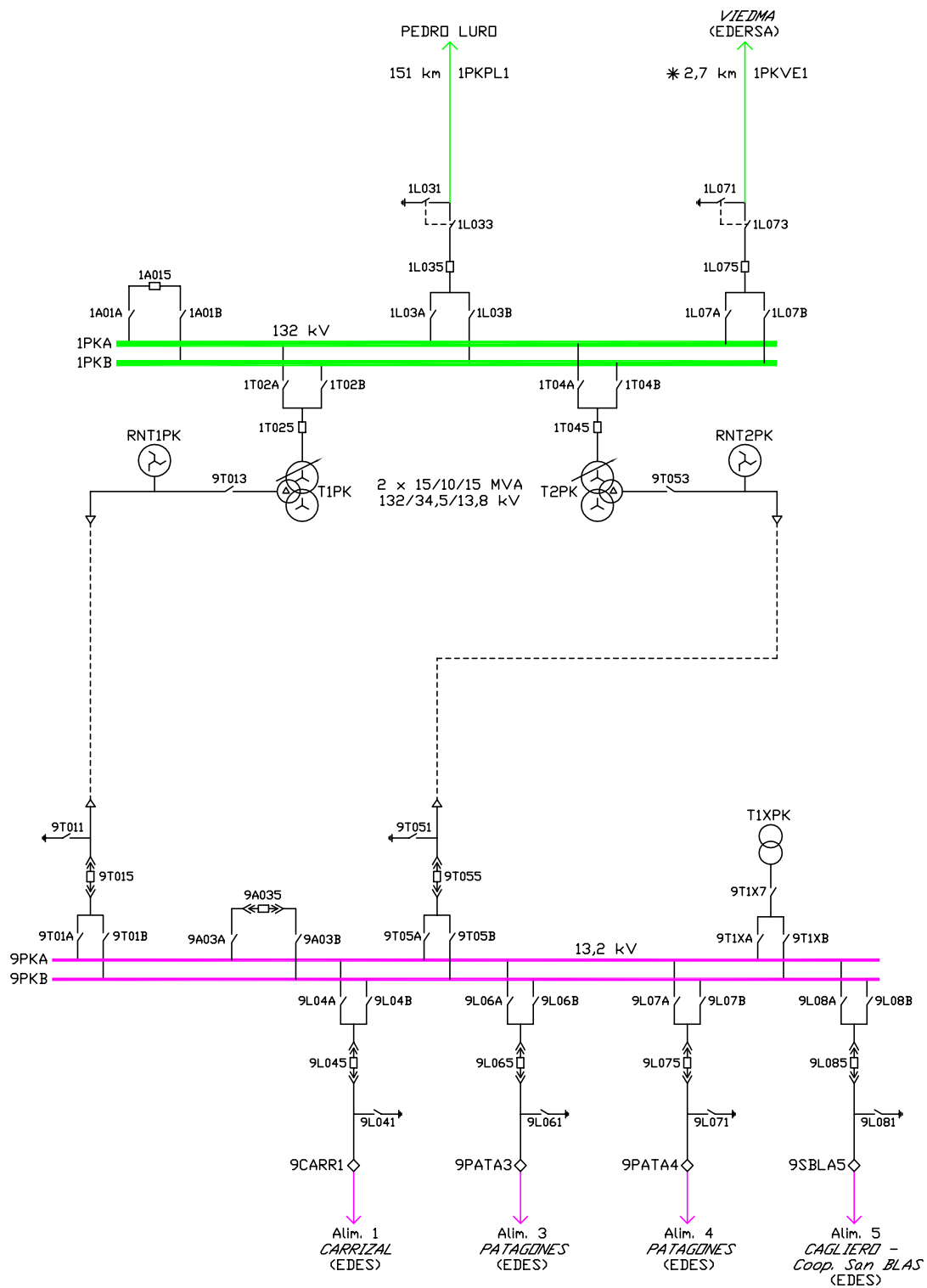
Revisó Diego CACHERO

Aprobó Gustavo MARTIN

Fecha de revisión: 8 NOVIEMBRE 2012

Escala: S/E

Plano N° 2-4-ID-618



REFERENCIAS: ◇ Puntos de conexión (4).
* Longitud hasta límite de propiedad.



Transba

GERENCIA DE PLANIFICACION Y OPERACION DE LA RED
DEPARTAMENTO INGENIERIA DE OPERACION

ET PATAGONES [PK]

ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO

Preparó Jorge PLATAS

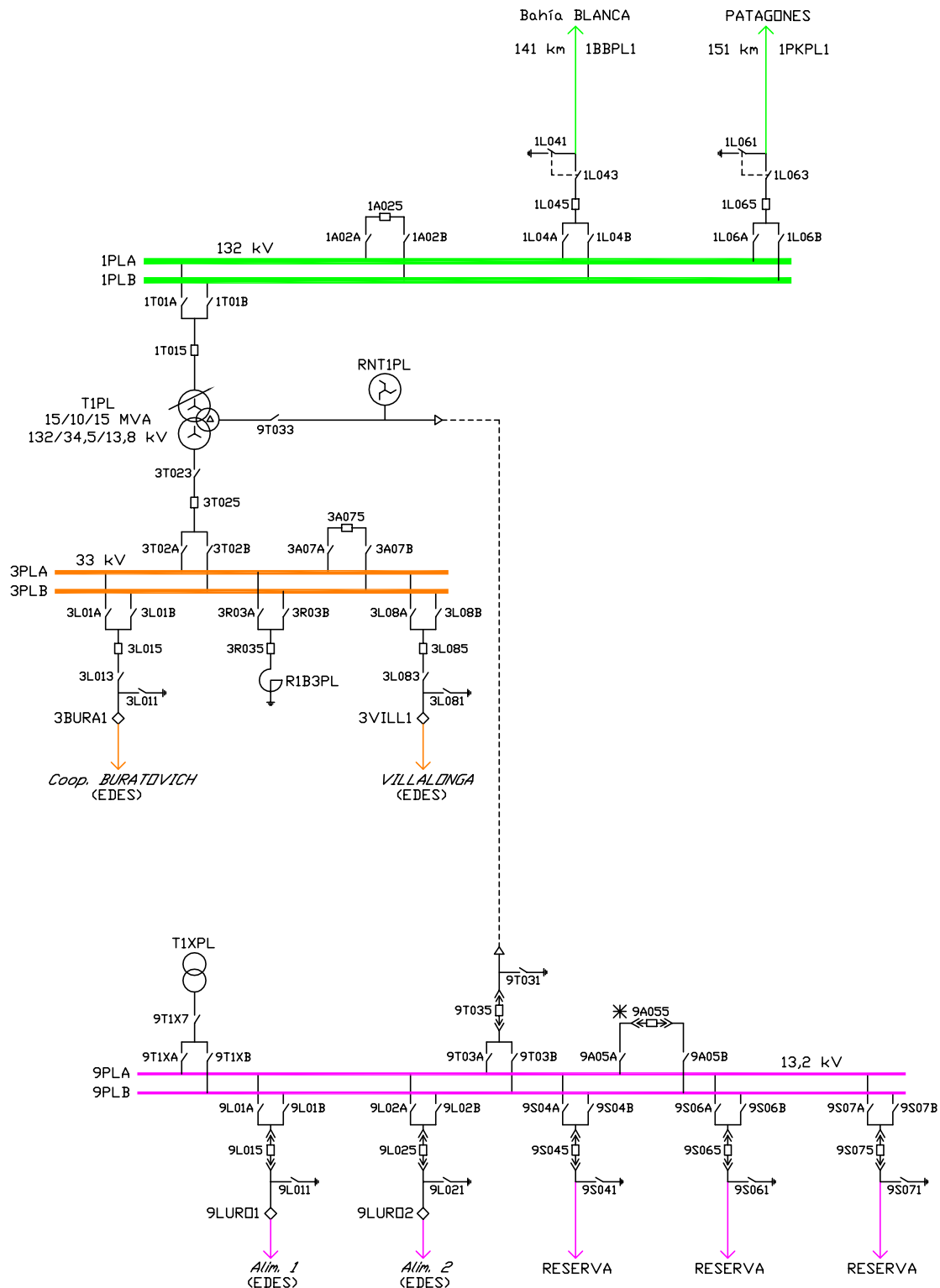
Revisó Diego CACHERO

Aprobó Juan P. PIÑERO

Fecha de revisión: 20 DICIEMBRE 2012

Escala: S/E

Plano N° 2-4-ID-526



REFERENCIA: ◇ Puntos de conexión (4).
 ✱ Equipo desmontado y no disponible.



Transba

GERENCIA DE PLANIFICACION Y OPERACION DE LA RED
 DEPARTAMENTO INGENIERIA DE OPERACION

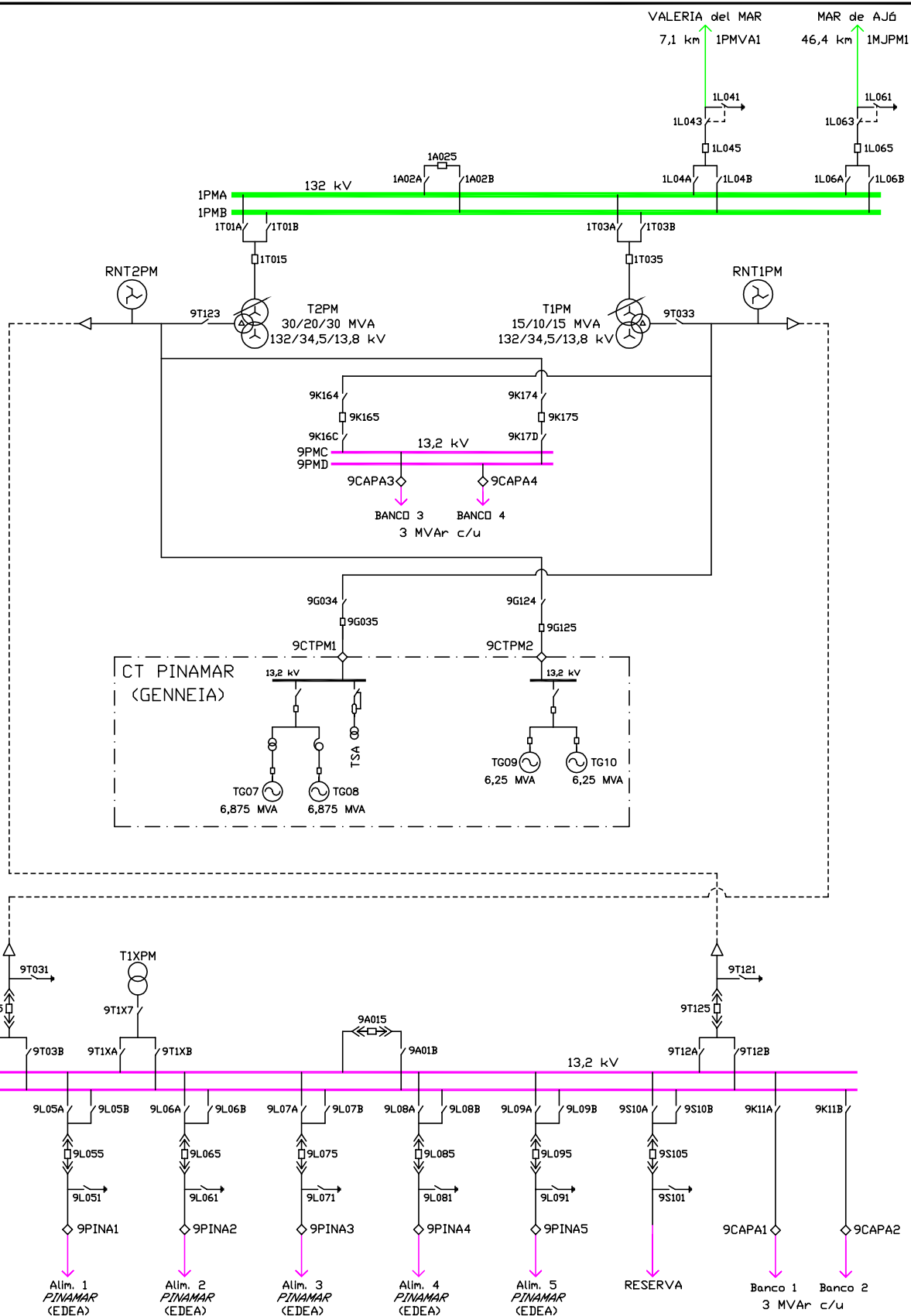
ET PEDRO LURO [PL]

ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO

Preparó	Jorge PLATAS
Revisó	Juan A. WEIGANDT
Aprobó	Juan P. PIÑERO

Fecha de revisión: 6 SEPTIEMBRE 2011

Escala:	S/E	Plano N°	2-4-10-527
---------	-----	----------	------------



REFERENCIA: ◇ Puntos de conexión (9).



Transba

GERENCIA DE PLANIFICACION Y OPERACION DE LA RED
DEPARTAMENTO INGENIERIA DE OPERACION

ET PINAMAR [PM]

ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO

Preparó Jorge D. PLATAS

Revisó Diego J. CACHERO

Aprobó Humberto CANOSA

Fecha de revisión:

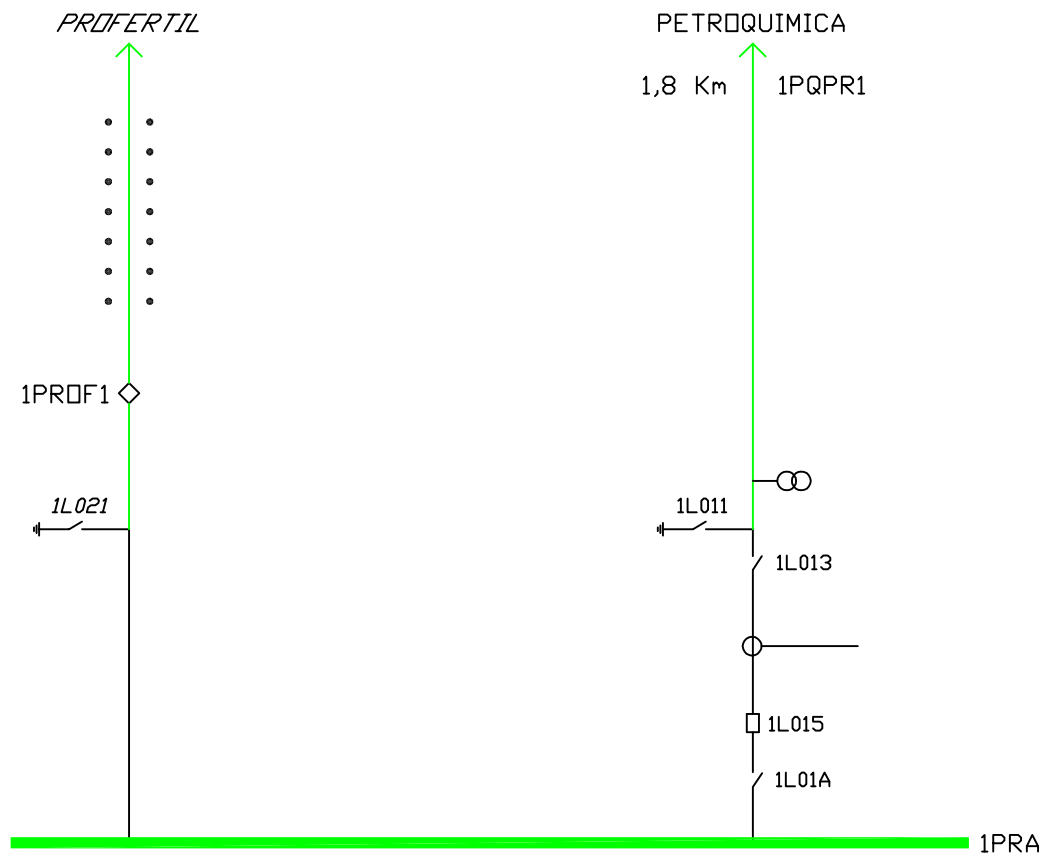
8 MARZO 2013

Escala:

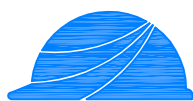
S/E

Plano N°

2-4-IO-552



REFERENCIA: ◇ PUNTO DE CONEXION (1)



Transba

GERENCIA DE PLANIFICACION Y OPERACION DE LA RED
DEPARTAMENTO INGENIERIA DE OPERACION

ESTACION PROFERTIL [PR]

ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO

Preparó Daniel ESTEVES

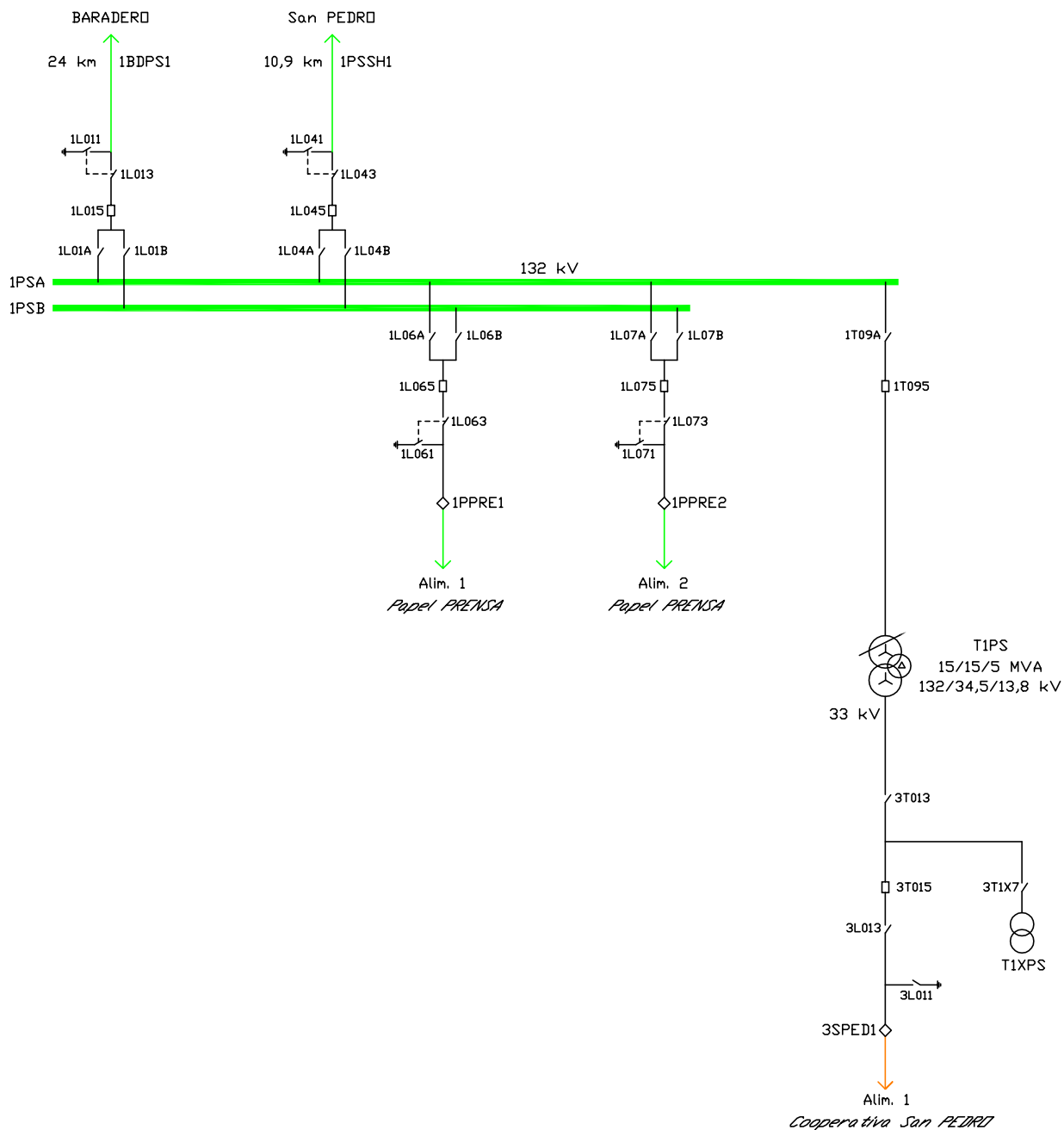
Revisó Jorge PLATAS

Aprobó Juan P. PIÑERO

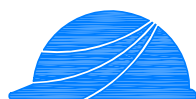
FECHA DE REVISION 28 ABRIL 2009

ESCALA S/E

PLANO N° 2-4-ID-672



REFERENCIAS: ◇ Puntos de conexión (3).



Transba

GERENCIA DE PLANIFICACION Y OPERACION DE LA RED
DEPARTAMENTO INGENIERIA DE OPERACION

ET PAPEL PRENSA [PS]

ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO

Preparó Jorge PLATAS

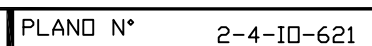
Revisó Diego CACHERO

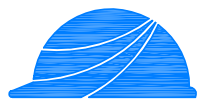
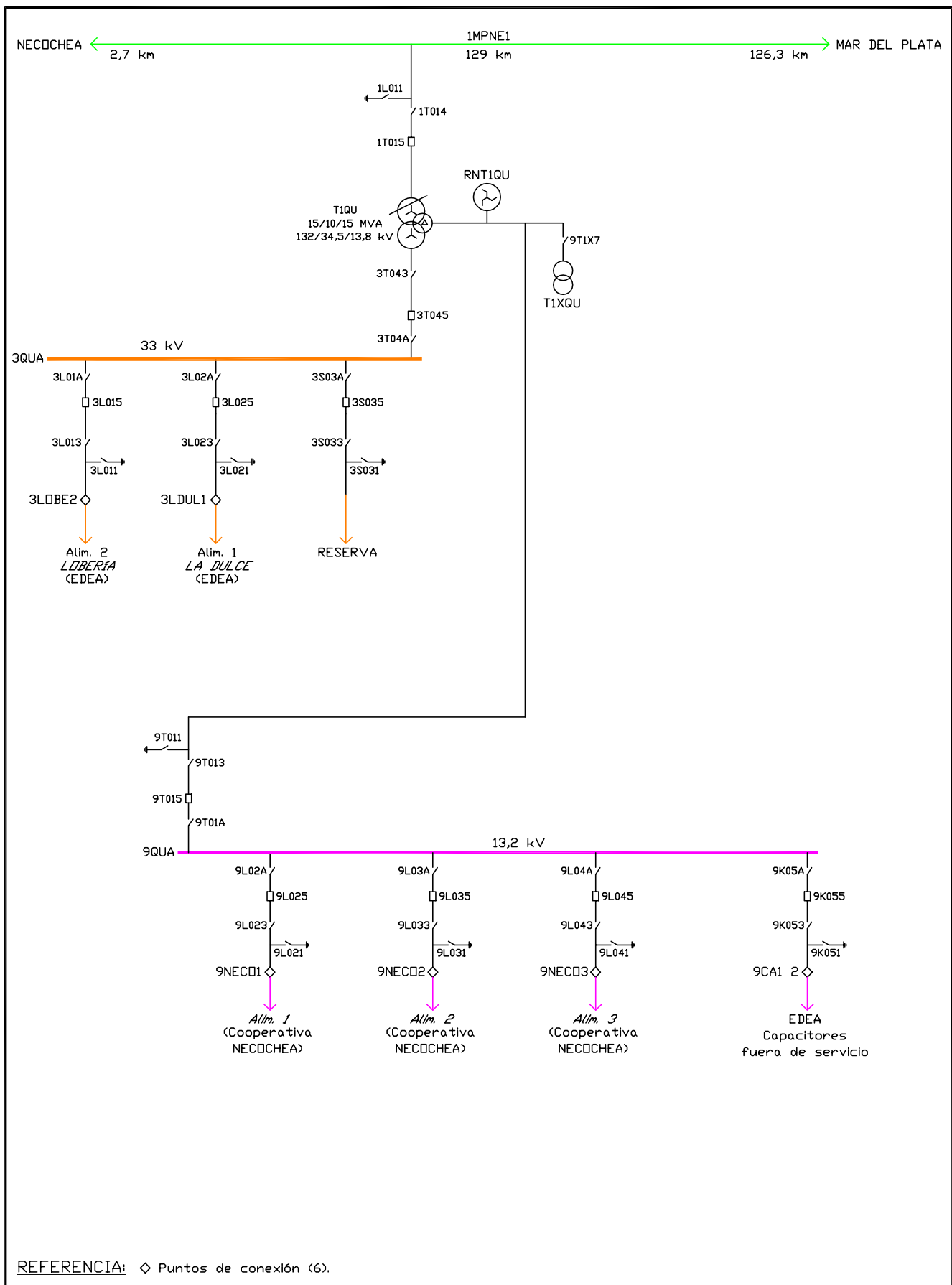
Aprobó Gustavo MARTIN

Fecha de revisión: 15 NOVIEMBRE 2012

Escala: S/E

Plano N° 2-4-10-514





Transba

GERENCIA DE PLANIFICACION Y OPERACION DE LA RED
DEPARTAMENTO INGENIERIA DE OPERACION

ET QUEQUÉN [QU]

ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO

Preparó Jorge PLATAS

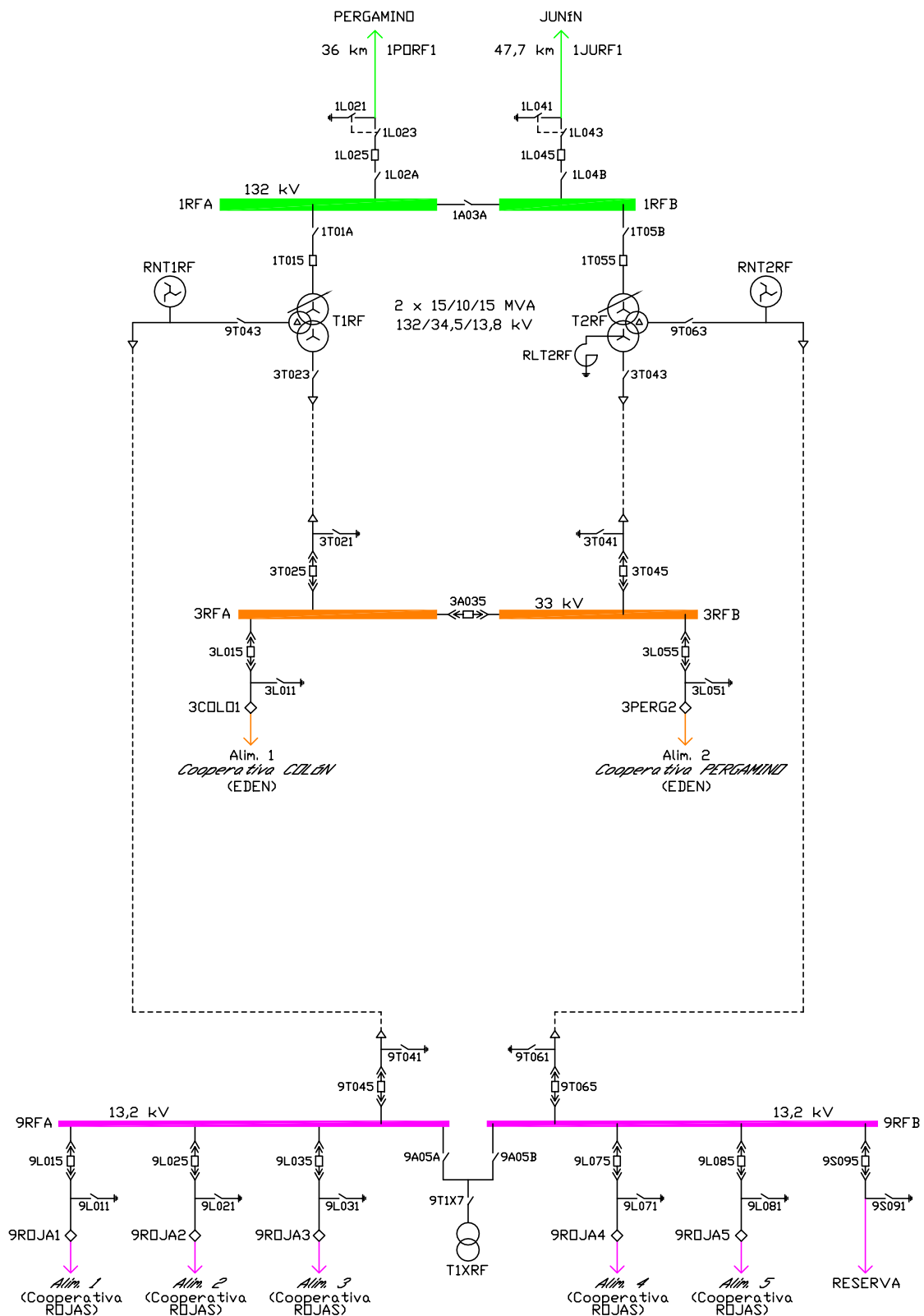
Revisó Diego CACHERO

Aprobó Humberto CANOSA

Fecha de revisión: 21 MAYO 2012

Escala: S/E

Plano N° 2-4-ID-553



REFERENCIA: ◇ Puntos de conexión (7).



Transba

GERENCIA DE PLANIFICACION Y OPERACION DE LA RED
DEPARTAMENTO INGENIERIA DE OPERACION

ET ROJAS [RF]

ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO

Preparó Jorge D. PLATAS

Revisó Diego J. CACHERO

Aprobó Gustavo MARTIN

Fecha de revisión:

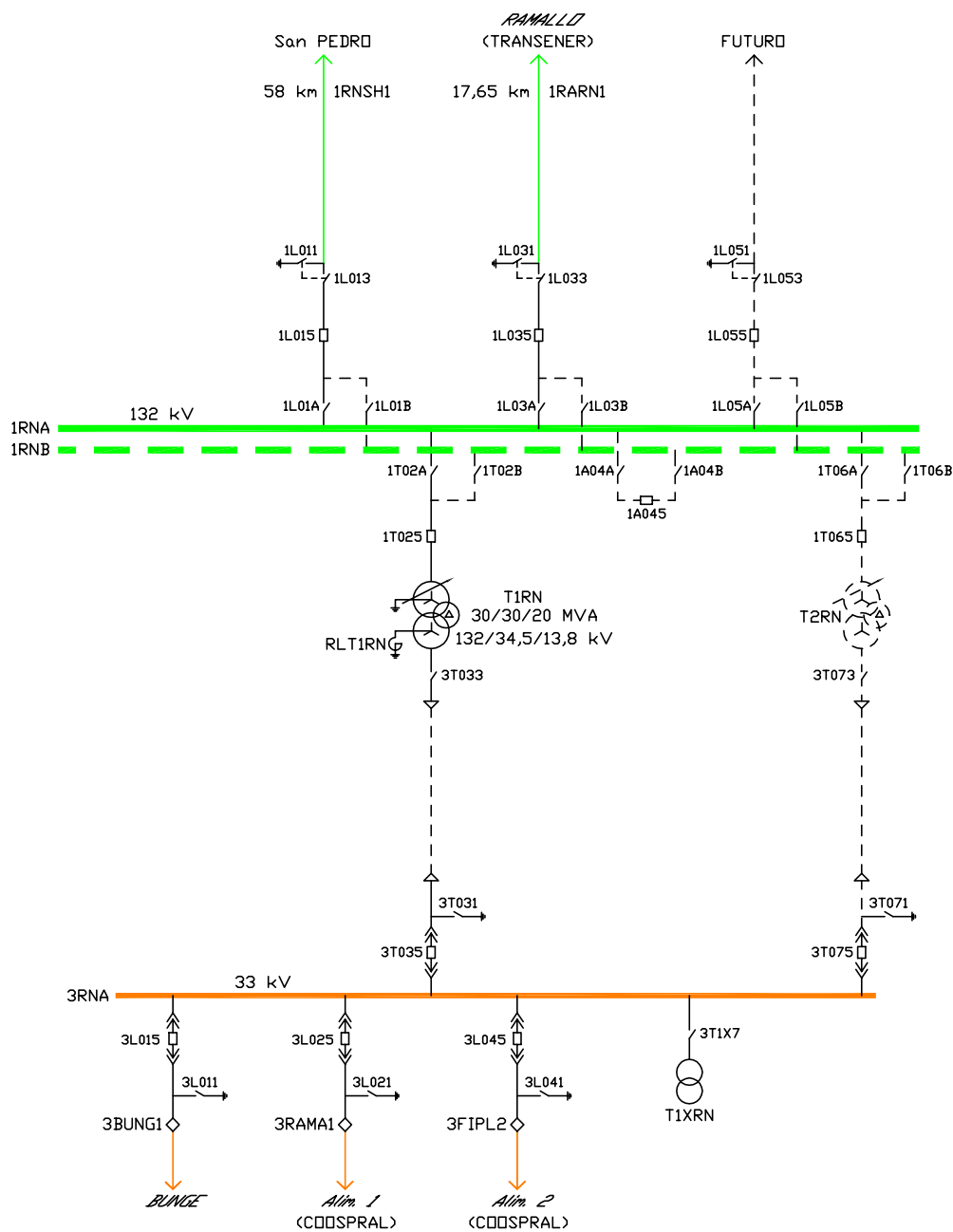
25 NOVIEMBRE 2014

Escala:

S/E

Plano N°

2-4-ID-516



REFERENCIAS: ◇ Puntos de conexión (3).
-- FUTURO.



Transba

GERENCIA DE PLANIFICACION Y OPERACION DE LA RED
DEPARTAMENTO INGENIERIA DE OPERACION

ET RAMALLO INDUSTRIAL [RN]

ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO

Preparó Jorge PLATAS

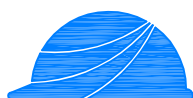
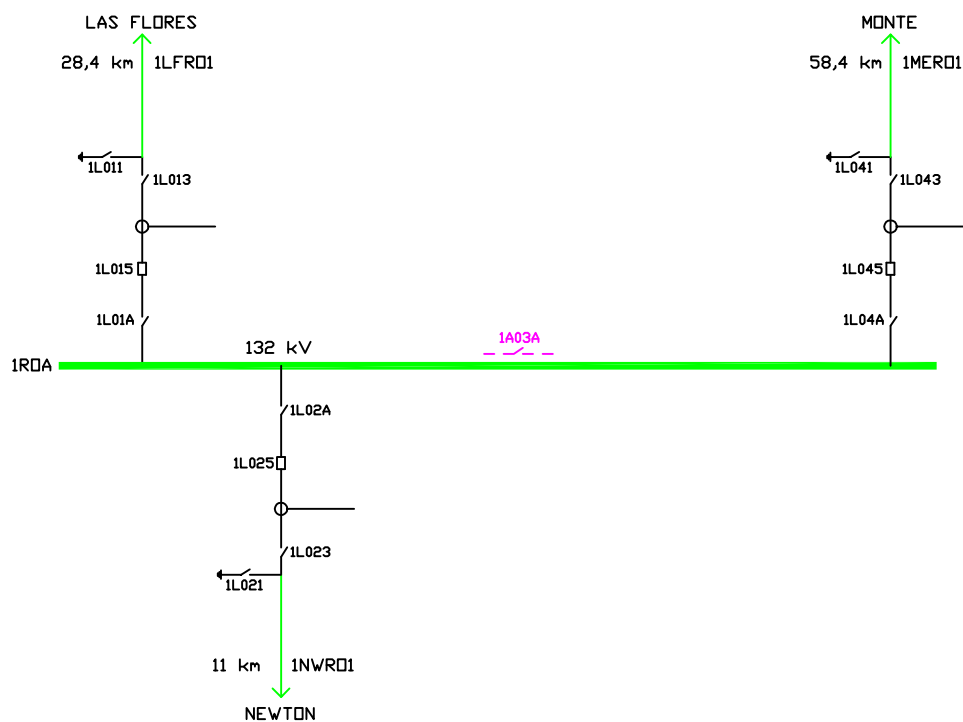
Revisó Diego CACHERO

Aprobó Gustavo MARTIN

Fecha de revisión: 31 OCTUBRE 2012

Escala: S/E

Plano N° 2-4-ID-466



Transba

GERENCIA DE PLANIFICACION Y OPERACION DE LA RED
DEPARTAMENTO INGENIERIA DE OPERACION

ESTACION ROSAS [R0]

ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO

Preparó Daniel ESTEVES

Revisó Jorge PLATAS

Aprobó Humberto CANOSA

FECHA DE REVISION

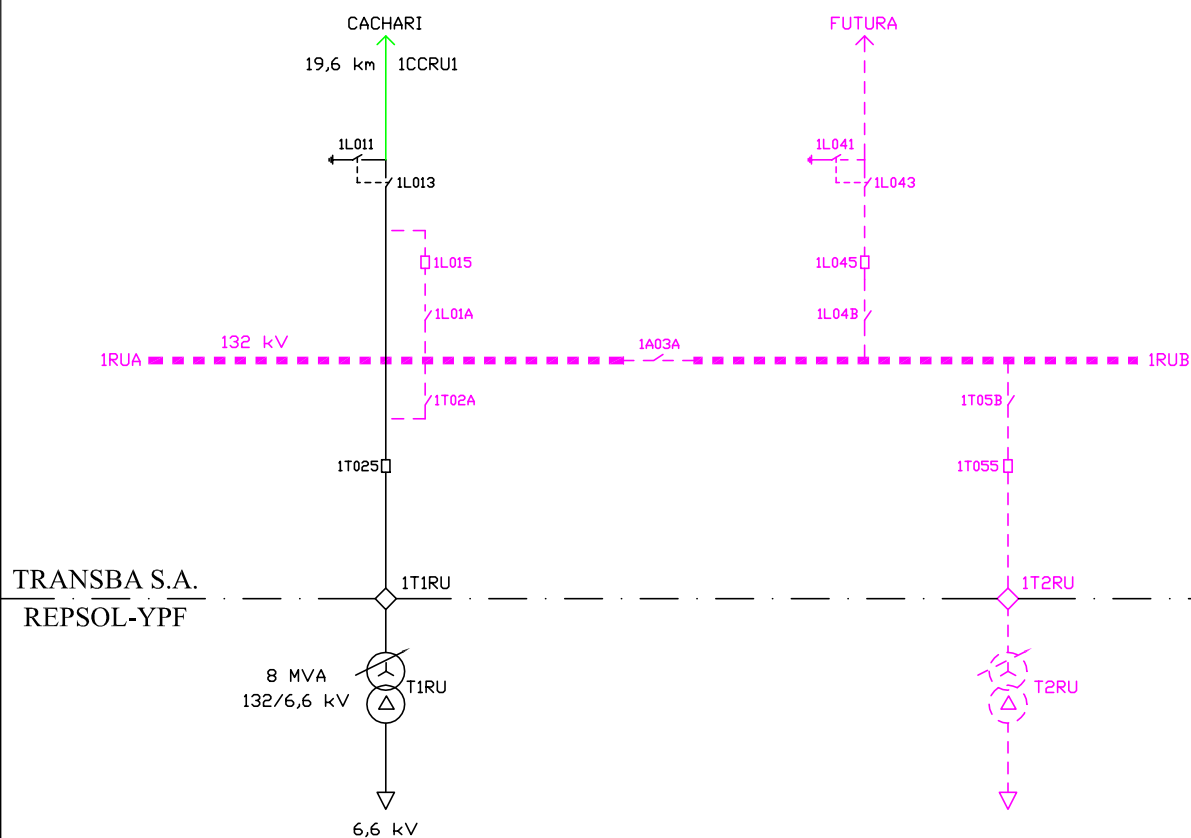
29 ABRIL 2009

ESCALA

S/E

PLANO N°

2-4-ID-704



TRANSBA S.A.
REPSOL-YPF

REFERENCIAS: - - - Futura Ampliación.
◇ Puntos de conexión (2).



GERENCIA DE PLANIFICACION Y OPERACION DE LA RED
DEPARTAMENTO INGENIERIA DE OPERACION

ET RAUCH [RU]

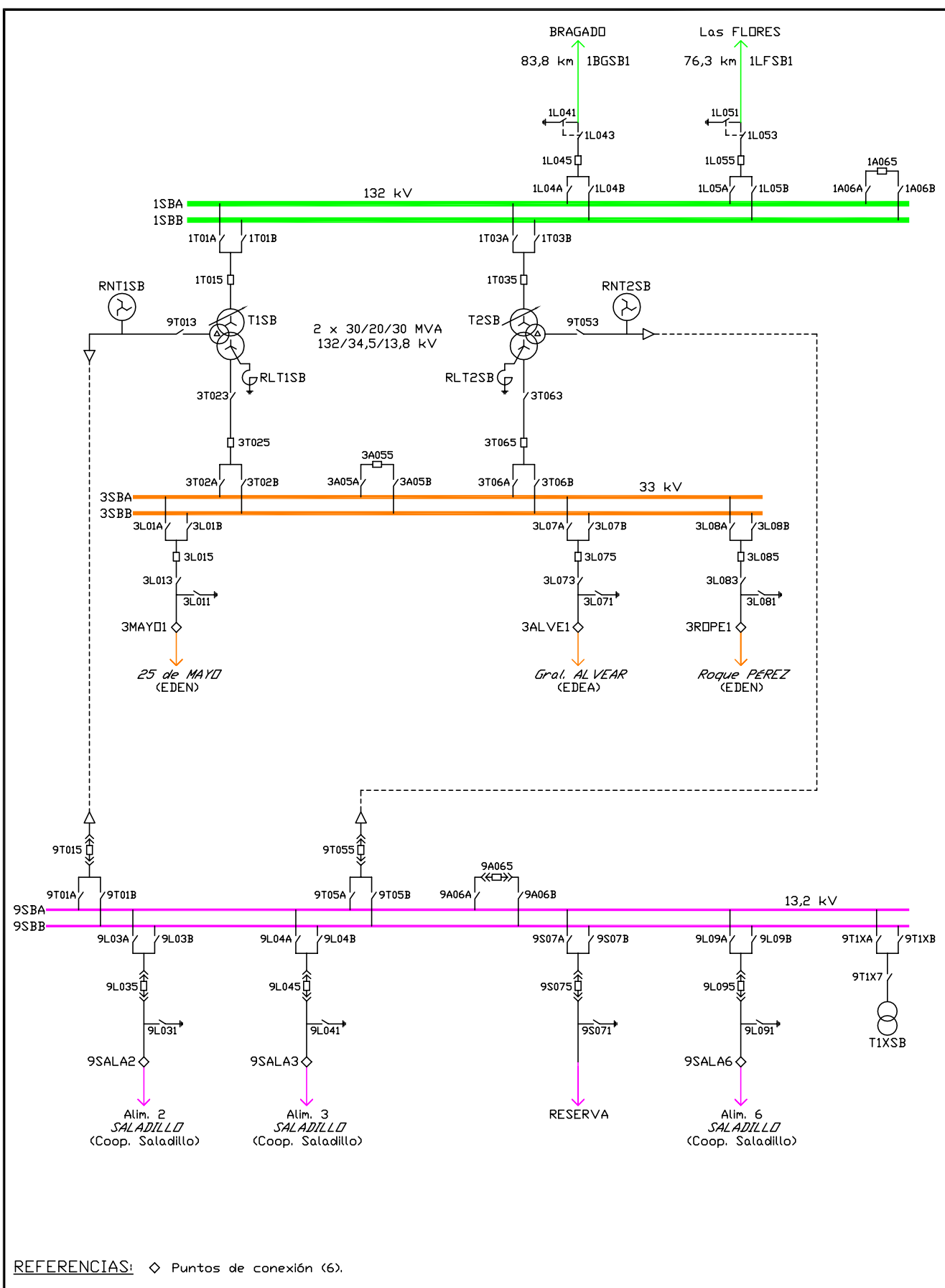
ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO

Preparó	Jorge PLATAS
Revisó	Juan WEIGANDT
Aprobó	Humberto CANOSA

FECHA DE REVISION 19 AGOSTO 2010

ESCALA	S/E	PLANO N°	2-4-ID-706
--------	-----	----------	------------

Plano N°	2-4-ID-684
----------	------------



GERENCIA DE PLANIFICACION Y OPERACION DE LA RED
DEPARTAMENTO INGENIERIA DE OPERACION

ET SALADILLO [SB]

ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO

Preparó Jorge D. PLATAS

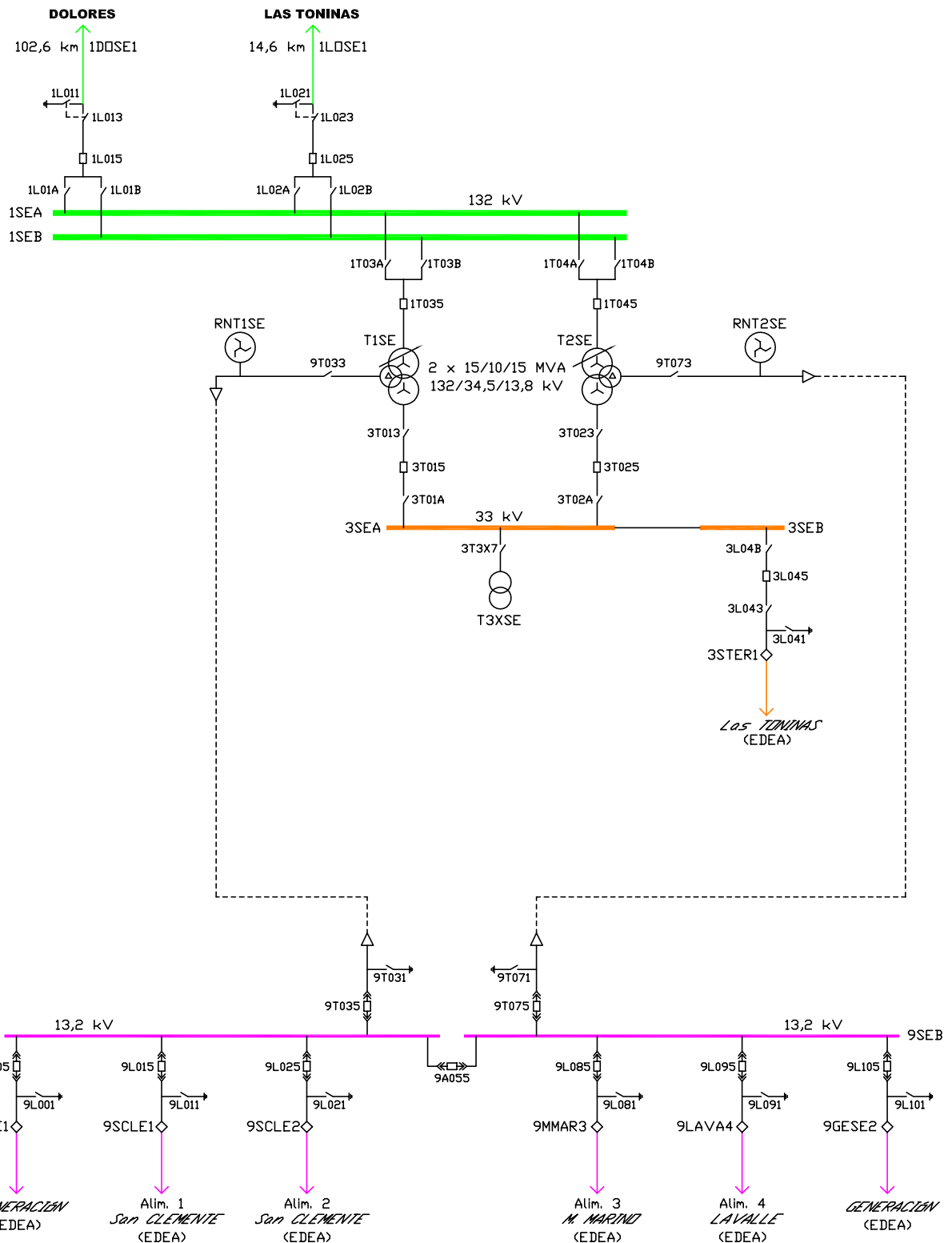
Revisó Diego J. CACHERO

Aprobó Gustavo A. MARTIN

Fecha de revisión: 19 SEPTIEMBRE 2013

Escala: S/E

Plano N° 2-4-ID-506



REFERENCIA: ◇ Puntos de conexión (7).



GERENCIA DE PLANIFICACION Y OPERACION DE LA RED
DEPARTAMENTO INGENIERIA DE OPERACION

ET SAN CLEMENTE [SE]

ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO

Preparó Jorge PLATAS

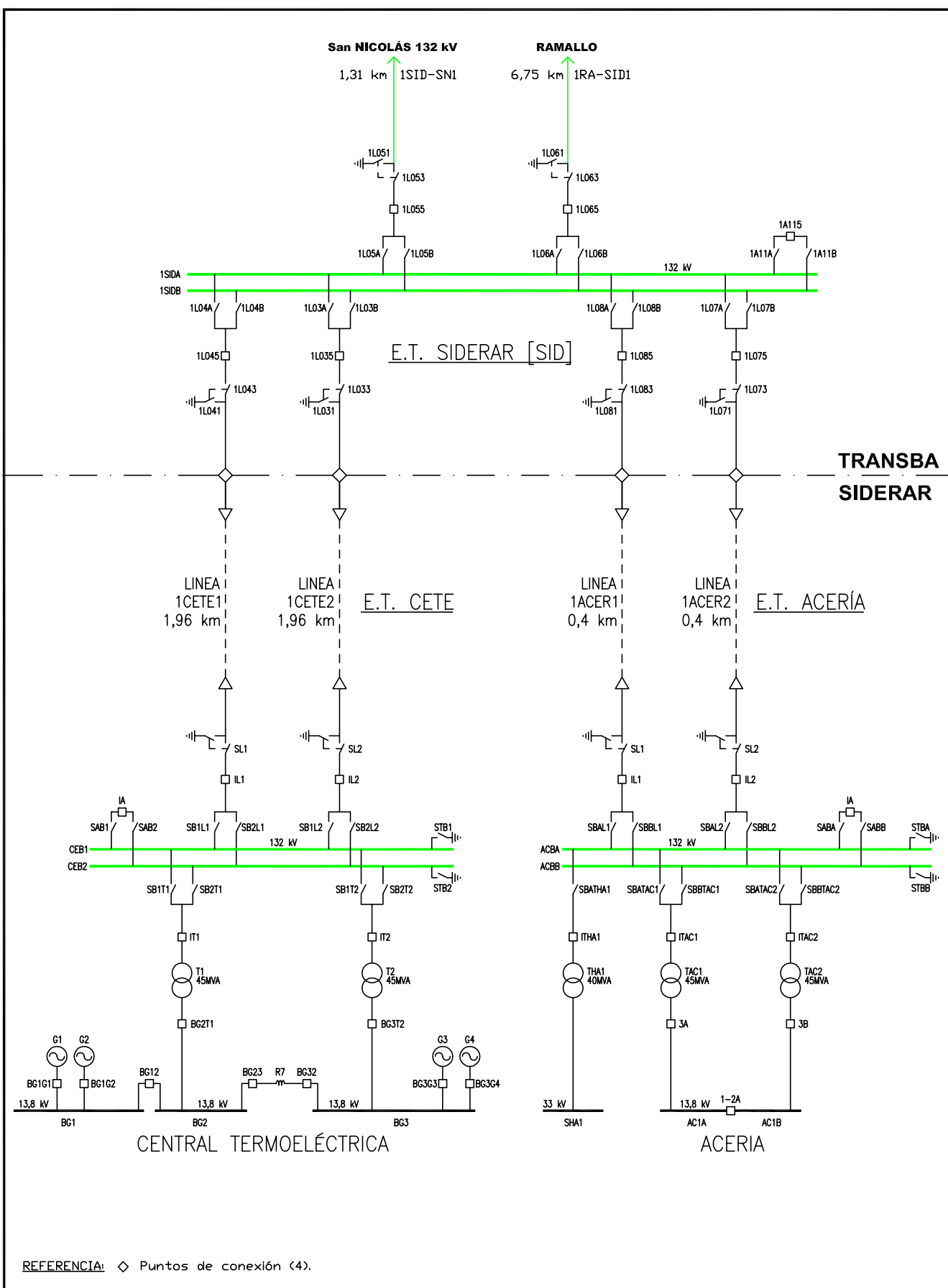
Revisó Diego CACHERO

Aprobó Humberto CANOSA

Fecha de revisión: 19 JUNIO 2012

Escala: S/E

Plano N° 2-4-ID-554



Transba

GERENCIA DE PLANIFICACION Y OPERACION DE LA RED
DEPARTAMENTO INGENIERIA DE OPERACION

ET SIDERAR [SID]

ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO

Preparó Jorge PLATAS

Revisó Diego CACHERO

Aprobó Gustavo MARTIN

Fecha de revisión:

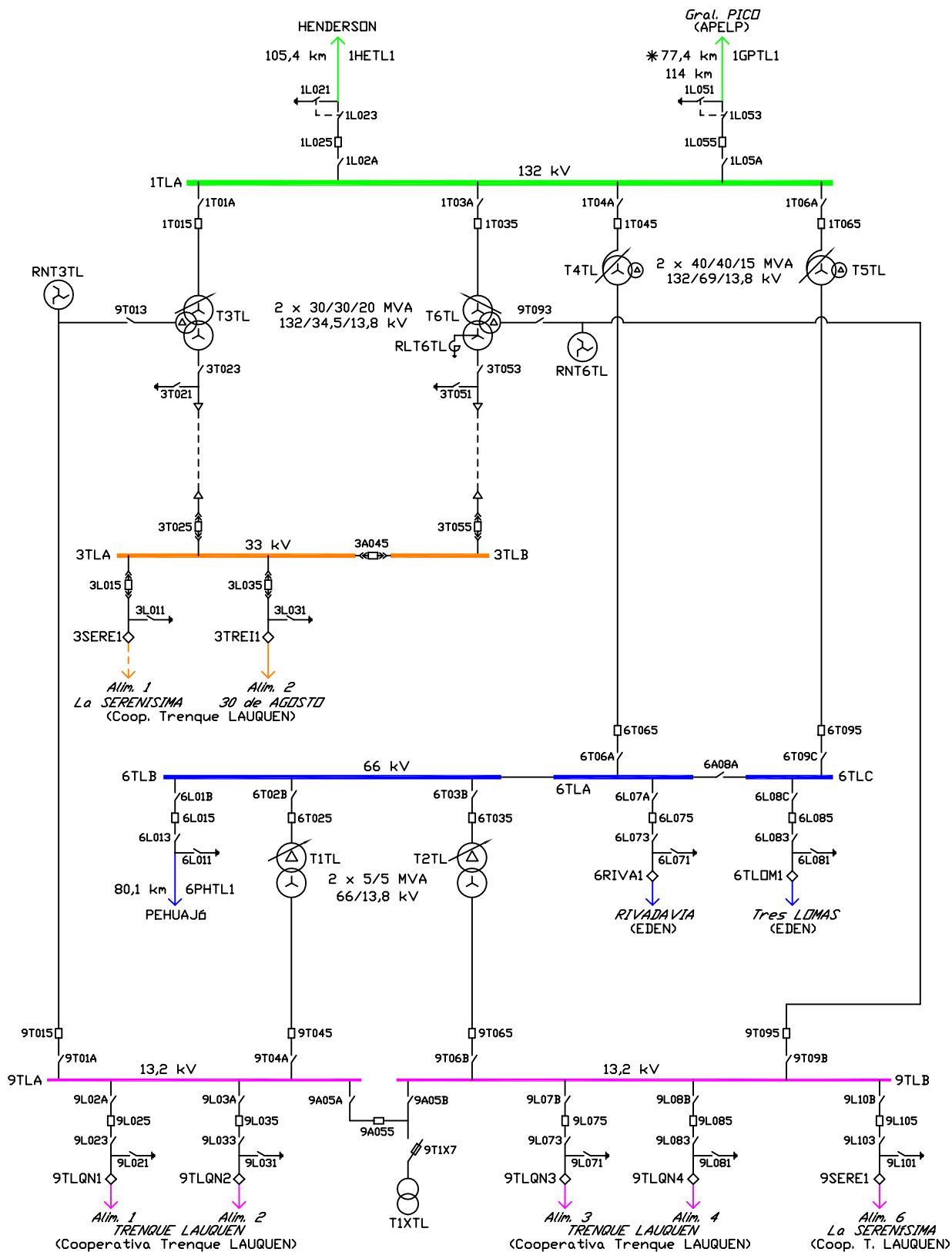
31 OCTUBRE 2012

Escala:

S/E

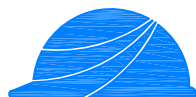
Plano N°

2-4-ID-773



REFERENCIAS:

- FUTURO
- ◇ Puntos de conexión (9).
- * Long. hasta límite de propiedad.



Transba

GERENCIA DE PLANIFICACION Y OPERACION DE LA RED
DEPARTAMENTO INGENIERIA DE OPERACION

ET TRENQUE LAUQUEN [TL]

ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO

Preparó Jorge D. PLATAS

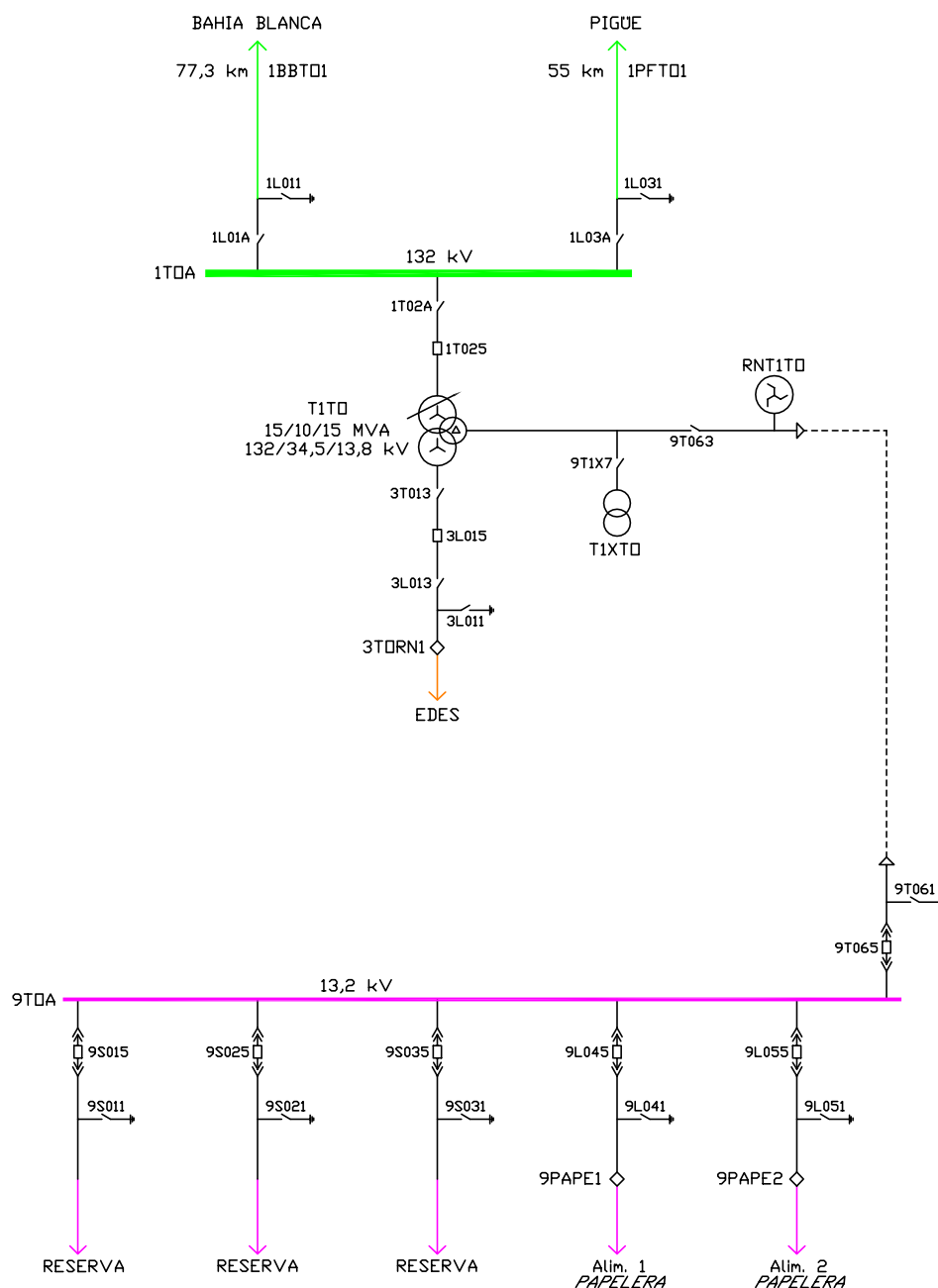
Revisó Diego J. CACHERO

Aprobó Gustavo MARTIN

Fecha de revisión: 16 ENERO 2014

Escala: S/E

Plano N° 2-4-ID-508



REFERENCIA: ◇ Puntos de conexión (2).



Transba

GERENCIA DE PLANIFICACION Y OPERACION DE LA RED
DEPARTAMENTO INGENIERIA DE OPERACION

ET TORNQUIST [T0]

ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO

Preparó Jorge PLATAS

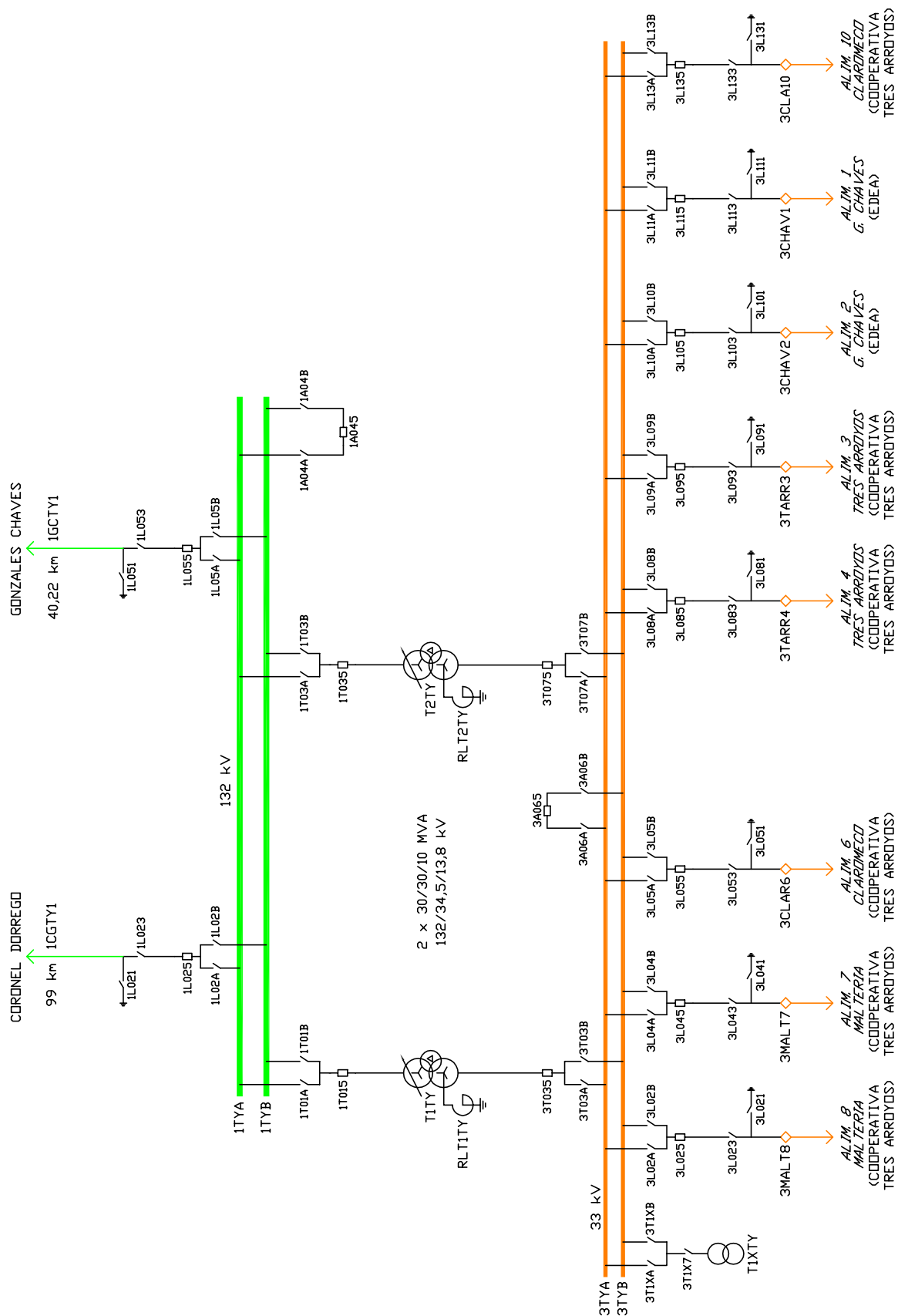
Revisó Diego CACHERO

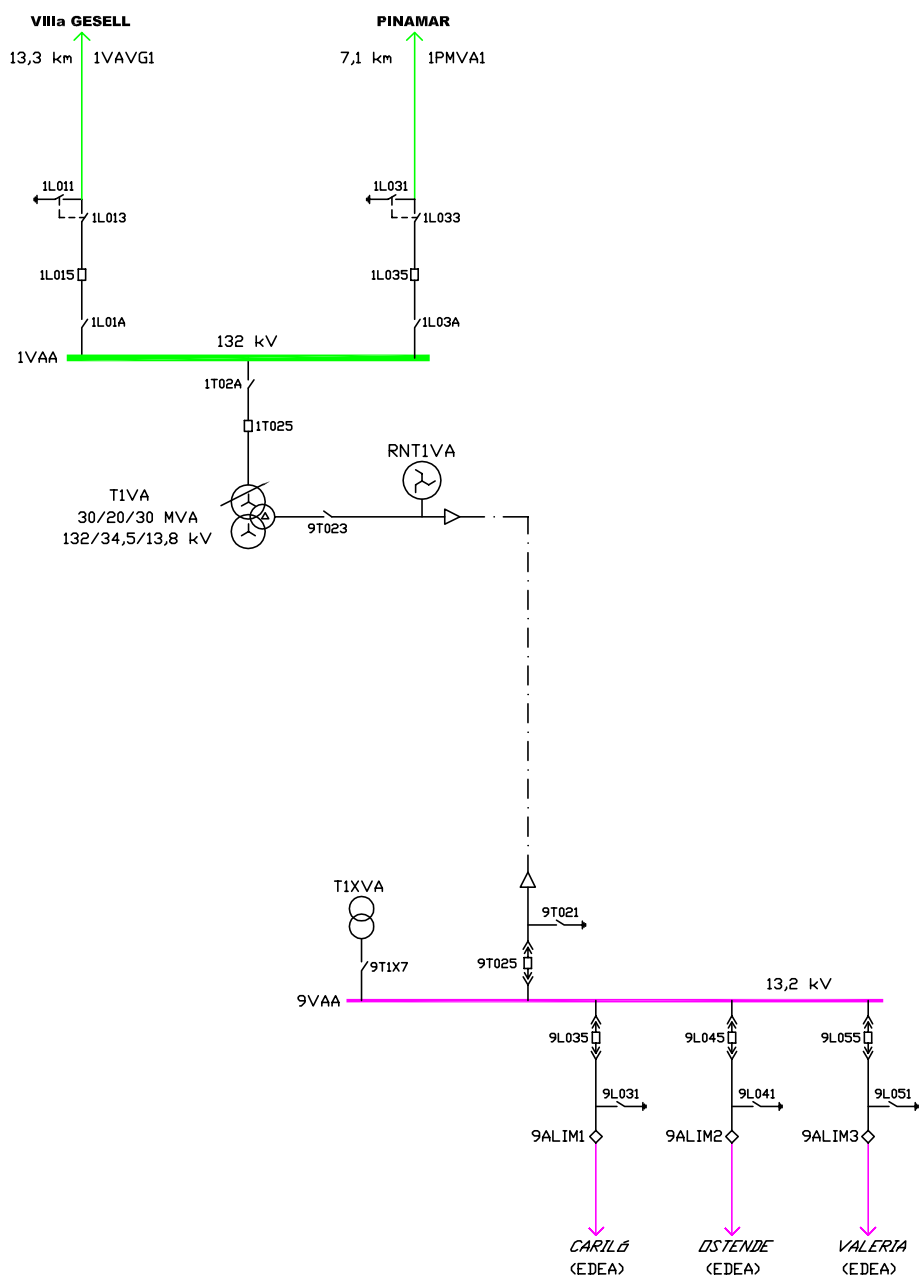
Aprobó Juan P. PIÑERO

Fecha de revisión: 22 JUNIO 2012

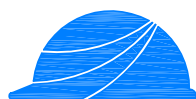
Escala: S/E

Plano N° 2-4-ID-568





REFERENCIA: ◇ Puntos de conexión (3).



Transba

GERENCIA DE PLANIFICACION Y OPERACION DE LA RED
DEPARTAMENTO INGENIERIA DE OPERACION

ET VALERIA DEL MAR [VA]

ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO

Preparó Jorge D. PLATAS

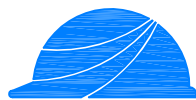
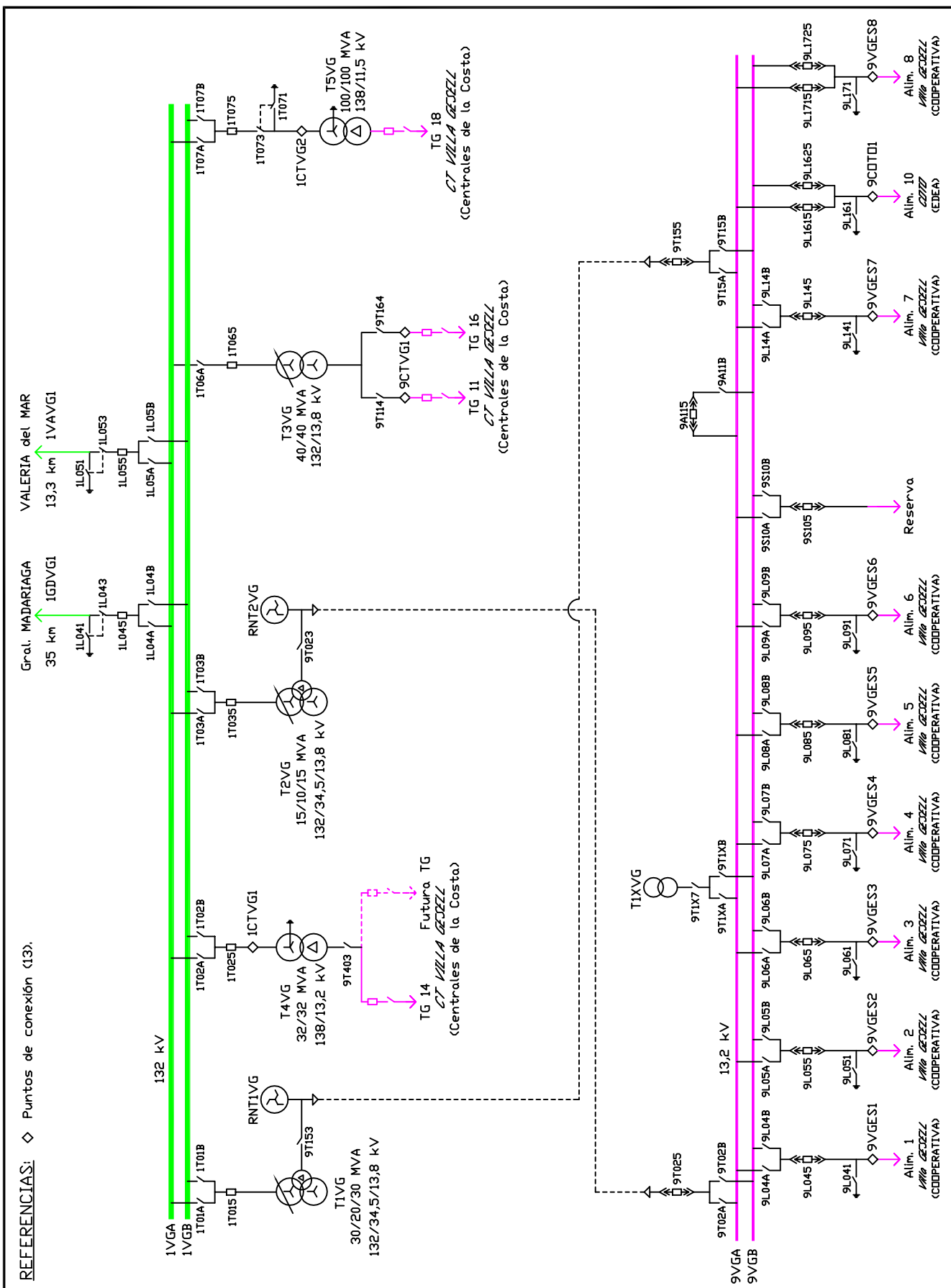
Revisó Diego J. CACHERO

Aprobó Alejandro IDMMI

Fecha de revisión: 10 NOVIEMBRE 2014

Escala: S/E

Plano N° 2-4-10-768



Transba

ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO

Fecha de revisión: 26 MAYO 2014

GERENCIA DE PLANIFICACION Y OPERACION DE LA RED
DEPARTAMENTO INGENIERIA DE OPERACION

ET VILLA GESELL [VG]

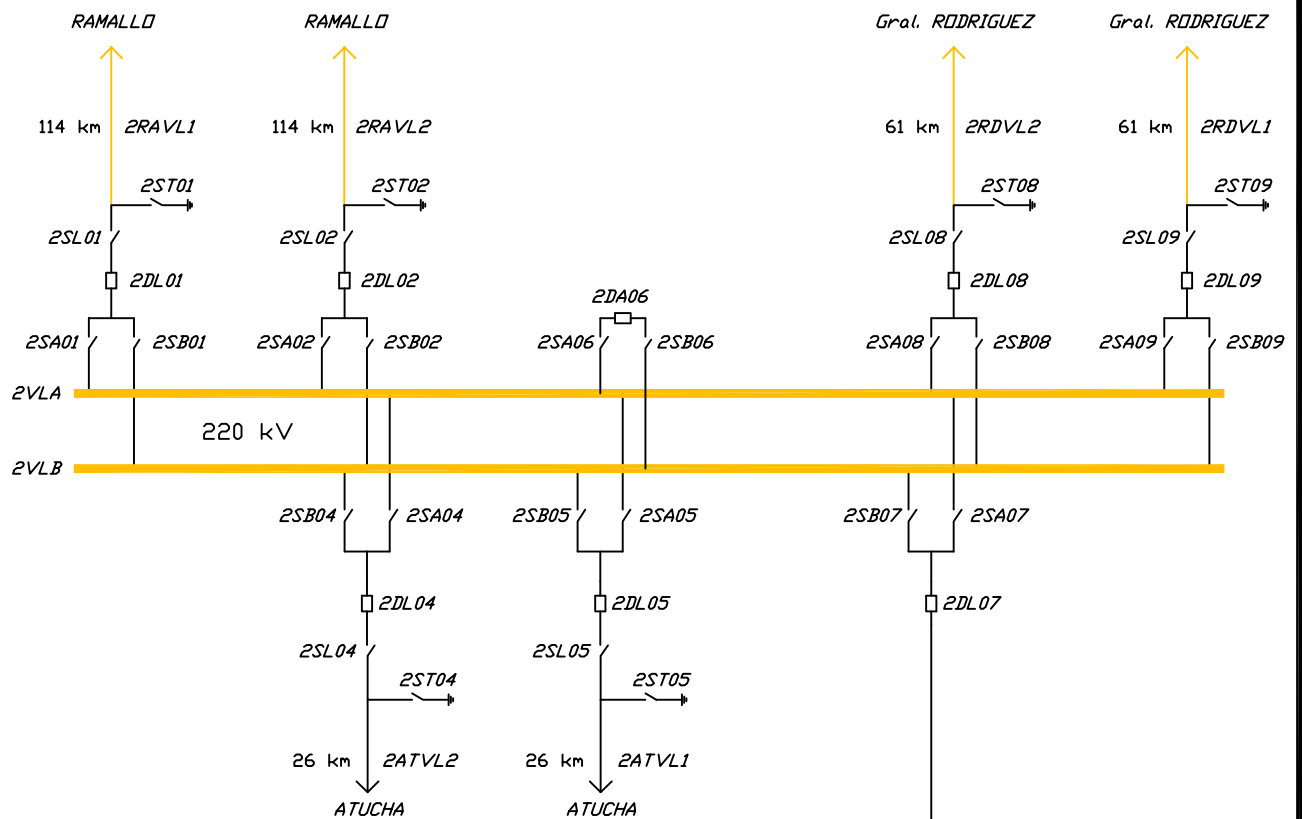
Preparó Jorge D. PLATAS

Revisó Diego J. CACHERO

Aprobó Juan P. PIÑERO

Escala: S/E

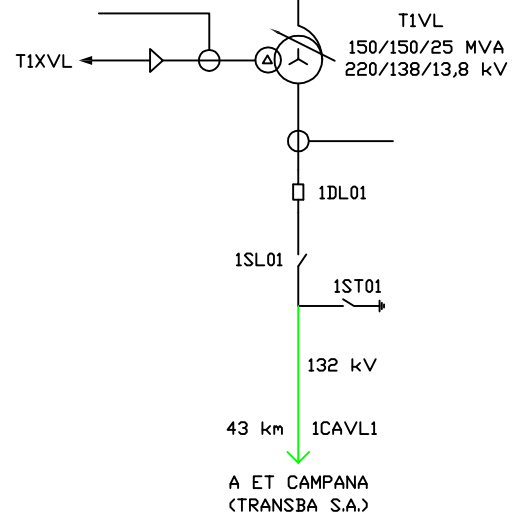
Plano N° 2-4-ID-540





2T1VL1

TRANSENER

TRANSBA



REFERENCIAS:  PUNTO DE CONEXION (1)
 LIMITE DE PROPIEDAD



GERENCIA DE PLANIFICACION Y OPERACION DE LA RED
 DEPARTAMENTO INGENIERIA DE OPERACION

ET VILLA LIA [VL]

ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO

Preparó Daniel ESTEVES

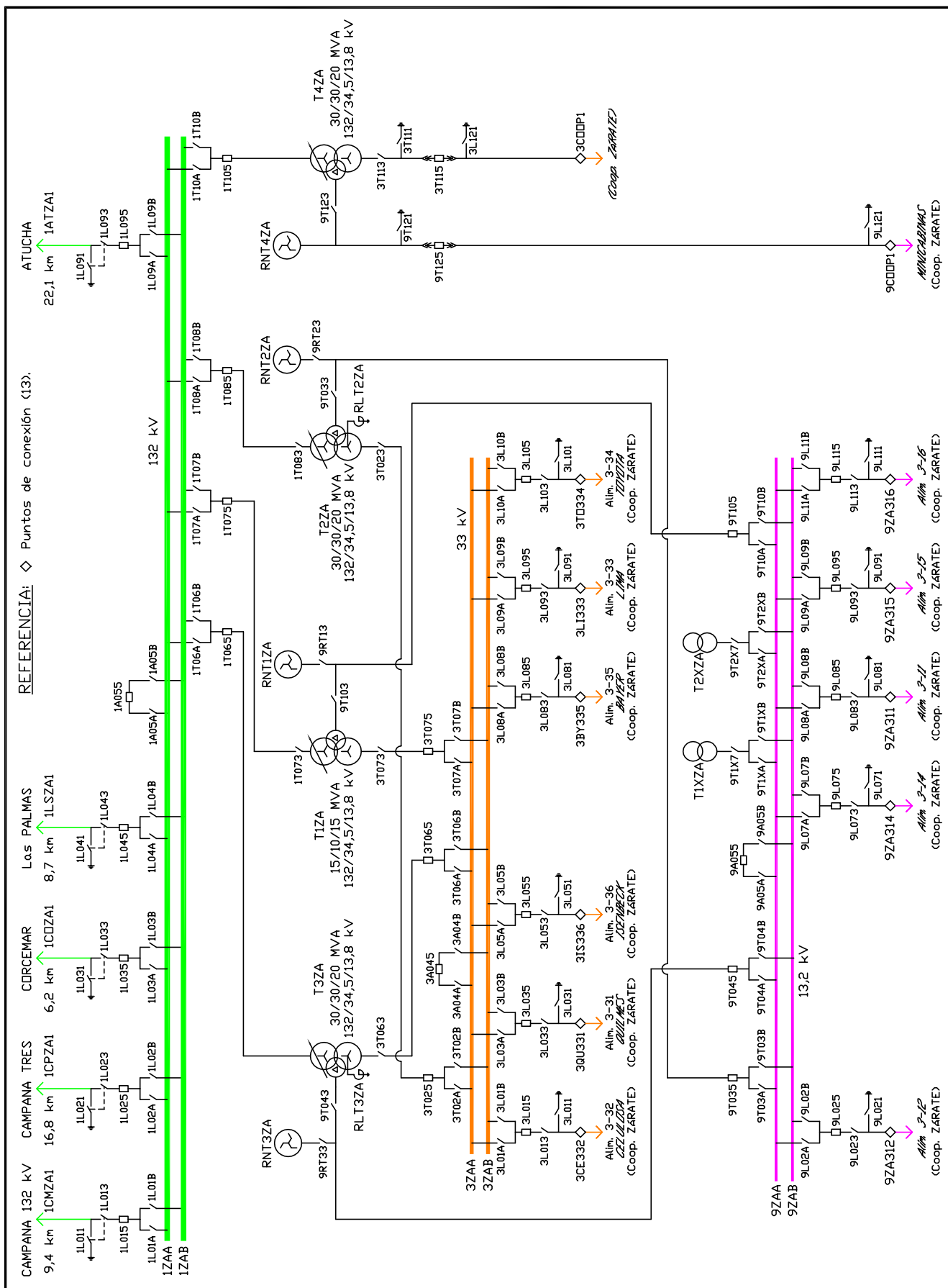
Revisó Jorge PLATAS

Aprobó Gustavo MARTIN

FECHA DE REVISION 29 ABRIL 2009

ESCALA S/E

PLANO N° 2-4-ID-029



Transba

GERENCIA DE PLANIFICACION Y OPERACION DE LA RED
DEPARTAMENTO INGENIERIA DE OPERACION

ET ZARATE [ZA]

ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO

Preparó Jorge PLATAS

Revisó Diego CACHERO

Aprobó Gustavo MARTIN

Fecha de revisión:

26 OCTUBRE 2012

Escala:

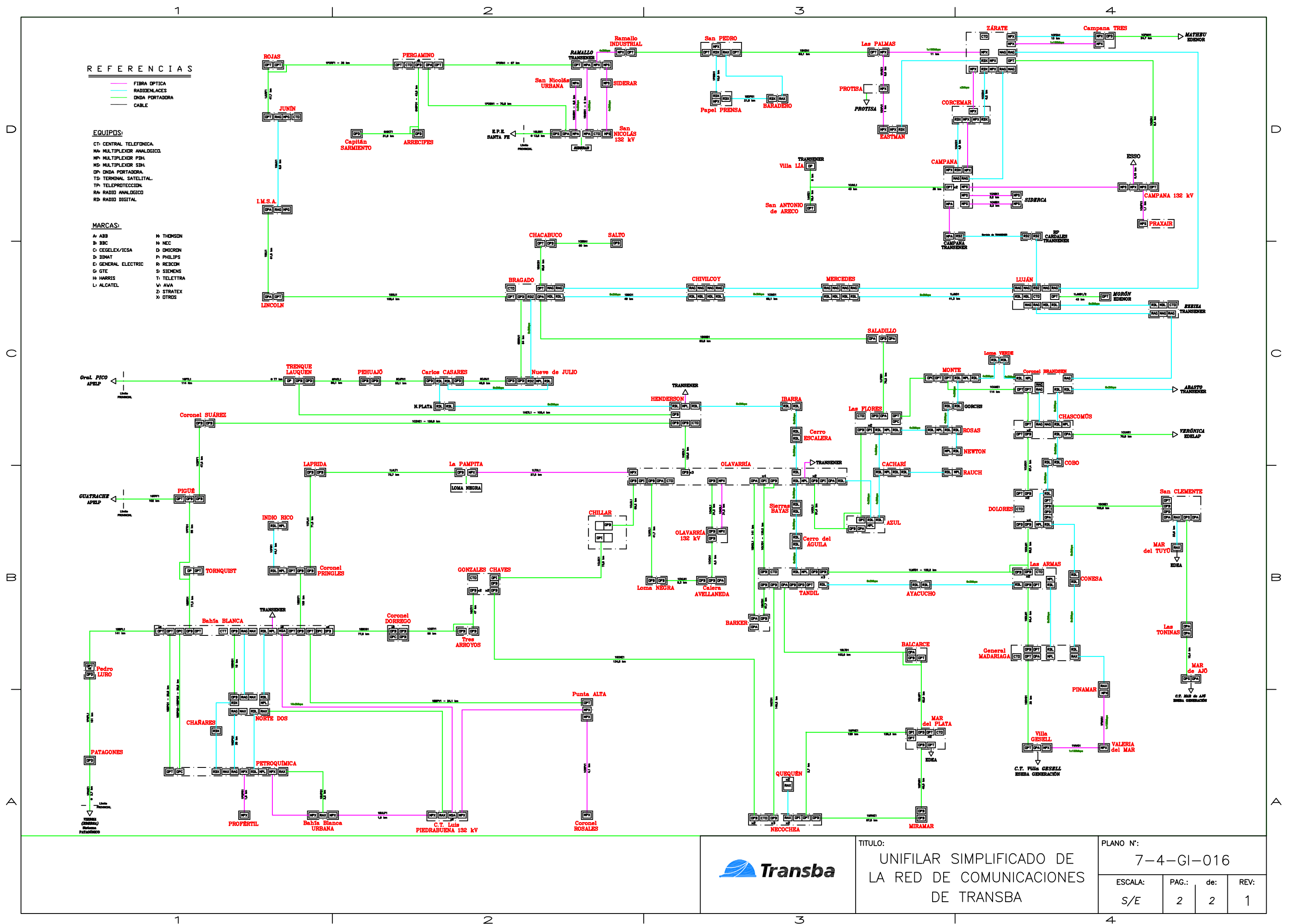
S/E

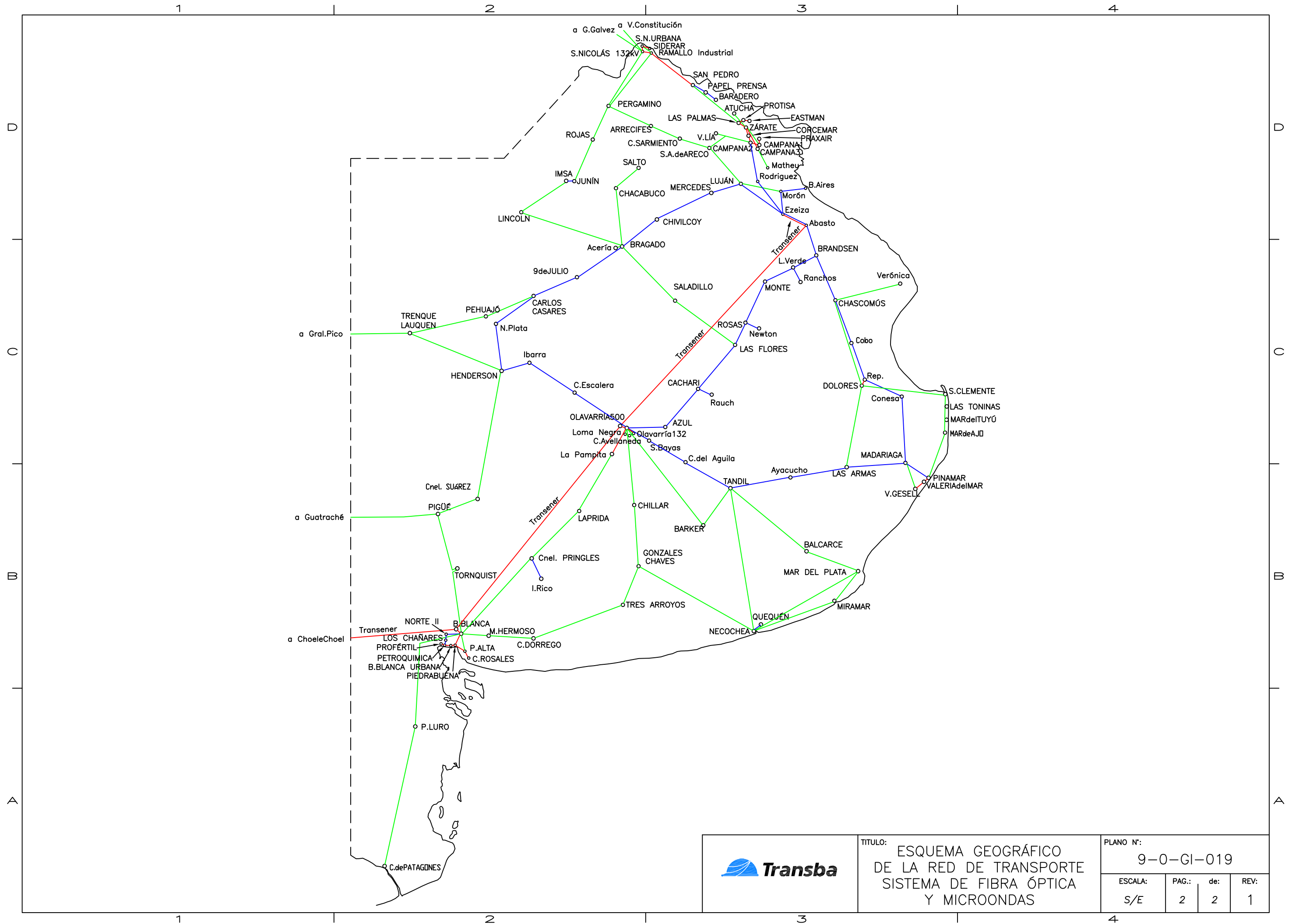
Plano N°

2-4-ID-521

ANEXO 6

Sección 5: Esquemas de sistema de comunicaciones





TITULO:
ESQUEMA GEOGRÁFICO
DE LA RED DE TRANSPORTE
SISTEMA DE FIBRA ÓPTICA
Y MICROONDAS

PLANO N°:			
9-0-GI-019			
ESCALA:	PAG.:	de:	REV:
S/E	2	2	1

ANEXO 7

Estudios del Sistema de Transporte para el Corto y Mediano Plazo

(PT/012 - Ítem 4.c)

ANEXO 7

Sección 1: Flujos de potencia típicos

ANEXO 7

Sub-Sección 1.1: Introducción

7.1 Flujos de potencia típicos

7.1.1 Introducción

Se documentan a continuación, los resultados de los flujos de carga considerando los estados típicos de demanda 2015/2022, y el Plan de Obras propuesto en esta Guía. Para los primeros 3 años (2015-2017) se desarrollan los escenarios para demandas de pico y valle del período estacional de invierno, y de pico, valle y horas restantes (donde se contempla el pico diurno) del período estacional de verano. Para los restantes 5 años se desarrollan dos escenarios por año: mínima de invierno y máxima de verano. Se presentan los escenarios del período estudiado (2015-2022) teniendo en cuenta el Plan de Obras propuesto en esta Guía y se comentan sus consecuencias señalando la conveniencia de cada obra de manera fundada.

Metodología de elaboración de los casos de estudio y presentación de resultados

Se elaboran los escenarios correspondientes al área de la Provincia de Buenos Aires partiendo de la base de datos suministrada por CAMMESA S.A., donde se incluyen todos los elementos correspondientes a las ampliaciones según el año donde corresponde su ingreso, en el caso de ampliaciones que ya estaban modeladas en la base de datos, en los escenarios previos a su ingreso se encuentran fuera de servicio.

Esta red se “inserta” en los escenarios confeccionados para la Guía de Referencia de Transener 2015/2022, tomando en cuenta el mismo estado operativo del SADI.

Los casos de estudio consideran los criterios operativos habituales de Transba S.A., en cuanto a la topología de los corredores y a los niveles de tensión y sobrecargas admisibles.

A fin de no comprometer la integridad del equipamiento, no se admite superar los niveles de tensión máximos establecidos de 1.05 pu para 220 y 132 kV y 1.07 pu para 66 kV, a menos de pequeñas aproximaciones prácticas debido a la naturaleza discreta de las tomas de los transformadores.

La demanda se modela como independiente de la tensión, considerando que los cambiadores de tomas de los transformadores de distribución serán capaces de proporcionar el valor nominal de tensión a nivel de consumo. Esta hipótesis arroja las mayores sobrecargas en los equipos, en razón de la mayor corriente necesaria para abastecer la misma demanda a menor nivel de tensión.

Los generadores del área que están en servicio se considera que son forzados, a excepción de los autogeneradores de Siderar, Siderca, Loma Negra planta Barker, Loma Negra planta Olavarría y Solalban Energía. Las tomas de los transformadores de bloque no regulables bajo carga, se mantienen fijos para los escenarios de un mismo período estacional.

La posición de los cambiadores de tomas en los transformadores del sistema de transmisión sin regulación bajo carga, se establece de modo tal de que satisfaga de la mejor manera posible los requerimientos de la demanda en los escenarios de pico, sin exceder los niveles máximos de tensión en los escenarios de valle. Esto tiene particular importancia en las subestaciones Luján y San Antonio de Areco.

Para cada escenario se genera un reporte que pone en evidencia las magnitudes que exceden de ciertos límites, e informa del estado de la compensación y generación forzada en el área como se describe a continuación:

- Barras de 220 y 132 kV fuera de la banda de 1.05 – 0.95 pu.
- Barras de 66 kV de las subestaciones de Transba y de terceros en el área fuera de la banda de 1.07 – 0.93 pu.
- Líneas de Transba de 220/132/66 kV y de terceros en el área, cuya carga supera el 100 % del primer elemento limitante.
- Transformadores del sistema de transmisión de Transba, y de Transener que alimentan a Transba, cuyos arrollamientos tengan una carga en potencia superior al 80 % de su valor nominal.
- Generación de las unidades en el área de Transba, incluyendo los autogeneradores.
- Compensación shunt capacitiva e inductiva en el área.
- Comentarios de los aspectos salientes de cada escenario, en relación con los elementos de propiedad de Transba y de Transener que alimentan a Transba.

ANEXO 7

Sub-Sección 1.2: Flujos de potencia típicos

ANEXO 7

Sub-Sección 1.2.1: Año 2015

7.1.2 Flujos de potencia típicos

7.1.2.1 Año 2015

Tabla 7.1.2.1.1: Nuevas obras consideradas en los escenarios de Invierno 2015

Descripción	Restricciones que elimina
ET Luján: reemplazo del transformador T1LJ (132/34.8/13.8 kV - 30/20/30 MVA) por uno de 40/30/40 MVA.	Ampliación de la capacidad de transformación.
ET Luján Dos: instalación de un nuevo transformador 132/34.8/13.8 kV de 30/20/30 MVA (proveniente de ET Luján) en paralelo con el actual T1LD.	Ampliación de la capacidad de transformación.
ET Henderson: reemplazo del transformador T6HE (132/33/13,2 kV - 20/20/6,6 MVA) por uno de 30/30/10 MVA.	Ampliación de la capacidad de transformación.
ET Chascomús: reemplazo de T2CU de 15/10/15 MVA por otro de 30/20/30 MVA	Ampliación de la capacidad de transformación.

Caso Pico de Invierno 2015

CONTROL BARRAS 220/132KV:

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0500:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
------	-----	------	-----	-------	------	-------	-------	------	-----	------	-----	-------	------	-------	-------

* NONE *

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9500:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
2102		BRAGADO		220.00	5	0.8940	196.69								

CONTROL BARRAS 66KV:

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0700:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
------	-----	------	-----	-------	------	-------	-------	------	-----	------	-----	-------	------	-------	-------

* NONE *

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9300:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
------	-----	------	-----	-------	------	-------	-------	------	-----	------	-----	-------	------	-------	-------

* NONE *

TRANSMISSION LINE LOADINGS ABOVE 100.0 % OF RATING SET A:

X----- FROM BUS -----X X----- TO BUS -----X															
BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT
2304		P.PRENDA		132.00*	5	2338		S.PEDRO1		132.00	5	1	68.9	68.6	100.4

REPORTE DE CARGA DE TRAFOS

+-----ARROLLAMIENTO 1-----+					+-----ARROLLAMIENTO 2-----+						
+ BUS	NAME	BSKV	NOMINAL	I (A)	%LOAD+	+ BUS	NAME	BSKV	NOMINAL	I (A)	%LOAD+
+-----MVA (A)-----+					+-----MVA (A)-----+						
+ 2214	BRAGADO1	20	87	70.9	81.1+	2514	BRAGADO	20	174	135.5	77.4+
+ 2214	BRAGADO1	20	87	70.9	81.1+	2514	BRAGADO	20	174	135.5	77.4+
+ 2256	LASARMAS	15	65	17.5	26.6+	2556	LASARMAS	10	174	153.1	87.5+

AREA 5 [BS. AS.] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	ON/OFF	TYP	MW	MVAR	QMAX	QMIN	VSCHED	VACTUAL	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	MVABASE	ZONE	AREA
SWING																				
2602		MDPATG12		13.200	1	0	2	14.0	2.7	12.5	-2.4	1.0500	1.0500					20.0	22	5
2603		MDPATG13		13.200	1	0	2	22.0	4.1	25.6	-8.3	1.0500	1.0500					31.4	22	5
2604		SLTODI01		0.4000	1	0	2	15.0	7.8	16.0	-8.4	1.0500	1.0500					28.0	23	5
2605		COLBDI01		0.4000	1	0	2	10.0	7.9	15.4	0.0	1.0500	1.0500					28.0	23	5
2606		ARGETG01		15.700	1	0	2	160.0	65.8	128.0	-50.0	1.0500	1.0500					248.0	23	5
2607		MDPATV07		13.200	1	0	2	25.0	4.7	24.8	-21.2	1.0500	1.0500					37.5	22	5
2608		MDPATV08		13.200	1	0	2	25.0	4.7	24.5	-20.9	1.0500	1.0500					37.5	22	5
2611		NECOTV01		13.200	1	0	2	25.0	5.0	28.9	-15.9	1.0500	1.0500					41.2	22	5
2613		NECOTV03		13.200	1	0	2	45.0	10.6	70.0	-35.0	1.0500	1.0500					87.5	22	5
2614		NECOTV04		13.200	1	0	2	45.0	10.7	70.0	-35.0	1.0500	1.0500					87.5	22	5
2615		ARRECDI		0.4000	1	0	2	15.0	1.0	15.4	0.0	1.0500	1.0500					28.0	23	5
2616		MDPATG22		13.200	1	0	2	18.0	4.1	11.0	-10.0	1.0500	1.0500					27.7	22	5
2620		ATUCNU02		21.000	1	0	3	619.0	264.2	340.0	-100.0	1.0500	1.0500				838.0	23	5	SYST
2623		PEHUA DI		0.3800	1	0	2	20.0	7.9	10.0	0.0	1.0500	1.0500					28.0	21	5
2635		SOLALTG01		11.500	1	0	2	50.0	26.6	30.0	-30.0	1.0400	1.0400					81.1	24	5
2636		SOLALTG02		11.500	1	0	2	50.0	26.6	30.0	-30.0	1.0400	1.0400					81.1	24	5
2638		LOBOSDI		0.3800	1	0	2	15.0	2.8	11.1	0.0	0.9700	0.9700					20.1	21	5
2640		MDAJTG		13.200	2	0	2	24.0	4.0	10.0	-10.3	1.0300	1.0300					37.4	22	5
2641		LINCDI01		0.4000	1	0	-2	10.0	11.6	11.6	-5.8	1.0500	1.0357					19.2	21	5
2642		VGADDI01		0.4000	1	0	2	15.0	4.0	22.3	0.0	1.0200	1.0200					40.6	21	5
2654		BRAG TGS		11.500	2	0	2	40.0	14.6	22.4	-16.8	1.0500	1.0500					56.0	21	5
2656		ARMATG03		11.500	1	0	2	20.0	4.9	15.4	-7.0	1.0500	1.0500					28.0	22	5
2657		ARMAS TG		13.200	2	0	2	10.0	5.9	8.0	-7.4	1.0300	1.0300					13.8	22	5
2671		SNICTV11		13.200	1	0	2	45.0	53.6	72.5	-31.5	1.0000	1.0000					100.0	23	5
2674		SNICTV14		13.200	1	0	2	50.0	65.9	87.0	-60.0	1.0200	1.0200					100.0	23	5
2682		VGESTG14		13.200	1	0	2	12.0	1.6	16.2	-6.6	1.0500	1.0500					21.0	22	5
2684		PINATG09		11.000	1	0	2	4.5	-0.5	4.0	-2.0	1.0400	1.0400					6.9	22	5
2685		PINATG10		11.000	1	0	-2	4.5	-2.0	4.0	-2.0	1.0400	1.0411					6.9	22	5
2687		VGESTG18		11.500	1	0	2	75.0	7.1	50.0	-30.0	1.0500	1.0500					94.5	22	5
2695		BELGRTG1		20.000	1	0	2	230.0	122.5	180.0	-90.0	1.0500	1.0500					306.0	23	5
2696		BELGRTG2		20.000	1	0	2	230.0	122.5	180.0	-90.0	1.0500	1.0500					306.0	23	5
2697		BELGRTV1		20.000	1	0	2	260.0	124.9	200.0	-143.2	1.0500	1.0500					375.6	23	5
2699		CERRITV01		13.200	1	0	2	14.0	1.8	10.6	-3.6	1.0400	1.0400					17.8	24	5
228260		GEN MR		0.3800	1	0	2	21.0	-1.3	18.0	-4.9	1.0300	1.0300					30.0	22	5
SUBSYSTEM TOTALS							2238.0	997.9	1775.2	-878.3	3310.3									

COMPENSACION SHUNT [NOMINAL] :

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	CODE	ID	STAT	MW	MVAR	VOLTAGE	TYPE	MODE	ADJM	BMIN	BMAX
2200	9	JULIO		132.00	1		1		0.0	1.03996	SWITCHED	1	0	0.0	7.5
2206	B.BCA	1		132.00	1		1		50.0	1.03948	SWITCHED	0	0	0.0	50.0
2208	B.BCA2			132.00	1		1		50.0	1.03947	SWITCHED	0	0	0.0	50.0
2226	CHACABUC			132.00	1		1		6.0	1.02162	SWITCHED	0	0	0.0	6.0
2230	CHIVILCO			132.00	1		1		3.0	0.99418	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2236	DOLORES			132.00	1		1		3.0	1.01065	SWITCHED	1	0	0.0	6.0
2242	PUEYRRED			132.00	1		1		0.0	1.03870	SWITCHED	1	0	0.0	6.0
2243	PUEYRRE2			132.00	1		1		0.0	1.03876	SWITCHED	1	0	0.0	6.0
2248	JARA			132.00	1		1		0.0	1.03851	SWITCHED	1	0	0.0	9.0
2249	JARA 2			132.00	1		1		0.0	1.03856	SWITCHED	1	0	0.0	9.0
2252	JUNIN 2			132.00	1		1		4.5	0.98144	SWITCHED	0	0	0.0	4.5
2272	TG MAJO2			132.00	1		1		0.0	1.01878	SWITCHED	1	0	0.0	14.1
2274	M.PLATA1			132.00	1		1		0.0	1.03826	SWITCHED	1	0	0.0	4.5
2280	MERCEDE2			132.00	1		1		4.5	0.97891	SWITCHED	0	0	0.0	4.5
2302	P. LURO			132.00	1		1		0.0	1.04170	SWITCHED	0	0	-5.0	0.0
2340	M.TUYU			132.00	1		1		0.0	1.01226	SWITCHED	1	0	0.0	4.0
2346	TANDIL1			132.00	1		1		12.0	1.02095	SWITCHED	0	0	0.0	12.0
2356	V.GESSEL			132.00	1		1		0.0	1.04537	SWITCHED	1	0	0.0	12.0
2384	TONINAS1			132.00	1		1		0.0	1.00944	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2515	9JULBA1			66.000	1		1		3.0	0.99277	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2518	CCASARES			66.000	1		1		3.0	0.99321	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2540	RIVAD 33			33.000	4		1		2.0	1.00000	SWITCHED	1	0	0.0	2.0
2544	VILLEG33			33.000	1		1		0.0	1.01020	SWITCHED	0	0	0.0	4.0
2870	PIN.TER			13.200	1		1		6.0	1.04584	SWITCHED	1	0	0.0	12.0

Comentarios:

Zona Norte

En esta zona se destaca, en primer lugar, la dependencia respecto al transformador T1RA de la ET Ramallo, el que se encuentra operando con elevados niveles de carga, aun recurriendo al despacho forzado de dos de las máquinas turbovapor de la CT San Nicolás.

Por otro lado, la alimentación radial desde San Pedro hacia Papel Prensa y Baradero lleva a la saturación de la línea de 132 kV Papel Prensa – San Pedro, pues no puede recurrirse a recursos operativos. El reemplazo de este TI daría solución al problema, que se reitera en los siguientes escenarios.

Los corredores de 132kV Campana – Corcemar – Zárate y Campana – Praxair – Campana 132 – Zárate se observan con una elevada carga, por encima del 90% de la capacidad de sus conductores. Esto evidencia la criticidad del área de Zárate que, si bien en el caso presentado no alcanzó la sobrecarga, la ocurrencia de una contingencia simple en alguno de estos corredores, o incluso en la línea de 132 kV Atucha – Zárate, daría origen a sobrecargas de líneas que, por actuación de sus protecciones, podrían agravar la situación.

El corredor de 66 kV Pergamino – S.A. de Areco se opera abierto y, para evitar sobrecargas en la línea Pergamino – Arrecifes y en el transformador de Pergamino, se recurre al despacho forzado de 15 MW en la central térmica Arrecifes.

Zona Centro

El actual factor limitante en la transmisión por la línea Henderson – Bragado de 220 kV es la gran caída de tensión registrada en la misma, que en este escenario alcanza el 15%, llegando a valores excesivamente bajos en el extremo Bragado (0.892 pu). Si bien ésta no es una barra pública, se pone de manifiesto la crítica situación en la que se encuentra este corredor.

Aun considerando demanda reducida de la Acería Bragado, se debió recurrir al despacho forzado de gran parte de la generación disponible en el área de influencia de la ET Bragado:

- CT de Bragado 40 MW.
- CT de Salto con 15 MW.
- CT de Lincoln con 10 MW.
- CT de Pehuajó con 20 MW

A su vez, los transformadores 132/66 kV de la ET Bragado se muestran en el límite de su capacidad, poniendo de manifiesto la necesidad de obras de 132 kV asociadas al corredor de 66 kV Bragado – Trenque Lauquen, tales como las ampliaciones a 132 kV de las EETT Pehuajó y 9 de Julio, a entrar en servicio en los escenarios subsiguientes.

También debió recurrirse al despacho forzado de la CT de General Villegas, de 15 MW, tanto para lograr el control de tensión en la ET Villegas (propiedad de EDEN S.A.) como para evitar la sobrecarga de la línea de 66 kV Trenque Lauquen – Rivadavia – General Villegas. Este despacho mejora, a su vez, el perfil de tensión en la ET Trenque Lauquen.

A su vez, para mantener adecuados niveles de tensión en el corredor de 66 kV Luján-Lobos y evitar la sobrecarga de sus líneas, resulta necesario el despacho de 20 MW en la ET Lobos.

El reemplazo del transformador T6 en la ET Henderson por uno de mayor potencia hace posible la no saturación de los transformadores T5 y T6, a ocurrir en caso contrario. Asimismo, la ampliación de la capacidad de transformación en la ET Luján evita elevados niveles de carga en ambas máquinas, asegurando el suministro. Finalmente, la instalación del segundo transformador en la ET Luján Dos permite satisfacer los niveles de demanda y evitar ENS en caso de falla de máquina.

Es menester resaltar que la Zona Centro, que históricamente contaba con serios problemas para el control de tensión, ahora lo logra debido a que cuenta con generación en varias EETT. Esto, sin embargo, en horarios de alta demanda, vuelve al adecuado desempeño del sistema muy dependiente del despacho forzado de la mayoría de las unidades generadoras con las que cuenta.

La instalación de generación puede considerarse como una solución adecuada de corto plazo, sin embargo es importante destacar que, de no disponer de las unidades necesarias, tanto por problemas técnicos de las mismas como por falta de combustible, se regresará a la situación crítica anterior, con el agravante causado por el crecimiento vegetativo de la demanda.

Zona Atlántica

Ésta es un área que ha incorporado mucha generación en los últimos años como única solución a los graves problemas de control de tensión que históricamente poseía.

Es por esto que cabe aquí también la advertencia realizada en el párrafo anterior, sobre la necesidad de disponer de la generación en el momento que se la requiera, para evitar volver a la situación crítica previa, con el agravante del constante crecimiento de la demanda.

Hecha esta aclaración y, recurriendo al despacho forzado de la generación necesaria, se logra, en este escenario, un desempeño del área en general adecuado.

La elevada carga que se observa en el arrollamiento de 13.2 kV del transformador de Las Armas se hará presente en los escenarios subsiguientes hasta la entrada en servicio de un segundo transformador.

La entrada en servicio del transformador de 30/15/30 MVA en la ET Chascomús, en reemplazo de la actual unidad de 15/10/15 MVA permite un desempeño adecuado de la ET, con niveles de carga de máquina no superiores al 80%.

Zona Sur

No se registran en este escenario sobrecargas ni tensiones fuera de banda.

Cabe aclarar que el adecuado desempeño del corredor de 132 kV Bahía Blanca – Carmen de Patagones se logra, en general, desvinculado la demanda de la ET Viedma (propiedad de Transpa S.A.) de la red de Transba S.A. Esto se realiza alimentando esta última ET desde la ET Puerto Madryn, donde también se observan limitaciones para el adecuado control de tensión de esta ET Viedma. Por ello, para lograr el abastecimiento de Viedma desde la Patagonia se incorporó compensación shunt en esta ET. Esto se consideró para todos los escenarios estudiados.

Caso Valle de Invierno 2015

CONTROL BARRAS 220/132KV:

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0500:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
------	-----	------	-----	-------	------	-------	-------	------	-----	------	-----	-------	------	-------	-------

* NONE *

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9500:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
2102		BRAGADO		220.00	5	0.9238	203.24								

CONTROL BARRAS 66KV:

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0700:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
------	-----	------	-----	-------	------	-------	-------	------	-----	------	-----	-------	------	-------	-------

* NONE *

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9300:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
------	-----	------	-----	-------	------	-------	-------	------	-----	------	-----	-------	------	-------	-------

* NONE *

TRANSMISSION LINE LOADINGS ABOVE 100.0 % OF RATING SET A:

X----- FROM BUS -----X X----- TO BUS -----X

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT
------	-----	------	-----	-------	------	------	-----	------	-----	-------	------	-----	---------	--------	---------

* NONE *

REPORTE DE CARGA DE TRAFOS

+-----ARROLLAMIENTO 1-----+					+-----ARROLLAMIENTO 2-----+						
+ BUS	NAME	BSKV	NOMINAL	I (A)	%LOAD+	+ BUS	NAME	BSKV	NOMINAL	I (A)	%LOAD+
+ MVA (A)					+	+ MVA (A)					+
+-----+-----+-----+-----+											
+-----+-----+-----+-----+											

AREA 5 [BS. AS.] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	ON/OFF	TYP	MW	MVAR	QMAX	QMIN	VSCHED	VACTUAL	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	MVABASE	ZONE	AREA
SWING																				
2606		ARGETG01		15.700	1	0	2	160.0	27.1	128.0	-50.0	1.0000	1.0000					248.0	23	5
2607		MDPATV07		13.200	1	0	2	22.0	0.9	24.8	-21.2	1.0000	1.0000					37.5	22	5
2611		NECOTV01		13.200	1	0	2	16.0	7.7	28.9	-15.9	1.0000	1.0000					41.2	22	5
2620		ATUCNU02		21.000	1	0	3	472.6	167.8	340.0	-100.0	1.0200	1.0200				838.0	23	5	SYST
2635		SOLALTG01		11.500	1	0	2	50.0	22.0	30.0	-30.0	1.0300	1.0300					81.1	24	5
2636		SOLALTG02		11.500	1	0	2	50.0	22.0	30.0	-30.0	1.0300	1.0300					81.1	24	5
2652		JUNIDI01		0.3800	1	0	-2	18.0	15.0	15.0	-5.0	1.0500	1.0497					26.2	23	5
2671		SNICTV11		13.200	1	0	2	45.0	15.7	72.5	-31.5	0.9800	0.9800					100.0	23	5
2672		SNICTV12		13.200	1	0	2	45.0	15.7	72.5	-31.5	0.9800	0.9800					100.0	23	5
2673		SNICTV13		13.200	1	0	2	45.0	14.6	72.5	-31.5	0.9800	0.9800					100.0	23	5
2687		VGESTG18		11.500	1	0	2	50.0	8.5	50.0	-30.0	1.0100	1.0100					94.5	22	5
2695		BELGRTG1		20.000	1	0	2	210.0	68.5	180.0	-90.0	1.0200	1.0200					306.0	23	5
2696		BELGRTG2		20.000	1	0	2	210.0	68.5	180.0	-90.0	1.0200	1.0200					306.0	23	5
2697		BELGRTV1		20.000	1	0	2	220.0	54.3	200.0	-143.2	1.0200	1.0200					375.6	23	5
2699		CERRITV01		13.200	1	0	2	14.0	2.4	10.6	-3.6	1.0300	1.0300					17.8	24	5
SUBSYSTEM TOTALS							1627.6	510.9	1434.9	-703.4								2753.1		

COMPENSACION SHUNT [NOMINAL] :

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	CODE	ID	STAT	MW	MVAR	VOLTAGE	TYPE	MODE	ADJM	BMIN	BMAX
2200		9 JULIO		132.00	1		1		0.0	1.00177	SWITCHED	1	0	0.0	7.5
2206		B.BCA 1		132.00	1		1		50.0	1.00554	SWITCHED	0	0	0.0	50.0
2208		B.BCA2		132.00	1		1		50.0	1.00551	SWITCHED	0	0	0.0	50.0
2226		CHACABUC		132.00	1		1		3.0	0.99198	SWITCHED	0	0	0.0	6.0
2230		CHIVILCO		132.00	1		1		3.0	0.99687	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2236		DOLORES		132.00	1		1		0.0	0.98477	SWITCHED	1	0	0.0	6.0
2242		PUEYRRED		132.00	1		1		0.0	1.00152	SWITCHED	1	0	0.0	6.0
2243		PUEYRRE2		132.00	1		1		0.0	1.00143	SWITCHED	1	0	0.0	6.0
2248		JARA		132.00	1		1		0.0	1.00147	SWITCHED	1	0	0.0	9.0
2249		JARA 2		132.00	1		1		0.0	1.00134	SWITCHED	1	0	0.0	9.0
2252		JUNIN 2		132.00	1		1		4.5	0.98735	SWITCHED	0	0	0.0	4.5
2272		TG MAJO2		132.00	1		1		0.0	0.98267	SWITCHED	1	0	0.0	14.1
2274		M.PLATA1		132.00	1		1		0.0	1.00111	SWITCHED	1	0	0.0	4.5
2280		MERCEDE2		132.00	1		1		4.5	0.99506	SWITCHED	0	0	0.0	4.5

2302 P. LURO	132.00	1	1	0.0	1.02368	SWITCHED	0	0	-5.0	0.0
2340 M.TUYU	132.00	1	1	0.0	0.98039	SWITCHED	1	0	0.0	4.0
2346 TANDIL1	132.00	1	1	0.0	0.98028	SWITCHED	1	0	0.0	12.0
2356 V.GESSEL	132.00	1	1	0.0	1.00094	SWITCHED	1	0	0.0	12.0
2384 TONINAS1	132.00	1	1	0.0	0.97950	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2515 9JULBA1	66.000	1	1	3.0	0.96663	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2518 CCASARES	66.000	1	1	3.0	0.96562	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2540 RIVAD 33	33.000	4	1	2.0	1.00000	SWITCHED	1	0	0.0	2.0
2544 VILLEG33	33.000	1	1	2.0	0.96542	SWITCHED	0	0	0.0	4.0
2870 PIN.TER	13.200	1	1	0.0	0.99107	SWITCHED	1	0	0.0	12.0

Comentarios:

Se observa una importante caída de tensión en la línea de 220 kV Henderson – Bragado.

Si bien se trata de un escenario de valle, la demanda de la Acería de Bragado sube sustancialmente ya que no cuenta con la restricción establecida para las horas de pico.

En general, no se transgrede ningún límite de transporte así como tampoco se registran tensiones fuera de la banda permitida ni sobrecargas en líneas o transformadores.

Tabla 7.1.2.1.2: Nuevas obras consideradas en los escenarios de Verano 2015/16

Descripción	Restricciones que elimina
ET San Pedro: reemplazo de uno de los transformadores de 132/34,5/13,8 kV - 15/10/15 MVA por uno de 30/20/30 MVA.	Ampliación de la capacidad de transformación, descargando los transformadores de esta ET como de Papel Prensa. Mejora la confiabilidad del suministro. Elimina restricciones en condiciones de N-1.
ET Rojas: reemplazo de uno de los dos transformadores actuales de 15/10/15 MVA - 132/33/13,2 kV por uno de 30/20/30 MVA - 132/33/13,2 kV.	Ampliación de la capacidad de transformación.
ET Lincoln: reemplazo de los dos transformadores 132/33/13,2 kV - 15/10/15 MVA por otros dos de 30/20/30 MVA.	Ampliación de la capacidad de transformación. Mejora la confiabilidad del suministro. Elimina restricciones en condiciones de N-1.
Ampliación de la E.T. Villa Lía. Barras de 132 kV y acoplamiento de barras. Dos salidas de línea en 132 kV	Ampliación necesaria para permitir la vinculación de nuevas líneas de 132 kV a la ET Villa Lía (a CA y a SA).

Descripción	Restricciones que elimina
<p>Desvinculación de S.A. de Areco de la conexión en T de la línea de 132 kV Campana - V. Lía.</p> <p>Se completa un tramo de 9 km de línea de 132 kV que permitirá vincular a las EETT V. Lía y S.A. de Areco. S.L a S.A. Areco.</p> <p>Para esta obra debe estar hecha la ampliación de la ET Villa Lía.</p>	<p>Se genera una línea de 132 kV directa desde Villa Lía hacia S.A. de Areco, mejorando el abastecimiento de S.A. de Areco y evitando que la salida de servicio de la línea Villa Lía – Campana afecte la alimentación de S.A. de Areco. Mejorará así la alimentación del área de S.A. de Areco, tanto para la ET existente, como también para la futura ET Nueva S.A. de Areco, vinculándolas directamente con la ET Villa Lía.</p>
<p>ET Nueva S. A. de Areco: Seccionamiento de la línea S.A. de Areco – Villa Lía aproximadamente a 2.4 km de la ET S.A. de Areco. Simple barra de 132 kV, tres salidas de línea 132 kV (a VLI, a AA y a CSA) y lugar previsto para doble juego de barras, acoplamiento y un transformador. 132/34,5/13,8 kV - 30/20/30 MVA.</p>	<p>Esta nueva ET es necesaria para lograr una adecuada vinculación de la nueva línea de 132 kV hacia Cap. Sarmiento, vínculo imprescindible para asegurar el abastecimiento de esta última ET y evitar la dependencia de la generación forzada local.</p>
<p>Nueva ET Toyota 132/33/13,2 kV - 2x30/20/30 MVA por apertura de la línea 132 kV Zárate - Corcemar y construcción de LAT DT 132 kV de 0,5 km.</p>	<p>Descarga la demanda de Toyota de la ET Zárate, y agrega nueva demanda.</p>
<p>ET 9 de Julio: Nueva ET de 132/33/13,2 kV - 2x30/20/30 MVA – Adecuación en ET Bragado y LAT de 132kV Bragado - 9 de Julio, de aproximadamente 72 km de extensión.</p>	<p>Descarga los autotransformadores de 132/66 kV de Bragado y evita la realización de cortes de demanda en escenarios de máximas cargas o en caso de hallarse fuera de servicio alguno de ellos o alguna de las líneas de 66 kV del corredor Bragado - Trenque Lauquen.</p>
<p>Ampliación de la ET Pehuajó a 132 kV - Un transformador 132/66/13.2 kV de 40 MVA - Un transformador 132/33/13.2 kV - 15/10/15 MVA.</p> <p>Línea en 132 kV entre las EETT Henderson y Pehuajó, de 70 km de extensión. Salida de línea en Henderson. Cable subterráneo acometida E.T.</p>	<p>Esta nueva línea permitirá inyectar potencia hacia C. Casares y Nueve de Julio directamente desde la barra de 132 kV de la ET Henderson, descargando los nodos de Trenque Lauquen, Bragado y Henderson 220 kV (descarga el corredor de 220 kV que alimenta a Bragado). Alimentará la demanda de Pehuajó directamente desde la red de 132 kV.</p>
<p>Nueva ET Gral. Villegas de 132 kV.</p> <p>Dos transformadores 132/33/13.2kV – 30/20/30 MVA.</p> <p>Línea de 132 kV de 140 km entre las EETT Pehuajó y Gral. Villegas.</p>	<p>Permite alimentar la demanda de Gral. Villegas en 132 kV, eliminando los problemas de tensión en esta zona y el requerimiento de generación forzada, necesario para afrontar los problemas de abastecimiento en G. Villegas y Rivadavia.</p> <p>Descarga la línea de 66 kV Trenque Lauquen – G. Villegas (propiedad de EDEN) y la línea de 132 kV Henderson – T. Lauquen, eliminando problemas de tensión en Trenque Lauquen.</p>

Descripción	Restricciones que elimina
Ampliación en la ET Chascomús para futura línea a la futura ET General Belgrano: nuevo vano en sistema de doble juego de barras en 132 kV (nueva salida de línea y redistribución de salidas de línea).	Necesaria para la vinculación con la futura ET Gral Belgrano.
ET Mar del Plata Industrial 132/33/13,2 kV – 2x30/20/30 MVA por apertura de actual línea 132 kV Mar del Plata - Miramar: LAT 132 kV doble terna y acometida en nueva ET, de longitud 2,3 km.	Permitirá abastecer las necesidades de la demanda y garantizará la prestación del servicio.
ET Carmen de Patagones: dos (2) campos de entrada de Transformador en 33 kV. Un (1) campo de Salida de Línea en 33 kV.	Ampliación de la ET.

Caso Pico de Verano 2015/16

CONTROL BARRAS 220/132KV:

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0500:

BUS# X-- NAME --X BASKV AREA V (PU) V (KV)	BUS# X-- NAME --X BASKV AREA V (PU) V (KV)
--	--

* NONE *

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9500:

BUS# X-- NAME --X BASKV AREA V (PU) V (KV)	BUS# X-- NAME --X BASKV AREA V (PU) V (KV)
2102 BRAGADO 220.00 5 0.8486 186.70	2218 BRANDSEN 132.00 5 0.9353 123.47
2228 CHASCOM1 132.00 5 0.9427 124.44	2229 CHASCOM2 132.00 5 0.9427 124.44
2230 CHIVILCO 132.00 5 0.9358 123.52	2231 CHIVILC2 132.00 5 0.9358 123.53
2252 JUNIN 2 132.00 5 0.9385 123.88	2253 I.M.S.A. 132.00 5 0.9390 123.95
2260 FLORES1 132.00 5 0.9379 123.80	2261 ROSAS 132.00 5 0.9321 123.04
2262 FLORES2 132.00 5 0.9379 123.80	2263 NEWTON 132.00 5 0.9314 122.95
2264 LINCOLN 132.00 5 0.9472 125.03	2278 MERCEDE1 132.00 5 0.9455 124.81
2280 MERCEDE2 132.00 5 0.9455 124.81	2284 MONTE 132.00 5 0.9215 121.64
2304 P.PRENSA 132.00 5 0.9444 124.67	2330 SALADILL 132.00 5 0.9282 122.52
2348 TLAUQUE1 132.00 5 0.9396 124.03	2349 TLAUQUE2 132.00 5 0.9396 124.03
2374 BARADERO 132.00 5 0.9310 122.89	

CONTROL BARRAS 66KV:

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0700:

BUS# X-- NAME --X BASKV AREA V (PU) V (KV)	BUS# X-- NAME --X BASKV AREA V (PU) V (KV)
--	--

* NONE *

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9300:

BUS# X-- NAME --X BASKV AREA V (PU) V (KV)	BUS# X-- NAME --X BASKV AREA V (PU) V (KV)
--	--

* NONE *

TRANSMISSION LINE LOADINGS ABOVE 100.0 % OF RATING SET A:

X----- FROM BUS -----X	X----- TO BUS -----X
BUS# X-- NAME --X BASKV AREA	BUS# X-- NAME --X BASKV AREA
2292 NCAMP1 132.00 5	2380 CORCEMAR 132.00* 5
2304 P.PRENSA 132.00* 5	2338 S.PEDRO1 132.00 5
	CKT LOADING RATING PERCENT
	1 123.8 122.3 101.2
	1 86.3 68.6 125.8

REPORTE DE CARGA DE TRAFOS

+-----ARROLLAMIENTO 1-----+				+-----ARROLLAMIENTO 2-----+			
+ BUS NAME	BSKV NOMINAL	I (A)	%LOAD+	+ BUS NAME	BSKV NOMINAL	I (A)	%LOAD+
	MVA (A)				MVA (A)		
+-----+				+-----+			
+ 2106 RAMALLOB	300 787	703.7	89.4+	+ 2326 RAMALLO1	300 1312	1102.5	84.0+
+-----+				+-----+			

AREA 5 [BS. AS.] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	ON/OFF	TYP	MW	MVAR	QMAX	QMIN	VSCHED	VACTUAL	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	MVABASE	ZONE	AREA
SWING																				
2601		MDPATG21		13.200	1	0	2	22.0	9.9	25.6	-8.3	1.0500	1.0500					31.4	22	5
2602		MDPATG12		13.200	1	0	2	14.0	6.6	12.5	-2.4	1.0500	1.0500					20.0	22	5
2603		MDPATG13		13.200	1	0	2	22.0	9.9	25.6	-8.3	1.0500	1.0500					31.4	22	5
2604		SLTODI01		0.4000	1	0	2	20.0	11.7	16.0	-8.4	1.0000	1.0000					28.0	23	5
2605		COLBDI01		0.4000	1	0	2	20.0	11.8	15.4	0.0	1.0500	1.0500					28.0	23	5
2606		ARGETG01		15.700	1	0	2	160.0	76.5	128.0	-50.0	1.0500	1.0500					248.0	23	5
2607		MDPATV07		13.200	1	0	2	25.0	10.1	24.8	-21.2	1.0500	1.0500					37.5	22	5
2608		MDPATV08		13.200	1	0	2	25.0	10.1	24.5	-20.9	1.0500	1.0500					37.5	22	5
2613		NECOTV03		13.200	1	0	2	45.0	28.2	70.0	-35.0	1.0500	1.0500					87.5	22	5
2614		NECOTV04		13.200	1	0	2	45.0	28.2	70.0	-35.0	1.0500	1.0500					87.5	22	5
2615		ARRECDI		0.4000	1	0	2	15.0	4.3	15.4	0.0	1.0500	1.0500					28.0	23	5
2616		MDPATG22		13.200	1	0	2	18.0	10.6	11.0	-10.0	1.0500	1.0500					27.7	22	5
2620		ATUCNU02		21.000	1	0	3	297.3	203.6	340.0	-100.0	1.0500	1.0500				838.0	23	5	SYST
2623		FEHUA DI		0.3800	1	0	2	20.0	2.6	10.0	0.0	1.0500	1.0500					28.0	21	5
2635		SOLALTG01		11.500	1	0	-2	48.0	30.0	30.0	-30.0	1.0300	1.0293					81.1	24	5
2636		SOLALTG02		11.500	1	0	-2	48.0	30.0	30.0	-30.0	1.0300	1.0293					81.1	24	5
2638		LOBOSDI		0.3800	1	0	2	15.0	6.8	11.1	0.0	1.0000	1.0000					20.1	21	5
2640		MDAJTG		13.200	2	0	2	24.0	4.5	10.0	-10.3	1.0100	1.0100					37.4	22	5
2641		LINCDI01		0.4000	1	0	-2	15.0	11.6	11.6	-5.8	1.0000	0.9752					19.2	21	5
2652		JUNIDI01		0.3800	1	0	2	20.0	14.4	15.0	-5.0	1.0000	1.0000					26.2	23	5
2653		CSARDI01		0.4000	1	0	2	5.0	2.4	4.7	-2.3	1.0300	1.0300					7.8	23	5
2654		BRAG TGS		11.500	2	0	2	46.0	20.3	22.4	-16.8	1.0000	1.0000					56.0	21	5
2656		ARMATG03		11.500	1	0	-2	20.0	15.4	15.4	-7.0	1.0500	1.0479					28.0	22	5
2657		ARMAS TG		13.200	2	0	-2	10.0	8.0	8.0	-7.4	1.0200	1.0178					13.8	22	5
2658		SCTPDI01		0.4000	1	0	2	12.0	2.9	10.8	-3.6	1.0000	1.0000					18.0	22	5
2671		SNICTV11		13.200	1	0	2	50.0	35.9	72.5	-31.5	1.0200	1.0200					100.0	23	5
2672		SNICTV12		13.200	1	0	2	50.0	35.9	72.5	-31.5	1.0200	1.0200					100.0	23	5
2673		SNICTV13		13.200	1	0	2	50.0	10.6	72.5	-31.5	1.0200	1.0200					100.0	23	5
2674		SNICTV14		13.200	1	0	2	50.0	9.2	87.0	-60.0	1.0200	1.0200					100.0	23	5
2683		PINTG7-8		13.200	2	0	-2	8.0	7.2	7.2	-5.6	1.0180	1.0177					12.5	22	5
2684		PINATG09		11.000	1	0	2	4.5	0.3	4.0	-2.0	1.0200	1.0200					6.9	22	5
2685		PINATG10		11.000	1	0	2	4.5	1.0	4.0	-2.0	1.0200	1.0200					6.9	22	5
2687		VGESTG18		11.500	1	0	2	75.0	24.7	50.0	-30.0	1.0500	1.0500					94.5	22	5
2695		BELGRTG1		20.000	1	0	2	230.0	100.9	180.0	-90.0	1.0500	1.0500					306.0	23	5
2696		BELGRTG2		20.000	1	0	2	230.0	100.9	180.0	-90.0	1.0500	1.0500					306.0	23	5
2697		BELGRTV1		20.000	1	0	2	260.0	129.2	200.0	-143.2	1.0500	1.0500					375.6	23	5
2699		CERRITV01		13.200	1	0	2	14.0	1.7	10.6	-3.6	1.0200	1.0200					17.8	24	5
228260		GEN MR		0.3800	1	0	2	21.0	2.1	18.0	-4.9	1.0300	1.0300					30.0	22	5
SUBSYSTEM TOTALS							2058.3	1030.2	1916.0	-943.6								3503.5		

COMPENSACION SHUNT [NOMINAL] :

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	CODE	ID	STAT	MW	MVAR	VOLTAGE	TYPE	MODE	ADJM	BMIN	BMAX
2200	9	JULIO		132.00	1		1		7.5	1.02249	SWITCHED	0	0	0.0	7.5
2206	B.BCA	1		132.00	1		1		0.0	1.04082	SWITCHED	0	0	0.0	50.0
2208	B.BCA2			132.00	1		1		0.0	1.04082	SWITCHED	0	0	0.0	50.0
2226	CHACABUC			132.00	1		1		6.0	0.95629	SWITCHED	0	0	0.0	6.0
2230	CHIVILCO			132.00	1		1		3.0	0.93579	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2236	DOLORES			132.00	1		1		6.0	0.98159	SWITCHED	1	0	0.0	6.0
2242	PUEYRRED			132.00	1		1		6.0	1.02082	SWITCHED	0	0	0.0	6.0
2243	PUEYRRE2			132.00	1		1		6.0	1.02041	SWITCHED	0	0	0.0	6.0
2248	JARA			132.00	1		1		9.0	1.02053	SWITCHED	0	0	0.0	9.0
2249	JARA 2			132.00	1		1		9.0	1.02005	SWITCHED	0	0	0.0	9.0
2252	JUNIN 2			132.00	1		1		4.5	0.93851	SWITCHED	0	0	0.0	4.5
2272	TG MAJO2			132.00	1		1		14.1	0.99675	SWITCHED	1	0	0.0	14.1
2274	M.PLATA1			132.00	1		1		4.5	1.01934	SWITCHED	0	0	0.0	4.5
2280	MERCEDE2			132.00	1		1		4.5	0.94551	SWITCHED	0	0	0.0	4.5
2302	P. LURO			132.00	1		1		0.0	0.98799	SWITCHED	0	0	-5.0	0.0
2340	M.TUYU			132.00	1		1		4.0	0.98867	SWITCHED	1	0	0.0	4.0
2346	TANDIL1			132.00	1		1		12.0	0.98654	SWITCHED	0	0	0.0	12.0
2356	V.GESSEL			132.00	1		1		12.0	1.02311	SWITCHED	1	0	0.0	12.0
2384	TONINAS1			132.00	1		1		0.0	0.98467	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2408	9JULIOBA			132.00	1		1		3.0	0.96421	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2515	9JULBA1			66.000	1		0		3.0	1.02029	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2518	CCASARES			66.000	1		1		3.0	1.00769	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2540	RIVAD 33			33.000	4		1		2.0	1.00000	SWITCHED	1	0	0.0	2.0
2544	VILLEG33			33.000	4		1		0.0	1.00656	SWITCHED	0	0	0.0	4.0
2870	PIN.TER			13.200	1		1		3.0	1.01767	SWITCHED	0	0	0.0	12.0

Comentarios:

Zona Norte

La criticidad de la situación pone en evidencia la limitada capacidad remanente del área de influencia de la ET Ramallo, en la que el transformador T1RA 220/132 kV se encuentra al límite de su capacidad, habiéndose incluso despachado cuatro máquinas turbo vapor en la Central Térmica San Nicolás. Ante la pérdida de una de las TV, se presentará una sobrecarga importante en el T1RA, pudiendo llevar al desenganche del mismo por actuación de sus protecciones.

La línea San Pedro – Papel Prensa se encuentra sobrecargada al 126% por limitación del TI lado ET Papel Prensa, y las tensiones en las EETT Papel Prensa y Baradero resultan inferiores al límite admisible. El reemplazo del transformador de San Pedro permite que ambas máquinas operen con cargas del orden del 60%, en lugar de cargas superiores al 90% que sucederían sin este cambio.

Los corredores de 132 kV Campana – Corcemar – Zárate y Campana – Praxair – Campana 132 – Zárate se encuentran al límite de su capacidad, dándose una sobrecarga del 102% de la línea Campana – Corcemar. Esta situación hace imposible afrontar cualquier contingencia simple de las líneas que los conforman y resulta crítica para el área debido a la magnitud de la demanda que pudiera verse afectada.

Seccionando la línea de 132 kV Zárate – Corcemar, entra en servicio la ET Toyota, la que descarga la demanda de Toyota de la ET Zárate, y agrega nueva demanda sin detrimento del corredor.

Se realiza la desvinculación de S.A. de Areco de la conexión en T de la línea de 132 kV Campana – V. Lía, completándose un tramo de 9 km de línea de 132 kV que permite vincular directamente a las EETT V. Lía y S.A. de Areco, mejorando el abastecimiento de S.A. de Areco y evitando que la salida de servicio de la línea Villa Lía – Campana afecte la alimentación de S.A. de Areco.

A aproximadamente 2.4 km de la ET S.A. de Areco se prevé la entrada en servicio de la ET Nueva S. A. de Areco, seccionando la línea S.A. de Areco – Villa Lía. Esta nueva ET es necesaria para lograr una adecuada vinculación de la futura línea de 132 kV entre Nueva Areco y Cap. Sarmiento.

Zona Centro

En este escenario entran en servicio la ampliación de la ET Pehuajó a 132 kV y la línea de 132 kV hacia Henderson. Esta obra no sólo da lugar al abastecimiento de la demanda de Pehuajó desde la red de 132 kV, sino que también permite inyectar potencia en el corredor de 66 kV, directamente desde la barra de 132 kV de la ET Henderson, descargando los nodos de Trenque Lauquen, Bragado y Henderson 220 kV. Aportando a este mismo corredor, la nueva ET 9 de Julio de 132/33/13,2 kV (2x30/20/30 MVA), asociada a la línea de 132 kV 9 de Julio – Bragado, descarga los autotransformadores de 132/66 kV de Bragado y evita la realización de cortes de demanda en escenarios de máximas cargas o en caso de hallarse fuera de servicio alguno de ellos o alguna de las líneas de 66 kV del corredor Bragado - Trenque Lauquen.

También entra en servicio en este escenario la nueva ET Gral. Villegas de 132 kV junto con la línea Villegas – Pehuajó. Esto permite alimentar la demanda de Gral. Villegas en 132 kV, eliminando los problemas de tensión en esta zona y el requerimiento de generación forzada, necesario para afrontar los problemas de abastecimiento en Gral. Villegas y Rivadavia. Esta obra permite descargar la línea de 66 kV Trenque Lauquen – G. Villegas (propiedad de EDEN) y la línea de 132 kV Henderson – T. Lauquen, eliminando problemas de tensión en Trenque Lauquen.

Se hace imprescindible el despacho de los generadores de la CT Lincoln y Junín para obtener adecuados niveles de tensión en el corredor de 132 kV Bragado – Pergamino. La ampliación de la capacidad de transformación en la ET Lincoln resulta necesaria para satisfacer los niveles de demanda, así como el reemplazo de uno de los transformadores en la ET Rojas permite afrontar una situación de N-1.

Es asimismo necesario el despacho de las máquinas de Pehuajó, que permite mantener adecuados niveles de tensión en la ET Villegas, y el de la CT Salto para la tensión en el corredor radial Bragado – Salto. En Bragado están despachadas ambas TG, no obstante, las tensiones en Chivilcoy, Mercedes y Saladillo se encuentran por debajo de los límites admisibles.

Finalmente, es necesario despachar la máquina de la CT Lobos, tanto para lograr adecuados niveles de tensión, como no sobrecargar el corredor de 66 kV hacia Luján.

En estas condiciones, las líneas de 132 kV Morón – Catonas presentan una sobrecarga del 115% y la línea de 220 kV Henderson – Bragado presenta una caída de tensión del 19%, provocando que, en esta última ET, la tensión se encuentre por debajo del mínimo permitido.

Zona Atlántica

El desarrollo eléctrico del área, consistente en la progresiva instalación de generación local, permitió mejorar los problemas históricos a corto plazo, pero dio lugar a una alta dependencia respecto de la disponibilidad de la generación forzada.

Para lograr un adecuado perfil de tensión del área, con la demanda considerada en este escenario, se debió recurrir al despacho forzado de casi la totalidad de la generación de la Costa Norte y de Mar del Plata. Adicionalmente se operan las barras de 132 kV de la ET Olavarría al límite superior de la banda de tensión permitida. Aun así, se observa que la mayoría de las EETT del corredor de 132 kV Olavarría – Chascomús se encuentra por debajo del límite inferior de la banda de tensión admitida.

Se lleva a cabo la ampliación de la ET Chascomús para su futura vinculación con la ET General Belgrano, a entrar en servicio en el siguiente invierno. Se agrega un vano al sistema de doble barra en 132 kV, con una nueva salida de línea y la redistribución de las salidas de línea actuales.

A su vez, entra en servicio la nueva ET Mar del Plata Industrial 132/33/13,2 kV – 2x30/20/30 MVA – por apertura de actual línea 132 kV Mar del Plata – Miramar y doble terna 132 kV de 2,3 km de longitud, acometiendo a la nueva ET. Ésta permitirá abastecer las necesidades de la demanda y garantizará la prestación del servicio.

Zona Sur

Se realiza una ampliación en 33 kV de la ET Carmen de Patagones, que involucra dos campos de entrada de transformador y un campo de salida de línea.

No se registran tensiones fuera de banda ni sobrecarga de transformadores en la zona sur.

Caso Horas Restantes de Verano 2015/16

CONTROL BARRAS 220/132KV:

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0500:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
------	-----	------	-----	-------	------	-------	-------	------	-----	------	-----	-------	------	-------	-------

* NONE *

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9500:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
2102		BRAGADO		220.00	5	0.8895	195.69	2252		JUNIN 2		132.00	5	0.9467	124.96
2253		I.M.S.A.		132.00	5	0.9479	125.12	2284		MONTE		132.00	5	0.9455	124.81
2304		P.PRENSA		132.00	5	0.9455	124.81	2374		BARADERO		132.00	5	0.9342	123.31

CONTROL BARRAS 66KV:

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0700:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
------	-----	------	-----	-------	------	-------	-------	------	-----	------	-----	-------	------	-------	-------

* NONE *

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9300:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
------	-----	------	-----	-------	------	-------	-------	------	-----	------	-----	-------	------	-------	-------

* NONE *

TRANSMISSION LINE LOADINGS ABOVE 100.0 % OF RATING SET A:

X-----	FROM BUS	-----X	X-----	TO BUS	-----X						
BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA
2304		P.PRENSA		132.00*	5	2338		S.PEDRO1		132.00	5

REPORTE DE CARGA DE TRAFOS

+-----ARROLLAMIENTO 1-----+-----ARROLLAMIENTO 2-----+									
+ BUS	NAME	BSKV NOMINAL	I (A)	%LOAD+	+ BUS	NAME	BSKV NOMINAL	I (A)	%LOAD+
+ MVA (A) + MVA (A) +									
+ 2106	RAMALLOB	300	787	702.7	89.3+	2326	RAMALLO1	300	1312
+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+									

AREA 5 [BS. AS.] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	ON/OFF	TYP	MW	MVAR	QMAX	QMIN	VSCHED	VACTUAL	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	MVABASE	ZONE	AREA
2601		MDPATG21		13.200	1	0	22.0	7.5	25.6	-8.3	1.0500	1.0500						31.4	22	5
2602		MDPATG12		13.200	1	0	2	14.0	5.0	12.5	-2.4	1.0500	1.0500					20.0	22	5
2603		MDPATG13		13.200	1	0	2	22.0	7.5	25.6	-8.3	1.0500	1.0500					31.4	22	5
2604		SLTODI01		0.4000	1	0	2	20.0	5.3	16.0	-8.4	0.9800	0.9800					28.0	23	5
2606		ARGETG01		15.700	1	0	2	160.0	65.9	128.0	-50.0	1.0500	1.0500					248.0	23	5
2607		MDPATV07		13.200	1	0	2	25.0	7.9	24.8	-21.2	1.0500	1.0500					37.5	22	5
2608		MDPATV08		13.200	1	0	2	25.0	7.9	24.5	-20.9	1.0500	1.0500					37.5	22	5
2614		NECOTV04		13.200	1	0	2	45.0	36.1	70.0	-35.0	1.0500	1.0500					87.5	22	5
2615		ARRECDI		0.4000	1	0	2	15.0	3.7	15.4	0.0	1.0500	1.0500					28.0	23	5
2620		ATUCNU02		21.000	1	0	3	448.5	99.7	340.0	-100.0	1.0200	1.0200					838.0	23	5
2635		SOLALTG01		11.500	1	0	-2	45.0	30.0	30.0	-30.0	1.0400	1.0268					81.1	24	5
2636		SOLALTG02		11.500	1	0	-2	45.0	30.0	30.0	-30.0	1.0400	1.0268					81.1	24	5
2638		LOBOSDI		0.3800	1	0	2	15.0	6.9	11.1	0.0	1.0000	1.0000					20.1	21	5
2640		MDAJTG		13.200	2	0	2	24.0	1.3	10.0	-10.3	1.0100	1.0100					37.4	22	5
2641		LINCIDI01		0.4000	1	0	-2	15.0	11.6	11.6	-5.8	1.0300	0.9946					19.2	21	5
2652		JUNIDI01		0.3800	1	0	2	20.0	14.9	15.0	-5.0	1.0100	1.0100					26.2	23	5
2653		CSARDI01		0.4000	1	0	2	5.0	1.5	4.7	-2.3	1.0300	1.0300					7.8	23	5
2654		BRAG TGS		11.500	2	0	-2	46.0	22.4	22.4	-16.8	1.0500	1.0173					56.0	21	5
2656		ARMATG03		11.500	1	0	2	20.0	15.3	15.4	-7.0	1.0500	1.0500					28.0	22	5
2658		SCTPDI01		0.4000	1	0	2	14.0	0.8	10.8	-3.6	1.0000	1.0000					18.0	22	5
2671		SNICTV11		13.200	1	0	2	50.0	25.7	72.5	-31.5	1.0200	1.0200					100.0	23	5
2672		SNICTV12		13.200	1	0	2	50.0	25.7	72.5	-31.5	1.0200	1.0200					100.0	23	5
2673		SNICTV13		13.200	1	0	2	50.0	29.4	72.5	-31.5	1.0200	1.0200					100.0	23	5
2683		PINTG7-8		13.200	2	0	2	8.0	5.4	7.2	-5.6	1.0200	1.0200					12.5	22	5
2687		VGESTG18		11.500	1	0	2	75.0	18.8	50.0	-30.0	1.0500	1.0500					94.5	22	5
2695		BELGRTG1		20.000	1	0	2	230.0	100.0	180.0	-90.0	1.0500	1.0500					306.0	23	5
2696		BELGRTG2		20.000	1	0	2	230.0	100.0	180.0	-90.0	1.0500	1.0500					306.0	23	5
2697		BELGRTV1		20.000	1	0	2	260.0	127.9	200.0	-143.2	1.0500	1.0500					375.6	23	5
2699		CERRITV01		13.200	1	0	2	14.0	0.6	10.6	-3.6	1.0100	1.0100					17.8	24	5
228260		GEN_MR		0.3800	1	0	2	21.0	1.4	18.0	-4.9	1.0300	1.0300					30.0	22	5
SUBSYSTEM TOTALS							2033.5	815.9	1706.6	-827.2										3204.7

COMPENSACION SHUNT [NOMINAL] :

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	CODE	ID	STAT	MW	MVAR	VOLTAGE	TYPE	MODE	ADJM	BMIN	BMAX
2200	9	JULIO		132.00	1		1		7.5	1.02957	SWITCHED	0	0	0.0	7.5
2206	B.BCA	1		132.00	1		1		0.0	1.03619	SWITCHED	0	0	0.0	50.0
2208	B.BCA2			132.00	1		1		0.0	1.03618	SWITCHED	0	0	0.0	50.0
2226	CHACABUC			132.00	1		1		6.0	0.96988	SWITCHED	0	0	0.0	6.0
2230	CHIVILCO			132.00	1		1		3.0	0.95756	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2236	DOLORES			132.00	1		1		6.0	0.99434	SWITCHED	1	0	0.0	6.0
2242	PUEYRRED			132.00	1		1		6.0	1.02833	SWITCHED	0	0	0.0	6.0
2243	PUEYRRE2			132.00	1		1		6.0	1.02793	SWITCHED	0	0	0.0	6.0
2248	JARA			132.00	1		1		9.0	1.02809	SWITCHED	0	0	0.0	9.0
2249	JARA 2			132.00	1		1		9.0	1.02761	SWITCHED	0	0	0.0	9.0
2252	JUNIN 2			132.00	1		1		4.5	0.94665	SWITCHED	0	0	0.0	4.5
2272	TG MAJO2			132.00	1		1		14.1	1.00948	SWITCHED	1	0	0.0	14.1
2274	M.PLATA1			132.00	1		1		4.5	1.02688	SWITCHED	0	0	0.0	4.5
2280	MERCEDE2			132.00	1		1		4.5	0.96337	SWITCHED	0	0	0.0	4.5
2302	P. LURO			132.00	1		1		0.0	1.00234	SWITCHED	0	0	-5.0	0.0
2340	M.TUYU			132.00	1		1		4.0	1.00281	SWITCHED	1	0	0.0	4.0
2346	TANDIL1			132.00	1		1		12.0	0.99709	SWITCHED	0	0	0.0	12.0
2356	V.GESSEL			132.00	1		1		12.0	1.03059	SWITCHED	1	0	0.0	12.0
2384	TONINAS1			132.00	1		1		0.0	0.99935	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2408	9JULIOBA			132.00	1		1		0.0	0.97576	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2515	9JULBA1			66.000	1		0		3.0	1.02607	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2518	CCASARES			66.000	1		1		0.0	1.00422	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2540	RIVAD 33			33.000	4		1		2.0	1.00000	SWITCHED	1	0	0.0	2.0
2544	VILLEG33			33.000	4		1		0.0	1.00656	SWITCHED	0	0	0.0	4.0
2870	PIN.TER			13.200	1		1		3.0	1.01999	SWITCHED	0	0	0.0	12.0

Comentarios:

Zona Norte

Aún con el despacho forzado de tres TV's en la CT San Nicolás con su potencia en 50 MW cada una, la carga del transformador T1RA de Ramallo se encuentra al 90% de su capacidad.

El transformador 500/220 kV de esta ET (T4RA) presenta una condición más descargada que el T1RA ya que se encuentran despachadas la TV15 de la CT San Nicolás en 325 MW y la TV de Argener en 160 MW, aportando potencia al sistema de 220 kV.

Como ya fue indicado, y pese a tratarse de un escenario de horas de resto, se observa que la línea de 132 kV San Pedro - Papel Prensa está al 117% de la capacidad de sus TTII, así como las tensiones en las EETT Papel Prensa y Baradero se encuentran por debajo de los valores admisibles.

Los corredores de 132 kV Campana – Zárate se encuentran cargados en valores de alrededor de un 90%.

Para lograr un adecuado desempeño del corredor de 66 kV que alimenta las EETT Arrecifes y Capitán Sarmiento se recurre al despacho forzado de ambas CCTT, Capitán Sarmiento y Arrecifes.

Zona Centro

La demanda de la Acería Bragado, asumida de 50 MW en este escenario, fuerza recurrir al despacho forzado de las dos TG's en la CT de Bragado. Adicionalmente se mantiene el despacho forzado de las CT de Lincoln (15 MW), Junín (20 MW) y Salto (20 MW) para lograr un adecuado control de la tensión del área, a pesar de lo cual la ET Junín se presenta con una tensión menor a la admisible.

Lo mismo sucede con la CT Lobos, propiedad de EDEN S.A., donde se realiza un despacho de 15 MW, sin los cuales no se satisfacen los niveles de tensión en el corredor de 66 kV a Luján y en las EETT Chivilcoy y Mercedes, y se sobrecargan los transformadores 132/66 kV de la ET Luján.

Aun considerando un alto despacho forzado, en este escenario la línea de 132 kV Morón – Catonas se encuentra transmitiendo una potencia equivalente a la capacidad nominal del conductor.

Se observa tensión por debajo de la banda de operación en el extremo lado Bragado de la LAT de 220 kV Henderson – Bragado.

Zona Atlántica

Se cuenta con un gran porcentaje de las máquinas despachadas, totalizando 153 MW entre las CCTT Necochea y 9 de Julio, y 141 MW en el área de la costa norte. En estas condiciones, no se observan sobrecargas en líneas y se logra un adecuado control de tensión, a excepción de la ET Monte, con valor inferior al mínimo admitido.

Caso Valle de Verano 2015/16

CONTROL BARRAS 220/132KV:

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0500:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V (PU)	V (KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V (PU)	V (KV)
* NONE *															

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9500:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V (PU)	V (KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V (PU)	V (KV)
2102		BRAGADO		220.00	5	0.9444	207.78								

CONTROL BARRAS 66KV:

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0700:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V (PU)	V (KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V (PU)	V (KV)
* NONE *															

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9300:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V (PU)	V (KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V (PU)	V (KV)
* NONE *															

TRANSMISSION LINE LOADINGS ABOVE 100.0 % OF RATING SET A:

X-----	FROM BUS	-----X	X-----	TO BUS	-----X										
BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT
* NONE *															

REPORTE DE CARGA DE TRAFOS

+-----ARROLLAMIENTO 1-----+								+-----ARROLLAMIENTO 2-----+							
+ BUS	NAME	BSKV	NOMINAL	I (A)	%LOAD+	+ BUS	NAME	BSKV	NOMINAL	I (A)	%LOAD+				
				MVA (A)						MVA (A)					
+-----+-----+-----+-----+-----+-----+															
+-----+-----+-----+-----+-----+-----+															

AREA 5 [BS. AS.] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	ON/OFF	TYP	MW	MVAR	QMAX	QMIN	VSCHED	VACTUAL	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	MVABASE	ZONE	AREA
2601		MDPATG21		13.200	1	0	2	22.0	16.5	19.4	-13.1	1.0250	1.0250					31.4	22	5
2603		MDPATG13		13.200	1	0	2	22.0	14.8	19.4	-13.1	1.0200	1.0200					31.4	22	5
2606		ARGETG01		15.700	1	0	2	160.0	39.8	128.0	-50.0	1.0250	1.0250					248.0	23	5
2620		ATUCNU02		21.000	1	0	3	560.2	15.5	340.0	-100.0	1.0000	1.0000				838.0	23	5	SYST
2635		SOLALTG01		11.500	1	0	2	48.0	23.7	30.0	-30.0	1.0000	1.0000					81.1	24	5
2636		SOLALTG02		11.500	1	0	2	48.0	23.7	30.0	-30.0	1.0000	1.0000					81.1	24	5
2638		LOBOSDI		0.3800	1	0	2	15.0	1.1	11.1	0.0	1.0000	1.0000					20.1	21	5
2652		JUNIDI01		0.3800	1	0	2	16.0	8.3	15.0	-5.0	1.0100	1.0100					26.2	23	5

2653	CSARDI01	0.4000	1	0	2	5.0	1.1	4.7	-2.3	1.0300	1.0300	7.8	23	5
2654	BRAG TGS	11.500	1	1	2	20.0	10.9	11.2	-8.4	1.0200	1.0200	28.0	21	5
2671	SNICTV11	13.200	1	0	2	45.0	20.4	71.6	-34.7	1.0200	1.0200	100.0	23	5
2672	SNICTV12	13.200	1	0	2	45.0	20.4	71.6	-34.7	1.0200	1.0200	100.0	23	5
2674	SNICTV14	13.200	1	0	2	45.0	62.5	71.6	-34.7	1.0200	1.0200	100.0	23	5
2687	VGESTG18	11.500	1	0	2	50.0	27.1	50.0	-30.0	1.0200	1.0200	94.5	22	5
2695	BELGRTG1	20.000	1	0	2	220.0	3.5	165.8	-99.4	1.0100	1.0100	306.0	23	5
2696	BELGRTG2	20.000	1	0	2	220.0	3.5	165.8	-99.4	1.0100	1.0100	306.0	23	5
2697	BELGRTV1	20.000	1	0	2	210.0	-1.8	176.8	-106.3	1.0100	1.0100	375.6	23	5
2699	CERRITV01	13.200	1	0	2	14.0	2.3	288.7	-166.8	1.0300	1.0300	17.8	24	5
228260	GEN_MR	0.3800	1	0	2	19.0	4.2	18.0	-4.9	1.0300	1.0300	30.0	22	5
SUBSYSTEM TOTALS						1784.2	297.4	1688.6	-862.6			2823.1		

COMPENSACION SHUNT [NOMINAL] :

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	CODE	ID	STAT	MW	MVAR	VOLTAGE	TYPE	MODE	ADJM	BMIN	BMAX
2200	9	JULIO		132.00	1		1		0.0	0.97686	SWITCHED	0	0	0.0	7.5
2206	B.BCA	1		132.00	1		1		0.0	1.01914	SWITCHED	0	0	0.0	50.0
2208	B.BCA2			132.00	1		1		0.0	1.01912	SWITCHED	0	0	0.0	50.0
2218	BRANDSEN			132.00	1		1		2.4	0.96140	SWITCHED	1	0	0.0	2.4
2226	CHACABUC			132.00	1		1		0.0	0.98403	SWITCHED	0	0	0.0	6.0
2230	CHIVILCO			132.00	1		1		0.0	0.98910	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2236	DOLORES			132.00	1		1		6.0	0.96615	SWITCHED	1	0	0.0	6.0
2242	PUEYRRED			132.00	1		1		0.0	0.97609	SWITCHED	0	0	0.0	6.0
2243	PUEYRRE2			132.00	1		1		0.0	0.97587	SWITCHED	0	0	0.0	6.0
2248	JARA			132.00	1		1		0.0	0.97596	SWITCHED	0	0	0.0	9.0
2249	JARA 2			132.00	1		1		0.0	0.97570	SWITCHED	0	0	0.0	9.0
2252	JUNIN 2			132.00	1		1		0.0	0.97494	SWITCHED	0	0	0.0	4.5
2272	TG MAJO2			132.00	1		1		10.5	0.96957	SWITCHED	1	0	0.0	14.1
2274	M.PLATA1			132.00	1		1		0.0	0.97545	SWITCHED	0	0	0.0	4.5
2280	MERCEDE2			132.00	1		1		0.0	0.99372	SWITCHED	0	0	0.0	4.5
2302	P. LURO			132.00	1		1		0.0	1.00400	SWITCHED	0	0	-5.0	0.0
2340	M.TUYU			132.00	1		1		4.0	0.96657	SWITCHED	1	0	0.0	4.0
2346	TANDIL1			132.00	1		1		0.0	0.97195	SWITCHED	0	0	0.0	12.0
2356	V.GESSEL			132.00	1		1		0.0	0.98690	SWITCHED	1	0	0.0	12.0
2384	TONINAS1			132.00	1		1		3.0	0.96478	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2408	9JULIOBA			132.00	1		1		0.0	0.99934	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2515	9JULBA1			66.000	1		1		0.0	1.02541	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2518	CCASARES			66.000	1		1		0.0	1.02008	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2540	RIVAD 33			33.000	4		1		0.0	1.00000	SWITCHED	1	0	0.0	2.0
2544	VILLEG33			33.000	4		1		0.0	1.00656	SWITCHED	0	0	0.0	4.0
2870	PIN.TER			13.200	1		1		0.0	0.95451	SWITCHED	0	0	0.0	12.0

Comentarios:

No se observan tensiones fuera de la banda permitida ni sobrecarga de equipamiento en ninguna de las áreas de estudio.

ANEXO 7

Sub-Sección 1.2.2: Año 2016

7.1.2.2 Año 2016

Tabla 7.1.2.2.1: Nuevas obras consideradas en los escenarios de Invierno 2016

Descripción	Restricciones que elimina
ET Ramallo: Instalación de un 2° transformador de 500/220/13,2 kV - 300/300/50 MVA	La ampliación de la capacidad de transformación de 500 a 220 kV descarga el T4RA y el T4RO e incrementa la confiabilidad del abastecimiento en el nodo Ramallo.
ET Henderson: reemplazo del transformador T5HE (132/33/13,2 kV - 15/10/15 MVA) por uno de 30/30/10 MVA.	Ampliación de la capacidad de transformación.
ET Monte: reemplazo de los actuales transformadores de 15/10/15 MVA por transformadores 132/34,5/13,8 kV - 30/20/30 MVA.	Ampliación de la capacidad de transformación. Mejora la confiabilidad de la ET.
ET Valeria del Mar: Instalación de un segundo transformador 132/34,5/13,8 kV - 15/10/15 MVA.	Aumenta la capacidad de transformación y permite restringir el uso de generación forzada.
Construcción de dos nuevas salidas de línea en 132 kV en ET Campana. Nueva ET AXION 132/33 kV con dos transformadores de 75 MVA, doble barra en 132 kV (GIS) y 33 kV. Vinculación entre EETT por medio de dos nuevas líneas subterráneas de 6 km aproximadamente.	Abastece la nueva demanda de AXION.
Apertura de la LAT Zárate – Campana 3 y vinculación a la ET Campana.	Descarga los actuales corredores de 132 kV Campana – Corcemar – Zárate y Campana – Praxair – Campana 132 kV – Zárate.
Nueva ET Pergamino Industrial 132/33/13,2 kV – 30/20/30 MVA seccionando la actual línea de 132 kV Pergamino – Rojas.	Permitirá descargar la actual ET Pergamino, otorgando, entre ambas EETT, una mayor capacidad de transformación para abastecer la demanda de Pergamino, traducándose en un incremento de la flexibilidad operativa para su abastecimiento.
Nueva ET Bolívar 132/33/13,2 kV – 20x30/20/30 MVA, por seccionamiento de la LAT 132 kV Henderson – Olavarría y nueva LAT 132 kV doble terna (45km) hacia la nueva ET.	Permitirá abastecer la demanda de la localidad de Bolívar desde la red de 132 kV, descargando los transformadores de la ET Henderson.
Nueva ET Gral. Belgrano 132/33/13,2 kV (GBE): dos SSL 132 kV (a NW y a CU), dos transformadores 132/34,5/13,8 kV – 30/20/30 MVA. Doble juego de barras 132 kV en “U” y campo de acoplamiento. LLAATT de 132 kV Newton – Belgrano, de 37 km y Belgrano – Chascomús, de 83 km. Ampliación de la ET Newton (previa ampliación en ET Chascomús).	Permite vincular la demanda de la localidad de Belgrano directo a la red de 132 kV, aportando una nueva vinculación hacia el corredor Chascomús – Dolores. Mejora el desempeño ante contingencias en algunas líneas del área.

Descripción	Restricciones que elimina
Nueva ET Ayacucho 132/33/13.2 kV – 15/10/15 MVA, a partir del seccionamiento de la LAT de 132 kV Tandil – Las Armas.	Destinada a vincular a la demanda de la localidad de Ayacucho directamente con la red de 132 kV de Transba S.A, mejorando el abastecimiento. Descarga la ET Tandil.
ET Mar del Tuyú: Instalación de un segundo transformador 132/34,5/13,8 kV - 30/20/30 MVA. Doble juego de barras de 132 kV en “U”. Dos salidas de línea 132 kV a las EETT Las Toninas y Mar de Ajó.	Permitirá abastecer las necesidades de la demanda y garantizará la prestación del servicio.
Nueva ET Puán: 132/33/13.2 kV, seccionando la línea de 132 kV Pigüé – Guatraché.	Descarga la ET Pigüé. Mejora la vinculación de la demanda de la localidad de Puán y demás distribuidores municipales del área, proporcionando un vínculo directo a la red de 132 kV.
Nueva ET Sur 2x45/30/45 MVA - 132/34,5/13,8 kV , seccionando la línea de 132 kV Chañares – Petroquímica. Dos campos de salida de línea. Doble juego de barras 132 kV en “U” con campo de acoplamiento de barras.	Mejorará el abastecimiento de la demanda de la ciudad de Bahía Blanca, otorgándole un nuevo punto de abastecimiento desde el área sur. Descarga la ET Bahía Blanca Urbana.

Caso Pico de Invierno 2016

CONTROL BARRAS 220/132KV:

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0500:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
* NONE *															

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9500:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
2102		BRAGADO		220.00	5	0.9039	198.85								

CONTROL BARRAS 66KV:

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0700:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
* NONE *															

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9300:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
* NONE *															

TRANSMISSION LINE LOADINGS ABOVE 100.0 % OF RATING SET A:

X----- FROM BUS -----X X----- TO BUS -----X															
BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT
2304		P.PRENSA		132.00*	5	2338		S.PEDRO1		132.00	5	1	69.2	68.6	100.9

REPORTE DE CARGA DE TRAFOS

+-----ARROLLAMIENTO 1-----+					+-----ARROLLAMIENTO 2-----+				
BUS	NAME	BSKV	NOMINAL	I (A)	%LOAD	BUS	NAME	BSKV	NOMINAL
+-----MVA (A)-----+					+-----MVA (A)-----+				
+ 2256	LASARMAS	15	65	18.9	28.8+	2556	LASARMAS	10	174
+ 2002	CAMPANA	300	346	286.2	82.6+	2292	NCAMP1	300	1312
+ 2002	CAMPANA	300	346	287.8	83.1+	2294	NCAMP2	300	1312
+ 2106	RAMALLOB	300	787	682.1	86.6+	2326	RAMALLO1	300	1312

AREA 5 [BS. AS.] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X--	NAME	--X	BSKV	ON/OFF	TYP	MW	MVAR	QMAX	QMIN	VSCHED	VACTUAL	BUS#	X--	NAME	--X	BSKV	MVABASE	ZONE	AREA
SWING																				
2601		MDPATG21		13.200	1	0	2	22.0	4.2	25.6	-8.3	1.0500	1.0500					31.4	22	5
2602		MDPATG12		13.200	1	0	2	14.0	2.8	12.5	-2.4	1.0500	1.0500					20.0	22	5
2603		MDPATG13		13.200	1	0	2	22.0	4.2	25.6	-8.3	1.0500	1.0500					31.4	22	5
2604		SLTODI01		0.4000	1	0	2	15.0	6.7	16.0	-8.4	1.0500	1.0500					28.0	23	5
2605		COLBDI01		0.4000	1	0	2	10.0	7.6	15.4	0.0	1.0500	1.0500					28.0	23	5
2606		ARGETG01		15.700	1	0	2	160.0	53.6	128.0	-50.0	1.0500	1.0500					248.0	23	5
2607		MDPATV07		13.200	1	0	2	25.0	4.8	24.8	-21.2	1.0500	1.0500					37.5	22	5
2608		MDPATV08		13.200	1	0	2	25.0	4.9	24.5	-20.9	1.0500	1.0500					37.5	22	5
2611		NECOTV01		13.200	1	0	2	25.0	4.9	28.9	-15.9	1.0500	1.0500					41.2	22	5
2613		NECOTV03		13.200	1	0	2	45.0	10.4	70.0	-35.0	1.0500	1.0500					87.5	22	5
2614		NECOTV04		13.200	1	0	2	45.0	10.4	70.0	-35.0	1.0500	1.0500					87.5	22	5
2616		MDPATG22		13.200	1	0	2	18.0	4.3	11.0	-10.0	1.0500	1.0500					27.7	22	5
2620		ATUCNU02		21.000	1	0	3	539.8	211.7	340.0	-100.0	1.0500	1.0500				838.0	23	5	SYST
2635		SOLALTG01		11.500	1	0	2	50.0	26.5	30.0	-30.0	1.0350	1.0350					81.1	24	5
2636		SOLALTG02		11.500	1	0	2	50.0	26.5	30.0	-30.0	1.0350	1.0350					81.1	24	5
2638		LOBOSDI		0.3800	1	0	2	15.0	1.9	11.1	0.0	0.9700	0.9700					20.1	21	5
2640		MDAJTG		13.200	2	0	2	24.0	3.2	10.0	-10.3	1.0300	1.0300					37.4	22	5
2641		LINCDI01		0.4000	1	0	-2	10.0	11.6	11.6	-5.8	1.0500	1.0334					19.2	21	5
2654		BRAG TGS		11.500	2	0	2	40.0	8.1	22.4	-16.8	1.0500	1.0500					56.0	21	5
2656		ARMATG03		11.500	1	0	2	20.0	-0.3	15.4	-7.0	1.0400	1.0400					28.0	22	5
2657		ARMAS TG		13.200	2	0	2	10.0	6.3	8.0	-7.4	1.0300	1.0300					13.8	22	5
2671		SNICTV11		13.200	1	0	2	45.0	23.0	72.5	-31.5	1.0200	1.0200					100.0	23	5
2672		SNICTV12		13.200	1	0	2	45.0	23.0	72.5	-31.5	1.0200	1.0200					100.0	23	5
2673		SNICTV13		13.200	1	0	2	45.0	14.4	72.5	-31.5	1.0200	1.0200					100.0	23	5
2682		VGESTG14		13.200	1	0	2	12.0	0.4	16.2	-6.6	1.0500	1.0500					21.0	22	5
2684		PINATG09		11.000	1	0	2	4.5	0.1	4.0	-2.0	1.0400	1.0400					6.9	22	5
2685		PINATG10		11.000	1	0	2	4.5	0.0	4.0	-2.0	1.0400	1.0400					6.9	22	5
2687		VGESTG18		11.500	1	0	2	75.0	3.8	50.0	-30.0	1.0500	1.0500					94.5	22	5
2695		BELGRTG1		20.000	1	0	2	230.0	99.9	180.0	-90.0	1.0500	1.0500					306.0	23	5
2696		BELGRTG2		20.000	1	0	2	230.0	99.9	180.0	-90.0	1.0500	1.0500					306.0	23	5
2697		BELGRTV1		20.000	1	0	2	260.0	127.9	200.0	-143.2	1.0500	1.0500					375.6	23	5
2699		CERRITV01		13.200	1	0	2	14.0	0.9	10.6	-3.6	1.0400	1.0400					17.8	24	5
228260		GEN_MR		0.3800	1	0	2	21.0	-0.2	18.0	-4.9	1.0300	1.0300					30.0	22	5
SUBSYSTEM TOTALS							2170.8	807.6	1811.1	-889.6								3345.1		

COMPENSACION SHUNT [NOMINAL] :

BUS#	X--	NAME	--X	BSKV	CODE	ID	STAT	MW	MVAR	VOLTAGE	TYPE	MODE	ADJM	BMIN	BMAX
2200	9	JULIO		132.00	1		1		0.0	1.03943	SWITCHED	1	0	0.0	7.5
2206	B.BCA	1		132.00	1		1		50.0	1.04982	SWITCHED	0	0	0.0	50.0
2208	B.BCA2			132.00	1		1		0.0	1.04977	SWITCHED	0	0	0.0	50.0
2226	CHACABUC			132.00	1		1		6.0	1.02961	SWITCHED	0	0	0.0	6.0
2230	CHIVILCO			132.00	1		1		3.0	1.00971	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2236	DOLORES			132.00	1		1		3.0	1.01333	SWITCHED	1	0	0.0	6.0
2242	PUEYRRED			132.00	1		1		0.0	1.03789	SWITCHED	1	0	0.0	6.0
2243	PUEYRRE2			132.00	1		1		0.0	1.03792	SWITCHED	1	0	0.0	6.0
2248	JARA			132.00	1		1		0.0	1.03764	SWITCHED	1	0	0.0	9.0
2249	JARA 2			132.00	1		1		0.0	1.03765	SWITCHED	1	0	0.0	9.0
2252	JUNIN 2			132.00	1		1		4.5	0.98047	SWITCHED	0	0	0.0	4.5
2272	TG MAJO2			132.00	1		1		0.0	1.02168	SWITCHED	1	0	0.0	14.1
2274	M.PLATA1			132.00	1		1		0.0	1.03719	SWITCHED	1	0	0.0	4.5
2280	MERCEDE2			132.00	1		1		4.5	0.99690	SWITCHED	0	0	0.0	4.5
2302	P. LURO			132.00	1		1		3.0	1.00864	SWITCHED	0	0	-5.0	9.0
2340	M.TUYU			132.00	1		1		0.0	1.01498	SWITCHED	1	0	0.0	4.0
2346	TANDIL1			132.00	1		1		12.0	1.02782	SWITCHED	0	0	0.0	12.0
2356	V.GESSEL			132.00	1		1		6.0	1.04943	SWITCHED	1	0	0.0	12.0
2384	TONINAS1			132.00	1		1		0.0	1.01206	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2408	9JULIOBA			132.00	1		1		3.0	1.03047	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2515	9JULBA1			66.000	1		1		3.0	1.04729	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2518	CCASARES			66.000	1		1		3.0	1.04158	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2540	RIVAD 33			33.000	4		1		2.0	1.00000	SWITCHED	1	0	0.0	2.0
2544	VILLEG33			33.000	4		1		0.0	1.00000	SWITCHED	0	0	0.0	4.0
2870	PIN.TER			13.200	1		1		6.0	1.06076	SWITCHED	1	0	0.0	12.0

Comentarios:

Zona Norte

En este año entra en servicio un segundo transformador en la ET Ramallo, de 500/220/13,2 kV, 300/300/50 MVA, el que descarga el T4RA y el T4RO e incrementa la confiabilidad del abastecimiento en el nodo Ramallo.

No obstante, en la transformación 220/132 kV, el T1RA presenta una carga superior al 85%, habiéndose despachado 3 TV en la CT San Nicolás. La pérdida de una de estas máquinas lleva a la sobrecarga del T1RA. Esta clara necesidad de ampliación se concreta el año próximo, con la instalación de un segundo transformador.

Como fue mencionado en los escenarios del año anterior, se requiere el cambio del T1 lado Papel Prensa para evitar la sobrecarga de la línea San Pedro – Papel Prensa (101%).

Asimismo, los transformadores de Campana 500/132 kV presentan una carga del 83%, lo que pone de manifiesto la necesidad de ampliación de la capacidad de transformación de la ET. Ésta es propuesta en el año siguiente.

La apertura de la línea Zárate – Campana 3 y su vinculación a la ET Campana, dando origen a las líneas Zárate – Campana y Campana – Campana 3 descarga los corredores de 132 kV Campana – Corcemar – Zárate y Campana – Praxair – Campana 132 – Zárate, cuya situación resultaba altamente comprometida en los escenarios previos.

La nueva ET Pergamino Industrial descarga la ET Pergamino, otorgando una mayor capacidad de transformación para abastecer la demanda de Pergamino e incrementando la flexibilidad operativa para su abastecimiento.

Zona Centro

La entrada en servicio de la nueva ET Bolívar, seccionando la LAT 132 kV Henderson – Olavarría permite abastecer la demanda de la localidad de Bolívar desde la red de 132 kV, descargando los transformadores de la ET Henderson. En esta ET; a su vez, se realiza el reemplazo del T5HE.

La línea de 220 kV Henderson – Bragado presenta una caída de tensión del 15%.

Se requiere el despacho de ambas máquinas de Bragado para mantener adecuados niveles de tensión en el corredor de 132 kV hacia Junín.

Zona Atlántica

Se lleva a cabo la ampliación de la ET Monte, mejorando la confiabilidad de la ET y asegurando el abastecimiento aun en caso de contingencia de máquina.

Entra en servicio la nueva ET Gral. Belgrano 132/33/13,2 kV junto con las LLAATT de 132 kV Newton – Belgrano y Belgrano – Chascomús, lo que permite vincular la demanda de la localidad de Belgrano directamente a la red de 132 kV, aportando una nueva vinculación hacia el corredor Chascomús – Dolores. Mejora el desempeño ante contingencias en algunas líneas del área.

Asociado a esta obra deben reemplazarse los TTII de la línea Rosas – Newton, que, a pesar de que en este escenario no se presenta sobrecargada por la baja demanda del área, en verano se verá excesivamente sobrecargada debido a su baja capacidad por su original condición de radiabilidad. Esta situación se repetirá en los escenarios futuros.

La entrada en servicio de la nueva ET Ayacucho de 132 kV asegura el abastecimiento de la localidad homónima, descargando la red de media tensión del área, así como la ET Tandil.

Se contempla la instalación de un segundo transformador en las EETT Valeria del Mar y Mar del Tuyú, permitiendo abastecer las necesidades de la demanda.

Dado el despacho forzado de generación en la Costa Norte, Mar del Plata y Necochea, la zona presenta un adecuado desempeño.

Zona Sur

En este año entra en servicio la nueva ET Puán 132 kV, seccionando la línea Pigüé – Guatraché. Esta obra mejora la vinculación de la demanda de la localidad de Puán y otras distribuidoras municipales del área ya que proporciona un vínculo directo a la red de 132 kV, descargando así la ET Pigüé.

También se incorpora la nueva ET Sur 132 kV, por seccionamiento de la línea de 132 kV Chañares – Petroquímica. Esta ET mejora el abastecimiento de la demanda de la ciudad de Bahía Blanca, otorgándole un nuevo punto de abastecimiento desde el área sur, y descarga la ET Bahía Blanca Urbana.

No se registran en el área tensiones fuera de la banda permitida de operación, ni sobrecargas en líneas.

Caso Valle de Invierno 2016

CONTROL BARRAS 220/132KV:

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0500:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
* NONE *															

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9500:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
2102		BRAGADO		220.00	5	0.9415	207.13								

CONTROL BARRAS 66KV:

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0700:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
* NONE *															

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9300:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
* NONE *															

TRANSMISSION LINE LOADINGS ABOVE 100.0 % OF RATING SET A:

X----- FROM BUS -----X						X----- TO BUS -----X									
BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT
2261		ROSAS		132.00	5	2263		NEWTON		132.00*	5	1	8.9	6.9	129.1

REPORTE DE CARGA DE TRAFOS

+-----ARROLLAMIENTO 1-----+										+-----ARROLLAMIENTO 2-----+									
+ BUS	NAME	BSKV	NOMINAL	I (A)	%LOAD+	BUS	NAME	BSKV	NOMINAL	I (A)	%LOAD+								
		MVA (A)						MVA (A)											
+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+																			
+ 2106	RAMALLOB	300	787	656.7	83.4+	2326	RAMALLO1	300	1312	1072.7	81.7+								
+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+																			

AREA 5 [BS. AS.] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	ON/OFF	TYP	MW	MVAR	QMAX	QMIN	VSCHED	VACTUAL	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	MVABASE	ZONE	AREA
SWING																				
2601		MDPATG21		13.200	1	0	2	10.0	0.6	25.6	-8.3	1.0300	1.0300					31.4	22	5
2602		MDPATG12		13.200	1	0	2	10.0	0.5	12.5	-2.4	1.0300	1.0300					20.0	22	5
2603		MDPATG13		13.200	1	0	2	15.0	0.8	25.6	-8.3	1.0300	1.0300					31.4	22	5
2606		ARGETG01		15.700	1	0	2	160.0	8.4	128.0	-50.0	1.0000	1.0000					248.0	23	5
2611		NECOTV01		13.200	1	0	2	16.0	-2.0	28.9	-15.9	1.0000	1.0000					41.2	22	5
2620		ATUCNU02		21.000	1	0	3	464.5	124.3	340.0	-100.0	1.0200	1.0200					838.0	23	5 SYST
2635		SOLALTG01		11.500	1	0	2	50.0	27.6	30.0	-30.0	1.0300	1.0300					81.1	24	5
2636		SOLALTG02		11.500	1	0	2	50.0	27.6	30.0	-30.0	1.0300	1.0300					81.1	24	5
2671		SNICTV11		13.200	1	0	2	45.0	7.1	72.5	-31.5	0.9900	0.9900					100.0	23	5
2672		SNICTV12		13.200	1	0	2	45.0	7.1	72.5	-31.5	0.9900	0.9900					100.0	23	5
2687		VGESTG18		11.500	1	0	2	50.0	1.5	50.0	-30.0	1.0100	1.0100					94.5	22	5
2695		BELGRTG1		20.000	1	0	2	230.0	50.6	180.0	-90.0	1.0200	1.0200					306.0	23	5
2696		BELGRTG2		20.000	1	0	2	230.0	50.6	180.0	-90.0	1.0200	1.0200					306.0	23	5
2697		BELGRTV1		20.000	1	0	2	250.0	62.0	200.0	-143.2	1.0200	1.0200					375.6	23	5
2699		CERRITV01		13.200	1	0	2	14.0	-0.4	10.6	-3.6	1.0300	1.0300					17.8	24	5
228260		GEN_MR		0.3800	1	0	2	18.0	-0.4	18.0	-4.9	1.0300	1.0300					30.0	22	5
SUBSYSTEM TOTALS																		2702.1		

COMPENSACION SHUNT [NOMINAL] :

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	CODE	ID	STAT	MW	MVAR	VOLTAGE	TYPE	MODE	ADJM	BMIN	BMAX
2200		9 JULIO		132.00	1		1		0.0	1.02862	SWITCHED	1	0	0.0	7.5
2206		B.BCA 1		132.00	1		1		0.0	1.03697	SWITCHED	0	0	0.0	50.0
2208		B.BCA2		132.00	1		1		0.0	1.03696	SWITCHED	0	0	0.0	50.0
2226		CHACABUC		132.00	1		1		3.0	1.02329	SWITCHED	0	0	0.0	6.0
2230		CHIVILCO		132.00	1		1		3.0	1.02115	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2236		DOLORES		132.00	1		1		0.0	1.00492	SWITCHED	1	0	0.0	6.0
2242		PUEYRRED		132.00	1		1		0.0	1.02823	SWITCHED	1	0	0.0	6.0
2243		PUEYRRE2		132.00	1		1		0.0	1.02810	SWITCHED	1	0	0.0	6.0
2248		JARA		132.00	1		1		0.0	1.02814	SWITCHED	1	0	0.0	9.0
2249		JARA 2		132.00	1		1		0.0	1.02796	SWITCHED	1	0	0.0	9.0
2252		JUNIN 2		132.00	1		1		4.5	0.98638	SWITCHED	0	0	0.0	4.5
2272		TG MAJO2		132.00	1		1		0.0	0.99514	SWITCHED	1	0	0.0	14.1
2274		M.PLATA1		132.00	1		1		0.0	1.02760	SWITCHED	1	0	0.0	4.5
2280		MERCEDE2		132.00	1		1		4.5	1.01207	SWITCHED	0	0	0.0	4.5
2302		P. LURO		132.00	1		1		0.0	1.00191	SWITCHED	0	0	-5.0	0.0
2340		M.TUYU		132.00	1		1		0.0	0.99365	SWITCHED	1	0	0.0	4.0
2346		TANDIL1		132.00	1		1		0.0	1.01272	SWITCHED	1	0	0.0	12.0
2356		V.GESSEL		132.00	1		1		0.0	1.01017	SWITCHED	1	0	0.0	12.0
2384		TONINAS1		132.00	1		1		0.0	0.99324	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2408		9JULIOBA		132.00	1		1		3.0	1.03198	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2515		9JULBA1		66.000	1		1		3.0	1.05359	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2518		CCASARES		66.000	1		1		3.0	1.05259	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2540		RIVAD 33		33.000	4		1		2.0	1.00000	SWITCHED	1	0	0.0	2.0
2544		VILLEG33		33.000	4		1		2.0	1.00000	SWITCHED	0	0	0.0	4.0
2870		PIN.TER		13.200	1		1		0.0	1.00119	SWITCHED	1	0	0.0	12.0

Comentarios:

No se registran tensiones fuera de la banda permitida ni sobrecargas en líneas o transformadores.

Tabla 7.1.2.2.2: Nuevas obras consideradas en los escenarios de Verano 2016/17

Descripción	Restricciones que elimina
ET Colón: instalación de un 2° transformador 132/33/13,2 kV - 30/20/30 MVA - Segunda barra de 132 kV y campo de acoplamiento de barras en 132 kV.	Abastecerá la creciente demanda de energía eléctrica de la zona de Colón y su partido, como así también localidades aledañas. Mejorará la confiabilidad del suministro.
ET Chacabuco Industrial: Instalación de un 2° transformador 132/33/13,2 kV - 30/20/30 MVA.	Ampliación de la capacidad de transformación. Mejora la confiabilidad del suministro. Descarga la ET Chacabuco.
ET IMSA: Ampliación a 2x15/10/15 MVA por agregado de un campo de transformación de 15/10/15 MVA - 132/33/13,2 kV.	Elimina restricciones del transformador existente.
ET Las Toninas: Ampliación de la ET con la incorporación de un nuevo transformador 132/34,5/13,8 kV - 30/20/30 MVA.	Permitirá abastecer las necesidades de la demanda y garantizará la prestación del servicio.
ET Mar de Ajó: reemplazo del actual T2MJ 132/34,5/13,8 kV - 15/10/15 MVA por otro de 30/10/30 MVA.	Ampliación de la capacidad de transformación. Mejora la confiabilidad del suministro.
ET Villa Gesell: reemplazo del segundo transformador (T2VG) de 15/10/15 MVA por uno de 30/20/30 MVA.	Ampliación de la capacidad de transformación. Mejora la confiabilidad del suministro.
ET Miramar: reemplazo de uno de los dos transformadores 132/33/13,2 kV - 15/10/15 MVA por uno de 30/10/30 MVA - 132/34,5/13,8 kV.	Aumento de capacidad para evitar ENS por sobrecarga. Ampliación de la capacidad de transformación. Mejora la confiabilidad del suministro.
ET González Chaves: Instalación de un 2° transformador 132/34,5/13,8 kV - 15/10/15 MVA	Ampliación de la capacidad de transformación para evitar ENS por sobrecarga. Mejora la confiabilidad de la ET.
ET Pigüé: Reemplazo de los dos transformadores 132/34,5/13,8 kV - 15/10/15 MVA por dos nuevas unidades de 30/30/20 MVA. Provisión y reemplazo completo de barras en 132 kV. Adecuación de la ET.	Permitirá abastecer las necesidades de la demanda y garantizará la prestación del servicio, evitando cortes ante la salida de un transformador.
ET Norte II: Instalación de un tercer transformador 132/34,5/13,8 kV - 45/30/45 MVA y vinculación a barras de 132 kV y 13,2 kV. Adquisición de un transformador de reserva 132/34,5/13,8 kV - 45/30/45 MVA.	Permitirá abastecer las necesidades de la demanda y garantizará la prestación del servicio.
ET Punta Alta: Reemplazo de uno de los dos transformadores 15/10/15 MVA por uno de 20/20/6,6 MVA.	Ampliación de la capacidad de transformación. Permite la transferencia de carga desde la ET Cnel. Rosales a la ET Punta Alta.

Descripción	Restricciones que elimina
Nueva ET 25 de Mayo 500/132 kV - 2x300 MVA, vinculada al corredor de 500 kV Henderson – Ezeiza, por el seccionamiento de una de las líneas de 500 kV. Seccionamiento de la línea de 132 kV Bragado – Saladillo y vinculación de la misma a barras de 132 kV de 25 de Mayo.	Constituye una solución a largo plazo de los problemas de abastecimiento de la zona Centro (sobrecarga del transformador 500/220 kV de Henderson, sobrecarga de la línea Henderson – Bragado de 220 kV). Adicionalmente se elimina la actual dependencia de toda el área de un único vínculo (línea de 220 kV Henderson - Bragado). La inyección de potencia en el corredor Olavarría – Chascomús a través de Saladillo – Las Flores, reduce la saturación del vínculo La Plata – Verónica y mejora el nivel de tensión en general en dicho corredor.
Línea de 132 kV de 68 km entre las EE.TT. 25 de Mayo y Chivilcoy. Acometida E.T. en CAS. S.L. 132 kV ET Chivilcoy.	Necesaria para vincular la ET 25 de Mayo 500 con la red de transporte por distribución troncal en 132 kV. Refuerza la alimentación a las EETT del corredor de 132 kV Bragado - Luján.
Nueva ET Capitán Sarmiento 132/33/13,2 kV (CSA): Dos (2) salidas de línea 132 kV (a ARR y a SA) – Un transformador 132/34,5/13,8 kV - 30/20/30 MVA. Línea de 132 kV de 32 km entre Cap. Sarmiento y Nueva Areco.	La alimentación en 132 kV a Capitán Sarmiento constituye una solución a los problemas de alimentación de la ET Capitán Sarmiento, eliminando la dependencia a la generación forzada en escenarios de alta demanda. Adicionalmente trae beneficios a la ET Arrecifes al descargar la red de 66 kV

Caso Pico de Verano 2016/17

CONTROL BARRAS 220/132KV:

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0500:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
* NONE *															

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9500:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
2102		BRAGADO		220.00	5	0.9333	205.33	2252		JUNIN 2		132.00	5	0.9391	123.97
2253		I.M.S.A.		132.00	5	0.9384	123.87	2304		P.PRENSA		132.00	5	0.9433	124.51
2348		TLAUQUE1		132.00	5	0.9331	123.17	2349		TLAUQUE2		132.00	5	0.9331	123.17
2374		BARADERO		132.00	5	0.9294	122.68								

CONTROL BARRAS 66KV:

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0700:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
* NONE *															

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9300:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
* NONE *															

TRANSMISSION LINE LOADINGS ABOVE 100.0 % OF RATING SET A:

X----- FROM BUS -----X X----- TO BUS -----X											
BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT
2214	BRAGADO1	132.00*	5	2394	25MAYO	132.00	5	1	76.8	68.6	111.9
2231	CHIVILC2	132.00*	5	2280	MERCEDE2	132.00	5	1	69.3	68.6	101.0
2261	ROSAS	132.00*	5	2263	NEWTON	132.00	5	1	25.0	6.9	362.7
2304	P.PRENDA	132.00*	5	2338	S.PEDRO1	132.00	5	1	87.6	68.6	127.7
2330	SALADILL	132.00*	5	2394	25MAYO	132.00	5	1	71.4	68.6	104.1

REPORTE DE CARGA DE TRAFOS

+-----ARROLLAMIENTO 1-----+					+-----ARROLLAMIENTO 2-----+				
+ BUS	NAME	BSKV	NOMINAL	I (A)	%LOAD+	+ BUS	NAME	BSKV	NOMINAL
+ MVA (A)					+ MVA (A)				
+ 2002	CAMPANA	300	346	294.4	85.0+	2292	NCAMP1	300	1312
+ 2002	CAMPANA	300	346	296.0	85.5+	2294	NCAMP2	300	1312
+-----+					+-----+				

AREA 5 [BS. AS.] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	ON/OFF	TYP	MW	MVAR	QMAX	QMIN	VSCHED	VACTUAL	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	MVABASE	ZONE	AREA
SWING																
2601	MDPATG21	13.200	1	0	2	22.0	10.0	25.6	-8.3	1.0500	1.0500			31.4	22	5
2602	MDPATG12	13.200	1	0	2	14.0	6.7	12.5	-2.4	1.0500	1.0500			20.0	22	5
2603	MDPATG13	13.200	1	0	2	22.0	10.0	25.6	-8.3	1.0500	1.0500			31.4	22	5
2604	SLTODI01	0.4000	1	0	2	20.0	9.5	16.0	-8.4	1.0000	1.0000			28.0	23	5
2605	COLBDI01	0.4000	1	0	2	18.0	14.5	15.4	0.0	1.0500	1.0500			28.0	23	5
2606	ARGETG01	15.700	1	0	2	160.0	63.5	128.0	-50.0	1.0500	1.0500			248.0	23	5
2607	MDPATV07	13.200	1	0	2	25.0	10.2	24.8	-21.2	1.0500	1.0500			37.5	22	5
2608	MDPATV08	13.200	1	0	2	25.0	10.2	24.5	-20.9	1.0500	1.0500			37.5	22	5
2611	NECOTV01	13.200	1	0	2	25.0	10.5	28.9	-15.9	1.0500	1.0500			41.2	22	5
2613	NECOTV03	13.200	1	0	2	45.0	23.2	70.0	-35.0	1.0500	1.0500			87.5	22	5
2614	NECOTV04	13.200	1	0	2	45.0	23.2	70.0	-35.0	1.0500	1.0500			87.5	22	5
2616	MDPATG22	13.200	1	0	2	18.0	10.7	11.0	-10.0	1.0500	1.0500			27.7	22	5
2620	ATUCNU02	21.000	1	0	3	569.6	208.3	340.0	-100.0	1.0500	1.0500			838.0	23	5
2626	BROWNTG01	20.000	1	0	2	290.0	12.9	187.6	-111.2	1.0100	1.0100			375.6	24	5
2635	SOLALTG01	11.500	1	0	2	48.0	21.7	30.0	-30.0	1.0300	1.0300			81.1	24	5
2636	SOLALTG02	11.500	1	0	2	48.0	21.7	30.0	-30.0	1.0300	1.0300			81.1	24	5
2638	LOBOSDI	0.3800	1	0	2	15.0	7.3	11.1	0.0	1.0000	1.0000			20.1	21	5
2640	MDAJTG	13.200	2	0	2	24.0	5.5	10.0	-10.3	1.0100	1.0100			37.4	22	5
2641	LINCDI01	0.4000	1	0	-2	15.0	11.6	11.6	-5.8	1.0000	0.9780			19.2	21	5
2652	JUNIDI01	0.3800	1	0	2	20.0	14.3	15.0	-5.0	1.0000	1.0000			26.2	23	5
2653	CSARDI01	0.4000	1	0	2	5.0	0.1	4.7	-2.3	1.0300	1.0300			7.8	23	5
2654	BRAG TGS	11.500	2	0	2	40.0	9.1	22.4	-16.8	1.0000	1.0000			56.0	21	5
2656	ARMATG03	11.500	1	0	-2	20.0	15.4	15.4	-7.0	1.0500	1.0422			28.0	22	5
2657	ARMAS TG	13.200	2	0	-2	10.0	8.0	8.0	-7.4	1.0200	1.0118			13.8	22	5
2658	SCTPDIO1	0.4000	1	0	2	12.0	3.3	10.8	-3.6	1.0000	1.0000			18.0	22	5
2671	SNICTV11	13.200	1	0	2	50.0	39.3	72.5	-31.5	1.0200	1.0200			100.0	23	5
2672	SNICTV12	13.200	1	0	2	50.0	39.3	72.5	-31.5	1.0200	1.0200			100.0	23	5
2673	SNICTV13	13.200	1	0	2	55.0	15.6	72.5	-31.5	1.0200	1.0200			100.0	23	5
2674	SNICTV14	13.200	1	0	2	50.0	60.5	87.0	-60.0	1.0200	1.0200			100.0	23	5
2683	PINTG7-8	13.200	2	0	-2	8.0	7.2	7.2	-5.6	1.0180	1.0153			12.5	22	5
2684	PINATG09	11.000	1	0	2	4.5	0.6	4.0	-2.0	1.0200	1.0200			6.9	22	5
2685	PINATG10	11.000	1	0	2	4.5	2.0	4.0	-2.0	1.0200	1.0200			6.9	22	5
2687	VGESTG18	11.500	1	0	2	75.0	30.1	50.0	-30.0	1.0500	1.0500			94.5	22	5
2688	BELGRTG1	20.000	1	0	2	230.0	127.1	180.0	-90.0	1.0500	1.0500			306.0	23	5
2689	BELGRTG2	20.000	1	0	2	230.0	127.1	180.0	-90.0	1.0500	1.0500			306.0	23	5
2695	BELGRTG1	20.000	1	0	2	230.0	90.3	180.0	-90.0	1.0500	1.0500			306.0	23	5
2696	BELGRTG2	20.000	1	0	2	230.0	90.3	180.0	-90.0	1.0500	1.0500			306.0	23	5
2697	BELGRTV1	20.000	1	0	2	260.0	115.3	200.0	-143.2	1.0500	1.0500			375.6	23	5
2699	CERRITV01	13.200	1	0	2	14.0	1.3	10.6	-3.6	1.0200	1.0200			17.8	24	5
228260	GEN_MR	0.3800	1	0	2	21.0	-0.4	18.0	-4.9	1.0300	1.0300			30.0	22	5
SUBSYSTEM TOTALS					3067.6	1286.7	2467.2	-1250.7						4476.2		

COMPENSACION SHUNT [NOMINAL] :

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	CODE	ID	STAT	MW	MVAR	VOLTAGE	TYPE	MODE	ADJM	BMIN	BMAX
2200	9 JULIO	132.00	1	1	1		7.5	1.02214	SWITCHED	0	0	0.0	7.5
2206	B.BCA 1	132.00	1	1	1		0.0	1.04770	SWITCHED	0	0	0.0	50.0
2208	B.BCA2	132.00	1	1	1		0.0	1.04770	SWITCHED	0	0	0.0	50.0
2226	CHACABUC	132.00	1	1	1		6.0	0.97151	SWITCHED	0	0	0.0	6.0
2230	CHIVILCO	132.00	1	1	1		3.0	0.98730	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2236	DOLORES	132.00	1	1	1		6.0	0.98580	SWITCHED	1	0	0.0	6.0
2242	PUEYRRED	132.00	1	1	1		6.0	1.02048	SWITCHED	0	0	0.0	6.0
2243	PUEYRRE2	132.00	1	1	1		6.0	1.02009	SWITCHED	0	0	0.0	6.0
2248	JARA	132.00	1	1	1		9.0	1.02020	SWITCHED	0	0	0.0	9.0
2249	JARA 2	132.00	1	1	1		9.0	1.01976	SWITCHED	0	0	0.0	9.0
2252	JUNIN 2	132.00	1	1	1		4.5	0.93915	SWITCHED	0	0	0.0	4.5
2272	TG MAJO2	132.00	1	1	1		14.1	0.99286	SWITCHED	1	0	0.0	14.1
2274	M.PLATA1	132.00	1	1	1		4.5	1.01912	SWITCHED	0	0	0.0	4.5
2280	MERCEDE2	132.00	1	1	1		4.5	0.98932	SWITCHED	0	0	0.0	4.5
2302	P. LURO	132.00	1	1	1		6.0	1.00434	SWITCHED	0	0	-5.0	9.0
2340	M.TUYU	132.00	1	1	1		4.0	0.98530	SWITCHED	1	0	0.0	4.0
2346	TANDIL1	132.00	1	1	1		12.0	0.99259	SWITCHED	0	0	0.0	12.0
2356	V.GESSEL	132.00	1	1	1		6.0	1.01635	SWITCHED	1	0	0.0	12.0
2384	TONINAS1	132.00	1	1	1		0.0	0.98166	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2408	9JULIOBA	132.00	1	1	1		3.0	0.98295	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2515	9JULBA1	66.000	1	0	0		3.0	1.01190	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2518	CCASARES	66.000	1	1	1		3.0	0.99654	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2540	RIVAD 33	33.000	4	1	1		2.0	1.00000	SWITCHED	1	0	0.0	2.0
2544	VILLEG33	33.000	4	1	1		0.0	1.00000	SWITCHED	0	0	0.0	4.0
2870	PIN.TER	13.200	1	1	1		3.0	1.01533	SWITCHED	0	0	0.0	12.0

Comentarios:

Zona Norte

Al igual que en el escenario anterior, el T1RA se encuentra operando a elevados niveles de carga y depende fuertemente del despacho de generación en la CT San Nicolás, situación a resolverse el invierno posterior.

Asimismo, los transformadores de la ET Campana presentan ambos una elevada carga, en este caso del 85%. Esta limitación se solventa el año siguiente, con la instalación de un tercer transformador 500/132 kV, de 300 MVA.

Entra en servicio la nueva ET Capitán Sarmiento 132 kV, junto con la LAT 132 kV Nueva Areco – Capitán Sarmiento, vínculo imprescindible para asegurar el abastecimiento de esta última ET y evitar la dependencia de la generación forzada local. Adicionalmente trae beneficios a la ET Arrecifes al descargar la red de 66 kV.

Se incorpora un segundo transformador en la ET Colón, permitiendo el abastecimiento de la creciente demanda de energía eléctrica de la zona de Colón y su partido, como así también localidades aledañas, mejorando la confiabilidad del suministro.

Zona Centro

Este año la zona cuenta con la nueva ET 25 de Mayo 500/132 kV (2x300 MVA), la que estaría vinculada al corredor de 500 kV Henderson – Ezeiza por el seccionamiento de una de las líneas de 500 kV. Se realiza la apertura de la línea de 132 kV Bragado – Saladillo y se vincula a barras de 132 kV de 25 de Mayo.

Esta ET constituye una solución a largo plazo de los problemas de abastecimiento de la zona Centro. Descarga el transformador 500/220 kV de la ET Henderson, así como la línea de 220 kV Henderson – Bragado, la que deja de comportarse como vínculo único de dependencia de la zona. Proporciona un importante aporte de potencia y colabora fuertemente con el control de tensión del área centro de la provincia.

A su vez, la inyección de potencia en el corredor Olavarría – Chascomús a través de Saladillo – Las Flores, reduce la saturación del vínculo La Plata – Verónica y mejora el nivel de tensión en dicho corredor, en general.

Se incluye la línea de 132 kV 25 de Mayo – Chivilcoy, que refuerza la alimentación de las EETT del corredor de 132 kV Bragado – Luján.

La obra de 25 de Mayo debe estar asociada al cambio de los TTII de la línea 25 de Mayo – Saladillo, que superaría el límite de su capacidad, tal como se manifiesta en el caso estudiado.

Si bien el rol de la nueva ET 25 de Mayo es de fundamental importancia, inyectando aproximadamente 80 MW en Bragado y 90 MW en Chivilcoy, el beneficio que proporcionaría al área se ve opacado por el fuerte incremento en la demanda de la Acera de Bragado, la que se encuentra restringida hasta tanto entre en servicio esta ET. Es así que resulta necesario el despacho de las CCTT de Lincoln (15 MW) y Salto (20 MW) y Junín (20 MW) para contribuir al abastecimiento de la demanda y al control de tensión y, aun así, tanto la ET Junín como la ET IMSA presentan tensiones por debajo de los 0.95 pu.

Tanto en la ET IMSA como en la ET Chacabuco Industrial, se amplía la transformación por instalación de segundos transformadores, mejorando la confiabilidad de suministro. En el primer caso, se eliminan restricciones del transformador existente, y en el segundo, se descargan los transformadores de la ET Chacabuco.

Zona Atlántica

Se recurre al despacho forzado de casi la totalidad de la generación disponible en el área, lo que posibilita un adecuado control de la tensión en las EETT de la costa atlántica.

El corredor de 132 kV Olavarría – Chascomús presenta tensiones adecuadas gracias a la incorporación de la ET 25 de Mayo en la zona centro.

Se amplían las estaciones de Las Toninas (nuevo transformador), Mar de Ajó (reemplazo del T2MJ), Villa Gesell (reemplazo del T2VG), Miramar (reemplazo de uno de sus transformadores) y González Chaves (nuevo transformador). La incorporación de capacidad de transformación permite abastecer las necesidades de la demanda, garantizando la prestación del servicio y mejorando la confiabilidad de suministro.

Zona Sur

Se amplía la ET Norte II, por instalación de un tercer transformador, garantizando la prestación del servicio.

Asimismo, se reemplaza uno de los transformadores de la ET Punta Alta, permitiendo la transferencia de carga desde la ET Coronel Rosales a la ET Punta Alta.

Finalmente, se contempla el reemplazo de los dos transformadores de la ET Pigüé y las adecuaciones correspondientes, lo que permitirá el abastecimiento de la demanda y garantizará la prestación del servicio, evitando cortes ante la salida de un transformador.

No se registran tensiones fuera de banda ni sobrecargas de líneas de transmisión.

Caso Horas Restantes de Verano 2016/17

CONTROL BARRAS 220/132KV:

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0500:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V (PU)	V (KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V (PU)	V (KV)
------	-----	------	-----	-------	------	--------	--------	------	-----	------	-----	-------	------	--------	--------

* NONE *

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9500:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V (PU)	V (KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V (PU)	V (KV)
2374		BARADERO		132.00	5	0.9465	124.94								

CONTROL BARRAS 66KV:

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0700:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V (PU)	V (KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V (PU)	V (KV)
------	-----	------	-----	-------	------	--------	--------	------	-----	------	-----	-------	------	--------	--------

* NONE *

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9300:

BUS# X-- NAME --X BASKV AREA V(PU) V(KV) BUS# X-- NAME --X BASKV AREA V(PU) V(KV)

* NONE *

TRANSMISSION LINE LOADINGS ABOVE 100.0 % OF RATING SET A:

X----- FROM BUS -----X				X----- TO BUS -----X							
BUS#	X--	NAME	--X BASKV AREA	BUS#	X--	NAME	--X BASKV AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT
2261		ROSAS	132.00* 5	2263		NEWTON	132.00 5	1	21.5	6.9	311.6
2304		P.PRENDA	132.00* 5	2338		S.PEDRO1	132.00 5	1	80.5	68.6	117.3

REPORT DE CARGA DE TRAFOS

+-----ARROLLAMIENTO 1-----+					+-----ARROLLAMIENTO 2-----+				
BUS	NAME	BSKV NOMINAL	I (A)	%LOAD	BUS	NAME	BSKV NOMINAL	I (A)	%LOAD
+-----MVA (A)-----+					+-----MVA (A)-----+				
2106	RAMALLOB	300 787	743.0	94.4	2326	RAMALLO1	300 1312	1170.3	89.2

AREA 5 [BS. AS.] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X--	NAME	--X BASKV	ON/OFF	TYP	MW	MVAR	QMAX	QMIN	VSCHED	VACTUAL	BUS#	X--	NAME	--X BASKV	MVABASE	ZONE	AREA	
SWING																			
2601		MDPATG21	13.200	1	0	2	22.0	9.2	25.6	-8.3	1.0500	1.0500					31.4	22	5
2602		MDPATG12	13.200	1	0	2	14.0	6.2	12.5	-2.4	1.0500	1.0500					20.0	22	5
2603		MDPATG13	13.200	1	0	2	22.0	9.2	25.6	-8.3	1.0500	1.0500					31.4	22	5
2604		SLTODI01	0.4000	1	0	2	20.0	4.4	16.0	-8.4	0.9800	0.9800					28.0	23	5
2606		ARGETG01	15.700	1	0	2	160.0	74.2	128.0	-50.0	1.0500	1.0500					248.0	23	5
2607		MDPATV07	13.200	1	0	2	25.0	9.5	24.8	-21.2	1.0500	1.0500					37.5	22	5
2608		MDPATV08	13.200	1	0	2	25.0	9.5	24.5	-20.9	1.0500	1.0500					37.5	22	5
2614		NECOTV04	13.200	1	0	2	45.0	41.4	70.0	-35.0	1.0500	1.0500					87.5	22	5
2620		ATUCNU02	21.000	1	0	3	441.7	74.5	340.0	-100.0	1.0200	1.0200					838.0	23	5
2626		BROWNTG01	20.000	1	0	2	290.0	7.2	187.6	-111.2	1.0100	1.0100					375.6	24	5
2635		SOLALTG01	11.500	1	0	2	45.0	24.2	30.0	-30.0	1.0400	1.0400					81.1	24	5
2636		SOLALTG02	11.500	1	0	2	45.0	24.2	30.0	-30.0	1.0400	1.0400					81.1	24	5
2638		LOBOSDI	0.3800	1	0	2	10.0	8.7	11.1	0.0	1.0000	1.0000					20.1	21	5
2640		MDAJTG	13.200	2	0	2	24.0	4.6	10.0	-10.3	1.0100	1.0100					37.4	22	5
2641		LINCIDI01	0.4000	1	0	-2	15.0	11.6	11.6	-5.8	1.0300	1.0011					19.2	21	5
2652		JUNIDI01	0.3800	1	0	2	20.0	12.6	15.0	-5.0	1.0100	1.0100					26.2	23	5
2654		BRAG TGS	11.500	2	0	-2	40.0	22.4	22.4	-16.8	1.0500	1.0274					56.0	21	5
2656		ARMATG03	11.500	1	0	-2	20.0	15.4	15.4	-7.0	1.0500	1.0354					28.0	22	5
2671		SNICTV11	13.200	1	0	2	50.0	27.8	72.5	-31.5	1.0200	1.0200					100.0	23	5
2672		SNICTV12	13.200	1	0	2	50.0	27.8	72.5	-31.5	1.0200	1.0200					100.0	23	5
2673		SNICTV13	13.200	1	0	2	50.0	11.5	72.5	-31.5	1.0200	1.0200					100.0	23	5
2683		PINTG7-8	13.200	2	0	-2	8.0	7.2	7.2	-5.6	1.0200	1.0160					12.5	22	5
2687		VGESTG18	11.500	1	0	2	75.0	25.7	50.0	-30.0	1.0500	1.0500					94.5	22	5
2688		BELGRTG1	20.000	1	0	2	230.0	125.5	180.0	-90.0	1.0500	1.0500					306.0	23	5
2689		BELGRTG2	20.000	1	0	2	230.0	125.5	180.0	-90.0	1.0500	1.0500					306.0	23	5
2695		BELGRTG1	20.000	1	0	2	230.0	89.8	180.0	-90.0	1.0500	1.0500					306.0	23	5
2696		BELGRTG2	20.000	1	0	2	230.0	89.8	180.0	-90.0	1.0500	1.0500					306.0	23	5
2697		BELGRTV1	20.000	1	0	2	260.0	114.6	200.0	-143.2	1.0500	1.0500					375.6	23	5
2699		CERRITV01	13.200	1	0	2	14.0	-0.5	10.6	-3.6	1.0100	1.0100					17.8	24	5
228260		GEN_MR	0.3800	1	0	2	21.0	0.1	18.0	-4.9	1.0300	1.0300					30.0	22	5
SUBSYSTEM TOTALS						2731.7	1013.8	2223.4	-1112.4								4138.5		

COMPENSACION SHUNT [NOMINAL] :

BUS#	X--	NAME	--X BASKV	CODE	ID	STAT	MW	MVAR	VOLTAGE	TYPE	MODE	ADJM	BMIN	BMAX
2200	9	JULIO	132.00	1	1	1		7.5	1.02446	SWITCHED	0	0	0.0	7.5
2206	B.BCA	1	132.00	1	1	1		0.0	1.04988	SWITCHED	0	0	0.0	50.0
2208	B.BCA2	1	132.00	1	1	1		0.0	1.04988	SWITCHED	0	0	0.0	50.0
2226	CHACABUC	1	132.00	1	1	1		6.0	0.97740	SWITCHED	0	0	0.0	6.0
2230	CHIVILCO	1	132.00	1	1	1		3.0	0.98636	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2236	DOLORES	1	132.00	1	1	1		6.0	0.98166	SWITCHED	1	0	0.0	6.0
2242	PUEYRRED	1	132.00	1	1	1		6.0	1.02309	SWITCHED	0	0	0.0	6.0
2243	PUEYRRE2	1	132.00	1	1	1		6.0	1.02265	SWITCHED	0	0	0.0	6.0
2248	JARA	1	132.00	1	1	1		9.0	1.02283	SWITCHED	0	0	0.0	9.0
2249	JARA 2	1	132.00	1	1	1		9.0	1.02231	SWITCHED	0	0	0.0	9.0
2252	JUNIN 2	1	132.00	1	1	1		4.5	0.95702	SWITCHED	0	0	0.0	4.5
2272	TG MAJO2	1	132.00	1	1	1		14.1	0.99634	SWITCHED	1	0	0.0	14.1
2274	M.PLATA1	1	132.00	1	1	1		4.5	1.02154	SWITCHED	0	0	0.0	4.5
2280	MERCEDE2	1	132.00	1	1	1		4.5	0.97106	SWITCHED	0	0	0.0	4.5
2302	P. LURO	1	132.00	1	1	1		0.0	1.02415	SWITCHED	0	0	-5.0	0.0
2340	M.TUYU	1	132.00	1	1	1		4.0	0.98772	SWITCHED	1	0	0.0	4.0
2346	TANDIL1	1	132.00	1	1	1		12.0	0.99027	SWITCHED	0	0	0.0	12.0
2356	V.GESSEL	1	132.00	1	1	1		12.0	1.02188	SWITCHED	1	0	0.0	12.0
2384	TONINAS1	1	132.00	1	1	1		0.0	0.98319	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2408	9JULIOBA	1	132.00	1	1	1		0.0	0.98519	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2515	9JULBA1	1	66.000	1	0	0		3.0	1.03251	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2518	CCASARES	1	66.000	1	1	1		0.0	1.01499	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2540	RIVAD 33	4	33.000	4	1	1		2.0	1.00000	SWITCHED	1	0	0.0	2.0
2544	VILLEG33	4	33.000	4	1	1		0.0	1.00000	SWITCHED	0	0	0.0	4.0
2870	PIN.TER	1	13.200	1	1	1		3.0	1.01603	SWITCHED	0	0	0.0	12.0

Comentarios:

Zona Norte

Se reiteran, aunque en menor medida debido a la disminución de demanda, las situaciones referidas en el escenario anterior. El T1RA se encuentra operando al límite de su capacidad y la línea Papel Prensa – San Pedro se encuentra sobrecargada. No se registran tensiones fuera de banda.

Zona Centro

La situación resulta similar al escenario anterior. Se pone de manifiesto la necesidad del cambio de TTII de la LAT Saladillo – Bragado ante la entrada en servicio de la ET 25 de Mayo. Se continúa requiriendo el despacho forzado en las EETT Junín, Lincoln y Salto.

La ET Baradero registra un valor de tensión apenas por debajo de los 0,95 p.u.

Zona Atlántica

Al igual que en el escenario anterior, las tensiones son adecuadas y se presenta sobrecarga en la línea Rosas – Newton. El área presenta un adecuado desempeño.

Zona Sur

El desempeño del área resulta adecuado en este escenario.

Caso Valle de Verano 2016/17

CONTROL BARRAS 220/132KV:

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0500:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V (PU)	V (KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V (PU)	V (KV)
* NONE *															

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9500:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V (PU)	V (KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V (PU)	V (KV)
2374		BARADERO		132.00	5	0.9494	125.32								

CONTROL BARRAS 66KV:

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0700:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V (PU)	V (KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V (PU)	V (KV)
* NONE *															

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9300:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V (PU)	V (KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V (PU)	V (KV)
* NONE *															

TRANSMISSION LINE LOADINGS ABOVE 100.0 % OF RATING SET A:

X----- FROM BUS -----X X----- TO BUS -----X															
BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT
2261		ROSAS		132.00*	5	2263		NEWTON		132.00	5	1	16.0	6.9	231.7

REPORT DE CARGA DE TRAFOS

+-----ARROLLAMIENTO 1-----+					+-----ARROLLAMIENTO 2-----+				
BUS	NAME	BSKV	NOMINAL	I (A)	%LOAD	BUS	NAME	BSKV	NOMINAL
+-----MVA (A)-----+					+-----MVA (A)-----+				
+-----+					+-----+				
+-----+					+-----+				

AREA 5 [BS. AS.] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	ON/OFF	TYP	MW	MVAR	QMAX	QMIN	VSCHED	VACTUAL	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	MVABASE	ZONE	AREA
SWING																				
2601		MDPATG21		13.200	1	0	2	22.0	4.8	19.4	-13.1	1.0250	1.0250					31.4	22	5
2602		MDPATG12		13.200	1	0	2	14.0	6.6	11.7	-2.7	1.0400	1.0400					20.0	22	5
2603		MDPATG13		13.200	1	0	2	22.0	3.2	19.4	-13.1	1.0200	1.0200					31.4	22	5
2604		SLTODI01		0.4000	1	0	2	20.0	2.2	16.0	-8.4	0.9800	0.9800					28.0	23	5
2606		ARGETG01		15.700	1	0	2	160.0	4.2	128.0	-50.0	1.0100	1.0100					248.0	23	5
2608		MDPATV08		13.200	1	0	2	25.0	9.1	22.0	-18.9	1.0370	1.0370					37.5	22	5
2620		ATUCNU02		21.000	1	0	3	475.3	29.1	340.0	-100.0	1.0000	1.0000				838.0	23	5	SYST
2635		SOLALTG01		11.500	1	0	2	48.0	26.0	30.0	-30.0	1.0000	1.0000					81.1	24	5
2636		SOLALTG02		11.500	1	0	2	48.0	26.0	30.0	-30.0	1.0000	1.0000					81.1	24	5
2638		LOBOSDI		0.3800	1	0	2	15.0	0.6	11.1	0.0	1.0000	1.0000					20.1	21	5
2640		MDAJTG		13.200	1	1	2	12.0	7.3	12.7	-4.7	1.0100	1.0100					18.7	22	5
2641		LINCDI01		0.4000	1	0	-2	15.0	11.6	11.6	-5.8	1.0300	1.0158					19.2	21	5
2671		SNICTV11		13.200	1	0	2	45.0	23.7	71.6	-34.7	1.0200	1.0200					100.0	23	5
2672		SNICTV12		13.200	1	0	2	45.0	23.7	71.6	-34.7	1.0200	1.0200					100.0	23	5
2674		SNICTV14		13.200	1	0	-2	45.0	71.6	71.6	-34.7	1.0200	1.0090					100.0	23	5
2687		VGESTG18		11.500	1	0	2	50.0	20.7	50.0	-30.0	1.0200	1.0200					94.5	22	5
2688		BELGRTG1		20.000	1	0	2	230.0	72.5	180.0	-90.0	1.0200	1.0200					306.0	23	5
2689		BELGRTG2		20.000	1	0	2	230.0	72.5	180.0	-90.0	1.0200	1.0200					306.0	23	5
2695		BELGRTG1		20.000	1	0	2	220.0	24.8	165.8	-99.4	1.0100	1.0100					306.0	23	5
2696		BELGRTG2		20.000	1	0	2	220.0	24.8	165.8	-99.4	1.0100	1.0100					306.0	23	5
2697		BELGRTV1		20.000	1	0	2	210.0	26.3	176.8	-106.3	1.0100	1.0100					375.6	23	5
2699		CERRITV01		13.200	1	0	2	14.0	4.0	288.7	-166.8	1.0300	1.0300					17.8	24	5
228260		GEN MR		0.3800	1	0	2	21.0	0.6	18.0	-4.9	1.0300	1.0300					30.0	22	5
SUBSYSTEM TOTALS							2206.3	495.9	2091.7	-1067.4								3496.5		

COMPENSACION SHUNT [NOMINAL] :

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	CODE	ID	STAT	MW	MVAR	VOLTAGE	TYPE	MODE	ADJM	BMIN	BMAX
2200	9	JULIO		132.00	1		1		0.0	1.01244	SWITCHED	0	0	0.0	7.5
2206	B.BCA	1		132.00	1		1		0.0	0.99928	SWITCHED	0	0	0.0	50.0
2208	B.BCA2			132.00	1		1		0.0	0.99926	SWITCHED	0	0	0.0	50.0
2218	BRANDSEN			132.00	1		1		2.4	0.98808	SWITCHED	1	0	0.0	2.4
2226	CHACABUC			132.00	1		1		0.0	0.98023	SWITCHED	0	0	0.0	6.0
2230	CHIVILCO			132.00	1		1		0.0	0.99714	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2236	DOLORES			132.00	1		1		0.0	0.98374	SWITCHED	1	0	0.0	6.0
2242	PUEYRRED			132.00	1		1		0.0	1.01149	SWITCHED	0	0	0.0	6.0
2243	PUEYRRE2			132.00	1		1		0.0	1.01127	SWITCHED	0	0	0.0	6.0
2248	JARA			132.00	1		1		0.0	1.01130	SWITCHED	0	0	0.0	9.0
2249	JARA 2			132.00	1		1		0.0	1.01105	SWITCHED	0	0	0.0	9.0
2252	JUNIN 2			132.00	1		1		0.0	0.95052	SWITCHED	0	0	0.0	4.5
2272	TG MAJO2			132.00	1		1		0.0	0.98241	SWITCHED	1	0	0.0	14.1
2274	M.PLATA1			132.00	1		1		0.0	1.01066	SWITCHED	0	0	0.0	4.5
2280	MERCEDE2			132.00	1		1		0.0	1.00308	SWITCHED	0	0	0.0	4.5
2302	P. LURO			132.00	1		1		0.0	0.98880	SWITCHED	0	0	-5.0	0.0
2340	M.TUYU			132.00	1		1		4.0	0.98004	SWITCHED	1	0	0.0	4.0
2346	TANDIL1			132.00	1		1		0.0	0.99342	SWITCHED	0	0	0.0	12.0
2356	V.GESSEL			132.00	1		1		0.0	0.99522	SWITCHED	1	0	0.0	12.0
2384	TONINAS1			132.00	1		1		3.0	0.97862	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2408	9JULIOBA			132.00	1		1		0.0	0.98711	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2515	9JULBA1			66.000	1		1		0.0	1.00115	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2518	CCASARES			66.000	1		1		0.0	1.00131	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2540	RIVAD 33			33.000	4		1		0.0	1.00000	SWITCHED	1	0	0.0	2.0
2544	VILLEG33			33.000	4		1		0.0	1.00000	SWITCHED	0	0	0.0	4.0
2870	PIN.TER			13.200	1		1		0.0	0.96369	SWITCHED	0	0	0.0	12.0

Comentarios:

En general se observa un buen desempeño de toda la red, con un adecuado perfil de tensión y no se registran sobrecargas de equipamiento.

ANEXO 7

Sub-Sección 1.2.3: Año 2017

7.1.2.3 Año 2017

Tabla 7.1.2.3.1: Nuevas obras consideradas en los escenarios de Invierno 2017

Descripción	Restricciones que elimina
ET Ramallo: Instalación de un 2° transformador de 220/132/13,2 kV de 300 MVA.	La ampliación de la capacidad de transformación de 220 a 132 kV en esta ET descarga el actual transformador T1RA 220/132 kV, disminuye la dependencia al despacho forzado de la CT San Nicolás mejorando la confiabilidad del área.
ET Campana: Instalación de un tercer transformador 500/132 kV – 300 MVA.	Descarga los actuales transformadores 500/132 kV de la ET Campana. Evita la necesidad de cortes de demanda ante la salida de alguno de los transformadores de esta ET en horario de alta demanda.
ET San Nicolás Norte: Nueva ET 132/33/13,2 kV seccionando las dos líneas de 132 kV San Nicolás – Laminados Industriales y San Nicolás – Villa Constitución Residencial. Dos transformadores 132/34,5/13,8 kV - 30/20/30 MVA – Sistema de doble juego de barras 132 kV en “U” con acoplamiento.	Constituye otro punto de alimentación para la demanda de San Nicolás, mejorando su abastecimiento y confiabilidad. Descargará las EETT San Nicolás y San Nicolás Urbana.
Línea de 132 kV de 20 km entre las EETT Campana y Las Palmas. Adecuación EETT Campana y Las Palmas. Segundo juego de barras en Las Palmas y paralelo de barras.	Refuerza la red de transporte en 132 kV de la zona Norte y evita cortes de demanda en caso de estar fuera de servicio alguna de las líneas de 132 kV que vinculan Campana con Zárate.
Nueva ET Arrecifes (ARR) 132/33/13,2 kV – Dos salidas de línea 132 kV (a CSA y a SA) – Un transformador 132/34,5/13,8 kV - 40/30/40 MVA- Línea de 132 kV entre las EETT Arrecifes y Capitán Sarmiento, de 34 km de extensión.	Dará continuidad al corredor Villa Lía – Capitán Sarmiento, permitirá alimentar la demanda de Arrecifes desde la red de 132 kV y eliminará la carga del corredor de 66 kV dejando su uso para abastecimiento en caso de contingencias.
Línea de 132 kV entre las EETT Salto y Arrecifes, de 32 km de extensión. Ampliación de la ET Salto: una salida de línea 132 kV (a ARR), segunda barra de 132 kV y campo de acoplamiento en 132 kV.	Junto con la línea C. Sarmiento – Arrecifes, cierra un corredor de 132 kV entre Villa Lía y Bragado, reforzando la red de transporte en 132 kV de la zona Centro – Norte. Evita problemas de tensión o cortes de demanda ante varias condiciones N-1 de las demandas radiales de Chacabuco, Chacabuco Industrial y Salto.

Descripción	Restricciones que elimina
Nueva ET Lobos – Un transformador 132/33/13,2 kV - 30/20/30 MVA. Línea de 132 kV de 101 km entre las EETT 25 de Mayo y Lobos. Salida de Línea en 25 de Mayo.	Permite abastecer la demanda de la localidad de Lobos en 132 kV, eliminando los problemas de tensión en barras de 66 kV y la dependencia de una sola línea de 66 kV que alimenta a Las Heras y Lobos desde Luján. Descarga los transformadores de la ET Luján 132/66 kV. Elimina la dependencia de la generación forzada local en Lobos.
Nueva ET Vivotatá 500/132 kV – 2 x 450 MVA. Línea de 500 kV de 400 km entre las EETT Bahía Blanca y Vivotatá. Reactores de línea 2 x 150 MVar.	Constituye una solución a largo plazo de los problemas de tensión y abastecimiento del área Atlántica. Minimiza la generación forzada en la costa Atlántica, mejorando la confiabilidad del suministro.
Vinculaciones ET Vivotatá: Apertura de líneas MDP-Necochea y MDP-Balcarce y vinculación a Vivotatá 132 kV, más nueva doble terna entre Vivotatá y MDP 132 kV.	Vincula la nueva ET Vivotatá 500 kV con la red de 132 kV del área Mar del Plata.
Línea de 132 kV doble terna entre las EETT Vivotatá y Villa Gesell, de 85 km aprox.	Vincula el área de Mar del Plata con la costa norte, brindando un importante aporte de potencia a esta área.
Nueva ET Tandil Industrial 132/33/13,2 kV - 2 x 30/20/30 MVA a partir del seccionamiento de la LAT Olavarría-Tandil	Descarga el nodo Tandil.

Caso Pico de Invierno 2017

CONTROL BARRAS 220/132KV:

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0500:

BUS# X-- NAME --X BASKV AREA V(PU) V(KV)	BUS# X-- NAME --X BASKV AREA V(PU) V(KV)
--	--

* NONE *

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9500:

BUS# X-- NAME --X BASKV AREA V(PU) V(KV)	BUS# X-- NAME --X BASKV AREA V(PU) V(KV)
2102 BRAGADO 220.00 5 0.8951 196.93	

CONTROL BARRAS 66KV:

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0700:

BUS# X-- NAME --X BASKV AREA V(PU) V(KV)	BUS# X-- NAME --X BASKV AREA V(PU) V(KV)
--	--

* NONE *

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9300:

BUS# X-- NAME --X BASKV AREA V(PU) V(KV)	BUS# X-- NAME --X BASKV AREA V(PU) V(KV)
--	--

* NONE *

TRANSMISSION LINE LOADINGS ABOVE 100.0 % OF RATING SET A:

X----- FROM BUS -----X X----- TO BUS -----X	
BUS# X-- NAME --X BASKV AREA	BUS# X-- NAME --X BASKV AREA CKT LOADING RATING PERCENT
2261 ROSAS 132.00* 5	2263 NEWTON 132.00 5 1 16.1 6.9 233.3
2304 P.PRENSA 132.00* 5	2338 S.PEDRO1 132.00 5 1 69.4 68.6 101.1
2330 SALADILL 132.00 5	2394 25MAYO 132.00* 5 1 85.1 68.6 124.1
2355 VADELMAR 132.00 5	2356 V.GESSEL 132.00* 5 1 71.2 68.6 103.8

REPORTE DE CARGA DE TRAFOS

ARROLLAMIENTO 1					ARROLLAMIENTO 2				
BUS	NAME	BSKV	NOMINAL	I (A)	%LOAD	BUS	NAME	BSKV	NOMINAL
MVA (A)						MVA (A)			
2256	LASARMAS	15	65	50.6	77.1	2556	LASARMAS	10	174

AREA 5 [BS. AS.] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	ON/OFF	TYP	MW	MVAR	QMAX	QMIN	VSCHED	VACTUAL	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	MVABASE	ZONE	AREA
2601		MDPATG21		13.200	1	0	2	22.0	2.3	25.6	-8.3	1.0500	1.0500					31.4	22	5
2604		SLTODI01		0.4000	1	0	2	15.0	8.3	16.0	-8.4	1.0500	1.0500					28.0	23	5
2605		COLBDI01		0.4000	1	0	2	10.0	7.6	15.4	0.0	1.0500	1.0500					28.0	23	5
2606		ARGETG01		15.700	1	0	2	160.0	65.1	128.0	-50.0	1.0500	1.0500					248.0	23	5
2613		NECOTV03		13.200	1	0	2	45.0	16.2	70.0	-35.0	1.0500	1.0500					87.5	22	5
2616		MDPATG22		13.200	1	0	2	18.0	2.2	11.0	-10.0	1.0500	1.0500					27.7	22	5
2620		ATUCNU02		21.000	1	0	3	614.2	150.1	340.0	-100.0	1.0400	1.0400					838.0	23	5
2626		BROWNTG01		20.000	1	0	2	290.0	3.6	187.6	-111.2	1.0100	1.0100					375.6	24	5
2628		BROWNTV01		20.000	1	0	2	145.0	16.0	200.0	-143.2	1.0200	1.0200					375.6	24	5
2635		SOLALTG01		11.500	1	0	2	50.0	20.9	30.0	-30.0	1.0350	1.0350					81.1	24	5
2636		SOLALTG02		11.500	1	0	2	50.0	20.9	30.0	-30.0	1.0350	1.0350					81.1	24	5
2641		LINCDI01		0.4000	1	0	-2	10.0	11.6	11.6	-5.8	1.0500	1.0260					19.2	21	5
2654		BRAG TGS		11.500	2	0	2	40.0	18.4	22.4	-16.8	1.0500	1.0500					56.0	21	5
2671		SNICTV11		13.200	1	0	2	45.0	30.6	72.5	-31.5	1.0200	1.0200					100.0	23	5
2672		SNICTV12		13.200	1	0	2	45.0	30.6	72.5	-31.5	1.0200	1.0200					100.0	23	5
2687		VGESTG18		11.500	1	0	2	75.0	7.4	50.0	-30.0	1.0500	1.0500					94.5	22	5
2688		BELGRTG1		20.000	1	0	2	230.0	115.1	180.0	-90.0	1.0500	1.0500					306.0	23	5
2689		BELGRTG2		20.000	1	0	2	230.0	115.1	180.0	-90.0	1.0500	1.0500					306.0	23	5
2690		BELGRTV1		20.000	1	0	2	260.0	147.9	200.0	-143.2	1.0500	1.0500					375.6	23	5
2695		BELGRTG1		20.000	1	0	2	230.0	76.9	180.0	-90.0	1.0500	1.0500					306.0	23	5
2696		BELGRTG2		20.000	1	0	2	230.0	76.9	180.0	-90.0	1.0500	1.0500					306.0	23	5
2697		BELGRTV1		20.000	1	0	2	260.0	97.6	200.0	-143.2	1.0500	1.0500					375.6	23	5
2699		CERRITV01		13.200	1	0	2	14.0	1.3	10.6	-3.6	1.0400	1.0400					17.8	24	5
228260		GEN_MR		0.3800	1	0	-2	19.0	-4.9	18.0	-4.9	1.0300	1.0412					30.0	22	5
SUBSYSTEM TOTALS							3107.2	1037.6	2431.2	-1296.5								4594.8		

COMPENSACION SHUNT [NOMINAL] :

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	CODE	ID	STAT	MW	MVAR	VOLTAGE	TYPE	MODE	ADJM	BMIN	BMAX
2200	9	JULIO		132.00	1		1		7.5	1.04509	SWITCHED	0	0	0.0	7.5
2206	B.BCA	1		132.00	1		1		0.0	1.04864	SWITCHED	0	0	0.0	50.0
2208	B.BCA2			132.00	1		1		0.0	1.04863	SWITCHED	0	0	0.0	50.0
2226	CHACABUC			132.00	1		1		6.0	1.01739	SWITCHED	0	0	0.0	6.0
2230	CHIVILCO			132.00	1		1		3.0	1.00975	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2236	DOLORES			132.00	1		1		6.0	1.01366	SWITCHED	1	0	0.0	6.0
2242	PUEYRRED			132.00	1		1		0.0	1.04465	SWITCHED	0	0	0.0	6.0
2243	PUEYRRED2			132.00	1		1		0.0	1.04470	SWITCHED	0	0	0.0	6.0
2248	JARA			132.00	1		1		9.0	1.04470	SWITCHED	0	0	0.0	9.0
2249	JARA 2			132.00	1		1		9.0	1.04473	SWITCHED	0	0	0.0	9.0
2252	JUNIN 2			132.00	1		1		4.5	0.98223	SWITCHED	0	0	0.0	4.5
2272	TG MAJO2			132.00	1		1		14.1	1.02143	SWITCHED	1	0	0.0	14.1
2274	M.PLATA1			132.00	1		1		4.5	1.04466	SWITCHED	0	0	0.0	4.5
2280	MERCEDE2			132.00	1		1		4.5	1.00212	SWITCHED	0	0	0.0	4.5
2302	P. LURO			132.00	1		1		9.0	1.01165	SWITCHED	0	0	-5.0	9.0
2340	M.TUYU			132.00	1		1		4.0	1.01580	SWITCHED	1	0	0.0	4.0
2346	TANDIL1			132.00	1		1		12.0	1.03171	SWITCHED	0	0	0.0	12.0
2356	V.GESSEL			132.00	1		1		6.0	1.04498	SWITCHED	1	0	0.0	12.0
2384	TONINAS1			132.00	1		1		0.0	1.01271	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2402	GVILLEG			132.00	1		1		2.0	1.02734	SWITCHED	0	0	0.0	4.0
2408	9JULIOBA			132.00	1		1		3.0	1.01247	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2515	9JULBA1			66.000	1		0		3.0	1.04178	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2518	CCASARES			66.000	1		1		3.0	1.04228	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2540	RIVAD 33			33.000	4		1		2.0	1.00000	SWITCHED	1	0	0.0	2.0
2544	VILLEG33			33.000	4		1		0.0	1.00000	SWITCHED	0	0	0.0	4.0
2870	PIN.TER			13.200	1		1		3.0	1.04110	SWITCHED	0	0	0.0	12.0

Comentarios:

Zona Norte

La entrada en servicio del T2RA (220/138 kV – 300 MVA) en paralelo con el T1RA trae un importante beneficio al área, aliviando la carga del T1RA, disminuyendo la dependencia al despacho forzado en 132 kV y aumentando la confiabilidad del área.

En la ET Campana se instala el tercer transformador 500/132 kV, de 300 MVA, descargando los transformadores actuales y evitando la necesidad de cortes de demanda ante la salida de alguno de los transformadores de esta ET en horario de alta demanda.

Asimismo, la entrada en servicio de la línea de 132 kV Campana – Las Palmas refuerza la red de transporte de 132 kV de la zona Norte y evita cortes de demanda en caso de estar fuera de servicio alguna de las líneas de 132 kV que vinculan Campana con Zárate.

La entrada en servicio de la nueva ET San Nicolás Norte: 132/33/13,2 kV, a partir del seccionamiento de las dos líneas de 132 kV San Nicolás – Laminados Industriales y San Nicolás – Villa Constitución Residencial constituye otro punto de alimentación para la demanda de San Nicolás, mejorando su abastecimiento y confiabilidad, y descargando las EETT San Nicolás y San Nicolás Urbana.

La línea Pergamino – Pergamino Industrial se encuentra operando al 95% de su capacidad, debido a la superación de la capacidad del TI lado Rojas de la línea existente Pergamino – Rojas, seccionada por la nueva ET. Se requiere, por tanto, el cambio de este TI para revertir la situación.

La entrada en servicio de la nueva ET Arrecifes 132/33/13,2 kV, vinculada por nuevas líneas de 132 kV a las EETT Capitán Sarmiento y Salto (ampliación de la ET a doble barra 132 kV) da continuidad al corredor de 132 kV Villa Lía – Capitán Sarmiento, permitiendo alimentar la demanda de Arrecifes desde la red de 132 kV y eliminar la carga del corredor de 66 kV, dejando su uso para abastecimiento en caso de contingencias. A su vez, cierra un corredor de 132 kV entre Villa Lía y Bragado, reforzando la red de transporte en 132 kV de la zona Centro – Norte. Evita así problemas de tensión o cortes de demanda ante varias condiciones N-1 de las demandas radiales de Chacabuco, Chacabuco Industrial y Salto.

Zona Centro

Entra en servicio la nueva ET Lobos 132/33/13,2 kV y la línea de 132 kV Lobos – 25 de Mayo. Esta obra permite abastecer la demanda de la localidad de Lobos en 132 kV, eliminando los problemas de tensión en barras de 66 kV y la dependencia de una sola línea de 66 kV que alimenta a Las Heras y Lobos desde Luján. Descarga los transformadores de la ET Luján 132/66 kV y elimina la dependencia de la generación forzada local en Lobos.

Zona Atlántica

Este año entra en servicio la nueva ET Vivotatá 500/132 kV (2x450 MVA), vinculada al sistema de 500 kV por la línea Bahía Blanca – Vivotatá. Se realiza la apertura de las líneas MDP-Necochea y MDP-Balcarce y se vinculan a Vivotatá 132 kV. Se instala una nueva doble terna adicional entre Vivotatá y MDP 132 kV. La vinculación de la nueva ET Vivotatá 500 kV con la red de 132 kV del área Mar del Plata constituye una solución a largo plazo de los problemas de tensión y abastecimiento del área Atlántica, minimizando la generación forzada en la costa Atlántica y mejorando la confiabilidad del suministro.

Entra también en servicio la doble terna de 132 kV entre las EETT Vivotatá y Villa Gesell, vinculando el área de Mar del Plata con la costa norte y brindando así un importante aporte de potencia a esta área.

La nueva ET Tandil Industrial 132/33/13,2 kV secciona la LAT Olavarria-Tandil y toma demanda actualmente abastecida desde la ET Tandil, descargando este nodo.

El área en general presenta un adecuado desempeño en los niveles de tensión y carga de equipamiento. Sin embargo, la sobrecarga de la línea V. Gesell – Valeria del Mar (104%) se extiende en este escenario a elevadas cargas en las LLAATT Valeria del Mar – Pinamar (95%) y Pinamar – Mar de Ajó (82%). Estos elevados niveles de carga no se presentan en casos con despacho forzado en estas EETT; no obstante, debería recurrirse al cambio de los TTII de las líneas y, a futuro, a la realización de obras de infraestructura para esta zona.

Zona Sur

El área presenta niveles adecuados de tensión y no se presentan sobrecargas en el equipamiento.

Caso Valle de Invierno 2017

CONTROL BARRAS 220/132KV:

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0500:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
* NONE *															

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9500:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
2102		BRAGADO		220.00	5	0.9095	200.09								

CONTROL BARRAS 66KV:

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0700:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
* NONE *															

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9300:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
* NONE *															

TRANSMISSION LINE LOADINGS ABOVE 100.0 % OF RATING SET A:

X-----	FROM BUS	-----X	X-----	TO BUS	-----X										
BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT
2261		ROSAS		132.00*	5	2263		NEWTON		132.00	5	1	12.2	6.9	176.9

REPORTE DE CARGA DE TRAFOS

+-----ARROLLAMIENTO 1-----+					+-----ARROLLAMIENTO 2-----+						
+ BUS	NAME	BSKV	NOMINAL	I (A)	%LOAD+	+ BUS	NAME	BSKV	NOMINAL	I (A)	%LOAD+
+ MVA (A)						+ MVA (A)					
+-----+											
+-----+											

AREA 5 [BS. AS.] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	ON/OFF	TYP	MW	MVAR	QMAX	QMIN	VSCHED	VACTUAL	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	MVABASE	ZONE	AREA
2606		ARGETG01		15.700	1	0	2	160.0	9.1	128.0	-50.0	1.0200	1.0200					248.0	23	5
2611		NECOTV01		13.200	1	0	2	16.0	5.4	28.9	-15.9	1.0400	1.0400					41.2	22	5
2620		ATUCNU02		21.000	1	0	3	512.2	35.3	340.0	-100.0	1.0000	1.0000					838.0	23	5
2635		SOLALTG01		11.500	1	0	2	50.0	24.1	30.0	-30.0	1.0300	1.0300					81.1	24	5
2636		SOLALTG02		11.500	1	0	2	50.0	24.1	30.0	-30.0	1.0300	1.0300					81.1	24	5
2671		SNICTV11		13.200	1	0	2	45.0	12.5	72.5	-31.5	0.9900	0.9900					100.0	23	5
2672		SNICTV12		13.200	1	0	2	45.0	12.5	72.5	-31.5	0.9900	0.9900					100.0	23	5
2687		VGESTG18		11.500	1	0	2	50.0	6.2	50.0	-30.0	1.0400	1.0400					94.5	22	5
2688		BELGRTG1		20.000	1	0	2	230.0	94.2	180.0	-90.0	1.0300	1.0300					306.0	23	5
2689		BELGRTG2		20.000	1	0	2	230.0	94.2	180.0	-90.0	1.0300	1.0300					306.0	23	5
2690		BELGRTV1		20.000	1	0	2	260.0	87.8	200.0	-143.2	1.0200	1.0200					375.6	23	5

2695 BELGRTG1	20.000	1	0	2	230.0	24.5	180.0	-90.0	1.0100	1.0100	306.0	23	5
2697 BELGRTV1	20.000	1	0	2	130.0	20.3	200.0	-143.2	1.0100	1.0100	375.6	23	5
2699 CERRITV01	13.200	1	0	2	14.0	0.3	10.6	-3.6	1.0300	1.0300	17.8	24	5
228260 GEN_MR	0.3800	1	0	2	21.0	-2.7	18.0	-4.9	1.0300	1.0300	30.0	22	5
SUBSYSTEM TOTALS					2043.2	447.8	1720.6	-883.8			3300.9		

COMPENSACION SHUNT [NOMINAL] :

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	CODE	ID	STAT	MW	MVAR	VOLTAGE	TYPE	MODE	ADJM	BMIN	BMAX
2200	9	JULIO		132.00	1		1		0.0	1.03035	SWITCHED	1	0	0.0	7.5
2206	B.BCA	1		132.00	1		1		0.0	1.03080	SWITCHED	0	0	0.0	50.0
2208	B.BCA2			132.00	1		1		0.0	1.03079	SWITCHED	0	0	0.0	50.0
2226	CHACABUC			132.00	1		1		3.0	1.02685	SWITCHED	0	0	0.0	6.0
2230	CHIVILCO			132.00	1		1		0.0	1.02376	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2236	DOLORES			132.00	1		1		0.0	1.02432	SWITCHED	1	0	0.0	6.0
2242	PUEYRRED			132.00	1		1		0.0	1.03031	SWITCHED	1	0	0.0	6.0
2243	PUEYRRE2			132.00	1		1		0.0	1.03025	SWITCHED	1	0	0.0	6.0
2248	JARA			132.00	1		1		0.0	1.03031	SWITCHED	1	0	0.0	9.0
2249	JARA 2			132.00	1		1		0.0	1.03023	SWITCHED	1	0	0.0	9.0
2252	JUNIN 2			132.00	1		1		4.5	0.99447	SWITCHED	0	0	0.0	4.5
2272	TG MAJO2			132.00	1		1		0.0	1.01710	SWITCHED	1	0	0.0	14.1
2274	M.PLATA1			132.00	1		1		0.0	1.03016	SWITCHED	1	0	0.0	4.5
2280	MERCEDE2			132.00	1		1		0.0	1.01182	SWITCHED	0	0	0.0	4.5
2302	P. LURO			132.00	1		1		0.0	1.00336	SWITCHED	0	0	-5.0	0.0
2340	M.TUYU			132.00	1		1		0.0	1.01530	SWITCHED	1	0	0.0	4.0
2346	TANDIL1			132.00	1		1		0.0	1.03058	SWITCHED	1	0	0.0	12.0
2356	V.GESSEL			132.00	1		1		0.0	1.03405	SWITCHED	1	0	0.0	12.0
2384	TONINAS1			132.00	1		1		0.0	1.01472	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2402	GVILLEG			132.00	1		1		2.0	1.04170	SWITCHED	0	0	0.0	4.0
2408	9JULIOBA			132.00	1		1		0.0	1.02612	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2515	9JULBA1			66.000	1		1		0.0	1.03645	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2518	CCASARES			66.000	1		1		0.0	1.03809	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2540	RIVAD 33			33.000	4		1		2.0	1.00000	SWITCHED	1	0	0.0	2.0
2544	VILLEG33			33.000	4		1		2.0	1.00000	SWITCHED	0	0	0.0	4.0
2870	PIN.TER			13.200	1		1		0.0	1.02432	SWITCHED	1	0	0.0	12.0

Comentarios:

Se observa un adecuado desempeño de toda la red; todas las tensiones se encuentran dentro de la banda permitida, y no se observan sobrecargas de equipos.

Tabla 7.1.2.3.2: Nuevas obras consideradas en los escenarios de Verano 2017/18

Descripción	Restricciones que elimina
ET Rojas: reemplazo del transformador de 15/10/15 MVA - 132/33/13,2 kV por uno de 30/20/30 MVA - 132/33/13,2 kV.	Ampliación de la capacidad de transformación.
Nueva ET 25 de Mayo Dos 132/33/13,2 kV (1 transformador de 132/34,5/13,8 kV - 30/20/30 MVA + obras asociadas en 33 y 13,2 kV) por apertura de la actual línea Saladillo-Bragado (futura 25deMayo-Bragado1).	Permite abastecer la demanda de la localidad de 25 de Mayo directo desde el sistema de 132 kV. Descarga los transformadores 132/66 kV de la ET Bragado.
ET Miramar: reemplazo del transformador 132/33/13,2 kV - 15/10/15 MVA por uno de 30/10/30 MVA - 132/34,5/13,8 kV.	Aumento de capacidad para evitar ENS por sobrecarga. Ampliación de la capacidad de transformación. Mejora la confiabilidad del suministro.
ET Tandil: reemplazo de uno de los dos transformadores de 30/20/30 MVA por dos transformadores 132/34,5/13,8 kV - 40/30/40 MVA.	Aumento de capacidad de transformación para evitar ENS por sobrecarga.

Caso Pico de Verano 2017/18

CONTROL BARRAS 220/132KV:

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0500:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
* NONE *															

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9500:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
2102		BRAGADO		220.00	5	0.9096	200.11	2222		C.PATAG.		132.00	5	0.9450	124.75
2252		JUNIN 2		132.00	5	0.9455	124.80	2253		I.M.S.A.		132.00	5	0.9448	124.71
2348		TLAUQUE1		132.00	5	0.9195	121.37	2349		TLAUQUE2		132.00	5	0.9195	121.37
2374		BARADERO		132.00	5	0.9398	124.05								

CONTROL BARRAS 66KV:

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0700:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
* NONE *															

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9300:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
* NONE *															

TRANSMISSION LINE LOADINGS ABOVE 100.0 % OF RATING SET A:

X----- FROM BUS -----X X----- TO BUS -----X															
BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT
2261		ROSAS		132.00*	5	2263		NEWTON		132.00	5	1	13.9	6.9	201.8
2304		P.PRENSA		132.00*	5	2338		S.PEDRO1		132.00	5	1	88.2	68.6	128.5
2393		25MAYODOS		132.00*	5	2394		25MAYO		132.00	5	1	72.9	68.6	106.3

REPORTE DE CARGA DE TRAFOS

+-----ARROLLAMIENTO 1-----+					+-----ARROLLAMIENTO 2-----+						
BUS	NAME	BSKV	NOMINAL	I (A)	%LOAD	BUS	NAME	BSKV	NOMINAL	I (A)	%LOAD
+ MVA (A) +						+ MVA (A) +					
+-----+-----+-----+-----+											
2256	LASARMAS	15	65	42.9	65.4	2556	LASARMAS	10	174	143.3	81.9
+-----+-----+-----+-----+											

AREA 5 [BS. AS.] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	ON/OFF	TYP	MW	MVAR	QMAX	QMIN	VSCHED	VACTUAL	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	MVABASE	ZONE	AREA	
SWING																					
2601		MDPATG21		13.200	1	0	2	22.0	4.2	25.6	-8.3	1.0400	1.0400					31.4	22	5	
2604		SLTODI01		0.4000	1	0	2	20.0	5.6	16.0	-8.4	1.0000	1.0000					28.0	23	5	
2605		COLBDI01		0.4000	1	0	2	18.0	12.6	15.4	0.0	1.0500	1.0500					28.0	23	5	
2606		ARGETG01		15.700	1	0	2	160.0	68.2	128.0	-50.0	1.0500	1.0500					248.0	23	5	
2613		NECOTV03		13.200	1	0	2	45.0	27.9	70.0	-35.0	1.0500	1.0500					87.5	22	5	
2616		MDPATG22		13.200	1	0	2	18.0	4.3	11.0	-10.0	1.0400	1.0400					27.7	22	5	
2620		ATUCNU02		21.000	1	0	3	374.5	167.5	340.0	-100.0	1.0500	1.0500				838.0	23	5	SYST	
2626		BROWNTOG01		20.000	1	0	2	290.0	24.5	187.6	-111.2	1.0200	1.0200					375.6	24	5	
2635		SOLALTOG01		11.500	1	0	2	48.0	20.9	30.0	-30.0	1.0300	1.0300					81.1	24	5	
2636		SOLALTOG02		11.500	1	0	2	48.0	20.9	30.0	-30.0	1.0300	1.0300					81.1	24	5	
2640		MDAJTG		13.200	2	0	2	28.0	4.8	10.0	-10.3	1.0100	1.0100					37.4	22	5	
2641		LINCIDI01		0.4000	1	0	-2	15.0	11.6	11.6	-5.8	1.0000	0.9825					19.2	21	5	
2652		JUNIDI01		0.3800	1	0	2	20.0	12.9	15.0	-5.0	1.0000	1.0000					26.2	23	5	
2653		CSARDI01		0.4000	1	0	2	5.0	-0.3	4.7	-2.3	1.0300	1.0300					7.8	23	5	
2654		BRAG TGS		11.500	2	0	2	40.0	5.1	22.4	-16.8	1.0000	1.0000					56.0	21	5	
2658		SCTPDI01		0.4000	1	0	2	12.0	2.7	10.8	-3.6	1.0000	1.0000					18.0	22	5	
2671		SNICTV11		13.200	1	0	2	50.0	50.7	72.5	-31.5	1.0200	1.0200					100.0	23	5	
2672		SNICTV12		13.200	1	0	2	50.0	50.7	72.5	-31.5	1.0200	1.0200					100.0	23	5	
2673		SNICTV13		13.200	1	0	2	50.0	8.3	72.5	-31.5	1.0200	1.0200					100.0	23	5	
2683		PINTG7-8		13.200	2	0	-2	9.0	7.2	7.2	-5.6	1.0180	1.0172					12.5	22	5	
2684		PINATG09		11.000	1	0	2	5.0	0.4	4.0	-2.0	1.0200	1.0200					6.9	22	5	
2685		PINATG10		11.000	1	0	2	5.0	1.2	4.0	-2.0	1.0200	1.0200					6.9	22	5	
2687		VGESTG18		11.500	1	0	2	75.0	22.0	50.0	-30.0	1.0500	1.0500					94.5	22	5	
2688		BELGRTG1		20.000	1	0	2	230.0	124.7	180.0	-90.0	1.0500	1.0500					306.0	23	5	
2689		BELGRTG2		20.000	1	0	2	230.0	124.7	180.0	-90.0	1.0500	1.0500					306.0	23	5	
2690		BELGRTV1		20.000	1	0	2	260.0	160.4	200.0	-143.2	1.0500	1.0500					375.6	23	5	
2695		BELGRTG1		20.000	1	0	2	230.0	78.4	180.0	-90.0	1.0500	1.0500					306.0	23	5	
2696		BELGRTG2		20.000	1	0	2	230.0	78.4	180.0	-90.0	1.0500	1.0500					306.0	23	5	
2697		BELGRTV1		20.000	1	0	2	260.0	99.6	200.0	-143.2	1.0500	1.0500					375.6	23	5	
2699		CERRITV01		13.200	1	0	2	14.0	3.0	10.6	-3.6	1.0400	1.0400					17.8	24	5	
228260		GEN_MR		0.3800	1	0	2	21.0	-1.6	18.0	-4.9	1.0300	1.0300					30.0	22	5	
SUBSYSTEM TOTALS							2882.5	1201.4	2359.4	-1215.7											4434.9

COMPENSACION SHUNT [NOMINAL] :

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	CODE	ID	STAT	MW	MVAR	VOLTAGE	TYPE	MODE	ADJM	BMIN	BMAX
2200	9	JULIO		132.00	1		1		7.5	1.02940	SWITCHED	0	0	0.0	7.5
2206	B.BCA	1		132.00	1		1		0.0	1.04989	SWITCHED	0	0	0.0	50.0
2208	B.BCA2			132.00	1		1		0.0	1.04989	SWITCHED	0	0	0.0	50.0
2226	CHACABUC			132.00	1		1		6.0	0.98354	SWITCHED	0	0	0.0	6.0
2230	CHIVILCO			132.00	1		1		3.0	0.98739	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2236	DOLORES			132.00	1		1		6.0	0.98812	SWITCHED	1	0	0.0	6.0
2242	PUEYRRED			132.00	1		1		6.0	1.02937	SWITCHED	0	0	0.0	6.0
2243	PUEYRRE2			132.00	1		1		6.0	1.02948	SWITCHED	0	0	0.0	6.0
2248	JARA			132.00	1		1		9.0	1.02953	SWITCHED	0	0	0.0	9.0
2249	JARA 2			132.00	1		1		9.0	1.02971	SWITCHED	0	0	0.0	9.0
2252	JUNIN 2			132.00	1		1		4.5	0.94548	SWITCHED	0	0	0.0	4.5
2272	TG MAJO2			132.00	1		1		14.1	0.99714	SWITCHED	1	0	0.0	14.1
2274	M.PLATA1			132.00	1		1		4.5	1.03047	SWITCHED	0	0	0.0	4.5
2280	MERCEDE2			132.00	1		1		4.5	0.98902	SWITCHED	0	0	0.0	4.5
2302	P. LURO			132.00	1		1		6.0	0.99792	SWITCHED	0	0	-5.0	9.0
2340	M.TUYU			132.00	1		1		4.0	0.98918	SWITCHED	1	0	0.0	4.0
2346	TANDILI			132.00	1		1		12.0	1.00679	SWITCHED	0	0	0.0	12.0
2356	V.GESSEL			132.00	1		1		6.0	1.02656	SWITCHED	1	0	0.0	12.0
2384	TONINAS1			132.00	1		1		0.0	0.98541	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2402	GVILLEG			132.00	1		1		2.0	0.97211	SWITCHED	0	0	0.0	4.0
2408	9JULIOBA			132.00	1		1		3.0	0.98943	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2515	9JULBA1			66.000	1		0		3.0	1.02345	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2518	CCASARES			66.000	1		1		3.0	1.00822	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2540	RIVAD 33			33.000	4		1		2.0	1.00000	SWITCHED	1	0	0.0	2.0
2544	VILLEG33			33.000	4		1		0.0	1.00000	SWITCHED	0	0	0.0	4.0
2870	PIN.TER			13.200	1		1		3.0	1.01724	SWITCHED	0	0	0.0	12.0

Comentarios:
Zona Norte

Se amplía la capacidad de transformación de la ET Rojas, por reemplazo de su transformador de 15 MVA, quedando una ET 2x30 MVA, apta para abastecer el suministro aun ante contingencia de máquina.

Al igual que en el escenario anterior, la línea Pergamino – Pergamino Industrial se encuentra operando al 96% de su capacidad, debido a la superación de la capacidad del TI lado Rojas, requiriendo el cambio del mismo.

Como ya fue también indicado, se sobrecarga un 30% la línea San Pedro – Papel Prensa, también en requerimiento de cambio de TTII.

En general, se observa un adecuado desempeño de la red en esta área.

Zona Centro

Entra en servicio la nueva ET 25 de Mayo Dos, por seccionamiento de la línea 25 de Mayo – Bragado, la que abastecerá la demanda de la localidad de 25 de Mayo directamente desde el sistema de 132 kV y descargará los transformadores 132/66 kV de la ET Bragado.

Se observan altas cargas en las líneas originadas por el seccionamiento de la LAT Bragado – Saladillo, a resolver – como fuera indicado – por el cambio de los TTII de la línea original con la entrada de la ET 25 de Mayo.

Se observa el importante aporte de potencia de la ET 25 de Mayo, de aproximadamente 75 MW hacia Bragado, 80 MW hacia Chivilcoy, 30 MW hacia Lobos y 50 MW hacia Saladillo.

Para lograr un adecuado desempeño del área, sin embargo, debe recurrirse al despacho forzado de la generación de las CCTT de Lincoln (15 MW), Junín (20 MW) y

Salto (20 MW), que proporciona aporte de potencia y control de tensión al área de influencia de la ET Bragado y, aun así, las EETT Junín e IMSA poseen tensiones apenas inferiores a 0,95 p.u.

Zona Atlántica

Se amplía la capacidad de transformación en las EETT Miramar y Tandil por reemplazo de uno de los transformadores existentes en cada una de las EETT. Este incremento permite, en ambos casos, afrontar el incremento de demanda, evitando ENS por sobrecarga, mejorando la confiabilidad del suministro.

Se observan, al igual que en escenarios previos, la sobrecarga de las líneas Rosas – Newton y Villa Gesell – Valeria del Mar.

El área presenta un desempeño apropiado.

Zona Sur

En general, se observa un adecuado desempeño del área. No obstante, como fuera mencionado en el primer caso estudiado, el corredor Bahía Blanca – Carmen de Patagones presenta problemas de tensión y suele desvincularse de Viedma. En este caso, la vinculación es necesaria para las tensiones de las líneas del sur y, aunque se incluye compensación capacitiva en la ET Pedro Luro, se registran tensiones fuera de banda tanto en la ET Carmen de Patagones como Viedma.

Caso Horas Restantes de Verano 2017/18

CONTROL BARRAS 220/132KV:

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0500:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
* NONE *															

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9500:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
2102		BRAGADO		220.00	5	0.8999	197.98								

CONTROL BARRAS 66KV:

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0700:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
* NONE *															

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9300:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
* NONE *															

TRANSMISSION LINE LOADINGS ABOVE 100.0 % OF RATING SET A:

X----- FROM BUS -----X X----- TO BUS -----X															
BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT
2261		ROSAS		132.00	5	2263		NEWTON		132.00*	5	1	10.8	6.9	156.0
2304		P.PRENSA		132.00*	5	2338		S.PEDRO1		132.00	5	1	81.4	68.6	118.6
2355		VADELMAR		132.00*	5	2356		V.GESSEL		132.00	5	1	73.1	68.6	106.6

REPORTE DE CARGA DE TRAFOS

+-----ARROLLAMIENTO 1-----+					+-----ARROLLAMIENTO 2-----+				
BUS	NAME	BSKV	NOMINAL	I (A)	%LOAD	BUS	NAME	BSKV	NOMINAL
+-----MVA (A)-----+					+-----MVA (A)-----+				
+-----+					+-----+				
+-----+					+-----+				

AREA 5 [BS. AS.] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	ON/OFF	IYP	MW	MVAR	QMAX	QMIN	VSCHED	VACTUAL	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	MVABASE	ZONE	AREA
SWING																				
2604		SLTODI01		0.4000	1	0	2	20.0	-1.1	16.0	-8.4	0.9800	0.9800					28.0	23	5
2606		ARGETG01		15.700	1	0	2	160.0	72.1	128.0	-50.0	1.0500	1.0500					248.0	23	5
2614		NECOTV04		13.200	1	0	2	45.0	23.1	70.0	-35.0	1.0500	1.0500					87.5	22	5
2616		MDPATG22		13.200	1	0	2	18.0	8.9	11.0	-10.0	1.0500	1.0500					27.7	22	5
2620		ATUCNU02		21.000	1	0	3	425.5	59.0	340.0	-100.0	1.0200	1.0200				838.0	23	5	SYST
2626		BROWNTG01		20.000	1	0	2	290.0	22.1	187.6	-111.2	1.0100	1.0100					375.6	24	5
2635		SOLALTG01		11.500	1	0	2	45.0	24.9	30.0	-30.0	1.0400	1.0400					81.1	24	5
2636		SOLALTG02		11.500	1	0	2	45.0	24.9	30.0	-30.0	1.0400	1.0400					81.1	24	5
2640		MDAJTG		13.200	2	0	2	24.0	3.5	10.0	-10.3	1.0100	1.0100					37.4	22	5
2641		LINCDI01		0.4000	1	0	-2	15.0	11.6	11.6	-5.8	1.0300	1.0187					19.2	21	5
2652		JUNIDI01		0.3800	1	0	2	20.0	10.0	15.0	-5.0	1.0100	1.0100					26.2	23	5
2653		CSARDI01		0.4000	1	0	2	5.0	-0.3	4.7	-2.3	1.0300	1.0300					7.8	23	5
2654		BRAG TGS		11.500	2	0	2	40.0	17.8	22.4	-16.8	1.0500	1.0500					56.0	21	5
2656		ARMATG03		11.500	1	0	2	20.0	12.6	15.4	-7.0	1.0500	1.0500					28.0	22	5
2671		SNICTV11		13.200	1	0	2	50.0	37.4	72.5	-31.5	1.0200	1.0200					100.0	23	5
2672		SNICTV12		13.200	1	0	2	50.0	37.4	72.5	-31.5	1.0200	1.0200					100.0	23	5
2687		VGESTG18		11.500	1	0	2	75.0	20.2	50.0	-30.0	1.0500	1.0500					94.5	22	5
2688		BELGRTG1		20.000	1	0	2	230.0	123.2	180.0	-90.0	1.0500	1.0500					306.0	23	5
2689		BELGRTG2		20.000	1	0	2	230.0	123.2	180.0	-90.0	1.0500	1.0500					306.0	23	5
2690		BELGRTV1		20.000	1	0	2	260.0	158.5	200.0	-143.2	1.0500	1.0500					375.6	23	5
2695		BELGRTG1		20.000	1	0	2	230.0	81.6	180.0	-90.0	1.0500	1.0500					306.0	23	5
2696		BELGRTG2		20.000	1	0	2	230.0	81.6	180.0	-90.0	1.0500	1.0500					306.0	23	5
2697		BELGRTV1		20.000	1	0	2	260.0	103.7	200.0	-143.2	1.0500	1.0500					375.6	23	5
2699		CERRITV01		13.200	1	0	2	14.0	-0.2	10.6	-3.6	1.0100	1.0100					17.8	24	5
228260		GEN MR		0.3800	1	0	2	21.0	-1.8	18.0	-4.9	1.0300	1.0300					30.0	22	5
SUBSYSTEM TOTALS							2822.5	1054.0	2235.4	-1169.7								4259.2		

COMPENSACION SHUNT [NOMINAL] :

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	CODE	ID	STAT	MW	MVAR	VOLTAGE	TYPE	MODE	ADJM	BMIN	BMAX
2200	9	JULIO		132.00	1		1		7.5	1.02714	SWITCHED	0	0	0.0	7.5
2206	B.BCA	1		132.00	1		1		0.0	1.04867	SWITCHED	0	0	0.0	50.0
2208	B.BCA2			132.00	1		1		0.0	1.04866	SWITCHED	0	0	0.0	50.0
2226	CHACABUC			132.00	1		1		6.0	1.00620	SWITCHED	0	0	0.0	6.0
2230	CHIVILCO			132.00	1		1		3.0	1.00696	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2236	DOLORES			132.00	1		1		6.0	1.00157	SWITCHED	1	0	0.0	6.0
2242	PUEYRRED			132.00	1		1		6.0	1.02717	SWITCHED	0	0	0.0	6.0
2243	PUEYRRE2			132.00	1		1		6.0	1.02711	SWITCHED	0	0	0.0	6.0
2248	JARA			132.00	1		1		9.0	1.02729	SWITCHED	0	0	0.0	9.0
2249	JARA 2			132.00	1		1		9.0	1.02725	SWITCHED	0	0	0.0	9.0
2252	JUNIN 2			132.00	1		1		4.5	0.96894	SWITCHED	0	0	0.0	4.5
2272	TG MAJO2			132.00	1		1		14.1	1.00050	SWITCHED	1	0	0.0	14.1
2274	M.PLATA1			132.00	1		1		4.5	1.02766	SWITCHED	0	0	0.0	4.5
2280	MERCEDE2			132.00	1		1		4.5	0.98778	SWITCHED	0	0	0.0	4.5
2302	P. LURO			132.00	1		1		9.0	1.01436	SWITCHED	0	0	-5.0	9.0
2340	M.TUYU			132.00	1		1		4.0	0.99362	SWITCHED	1	0	0.0	4.0
2346	TANDIL1			132.00	1		1		12.0	1.02169	SWITCHED	0	0	0.0	12.0
2356	V.GESSEL			132.00	1		1		12.0	1.02885	SWITCHED	1	0	0.0	12.0
2384	TONINAS1			132.00	1		1		0.0	0.99019	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2402	GVILLEG			132.00	1		1		2.0	0.98520	SWITCHED	0	0	0.0	4.0
2408	9JULIOBA			132.00	1		1		0.0	1.01611	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2515	9JULBA1			66.000	1		0		3.0	1.02795	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2518	CCASARES			66.000	1		1		0.0	1.00962	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2540	RIVAD 33			33.000	4		1		2.0	1.00000	SWITCHED	1	0	0.0	2.0
2544	VILLEG33			33.000	4		1		0.0	1.00000	SWITCHED	0	0	0.0	4.0
2870	PIN.TER			13.200	1		1		3.0	0.98477	SWITCHED	0	0	0.0	12.0

Comentarios:

Considerando los cambios de equipamiento necesario mencionado en escenarios anteriores, se observa un adecuado desempeño del sistema en general, sin tensiones fuera de la banda permitida y sin sobrecarga de equipamiento.

Caso Valle de Verano 2017/18

CONTROL BARRAS 220/132KV:

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0500:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
* NONE *															

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9500:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
2102		BRAGADO		220.00	5	0.9178	201.91								

CONTROL BARRAS 66KV:

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0700:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
* NONE *															

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9300:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
* NONE *															

TRANSMISSION LINE LOADINGS ABOVE 100.0 % OF RATING SET A:

X----- FROM BUS -----X X----- TO BUS -----X															
BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT
2261		ROSAS		132.00	5	2263		NEWTON		132.00*	5	1	10.9	6.9	157.7

REPORTE DE CARGA DE TRAFOS

+-----ARROLLAMIENTO 1-----+					+-----ARROLLAMIENTO 2-----+						
+ BUS	NAME	BSKV	NOMINAL	I (A)	%LOAD+	+ BUS	NAME	BSKV	NOMINAL	I (A)	%LOAD+
+ MVA (A)						+ MVA (A)					
+-----+											
+-----+											

AREA 5 [BS. AS.] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	ON/OFF	TYP	MW	MVAR	QMAX	QMIN	VSCHED	VACTUAL	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	MVABASE	ZONE	AREA
SWING																				
2601		MDPATG21		13.200	1	0	2	22.0	7.8	19.4	-13.1	1.0350	1.0350					31.4	22	5
2606		ARGETG01		15.700	1	0	2	160.0	26.1	128.0	-50.0	1.0100	1.0100					248.0	23	5
2620		ATUCNU02		21.000	1	0	3	459.2	13.1	340.0	-100.0	1.0000	1.0000				838.0	23	5	SYST
2635		SOLALTG01		11.500	1	0	2	48.0	23.1	30.0	-30.0	1.0000	1.0000					81.1	24	5
2636		SOLALTG02		11.500	1	0	2	48.0	23.1	30.0	-30.0	1.0000	1.0000					81.1	24	5
2653		CSARDI01		0.4000	1	0	2	5.0	-0.2	4.7	-2.3	1.0300	1.0300					7.8	23	5
2671		SNICTV11		13.200	1	0	2	45.0	27.9	71.6	-34.7	1.0200	1.0200					100.0	23	5
2672		SNICTV12		13.200	1	0	2	45.0	27.9	71.6	-34.7	1.0200	1.0200					100.0	23	5
2674		SNICTV14		13.200	1	0	2	45.0	65.3	71.6	-34.7	1.0200	1.0200					100.0	23	5
2687		VGESTG18		11.500	1	0	2	50.0	17.8	50.0	-30.0	1.0300	1.0300					94.5	22	5
2688		BELGRTG1		20.000	1	0	2	220.0	61.5	180.0	-90.0	1.0200	1.0200					306.0	23	5
2689		BELGRTG2		20.000	1	0	2	220.0	61.5	180.0	-90.0	1.0200	1.0200					306.0	23	5
2690		BELGRTV1		20.000	1	0	2	210.0	74.6	200.0	-143.2	1.0200	1.0200					375.6	23	5
2695		BELGRTG1		20.000	1	0	2	220.0	15.2	165.8	-99.4	1.0100	1.0100					306.0	23	5
2696		BELGRTG2		20.000	1	0	2	220.0	15.2	165.8	-99.4	1.0100	1.0100					306.0	23	5
2697		BELGRTV1		20.000	1	0	2	210.0	13.7	176.8	-106.3	1.0100	1.0100					375.6	23	5
2699		CERRITV01		13.200	1	0	2	14.0	3.5	288.7	-166.8	1.0300	1.0300					17.8	24	5
228260		GEN_MR		0.3800	1	0	2	21.0	-0.2	18.0	-4.9	1.0300	1.0300					30.0	22	5
SUBSYSTEM TOTALS							2262.2	477.1	2191.9	-1159.4							3704.9			

COMPENSACION SHUNT [NOMINAL] :

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	CODE	ID	STAT	MW	MVAR	VOLTAGE	TYPE	MODE	ADJM	BMIN	BMAX
2200		9 JULIO		132.00	1		1		0.0	1.01340	SWITCHED	0	0	0.0	7.5
2206		B.BCA 1		132.00	1		1		0.0	1.00660	SWITCHED	0	0	0.0	50.0
2208		B.BCA2		132.00	1		1		0.0	1.00658	SWITCHED	0	0	0.0	50.0
2218		BRANDSEN		132.00	1		1		2.4	0.99508	SWITCHED	1	0	0.0	2.4
2226		CHACABUC		132.00	1		1		0.0	1.00009	SWITCHED	0	0	0.0	6.0
2230		CHIVILCO		132.00	1		1		0.0	1.00331	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2236		DOLORES		132.00	1		1		0.0	0.99272	SWITCHED	1	0	0.0	6.0
2242		PUEYRRED		132.00	1		1		0.0	1.01327	SWITCHED	0	0	0.0	6.0
2243		PUEYRRE2		132.00	1		1		0.0	1.01326	SWITCHED	0	0	0.0	6.0
2248		JARA		132.00	1		1		0.0	1.01330	SWITCHED	0	0	0.0	9.0
2249		JARA 2		132.00	1		1		0.0	1.01331	SWITCHED	0	0	0.0	9.0
2252		JUNIN 2		132.00	1		1		0.0	0.95367	SWITCHED	0	0	0.0	4.5
2272		TG MAJO2		132.00	1		1		0.0	0.98097	SWITCHED	1	0	0.0	14.1
2274		M.PLATA1		132.00	1		1		0.0	1.01361	SWITCHED	0	0	0.0	4.5

2280	MERCEDE2	132.00	1	1	0.0	0.99529	SWITCHED	0	0	0.0	4.5
2302	P. LURO	132.00	1	1	0.0	0.98377	SWITCHED	0	0	-5.0	0.0
2340	M.TUYU	132.00	1	1	4.0	0.97963	SWITCHED	1	0	0.0	4.0
2346	TANDIL1	132.00	1	1	0.0	1.00919	SWITCHED	0	0	0.0	12.0
2356	V.GESSEL	132.00	1	1	0.0	1.00910	SWITCHED	1	0	0.0	12.0
2384	TONINAS1	132.00	1	1	3.0	0.97886	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2402	GVILLEG	132.00	1	1	2.0	1.02177	SWITCHED	0	0	0.0	4.0
2408	9JULIOBA	132.00	1	1	0.0	1.00479	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2515	9JULBA1	66.000	1	1	0.0	1.00625	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2518	CCASARES	66.000	1	1	0.0	1.00330	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2540	RIVAD 33	33.000	4	1	0.0	1.00000	SWITCHED	1	0	0.0	2.0
2544	VILLEG33	33.000	4	1	0.0	1.00000	SWITCHED	0	0	0.0	4.0
2870	PIN.TER	13.200	1	1	0.0	0.97165	SWITCHED	0	0	0.0	12.0

Comentarios:

No hay violaciones a ninguno de los límites de operación.

ANEXO 7

Sub-Sección 1.2.4: Año 2018

7.1.2.4 Año 2018

Tabla 7.1.2.4.1: Nuevas obras consideradas en los escenarios del 2018

Descripción	Restricciones que elimina
ET Las Palmas: Instalación de un 2° transformador 132/33/13,2 kV - 30/30/20 MVA.	Descarga la ET Zárate y el actual transformador de Las Palmas.
ET Balcarce: Reemplazo del actual T1BL 15/10/15 MVA por otro de 30/30/20 MVA	Ampliación de la capacidad de transformación.
ET Las Armas: Instalación de un 2° transformador 132/34,5/13,8 kV - 15/10/15 MVA	Aumento de capacidad para evitar ENS por sobrecarga. Ampliación de la capacidad de transformación.
ET Coronel Suárez: reemplazo de uno de los dos transformadores de potencia instalados (15/10/15MVA), por un nuevo transformador de 30/30/20 MVA	Ampliación de la capacidad de transformación.
ET Tornquist: Reemplazo del transformador actual T1TO (15/10/15 MVA) por otro de mayor potencia (por ej 30/20/30 MVA) o alternatively el agregado de otro similar de 15/10/15 MVA.	Ampliación de la capacidad de transformación.
Nueva ET Coronel Charlone 500/132 kV – 2x300 MVA. Nueva línea de 500 kV de 490 km de longitud entre la ET Río Diamante y la futura ET Coronel Charlone.	Esta obra forma parte de un futuro corredor de 500 kV Cuyo – GBA. Constituye un necesario punto de abastecimiento para el área Centro-Norte de la Provincia de Buenos Aires, contribuyendo a solucionar problemas de tensión y abastecimiento del área.
Nueva LAT de 132 kV de 50 km de longitud que vincula la ET General Villegas con la futura ET Coronel Charlone.	Considerando que ya se encuentre en servicio el corredor de 132 kV Henderson – Pehuajó – G. Villegas, esta nueva LAT permitirá vincular la red de Transba con un nuevo punto en 500 kV, proporcionando importantes beneficios al área Centro-Oeste de la provincia.
Línea de 132 kV de 50 km entre Baradero y Villa Lía. Adecuación ET Baradero y S.L. Villa Lía. Para esta obra debe estar hecha la ampliación de la ET Villa Lía.	Evita graves problemas de tensión y cortes de demanda en caso de hallarse fuera de servicio la línea de 132 kV Ramallo – Ramallo Ind. - San Pedro. Mejora la confiabilidad del suministro en toda la zona Norte.
Nueva ET Salliqueló 132/66/33/13,2 kV - 1x20 MVA + 1 x 15/10/15 MVA. LAT de 132 kV Henderson – Salliqueló, de aprox. 123 km.	Soluciona la radiabilidad del corredor de 66 kV T Lauquen - Tres Lomas - Salliqueló
Nueva ET Brandsen 132/33/13.2 kV – 30 MVA seccionando la línea Monte – Chascomús.	Descarga la ET Kaiser, desde la cual se alimenta actualmente Brandsen.

Descripción	Restricciones que elimina
ET Quequén: Instalación de nuevo transformador 15/10/15 MVA y adecuación de la ET (actual "T" de la línea MP-NE): Creación de sistema doble barra en 132 kV, nuevo campo de transformación y nueva SL	Mejora la confiabilidad de la ET, permitiendo enfrentar casos de contingencia sin faltar al abastecimiento de la demanda.

Caso Valle de Invierno 2018

CONTROL BARRAS 220/132KV:

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0500:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
------	-----	------	-----	-------	------	-------	-------	------	-----	------	-----	-------	------	-------	-------

* NONE *

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9500:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
2102		BRAGADO		220.00	5	0.9199	202.38								

CONTROL BARRAS 66KV:

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0700:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
------	-----	------	-----	-------	------	-------	-------	------	-----	------	-----	-------	------	-------	-------

* NONE *

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9300:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
------	-----	------	-----	-------	------	-------	-------	------	-----	------	-----	-------	------	-------	-------

* NONE *

TRANSMISSION LINE LOADINGS ABOVE 100.0 % OF RATING SET A:

X-----	FROM	BUS	-----X	X-----	TO	BUS	-----X								
BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT
2261		ROSAS		132.00*	5	2263		NEWTON		132.00	5	1	13.4	6.9	193.9

REPORTE DE CARGA DE TRAFOS

+-----ARROLLAMIENTO 1-----+-----ARROLLAMIENTO 2-----+											
+ BUS	NAME	BSKV	NOMINAL	I (A)	%LOAD+	+ BUS	NAME	BSKV	NOMINAL	I (A)	%LOAD+
				MVA (A)	+					MVA (A)	+
+-----+-----+-----+-----+											

AREA 5 [BS. AS.] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	ON/OFF	TYP	MW	MVAR	QMAX	QMIN	VSCHED	VACTUAL	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	MVBASE	ZONE	AREA
SWING																				
2606		ARGETG01		15.700	1	0	2	160.0	6.2	128.0	-50.0	1.0200	1.0200					248.0	23	5
2611		NECOTV01		13.200	1	0	2	16.0	8.4	28.9	-15.9	1.0400	1.0400					41.2	22	5
2620		ATUCNU02		21.000	1	0	3	574.4	23.4	340.0	-100.0	1.0000	1.0000				838.0	23	5	SYST
2626		BROWNTG01		20.000	1	0	2	290.0	26.5	187.6	-111.2	1.0100	1.0100					375.6	24	5
2628		BROWNTG01		20.000	1	0	2	145.0	46.4	200.0	-143.2	1.0200	1.0200					375.6	24	5
2635		SOLALTG01		11.500	1	0	2	50.0	16.7	30.0	-30.0	1.0300	1.0300					81.1	24	5
2636		SOLALTG02		11.500	1	0	2	50.0	16.7	30.0	-30.0	1.0300	1.0300					81.1	24	5
2671		SNICTV11		13.200	1	0	2	45.0	12.0	72.5	-31.5	0.9900	0.9900					100.0	23	5
2672		SNICTV12		13.200	1	0	2	45.0	12.0	72.5	-31.5	0.9900	0.9900					100.0	23	5
2687		VGESTG18		11.500	1	0	2	50.0	11.0	50.0	-30.0	1.0400	1.0400					94.5	22	5
2688		BELGRTG1		20.000	1	0	2	230.0	86.2	180.0	-90.0	1.0300	1.0300					306.0	23	5
2689		BELGRTG2		20.000	1	0	2	230.0	86.2	180.0	-90.0	1.0300	1.0300					306.0	23	5
2690		BELGRTV1		20.000	1	0	2	260.0	77.4	200.0	-143.2	1.0200	1.0200					375.6	23	5
2695		BELGRTG1		20.000	1	0	2	230.0	10.8	180.0	-90.0	1.0100	1.0100					306.0	23	5
2697		BELGRTV1		20.000	1	0	2	130.0	2.2	200.0	-143.2	1.0100	1.0100					375.6	23	5
2699		CERRITV01		13.200	1	0	2	14.0	-1.1	10.6	-3.6	1.0300	1.0300					17.8	24	5
228260		GEN_MR		0.3800	1	0	2	21.0	-1.8	18.0	-4.9	1.0300	1.0300					30.0	22	5
SUBSYSTEM TOTALS							2540.4	439.1	2108.2	-1138.2								4052.1		

COMPENSACION SHUNT [NOMINAL] :

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	CODE	ID	STAT	MW	MVAR	VOLTAGE	TYPE	MODE	ADJM	BMIN	BMAX
2200	9	JULIO		132.00	1		1		0.0	1.02261	SWITCHED	1	0	0.0	7.5
2206	B.BCA	1		132.00	1		1		0.0	1.04848	SWITCHED	0	0	0.0	50.0
2208	B.BCA2			132.00	1		1		0.0	1.04846	SWITCHED	0	0	0.0	50.0
2218	BRANDSEN			132.00	1		1		2.4	1.01099	SWITCHED	1	0	0.0	2.4
2226	CHACABUC			132.00	1		1		3.0	1.02243	SWITCHED	0	0	0.0	6.0
2230	CHIVILCO			132.00	1		1		0.0	1.01618	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2236	DOLORES			132.00	1		1		0.0	1.01528	SWITCHED	1	0	0.0	6.0
2242	PUEYRRED			132.00	1		1		0.0	1.02257	SWITCHED	1	0	0.0	6.0
2243	PUEYRRE2			132.00	1		1		0.0	1.02255	SWITCHED	1	0	0.0	6.0
2248	JARA			132.00	1		1		0.0	1.02259	SWITCHED	1	0	0.0	9.0
2249	JARA 2			132.00	1		1		0.0	1.02254	SWITCHED	1	0	0.0	9.0
2252	JUNIN 2			132.00	1		1		4.5	0.99383	SWITCHED	0	0	0.0	4.5
2272	TG MAJO2			132.00	1		1		0.0	1.00880	SWITCHED	1	0	0.0	14.1
2274	M.PLATA1			132.00	1		1		0.0	1.02252	SWITCHED	1	0	0.0	4.5
2280	MERCEDE2			132.00	1		1		0.0	1.00102	SWITCHED	0	0	0.0	4.5
2302	P. LURO			132.00	1		1		0.0	1.00470	SWITCHED	0	0	-5.0	0.0
2340	M.TUYU			132.00	1		1		0.0	1.00671	SWITCHED	1	0	0.0	4.0
2346	TANDIL1			132.00	1		1		0.0	1.01335	SWITCHED	1	0	0.0	12.0
2356	V.GESSEL			132.00	1		1		0.0	1.02792	SWITCHED	1	0	0.0	12.0
2384	TONINAS1			132.00	1		1		0.0	1.00600	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2402	GVILLEG			132.00	1		1		2.0	1.03413	SWITCHED	0	0	0.0	4.0
2408	9JULIOBA			132.00	1		1		0.0	1.01770	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2515	9JULBA1			66.000	1		1		0.0	1.02023	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2518	CCASARES			66.000	1		1		0.0	1.02891	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2540	RIVAD 33			33.000	4		1		2.0	1.00000	SWITCHED	1	0	0.0	2.0
2544	VILLEG33			33.000	4		1		2.0	1.00000	SWITCHED	0	0	0.0	4.0
2870	PIN.TER			13.200	1		1		0.0	1.01720	SWITCHED	1	0	0.0	12.0

Comentarios:

Zona Norte

En este escenario entra en servicio la línea de 132 kV Baradero – Villa Lía, la que favorece al control de tensión del área y evita cortes de demanda en caso de hallarse fuera de servicio la línea de 132 kV Ramallo – Ramallo Industrial – San Pedro. Mejora la confiabilidad del suministro en toda la zona Norte.

Se instala un segundo transformador en la ET Las Palmas, descargando la ET Zárate y el actual transformador de Las Palmas, mejorando el abastecimiento de la demanda de la zona.

El área presenta un adecuado desempeño de tensiones y carga de equipamiento.

Zona Centro

Tiene lugar la entrada en servicio de la ET Coronel Charlone 500/132 kV, que constituye un punto de abastecimiento necesario para el área Centro-Norte de la provincia. Junto con la LAT de 132 kV C. Charlone – G. Villegas, y considerando en servicio el corredor de 132 kV Henderson – Pehuajó – G. Villegas, esta nueva LAT permitirá vincular la red de Transba con un nuevo punto en 500 kV, proporcionando importantes beneficios al área Centro-Oeste de la Provincia de Buenos Aires.

La nueva ET Salliqueló 132/66/33/13,2 kV, junto con la LAT de 132 kV Henderson – Salliqueló, soluciona la radiabilidad del corredor de 66 kV Trenque Lauquen – Tres Lomas – Salliqueló.

El área presenta un adecuado desempeño de niveles de tensiones y carga de equipamiento.

Zona Atlántica

Se incorpora la nueva ET Brandsen 132 kV a partir del seccionamiento de la línea Monte – Chascomús, la que permite descargar la ET Kaiser, desde la cual se abastece actualmente la demanda de la localidad de Brandsen.

La ET Quequén es adecuada a un sistema doble barra en 132 kV, con un nuevo campo de transformación y una nueva salida de línea. El aumento de la capacidad de transformación y el sistema doble barra mejora la confiabilidad de la estación, permitiendo abastecer demanda ante casos de contingencia.

El desempeño del área resulta adecuado en niveles de tensión y carga de equipamiento.

Zona Sur

Se amplía la capacidad de transformación en las EETT Coronel Suárez y Tornquist, por reemplazo de uno de los actuales transformadores de Cnel Suárez y el T1TO por máquinas de mayor potencia, para poder responder al incremento de la demanda y evitar sobrecargas de equipamiento.

No hay violaciones a ninguno de los límites de operación.

Caso Pico de Verano 2018/19

CONTROL BARRAS 220/132KV:

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0500:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
* NONE *															

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9500:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
2102		BRAGADO		220.00	5	0.8743	192.35	2218		BRANDSEN		132.00	5	0.9406	124.16
2222		C.PATAG.		132.00	5	0.9378	123.80	2252		JUNIN 2		132.00	5	0.9366	123.63
2253		I.M.S.A.		132.00	5	0.9360	123.55	2284		MONTE		132.00	5	0.9355	123.49
2348		TLAUQUE1		132.00	5	0.9455	124.81	2349		TLAUQUE2		132.00	5	0.9455	124.81

CONTROL BARRAS 66KV:

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0700:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
* NONE *															

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9300:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
* NONE *															

TRANSMISSION LINE LOADINGS ABOVE 100.0 % OF RATING SET A:

X----- FROM BUS -----X X----- TO BUS -----X															
BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT
2214		BRAGADO1		132.00	5	2393		25MAYODOS		132.00*	5	1	70.6	68.6	102.8
2261		ROSAS		132.00*	5	2263		NEWTON		132.00	5	1	16.9	6.9	244.9
2318		PINAMAR		132.00	5	2355		VADELMAR		132.00*	5	1	74.2	68.6	108.2
2355		VADELMAR		132.00*	5	2356		V.GESSEL		132.00	5	1	89.3	68.6	130.2
2393		25MAYODOS		132.00*	5	2394		25MAYO		132.00	5	1	80.0	68.6	116.6

REPORT DE CARGA DE TRAFOS

-----ARROLLAMIENTO 1-----					-----ARROLLAMIENTO 2-----				
BUS	NAME	BSKV	NOMINAL	I (A)	%LOAD	BUS	NAME	BSKV	NOMINAL
			MVA (A)						MVA (A)
2000	B.BLANCA	300	346	277.6	80.2	2206	B.BCA 1	300	1312
2000	B.BLANCA	300	346	280.2	80.9	2208	B.BCA2	300	1312

AREA 5 [BS. AS.] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	ON/OFF	TYP	MW	MVAR	QMAX	QMIN	VSCHED	VACTUAL	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	MVABASE	ZONE	AREA
2601		MDPATG21		13.200	1	0	2	22.0	8.7	25.6	-8.3	1.0400	1.0400					31.4	22	5
2604		SLTODI01		0.4000	1	0	2	20.0	6.4	16.0	-8.4	1.0000	1.0000					28.0	23	5
2605		COLBDI01		0.4000	1	0	2	18.0	14.5	15.4	0.0	1.0500	1.0500					28.0	23	5
2606		ARGETG01		15.700	1	0	2	160.0	105.0	128.0	-50.0	1.0500	1.0500					248.0	23	5
2613		NECOTV03		13.200	1	0	2	45.0	35.7	70.0	-35.0	1.0500	1.0500					87.5	22	5
2616		MDPATG22		13.200	1	0	2	18.0	9.3	11.0	-10.0	1.0400	1.0400					27.7	22	5
2620		ATUCNU02		21.000	1	0	3	494.1	231.4	340.0	-100.0	1.0500	1.0500					838.0	23	5
2626		BROWNTG01		20.000	1	0	2	290.0	39.8	187.6	-111.2	1.0200	1.0200					375.6	24	5
2627		BROWNTG02		20.000	1	0	2	290.0	113.5	187.6	-111.2	1.0500	1.0500					375.6	24	5
2628		BROWNTV01		20.000	1	0	2	260.0	-21.9	200.0	-143.2	1.0000	1.0000					375.6	24	5
2635		SOLALTG01		11.500	1	0	2	48.0	22.2	30.0	-30.0	1.0300	1.0300					81.1	24	5
2636		SOLALTG02		11.500	1	0	2	48.0	22.2	30.0	-30.0	1.0300	1.0300					81.1	24	5
2640		MDAJTG		13.200	2	0	2	24.0	9.1	10.0	-10.3	1.0100	1.0100					37.4	22	5
2641		LINCDI01		0.4000	1	0	-2	15.0	11.6	11.6	-5.8	1.0000	0.9739					19.2	21	5
2652		JUNIDI01		0.3800	1	0	2	20.0	14.8	15.0	-5.0	1.0000	1.0000					26.2	23	5
2654		BRAG TGS		11.500	2	0	2	40.0	4.9	22.4	-16.8	1.0000	1.0000					56.0	21	5
2657		ARMAS TG		13.200	2	0	2	10.0	-2.5	8.0	-7.4	1.0200	1.0200					13.8	22	5
2658		SCTPDI01		0.4000	1	0	2	10.0	5.4	10.8	-3.6	1.0000	1.0000					18.0	22	5
2671		SNICTV11		13.200	1	0	2	50.0	43.6	72.5	-31.5	1.0200	1.0200					100.0	23	5
2672		SNICTV12		13.200	1	0	2	50.0	43.6	72.5	-31.5	1.0200	1.0200					100.0	23	5
2673		SNICTV13		13.200	1	0	2	50.0	15.0	72.5	-31.5	1.0200	1.0200					100.0	23	5
2684		PINATG09		11.000	1	0	2	4.5	3.4	4.0	-2.0	1.0200	1.0200					6.9	22	5
2685		PINATG10		11.000	1	0	-2	4.5	4.0	4.0	-2.0	1.0200	0.9984					6.9	22	5
2687		VGESTG18		11.500	1	0	2	75.0	33.5	50.0	-30.0	1.0500	1.0500					94.5	22	5
2688		BELGRTG1		20.000	1	0	2	230.0	145.8	180.0	-90.0	1.0500	1.0500					306.0	23	5
2689		BELGRTG2		20.000	1	0	2	230.0	145.8	180.0	-90.0	1.0500	1.0500					306.0	23	5
2690		BELGRTV1		20.000	1	0	2	260.0	188.2	200.0	-143.2	1.0500	1.0500					375.6	23	5
2695		BELGRTG1		20.000	1	0	2	230.0	92.3	180.0	-90.0	1.0500	1.0500					306.0	23	5
2696		BELGRTG2		20.000	1	0	2	230.0	92.3	180.0	-90.0	1.0500	1.0500					306.0	23	5
2697		BELGRTV1		20.000	1	0	2	260.0	117.8	200.0	-143.2	1.0500	1.0500					375.6	23	5
2699		CERRITV01		13.200	1	0	2	14.0	3.5	10.6	-3.6	1.0400	1.0400					17.8	24	5
228260		GEN_MR		0.3800	1	0	2	21.0	0.2	18.0	-4.9	1.0300	1.0300					30.0	22	5
SUBSYSTEM TOTALS							3541.1	1559.2	2743.2	-1469.5								5179.5		

COMPENSACION SHUNT [NOMINAL] :

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	CODE	ID	STAT	MW	MVAR	VOLTAGE	TYPE	MODE	ADJM	BMIN	BMAX
2200	9	JULIO		132.00	1		1		7.5	1.01589	SWITCHED	0	0	0.0	7.5
2206	B.BCA 1			132.00	1		1		0.0	1.04731	SWITCHED	0	0	0.0	50.0
2208	B.BCA2			132.00	1		1		0.0	1.04731	SWITCHED	0	0	0.0	50.0
2218	BRANDSEN			132.00	1		1		2.4	0.94061	SWITCHED	1	0	0.0	2.4
2226	CHACABUC			132.00	1		1		6.0	0.98119	SWITCHED	0	0	0.0	6.0
2230	CHIVILCO			132.00	1		1		3.0	0.98309	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2236	DOLORES			132.00	1		1		6.0	0.96749	SWITCHED	1	0	0.0	6.0
2242	PUEYRRED			132.00	1		1		6.0	1.01571	SWITCHED	0	0	0.0	6.0
2243	PUEYRRE2			132.00	1		1		6.0	1.01582	SWITCHED	0	0	0.0	6.0
2248	JARA			132.00	1		1		9.0	1.01586	SWITCHED	0	0	0.0	9.0
2249	JARA 2			132.00	1		1		9.0	1.01604	SWITCHED	0	0	0.0	9.0
2252	JUNIN 2			132.00	1		1		4.5	0.93674	SWITCHED	0	0	0.0	4.5
2272	TG MAJO2			132.00	1		1		14.1	0.97863	SWITCHED	1	0	0.0	14.1
2274	M.PLATA1			132.00	1		1		4.5	1.01683	SWITCHED	0	0	0.0	4.5
2280	MERCEDE2			132.00	1		1		4.5	0.98160	SWITCHED	0	0	0.0	4.5
2302	P. LURO			132.00	1		1		9.0	0.99638	SWITCHED	0	0	-5.0	9.0
2340	M.TUYU			132.00	1		1		4.0	0.97027	SWITCHED	1	0	0.0	4.0
2346	TANDIL1			132.00	1		1		12.0	0.99703	SWITCHED	0	0	0.0	12.0
2356	V.GESSEL			132.00	1		1		6.0	1.01201	SWITCHED	1	0	0.0	12.0
2384	TONINAS1			132.00	1		1		0.0	0.96642	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2402	GVILLEG			132.00	1		1		2.0	1.03062	SWITCHED	0	0	0.0	4.0
2408	9JULIOBA			132.00	1		1		3.0	0.98922	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2515	9JULBA1			66.000	1		0		3.0	1.02301	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2518	CCASARES			66.000	1		1		3.0	1.01462	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2540	RIVAD 33			33.000	4		1		2.0	1.00000	SWITCHED	1	0	0.0	2.0
2544	VILLEG33			33.000	4		1		0.0	1.00000	SWITCHED	0	0	0.0	4.0
2870	PIN.TER			13.200	1		1		3.0	0.98882	SWITCHED	0	0	0.0	12.0

Comentarios:

Considerando las aclaraciones de adecuación de equipamiento realizadas en escenarios previos, se observa un apropiado desempeño del sistema en general.

En este escenario los transformadores 500/132 kV de la ET Bahía Blanca alcanzan el 80% de carga, por lo que se considera la instalación de un tercer transformador, a entrar en servicio en 2020.

ANEXO 7

Sub-Sección 1.2.5: Año 2019

7.1.2.5 Año 2019

Tabla 7.1.2.5.1: Nuevas obras consideradas en los escenarios del 2019

Descripción	Restricciones que elimina
ET Zárate: Reemplazo del actual transformador de 15 MVA por un transformador 132/34.5/13.8 kV - 40/30/40 MVA.	Aumento de capacidad para evitar ENS por sobrecarga.
ET Villa Lía: Instalación de un segundo transformador 220/132 kV de 150 MVA.	Descarga el transformador actual de la ET Villa Lía y evita restricciones ante la salida de servicio del mismo.
Línea de 132 kV entre las EETT Salto y Rojas de 50 km. S.L. en ambas EETT.	Constituye un mutuo soporte de tensión entre los corredores de 132 kV Pergamino - Bragado y el propuesto entre Villa Lía – Bragado para el año 2016/17, evitando cortes de demanda ante algunas contingencias.
LAT de 132 kV 25 de Mayo – Bragado, de 57 km de extensión. Adecuación de la ET Bragado y salida de línea en 25 de Mayo.	Incrementará el aprovechamiento de la ET 25 de Mayo, constituyendo una mejora importante para el área de Bragado.
ET Nueva GBA: Instalación de un transformador 500/138/33 kV de 300/300/70 MVA en la futura ET Nueva GBA. Instalación de todo el equipamiento de 132 kV para conformar un sistema de doble barra en este nivel de tensión. Línea de 132 kV de 55 km de extensión Nueva GBA – Mercedes. Salidas de línea en ambas EETT.	Permite una vinculación estratégica de la red de Transba S.A. al sistema de 500 kV. Proporciona una importante inyección de potencia sobre el corredor Bragado – Luján, descargando tanto al nodo Bragado, como también al corredor Luján – Catonas.
Nueva ET SA de Giles 132/33/13,2 kV, 1x30/20/30 MVA. LAT 132 kV S.A. de Areco – S.A. de Giles de aproximadamente 25 km.	Elimina restricción al actual abastecimiento.
Línea Vivotatá-Abasto de 500 kV de 367 km. Reactores de línea 150 MVar lado Vivotatá y 120 MVar lado Abasto. Ampliación ET Abasto. Compensación serie en ET Mar del Plata hacia Bahía Blanca y Abasto.	Incrementa la confiabilidad del área Atlántica, evitando cortes de demanda y de generación forzada en caso de estar fuera de servicio la línea de 500 kV Bahía Blanca – Mar del Plata. Adicionalmente, junto con la línea Bahía Blanca – Mar del Plata, permite incrementar la transferencia de potencia de los generadores que se hallen en Bahía Blanca o al sur de la misma hacia la zona del Gran Buenos Aires.

Descripción	Restricciones que elimina
Nuevo transformador 500/132/13.2 kV de 300 MVA en ET Abasto y equipamiento de 132 kV asociado. Línea doble terna de 132 kV de 24 km entre las EETT Abasto y Brandsen.	Mejora el perfil de tensiones en la costa norte y disminuye su dependencia al despacho forzado de generación. Reduce la transferencia por el corredor de 132 kV La Plata – Verónica – Chascomús.
Línea de 132 kV entre las estaciones Villa Gesell y Mar de Ajó, de 66 km de extensión. Adecuación de las EETT Villa Gesell y Mar de Ajó.	Mejora el perfil de tensiones de la costa norte aún en condiciones N-1. Reduce el estado de carga del actual corredor entre Villa Gesell y Mar de Ajó. Obra complementaria a la DT Vivotatá – Villa Gesell de 132 kV.
Nueva ET Stroeder con un transformador 132/34.5/13.8 kV – 15/10/15 MVA, seccionando la línea de 132 kV Pedro Luro – C. de Patagones.	Permite el abastecimiento de las demandas de Stroeder, Casas y Bahía San Blas.

Caso Valle de Invierno 2019

CONTROL BARRAS 220/132KV:

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0500:

```
BUS# X-- NAME --X BASKV AREA V(PU) V(KV)      BUS# X-- NAME --X BASKV AREA V(PU) V(KV)
* NONE *
```

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9500:

```
BUS# X-- NAME --X BASKV AREA V(PU) V(KV)      BUS# X-- NAME --X BASKV AREA V(PU) V(KV)
* NONE *
```

CONTROL BARRAS 66KV:

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0700:

```
BUS# X-- NAME --X BASKV AREA V(PU) V(KV)      BUS# X-- NAME --X BASKV AREA V(PU) V(KV)
* NONE *
```

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9300:

```
BUS# X-- NAME --X BASKV AREA V(PU) V(KV)      BUS# X-- NAME --X BASKV AREA V(PU) V(KV)
* NONE *
```

TRANSMISSION LINE LOADINGS ABOVE 100.0 % OF RATING SET A:

```
X----- FROM BUS -----X X----- TO BUS -----X
BUS# X-- NAME --X BASKV AREA BUS# X-- NAME --X BASKV AREA CKT LOADING RATING PERCENT
2261 ROSAS      132.00*   5  2263 NEWTON      132.00   5  1      8.4      6.9  122.2
```

REPORTE DE CARGA DE TRAFOS

```
+-----ARROLLAMIENTO 1-----+-----ARROLLAMIENTO 2-----+
+ BUS NAME BSKV NOMINAL I(A) %LOAD+ BUS NAME BSKV NOMINAL I(A) %LOAD+
+ MVA (A) MVA (A) + MVA (A) +
+-----+-----+
+-----+-----+
+-----+-----+
```


AREA 5 [BS. AS.] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	ON/OFF	TYP	MW	MVAR	QMAX	QMIN	VSCHED	VACTUAL	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	MVABASE	ZONE	AREA
SWING																				
2606		ARGETG01		15.700	1	0	2	160.0	10.3	128.0	-50.0	1.0200	1.0200					248.0	23	5
2611		NECOTV01		13.200	1	0	2	16.0	5.1	28.9	-15.9	1.0400	1.0400					41.2	22	5
2620		ATUCNU02		21.000	1	0	3	522.0	1.8	340.0	-100.0	1.0000	1.0000				838.0	23	5	SYST
2626		BROWNTG01		20.000	1	0	2	290.0	4.1	187.6	-111.2	1.0100	1.0100					375.6	24	5
2628		BROWNTV01		20.000	1	0	2	145.0	16.7	200.0	-143.2	1.0200	1.0200					375.6	24	5
2635		SOLALTG01		11.500	1	0	2	50.0	16.9	30.0	-30.0	1.0300	1.0300					81.1	24	5
2636		SOLALTG02		11.500	1	0	2	50.0	16.9	30.0	-30.0	1.0300	1.0300					81.1	24	5
2671		SNICTV11		13.200	1	0	2	45.0	11.3	72.5	-31.5	0.9900	0.9900					100.0	23	5
2672		SNICTV12		13.200	1	0	2	45.0	11.3	72.5	-31.5	0.9900	0.9900					100.0	23	5
2687		VGESTG18		11.500	1	0	2	50.0	2.5	50.0	-30.0	1.0400	1.0400					94.5	22	5
2688		BELGRTG1		20.000	1	0	2	230.0	93.6	180.0	-90.0	1.0300	1.0300					306.0	23	5
2690		BELGRTV1		20.000	1	0	2	130.0	78.8	200.0	-143.2	1.0200	1.0200					375.6	23	5
2695		BELGRTG1		20.000	1	0	2	230.0	13.2	180.0	-90.0	1.0100	1.0100					306.0	23	5
2697		BELGRTV1		20.000	1	0	2	130.0	5.4	200.0	-143.2	1.0100	1.0100					375.6	23	5
2699		CERRITV01		13.200	1	0	2	14.0	-1.0	10.6	-3.6	1.0300	1.0300					17.8	24	5
228260		GEN_MR		0.3800	1	0	2	21.0	-2.0	18.0	-4.9	1.0300	1.0300					30.0	22	5
SUBSYSTEM TOTALS							2128.0	284.9	1928.2	-1048.2								3746.1		

COMPENSACION SHUNT [NOMINAL] :

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	CODE	ID	STAT	MW	MVAR	VOLTAGE	TYPE	MODE	ADJM	BMIN	BMAX
2200	9	JULIO		132.00	1		1		0.0	1.03575	SWITCHED	1	0	0.0	7.5
2206	B.BCA	1		132.00	1		1		0.0	1.04812	SWITCHED	0	0	0.0	50.0
2208	B.BCA2			132.00	1		1		0.0	1.04810	SWITCHED	0	0	0.0	50.0
2218	BRANDSEN			132.00	1		1		0.0	1.04458	SWITCHED	1	0	0.0	2.4
2226	CHACABUC			132.00	1		1		3.0	0.99824	SWITCHED	0	0	0.0	6.0
2230	CHIVILCO			132.00	1		1		0.0	1.01344	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2236	DOLORES			132.00	1		1		0.0	1.03578	SWITCHED	1	0	0.0	6.0
2242	PUEYRRED			132.00	1		1		0.0	1.03571	SWITCHED	1	0	0.0	6.0
2243	PUEYRRE2			132.00	1		1		0.0	1.03569	SWITCHED	1	0	0.0	6.0
2248	JARA			132.00	1		1		0.0	1.03573	SWITCHED	1	0	0.0	9.0
2249	JARA 2			132.00	1		1		0.0	1.03569	SWITCHED	1	0	0.0	9.0
2252	JUNIN 2			132.00	1		1		4.5	0.97815	SWITCHED	0	0	0.0	4.5
2272	TG MAJO2			132.00	1		1		0.0	1.03205	SWITCHED	1	0	0.0	14.1
2274	M.PLATA1			132.00	1		1		0.0	1.03569	SWITCHED	1	0	0.0	4.5
2280	MERCEDE2			132.00	1		1		0.0	1.00886	SWITCHED	0	0	0.0	4.5
2302	P. LURO			132.00	1		1		0.0	1.01390	SWITCHED	0	0	-5.0	0.0
2340	M.TUYU			132.00	1		1		0.0	1.02962	SWITCHED	1	0	0.0	4.0
2346	TANDIL1			132.00	1		1		0.0	1.02443	SWITCHED	1	0	0.0	12.0
2356	V.GESSEL			132.00	1		1		0.0	1.03879	SWITCHED	1	0	0.0	12.0
2384	TONINAS1			132.00	1		1		0.0	1.02872	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2402	GVILLEG			132.00	1		1		2.0	1.04131	SWITCHED	0	0	0.0	4.0
2408	9JULIOBA			132.00	1		1		0.0	0.99979	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2515	9JULBA1			66.000	1		1		0.0	1.02510	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2518	CCASARES			66.000	1		1		0.0	1.03514	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2540	RIVAD 33			33.000	4		1		2.0	1.00000	SWITCHED	1	0	0.0	2.0
2544	VILLEG33			33.000	4		1		2.0	1.00000	SWITCHED	0	0	0.0	4.0
2870	PIN.TER			13.200	1		1		0.0	1.03191	SWITCHED	1	0	0.0	12.0

Comentarios:

Considerando lo ya mencionado en escenarios previos, se observa un adecuado desempeño de toda la red de Transba S.A. No hay tensiones fuera de la banda permitida, ni líneas o transformadores con sobrecargas.

Caso Pico de Verano 2019/20

CONTROL BARRAS 220/132KV:

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0500:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V (PU)	V (KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V (PU)	V (KV)
* NONE *															

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9500:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V (PU)	V (KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V (PU)	V (KV)
2102		BRAGADO		220.00	5	0.8957	197.05	2222		C.PATAG.		132.00	5	0.9218	121.68
2252		JUNIN 2		132.00	5	0.9417	124.30	2253		I.M.S.A.		132.00	5	0.9409	124.20
2303		STROEDER		132.00	5	0.9499	125.39	2348		TLAUQUE1		132.00	5	0.9323	123.07
2349		TLAUQUE2		132.00	5	0.9323	123.07								

CONTROL BARRAS 66KV:

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0700:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
------	-----	------	-----	-------	------	-------	-------	------	-----	------	-----	-------	------	-------	-------

* NONE *

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9300:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
------	-----	------	-----	-------	------	-------	-------	------	-----	------	-----	-------	------	-------	-------

* NONE *

TRANSMISSION LINE LOADINGS ABOVE 100.0 % OF RATING SET A:

X-----	FROM BUS	-----X	X-----	TO BUS	-----X										
BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT
2261	ROSAS	132.00*	5	2263	NEWTON	132.00	5	1	14.8	6.9	213.9				
2268	LUJANBA1	132.00	5	2278	MERCEDE1	132.00*	5	1	70.5	68.6	102.8				

REPORT DE CARGA DE TRAFOS

+-----ARROLLAMIENTO 1-----+					+-----ARROLLAMIENTO 2-----+						
+ BUS	NAME	BSKV	NOMINAL	I (A)	%LOAD	+ BUS	NAME	BSKV	NOMINAL	I (A)	%LOAD
+ MVA (A) +					+ MVA (A) +						
+ 2000	B.BLANCA	300	346	289.4	83.5+	2206	B.BCA 1	300	1312	1010.2	77.0+
+ 2000	B.BLANCA	300	346	292.0	84.3+	2208	B.BCA2	300	1312	1019.5	77.7+

AREA 5 [BS. AS.] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	ON/OFF	TYP	MW	MVAR	QMAX	QMIN	VSCHED	VACTUAL	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	MVABASE	ZONE	AREA
2601	MDPATG21	13.200	1	0	2	22.0	3.7	25.6	-8.3	1.0400	1.0400	31.4	22	5						
2604	SLTODI01	0.4000	1	0	2	22.0	11.0	16.0	-8.4	1.0000	1.0000	28.0	23	5						
2605	COLBDI01	0.4000	1	0	2	18.0	13.3	15.4	0.0	1.0500	1.0500	28.0	23	5						
2606	ARGETG01	15.700	1	0	2	160.0	77.1	128.0	-50.0	1.0500	1.0500	248.0	23	5						
2613	NECOTV03	13.200	1	0	2	45.0	28.2	70.0	-35.0	1.0500	1.0500	87.5	22	5						
2616	MDPATG22	13.200	1	0	2	18.0	3.8	11.0	-10.0	1.0400	1.0400	27.7	22	5						
2620	ATUCNU02	21.000	1	0	3	598.9	245.6	340.0	-100.0	1.0500	1.0500	838.0	23	5						
2626	BROWNTG01	20.000	1	0	2	290.0	27.6	187.6	-111.2	1.0200	1.0200	375.6	24	5						
2627	BROWNTG02	20.000	1	0	2	290.0	100.8	187.6	-111.2	1.0500	1.0500	375.6	24	5						
2628	BROWNTV01	20.000	1	0	2	260.0	-37.8	200.0	-143.2	1.0000	1.0000	375.6	24	5						
2635	SOLALTC01	11.500	1	0	2	48.0	22.4	30.0	-30.0	1.0300	1.0300	81.1	24	5						
2636	SOLALTC02	11.500	1	0	2	48.0	22.4	30.0	-30.0	1.0300	1.0300	81.1	24	5						
2640	MDAJTG	13.200	2	0	2	24.0	2.9	10.0	-10.3	1.0100	1.0100	37.4	22	5						
2641	LINCIDI01	0.4000	1	0	-2	15.0	11.6	11.6	-5.8	1.0000	0.9748	19.2	21	5						
2652	JUNIDI01	0.3800	1	0	2	20.0	13.8	15.0	-5.0	1.0000	1.0000	26.2	23	5						
2654	BRAG TGS	11.500	2	0	2	40.0	2.2	22.4	-16.8	1.0000	1.0000	56.0	21	5						
2671	SNICTV11	13.200	1	0	2	50.0	47.1	72.5	-31.5	1.0200	1.0200	100.0	23	5						
2672	SNICTV12	13.200	1	0	2	50.0	47.1	72.5	-31.5	1.0200	1.0200	100.0	23	5						
2673	SNICTV13	13.200	1	0	2	50.0	8.0	72.5	-31.5	1.0200	1.0200	100.0	23	5						
2684	PINATG09	11.000	1	0	2	4.5	2.5	4.0	-2.0	1.0200	1.0200	6.9	22	5						
2685	PINATG10	11.000	1	0	-2	4.5	4.0	4.0	-2.0	1.0200	1.0074	6.9	22	5						
2687	VGESTG18	11.500	1	0	2	75.0	25.9	50.0	-30.0	1.0500	1.0500	94.5	22	5						
2688	BELGRTG1	20.000	1	0	2	230.0	150.7	180.0	-90.0	1.0500	1.0500	306.0	23	5						
2689	BELGRTG2	20.000	1	0	2	230.0	150.7	180.0	-90.0	1.0500	1.0500	306.0	23	5						
2690	BELGRTV1	20.000	1	0	2	260.0	194.7	200.0	-143.2	1.0500	1.0500	375.6	23	5						
2695	BELGRTG1	20.000	1	0	2	230.0	95.0	180.0	-90.0	1.0500	1.0500	306.0	23	5						
2696	BELGRTG2	20.000	1	0	2	230.0	95.0	180.0	-90.0	1.0500	1.0500	306.0	23	5						
2697	BELGRTV1	20.000	1	0	2	260.0	121.4	200.0	-143.2	1.0500	1.0500	375.6	23	5						
2699	CERRITV01	13.200	1	0	2	14.0	3.7	10.6	-3.6	1.0400	1.0400	17.8	24	5						
228260	GEN MR	0.3800	1	0	2	21.0	-1.5	18.0	-4.9	1.0300	1.0300	30.0	22	5						
SUBSYSTEM TOTALS							3627.9	1492.9	2724.4	-1458.5			5147.8							

COMPENSACION SHUNT [NOMINAL] :

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	CODE	ID	STAT	MW	MVAR	VOLTAGE	TYPE	MODE	ADJM	BMIN	BMAX
2200	9	JULIO		132.00	1		1		7.5	1.03085	SWITCHED	0	0	0.0	7.5
2206	B.BCA 1			132.00	1		1		0.0	1.04753	SWITCHED	0	0	0.0	50.0
2208	B.BCA2			132.00	1		1		0.0	1.04753	SWITCHED	0	0	0.0	50.0
2218	BRANDSEN			132.00	1		1		2.4	1.02988	SWITCHED	1	0	0.0	2.4
2226	CHACABUC			132.00	1		1		6.0	0.97164	SWITCHED	0	0	0.0	6.0
2230	CHIVILCO			132.00	1		1		3.0	0.98483	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2236	DOLORES			132.00	1		1		6.0	0.99945	SWITCHED	1	0	0.0	6.0
2242	PUEYRRED			132.00	1		1		6.0	1.03087	SWITCHED	0	0	0.0	6.0
2243	PUEYRRE2			132.00	1		1		6.0	1.03108	SWITCHED	0	0	0.0	6.0
2248	JARA			132.00	1		1		9.0	1.03109	SWITCHED	0	0	0.0	9.0
2249	JARA 2			132.00	1		1		9.0	1.03140	SWITCHED	0	0	0.0	9.0
2252	JUNIN 2			132.00	1		1		4.5	0.94128	SWITCHED	0	0	0.0	4.5
2272	TG MAJ02			132.00	1		1		14.1	1.00311	SWITCHED	1	0	0.0	14.1
2274	M.PLATA1			132.00	1		1		4.5	1.03241	SWITCHED	0	0	0.0	4.5
2280	MERCEDE2			132.00	1		1		4.5	0.97365	SWITCHED	0	0	0.0	4.5
2302	P. LURO			132.00	1		1		6.0	0.97913	SWITCHED	0	0	-5.0	9.0
2340	M.TUYU			132.00	1		1		4.0	0.99309	SWITCHED	1	0	0.0	4.0
2346	TANDIL1			132.00	1		1		12.0	1.01424	SWITCHED	0	0	0.0	12.0
2356	V.GESSEL			132.00	1		1		6.0	1.02164	SWITCHED	1	0	0.0	12.0
2384	TONINAS1			132.00	1		1		0.0	0.98828	SWITCHED	0	0	0.0	3.0

2402	GVILLEG	132.00	1	1	2.0	1.02797	SWITCHED	0	0	0.0	4.0
2408	9JULIOBA	132.00	1	1	3.0	0.99348	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2515	9JULBA1	66.000	1	0	3.0	1.02853	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2518	CCASARES	66.000	1	1	3.0	1.02067	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2540	RIVAD 33	33.000	4	1	2.0	1.00000	SWITCHED	1	0	0.0	2.0
2544	VILLEG33	33.000	4	1	0.0	1.00000	SWITCHED	0	0	0.0	4.0
2870	PIN.TER	13.200	1	1	3.0	0.99788	SWITCHED	0	0	0.0	12.0

Comentarios:

Se observan inconvenientes sólo en la zona Centro, con tensiones por debajo de los 0,95 p.u. en las EETT Junín e IMSA, a pesar del despacho de generación forzada en las CCTT homónimas y Salto, y sobrecarga en la línea de 132 kV Luján – Mercedes (103%), así como un elevado nivel de carga en la línea Bragado – Chacabuco (96%). Los TTII de ambas líneas deberán ser reemplazados por otros de mayor capacidad.

En el resto del sistema, se observa un adecuado desempeño, sin tensiones fuera de la banda permitida ni sobrecarga de equipamiento.

ANEXO 7

Sub-Sección 1.2.6: Año 2020

7.1.2.6 Año 2020

Tabla 7.1.2.6.1: Nuevas obras consideradas en los escenarios del 2020

Descripción	Restricciones que elimina
ET Tandil: reemplazo del transformador de 30/20/30 MVA por uno 132/34,5/13,8 kV - 40/30/40 MVA.	Aumento de capacidad de transformación para evitar ENS por sobrecarga.
ET Coronel Suárez: reemplazo del transformador de potencia de 15/10/15 MVA por uno de 30/30/20 MVA.	Ampliación de la capacidad de transformación.
ET Bahía Blanca: Instalación de un tercer autotransformador 500/132 kV – 300 MVA.	Evita la realización de cortes de demanda en caso de hallarse fuera de servicio uno de los actuales autotransformadores de 500/132 kV.
Nueva ET Chivilcoy Dos 1x30/20/30 MVA 132/33/13,2 kV, más vinculaciones en 132 kV.	Instalación de una nueva ET en otro punto de la ciudad, para atender el crecimiento de la demanda.
Nueva ET Mercedes Dos 1x30/20/30 MVA 132/33/13,2 kV, más vinculaciones en 132 kV.	Instalación de una nueva ET en otro punto de la ciudad, para atender el crecimiento de la demanda.
Línea de 132 kV de 113 km entre las EETT Trenque Lauquen y Gral. Villegas. SSLL en ambas EETT.	Refuerza la red de transporte en 132 kV de la zona Oeste y evita cortes de demanda en caso de estar fuera de servicio la línea de 132 kV Henderson – T. Lauquen.
Nueva ET Cardales 132/33/13.2 kV – 15/10/15 MVA en zona de Ruta 8 y Ruta 6, conformando la LAT Areco – Cardales – Luján.	Elimina restricciones de demanda frente a nuevos emprendimientos inmobiliarios.
LAT de 132 kV S.A. de Areco – Cardales – Luján, de 70 km de extensión (acometidas subterráneas a Luján). Adecuación EETT S.A. de Areco y Luján.	En condiciones normales y para estados de demanda pico, descarga el corredor Malvinas - Rodríguez. Incrementa la confiabilidad del suministro y evita sobrecargas en condiciones N-1. Soluciona el abastecimiento de Luján, dependiente del corredor Morón - Luján, el que se encuentra saturado.
Línea de 132 kV de 48 km entre las EETT Lobos y Monte. SSLL en ambas EETT.	Ayuda al corredor de 132 kV Olavarría – Chascomús, evitando cortes de demanda ante algunas contingencias. Mejora la confiabilidad de Lobos.
Línea de 132 kV de 95 km entre las EETT Cnel. Suárez y Cnel. Pringles. SSLL en ambas EETT.	Evita problemas de tensión y cortes de demanda en estados de carga pico, en caso de hallarse fuera de servicio las líneas de 132 kV B. Blanca - Pigüé, Cnel. Suárez - Henderson y Olavarría - Henderson.

Caso Valle de Invierno 2020

CONTROL BARRAS 220/132KV:

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0500:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V (PU)	V (KV)
* NONE *							

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9500:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V (PU)	V (KV)
* NONE *							

CONTROL BARRAS 66KV:

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0700:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V (PU)	V (KV)
* NONE *							

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9300:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V (PU)	V (KV)
* NONE *							

TRANSMISSION LINE LOADINGS ABOVE 100.0 % OF RATING SET A:

X-----	FROM BUS	-----X	X-----	TO BUS	-----X						
BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA
2261	ROSAS		132.00*	5		2263	NEWTON		132.00	5	1
											8.9
											6.9
											128.3

REPORTE DE CARGA DE TRAFOS

+-----ARROLLAMIENTO 1-----+				+-----ARROLLAMIENTO 2-----+					
+ BUS	NAME	BSKV NOMINAL	I (A)	%LOAD+	+ BUS	NAME	BSKV NOMINAL	I (A)	%LOAD+
+ MVA (A)				+	+ MVA (A)				+
+-----+-----+-----+-----+									
+-----+-----+-----+-----+									

AREA 5 [BS. AS.] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	ON/OFF	TYP	MW	MVAR	QMAX	QMIN	VSCHED	VACTUAL	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	MVABASE	ZONE	AREA
SWING																				
2606		ARGETG01		15.700	1	0	2	160.0	14.1	128.0	-50.0	1.0200	1.0200					248.0	23	5
2611		NECOTV01		13.200	1	0	2	16.0	5.4	28.9	-15.9	1.0400	1.0400					41.2	22	5
2620		ATUCNU02		21.000	1	0	3	431.9	11.6	340.0	-100.0	1.0000	1.0000					838.0	23	5
2626		BROWNTG01		20.000	1	0	2	290.0	15.3	187.6	-111.2	1.0100	1.0100					375.6	24	5
2628		BROWNTV01		20.000	1	0	2	145.0	31.5	200.0	-143.2	1.0200	1.0200					375.6	24	5
2635		SOLALTG01		11.500	1	0	2	50.0	16.6	30.0	-30.0	1.0300	1.0300					81.1	24	5
2636		SOLALTG02		11.500	1	0	2	50.0	16.6	30.0	-30.0	1.0300	1.0300					81.1	24	5
2671		SNICTV11		13.200	1	0	2	45.0	12.1	72.5	-31.5	0.9900	0.9900					100.0	23	5
2672		SNICTV12		13.200	1	0	2	45.0	12.1	72.5	-31.5	0.9900	0.9900					100.0	23	5
2687		VGESTG18		11.500	1	0	2	50.0	2.4	50.0	-30.0	1.0400	1.0400					94.5	22	5
2688		BELGRTG1		20.000	1	0	2	230.0	100.1	180.0	-90.0	1.0300	1.0300					306.0	23	5
2690		BELGRTV1		20.000	1	0	2	130.0	87.3	200.0	-143.2	1.0200	1.0200					375.6	23	5
2695		BELGRTG1		20.000	1	0	2	230.0	18.1	180.0	-90.0	1.0100	1.0100					306.0	23	5
2697		BELGRTV1		20.000	1	0	2	130.0	11.9	200.0	-143.2	1.0100	1.0100					375.6	23	5
2699		CERRITV01		13.200	1	0	2	14.0	-0.9	10.6	-3.6	1.0300	1.0300					17.8	24	5
228260		GEN_MR		0.3800	1	0	2	21.0	-2.2	18.0	-4.9	1.0300	1.0300					30.0	22	5
SUBSYSTEM TOTALS							2037.9	352.1	1928.2	-1048.2								3746.1		

COMPENSACION SHUNT [NOMINAL] :

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	CODE	ID	STAT	MW	MVAR	VOLTAGE	TYPE	MODE	ADJM	BMIN	BMAX
2200	9	JULIO		132.00	1		1		0.0	1.03739	SWITCHED	1	0	0.0	7.5
2206	B.BCA	1		132.00	1		1		0.0	1.04898	SWITCHED	0	0	0.0	50.0
2208	B.BCA2			132.00	1		1		0.0	1.04896	SWITCHED	0	0	0.0	50.0
2218	BRANDSEN			132.00	1		1		0.0	1.04300	SWITCHED	1	0	0.0	2.4
2226	CHACABUC			132.00	1		1		3.0	0.99480	SWITCHED	0	0	0.0	6.0
2230	CHIVILCO			132.00	1		1		0.0	1.01056	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2236	DOLORES			132.00	1		1		0.0	1.03374	SWITCHED	1	0	0.0	6.0
2242	PUEYRRED			132.00	1		1		0.0	1.03735	SWITCHED	1	0	0.0	6.0
2243	PUEYRRE2			132.00	1		1		0.0	1.03735	SWITCHED	1	0	0.0	6.0
2248	JARA			132.00	1		1		0.0	1.03738	SWITCHED	1	0	0.0	9.0
2249	JARA 2			132.00	1		1		0.0	1.03736	SWITCHED	1	0	0.0	9.0
2252	JUNIN 2			132.00	1		1		4.5	0.97309	SWITCHED	0	0	0.0	4.5
2272	TG MAJO2			132.00	1		1		0.0	1.03134	SWITCHED	1	0	0.0	14.1
2274	M.PLATA1			132.00	1		1		0.0	1.03739	SWITCHED	1	0	0.0	4.5
2280	MERCEDE2			132.00	1		1		0.0	1.00487	SWITCHED	0	0	0.0	4.5

2302	P. LURO	132.00	1	1	0.0	1.01489	SWITCHED	0	0	-5.0	0.0
2340	M.TUYU	132.00	1	1	0.0	1.02859	SWITCHED	1	0	0.0	4.0
2346	TANDIL1	132.00	1	1	0.0	1.02236	SWITCHED	1	0	0.0	12.0
2356	V.GESSEL	132.00	1	1	0.0	1.03894	SWITCHED	1	0	0.0	12.0
2384	TONINAS1	132.00	1	1	0.0	1.02753	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2402	GVLLEG	132.00	1	1	2.0	1.04433	SWITCHED	0	0	0.0	4.0
2408	9JULIOBA	132.00	1	1	0.0	0.99800	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2515	9JULBA1	66.000	1	1	0.0	1.02475	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2518	CCASARES	66.000	1	1	0.0	1.02548	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2540	RIVAD 33	33.000	4	1	2.0	1.00000	SWITCHED	1	0	0.0	2.0
2544	VILLEG33	33.000	4	1	2.0	1.00000	SWITCHED	0	0	0.0	4.0
2870	PIN.TER	13.200	1	1	0.0	1.03156	SWITCHED	1	0	0.0	12.0

Comentarios:

Se observa un adecuado comportamiento de la red en todas las zonas en general.

Caso Pico de Verano 2020/21

CONTROL BARRAS 220/132KV:
BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0500:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
* NONE *															

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9500:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
2102		BRAGADO		220.00	5	0.8862	194.96	2222		C.PATAG.		132.00	5	0.9215	121.64
2252		JUNIN 2		132.00	5	0.9342	123.31	2253		I.M.S.A.		132.00	5	0.9340	123.29

CONTROL BARRAS 66KV:
BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0700:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
* NONE *															

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9300:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
* NONE *															

TRANSMISSION LINE LOADINGS ABOVE 100.0 % OF RATING SET A:

X----- FROM BUS -----X X----- TO BUS -----X											
BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT
2216	BRAGADO2	132.00	5	2226	CHACABUC	132.00*	5	1	69.6	68.6	101.4
2261	ROSAS	132.00*	5	2263	NEWTON	132.00	5	1	15.9	6.9	230.8
2268	LUJANBA1	132.00	5	2278	MERCEDE1	132.00*	5	1	71.9	68.6	104.8

REPORTE DE CARGA DE TRAFOS

+-----ARROLLAMIENTO 1-----+					+-----ARROLLAMIENTO 2-----+						
+ BUS	NAME	BSKV	NOMINAL	I (A)	%LOAD	+ BUS	NAME	BSKV	NOMINAL	I (A)	%LOAD
+ MVA (A)						+ MVA (A)					
+-----+-----+-----+-----+						+-----+-----+-----+-----+					
+-----+-----+-----+-----+						+-----+-----+-----+-----+					
+-----+-----+-----+-----+						+-----+-----+-----+-----+					

AREA 5 [BS. AS.] MACHINE SUMMARY:

MACHINE SUMMARY																					
BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	ON/OFF	TYP	MW	MVAR	QMAX	QMIN	VSCHED	VACTUAL	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	MVABASE	ZONE	AREA	
SWING																					
2601		MDPATG21		13.200	1	0	2	22.0	4.9	25.6	-8.3	1.0400	1.0400					31.4	22	5	
2604		SLTODI01		0.4000	1	0	2	20.0	11.4	16.0	-8.4	1.0000	1.0000					28.0	23	5	
2605		COLBDI01		0.4000	1	0	-2	18.0	15.4	15.4	0.0	1.0500	1.0438					28.0	23	5	
2606		ARGETG01		15.700	1	0	2	160.0	71.6	128.0	-50.0	1.0500	1.0500					248.0	23	5	
2613		NECOTV03		13.200	1	0	2	45.0	31.4	70.0	-35.0	1.0500	1.0500					87.5	22	5	
2616		MDPATG22		13.200	1	0	2	18.0	5.0	11.0	-10.0	1.0400	1.0400					27.7	22	5	
2620		ATUCNU02		21.000	1	0	3	660.8	212.0	340.0	-100.0	1.0500	1.0500				838.0	23	5	SYST	
2626		BROWNTG01		20.000	1	0	2	290.0	38.9	187.6	-111.2	1.0200	1.0200					375.6	24		5
2627		BROWNTG02		20.000	1	0	2	290.0	112.5	187.6	-111.2	1.0500	1.0500					375.6	24		5
2628		BROWNTV01		20.000	1	0	2	260.0	-23.1	200.0	-143.2	1.0000	1.0000					375.6	24		5

2635	SOLALTG01	11.500	1	0	2	48.0	22.0	30.0	-30.0	1.0300	1.0300	81.1	24	5
2636	SOLALTG02	11.500	1	0	2	48.0	22.0	30.0	-30.0	1.0300	1.0300	81.1	24	5
2638	LOBOSDI	0.3800	1	0	-2	15.0	0.0	11.1	0.0	1.0000	1.0277	20.1	21	5
2640	MDAJTG	13.200	2	0	2	24.0	4.0	10.0	-10.3	1.0100	1.0100	37.4	22	5
2641	LINCDI01	0.4000	1	0	-2	15.0	11.6	11.6	-5.8	1.0000	0.9710	19.2	21	5
2652	JUNIDI01	0.3800	1	0	-2	20.0	15.0	15.0	-5.0	1.0000	0.9987	26.2	23	5
2654	BRAG TGS	11.500	2	0	2	40.0	-3.3	22.4	-16.8	1.0000	1.0000	56.0	21	5
2671	SNICTV11	13.200	1	0	2	50.0	50.1	72.5	-31.5	1.0200	1.0200	100.0	23	5
2672	SNICTV12	13.200	1	0	2	50.0	50.1	72.5	-31.5	1.0200	1.0200	100.0	23	5
2673	SNICTV13	13.200	1	0	2	50.0	28.8	72.5	-31.5	1.0200	1.0200	100.0	23	5
2684	PINATG09	11.000	1	0	2	4.5	3.0	4.0	-2.0	1.0200	1.0200	6.9	22	5
2685	PINATG10	11.000	1	0	-2	4.5	4.0	4.0	-2.0	1.0200	1.0028	6.9	22	5
2687	VGESTG18	11.500	1	0	2	75.0	28.7	50.0	-30.0	1.0500	1.0500	94.5	22	5
2688	BELGRTG1	20.000	1	0	2	230.0	155.4	180.0	-90.0	1.0500	1.0500	306.0	23	5
2689	BELGRTG2	20.000	1	0	2	230.0	155.4	180.0	-90.0	1.0500	1.0500	306.0	23	5
2690	BELGRTV1	20.000	1	0	-2	260.0	200.0	200.0	-143.2	1.0500	1.0498	375.6	23	5
2695	BELGRTG1	20.000	1	0	2	230.0	96.8	180.0	-90.0	1.0500	1.0500	306.0	23	5
2696	BELGRTG2	20.000	1	0	2	230.0	96.8	180.0	-90.0	1.0500	1.0500	306.0	23	5
2697	BELGRTV1	20.000	1	0	2	260.0	123.8	200.0	-143.2	1.0500	1.0500	375.6	23	5
2699	CERRITV01	13.200	1	0	2	14.0	3.8	10.6	-3.6	1.0400	1.0400	17.8	24	5
228260	GEN_MR	0.3800	1	0	2	21.0	-1.1	18.0	-4.9	1.0300	1.0300	30.0	22	5
SUBSYSTEM TOTALS						3702.8	1546.7	2735.5	-1458.5			5167.9		

COMPENSACION SHUNT [NOMINAL]:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	CODE	ID	STAT	MW	MVAR	VOLTAGE	TYPE	MODE	ADJM	BMIN	BMAX
2200	9	JULIO		132.00	1		1		7.5	1.02739	SWITCHED	0	0	0.0	7.5
2206	B.BCA	1		132.00	1		1		0.0	1.04903	SWITCHED	0	0	0.0	50.0
2208	B.BCA2			132.00	1		1		0.0	1.04900	SWITCHED	0	0	0.0	50.0
2218	BRANDSEN			132.00	1		1		2.4	1.03368	SWITCHED	1	0	0.0	2.4
2226	CHACABUC			132.00	1		1		6.0	0.97492	SWITCHED	0	0	0.0	6.0
2230	CHIVILCO			132.00	1		1		3.0	0.99853	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2236	DOLORES			132.00	1		1		6.0	0.99652	SWITCHED	1	0	0.0	6.0
2242	PUEYRRED			132.00	1		1		6.0	1.02739	SWITCHED	0	0	0.0	6.0
2243	PUEYRRE2			132.00	1		1		6.0	1.02764	SWITCHED	0	0	0.0	6.0
2248	JARA			132.00	1		1		9.0	1.02762	SWITCHED	0	0	0.0	9.0
2249	JARA 2			132.00	1		1		9.0	1.02798	SWITCHED	0	0	0.0	9.0
2252	JUNIN 2			132.00	1		1		4.5	0.93442	SWITCHED	0	0	0.0	4.5
2272	TG MAJO2			132.00	1		1		14.1	0.99858	SWITCHED	1	0	0.0	14.1
2274	M.PLATA1			132.00	1		1		4.5	1.02910	SWITCHED	0	0	0.0	4.5
2280	MERCEDE2			132.00	1		1		4.5	0.99424	SWITCHED	0	0	0.0	4.5
2302	P. LURO			132.00	1		1		9.0	0.98331	SWITCHED	0	0	-5.0	9.0
2340	M.TUYU			132.00	1		1		4.0	0.98815	SWITCHED	1	0	0.0	4.0
2346	TANDIL1			132.00	1		1		12.0	1.00990	SWITCHED	0	0	0.0	12.0
2356	V.GESSEL			132.00	1		1		6.0	1.01810	SWITCHED	1	0	0.0	12.0
2384	TONINAS1			132.00	1		1		0.0	0.98321	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2402	GVILLEG			132.00	1		1		2.0	1.01814	SWITCHED	0	0	0.0	4.0
2408	9JULIOBA			132.00	1		1		3.0	1.00267	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2515	9JULBA1			66.000	1		0		3.0	1.03369	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2518	CCASARES			66.000	1		1		3.0	1.02277	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2540	RIVAD 33			33.000	4		1		2.0	1.00000	SWITCHED	1	0	0.0	2.0
2544	VILLEG33			33.000	4		1		0.0	1.00000	SWITCHED	0	0	0.0	4.0
2870	PIN.TER			13.200	1		1		3.0	0.99320	SWITCHED	0	0	0.0	12.0

Comentarios:

Se observa un adecuado desempeño del área en general, sin sobrecargas ni tensiones fuera de banda, a excepción de los casos de necesidad de cambio de equipamiento ya citados y los niveles de tensión en las EETT Bragado, Junín, IMSA y C. de Patagones, que no alcanzan los 0,95 p.u., aun con el despacho forzado.

ANEXO 7

Sub-Sección 1.2.7: Año 2021

7.1.2.7 Año 2021

Tabla 7.1.2.7.1: Nuevas obras consideradas en los escenarios del 2021

Descripción	Restricciones que elimina
ET Pedro Luro: Instalación de un 2° transformador 132/33/13,2 kV - 15/10/15 MVA	Mejora la confiabilidad del suministro. Evita cortes ante la salida de un transformador
Línea de 132 kV entre las estaciones Pehuajó y Lincoln, de 134 km de extensión. S.L. 132 kV en la ET Lincoln.	Mejora la calidad de suministro a las EETT del corredor de 132 kV Bragado - Pergamino. Brinda mayor confiabilidad al área Centro.

Caso Valle de Invierno 2021

CONTROL BARRAS 220/132KV:

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0500:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
* NONE *															

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9500:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
* NONE *															

CONTROL BARRAS 66KV:

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0700:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
* NONE *															

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9300:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
* NONE *															

TRANSMISSION LINE LOADINGS ABOVE 100.0 % OF RATING SET A:

X----- FROM BUS -----X				TO BUS -----X											
BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT
2261		ROSAS		132.00*	5	2263		NEWTON		132.00	5	1	10.7	6.9	154.5

REPORTE DE CARGA DE TRAFOS

+-----ARROLLAMIENTO 1-----+				+-----ARROLLAMIENTO 2-----+							
+ BUS	NAME	BSKV	NOMINAL	I (A)	%LOAD+	+ BUS	NAME	BSKV	NOMINAL	I (A)	%LOAD+
+ MVA (A)				+	+ MVA (A)				+		
+-----+-----+											

AREA 5 [BS. AS.] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	ON/OFF	TYP	MW	MVAR	QMAX	QMIN	VSCHED	VACTUAL	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	MVABASE	ZONE	AREA
2606		ARGETG01		15.700	1	0	2	160.0	11.8	128.0	-50.0	1.0200	1.0200					248.0	23	5
2611		NECOTV01		13.200	1	0	2	16.0	7.3	28.9	-15.9	1.0400	1.0400					41.2	22	5
2620		ATUCNU02		21.000	1	0	3	476.2	11.4	340.0	-100.0	1.0000	1.0000				838.0	23	5	SYST
2626		BROWNTG01		20.000	1	0	2	290.0	11.4	187.6	-111.2	1.0100	1.0100				375.6	24	5	

2635	SOLALTG01	11.500	1	0	-2	50.0	30.0	30.0	-30.0	1.0300	1.0237	81.1	24	5
2636	SOLALTG02	11.500	1	0	-2	50.0	30.0	30.0	-30.0	1.0300	1.0237	81.1	24	5
2671	SNICTV11	13.200	1	0	2	45.0	12.7	72.5	-31.5	0.9900	0.9900	100.0	23	5
2672	SNICTV12	13.200	1	0	2	45.0	12.7	72.5	-31.5	0.9900	0.9900	100.0	23	5
2687	VGESTG18	11.500	1	0	2	50.0	3.6	50.0	-30.0	1.0400	1.0400	94.5	22	5
2688	BELGRTG1	20.000	1	0	2	230.0	102.6	180.0	-90.0	1.0300	1.0300	306.0	23	5
2690	BELGRTV1	20.000	1	0	2	130.0	90.6	200.0	-143.2	1.0200	1.0200	375.6	23	5
2695	BELGRTG1	20.000	1	0	2	230.0	18.7	180.0	-90.0	1.0100	1.0100	306.0	23	5
2697	BELGRTV1	20.000	1	0	2	130.0	12.7	200.0	-143.2	1.0100	1.0100	375.6	23	5
2699	CERRITV01	13.200	1	0	2	14.0	2.2	10.6	-3.6	1.0300	1.0300	17.8	24	5
228260	GEN_MR	0.3800	1	0	2	21.0	-1.7	18.0	-4.9	1.0300	1.0300	30.0	22	5
SUBSYSTEM TOTALS						1937.2	355.9	1728.2	-905.0			3370.5		

COMPENSACION SHUNT [NOMINAL] :

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	CODE	ID	STAT	MW	MVAR	VOLTAGE	TYPE	MODE	ADJM	BMIN	BMAX
2200	9	JULIO		132.00	1		1		0.0	1.03490	SWITCHED	1	0	0.0	7.5
2206	B.BCA	1		132.00	1		1		0.0	1.01117	SWITCHED	0	0	0.0	50.0
2208	B.BCA	2		132.00	1		1		0.0	1.01114	SWITCHED	0	0	0.0	50.0
2218	BRANDSEN			132.00	1		1		0.0	1.04662	SWITCHED	1	0	0.0	2.4
2226	CHACABUC			132.00	1		1		3.0	1.00815	SWITCHED	0	0	0.0	6.0
2230	CHIVILCO			132.00	1		1		0.0	1.02047	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2236	DOLORES			132.00	1		1		0.0	1.03287	SWITCHED	1	0	0.0	6.0
2242	PUEYRRED			132.00	1		1		0.0	1.03487	SWITCHED	1	0	0.0	6.0
2243	PUEYRRED	2		132.00	1		1		0.0	1.03489	SWITCHED	1	0	0.0	6.0
2248	JARA			132.00	1		1		0.0	1.03490	SWITCHED	1	0	0.0	9.0
2249	JARA	2		132.00	1		1		0.0	1.03491	SWITCHED	1	0	0.0	9.0
2252	JUNIN	2		132.00	1		1		4.5	0.99344	SWITCHED	0	0	0.0	4.5
2272	TG MAJO	2		132.00	1		1		0.0	1.02938	SWITCHED	1	0	0.0	14.1
2274	M.PLATA	1		132.00	1		1		0.0	1.03500	SWITCHED	1	0	0.0	4.5
2280	MERCEDE	2		132.00	1		1		0.0	1.00621	SWITCHED	0	0	0.0	4.5
2302	P. LURO			132.00	1		1		0.0	1.02464	SWITCHED	0	0	-5.0	0.0
2340	M.TUYU			132.00	1		1		0.0	1.02656	SWITCHED	1	0	0.0	4.0
2346	TANDIL	1		132.00	1		1		0.0	1.01854	SWITCHED	1	0	0.0	12.0
2356	V.GESSEL			132.00	1		1		0.0	1.03736	SWITCHED	1	0	0.0	12.0
2384	TONINAS	1		132.00	1		1		0.0	1.02550	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2402	GVILLEG			132.00	1		1		2.0	1.04658	SWITCHED	0	0	0.0	4.0
2408	9JULIOBA			132.00	1		1		0.0	1.01446	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2515	9JULBA			66.000	1		1		0.0	1.04341	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2518	CCASARES			66.000	1		1		0.0	1.04521	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2540	RIVAD	33		33.000	4		1		2.0	1.00000	SWITCHED	1	0	0.0	2.0
2544	VILLEG	33		33.000	4		1		2.0	1.00000	SWITCHED	0	0	0.0	4.0
2870	PIN.TER			13.200	1		1		0.0	1.02960	SWITCHED	1	0	0.0	12.0

Comentarios:

No se registran violaciones a los límites de operación. La red presenta un desempeño adecuado.

Caso Pico de Verano 2021/2022

CONTROL BARRAS 220/132KV:

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0500:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
------	-----	------	-----	-------	------	-------	-------	------	-----	------	-----	-------	------	-------	-------

* NONE *

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9500:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
2102		BRAGADO		220.00	5	0.8777	193.09	2252		JUNIN 2		132.00	5	0.9348	123.39
2253		I.M.S.A.		132.00	5	0.9354	123.48								

CONTROL BARRAS 66KV:

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0700:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
------	-----	------	-----	-------	------	-------	-------	------	-----	------	-----	-------	------	-------	-------

* NONE *

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9300:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
------	-----	------	-----	-------	------	-------	-------	------	-----	------	-----	-------	------	-------	-------

* NONE *

TRANSMISSION LINE LOADINGS ABOVE 100.0 % OF RATING SET A:

X----- FROM BUS -----X X----- TO BUS -----X											
BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT
2216	BRAGADO2	132.00	5	2226	CHACABUC	132.00*	5	1	76.9	68.6	112.1
2261	ROSAS	132.00*	5	2263	NEWTON	132.00	5	1	17.4	6.9	252.1
2268	LUJANBA1	132.00	5	2278	MERCEDE1	132.00*	5	1	92.4	68.6	134.7

REPORTE DE CARGA DE TRAFOS

+-----ARROLLAMIENTO 1-----+-----ARROLLAMIENTO 2-----+							
BUS	NAME	BSKV NOMINAL	I (A)	%LOAD	BUS	NAME	BSKV NOMINAL
		MVA (A)					

AREA 5 [BS. AS.] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	ON/OFF	TYP	MW	MVAR	QMAX	QMIN	VSCHED	VACTUAL	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	MVABASE	ZONE	AREA
SWING																
2601	MDPATG21	13.200	1	0	2	22.0	7.0	25.6	-8.3	1.0400	1.0400			31.4	22	5
2604	SLTODI01	0.4000	1	0	2	20.0	12.7	16.0	-8.4	1.0000	1.0000			28.0	23	5
2605	COLBDI01	0.4000	1	0	-2	18.0	15.4	15.4	0.0	1.0500	1.0399			28.0	23	5
2606	ARGETG01	15.700	1	0	2	160.0	75.4	128.0	-50.0	1.0500	1.0500			248.0	23	5
2613	NECOTV03	13.200	1	0	2	45.0	36.0	70.0	-35.0	1.0500	1.0500			87.5	22	5
2616	MDPATG22	13.200	1	0	2	18.0	7.4	11.0	-10.0	1.0400	1.0400			27.7	22	5
2620	ATUCNU02	21.000	1	0	3	473.3	215.3	340.0	-100.0	1.0500	1.0500			838.0	23	5
2626	BROWNTG01	20.000	1	0	2	290.0	39.2	187.6	-111.2	1.0200	1.0200			375.6	24	5
2627	BROWNTG02	20.000	1	0	2	290.0	112.8	187.6	-111.2	1.0500	1.0500			375.6	24	5
2628	BROWNTV01	20.000	1	0	2	260.0	-22.7	200.0	-143.2	1.0000	1.0000			375.6	24	5
2635	SOLALTG01	11.500	1	0	2	48.0	23.0	30.0	-30.0	1.0300	1.0300			81.1	24	5
2636	SOLALTG02	11.500	1	0	2	48.0	23.0	30.0	-30.0	1.0300	1.0300			81.1	24	5
2640	MDAJTG	13.200	2	0	2	24.0	6.1	10.0	-10.3	1.0100	1.0100			37.4	22	5
2641	LINCIDI01	0.4000	1	0	-2	15.0	11.6	11.6	-5.8	1.0000	0.9791			19.2	21	5
2652	JUNIDI01	0.3800	1	0	-2	20.0	15.0	15.0	-5.0	1.0000	0.9994			26.2	23	5
2654	BRAG TGS	11.500	2	0	2	40.0	2.6	22.4	-16.8	1.0000	1.0000			56.0	21	5
2671	SNICTV11	13.200	1	0	2	50.0	50.6	72.5	-31.5	1.0200	1.0200			100.0	23	5
2672	SNICTV12	13.200	1	0	2	50.0	50.6	72.5	-31.5	1.0200	1.0200			100.0	23	5
2673	SNICTV13	13.200	1	0	2	50.0	31.0	72.5	-31.5	1.0200	1.0200			100.0	23	5
2684	PINATG09	11.000	1	0	2	4.5	3.7	4.0	-2.0	1.0200	1.0200			6.9	22	5
2685	PINATG10	11.000	1	0	-2	4.5	4.0	4.0	-2.0	1.0200	0.9958			6.9	22	5
2687	VGESTG18	11.500	1	0	2	75.0	33.8	50.0	-30.0	1.0500	1.0500			94.5	22	5
2688	BELGRTG1	20.000	1	0	2	230.0	179.6	180.0	-90.0	1.0500	1.0500			306.0	23	5
2689	BELGRTG2	20.000	1	0	2	230.0	179.6	180.0	-90.0	1.0500	1.0500			306.0	23	5
2690	BELGRTV1	20.000	1	0	-2	260.0	200.0	200.0	-143.2	1.0500	1.0404			375.6	23	5
2695	BELGRTG1	20.000	1	0	2	230.0	114.3	180.0	-90.0	1.0500	1.0500			306.0	23	5
2696	BELGRTG2	20.000	1	0	2	230.0	114.3	180.0	-90.0	1.0500	1.0500			306.0	23	5
2697	BELGRTV1	20.000	1	0	2	260.0	146.8	200.0	-143.2	1.0500	1.0500			375.6	23	5
2699	CERRITV01	13.200	1	0	2	14.0	4.2	10.6	-3.6	1.0400	1.0400			17.8	24	5
228260	GEN_MR	0.3800	1	0	2	21.0	-0.4	18.0	-4.9	1.0300	1.0300			30.0	22	5
SUBSYSTEM TOTALS																
					3500.3	1691.7	2724.4	-1458.5						5147.8		

COMPENSACION SHUNT [NOMINAL] :

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	CODE	ID	STAT	MW	MVAR	VOLTAGE	TYPE	MODE	ADJM	BMIN	BMAX
2200	9 JULIO	132.00	1	1	1		7.5	1.02097	SWITCHED	0	0	0.0	7.5
2206	B.BCA 1	132.00	1	1	1		0.0	1.04724	SWITCHED	0	0	0.0	50.0
2208	B.BCA2	132.00	1	1	1		0.0	1.04727	SWITCHED	0	0	0.0	50.0
2218	BRANDSEN	132.00	1	1	1		2.4	1.02644	SWITCHED	1	0	0.0	2.4
2226	CHACABUC	132.00	1	1	1		6.0	0.96540	SWITCHED	0	0	0.0	6.0
2230	CHIVILCO	132.00	1	1	1		3.0	0.98396	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2236	DOLORES	132.00	1	1	1		6.0	0.98641	SWITCHED	1	0	0.0	6.0
2242	PUEYRRED	132.00	1	1	1		6.0	1.02091	SWITCHED	0	0	0.0	6.0
2243	PUEYRRE2	132.00	1	1	1		6.0	1.02118	SWITCHED	0	0	0.0	6.0
2248	JARA	132.00	1	1	1		9.0	1.02115	SWITCHED	0	0	0.0	9.0
2249	JARA 2	132.00	1	1	1		9.0	1.02154	SWITCHED	0	0	0.0	9.0
2252	JUNIN 2	132.00	1	1	1		4.5	0.93510	SWITCHED	0	0	0.0	4.5
2272	TG MAJO2	132.00	1	1	1		14.1	0.99063	SWITCHED	1	0	0.0	14.1
2274	M.PLATA1	132.00	1	1	1		4.5	1.02276	SWITCHED	0	0	0.0	4.5
2280	MERCEDE2	132.00	1	1	1		4.5	0.98125	SWITCHED	0	0	0.0	4.5
2302	P. LURO	132.00	1	1	1		0.0	1.01045	SWITCHED	0	0	-5.0	0.0
2340	M.TUYU	132.00	1	1	1		4.0	0.97929	SWITCHED	1	0	0.0	4.0
2346	TANDIL1	132.00	1	1	1		12.0	1.00205	SWITCHED	0	0	0.0	12.0
2356	V.GESSEL	132.00	1	1	1		6.0	1.01167	SWITCHED	1	0	0.0	12.0
2384	TONINAS1	132.00	1	1	1		0.0	0.97393	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2402	GVILLEG	132.00	1	1	1		2.0	1.01014	SWITCHED	0	0	0.0	4.0
2408	9JULIOBA	132.00	1	1	1		3.0	0.99171	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2515	9JULBA1	66.000	1	0	0		3.0	1.02183	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2518	CCASARES	66.000	1	1	1		3.0	1.01063	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2540	RIVAD 33	33.000	4	1	1		2.0	1.00000	SWITCHED	1	0	0.0	2.0
2544	VILLEG33	33.000	4	1	1		0.0	1.00000	SWITCHED	0	0	0.0	4.0
2870	PIN.TER	13.200	1	1	1		3.0	0.98619	SWITCHED	0	0	0.0	12.0

Comentarios:

La red presenta un adecuado desempeño, manteniéndose las tensiones dentro de la banda permitida y sin sobrecargas en líneas, en general. Como fuera mencionado, se requiere el reemplazo de los TTII de las líneas Rosas – Newton, Luján – Mercedes y Bragado – Chacabuco, todas presentando sobrecarga. Asimismo, no se alcanzan los niveles de tensión requeridos en las EETT Bragado, Junín e IMSA.

La leve sobrecarga de TTII que se observa en la LAT San Nicolás Norte – Villa Constitución Residencial podría resolverse operativamente, controlando el intercambio entre San Nicolás y Rosario. En caso de que esto provocara restricciones importantes, será necesario cambiar los TTII.

ANEXO 7

Sub-Sección 1.2.8: Año 2022

7.1.2.8 Año 2022

Tabla 7.1.2.8.1: Nuevas obras consideradas en los escenarios del 2022

Descripción	Restricciones que elimina
ET 25 de Mayo Dos 132 kV: instalación 2do trafo de 132/34.5/13.8 kV - 30/20/30 MVA. Obras asociadas en 33 y 13.2 kV.	Ampliación de la capacidad de transformación de la ET. Mejora la confiabilidad del suministro. Elimina restricciones en condiciones de N-1
Línea de 132 kV de 24 km de extensión entre las EETT San Andrés de Giles y Mercedes Dos.	Incrementa la confiabilidad del corredor Bragado – Luján.
Línea de 132 kV entre las EETT Nueva GBA y Lobos, de 55 km de extensión. SSLL en ambas EETT.	Asumiendo que ya se encuentre en servicio la ET Lobos 132/33/13.2 kV y su vinculación en 132 kV a monte, esta nueva línea Nueva GBA – Lobos completa un corredor de 132 kV que aporta desde un nodo fuerte hacia el corredor Olavarría – Chascomús.
Línea de 132 kV entres las EETT Coronel Charlone y Lincoln de 171 km.	A partir de la entrada en servicio de la ET Coronel Charlone, la línea C. Charlone – Lincoln otorga otro punto de abastecimiento para el área Centro, mejorando el perfil de tensión y confiabilidad de la misma.

Caso Valle de Invierno 2022

CONTROL BARRAS 220/132KV:

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0500:

BUS# X-- NAME --X BASKV AREA V(PU) V(KV)	BUS# X-- NAME --X BASKV AREA V(PU) V(KV)
* NONE *	

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9500:

BUS# X-- NAME --X BASKV AREA V(PU) V(KV)	BUS# X-- NAME --X BASKV AREA V(PU) V(KV)
* NONE *	

CONTROL BARRAS 66KV:

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0700:

BUS# X-- NAME --X BASKV AREA V(PU) V(KV)	BUS# X-- NAME --X BASKV AREA V(PU) V(KV)
* NONE *	

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9300:

BUS# X-- NAME --X BASKV AREA V(PU) V(KV)	BUS# X-- NAME --X BASKV AREA V(PU) V(KV)
* NONE *	

TRANSMISSION LINE LOADINGS ABOVE 100.0 % OF RATING SET A:

X----- FROM BUS -----X						X----- TO BUS -----X									
BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT
2261		ROSAS		132.00*	5	2263		NEWTON		132.00	5	1	12.6	6.9	182.0

REPORTE DE CARGA DE TRAFOS

+-----ARROLLAMIENTO 1-----+					+-----ARROLLAMIENTO 2-----+						
+ BUS	NAME	BSKV	NOMINAL	I (A)	%LOAD	+ BUS	NAME	BSKV	NOMINAL	I (A)	%LOAD
MVA (A)						MVA (A)					

AREA 5 [BS. AS.] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	ON/OFF	TYP	MW	MVAR	QMAX	QMIN	VSCHE	VACTUAL	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	MVABASE	ZONE	AREA
SWING																				
2606		ARGETG01		15.700	1	0	2	160.0	8.9	128.0	-50.0	1.0200	1.0200					248.0	23	5
2611		NECOTV01		13.200	1	0	2	16.0	8.3	28.9	-15.9	1.0400	1.0400					41.2	22	5
2620		ATUCNU02		21.000	1	0	3	530.0	-13.9	340.0	-100.0	1.0000	1.0000				838.0	23	5	SYST
2621		ATUCNU03		21.000	1	0	2	709.1	257.3	340.0	-100.0	1.0500	1.0500					838.0	23	5
2626		BROWNTG01		20.000	1	0	2	290.0	12.1	187.6	-111.2	1.0100	1.0100					375.6	24	5
2635		SOLALTG01		11.500	1	0	-2	50.0	30.0	30.0	-30.0	1.0300	1.0222					81.1	24	5
2636		SOLALTG02		11.500	1	0	-2	50.0	30.0	30.0	-30.0	1.0300	1.0222					81.1	24	5
2671		SNICTV11		13.200	1	0	2	45.0	13.1	72.5	-31.5	0.9900	0.9900					100.0	23	5
2672		SNICTV12		13.200	1	0	2	45.0	13.1	72.5	-31.5	0.9900	0.9900					100.0	23	5
2687		VGESTG18		11.500	1	0	2	50.0	5.1	50.0	-30.0	1.0400	1.0400					94.5	22	5
2688		BELGRTG1		20.000	1	0	2	230.0	102.2	180.0	-90.0	1.0300	1.0300					306.0	23	5
2690		BELGRTV1		20.000	1	0	2	130.0	90.0	200.0	-143.2	1.0200	1.0200					375.6	23	5
2695		BELGRTG1		20.000	1	0	2	230.0	12.1	180.0	-90.0	1.0100	1.0100					306.0	23	5
2697		BELGRTV1		20.000	1	0	2	130.0	4.1	200.0	-143.2	1.0100	1.0100					375.6	23	5
2699		CERRITV01		13.200	1	0	2	14.0	2.4	10.6	-3.6	1.0300	1.0300					17.8	24	5
228260		GEN MR		0.3800	1	0	2	21.0	-1.4	18.0	-4.9	1.0300	1.0300					30.0	22	5
SUBSYSTEM TOTALS							2700.1	573.4	2068.2	-1005.0								4208.5		

COMPENSACION SHUNT [NOMINAL] :

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	CODE	ID	STAT	MW	MVAR	VOLTAGE	TYPE	MODE	ADJM	BMIN	BMAX
2200		9 JULIO		132.00	1		1		0.0	1.03270	SWITCHED	1	0	0.0	7.5
2206		B.BCA 1		132.00	1		1		0.0	1.00991	SWITCHED	0	0	0.0	50.0
2208		B.BCA2		132.00	1		1		0.0	1.00988	SWITCHED	0	0	0.0	50.0
2218		BRANDSEN		132.00	1		1		0.0	1.04515	SWITCHED	1	0	0.0	2.4
2226		CHACABUC		132.00	1		1		3.0	1.00674	SWITCHED	0	0	0.0	6.0
2230		CHIVILCO		132.00	1		1		0.0	1.01916	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2236		DOLORES		132.00	1		1		0.0	1.02979	SWITCHED	1	0	0.0	6.0
2242		PUEYRRED		132.00	1		1		0.0	1.03266	SWITCHED	1	0	0.0	6.0
2243		PUEYRRE2		132.00	1		1		0.0	1.03271	SWITCHED	1	0	0.0	6.0
2248		JARA		132.00	1		1		0.0	1.03271	SWITCHED	1	0	0.0	9.0
2249		JARA 2		132.00	1		1		0.0	1.03275	SWITCHED	1	0	0.0	9.0
2252		JUNIN 2		132.00	1		1		4.5	0.99713	SWITCHED	0	0	0.0	4.5
2272		TG MAJO2		132.00	1		1		0.0	1.02670	SWITCHED	1	0	0.0	14.1
2274		M.PLATA1		132.00	1		1		0.0	1.03288	SWITCHED	1	0	0.0	4.5
2280		MERCEDE2		132.00	1		1		0.0	1.00597	SWITCHED	0	0	0.0	4.5
2302		P. LURO		132.00	1		1		0.0	1.02228	SWITCHED	0	0	-5.0	0.0
2340		M.TUYU		132.00	1		1		0.0	1.02365	SWITCHED	1	0	0.0	4.0
2346		TANDIL1		132.00	1		1		0.0	1.01512	SWITCHED	1	0	0.0	12.0
2356		V.GESSEL		132.00	1		1		0.0	1.03545	SWITCHED	1	0	0.0	12.0
2384		TONINAS1		132.00	1		1		0.0	1.02248	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2402		GVILLEG		132.00	1		1		2.0	1.04120	SWITCHED	0	0	0.0	4.0
2408		9JULIOBA		132.00	1		1		0.0	1.01194	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2515		9JULBA1		66.000	1		1		0.0	1.03963	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2518		CCASARES		66.000	1		1		0.0	1.04040	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2540		RIVAD 33		33.000	4		1		2.0	1.00000	SWITCHED	1	0	0.0	2.0
2544		VILLEG33		33.000	4		1		2.0	1.00000	SWITCHED	0	0	0.0	4.0
2870		PIN.TER		13.200	1		1		0.0	1.02719	SWITCHED	1	0	0.0	12.0

Comentarios:

Se observa un adecuado desempeño de toda la red de Transba S.A. No hay violación a ninguno de los límites de operación. Los valores de tensión se encuentran dentro de los valores permitidos.

Caso Pico de Verano 2022/23

CONTROL BARRAS 220/132KV:

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0500:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
* NONE *															

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9500:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
2102		BRAGADO		220.00	5	0.8810	193.82	2252		JUNIN 2		132.00	5	0.9455	124.81
2253		I.M.S.A.		132.00	5	0.9475	125.07	2350		3ARROYOS		132.00	5	0.9483	125.18

CONTROL BARRAS 66KV:

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0700:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
* NONE *															

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9300:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
* NONE *															

TRANSMISSION LINE LOADINGS ABOVE 100.0 % OF RATING SET A:

X-----	FROM BUS	-----X	X-----	TO BUS	-----X										
BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT
2216		BRAGADO2		132.00	5	2226		CHACABUC		132.00*	5	1	76.3	68.6	111.2
2261		ROSAS		132.00*	5	2263		NEWTON		132.00	5	1	20.7	6.9	300.6
2268		LUJANBA1		132.00	5	2278		MERCEDE1		132.00*	5	1	79.6	68.6	116.0
2331		SN.NORTE		132.00	5	2335		VRES-SNI		132.00*	8	1	112.7	107.4	104.9

REPORTE DE CARGA DE TRAFOS

+-----ARROLLAMIENTO 1-----+					+-----ARROLLAMIENTO 2-----+						
BUS	NAME	BSKV	NOMINAL	I (A)	%LOAD+	BUS	NAME	BSKV	NOMINAL	I (A)	%LOAD+
+-----MVA (A)-----+					+-----MVA (A)-----+						
+ 2006	HENDERS2	300	346	279.3	80.6+	+ 2245	HENDERS2	300	1312	981.6	74.8+

AREA 5 [BS. AS.] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	ON/OFF	TYP	MW	MVAR	QMAX	QMIN	VSCHED	VACTUAL	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	MVABASE	ZONE	AREA
SWING																				
2601		MDPATG21		13.200	1	0	22.0	8.8	25.6	-8.3	1.0400	1.0400						31.4	22	5
2604		SLTODI01		0.4000	1	0	20.0	12.4	16.0	-8.4	1.0000	1.0000						28.0	23	5
2605		COLBDI01		0.4000	1	0	-2	18.0	15.4	0.0	1.0500	1.0466						28.0	23	5
2606		ARGETG01		15.700	1	0	2	160.0	80.8	128.0	-50.0	1.0500	1.0500					248.0	23	5
2613		NECOTV03		13.200	1	0	2	45.0	39.8	70.0	-35.0	1.0500	1.0500					87.5	22	5
2616		MDPATG22		13.200	1	0	2	18.0	9.4	11.0	-10.0	1.0400	1.0400					27.7	22	5
2620		ATUCNU02		21.000	1	0	3	502.8	289.8	340.0	-100.0	1.0500	1.0500				838.0	23	5	SYST
2621		ATUCNU03		21.000	1	0	2	740.0	316.8	340.0	-100.0	1.0500	1.0500					838.0	23	5
2626		BROWNTG01		20.000	1	0	2	290.0	39.5	187.6	-111.2	1.0200	1.0200					375.6	24	5
2627		BROWNTG02		20.000	1	0	2	290.0	113.1	187.6	-111.2	1.0500	1.0500					375.6	24	5
2628		BROWNTV01		20.000	1	0	2	260.0	-22.4	200.0	-143.2	1.0000	1.0000					375.6	24	5
2635		SOLALTG01		11.500	1	0	2	48.0	22.4	30.0	-30.0	1.0300	1.0300					81.1	24	5
2636		SOLALTG02		11.500	1	0	2	48.0	22.4	30.0	-30.0	1.0300	1.0300					81.1	24	5
2638		LOBOSDI		0.3800	1	0	-2	15.0	0.0	11.1	0.0	1.0000	1.0051					20.1	21	5
2640		MDAJTG		13.200	2	0	2	24.0	7.7	10.0	-10.3	1.0100	1.0100					37.4	22	5
2641		LINCIDI01		0.4000	1	0	-2	15.0	11.6	11.6	-5.8	1.0000	0.9987					19.2	21	5
2652		JUNIDI01		0.3800	1	0	2	20.0	12.8	15.0	-5.0	1.0000	1.0000					26.2	23	5
2654		BRAG TGS		11.500	2	0	2	40.0	0.4	22.4	-16.8	1.0000	1.0000					56.0	21	5
2671		SNICTV11		13.200	1	0	2	50.0	55.1	72.5	-31.5	1.0200	1.0200					100.0	23	5
2672		SNICTV12		13.200	1	0	2	50.0	55.1	72.5	-31.5	1.0200	1.0200					100.0	23	5
2673		SNICTV13		13.200	1	0	2	50.0	20.6	72.5	-31.5	1.0200	1.0200					100.0	23	5
2684		PINATG09		11.000	1	0	-2	4.5	4.0	4.0	-2.0	1.0200	1.0151					6.9	22	5
2685		PINATG10		11.000	1	0	-2	4.5	4.0	4.0	-2.0	1.0200	0.9880					6.9	22	5
2687		VGESTG18		11.500	1	0	2	75.0	38.1	50.0	-30.0	1.0500	1.0500					94.5	22	5
2688		BELGRTG1		20.000	1	0	-2	230.0	180.0	180.0	-90.0	1.0500	1.0486					306.0	23	5
2689		BELGRTG2		20.000	1	0	-2	230.0	180.0	180.0	-90.0	1.0500	1.0486					306.0	23	5
2690		BELGRTV1		20.000	1	0	-2	260.0	200.0	200.0	-143.2	1.0500	1.0389					375.6	23	5
2695		BELGRTG1		20.000	1	0	2	230.0	143.2	180.0	-90.0	1.0500	1.0500					306.0	23	5
2696		BELGRTG2		20.000	1	0	2	230.0	143.2	180.0	-90.0	1.0500	1.0500					306.0	23	5
2697		BELGRTV1		20.000	1	0	2	260.0	184.7	200.0	-143.2	1.0500	1.0500					375.6	23	5
2699		CERRITV01		13.200	1	0	2	14.0	4.3	10.6	-3.6	1.0400	1.0400					17.8	24	5
228260		GEN MR		0.3800	1	0	2	21.0	0.3	18.0	-4.9	1.0300	1.0300					30.0	22	5
SUBSYSTEM TOTALS							4284.8	2193.4	3075.5	-1558.5										6005.9

COMPENSACION SHUNT [NOMINAL] :

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	CODE	ID	STAT	MW	MVAR	VOLTAGE	TYPE	MODE	ADJM	BMIN	BMAX
2200	9	JULIO		132.00	1		1		7.5	1.01544	SWITCHED	0	0	0.0	7.5
2206	B.BCA	1		132.00	1		1		0.0	1.04916	SWITCHED	0	0	0.0	50.0
2208	B.BCA2			132.00	1		1		0.0	1.04919	SWITCHED	0	0	0.0	50.0
2218	BRANDSEN			132.00	1		1		2.4	1.02836	SWITCHED	1	0	0.0	2.4
2226	CHACABUC			132.00	1		1		6.0	0.96773	SWITCHED	0	0	0.0	6.0
2230	CHIVILCO			132.00	1		1		3.0	0.98459	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2236	DOLORES			132.00	1		1		6.0	0.98132	SWITCHED	1	0	0.0	6.0
2242	PUEYRRED			132.00	1		1		6.0	1.01534	SWITCHED	0	0	0.0	6.0
2243	PUEYRRE2			132.00	1		1		6.0	1.01565	SWITCHED	0	0	0.0	6.0
2248	JARA			132.00	1		1		9.0	1.01559	SWITCHED	0	0	0.0	9.0
2249	JARA 2			132.00	1		1		9.0	1.01603	SWITCHED	0	0	0.0	9.0
2252	JUNIN 2			132.00	1		1		4.5	0.94595	SWITCHED	0	0	0.0	4.5
2272	TG MAJO2			132.00	1		1		14.1	0.98416	SWITCHED	1	0	0.0	14.1
2274	M.PLATA1			132.00	1		1		4.5	1.01735	SWITCHED	0	0	0.0	4.5
2280	MERCEDE2			132.00	1		1		4.5	0.97941	SWITCHED	0	0	0.0	4.5
2302	P. LURO			132.00	1		1		0.0	1.00911	SWITCHED	0	0	-5.0	0.0
2340	M.TUYU			132.00	1		1		4.0	0.97229	SWITCHED	1	0	0.0	4.0
2346	TANDIL1			132.00	1		1		12.0	0.99587	SWITCHED	0	0	0.0	12.0
2356	V.GESSEL			132.00	1		1		6.0	1.00632	SWITCHED	1	0	0.0	12.0
2384	TONINAS1			132.00	1		1		0.0	0.96674	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2402	GVILLEG			132.00	1		1		2.0	1.00815	SWITCHED	0	0	0.0	4.0
2408	9JULIOBA			132.00	1		1		3.0	0.99503	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2515	9JULBA1			66.000	1		0		3.0	1.03051	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2518	CCASARES			66.000	1		1		3.0	1.02265	SWITCHED	0	0	0.0	3.0
2540	RIVAD 33			33.000	4		1		2.0	1.00000	SWITCHED	1	0	0.0	2.0
2544	VILLEG33			33.000	4		1		0.0	1.00000	SWITCHED	0	0	0.0	4.0
2870	PIN.TER			13.200	1		1		3.0	0.97832	SWITCHED	0	0	0.0	12.0

Comentarios:

El sistema presenta un adecuado desempeño, sin sobrecargas y con buen control de tensión, cumpliendo con todos los reemplazos de equipamiento ya mencionados.

ANEXO 7

Sub-Sección 1.2.9: Síntesis de resultados

7.1.2.9 Síntesis de resultados

Los resultados de los flujos de carga presentados anteriormente para el período 2015-2022 se sintetizan en las Tablas 7.1.2.9.1 a 7.1.2.9.3. En las mismas se indican cuáles son las barras con tensiones fuera de banda, las líneas y transformadores sobrecargados o con altos niveles de carga y el despacho de generación forzada en el área.

Toda esta información se agrupó de forma tal que se pueda observar cómo se modifican los distintos valores para un mismo estado de carga (pico, resto o valle). Para los tres primeros años de estudio (2015-2017) se presentan tablas con resultados correspondientes a los estados de demanda de pico, resto y valle de verano, mientras que para el invierno se presentan simplemente los estados de pico y valle. Para los últimos cinco años del período de estudio (2018-2022) los resultados se presentan en forma separada dado que, para este período de estudio, sólo se analizaron los casos correspondientes a los estados de demanda de pico de verano y valle de invierno.

En todas estas tablas, si un casillero está vacío indica que los valores son aceptables, es decir, que las tensiones están dentro de la banda permitida o que las líneas o transformadores no presentan sobrecargas. En el caso de la tabla de generación forzada, en el caso de que un casillero esté vacío indica que dicha unidad no se halla despachada.

En las Tablas 7.1.2.9.1 a 7.1.2.9.3 puede observarse el desempeño del sistema a partir de los distintos problemas que aparecen a lo largo del período de estudio de esta Guía de Referencia.

Cabe destacar la notable mejora en el funcionamiento del área Centro que introduce la puesta en servicio de la ET 25 de Mayo de 500 kV, prevista en esta Guía para el año 2016 y las líneas de 132 kV asociadas, que se van incorporando en escenarios posteriores.

La entrada en servicio de la nueva ET Coronel Charlone de 500/132 kV constituye un nuevo punto fuerte de abastecimiento para la provincia de Buenos Aires, ubicada al oeste de la misma. Esto proporciona una solución definitiva a los problemas de abastecimiento de la ET General Villegas.

La instalación de transformación 500/132 kV en la futura ET Nueva GBA permite reforzar el área Centro, descargando los otros nodos de abastecimiento y mejorando el desempeño de la red de 132 kV, sobretodo ante contingencias.

En el caso de la Costa Atlántica, la entrada en servicio de la ET Vivoratá de 500 kV, considerada en esta Guía en invierno 2017, y sus líneas de 132 kV asociadas, brindan una importante inyección de potencia activa directamente en el punto de mayor carga del área.

Por último, un refuerzo tanto para el área Atlántica como para el área Centro lo constituye la vinculación a la red de 500 kV en la ET Abasto, asociado a la línea doble terna Abasto – Brandsen.

Tabla 7.1.2.9.1: Barras con tensión fuera de la banda, +/- 5% para 220 y 132 kV y +/- 7% para 66kV, en condiciones de red completa. Valores en por unidad (pu)

Barra			Escenarios														
Nº	Nombre	U [kV]	Pico de Invierno			Valle de Invierno			Pico de Verano			Resto de Verano			Valle de Verano		
			2015	2016	2017	2015	2016	2017	2015	2016	2017	2015	2016	2017	2015	2016	2017
2102	Bragado	220	0.8940	0.9039	0.8951	0.9238	0.9415	0.9095	0.8486	0.933	0.9096	0.8895		0.899	0.944		0.9175
2202	Atucha	132															
2206	Bahía Blanca	132								1.0505							
2218	Brandsen	132							0.9353								
2222	C. Patagones	132									0.9450						
2228	Chascomús	132							0.9427								
2230	Chivilcoy	132							0.9358								
2252	Junín	132							0.9385	0.9391	0.9455	0.9467					
2253	IMSA	132							0.9390	0.9384	0.9448	0.9479					
2260	Las Flores	132							0.9379								
2261	Rosas	132							0.9321								
2263	Newton	132							0.9314								
2264	Lincoln	132							0.9472	0.9496							
2278	Mercedes	132							0.9455								
2284	Monte	132							0.9215			0.9455					
2304	Papel Prensa	132							0.9444	0.9433		0.9455					
2330	Saladillo	132							0.9282								
2349	Trenque Lauquen	132							0.9396	0.9331	0.9195						
2374	Baradero	132							0.9310	0.9294	0.9398	0.9342	0.9465			0.9494	

Barra			Escenarios									
Nº	Nombre	U [kV]	Valle de Invierno					Pico de Verano				
			2018	2019	2020	2021	2022	2018	2019	2020	2021	2022
2102	Bragado	220	0.9199					0.8743	0.8957	0.8862	0.877	0.8810
2218	Brandsen	132						0.9406				
2222	C. Patagones	132						0.9378	0.9218	0.9215		
2252	Junín	132						0.9366	0.9417	0.9342	0.9348	0.9455
2253	IMSA	132						0.9360	0.9409	0.9340	0.9354	0.9475
2284	Monte	132						0.9355				
2349	Trenque Lauquen	132						0.9455	0.9323			
2350	Tres Arroyos	132										0.9483
2349	Stroeder	132							0.9499			

Nota: Si el casillero se halla vacío implica que la tensión en barras de dicha ET se encuentra dentro de la banda permitida (+/- 5% del valor nominal para 220 y 132 kV y +/- 7% para 66 kV).

Tabla 7.1.2.9.2: Líneas y Transformadores con alto estado de carga, en condiciones de red completa. Valores en %

Código	Transformadores o Autotransformadores con carga >80 %	MVA	Escenarios														
			Pico de Invierno			Valle de Invierno			Pico de Verano			Resto de Verano			Valle de Verano		
			2015	2016	2017	2015	2016	2017	2015	2016	2017	2015	2016	2017	2015	2016	2017
T1RA	Ramallo 220/132 kV	300		86.6			83.4		89.4			89.3	94.4				
T1CA	Campana 500/132 kV	300		82.6						85							
T2CA	Campana 500/132 kV	300		83.1						85.5							
T7HE	Henderson 500/132 kV	300															
T3BG	Bragado 132/66 kV	20	81.1														
T4BG	Bragado 132/66 kV	20	81.1														
T1LM	Las Armas	15	87.5	90.2	96.4						81.9						

Código	Transformadores o Autotransformadores con carga >80 %	MVA	Escenarios									
			Valle de Invierno					Pico de Verano				
			2018	2019	2020	2021	2022	2018	2019	2020	2021	2022
T1BB	Bahía Blanca 500/132 kV	300						80.2	83.6			
T1BB	Bahía Blanca 500/132 kV	300						80.9	84.3			
T7HE	Henderson 500/132 kV	300										80.6

Código	Líneas de Transmisión con carga >100 %	MVA	Escenarios														
			Pico de Invierno			Valle de Invierno			Pico de Verano			Resto de Verano			Valle de Verano		
			2015	2016	2017	2015	2016	2017	2015	2016	2017	2015	2016	2017	2015	2016	2017
1BGVM1	Bragado – 25 de Mayo 132	68.6								111.9							
1CACO1	Campana – Corcemar 132kV	122.0							101.2								
1PSSH1	P. Prensa – S. Pedro 132 kV	68.6	100.4	100.9	101.1				125.8	127.7		117.5	117.3	118.6			
1NWRO1	Newton – Rosas	6.9			233.3		129.1	176.9		362.7	201.8		311.6	156		231.7	157.7
1VAVG1	Valeria del Mar – V. Gesell	68.6			103.8									106.6			
1SBVM1	Saladillo – 25 de Mayo 132	68.6			124.1					104.6							
1BG***1	Bragado – 25 de Mayo Dos	68.6															
1***VM1	25 de Mayo Dos – 25 de Mayo 132	68.6									106.3						
1CIMD1	Chivilcoy – Mercedes									101							

Código	Líneas de Transmisión con carga >100 %	MVA	Escenarios									
			Valle de Invierno					Pico de Verano				
			2018	2019	2020	2021	2022	2018	2019	2020	2021	2022
1BGCB1	Bragado – Chacabuco	68.6								101.4	112.1	111.2
1LJMD1	Luján – Mercedes	69.0							102.8	104.8	134.7	116
1NWRO1	Newton – Rosas	6.9	193.9	122.2	128.3	154.5	182	244.9	213.9	230.8	252.1	300.6
1PMVA1	Pinamar – Valeria del Mar	68.6						108.2				
1VAVG1	Valeria del Mar – V. Gesell	68.6						130.2				
1BG***1	Bragado – 25 de Mayo Dos	68.6						102.8				
1***VM1	25 de Mayo Dos – 25 de Mayo 132	68.6						116.6				
1***GL1	San Nic. Norte – General Lagos	107.4										104.9

Tabla 7.1.2.9.3: Despacho de Generación Forzada, en condiciones de red completa. Valores en MW

Central Térmica	Código	Escenarios														
		Pico de Invierno			Valle de Invierno			Pico de Verano			Resto de Verano			Valle de Verano		
		2015	2016	2017	2015	2016	2017	2015	2016	2017	2015	2016	2017	2015	2016	2017
Junín					18			20	20	20	20	20	20	16		
Pehuajó		20						20								
Lincoln		10	10	10				15	15	15	15	15	15		15	
Salto		15	15	15				20	20	20	20	20	20		20	
Arrecifes		15						15			15					
C Sarmiento								5	5	5	5		5	5		5
Colón		10	10	10				20	18	18						
Bragado	TG1	20	20	20				23	20	20	23	20	20	20		
	TG2	20	20	20				23	20	20	23	20	20			
	TG3															
	TG4															
San Nicolás	SNICTV11	45	45	45	45	45	45	50	50	50	50	50	50	45	45	45
	SNICTV12		45	45	45	45	45	50	50	50	50	50	50	45	45	45
	SNICTV13		45		45			50	55	50	50	50				
	SNICTV14	50						50	50					45	45	45
	SNICTG1															
Total Zona Norte		205	210	165	153	90	90	361	323	268	271	245	200	176	170	140
Pinamar								4	4	4.5	4	4				
								4	4	4.5	4	4				
		4.5	4.5					4.5	4.5	5						
		4.5	4.5					4.5	4.5	5						

Central Térmica	Código	Escenarios														
		Pico de Invierno			Valle de Invierno			Pico de Verano			Resto de Verano			Valle de Verano		
		2015	2016	2017	2015	2016	2017	2015	2016	2017	2015	2016	2017	2015	2016	2017
9 de Julio	MDPATG21		22	22		10		22	22	22	22	22		22	22	22
	MDPATG12	14	14			10		14	14		14	14			14	
	MDPATG13	22	22			15		22	22		22	22		22	22	
	MDPATV07	25	25		22			25	25		25	25				
	MDPATV08	25	25					25	25		25	25			25	
	MDPATG19															
	MDPATG20															
	MDPATG22	18	18	18				18	18	18			18			
Necochea	NECOTV01	25	25		16	16	16		25							
	NECOTV02															
	NECOTV03	45	45	45				45	45	45						
	NECOTV04	45	45					45	45		45	45	45			
Miramar																
Las Armas	ARMAS I - TG1	5	5					5	5							
	ARMAS I - TG2	5	5					5	5							
	ARMAS II - TG3	20	20					20	20		20	20	20			
Villa Gesell	VGESTG11															
	VGESTG16															
	VGESTG03	12	12													
	VGESTG04	75	75	75	50	50	50	75	75	75	75	75	75	50	50	50
San Clemente	DIESE_SE							12	12	12	14					
Mar de Ajó	MDAJTG15	12	12					12	12	14	12	12	12		12	
	MDAJTG17	12	12					12	12	14	12	12	12			
Total 9 de Julio + Miramar + Necochea		219	241	85	38	51	16	216	241	85	153	153	63	44	83	22
Total Villa Gesell + Mar de Ajó + Pinamar		120	120	75	50	50	50	116	116	122	107	107	99	50	62	50
Total Costa Atlántica		339	361	160	88	101	66	332	357	207	260	260	162	94	145	72

Central Térmica	Código	Escenarios									
		Valle de Invierno					Pico de Verano				
		2018	2019	2020	2021	2022	2018	2019	2020	2021	2022
Junín							20	20	20	20	20
Pehuajó											
Lincoln							15	15	15	15	15
Salto							20	22	20	20	20
Arrecifes											
C Sarmiento											
Colón							18	18	18	18	18
Bragado	TG1						20	20	20	20	20
	TG2						20	20	20	20	20
	TG3										
	TG4										
San Nicolás	SNICTV11	45	45	45	45	45	50	50	50	50	50
	SNICTV12	45	45	45	45	45	50	50	50	50	50
	SNICTV13						50	50	50	50	50
	SNICTV14										
	SNICTG1										
Total Zona Norte		90	90	90	90	90	263	265	263	263	263
Pinamar											
							4.5	4.5	4.5	4.5	4.5
							4.5	4.5	4.5	4.5	4.5
9 de Julio	MDPATG21						22	22	22	22	22
	MDPATG12										

Central Térmica	Código	Escenarios									
		Valle de Invierno					Pico de Verano				
		2018	2019	2020	2021	2022	2018	2019	2020	2021	2022
	MDPATG13										
	MDPATV07										
	MDPATV08										
	MDPATG19										
	MDPATG20										
	MDPATG22						18	18	18	18	18
Necochea	NECOTV01	16	16	16	16	16					
	NECOTV02										
	NECOTV03						45	45	45	45	45
	NECOTV04										
Miramar											
Las Armas	ARMAS I - TG1						5				
	ARMAS I - TG2						5				
	ARMAS II - TG3										
Villa Gesell	VGESTG11										
	VGESTG16										
	VGESTG03										
	VGESTG04	50	50	50	50	50	75	75	75	75	75
San Clemente	DIESE_SE						10				
Mar de Ajó	MDAJTG15						12	12	12	12	12
	MDAJTG17						12	12	12	12	12
Total 9 de Julio + Necochea		16	16	16	16	16	85	85	85	85	85
Total Villa Gesell + Mar de Ajó + Pinamar		50	50	50	50	50	108	108	108	108	108
Total Costa Atlántica		66	66	66	66	66	193	193	193	193	193

ANEXO 7

Sub-Sección 1.2.10: Diagramas de flujos de potencia

7.1.2.10 Diagramas de flujos de potencia

Tabla 7.1.2.10.1 - Período 2015-2017

Año	Zona	Invierno		Verano		
		Pico	Valle	Pico	Resto	Valle
2015	Norte	A1.1	A2.1	A3.1	A4.1	A5.1
	Centro	A1.2	A2.2	A3.2	A4.2	A5.2
	Atlántica	A1.3	A2.3	A3.3	A4.3	A5.3
	Sur	A1.4	A2.4	A3.4	A4.4	A5.4
2016	Norte	A6.1	A7.1	A8.1	A9.1	A10.1
	Centro	A6.2	A7.2	A8.2	A9.2	A10.2
	Atlántica	A6.3	A7.3	A8.3	A9.3	A10.3
	Sur	A6.4	A7.4	A8.4	A9.4	A10.4
2017	Norte	A11.1	A12.1	A13.1	A14.1	A15.1
	Centro	A11.2	A12.2	A13.2	A14.2	A15.2
	Atlántica	A11.3	A12.3	A13.3	A14.3	A15.3
	Sur	A11.4	A12.4	A13.4	A14.4	A15.4

Tabla 7.1.2.10.2 - Período 2018-2022

Año	Zona	Valle	Pico
2018	Norte	A16.1	A17.1
	Centro	A16.2	A17.2
	Atlántica	A16.3	A17.3
	Sur	A16.4	A17.4
2019	Norte	A18.1	A19.1
	Centro	A18.2	A19.2
	Atlántica	A18.3	A19.3
	Sur	A18.4	A19.4
2020	Norte	A20.1	A21.1
	Centro	A20.2	A21.2
	Atlántica	A20.3	A21.3
	Sur	A20.4	A21.4
2021	Norte	A22.1	A23.1
	Centro	A22.2	A23.2
	Atlántica	A22.3	A23.3
	Sur	A22.4	A23.4
2022	Norte	A24.1	A25.1
	Centro	A24.2	A25.2
	Atlántica	A24.3	A25.3
	Sur	A24.4	A25.4

ANEXO 7

Sub-Sección 1.3: Conclusiones

7.1.3 CONCLUSIONES

Los estudios de flujos de carga realizados en esta sección de la Guía de Referencia permiten evaluar el sistema en condición presente y en su esperada evolución durante el período de estudio. Las conclusiones que se extraen de este análisis se presentan a continuación.

Es menester aclarar que, dado que la red de Transba S.A. no ha sufrido variaciones de infraestructura considerables, la situación reflejada en los estudios es muy similar a la de Guías precedentes, con el agravante del incremento vegetativo de la demanda.

Primer año: Condición Actual

En la zona Norte ha sido necesario recurrir a un fuerte despacho de la generación de la CT San Nicolás con el objeto de evitar la sobrecarga del T1RA de la ET Ramallo, el que se encuentra, sin embargo, al límite de su capacidad operativa. Queda en clara evidencia la limitada capacidad remanente del área de influencia de la ET Ramallo.

Por otro lado, existen zonas vulnerables debido a poseer una alimentación radial, tales como las asociadas a las demandas de las EETT Papel Prensa, Baradero, Protisa y Eastman, por lo que la salida de servicio de alguna de las líneas de alimentación podría causar desabastecimiento de demanda.

Si bien la ET Colón también se encuentra alimentada en forma radial, la demanda local podría abastecerse por la CT Colón. La red de subtransmisión permitiría también tomar parte o la totalidad de la demanda de Colón, según sea el escenario de la demanda.

Los corredores de 132kV Campana – Corcemar – Zárate y Campana – Praxair – Campana 132 – Zárate se encuentran fuertemente cargados. El área de Zárate presenta una situación severamente crítica dado que la ocurrencia de contingencias simples en alguna de las líneas de influencia llevaría, en horarios de pico, a sobrecargas inadmisibles que podrían originar mayor salida de equipos y riesgo de cortes.

El corredor de 66 kV Pergamino – San Antonio de Areco debe operarse abierto, alimentado desde Pergamino y, en horario de alta demanda, se debe recurrir al despacho de las CCTT Arrecifes y/o Capitán Sarmiento para lograr un adecuado control de tensión y evitar la sobrecarga tanto de los transformadores de Pergamino, como de las líneas de 66 kV.

En la zona Centro se observa, en los escenarios de alta demanda, una elevada transferencia de potencia por la línea de 220 kV Henderson – Bragado, aún considerando el despacho forzado de la generación de la zona.

Dadas las restricciones de alimentación en la zona Centro y, de acuerdo con la actual forma de operación de la Acería de Bragado, se adopta como hipótesis una acentuada reducción de carga de la misma, pasando de 50 MW y 40 MW (horarios de valle y resto) a 17 MW en horarios de pico.

Para el adecuado abastecimiento y control de tensión en horarios de alta demanda se hace necesario despachar la generación forzada de las CCTT Bragado, Lincoln, Junín, Salto, Pehuajó, Villegas y Lobos, lo que refleja una importante dependencia respecto al despacho forzado para el funcionamiento del sistema.

Esta generación puede considerarse como una solución adecuada de corto plazo, sin embargo es importante destacar que, de no disponer de las unidades necesarias, tanto por problemas técnicos, como por falta de combustible, se regresará a las situaciones críticas históricas, con el agravante causado por el crecimiento vegetativo de la demanda.

Asimismo, en esta zona también existen EETT alimentadas de forma radial, como las pertenecientes al corredor de 132 kV Bragado – Salto, donde, aún considerando la generación disponible en la ET Salto, en horarios de alta demanda puede resultar altamente dificultoso abastecer la totalidad de la misma ante la salida de servicio de la línea Bragado – Chacabuco.

La zona Atlántica se caracteriza por poseer un fuerte incremento de la demanda durante el verano, alcanzando, en horarios de pico, valores que llevan al límite la capacidad operativa de la red, resultando las tensiones en muchos casos por debajo de la banda admitida. Actualmente, esta área cuenta con instalaciones de compensación shunt capacitiva en muchas de las EETT que la componen, tanto en el área de Mar del Plata, como también en las EETT de la costa norte.

Debido a que el importante aumento de la demanda no ha sido acompañado por un crecimiento adecuado de la infraestructura de la red, sus deficiencias la han tornado extremadamente dependiente de la generación forzada. Aun recurriendo a la totalidad de la generación disponible y operando al límite de la banda permitida de tensión en las barras de 132 kV de la ET Olavarría, no se pudo evitar que algunas EETT presenten tensiones inferiores al mínimo de la banda admisible, siendo el corredor de 132 kV Olavarría – Chascomús el principal afectado.

La situación descrita pone de manifiesto que, ante la pérdida de algún generador, especialmente de las CCTT Villa Gesell o Mar de Ajó, o la ocurrencia de contingencias simples en las líneas de vinculación que abastecen la zona Atlántica, sería necesario recurrir a cortes de carga para evitar que se produzca un colapso que afecte a gran parte de la región.

Esta situación se agravaría sensiblemente ante la indisponibilidad de generación en el área, tanto sea por inconvenientes técnicos, como también por posibles limitaciones de combustible que impidan lograr el pleno despacho de la generación.

El camino adoptado de desarrollo eléctrico del área, consistente únicamente en la instalación de generación local, permitió mejorar el problema a corto plazo, pero ha dado lugar a un área cada vez más dependiente del despacho forzado.

La zona Sur no presenta problemas para mantener el control de tensión dentro de la banda permitida. En general, esta zona evidencia un alto grado de seguridad ante contingencias, incluso considerando la salida de servicio de uno de los transformadores de 500/132 kV de la ET Bahía Blanca, ya que en escenarios de altas demandas, se podría lograr el abastecimiento de la misma a partir del despacho forzado de la CT Solalbán.

Condiciones en el mediano y largo plazo:

En la zona Norte, a partir de la gran criticidad en la zona de Ramallo, se plantea la duplicación de la capacidad de transformación de la ET Ramallo, tanto en 500/220 kV como en 220/132 kV, a través de la instalación del T3RA y del T2RA, respectivamente. Esta obra representa una mejora significativa de la confiabilidad de la región.

Para resolver los problemas existentes en el área de Zárate, por la elevada carga de los corredores de 132 kV que la alimentan en horarios de alta demanda, se propone la apertura de la línea Zárate – Campana III y su vinculación con la ET Campana, dando lugar a las nuevas líneas Zárate – Campana y Campana – Campana III. Adicionalmente, se plantea la construcción de la línea de 132 kV Campana – Las Palmas. Estas obras descargarán los corredores actuales y reforzarán la red de transporte de 132 kV de la zona Norte, evitando posibles cortes de demanda ante contingencias.

Asimismo, en pos de la necesaria mejora de la confiabilidad del área mencionada, se propone la instalación de un tercer transformador 500/132 kV en la ET Campana.

Para dar solución a los problemas de tensión, saturación de transformadores y alimentación radial de algunas EETT de la zona Norte se propone un nuevo corredor de 132 kV entre las EETT Villa Lía y Salto pasando por Capitán Sarmiento y Arrecifes. El proyecto considera la construcción de una nueva ET de 132 kV en las cercanías de S. A. de Areco, sobre la línea Villa Lía – S.A. de Areco y las nuevas EETT Capitán Sarmiento y Arrecifes.

Esto elimina la alimentación radial de Salto, Chacabuco y Chacabuco Industrial, descarga el corredor de 66 kV Pergamino – San Antonio de Areco y sus transformadores asociados aprovechando la capacidad de transformación disponible en la ET Villa Lía.

También se considera la entrada en servicio de la línea de 132 kV Salto – Rojas, que proporciona un refuerzo, sobre todo ante contingencias, al vincular el nuevo corredor descrito en los párrafos anteriores con el corredor Pergamino – Bragado.

La obra propuesta de vincular por una línea de 132 kV las EETT Villa Lía y Baradero permite mejorar las condiciones de abastecimiento de las EETT del corredor Ramallo – Zárate, pues aporta seguridad a la red de 132 kV ante contingencias, principalmente a las demandas de las EETT Baradero y Papel Prensa, que actualmente son abastecidas en forma radial.

La vinculación prevista entre Villa Lía y Luján a través de San Antonio de Areco otorga un nuevo punto de alimentación hacia el área de Luján, para lo cual también se propone la instalación de un segundo transformador 220/138 kV de 150 MVA en la ET Villa Lía destinado a acompañar el incremento de la demanda abastecida por esta ET.

Con el objeto de vincular directamente demandas de algunas localidades a la red de 132 kV y mejorar su abastecimiento respondiendo a las crecientes demandas, se ha proyectado la entrada en servicio de las EETT Brandsen, Cardales y San Andrés de Giles.

Las obras propuestas en la zona Centro relacionadas directamente con las ampliaciones de la zona Norte son los corredores de 132 kV Villa Lía – Salto, Villa Lía – Luján.

Como solución a la situación crítica del área del nodo Bragado, se propone la construcción de la ET 25 de Mayo 500/132 kV, seccionando la línea de 132 kV Bragado – Saladillo, y la construcción de la nueva línea de 132 kV 25 de Mayo – Chivilcoy. Estas obras dan lugar a un importante aporte de potencia hacia el centro de la provincia, sobre el área en cuestión.

Adicionalmente, para incrementar el aprovechamiento de la ET 25 de Mayo, se plantea la construcción de una segunda línea de 132 kV 25 de Mayo – Bragado y la línea de 132 kV 25 de Mayo – Lobos.

La entrada en servicio de estas obras permite un mejor abastecimiento de toda la zona Centro, descarga el corredor de 220 kV Henderson – Bragado y brinda una mayor confiabilidad a la zona.

Se proyecta una nueva vinculación de la red de Transba S.A al sistema de 500 kV a partir de la instalación de la ET 500/220/132 kV Nueva GBA y las líneas Nueva GBA – Mercedes y Nueva GBA – Lobos. Esto proporcionará una importante inyección de potencia sobre los corredores Bragado – Luján y Olavarría – Chascomús.

Por otro lado, la puesta en servicio de las líneas de 132 kV Henderson – Pehuajó y Pehuajó – General Villegas descarga el corredor de 66 kV Trenque Lauquen – Bragado, y permite asegurar el abastecimiento de la demanda de la localidad de G. Villegas. Posteriormente se plantea la línea Pehuajó – Lincoln, que mejora el desempeño y aumenta la confiabilidad del área de Lincoln.

La construcción de la nueva ET Coronel Charlone 500/132 kV, ubicada al noroeste de la provincia de Buenos Aires, proporciona otro importante punto de abastecimiento para el área Centro. Aquí se plantean obras tendientes a vincular la red de Transba S.A. con este nuevo nodo, como lo son las líneas de 132 kV Cnel. Charlone – G. Villegas, Cnel. Charlone – Lincoln y Gral. Villegas – T. Lauquen.

Las obras previstas en la zona Centro mejoran el desempeño del sistema ante contingencias graves como la salida de servicio de la línea de 220 kV Henderson - Bragado o de la línea de 132 kV Henderson – Trenque Lauquen e incrementan la seguridad de abastecimiento en los nodos Chacabuco, Chacabuco Industrial, Salto, Chivilcoy, Mercedes, Luján y en todas las EETT del corredor Bragado – Pergamino ante contingencias.

Atendiendo al incremento vegetativo de la demanda, en ciudades como Chivilcoy y Mercedes se han incorporado nuevas EETT, así como también se han propuesto las EETT Bolívar, 25 de Mayo Dos, Lobos y Salliqueló, para vincular las demandas de estas localidades directamente a la red de 132 kV.

En situación de red completa se logra un adecuado desempeño de la red y se puede prescindir de casi la totalidad de la generación forzada, a excepción del corredor Bragado – Pergamino, el cual presentaría tensiones muy bajas en algunas EETT como Salto, Junín y Rojas si no se recurre al despacho forzado de las CCTT de Junín y Lincoln y/o Salto en horarios de alta demanda.

En la zona Atlántica se considera la entrada en servicio de la nueva ET Vivoratá de 500/132 kV en el año 2016, con el fin de brindar una solución perdurable para esta área, permitiendo una vinculación fuerte de Mar del Plata a la red de 500 kV.

Esta obra proporciona un importante aporte de potencia activa directamente en el punto de mayor demanda de la Costa Atlántica, aliviando el corredor de 132 kV Olavarría – Tandil – Mar del Plata, lo que permite obtener un adecuado perfil de tensión de toda el área.

Adicionalmente, se proyecta la construcción de la doble terna de 132 kV que vincula las EETT Mar del Plata y Villa Gesell, que constituirá el principal vínculo de abastecimiento de la costa Norte.

Pasando a ser, de este modo, la ET Villa Gesell el nodo más fuerte de la costa norte, se juzga necesario reforzar su vinculación con la ET Mar de Ajó a partir de la construcción de la línea de 132 kV V. Gesell – Mar de Ajó.

Otra obra propuesta, de importancia para el área, es el doble vínculo en 132 kV entre las EETT Brandsen y Abasto, la que requiere la ampliación de esta última instalando transformación en 500/132 kV, que proporcionará beneficios a la costa Norte y también a las EETT del corredor de 132 kV Olavarría – Chascomús.

Adicionalmente, este corredor queda vinculado a la ET 25 de Mayo por medio de los corredores de 132 kV 25 de Mayo – Saladillo – Las Flores y 25 de Mayo – Lobos – Monte y a la ET Nueva GBA por el corredor Nueva GBA – Lobos – Monte, lo que le confiere un muy buen desempeño, tanto en condiciones de red completa, como también ante contingencias.

La construcción de la ET General Belgrano y sus vinculaciones a las EETT Newton y Chascomús (líneas de 132 kV Newton – G. Belgrano – Chascomús) permite asegurar el abastecimiento de la localidad de Belgrano y además transfiere los beneficios indicados en el párrafo anterior al corredor Chascomús – Dolores.

La zona Sur se caracteriza por una alta confiabilidad en el suministro ante contingencias. Con el objetivo de mantener esta cualidad durante el período de estudio, se hace imprescindible contar con un transformador adicional 500/132 kV en la ET Bahía Blanca (propuesto a partir del año 2020) para evitar sobrecargas elevadas ante la pérdida de uno de sus actuales transformadores. Asimismo, se propone la entrada en servicio de la línea de 132 kV Coronel Suárez – Coronel Pringles a partir del año 2020.

La construcción de las EETT Puán y Stroeder está destinada a mejorar el abastecimiento de las demandas homónimas y su área de influencia.

La ET Sur tiene como fin mejorar el abastecimiento de la demanda de la ciudad de Bahía Blanca.

Conclusiones generales

Los estudios ponen en evidencia el comportamiento esperado de la red de Transba S.A. en los escenarios típicos de funcionamiento presentes, y en los escenarios futuros, considerando la proyección de demanda y la puesta en servicio de las obras de ampliación propuestas en la red de transporte.

Al comienzo del período de estudio se verifica que los mayores problemas se registran en escenarios de alta demanda en las zonas Norte, Centro y Atlántica, siendo el área Sur la que presenta un mejor desempeño.

La gran cantidad de generación distribuida que se ha instalado en la provincia de Buenos Aires permite afrontar esta situación crítica hasta tanto se implementen soluciones de mayor infraestructura. No obstante, el recurso de la generación distribuida se agota rápidamente con el crecimiento vegetativo de la demanda y resulta de un alto costo logístico y operativo.

El plan de obras propuesto para dar solución a estos problemas está orientado a la expansión de la red de transporte de 132 kV, reforzando vínculos entre EETT existentes, cerrando corredores y dando lugar a nuevas EETT, incluso en áreas que actualmente no son alcanzadas por la red de 132 kV.

Para dar sustento al crecimiento planteado en la red de 132 kV se recurre a consolidar la vinculación con el sistema de 500 kV y 220 kV. Esto se logra, en primer lugar, mediante la ampliación de la capacidad de transformación en puntos de vinculación existentes tales como las EETT Ramallo, Campana, Villa Lía y Bahía Blanca. En segundo lugar, se instala transformación a 132 kV en la ET Abasto. Por último, se plantea la construcción de nuevas EETT 500/132 kV como ser 25 de Mayo, Coronel Charlone, Vivoratá y Nueva GBA.

Considerando las obras propuestas se llega a un escenario de año horizonte 2022 con un desempeño adecuado de la red de Transba S.A. en el que se puede prescindir de gran parte de la generación local e incluso de casi la totalidad de la generación distribuida.

El adecuado desempeño se observa también ante contingencias simples, donde puede ser necesario recurrir a la generación instalada para mantener la calidad en el suministro.

Si bien se plantea un ambicioso plan de obras para el período de estudio, no se logra un desempeño óptimo en el área de Lincoln y Junín, donde debió recurrirse al despacho forzado de generación para mantener la tensión dentro de la banda de calidad de servicio.

No obstante lo mencionado en el párrafo anterior, Transba S.A. considera que el plan de obras propuesto cubre ampliamente las expectativas y excederlo podría no ser razonable considerando el período de estudio y los antecedentes existentes.

ANEXO 7

Sección 2: Estudios de cortocircuito

ANEXO 7

Sub-Sección 2.1: Descripción de los estudios realizados

7.2.1.Descripción de los estudios realizados

El objetivo de los estudios de cortocircuito es determinar las máximas solicitaciones en los equipamientos de interrupción de la red de transporte de Transba S.A., y compararlas con las potencias de ruptura de los equipos actualmente instalados.

Modelado de la Red

Contempla todos los datos de secuencia positiva, negativa y cero de los generadores, y los datos de secuencia positiva y cero de las líneas y transformadores del sistema de transporte.

Metodología de Cálculo

Los estudios básicos de esta Guía de Referencia tienden a minimizar la generación del área para detectar las necesidades mínimas de despacho forzado, y se considera el estado de los acopladores de barras conforme a las prácticas habituales de la operación para evitar sobrecargas.

Realizar los cálculos de cortocircuito en estas condiciones, podrían producir resultados que no reflejarían las máximas solicitaciones susceptibles de presentarse cuando, por razones de emergencia de la red del SADI, deban despacharse a pleno todas las unidades del área.

Por esta razón en los cálculos de esta sección se han modificado los escenarios de los estados pico de Verano de cada año, para establecer las condiciones de operación más exigentes.

Como el método empleado es el de “superposición”, que toma en cuenta el estado previo de los generadores en servicio, todas las unidades locales como las unidades próximas del SADI en la red de 220 y 500 kV, se consideran con despacho pleno con la mayor sobreexcitación posible, de modo de maximizar el aporte a las corrientes de falla.

Con estas hipótesis fueron obtenidas las potencias de cortocircuito monofásicas y trifásicas, determinadas mediante la corriente de falla simétrica en estado subtransitorio.

ANEXO 7

Sub-Sección 2.2 Resultados de los cálculos y conclusiones

7.2.2 Resultados de los cálculos y conclusiones

En el [Anexo 4](#) de la presente Guía de Referencia se listan las potencias de cortocircuito trifásicas y monofásicas máximas, que son de esperar según la evolución prospectiva de la demanda y los planes de obra descriptos en esta Guía.

En la ET San Nicolás se observa que a partir del año 2015 se superaría la capacidad de ruptura de los interruptores instalados en 132 kV, esto resulta de los estudios de cortocircuito que consideran el despacho de todas las unidades de generación del área de influencia, estén o no vinculadas directo a barras de 132 kV.

A partir de estos resultados se puede anticipar que deberá restringirse el despacho de todas las unidades de la CT San Nicolás en escenarios de alto despacho de generación en el área.

ANEXO 7

Sub-Sección 2.3 Apertura de corrientes de C.C. con grandes constantes de tiempo de continua

7.2.3. Apertura de corrientes de C.C. con grandes constantes de tiempo de continua

A efectos de su consideración en estudios de acceso y ampliación a la capacidad existente, en este apartado Transba S.A. presenta una síntesis del criterio mediante el cual evalúa la capacidad de interruptores existentes de su sistema, para abrir corrientes con altos porcentajes de corriente continua, cuando las componentes simétricas que se presenten sean inferiores a las corrientes nominales de apertura de los interruptores.

Se aclara que luego de varias experiencias de conexiones de nueva generación a su sistema y en base a experiencias relevantes en el orden internacional, Transba S.A. desarrolló dicho criterio.

Tal criterio es aplicable únicamente a viejos interruptores, para los cuales sus fabricantes o empresas continuadoras ya no están en el mercado argentino o internacional y por ende no pueden ser consultados sobre la capacidad de sus equipos, en casos que la documentación técnica disponible no sea suficiente para asegurar una correcta operación en condiciones diferentes a las garantizadas, ya sea por Norma de fabricación y/o por la información de especificaciones técnicas garantizadas disponible.

Por lo tanto, este criterio no será de aplicación para nuevos interruptores o interruptores existentes en que el fabricante, sucesor o representante exista y, consecuentemente, no puede dejar de ser consultado, ya que es quien estaría en mejores condiciones de dar una respuesta con el conocimiento y los fundamentos del caso.

Como se describe más adelante, el método requiere determinar la constante de tiempo de decaimiento de la componente de corriente continua que deberá abrir el interruptor.

Teniendo en cuenta que todos los interruptores de Transba S.A. han sido fabricados bajo Norma IEC, el interruptor será apto cuando la constante de tiempo calculada sea inferior o igual a 45 ms o a la especificada con su compra.

Para constantes de tiempo superiores a 45 ms o a la garantizada para el interruptor, la apertura será posible si la relación entre el valor eficaz de la componente de corriente alterna de la corriente de cortocircuito, en el instante en que comienzan a separarse los contactos del interruptor, y la corriente nominal de apertura del interruptor es menor o igual al valor drf establecido en la siguiente Tabla:

$\tau(\text{ms})$	drf
45	1
$45 < \tau \leq 95$	0,64
$95 < \tau \leq 150$	0,512

$\tau(\text{ms})$: constante de tiempo de decaimiento de la componente de corriente continua que deberá abrir el interruptor

Drf: factor equivalente de reducción de la capacidad nominal de interrupción (de-rating factor en inglés)

Es decir, el efecto de la componente de corriente continua es el de una reducción equivalente de la capacidad de apertura nominal del interruptor en el factor **Dr_f**, que no debe ser superada por el valor eficaz de la componente simétrica de cortocircuito en el momento en que comienzan a separarse los contactos del interruptor.

A efectos de evitar posibles diferencias de criterios en la determinación de la constante de tiempo τ , Transba S.A. requiere que la misma sea calculada en el instante de aplicación de la falla, considerando régimen subtransitorio.

Si en el momento en que comienzan a separarse los contactos del interruptor la componente de corriente continua del interruptor fuera superior a la amplitud de la componente alterna, el criterio precedente no será aplicable.

Fundamentos del criterio:

A continuación se presentan en forma sintética los fundamentos del Criterio que ha desarrollado Transba S.A. para evaluar la capacidad de apertura de corrientes asimétricas de interruptores existentes comprados s/Norma IEC.

■ ¿Por qué definir un criterio?

- ☐ Para viejos interruptores:
 - En muchos casos no existe el fabricante para preguntarle
 - Imposibilidad práctica de ensayar los interruptores
- ☐ La Norma IEC no da la certidumbre necesaria sobre:
 - Cálculo del porcentaje de corriente continua:
 - Supone que la componente alterna es constante cuando ello no es así en las proximidades de generación
 - *¿Cuánto más grande puede ser el porcentaje de continua cuando la componente simétrica es inferior a la nominal del interruptor?
- ☐ Evitar cambios innecesarios de equipamiento
- ☐ A diferencia de la Norma ANSI, la IEC no da elementos cuantitativos para dar respuesta a *

■ Transba ha desarrollado un criterio, que se irá perfeccionando con:

- ☐ Su experiencia de aplicación
- ☐ Disponibilidad de mayor y mejor información en la materia
- ☐ Avances en el conocimiento

■ Fundamentos del criterio:

- ☐ Los interruptores IEC son ensayados a la apertura para:
 - Componente simétrica igual a la nominal
 - Constante de tiempo de la componente de continua igual a la especificada ó a 45 ms en caso contrario
- ☐ En la mayoría de los casos reales ocurre que:
 - Cuando la constante de tiempo es alta la potencia cortocircuito es baja y viceversa

- ☐ Cuando ocurre lo primero, la Norma IEC y la experiencia internacional indican que los interruptores podrían tener capacidad para manejar componentes continuas con constantes de tiempo mayores.

■ **Antecedentes:**

- ☐ La Norma IEC ha ido evolucionando en lo concerniente a la definición de la capacidad de interrupción nominal de corrientes de cortocircuito mediante dos valores (en el inicio de separación de los contactos):
 - Valor eficaz de la componente alterna (esto no varió)
 - Evolucionó de “porcentaje de la componente de continua” (IEC 56; IEC 62271-100:2001) a “la constante de tiempo de la componente de continua (IEC 62271-100:2008) de la corriente de interrupción nominal de cortocircuito, que resulta en un porcentaje de componente de continua en el inicio de separación de los contactos”.
- ☐ Es decir, la Norma IEC considera de importancia básica, además de la magnitud de la componente simétrica, la constante de tiempo de la componente de corriente continua de la corriente de cortocircuito del sistema que abrirá el interruptor.
- ☐ Dos publicaciones de interés de Cigré:
 - CIGRÉ WG 13.04, “Specified Time Constants for Testing Asymmetric Current Capability of Switchgear), ELECTRA, N° 173, Aug 1997.
 - Antonio Carlos Carvalho, Mauro Muniz Daniel Sinder Ary D’Ajuz, “Managing HV Equipment Replacement due to Overrating”, CIGRÉ Session 2008, Paris, Paper A3-106.

■ **CIGRÉ WG 13.04:**

- ☐ El objeto de este Grupo de Trabajo fue el de realizar recomendaciones con respecto a las combinaciones más apropiadas y representativas de corrientes de cortocircuito y constantes de tiempo a ser aplicadas durante ensayos para demostrar la capacidad asimétrica de interrupción de interruptores y seccionadores.
- ☐ Esto fue hecho en el contexto de una revisión de la cuarta edición de la Norma IEC 60056, de 1987, y sus recomendaciones luego fueron incorporadas en la IEC 62271-100:2001.
- ☐ Inquietudes y consideraciones generales:
 - ¿Qué parte de los requerimientos del sistema cubría la única constante de tiempo usada hasta entonces de 45 ms y seguiría cubriendo, habida cuenta de que la misma es propia de lugares del sistema en que prevalece el efecto de las líneas aéreas de alta tensión?
 - Los ensayos eran realizados con 45 ms para plena corriente nominal de interrupción, mientras que en la realidad no ocurren altas constantes de tiempo con altas corrientes de cortocircuito. Al respecto, la publicación indica en su introducción que los interruptores ensayados en condiciones normalizadas mostraban aptitud para altas constantes de tiempos y bajas corrientes (dando como ejemplo de nivel un 30% de la nominal de interrupción)

- Recomendaciones:
 - Las constantes de tiempo de corriente continua de las redes pueden clasificarse dentro de las siguientes categorías:
 - ✓ a) Redes de media tensión de hasta 52 kV;
 - ✓ b) Redes de alta tensión de 72,5 kV a 420 kV;
 - ✓ c) Redes de alta tensión de 525 kV ó más;
 - ✓ d) Circuitos de generadores
 - Definió las constantes de tiempo para cada categoría que luego tomó la Norma IEC
 - No obstante lo anterior, para cada una de ellas indicó:
 - ✓ En casos donde los requerimientos de corriente de cortocircuito sean más bajos que la corriente de interrupción de cortocircuito nominal en al menos una clase dentro de la serie R 10*, un interruptor ensayado con una constante de tiempo de 45 ms puede satisfacer tales requerimientos
 - ✓ *Serie R 10:
 - Según IEC 60059, la Serie R10 comprende los números 1 – 1,25 – 1,6 – 2 – 2,5 – 3,15 – 4 – 5 – 6,3 – 8 y sus productos por 10^n
- De acuerdo con IEC 62271-100, el valor normalizado de la componente alterna de la corriente de interrupción de cortocircuito nominal de un interruptor debe elegirse dentro de dicha serie.
 - En la Tabla siguiente puede verse que los valores adyacentes de la serie distan en aproximadamente 0.8 (medido como relación entre un N° de la serie y el inmediato siguiente superior):

R10	1	1,25	1,6	2	2,5	3,15	4	5	6,3	8	10
n/n+1	0,8	0,78	0,8	0,8	0,79	0,78	0,8	0,79	0,78	0,8	0,8

- A partir de lo anteriormente expuesto, Transba S.A. adoptó como una condición necesaria en su criterio que, para que un interruptor pueda interrumpir una corriente de cortocircuito con una constante de tiempo superior a 45 ms ó a la especificada para el interruptor, la componente alterna de la corriente de cortocircuito debe ser al menos 0.8 veces la corriente de interrupción de cortocircuito nominal del interruptor
- CIGRÉ – Session 2008 - Paper A3-106:
- En este paper, a partir de las exigencias del ensayo T100a que requiere la Norma IEC 62271-100 y haciendo consideraciones físicas sobre las solicitaciones a que se ve sometido el interruptor durante el lapso en que dura el arco (tiempo máximo entre el inicio de apertura de contactos y el de interrupción del arco), se deducen matemáticamente factores de reducción de la corriente de interrupción de cortocircuito nominal del interruptor (de-rating factor) para las diferentes constantes de tiempo relativas a la constante de tiempo de los interruptores actuales 45 ms.
 - Estos factores son aplicados por el ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico, en Brasil
 - Factores de “de-rating” para 50 Hz:

τ (ms)	De-rating factors
45	1
60	0,918
75	0,855
120	0,751

- Los valores de la Tabla precedente fueron aproximados por Transba S.A. por medio de la siguiente ecuación:

$$drf = 3,0378 \tau^{-0,2924}$$

- Definición del criterio:

- ☐ Ante las incertidumbres remanentes y con carácter conservador, respecto de las dos publicaciones de CIGRÉ antes citadas, el criterio se conformó básicamente con:

- Paper A3-106: en primer lugar, el “drf” se calcula usando un coeficiente multiplicador adicional de 0,8
 - WG 13.04: luego, se utiliza como valor final de “drf” al valor de $0,8^n$ ($n=1,2,\dots$) más cercano por defecto al calculado con la expresión matemática:

$$drf = 0,8 \times 3,0378 \tau^{-0,2924}$$

- Entonces, para evaluar la capacidad de un interruptor existente para interrumpir corrientes de cortocircuito con componentes de corriente continua que tengan constantes de tiempo superiores a la del interruptor (45 ms en caso de desconocimiento), deberá aplicarse el siguiente factor equivalente de reducción de la capacidad nominal de interrupción:

τ (ms)	drf
45	1
$45 < \tau \leq 95$	0,64
$95 < \tau \leq 150$	0,512

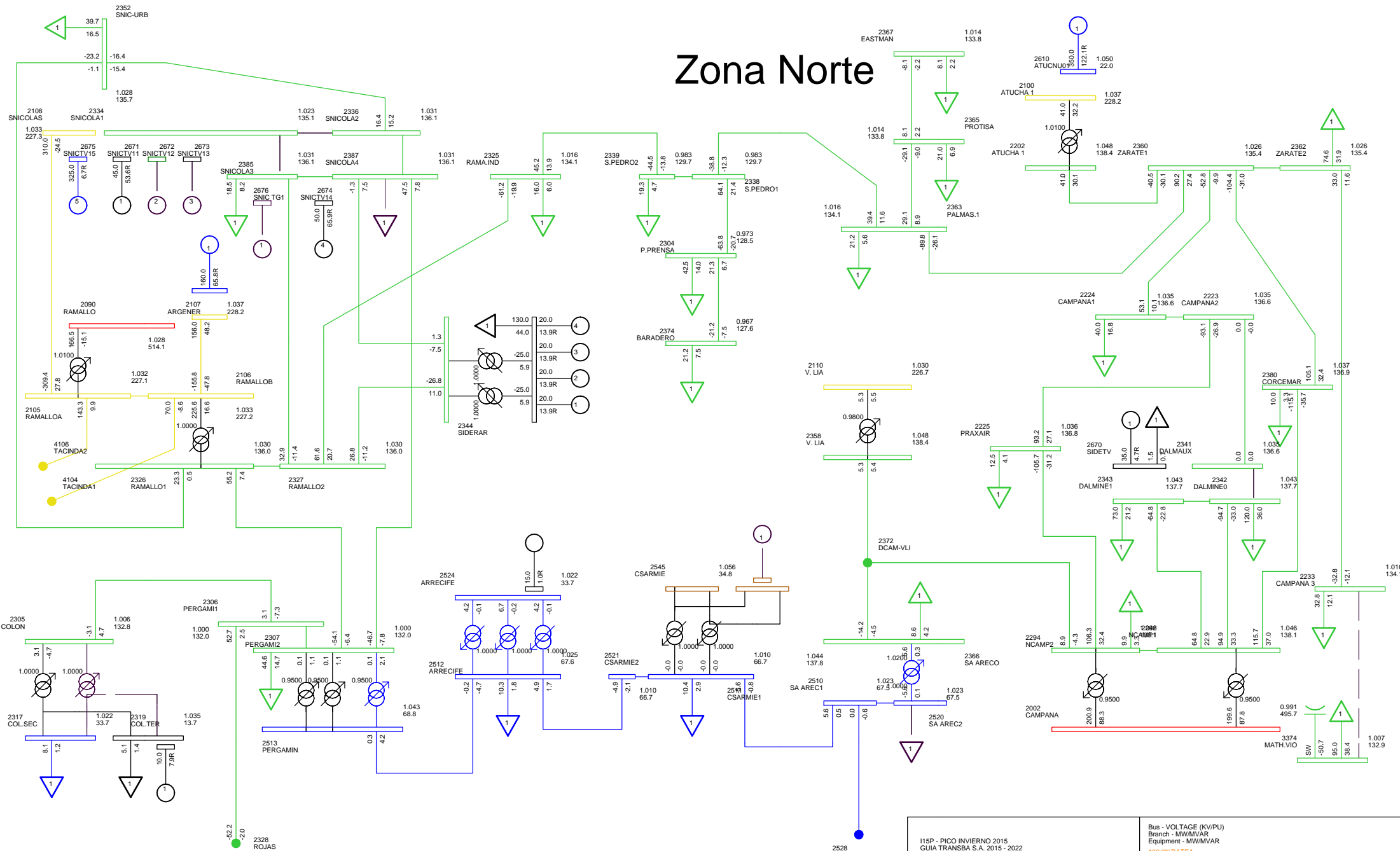
- Será capaz en caso que el valor eficaz de la componente de corriente alterna de la corriente de cortocircuito en el instante en que comienzan a separarse los contactos sea menor que el producto del factor “drf” de esta Tabla por el valor nominal de la corriente de interrupción del interruptor.

Apéndice A

Esquemas unifilares

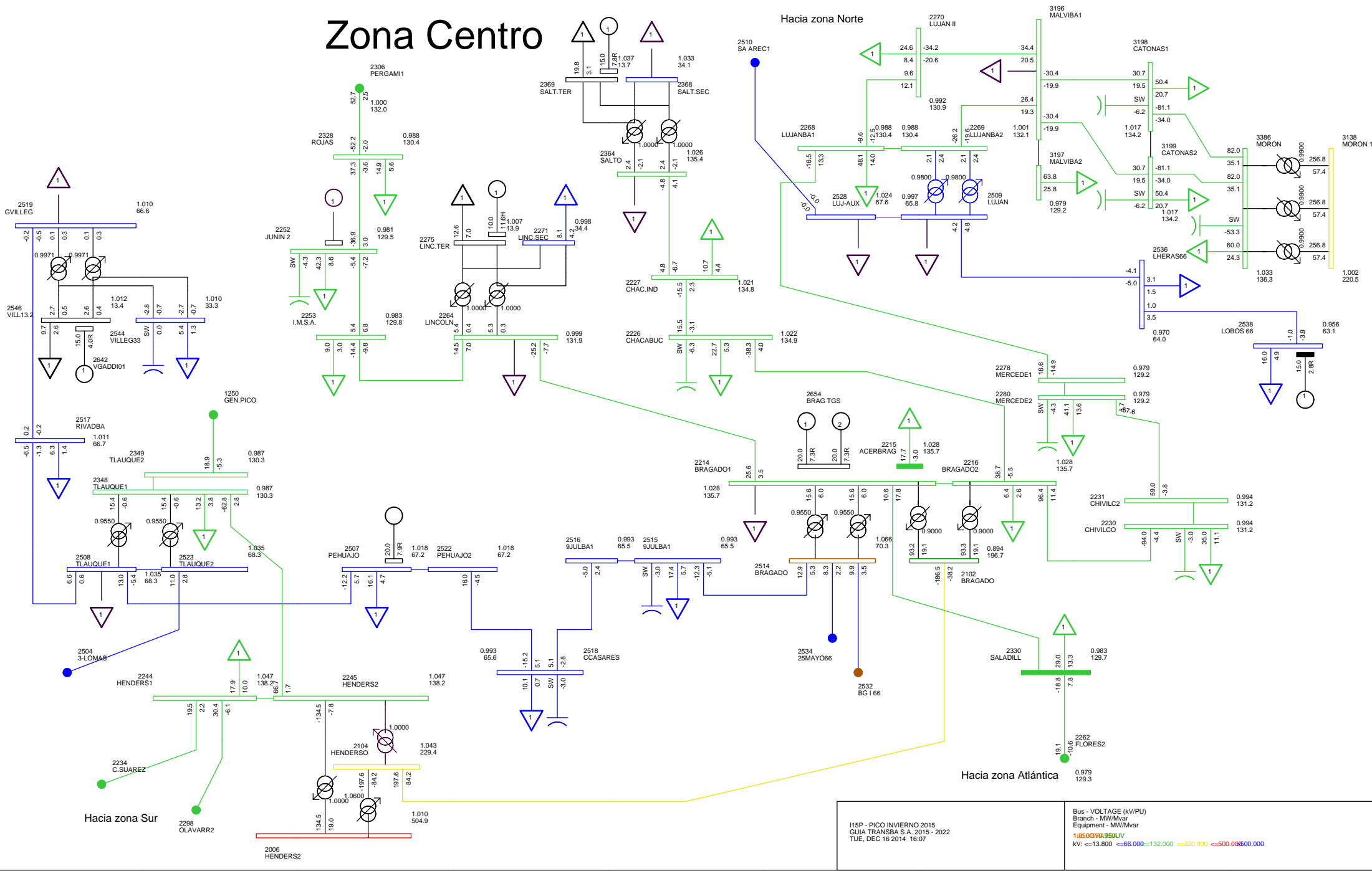
Flujos de carga típicos

Zona Norte



115P - PICO INVIERNO 2015 BRANCA - MWMVAR EQUIPAMENTO - MWMVAR 100.0%RATEA 1.0500V 0.9500V KV: <=13.800 <=66.000 <=132.000 <=220.000 <=500.000 >500.000	Bus - VOLTAGE (KV/PU) Branch - MWMVAR Equipment - MWMVAR 100.0%RATEA 1.0500V 0.9500V KV: <=13.800 <=66.000 <=132.000 <=220.000 <=500.000 >500.000
--	--

Zona Centro



<p>15P - PICO INVIERNO 2015 GUIA TRANSISA S.A. 2015 - 2022 TUE, DEC 18 2014 16:07</p>	<p>Bus - VOLTAGE (kV/PU) Branch - MW/Mvar Equipment - MW/Mvar 1.0500V0.950UV kV: <=13.800 <=66.000<=132.000 <=220.000 <=500.000<=000.000</p>
---	--

Zona Atlántica

TRANS OL-TD = 139.0 MW

DEM ATLANTICA = 561.2 MW

DEM COSTA NOR = 97.1 MW

DEM M D PLATA = 227.9 MW

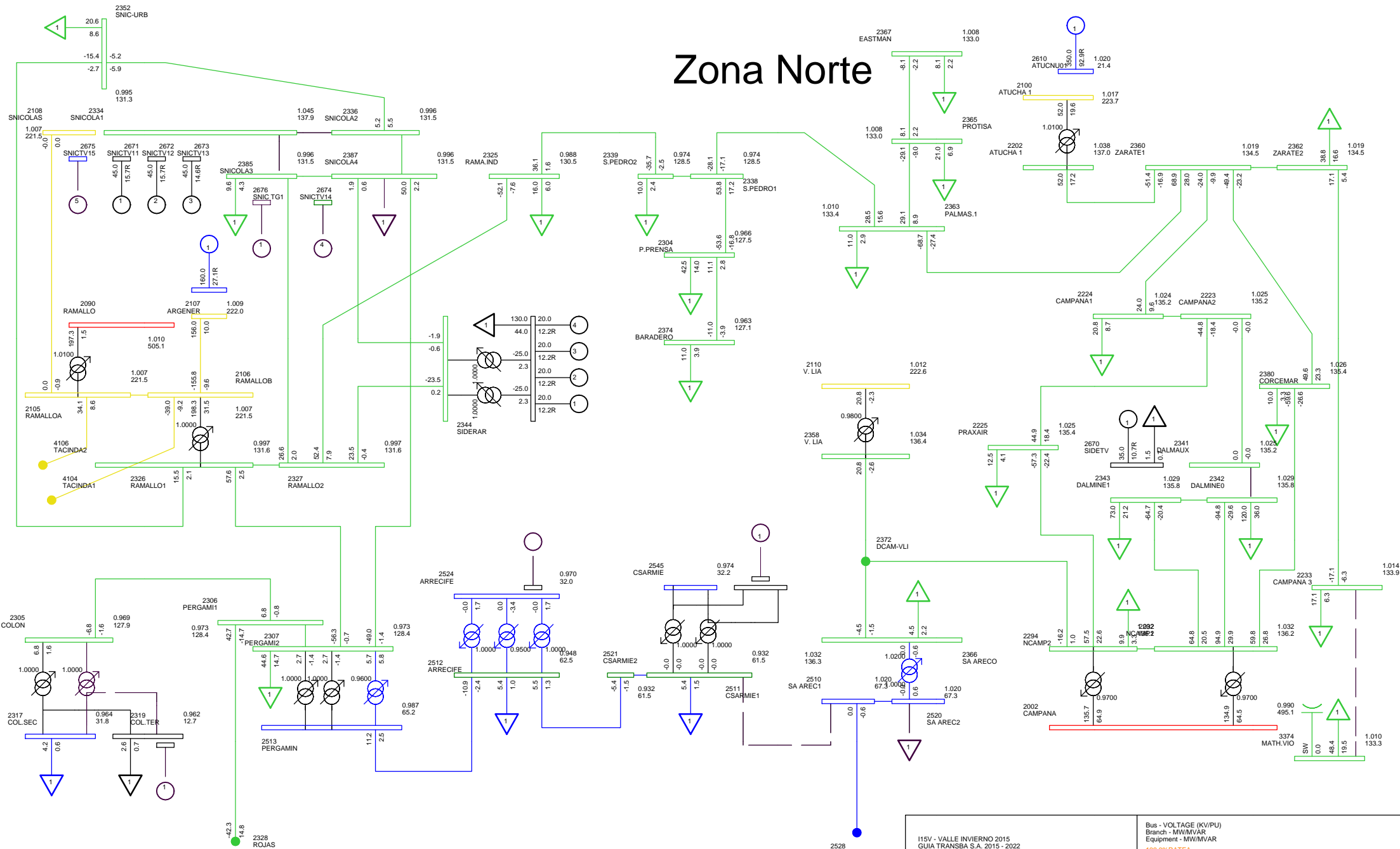
GEN 9 DE JULIO = 104.0 MW

GEN NECOCHEA = 115.0 MW

115P - PICO INVIERNO 2015
 GUIA TRANSBA S.A. 2015 - 2022
 TUE, DEC 16 2014 16:07

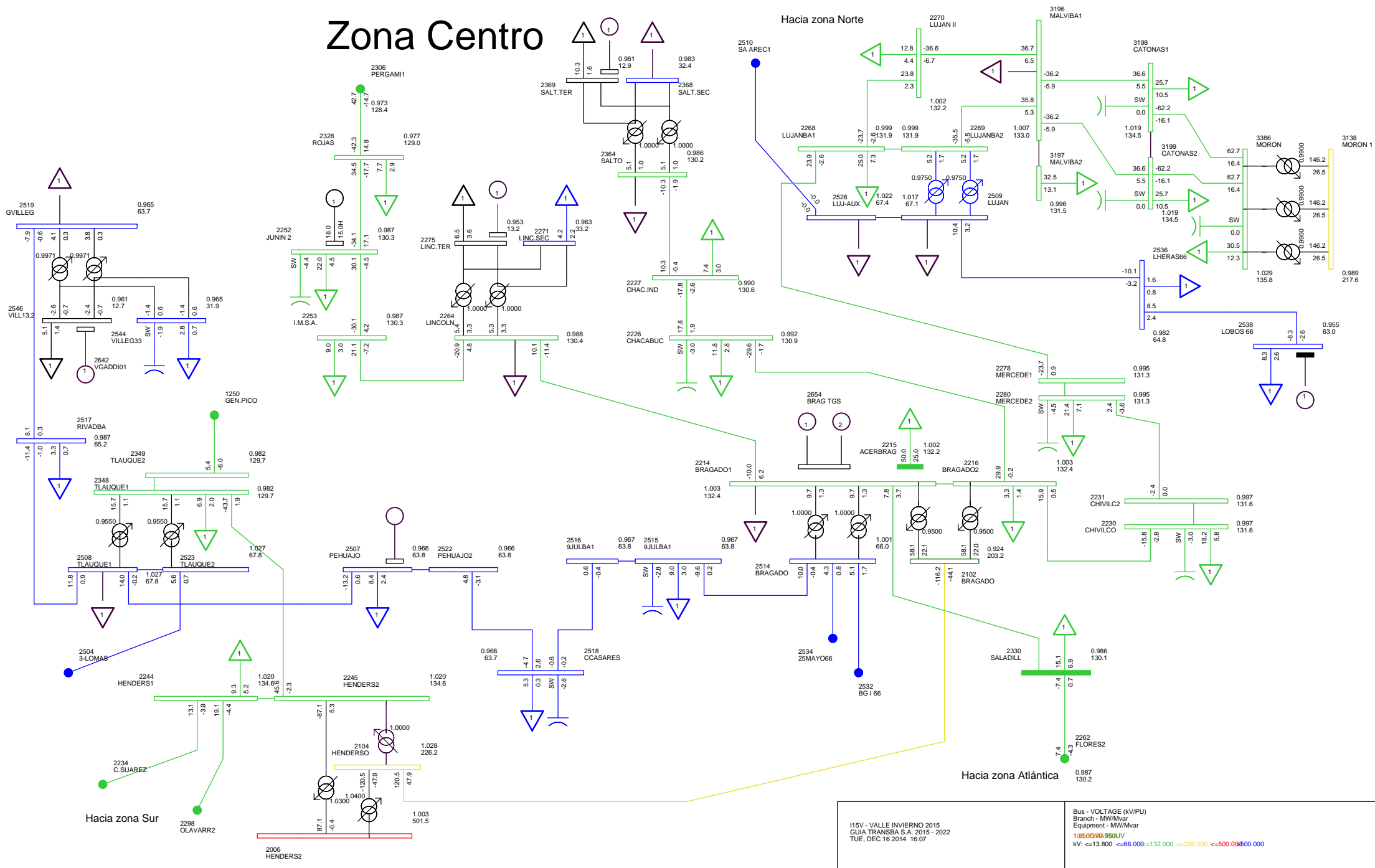
Bus - VOLTAGE (KV/PU)
 Branch - MW/MVAR
 Equipment - MW/MVAR
 100.0%RATEA
 1.0500V 0.9500V
 KV: <=13.800 <=66.000 <=132.000 <=220.000 <=500.000 >500.000

Zona Norte



I15V - VALLE INVERNO 2015 GUIDA TRANSBA S.A. 2015 - 2022 TUE, DEC 16 2014 16:07	Bus - VOLTAGE (KV/PU) Branch - MW/MVAR Equipment - MW/MVAR 100.0%RATEA 1.050UV 0.950UV KV: <=13.800 <=66.000 <=132.000 <=220.000 <=500.000 >500.000
---	--

Zona Centro



Zona Atlántica

TRANS OL-TD = 138.9 MW

DEM ATLANTICA = 306.3 MW
DEM COSTA NOR = 50.3 MW
DEM M D PLATA = 119.9 MW

GEN NECOCHEA = 16.0 MW

GEN 9 DE JULIO = 22.0 MW

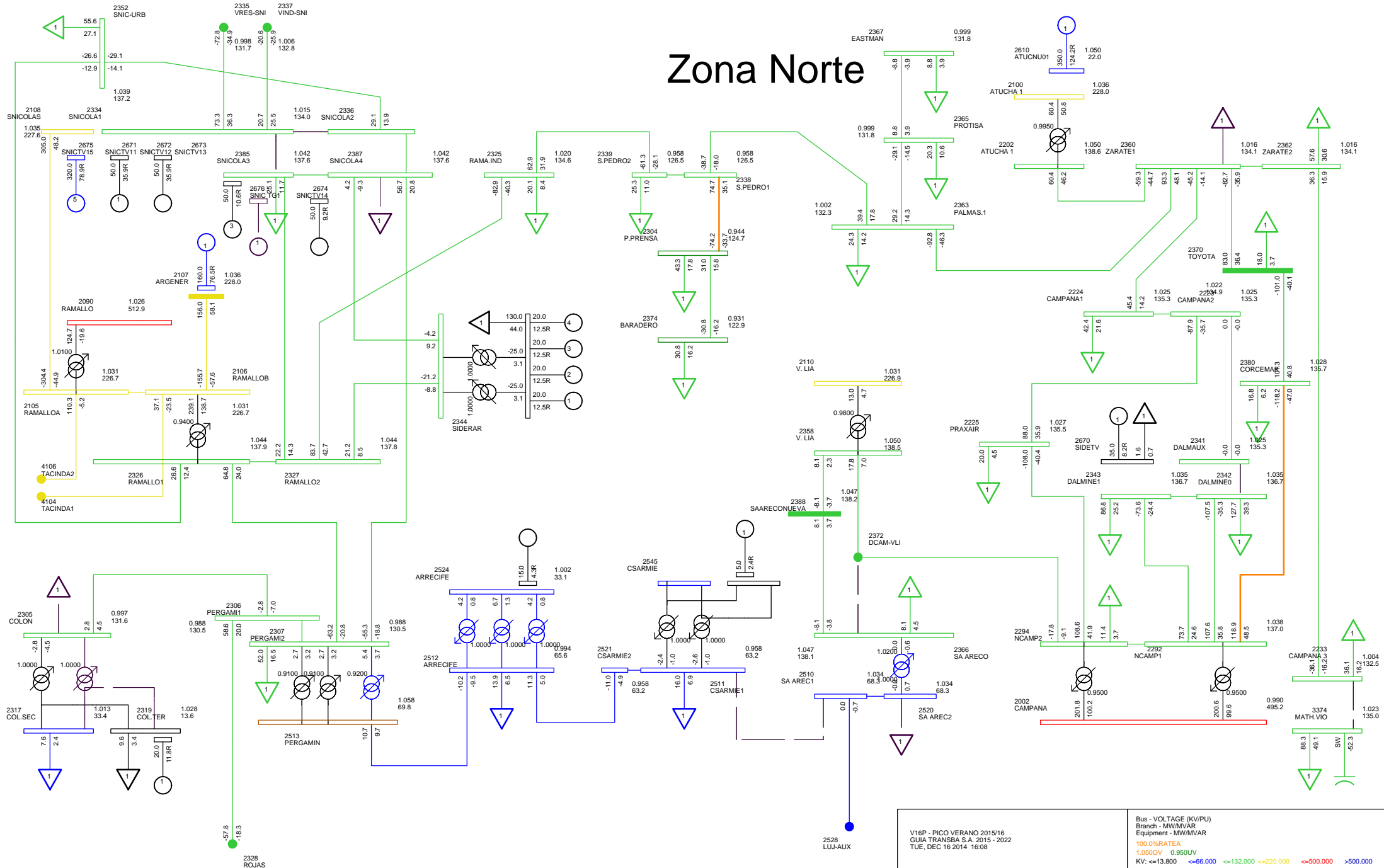
115V - VALLE INVIERNO 2015
GUIA TRANSA S.A. 2015 - 2022
TUE, DEC 16 2014 16:08

Bus - VOLTAGE (KV/PU)
Branch - MW/MVAR
Equipment - MW/MVAR
100.0%RATEA
1.0500V 0.9500V
KV: <=13.800 <=66.000 <=132.000 <=220.000 <=500.000 >500.000

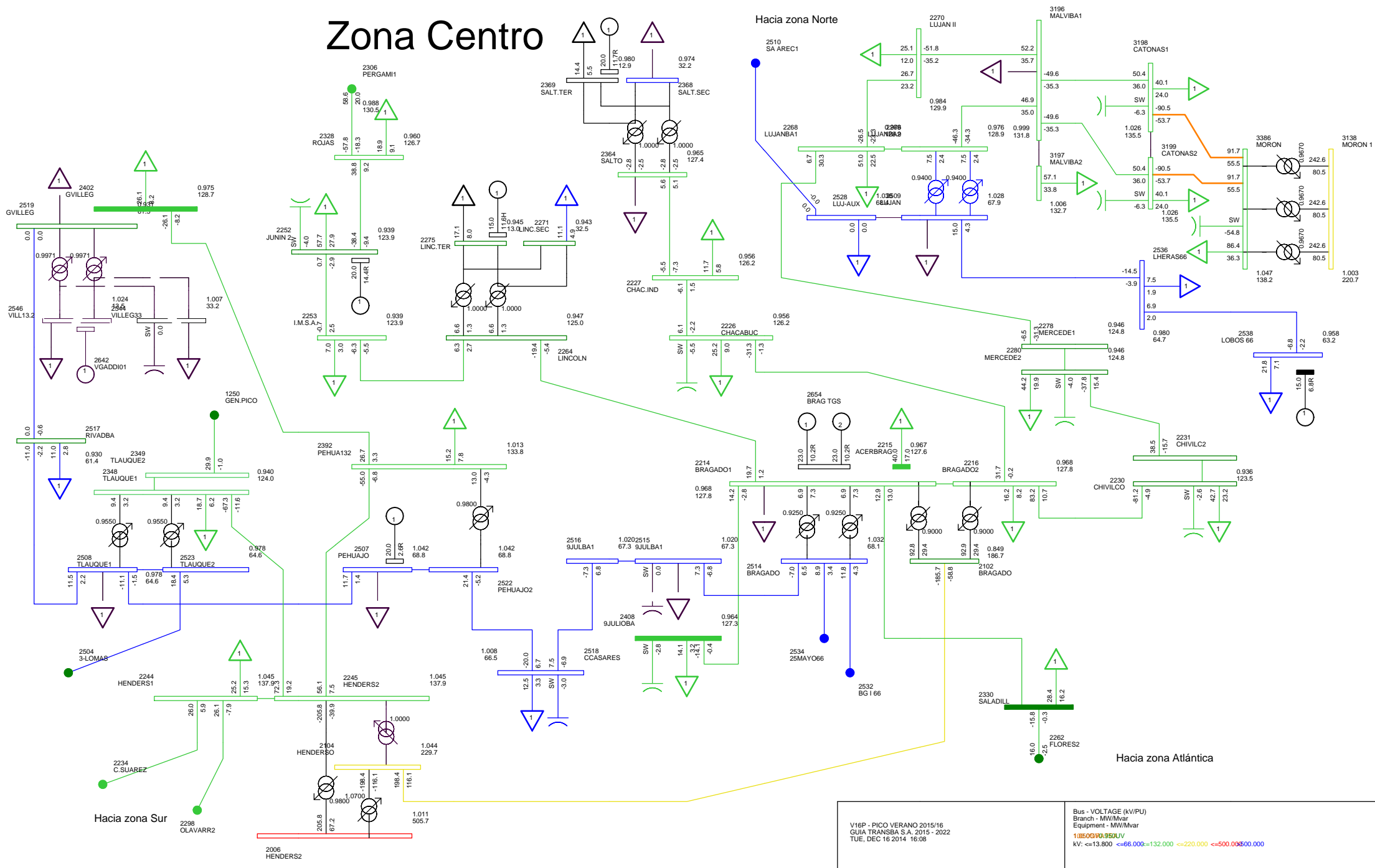


115V - VALLE INVERNO 2015 GUIDA TRANSBA S.A. 2015 - 2022 TUE, DEC 16 2014 16:08	Bus - VOLTAGE (KV/PU) Branch - MW/MVAR Equipment - MW/MVAR 100.0%RATEA 1.0500V 0.950UV KV: <=13.800 <=66.000 <=132.000 <=220.000 <=500.000 >500.000
---	--

Zona Norte



Zona Centro



Zona Atlántica

TRANS OL-TD = 197.6 MW

DEM ATLANTICA = 686.8 MW

DEM COSTA NOR = 162.7 MW

DEM M D PLATA = 216.4 MW

GEN NECOCHEA = 90.0 MW

GEN 9 DE JULIO = 126.0 MW

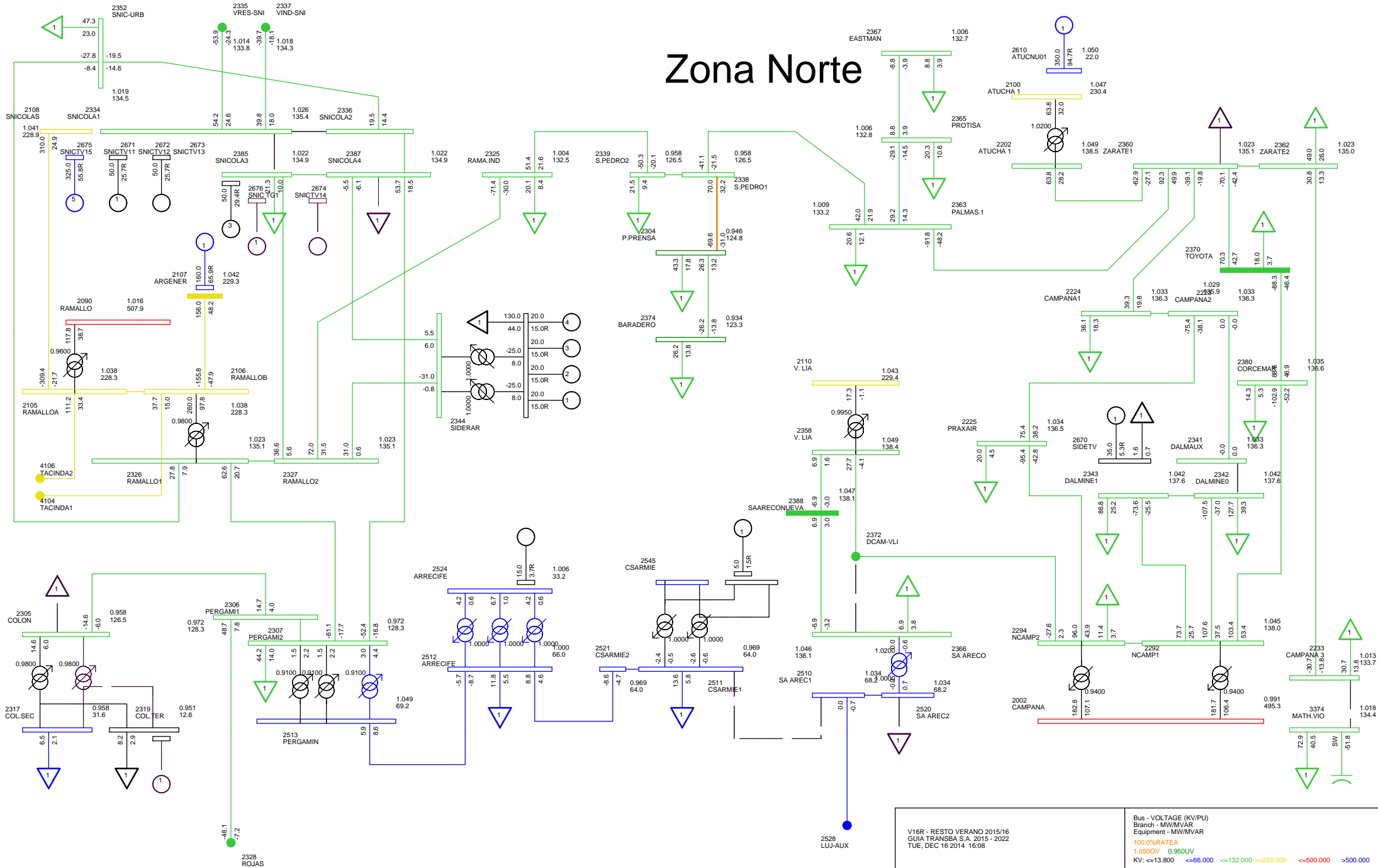
V16P - PICO VERANO 2015/16
GUÍA TRANSA S.A. 2015 - 2022
TUE, DEC 16 2014 16:08

Bus - VOLTAGE (KV/PU)
Branch - MW/MVAR
Equipment - MW/MVAR
1.0500V 0.9500V
KV: <=13.800 <=66.000 <=132.000 <=220.000 <=500.000 >500.000



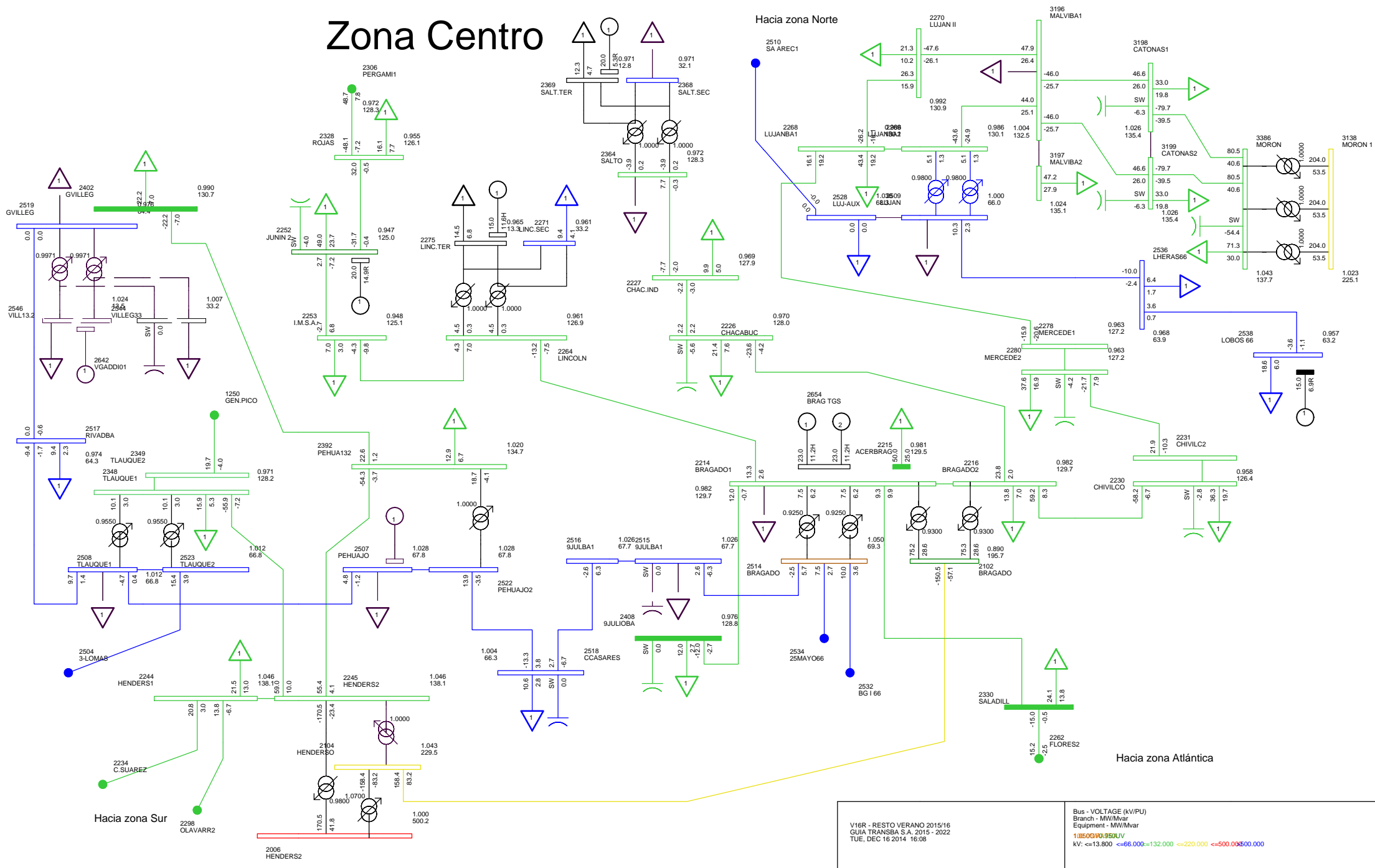
1

Zona Norte



V16R - RESTO VERANO 2015/16 GUIA TRANSBA S.A. 2015 - 2022 TUE, DEC 16 2014 16:08		Bus - VOLTAGE (KV/PU) Branch - MW/MVAR Equipment - MW/MVAR 100.0%RATEA 1.0500V 0.950UV KV: <=13.800 <=66.000 <=132.000 <=220.000 <=500.000 >500.000
--	--	--

Zona Centro



Zona Atlántica

TRANS OL-TD = 177.5 MW

DEM ATLANTICA = 583.9 MW
DEM COSTA NOR = 138.2 MW
DEM M D PLATA = 186.8 MW

GEN NECOCHEA = 45.0 MW

GEN 9 DE JULIO = 108.0 MW

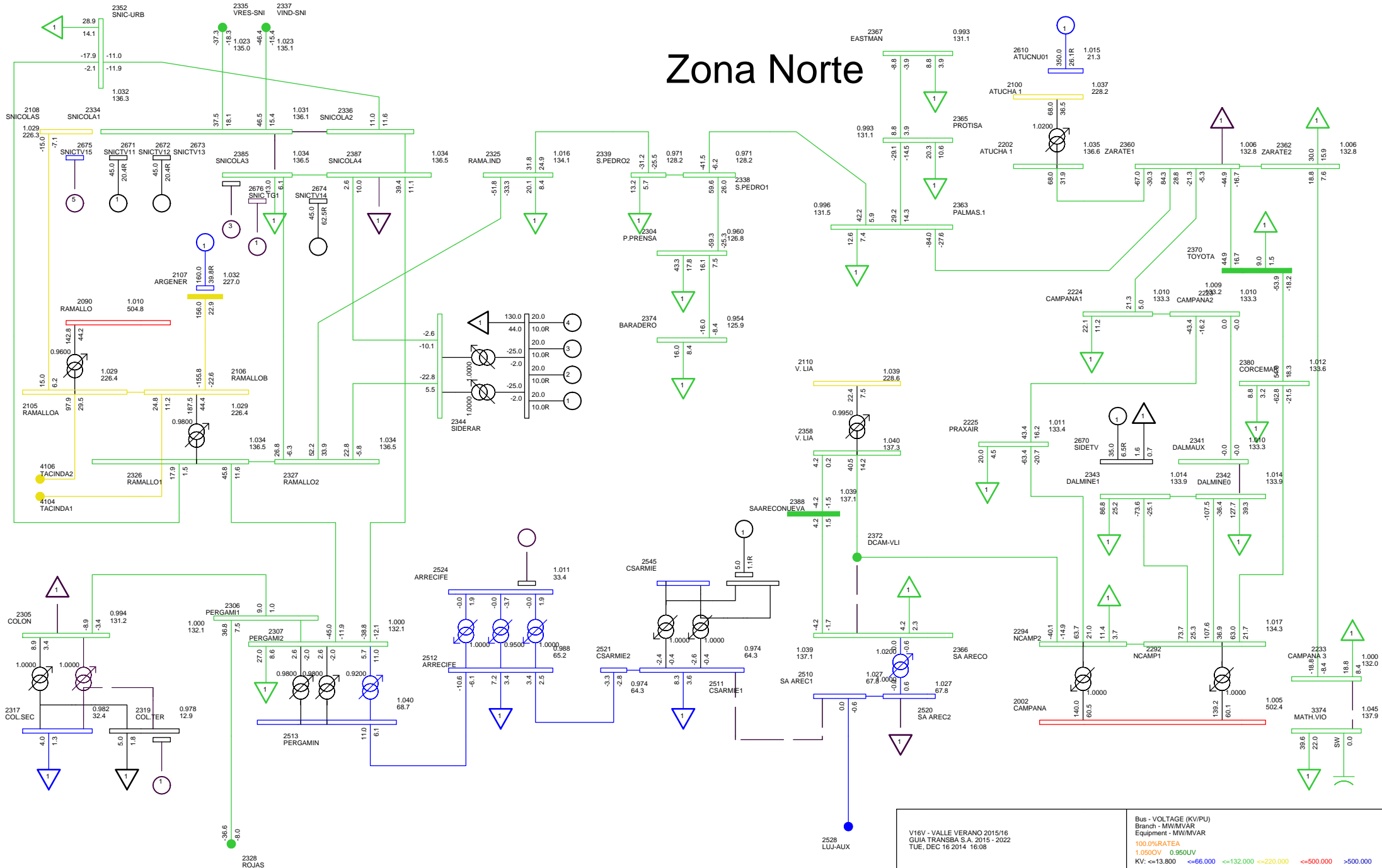
V16R - RESTO VERANO 2015/16
GUÍA TRANSA S.A. 2015 - 2022
TUE, DEC 16 2014 16:08

Bus - VOLTAGE (KV/PU)
Branch - MW/MVAR
Equipment - MW/MVAR
1.0500V 0.9500V
KV: <=13.800 <=66.000 <=132.000 <=220.000 <=500.000 >500.000

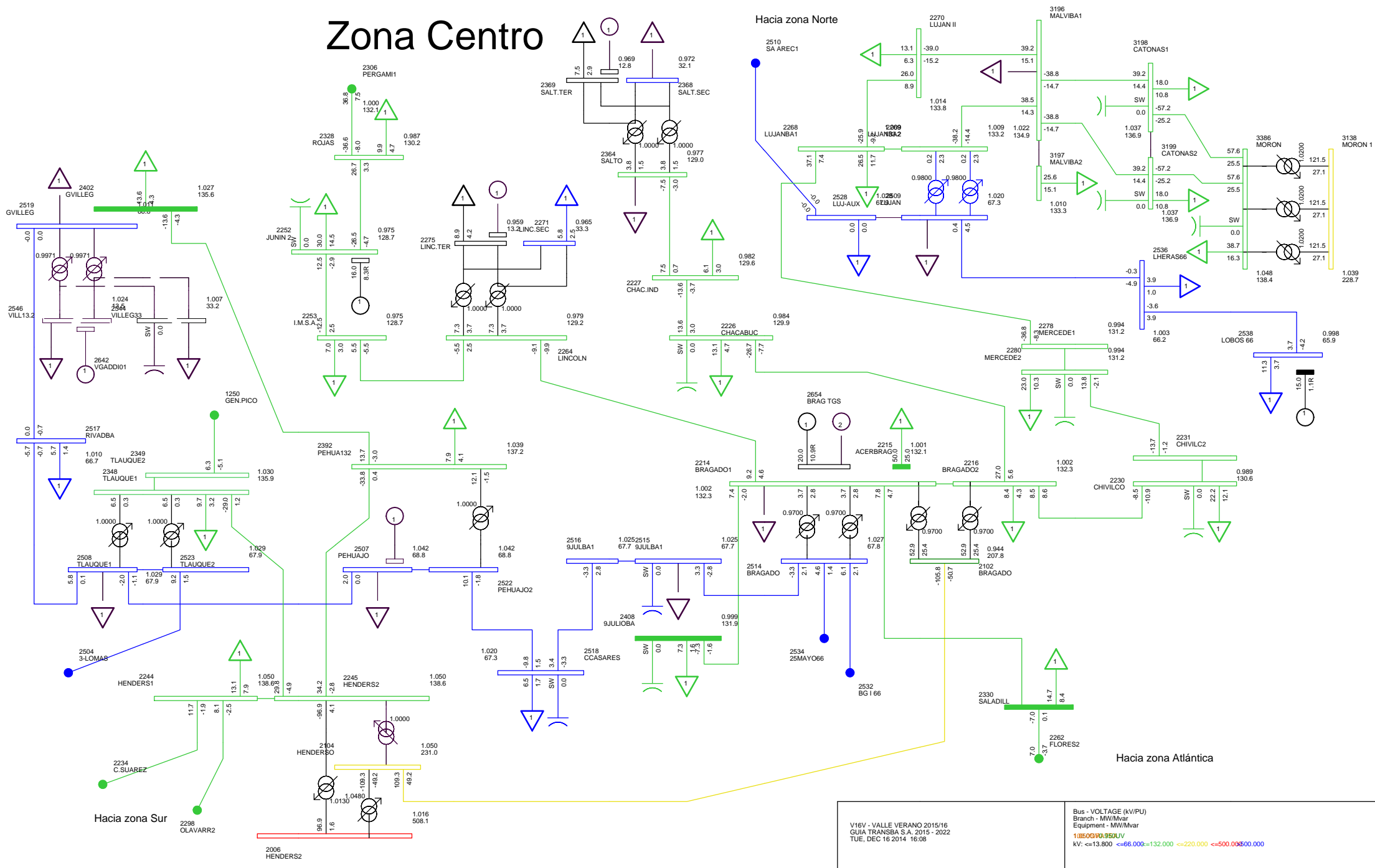


V16R - RESTO VERANO 2015/16 GUIA TRANSBA S.A. 2015 - 2022 TUE, DEC 16 2014 16:08	Bus - VOLTAGE (KV/PU) Branch - MW/MVAR Equipment - MW/MVAR 100.0%RATEA 1.0500V 0.950UV KV: <=13.800 <=66.000 <=132.000 <=220.000 <=500.000 >500.000
--	--

Zona Norte



Zona Centro



Zona Atlántica

TRANS OL-TD = 154.1 MW

DEM ATLANTICA = 367.3 MW

DEM COSTA NOR = 84.7 MW

DEM M D PLATA = 109.2 MW

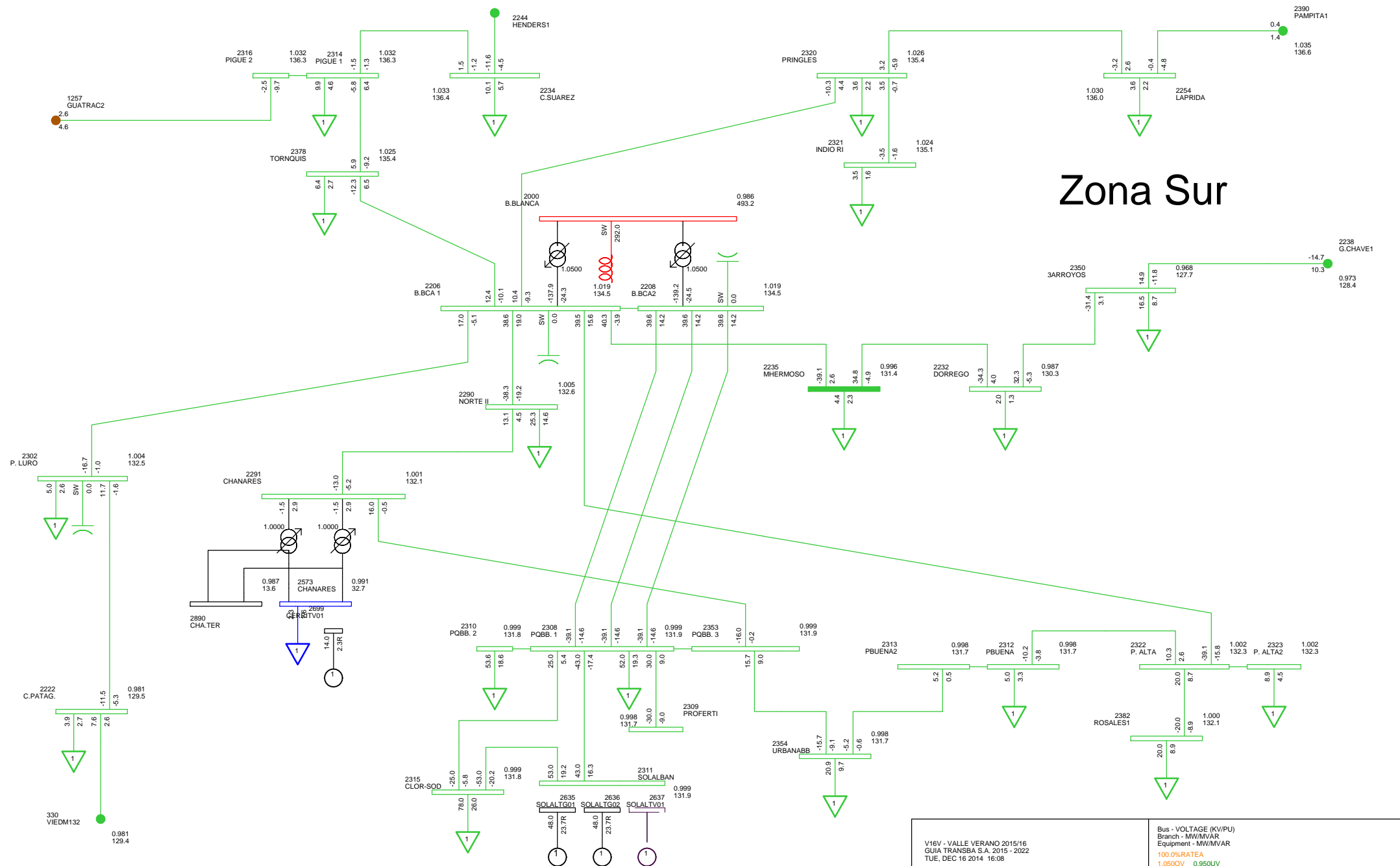
GEN NECOCHEA = 0.0 MW

GEN 9 DE JULIO = 44.0 MW

V16V - VALLE VERANO 2015/16
GUÍA TRANSBA S.A. 2015 - 2022
TUE, DEC 16 2014 16:08

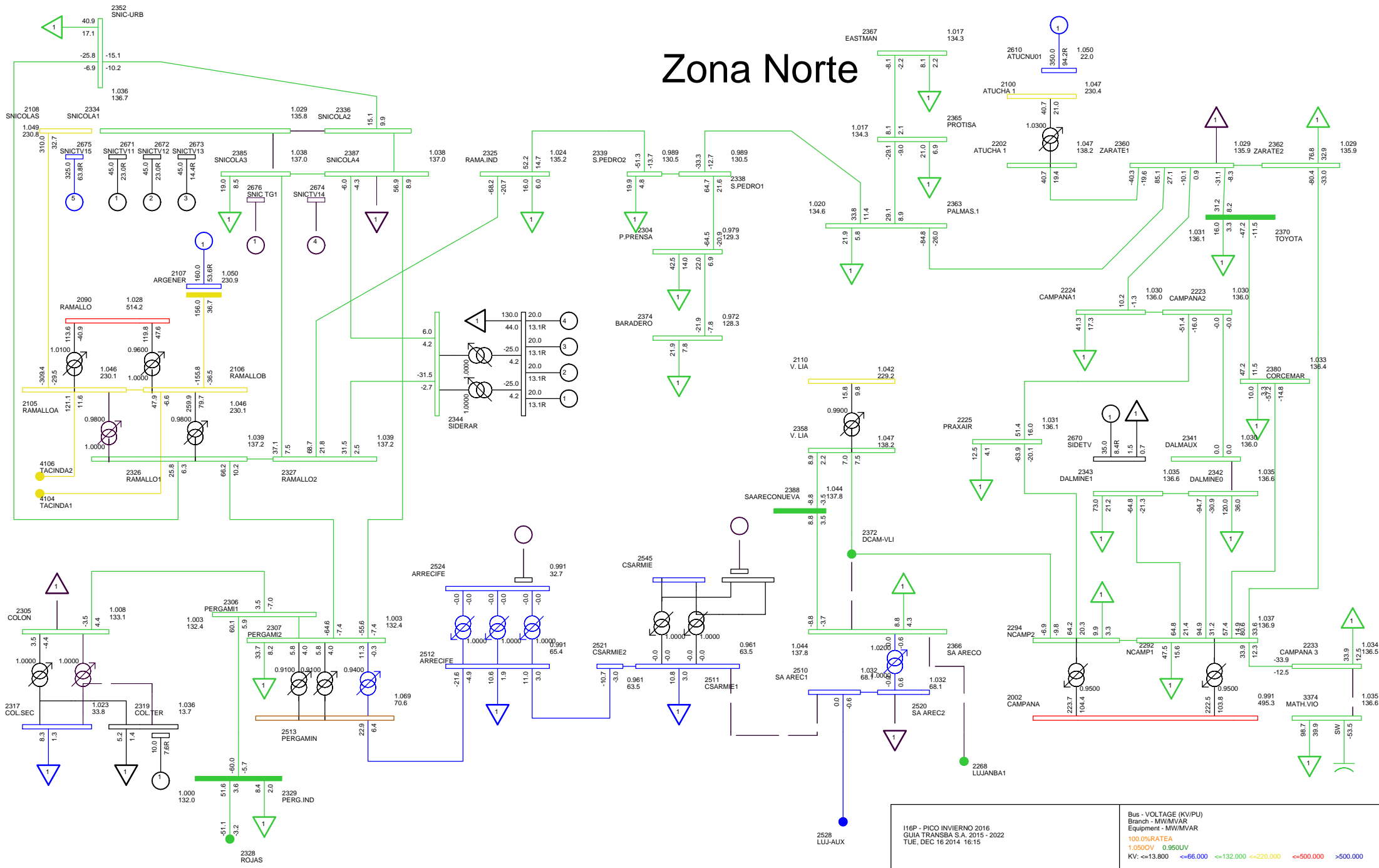
Bus - VOLTAGE (KV/PU)
Branch - MW/MVAR
Equipment - MW/MVAR
100.0%RATEA
1.0500V 0.9500V
KV: <=13.800 <=66.000 <=132.000 <=220.000 <=500.000 >500.000

Zona Sur

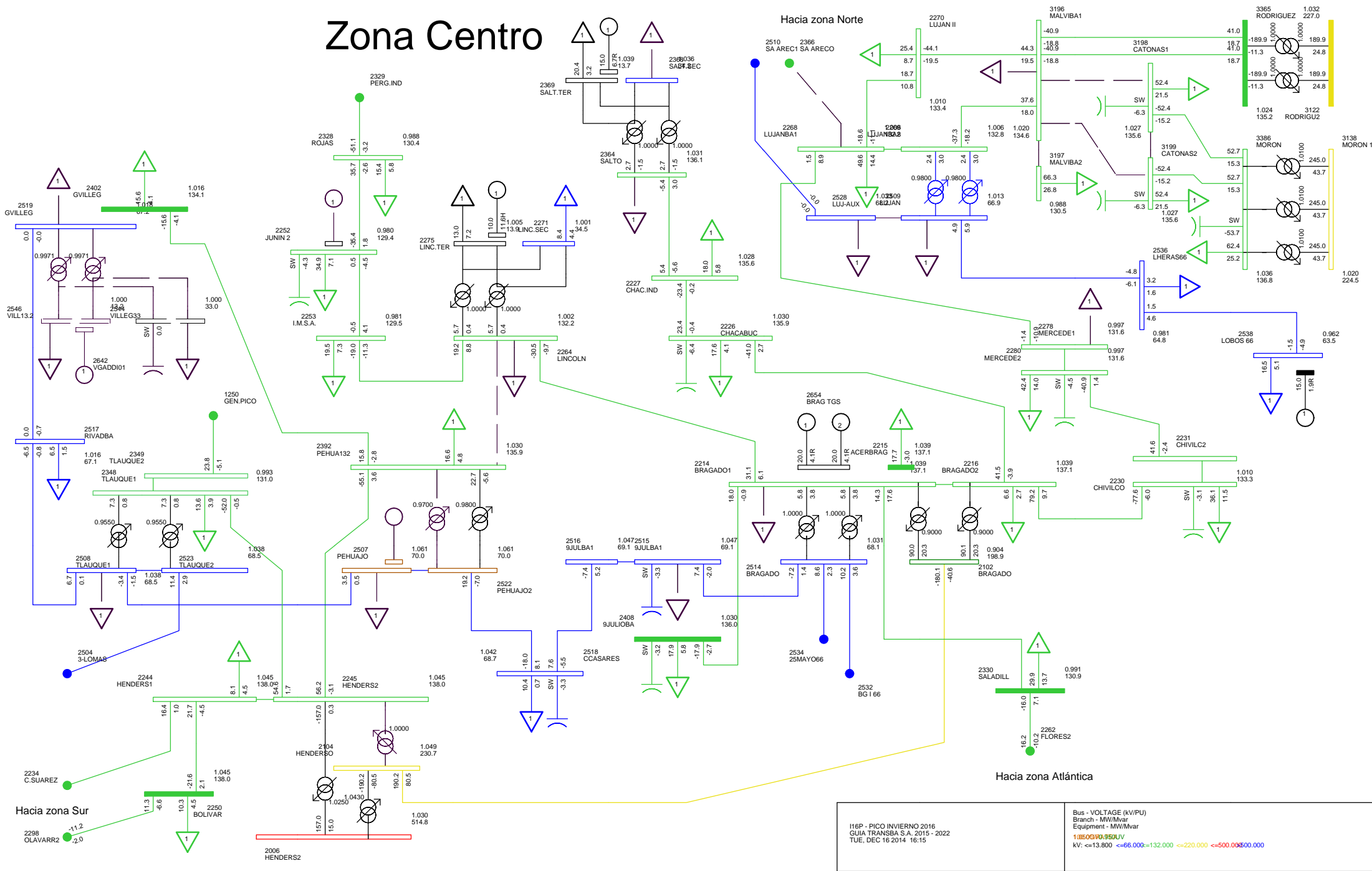


V16V - VALLE VERANO 2015/16 GUIA TRANSBA S.A. 2015 - 2022 TUE, DEC 16 2014 16:08	Bus - VOLTAGE (KV/PU)
	Branch - MW/MVAR
	Equipment - MW/MVAR
	100.0% RATEA
	1.0500KV 0.9500KV
	KV: <=13.800 <=66.000 <=132.000 <=220.000 <=500.000 >500.000

Zona Norte



Zona Centro



Zona Atlántica

TRANS OL-TD = 139.2 MW

DEM ATLANTICA = 590.8 MW DEM
PLATA = 201.1 MW DEM M D
COSTA NOR = 100.1 MW DEM M D

GEN NECOCHEA = 115.0 MW

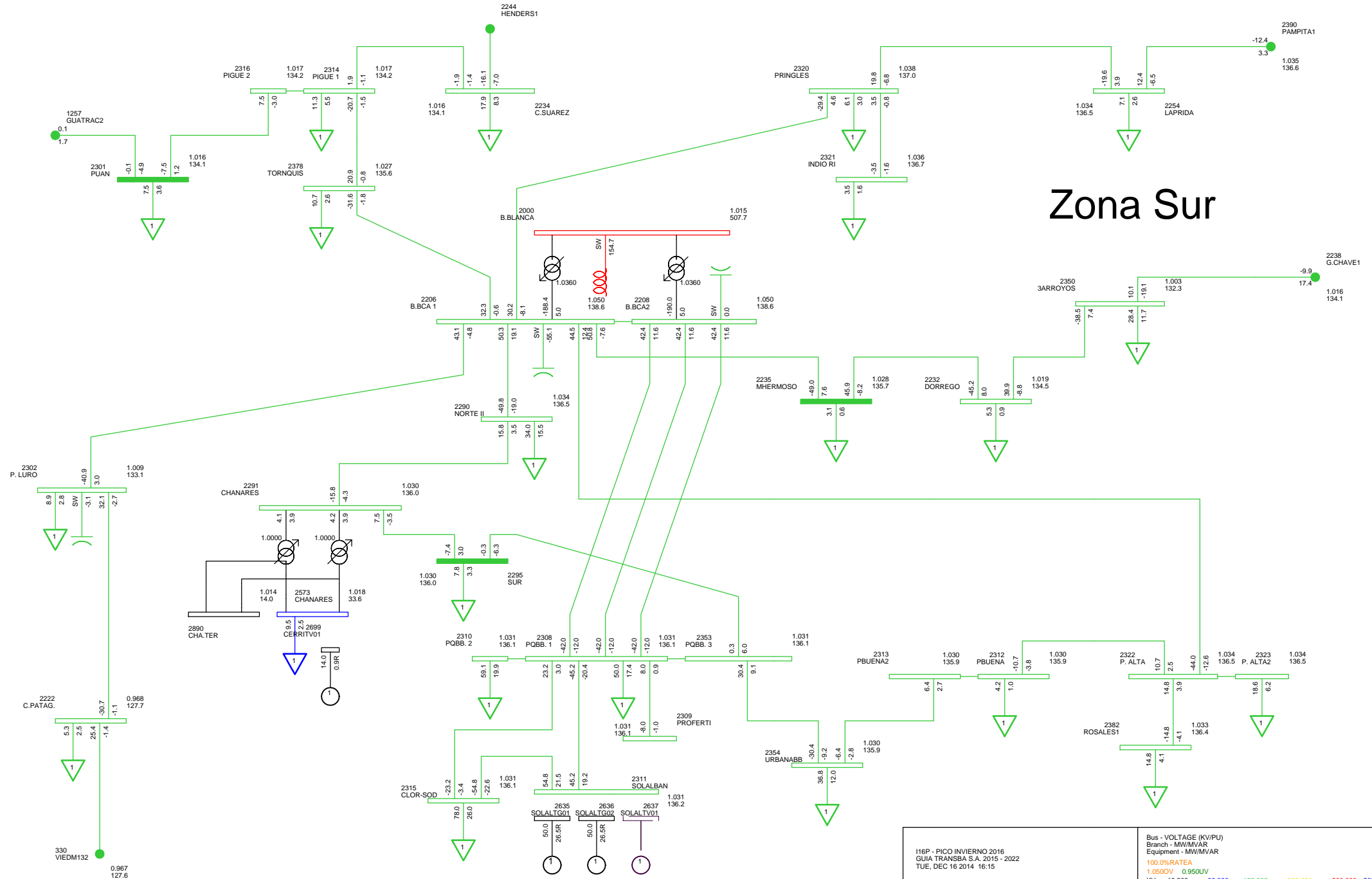
GEN 9 DE JULIO = 126.0 MW

116P - PICO INVIERNO 2018
GUÍA TRANSBA S.A. 2015 - 2022
TUE, DEC 16 2014 16:15

Bus - VOLTAGE (KV/PU)
Branch - MW/MVAR
Equipment - MW/MVAR
100.0% RATE

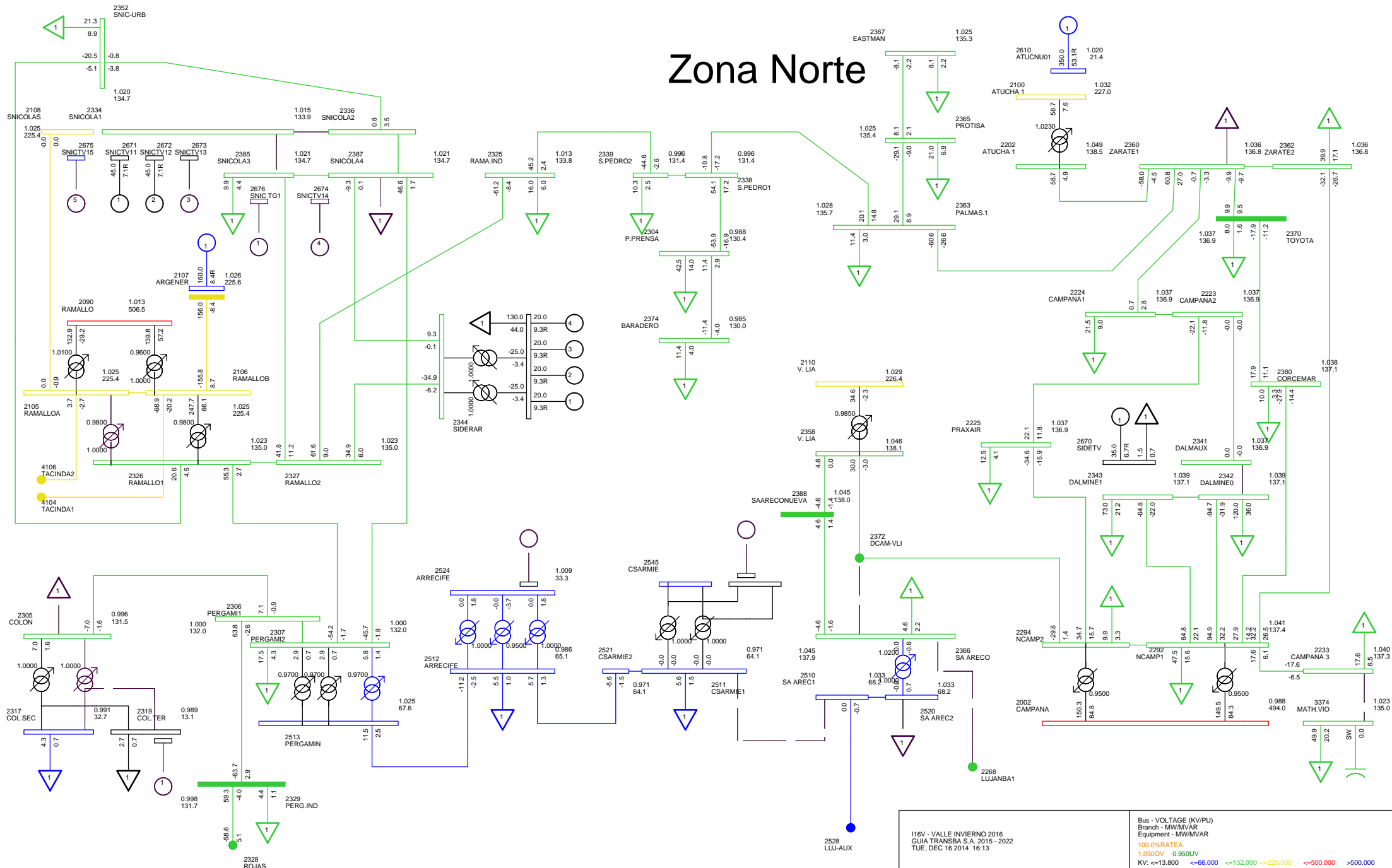
1.0500V 0.9500V
KV: <-13.800 <-66.000 <-132.000 <-220.000 <-500.000 >500.000

Zona Sur

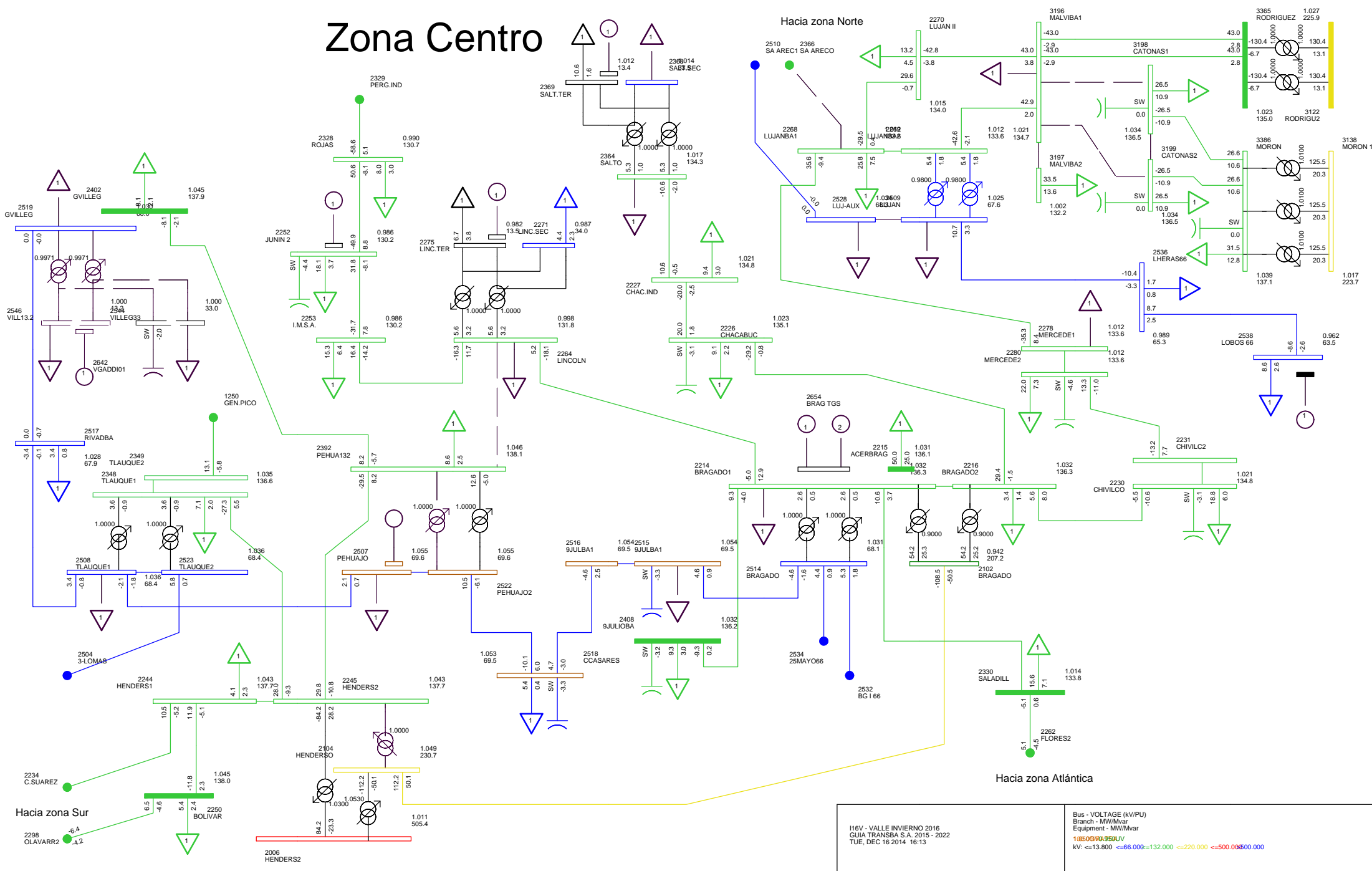


I16P - PICO INVIERNO 2016 GUIA TRANSBA S.A. 2015 - 2022 TUE, DEC 16 2014 16:15	Bus - VOLTAGE (KV/PU)
	Branch - MW/MVAR
	Equipment - MW/MVAR
	100.0%RATEA
	1.0500KV 0.9500V
	KV: <=13.800 <=66.000 <=132.000 <=220.000 <=500.000 >500.000

Zona Norte



Zona Centro



Zona Atlántica

TRANS OL-TD = 133.1 MW

DEM ATLANTICA = 326.5 MW DEM
PLATA = 104.2 MW
COSTA NOR = 51.9 MW DEM M D

GEN NECOCHEA = 16.0 MW

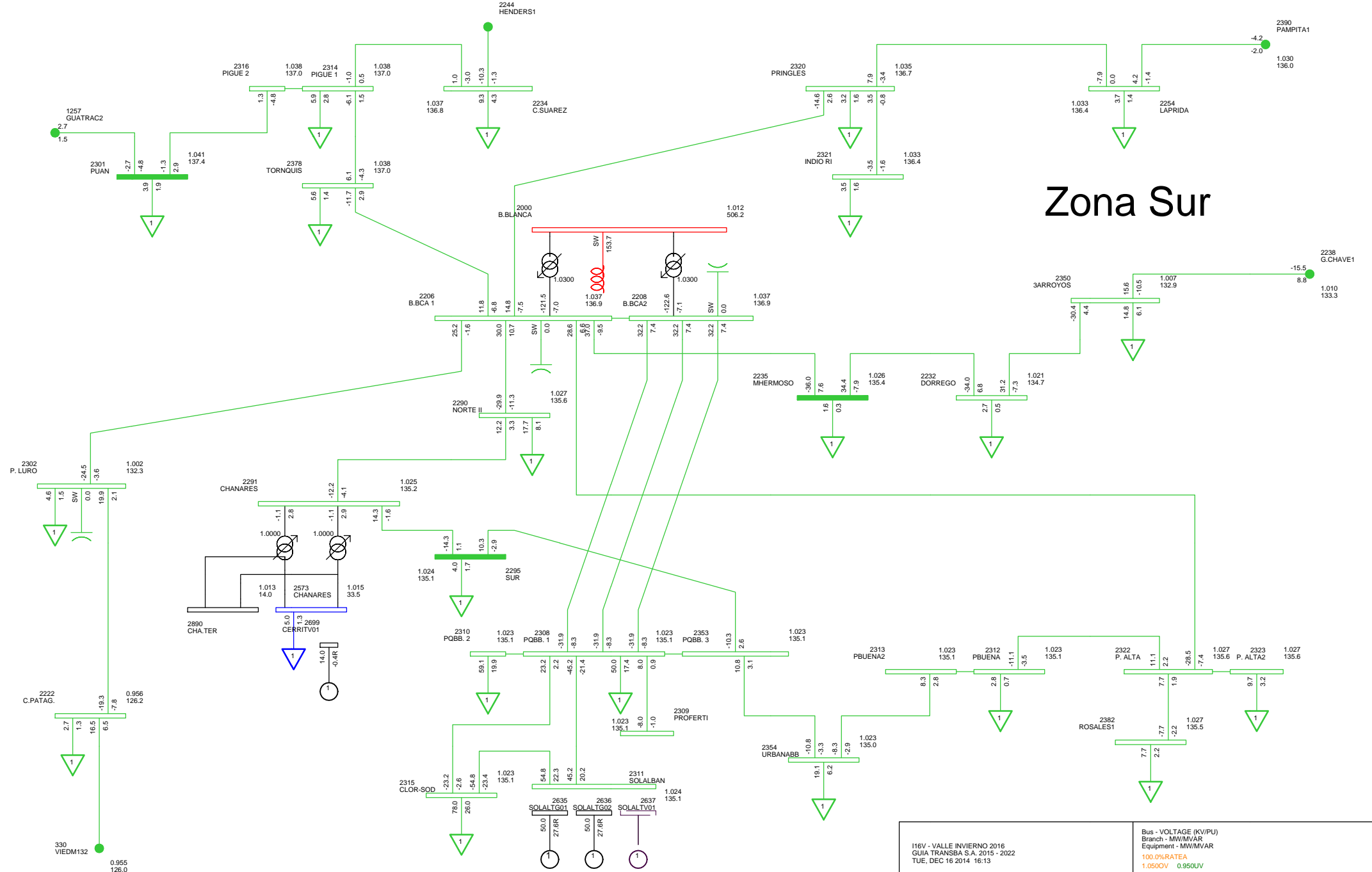
GEN 9 DE JULIO = 35.9 MW

116V - VALLE INVIERNO 2016
GUIA TRANSBA S.A. 2015 - 2022
TUE, DEC 16 2014 16:13

Bus - VOLTAGE (KV/PU)
Branch - MW/MVAR
Equipment - MW/MVAR
100.0%RATEA

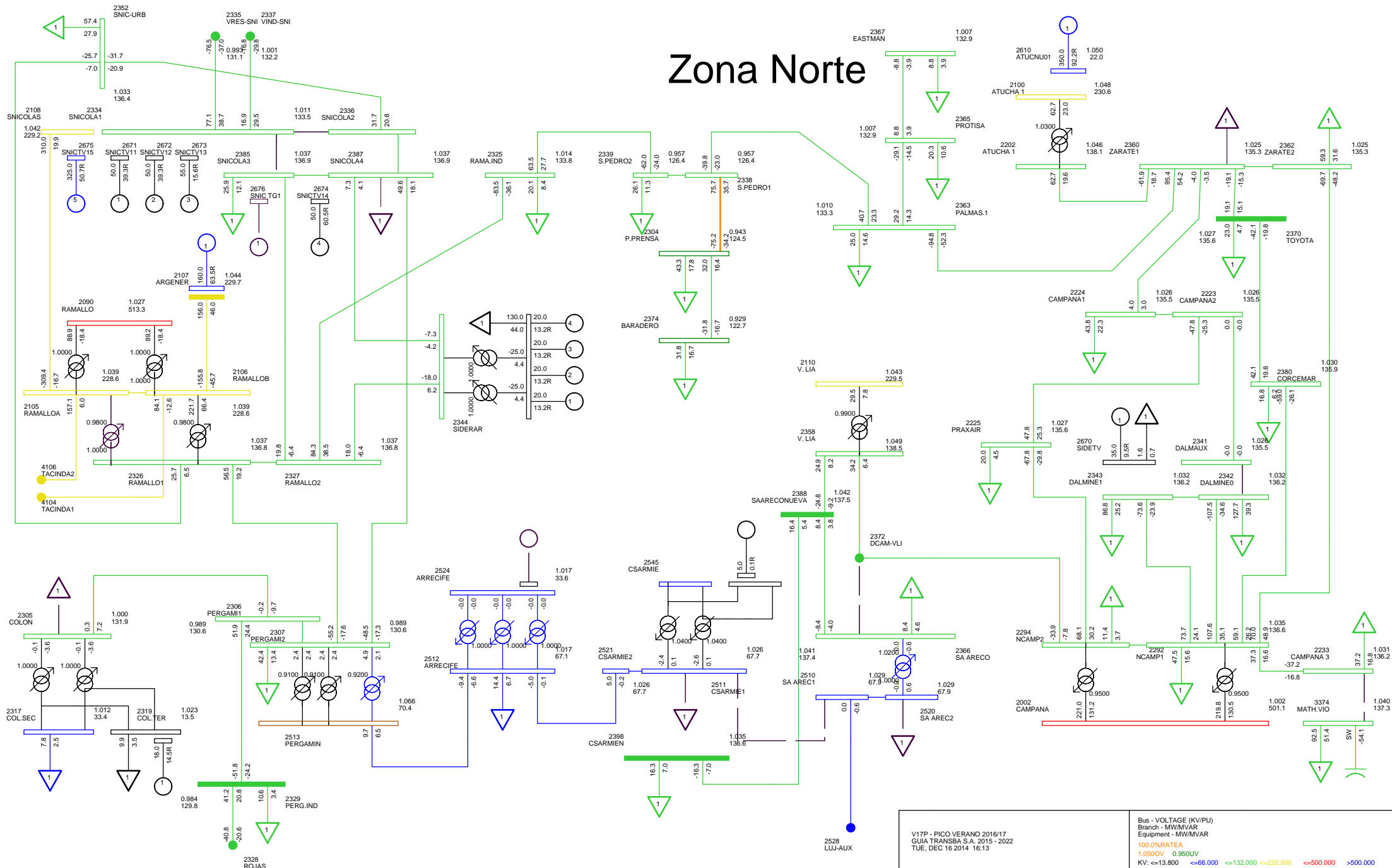
1.060KV 0.950UV
KV: <=13.800 <=66.000 <=132.000 <=220.000 <=500.000 >500.000

Zona Sur

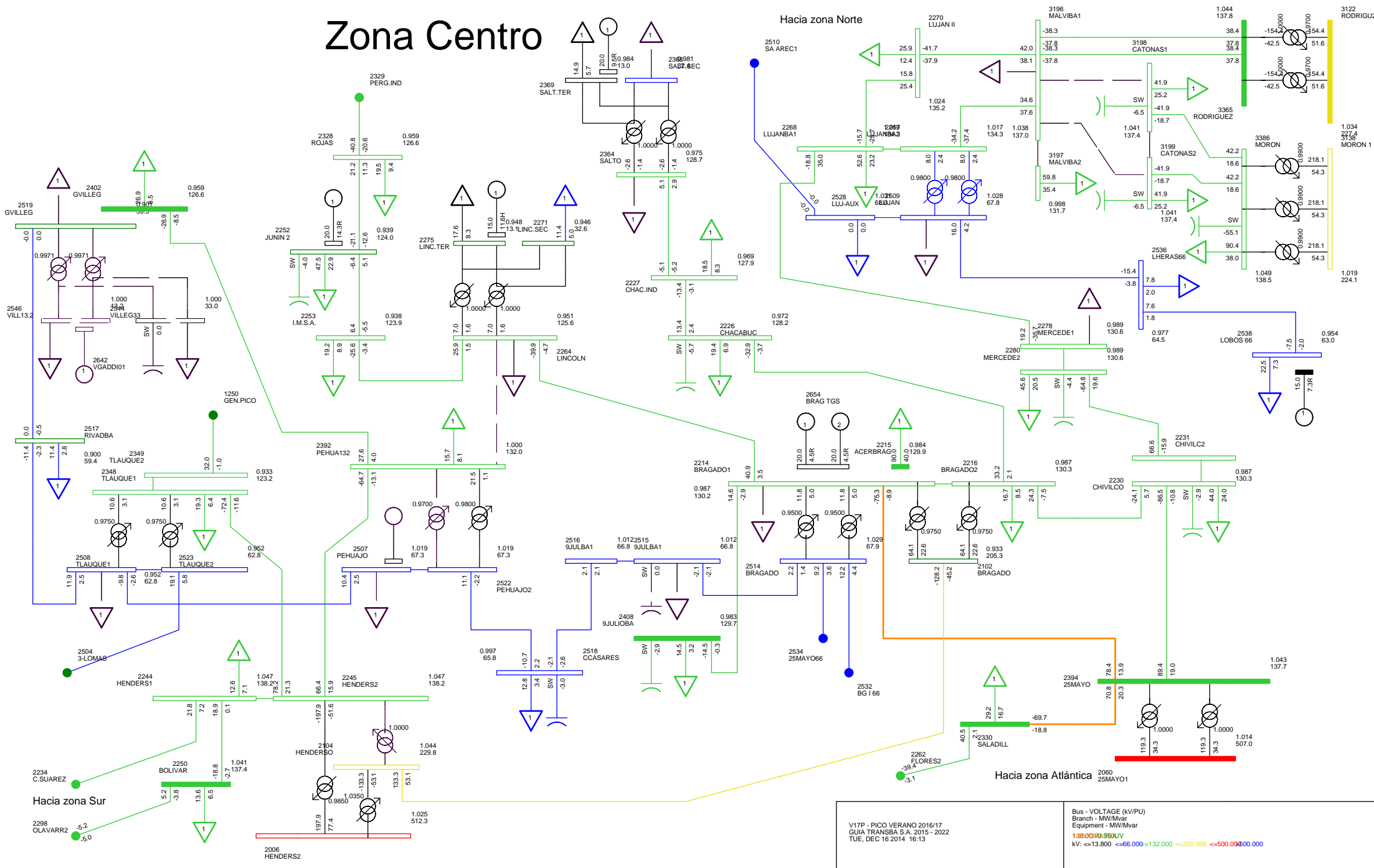


116V - VALLE INVIERNO 2016 GUIA TRANSBA S.A. 2015 - 2022 TUE, DEC 16 2014 16:13	Bus - VOLTAGE (KV/PU) Branch - MW/MVAR Equipment - MW/MVAR 100.0%RATEA 1.0500V 0.950UV KV: <=13.800 <=66.000 <=132.000 <=220.000 <=500.000 >500.000
---	--

Zona Norte



Zona Centro



Zona Atlántica

TRANS OL-TD = 186.7 MW

DEM ATLANTICA = 704.9 MW DEM
COSTA NOR = 187.7 MW DEM M D

GEN NECOCHEA = 115.0 MW

GEN 9 DE JULIO = 126.0 MW

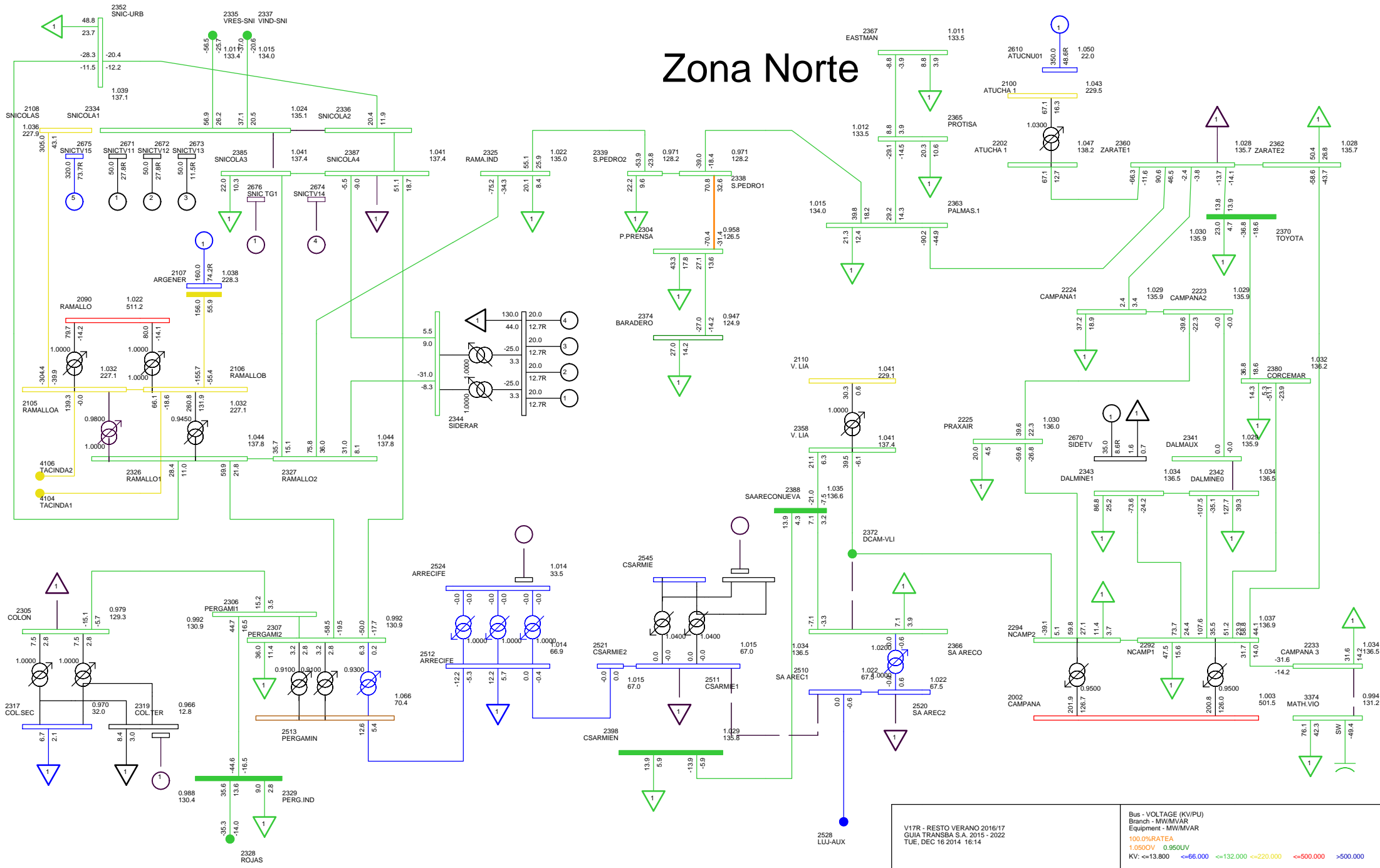
V17P - PICO VERANO 2016/17
GUÍA TRANSBA S.A. 2015 - 2022
TUE, DEC 16 2014 16:14

Bus - VOLTAGE (KVPU)
Branch - MW/MVAR
Equipment - MW/MVAR
100.0% RATEA

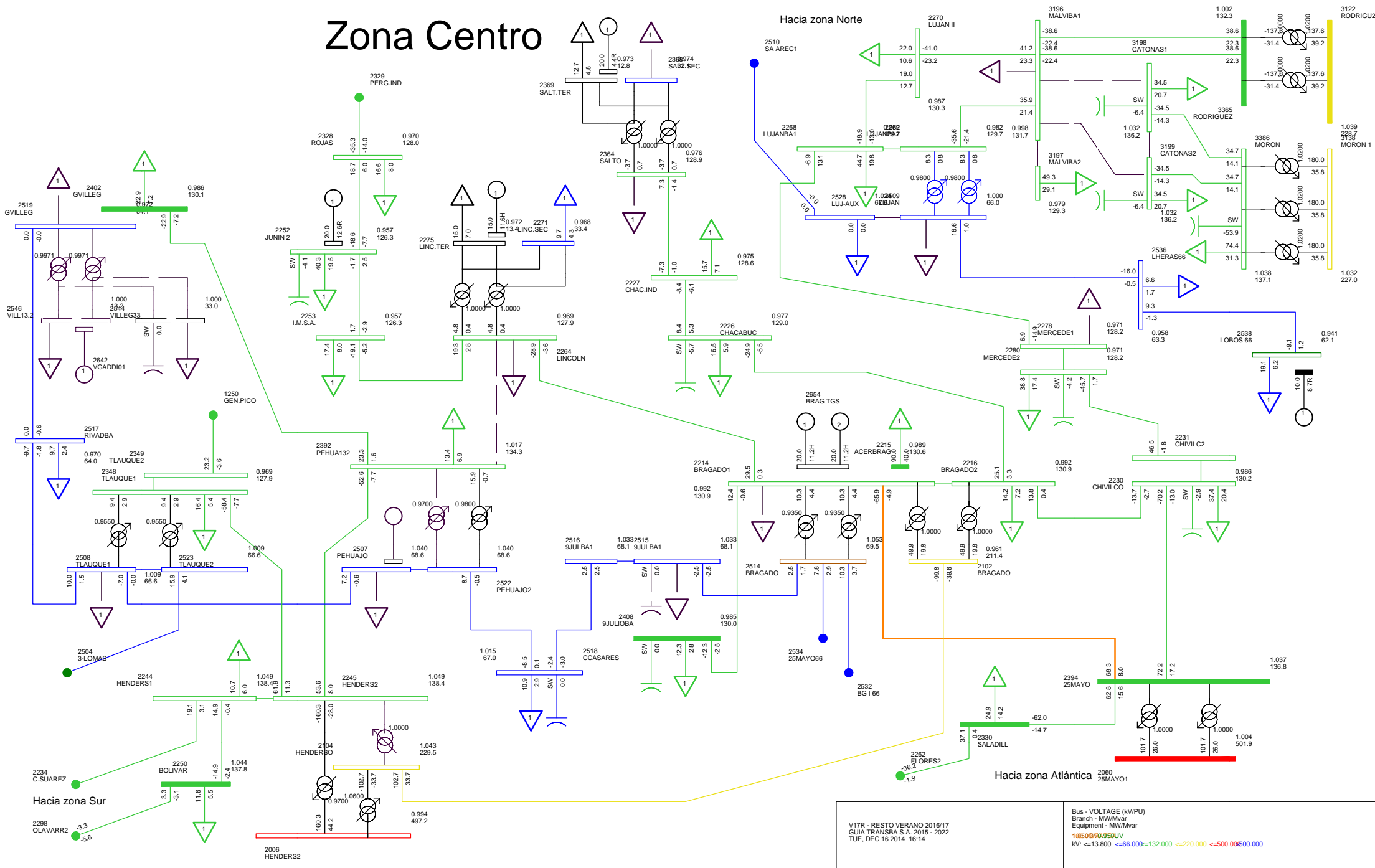
1.050KV 0.950KV
KV: <=13.800 <=66.000 <=132.000 <=220.000 <=500.000 >500.000



Zona Norte



Zona Centro



Zona Atlántica

TRANS OL-TD = 188.2 MW

DEM ATLANTICA = 606.1 MW DEM
PLATA = 181.9 MW
COSTA NOR = 142.6 MW DEM M D

GEN NECOCHEA = 45.0 MW

GEN 9 DE JULIO = 108.0 MW

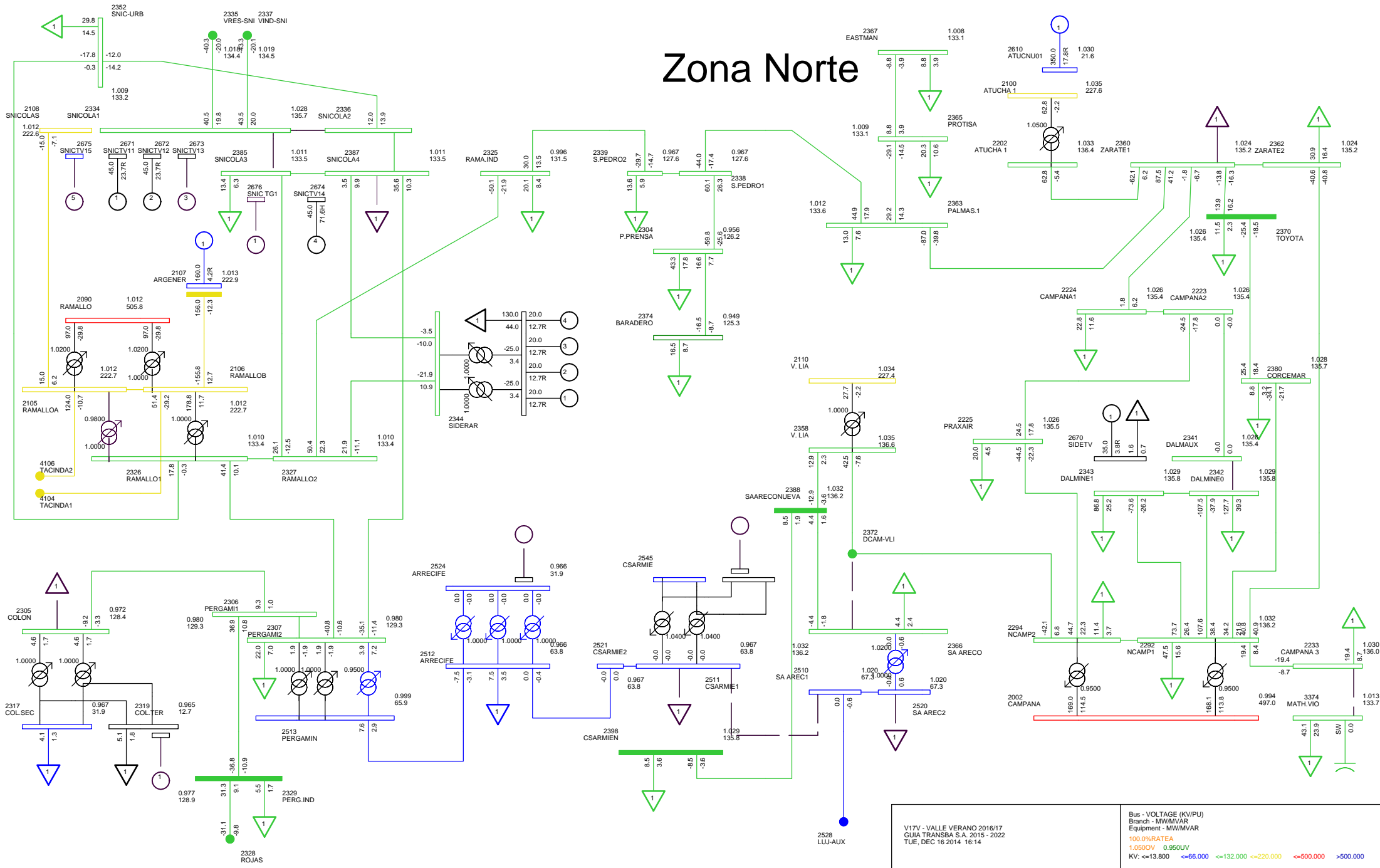
V17R - RESTO VERANO 2016/17
GUÍA TRANSBA S.A. 2015 - 2022
TUE, DEC 16 2014 16:14

Bus - VOLTAGE (KV/PV)
Branch - MW/MVAR
Equipment - MW/MVAR
100.0% RATEA

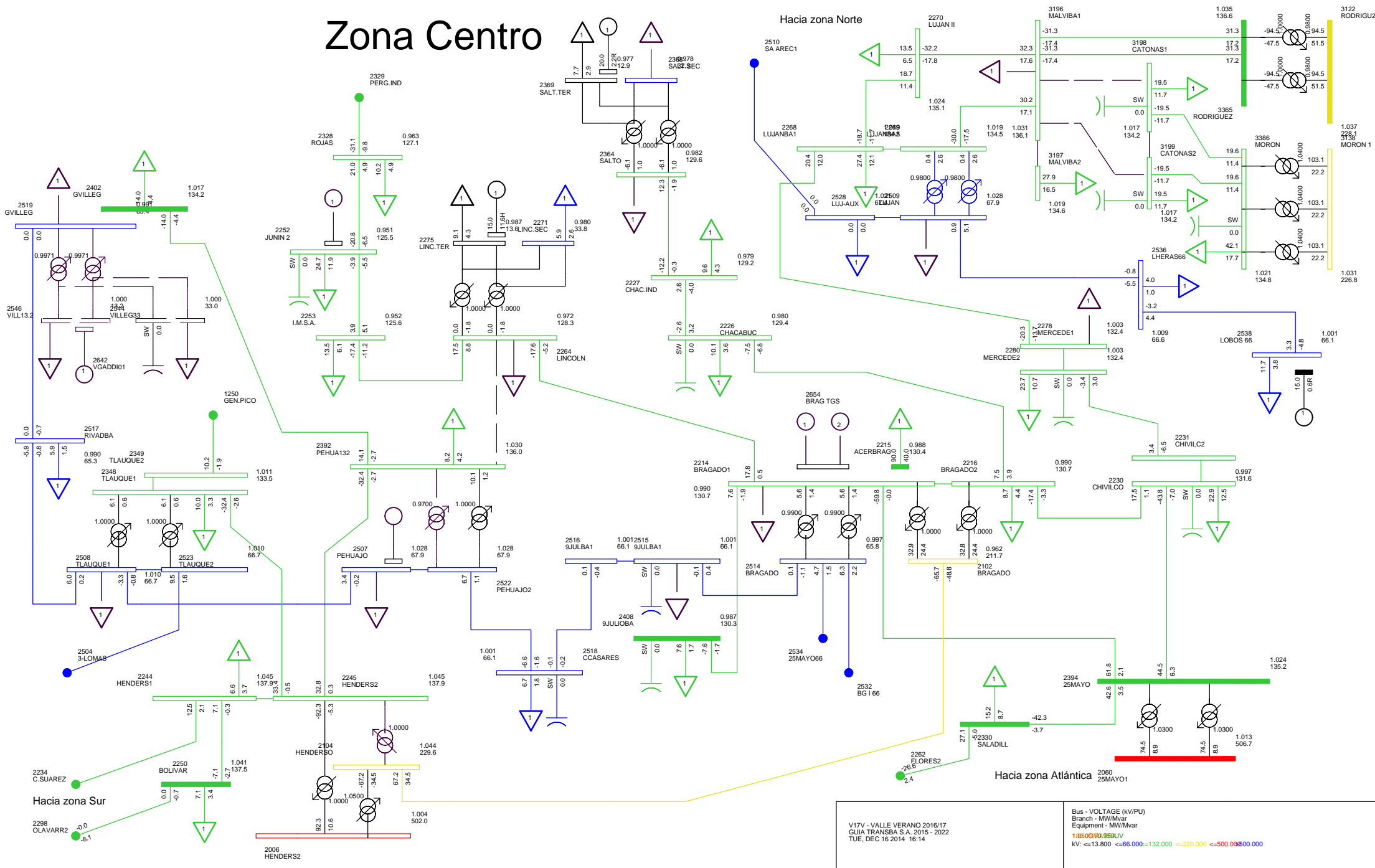
1.050KV 0.950LV
KV: <-13.800 <-66.000 <-132.000 <-220.000 <-500.000 >500.000



Zona Norte

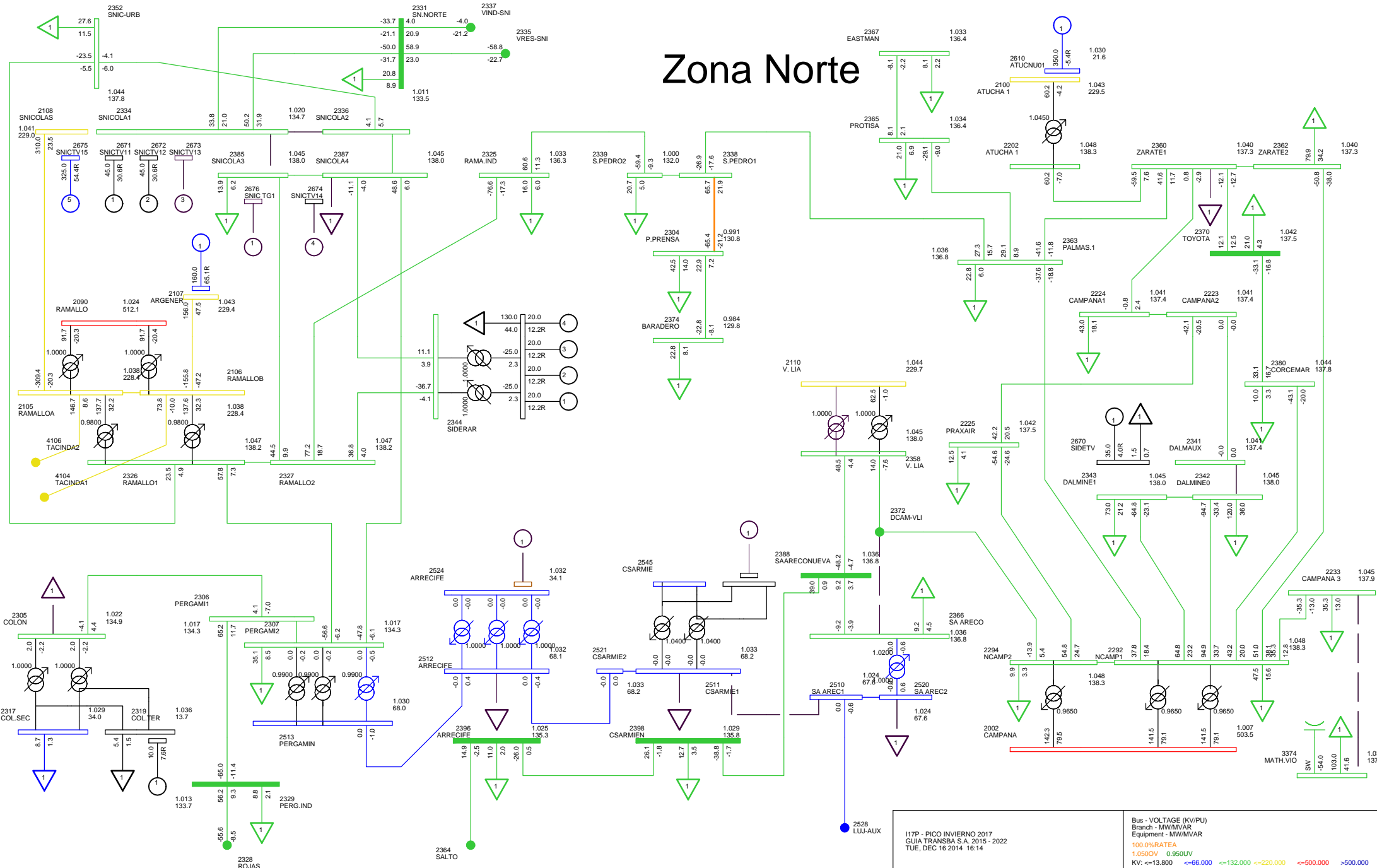


Zona Centro

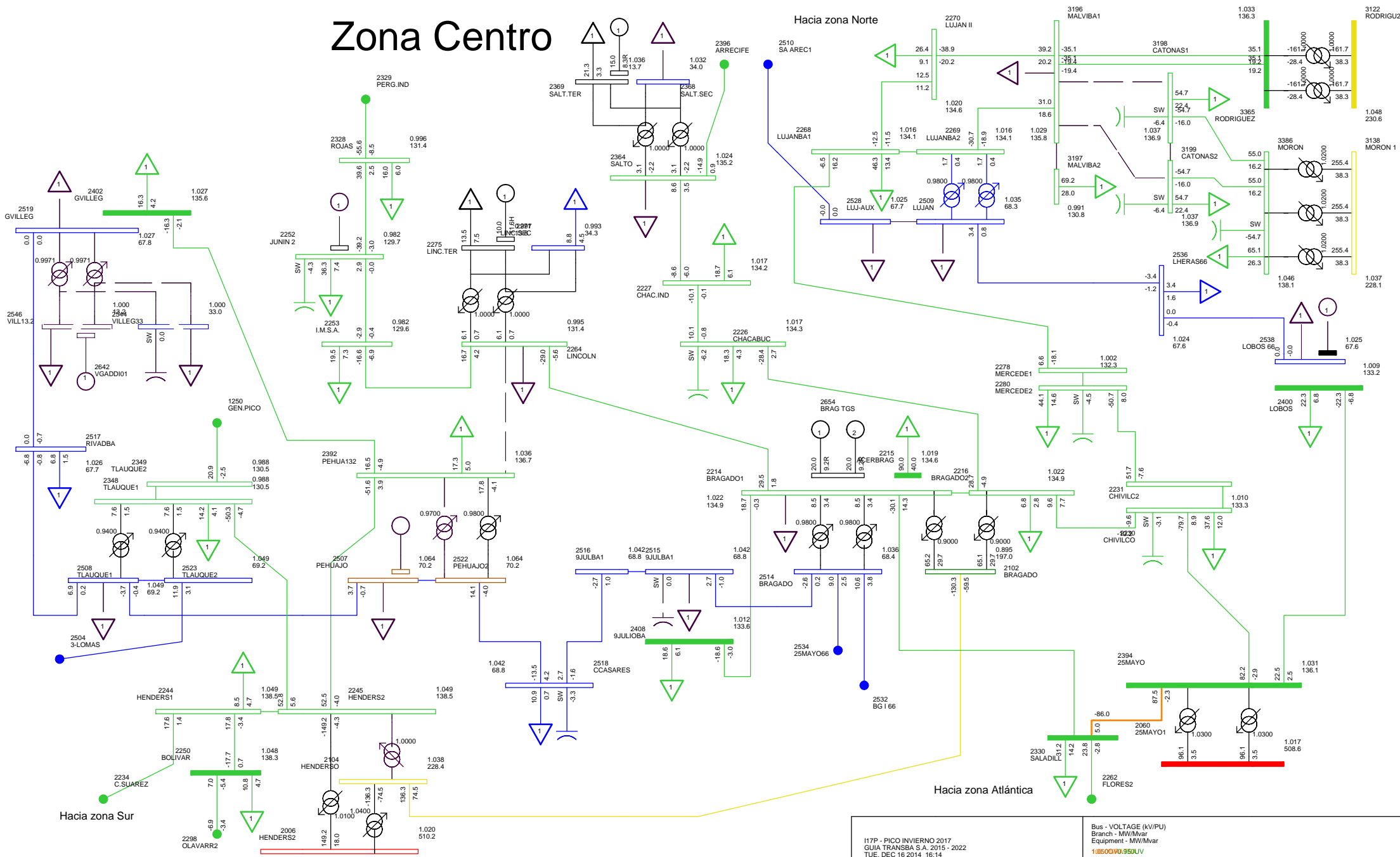




Zona Norte



Zona Centro



Zona Atlántica

TRANS QL-TD = 37.1 MW

DEM ATLANTICA = 398.3 MW

DEM COSTA NOR = 77.4 MW

DEM M D PLATA = 136.0 MW

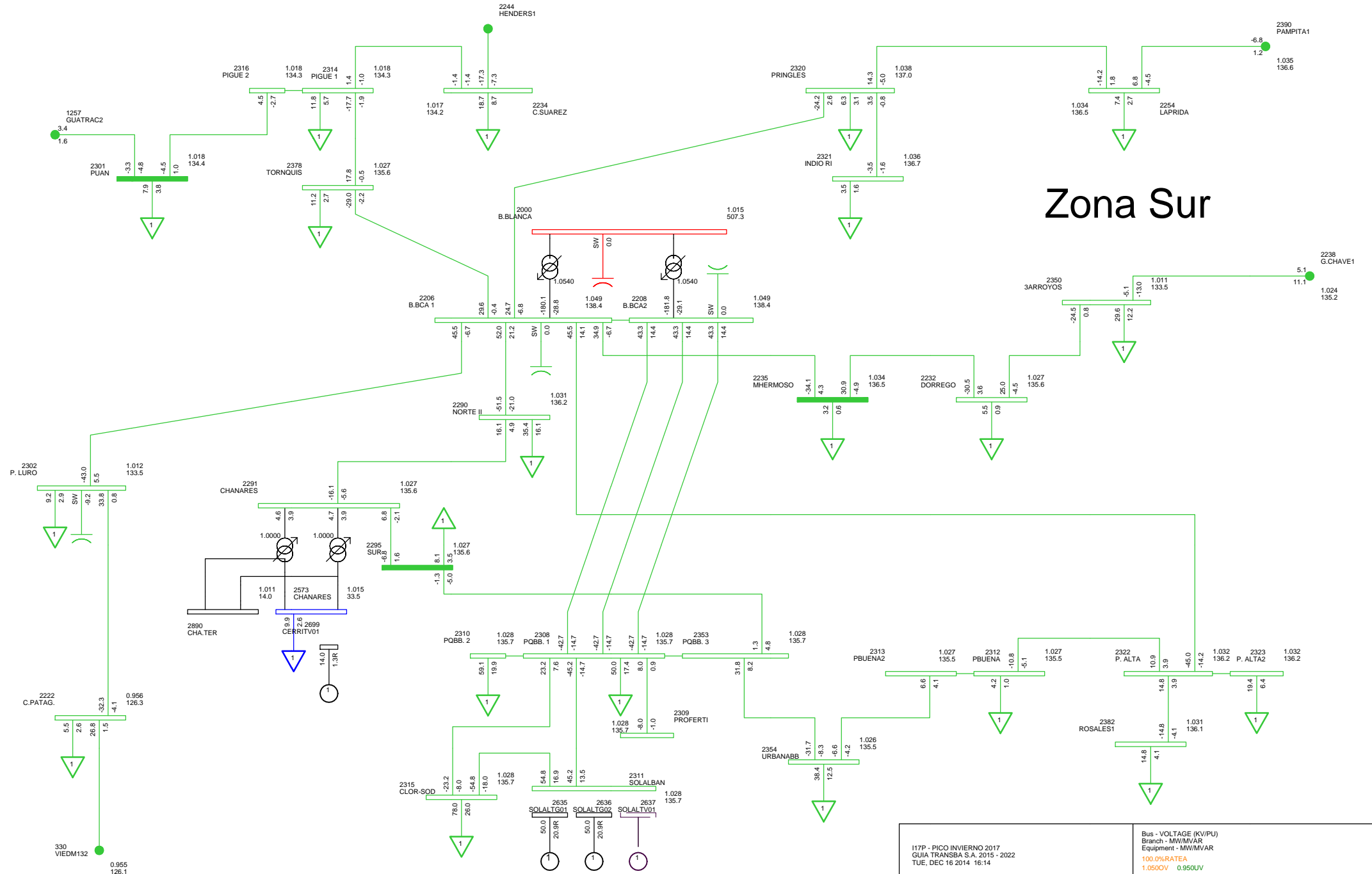
GEN NECOCHEA = 45.0 MW

GEN 9 DE JULIO = 40.0 MW

117P - PICO INVIERNO 2017
GUÍA TRANSA S.A. 2015 - 2022
TUE, DEC 16 2014 16:14

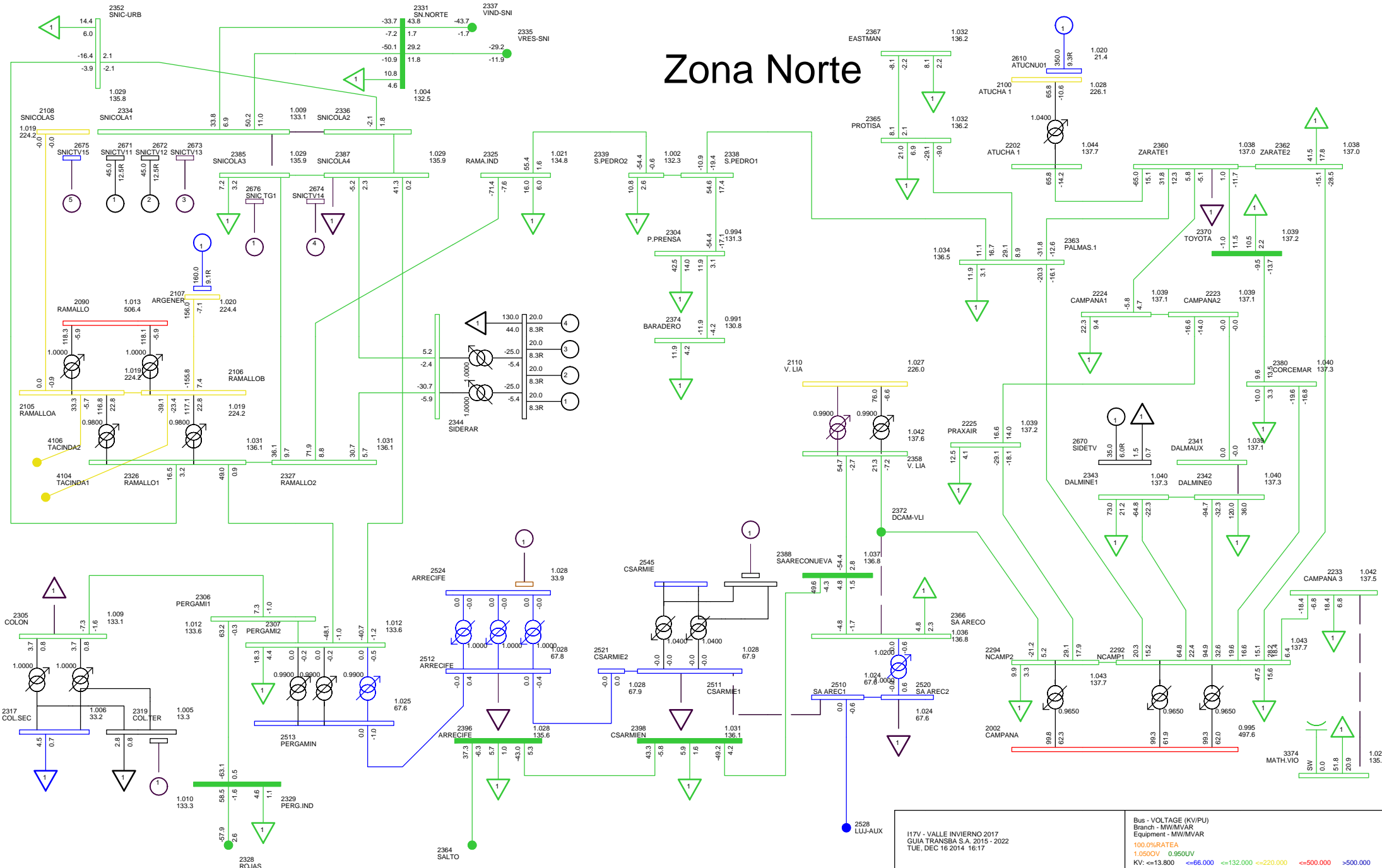
Bus - VOLTAGE (KV/PU)
Branch - MW/MVAR
Equipment - MW/MVAR
100.0%RATEA
1.0500V 0.9500V
KV: <=13.800 <=66.000 <=132.000 <=220.000 <=500.000 >500.000

Zona Sur

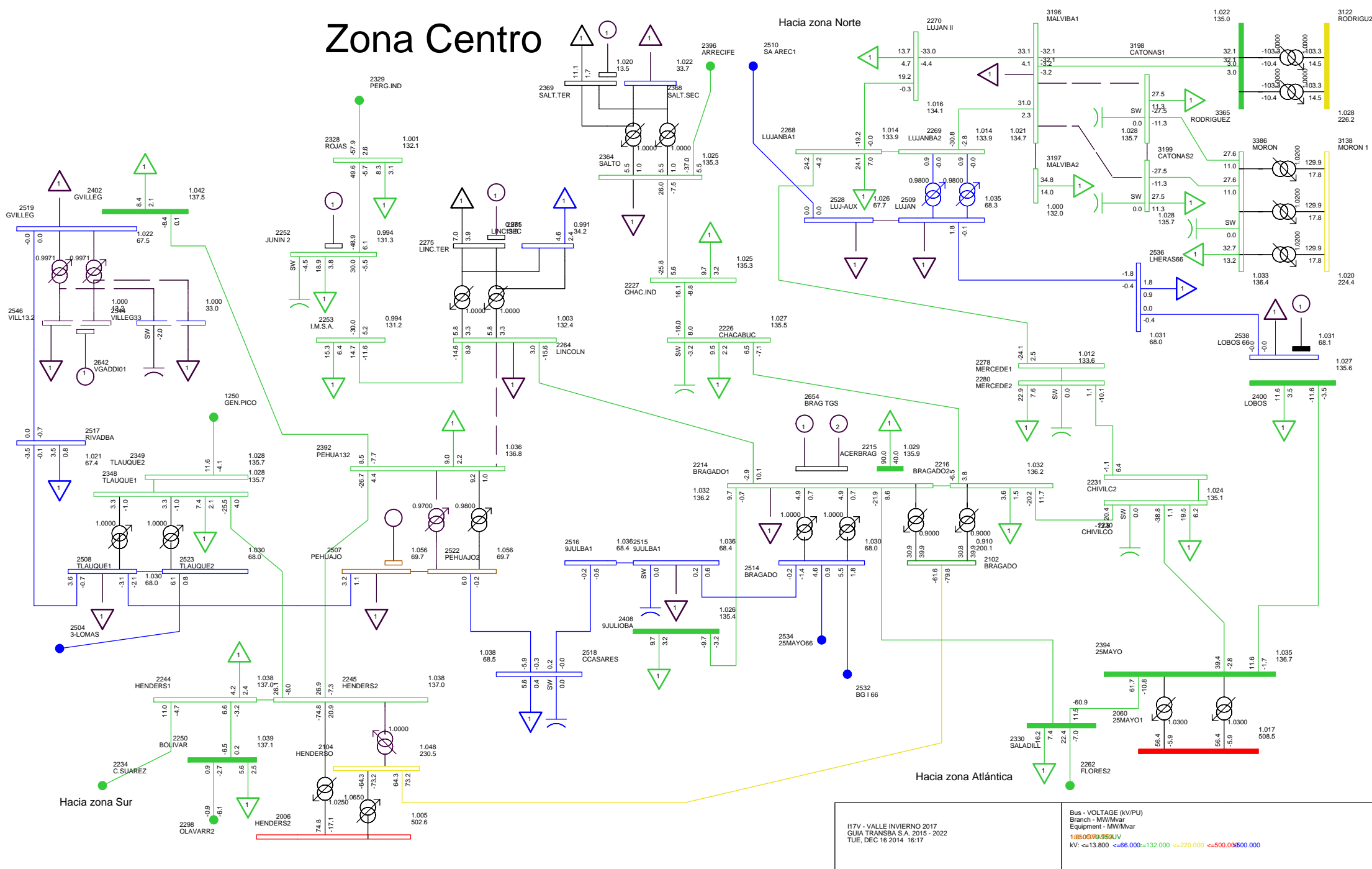


<p>117P - PICO INVIERNO 2017 GUIA TRANSBA S.A. 2015 - 2022 TUE, DEC 16 2014 16:14</p>	<p>Bus - VOLTAGE (KV/PU) Branch - MW/MVAR Equipment - MW/MVAR 100.0%RATEA 1.05000V 0.9500UV KV: <=13.800 <=66.000 <=132.000 <=220.000 <=500.000 >500.000</p>
---	---

Zona Norte



Zona Centro



Zona Atlántica

TRANS QL-TD = 22.7 MW

DEM ATLANTICA = 212.9 MW

DEM COSTA NOR = 47.1 MW

DEM M D PLATA = 62.8 MW

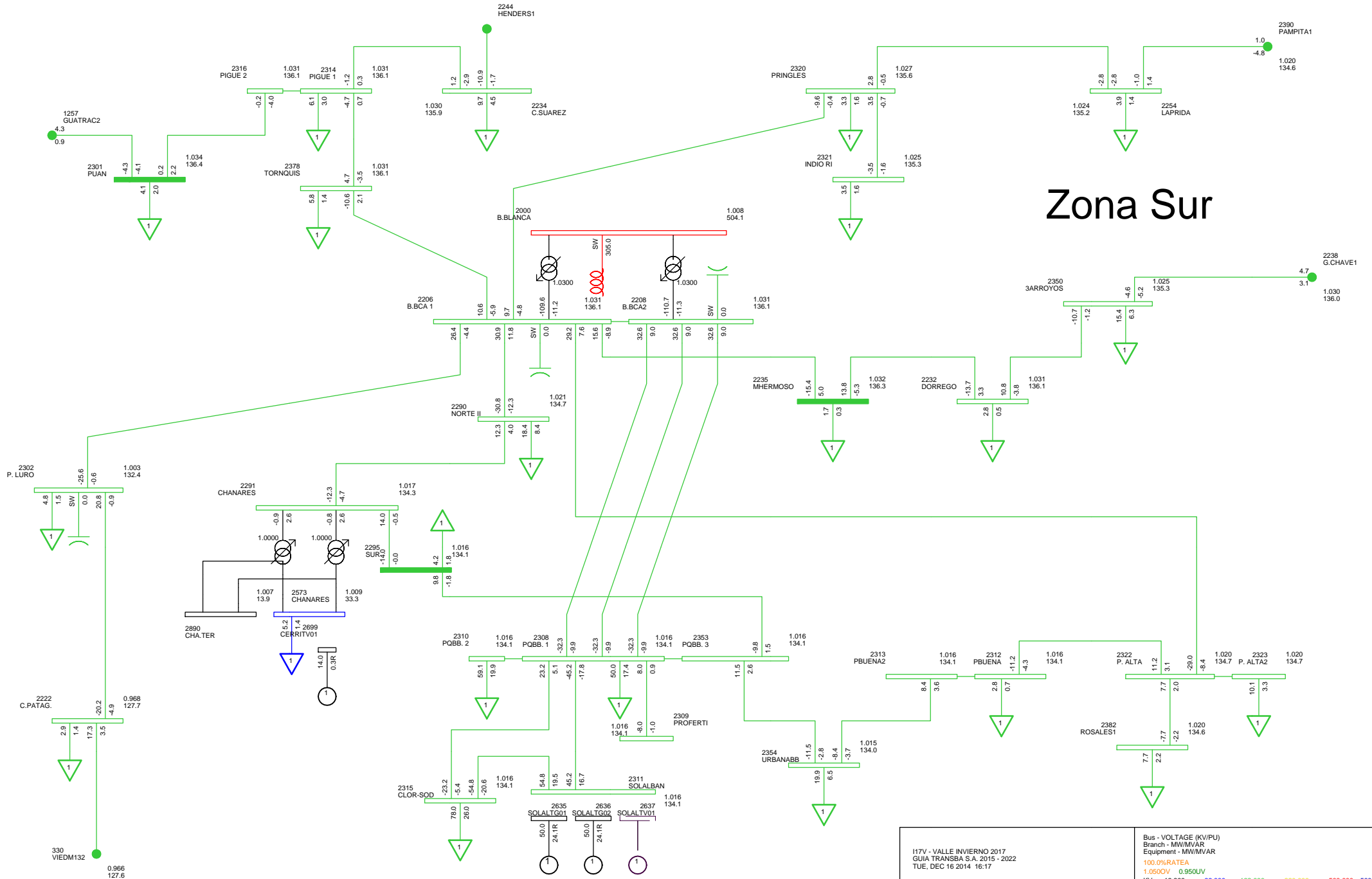
GEN NECOCHEA = 16.0 MW

GEN 9 DE JULIO = 0.0 MW

117V - VALLE INVERNO 2017
GUIA TRANSA S.A. 2015 - 2022
TUE, DEC 16 2014 16:17

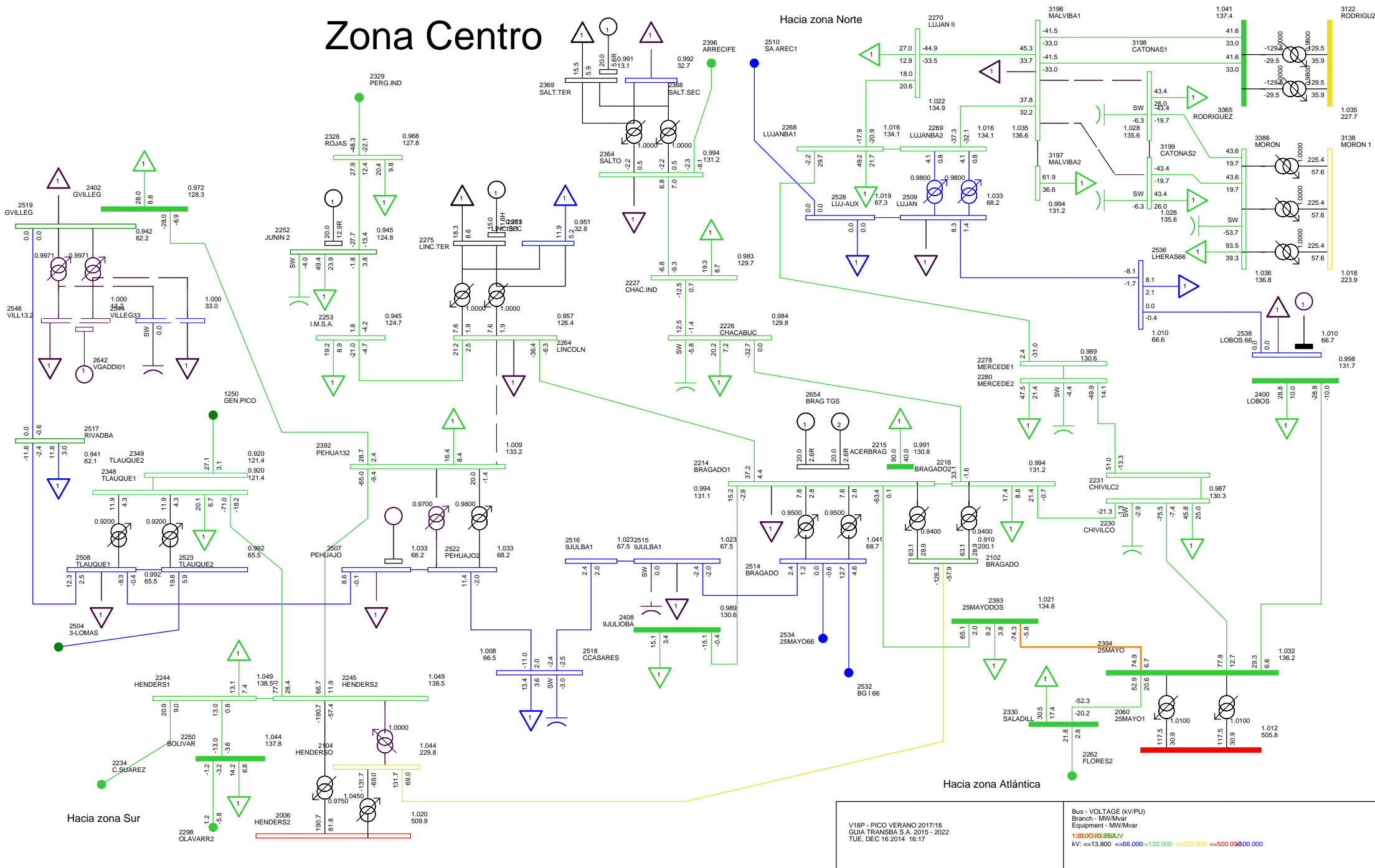
Bus - VOLTAGE (KV/PU)
Branch - MW/MVAR
Equipment - MW/MVAR
100.0%RATEX
1.0500V 0.9500V
KV: <=13.800 <=66.000 <=132.000 <=220.000 <=500.000 >500.000

Zona Sur



117V - VALLE INVIERNO 2017 GUIA TRANSBA S.A. 2015 - 2022 TUE, DEC 16 2014 16:17	Bus - VOLTAGE (KV/PU) Branch - MW/MVAR Equipment - MW/MVAR 100.0%RATEA 1.05000V 0.9500V KV: <=13.800 <=66.000 <=132.000 <=220.000 <=500.000 >500.000
---	---

Zona Centro



Zona Atlántica

TRANS QL-TD = 38.9 MW

DEM ATLANTICA = 483.4 MW
DEM COSTA NOR = 143.7 MW
DEM M D PLATA = 149.8 MW

GEN NECOCHEA = 45.0 MW

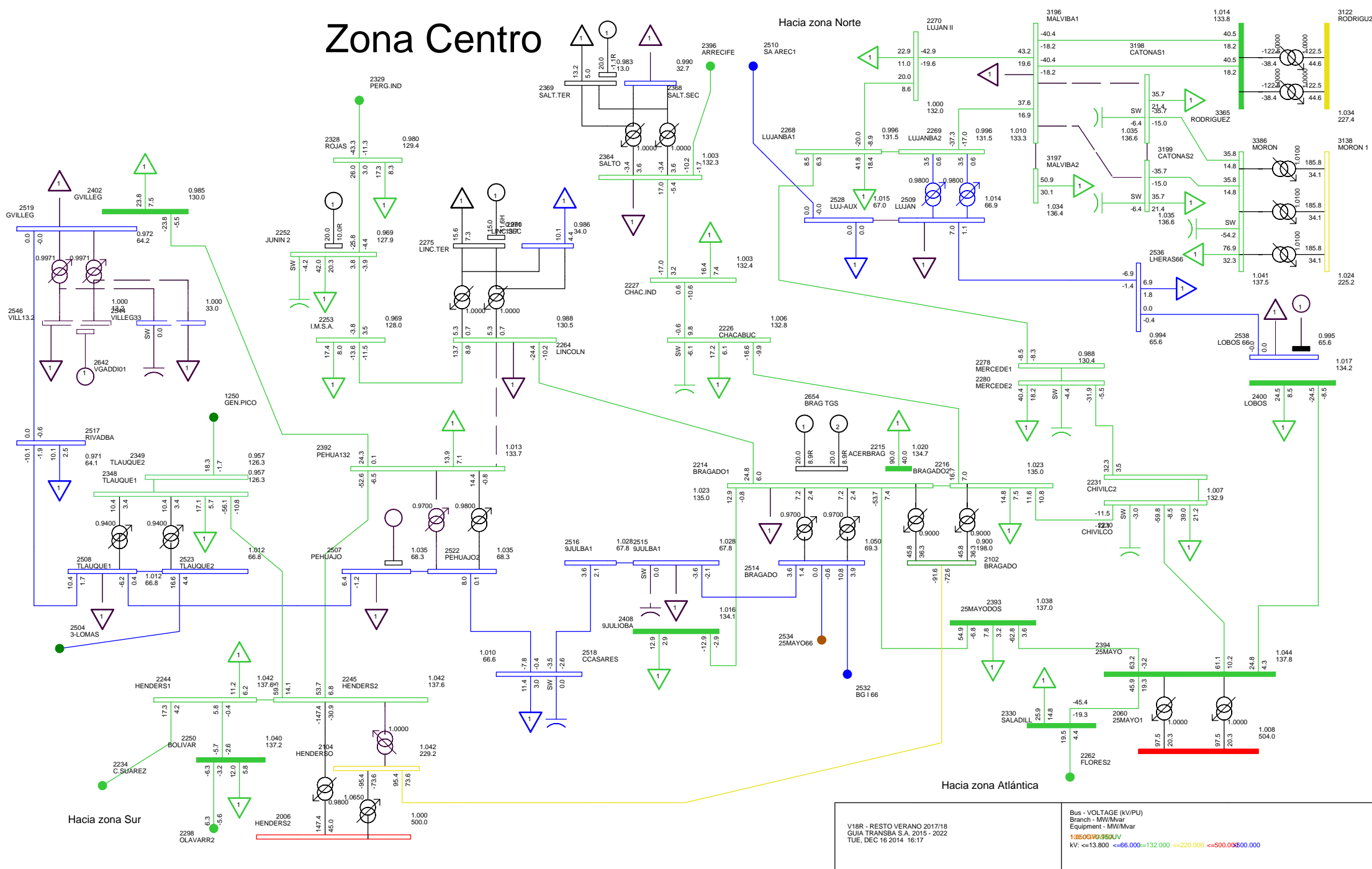
GEN 9 DE JULIO = 40.0 MW

V18P - PICO VERANO 2017/18
GUIA TRANSBA S.A. 2015 - 2022
TUE, DEC 16 2014 16:17

Bus - VOLTAGE (KV/PU)
Branch - MW/MVAR
Equipment - MW/MVAR
1.000 RATEA
1.0500V 0.9500V
KV: <=13.800 <=66.000 <=132.000 <=220.000 <=500.000 >500.000



Zona Centro



Zona Atlántica

TRANS QL-TD = 34.5 MW

DEM ATLANTICA = 414.7 MW
DEM COSTA NOR = 125.6 MW
DEM M D PLATA = 116.7 MW

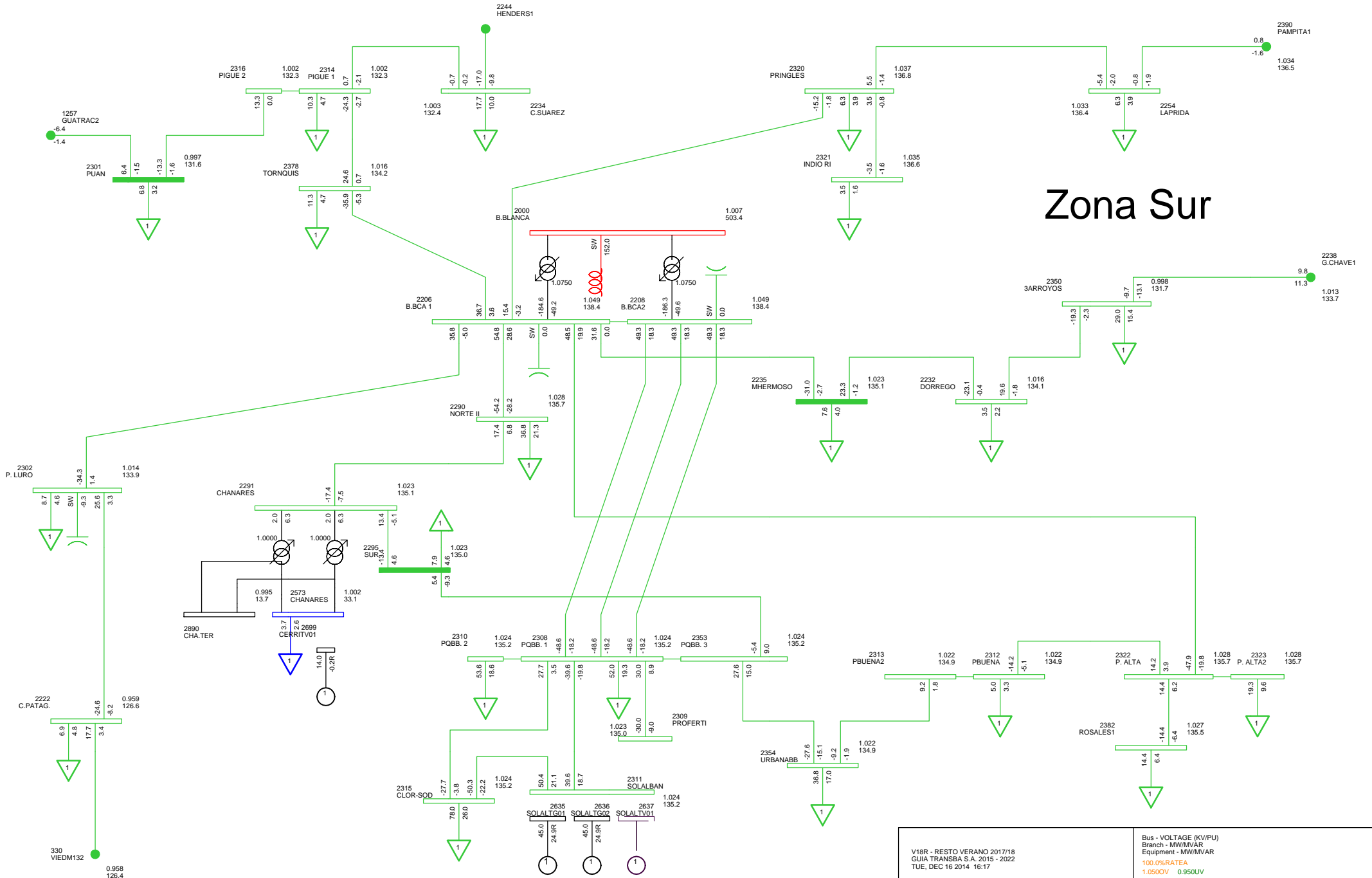
GEN NECOCHEA = 45.0 MW

GEN 9 DE JULIO = 18.0 MW

V18R - RESTO VERANO 2017/18
GUÍA TRANSA S.A. 2015 - 2022
TUE, DEC 16 2014 16:17

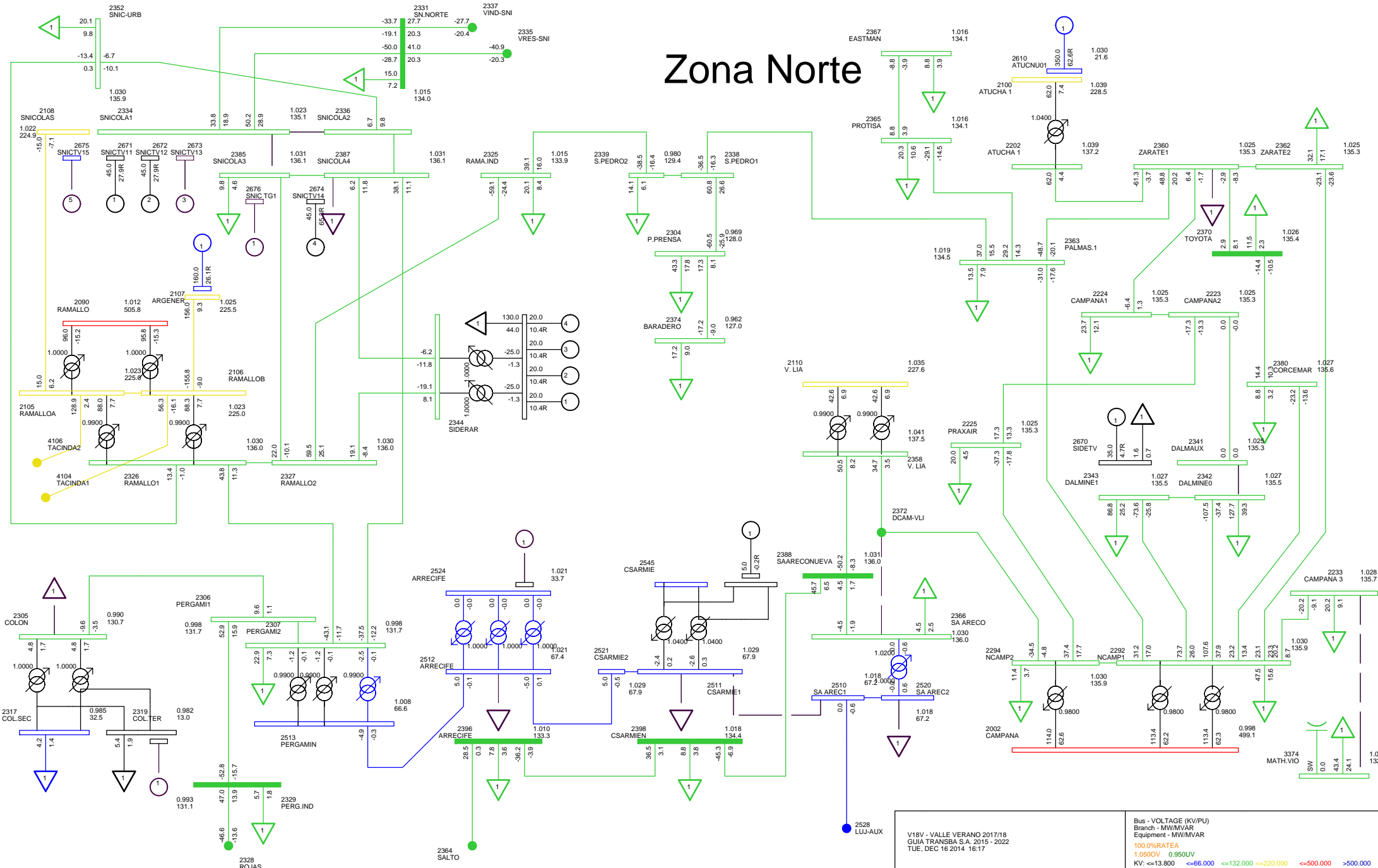
Bus - VOLTAGE (KV/PU)
Branch - MW/MVAR
Equipment - MW/MVAR
100.0%RATEA
1.0500V 0.9500V
KV: <=13.800 <=66.000 <=132.000 <=220.000 <=500.000 >500.000

Zona Sur

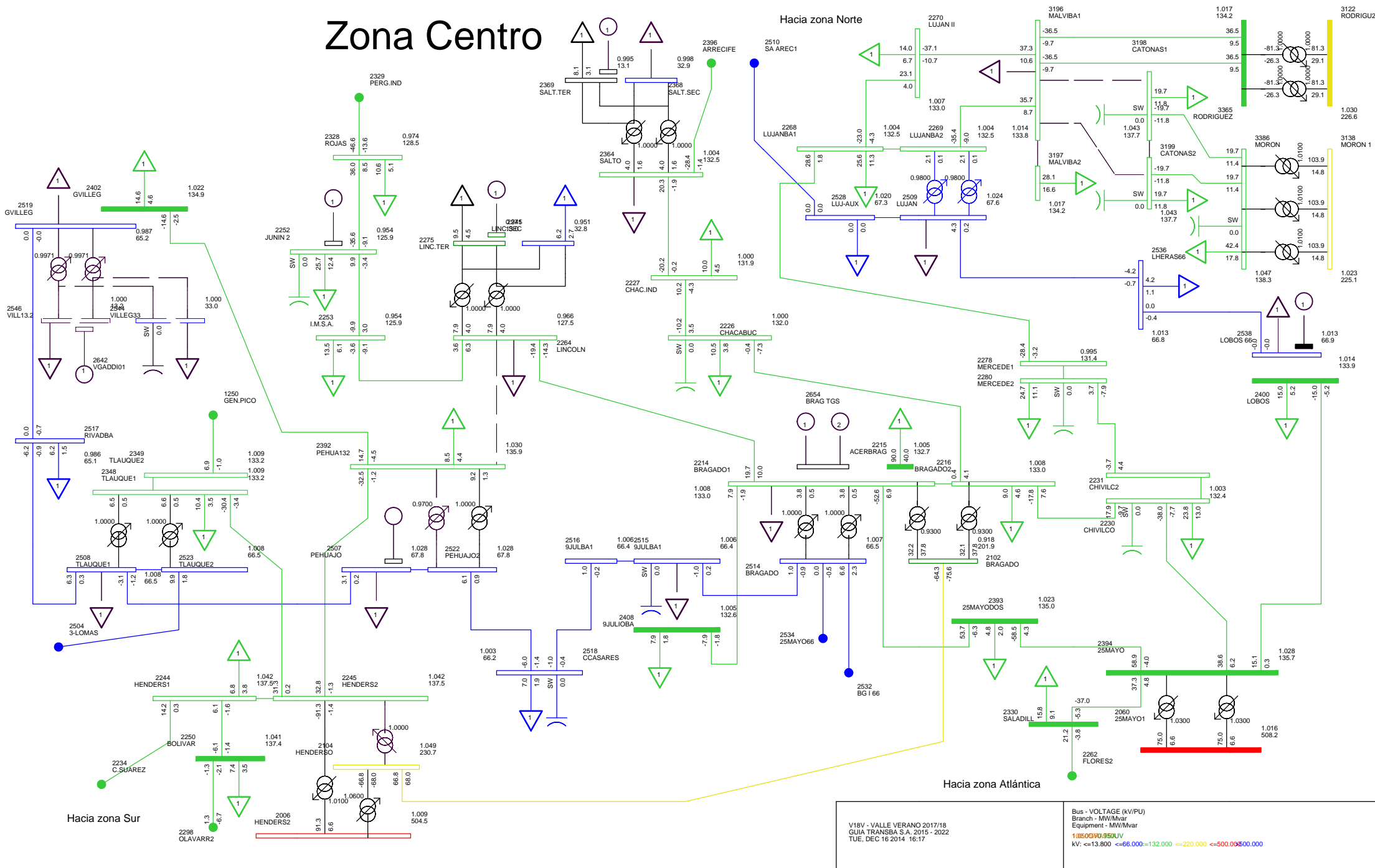


V18R - RESTO.VERANO 2017/18 GUIA TRANSBA S.A. 2015 - 2022 TUE, DEC 16 2014 16:17	Bus - VOLTAGE (KV/PU)
	Branch - MW/MVAR
	Equipment - MW/MVAR
	100.0%RATEA
KV:	1.0500V 0.950UV
	<=13.800 <=66.000 <=132.000 <=220.000 <=500.000 >500.000

Zona Norte



Zona Centro



Zona Atlántica

TRANS QL-TD = 27.4 MW

DEM ATLANTICA = 247.6 MW

DEM COSTA NOR = 74.0 MW

DEM M D PLATA = 82.1 MW

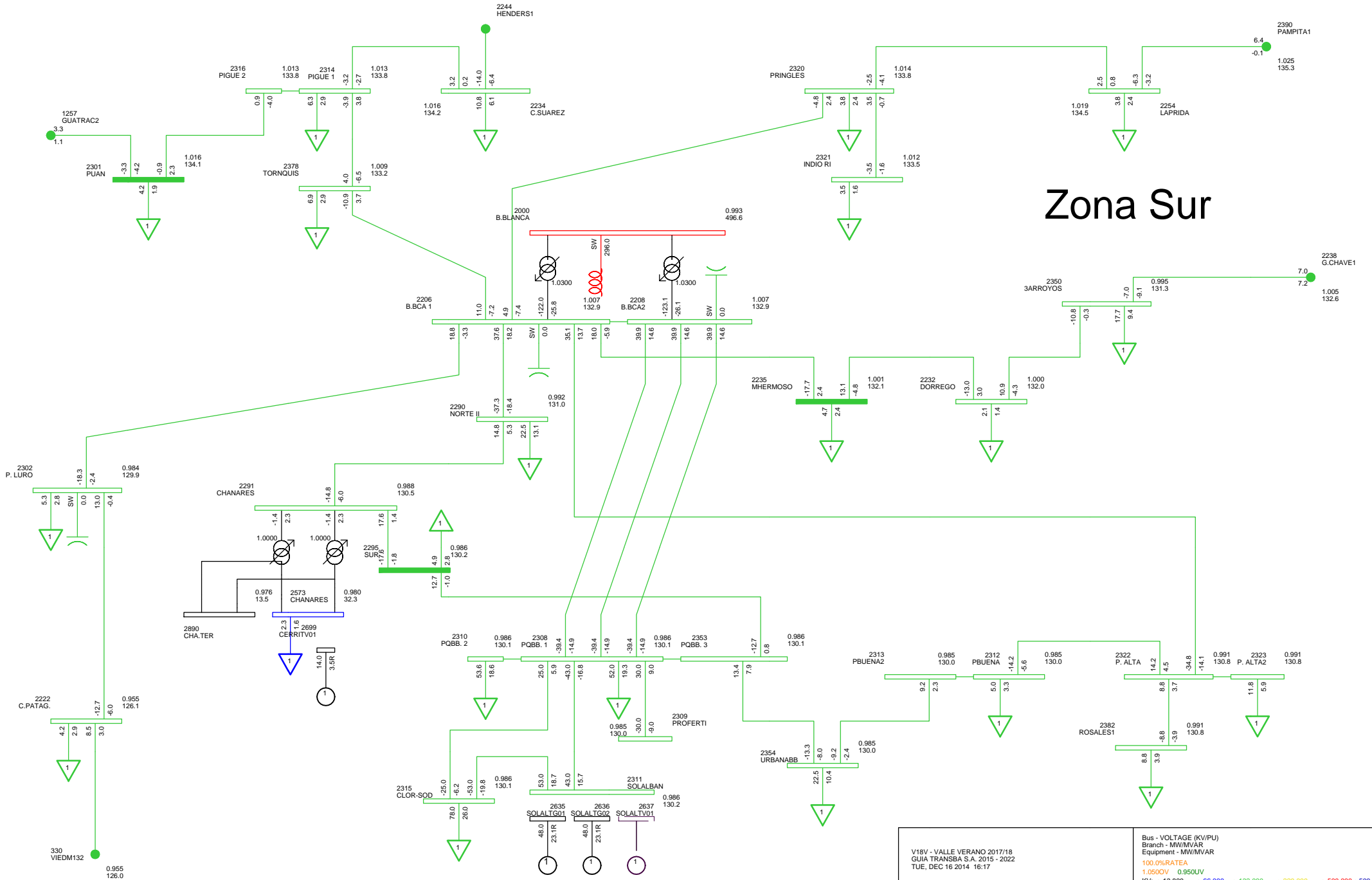
GEN NECOCHEA = 0.0 MW

GEN 9 DE JULIO = 22.0 MW

V18V - VALLE VERANO 2017/18
GUÍA TRANSBA S.A. 2015 - 2022
TUE, DEC 16 2014 16:17

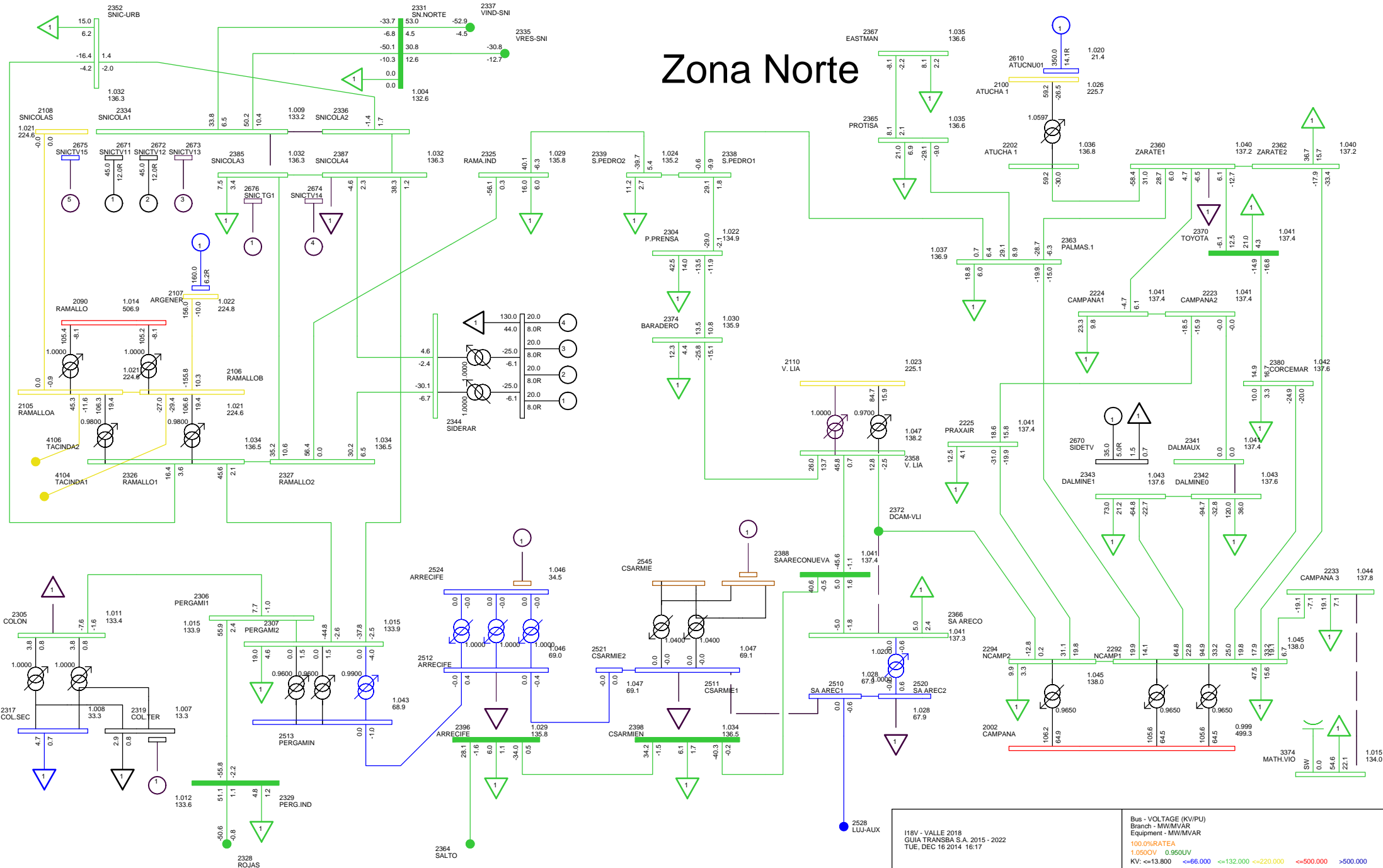
Bus - VOLTAGE (KV/PU)
Branch - MW/MVAR
Equipment - MW/MVAR
1.0000 RATEX
1.0500 OV 0.9500 UV
KV: <=13.800 <=66.000 <=132.000 <=220.000 <=500.000 >500.000

Zona Sur

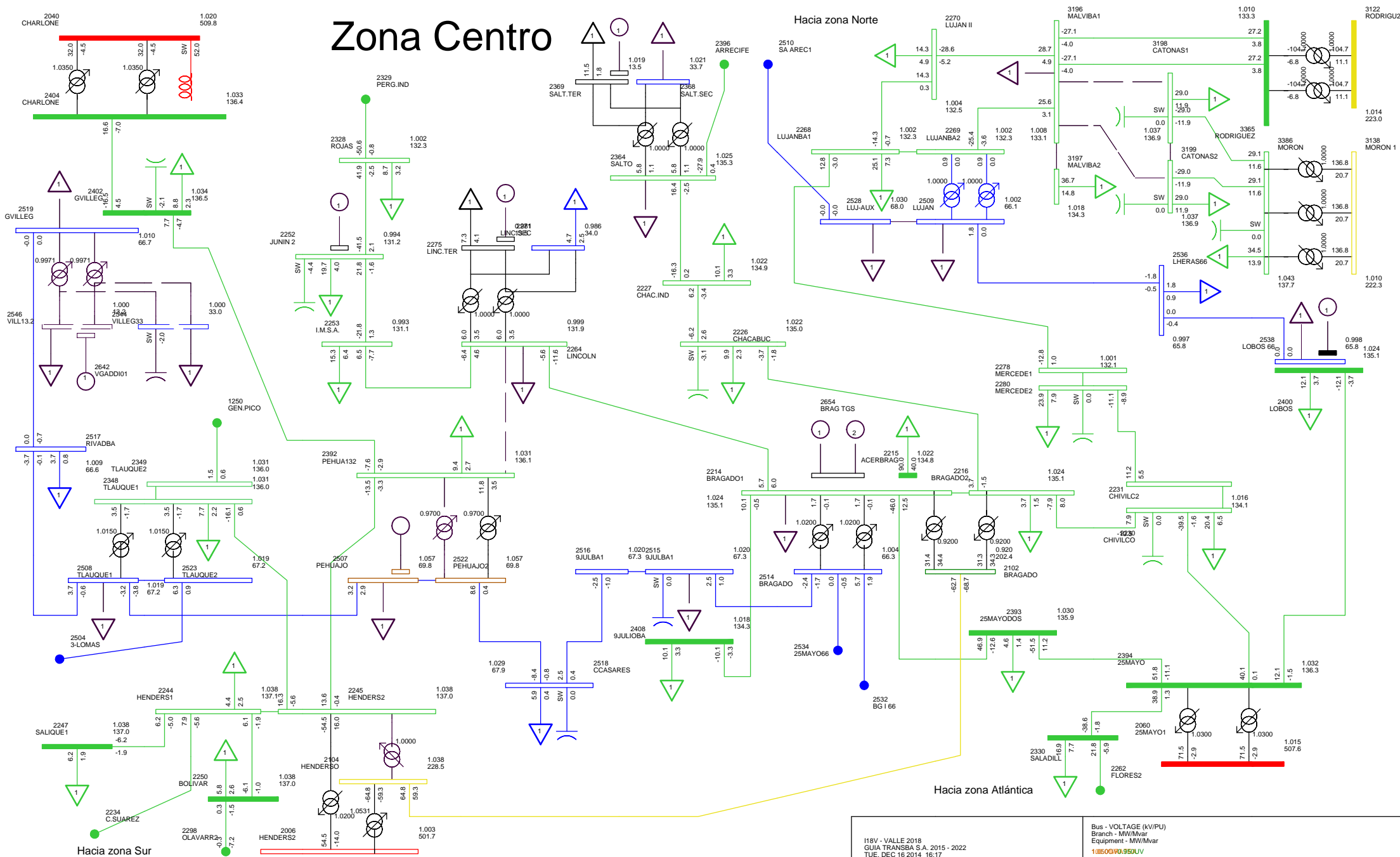


V18V - VALLE VERANO 2017/18 GUIA TRANSBA S.A. 2015 - 2022 TUE, DEC 16 2014 16:17	Bus - VOLTAGE (KV/PU) Branch - MW/MVAR Equipment - MW/MVAR
	100.0%RATEA 1.0500OV 0.950UV
	KV: <=13.800 <=66.000 <=132.000 <=220.000 <=500.000 >500.000

Zona Norte



Zona Centro



Zona Atlántica

TRANS QL-TD = 29.0 MW

DEM ATLANTICA = 235.7 MW

DEM COSTA NOR = 43.7 MW

DEM M D PLATA = 63.9 MW

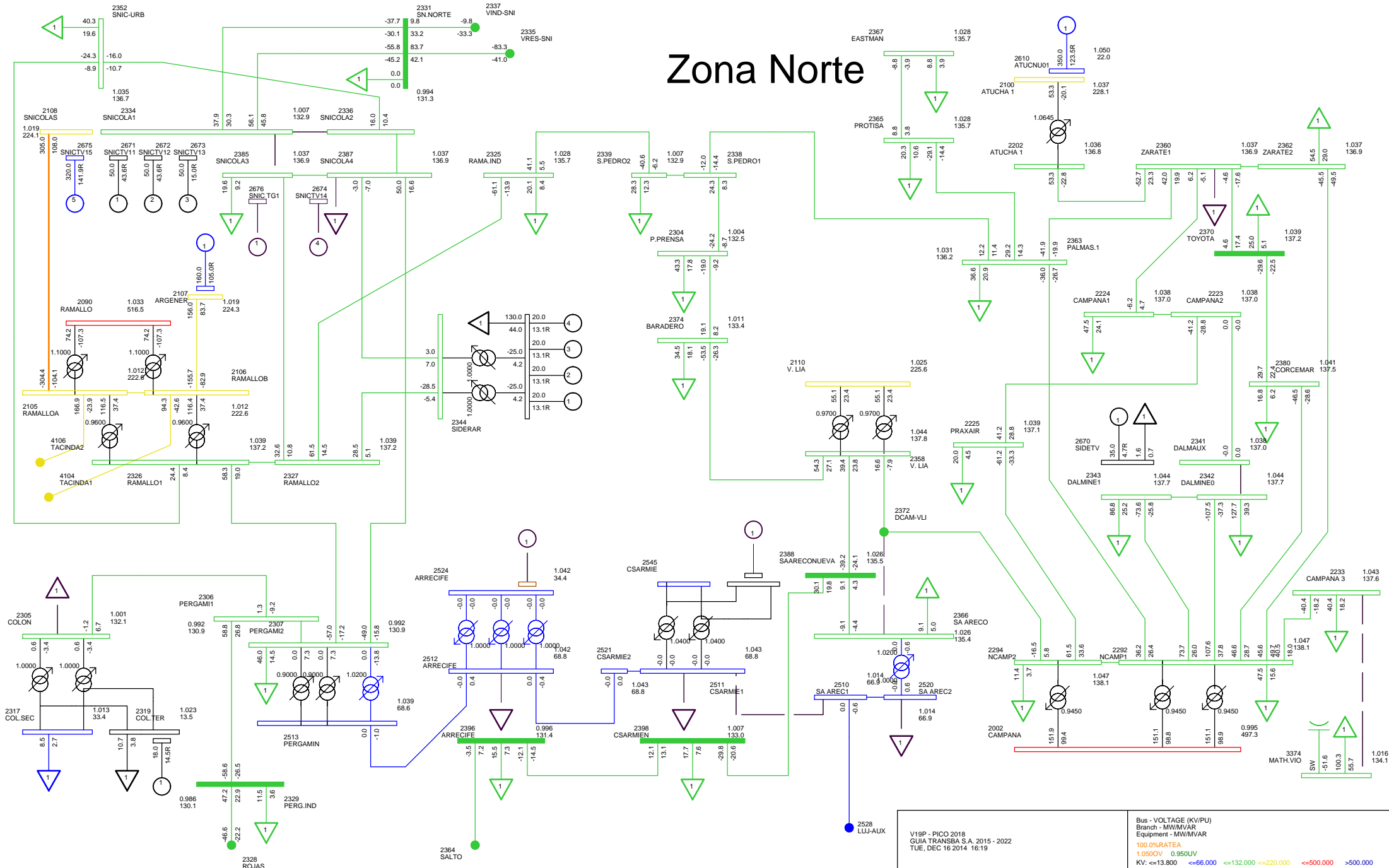
GEN NECOCHEA = 16.0 MW

GEN 9 DE JULIO = 0.0 MW

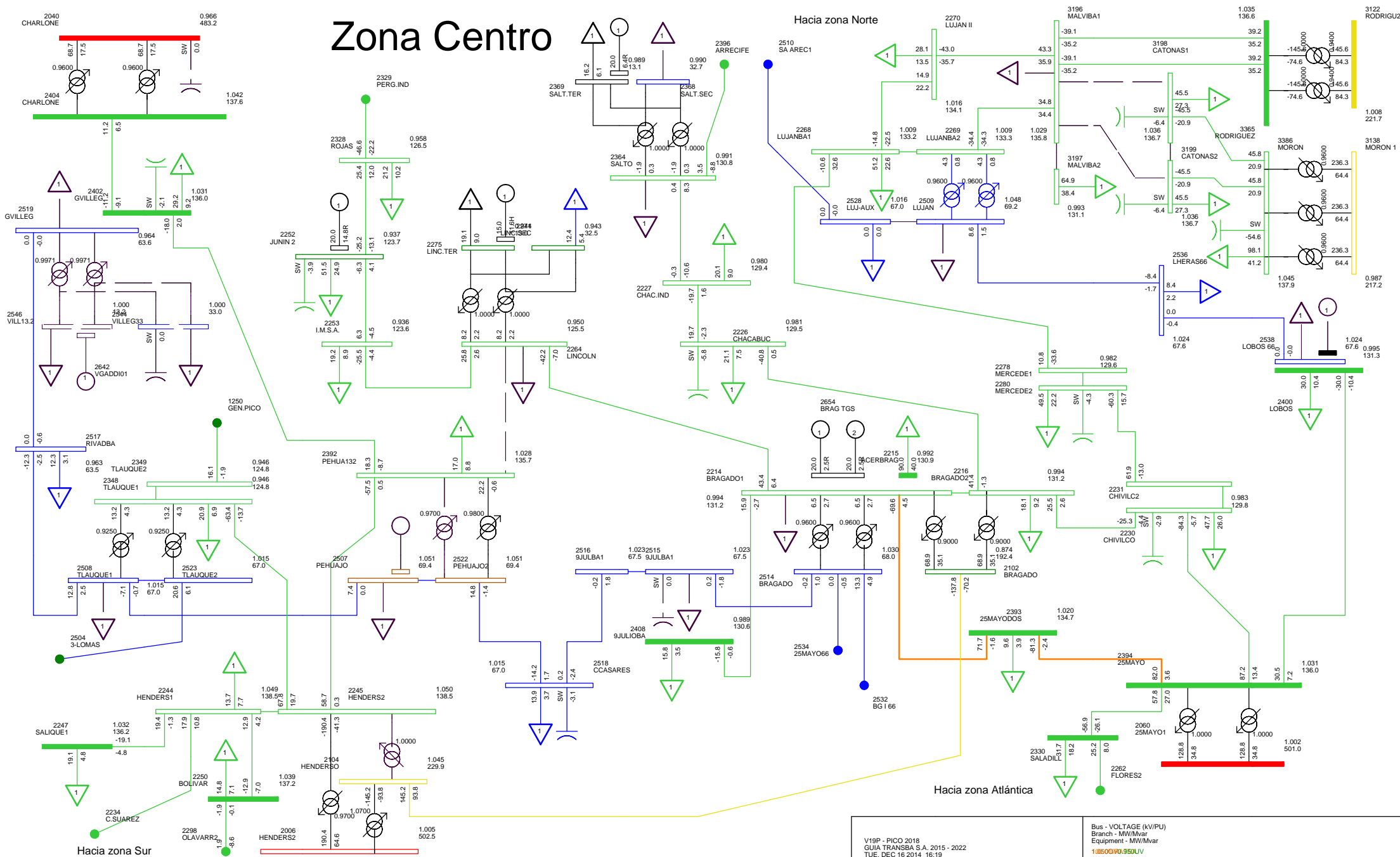
118V - VALLE 2018
GUÍA TRANSA S.A. 2015 - 2022
TUE, DEC 16 2014 16:17

Bus - VOLTAGE (KV/PU)
Branch - MW/MVAR
Equipment - MW/MVAR
100.0% RATE
1.0500V 0.9500V
KV: <=13.800 <=66.000 <=132.000 <=220.000 <=500.000 >500.000

Zona Norte



Zona Centro



V19P - PICO 2018
 GUÍA TRANSISA S.A. 2015 - 2022
 TUE, DEC 16 2014 16:19

Bus - VOLTAGE (kV/PU)
 Branch - MW/Mvar
 Equipment - MW/Mvar
 1.0500V.0.950UV
 kV: <=13.800 <=66.000 <=132.000 <=220.000 <=500.000 <=000.000

Zona Atlántica

TRANS QL-TD = 39.0 MW

DEM ATLANTICA = 492.0 MW
DEM COSTA NOR = 141.5 MW
DEM M D PLATA = 156.2 MW

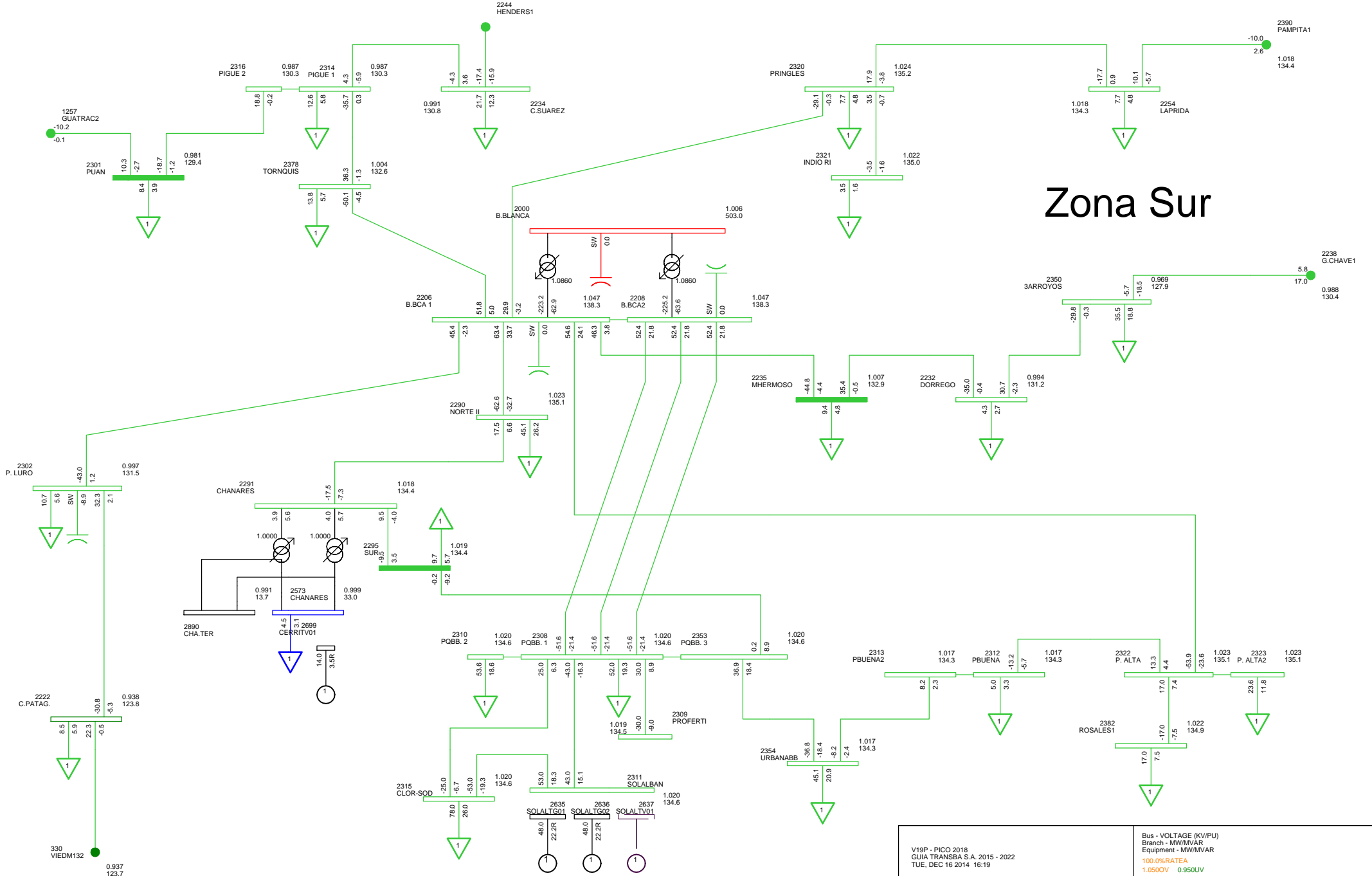
GEN NECOCHEA = 45.0 MW

GEN 9 DE JULIO = 40.0 MW

V19P - PICO 2019
GUIA TRANSA S.A. 2015 - 2022
TUE, DEC 16 2014 16:19

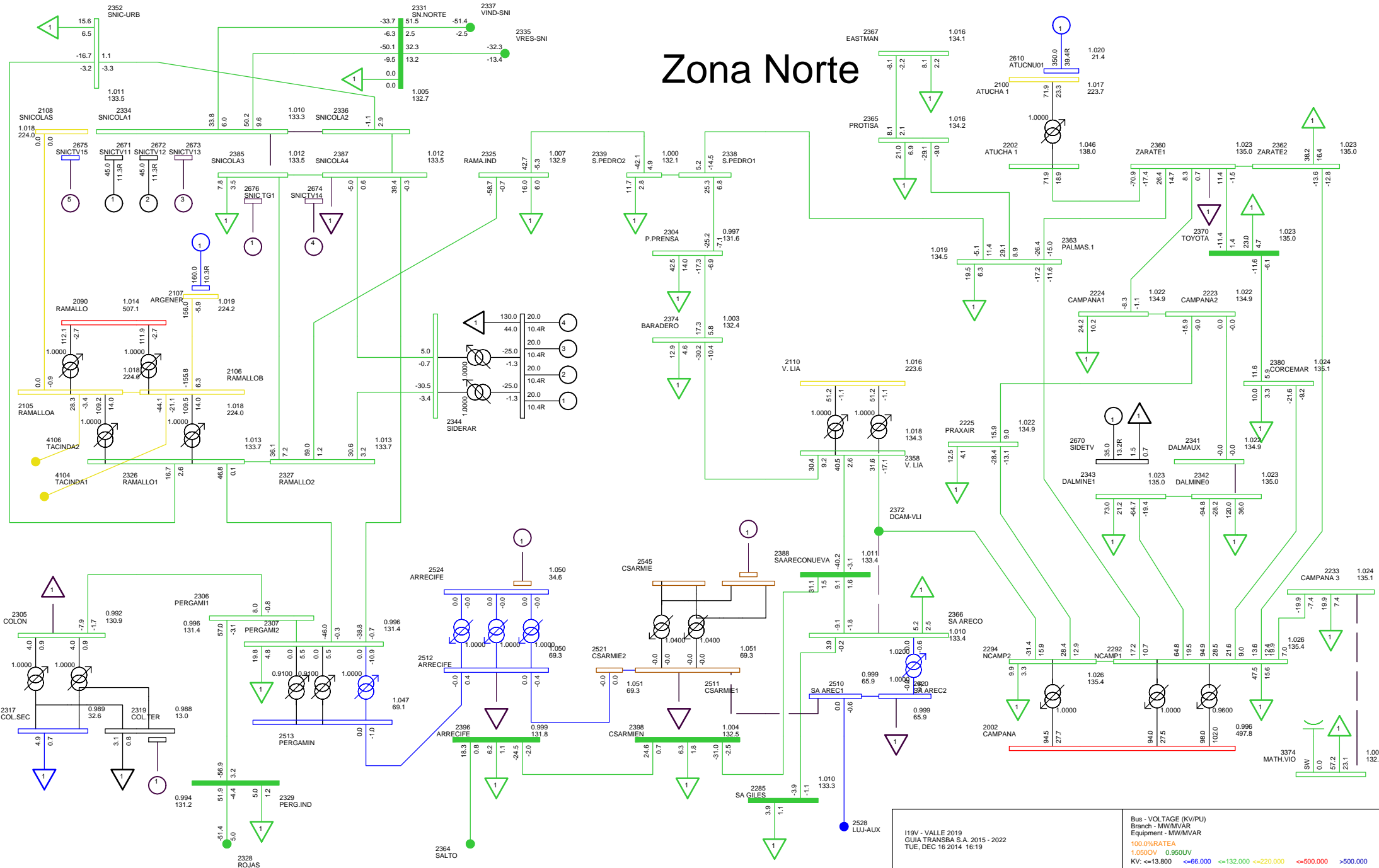
Bus - VOLTAGE (KV/PU)
Branch - MW/MVAR
Equipment - MW/MVAR
100.0% RATES
1.0500V 0.9500V
KV: <=13.800 <=66.000 <=132.000 <=220.000 <=500.000 >500.000

Zona Sur



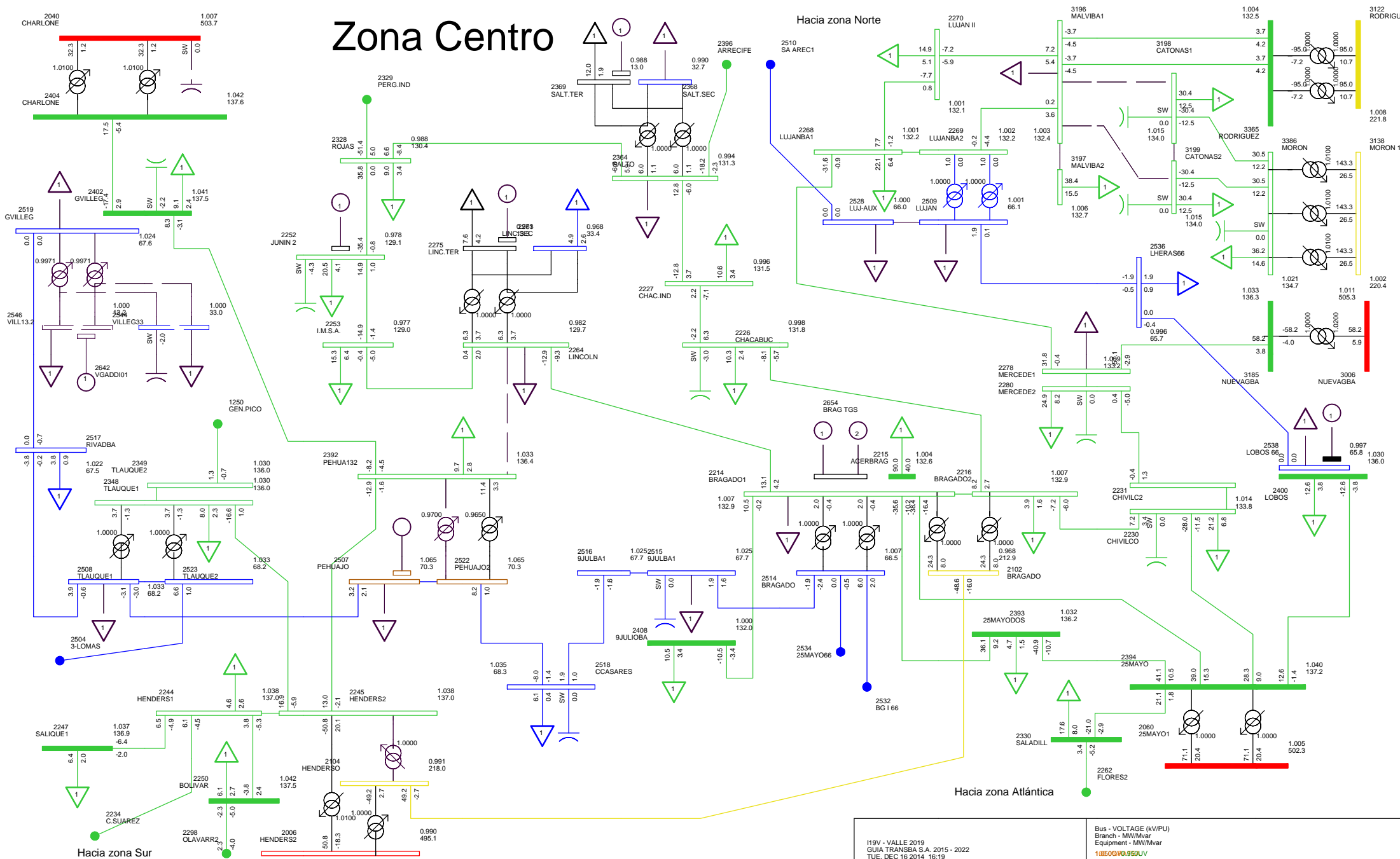
V19P - PICO 2018 GUIA TRANSBA S.A. 2015 - 2022 TUE, DEC 16 2014 16:19	Bus - VOLTAGE (KV/PU) Branch - MW/MVAR Equipment - MW/MVAR
	100.0%RATEA 1.0500V 0.9500V
	KV: <=13.800 <=66.000 <=132.000 <=220.000 <=500.000 >500.000

Zona Norte



119V - VALLE 2019 GUIA TRANSBA S.A. 2015 - 2022 TUE, DEC 16 2014 16:19	Bus - VOLTAGE (KV/PU) Branch - MW/MVAR Equipment - MW/MVAR 100.0%RATEA 1.0500V 0.950UV KV: <=13.800 <=66.000 <=132.000 <=220.000 <=500.000 >500.000
--	--

Zona Centro



Zona Atlántica

TRANS QL-TD = 28.0 MW

DEM ATLANTICA = 252.8 MW

DEM COSTA NOR = 46.2 MW

DEM M D PLATA = 73.0 MW

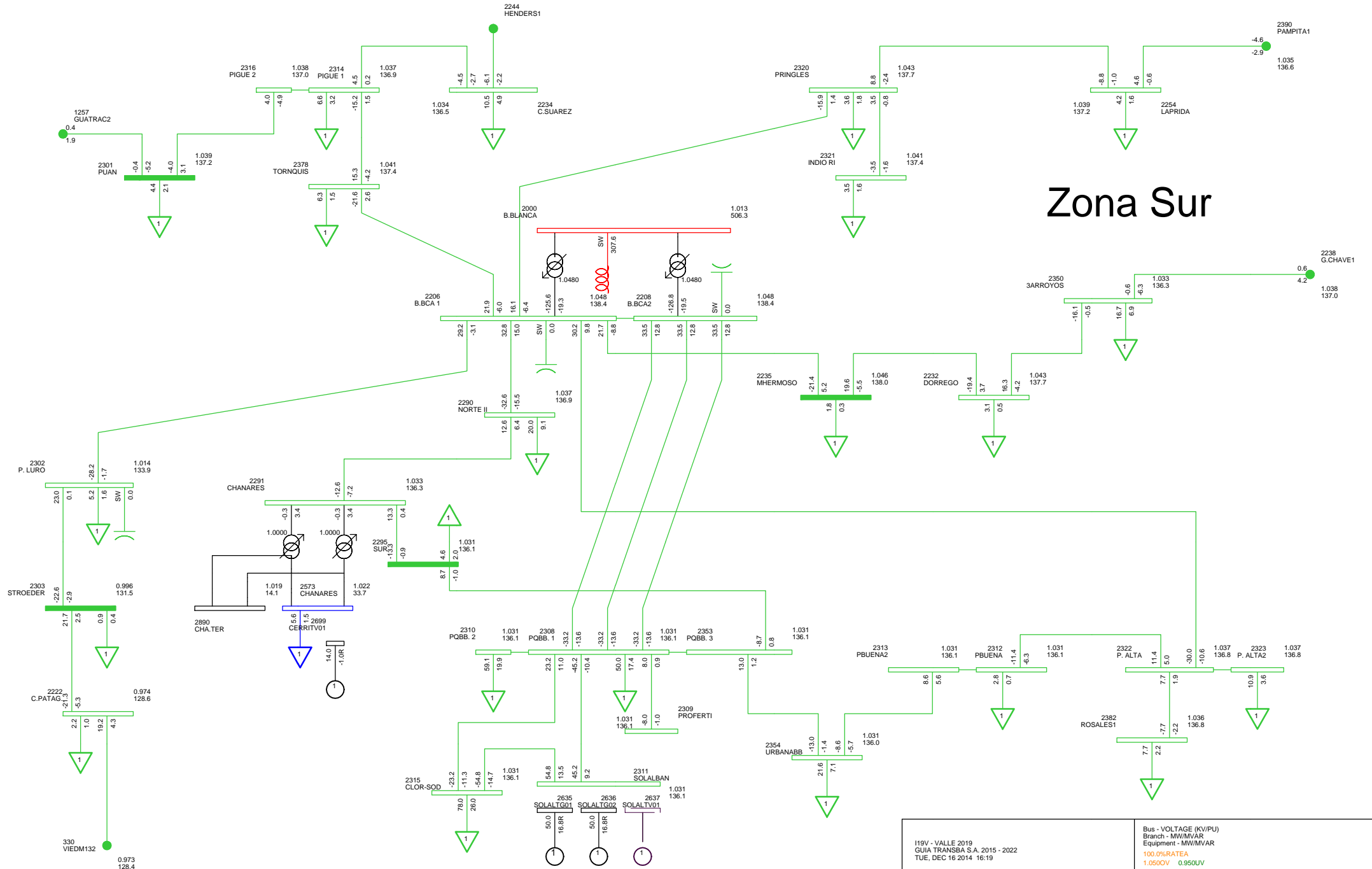
GEN NECOCHEA = 16.0 MW

GEN 9 DE JULIO = 0.0 MW

119V - VALLE 2019
GUÍA TRANSA S.A. 2015 - 2022
TUE, DEC 16 2014 16:19

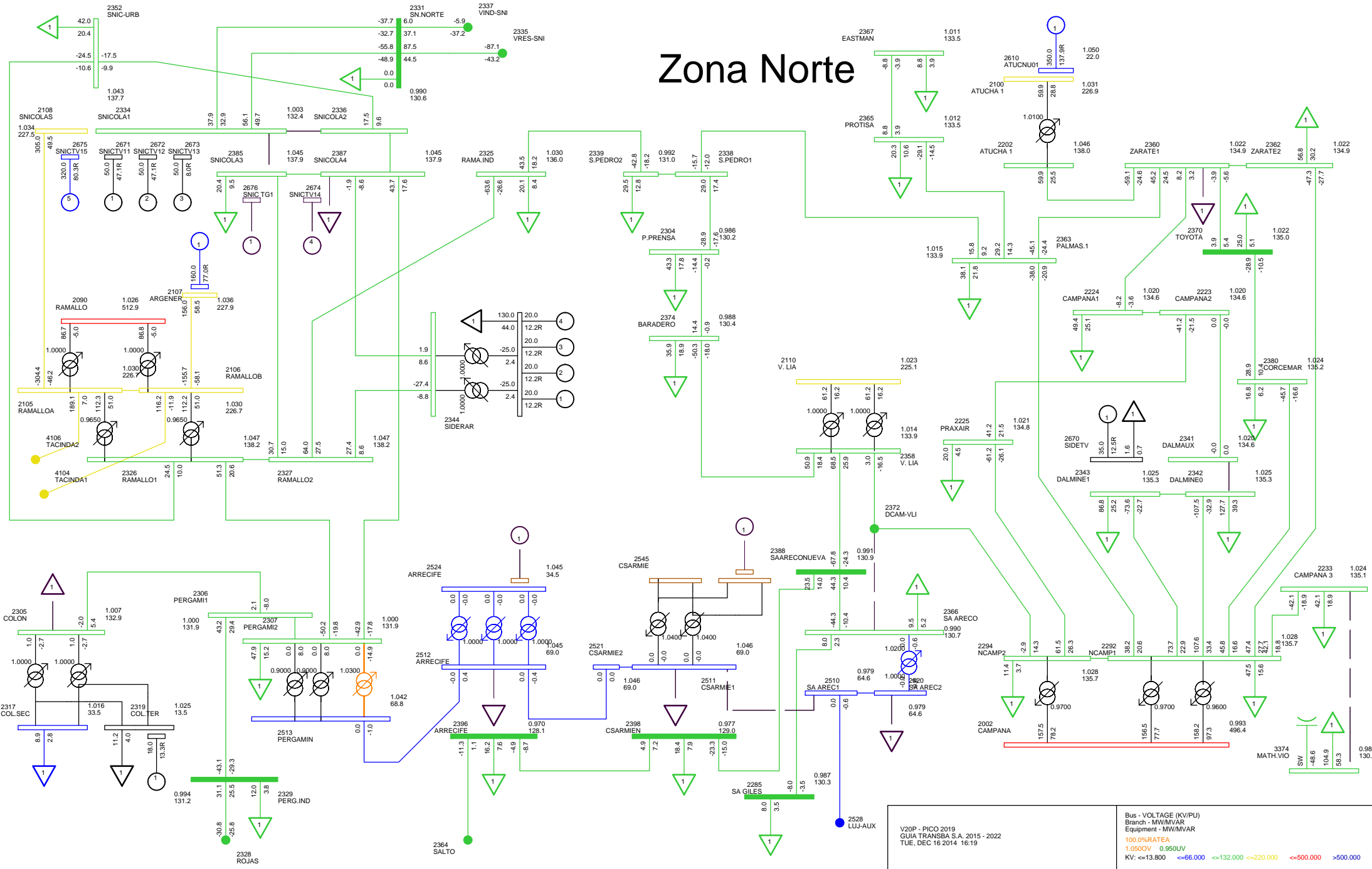
Bus - VOLTAGE (KV/PU)
Branch - MW/MVAR
Equipment - MW/MVAR
100.0%RATEA
1.0500V 0.9500V
KV: <=13.800 <=66.000 <=132.000 <=220.000 <=500.000 >500.000

Zona Sur

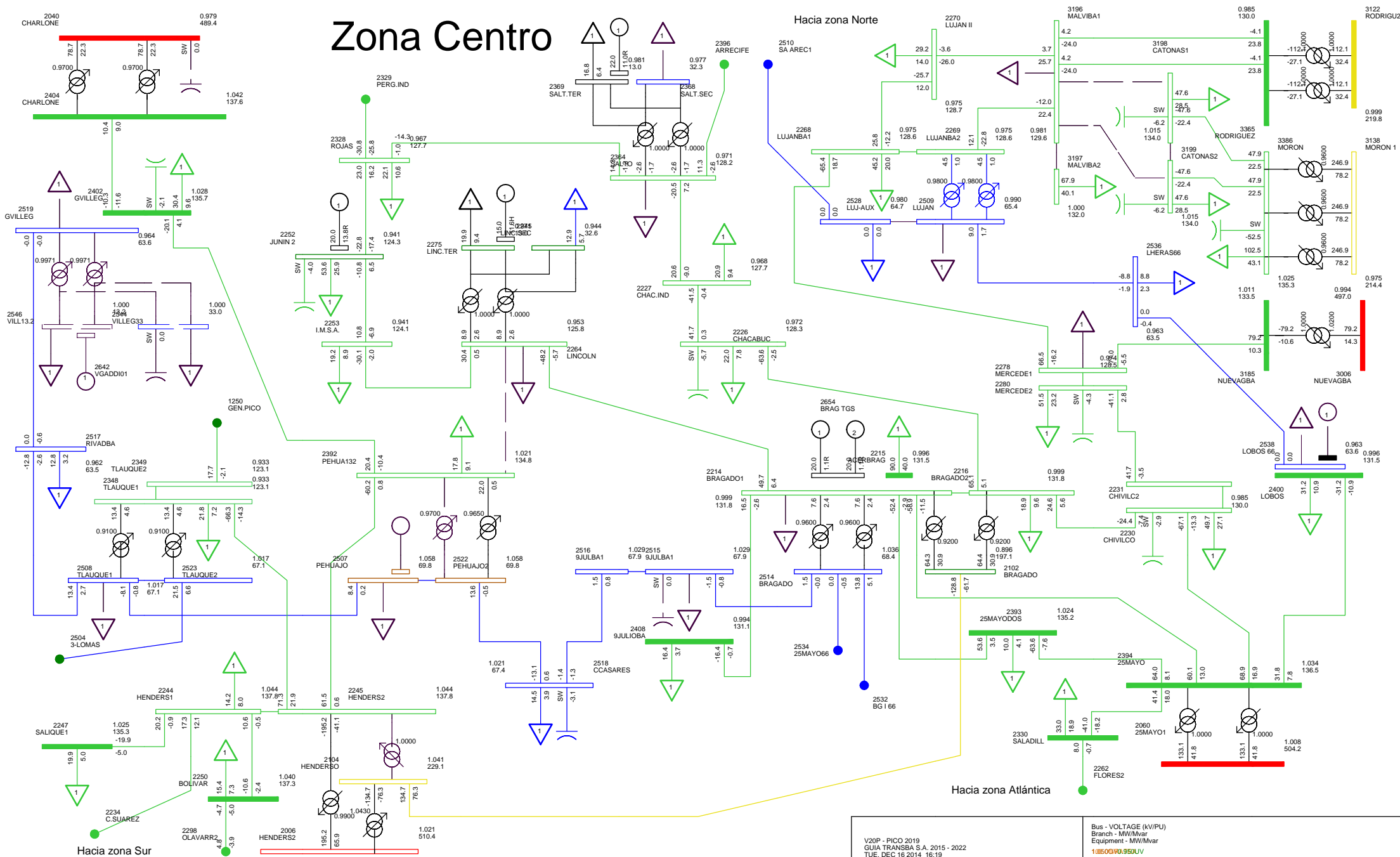


119V - VALLE 2019 GUIA TRANSBA S.A. 2015 - 2022 TUE, DEC 16 2014 16:19	Bus - VOLTAGE (KV/PU) Branch - MW/MVAR Equipment - MW/MVAR 100.0%RATEA 1.0500OV 0.950UV KV: <=13.800 <=66.000 <=132.000 <=220.000 <=500.000 >500.000
--	---

Zona Norte



Zona Centro



Zona Atlántica

TRANS QL-TD = 49.5 MW

DEM ATLANTICA = 507.3 MW

DEM COSTA NOR = 149.2 MW

DEM M D PLATA = 157.7 MW

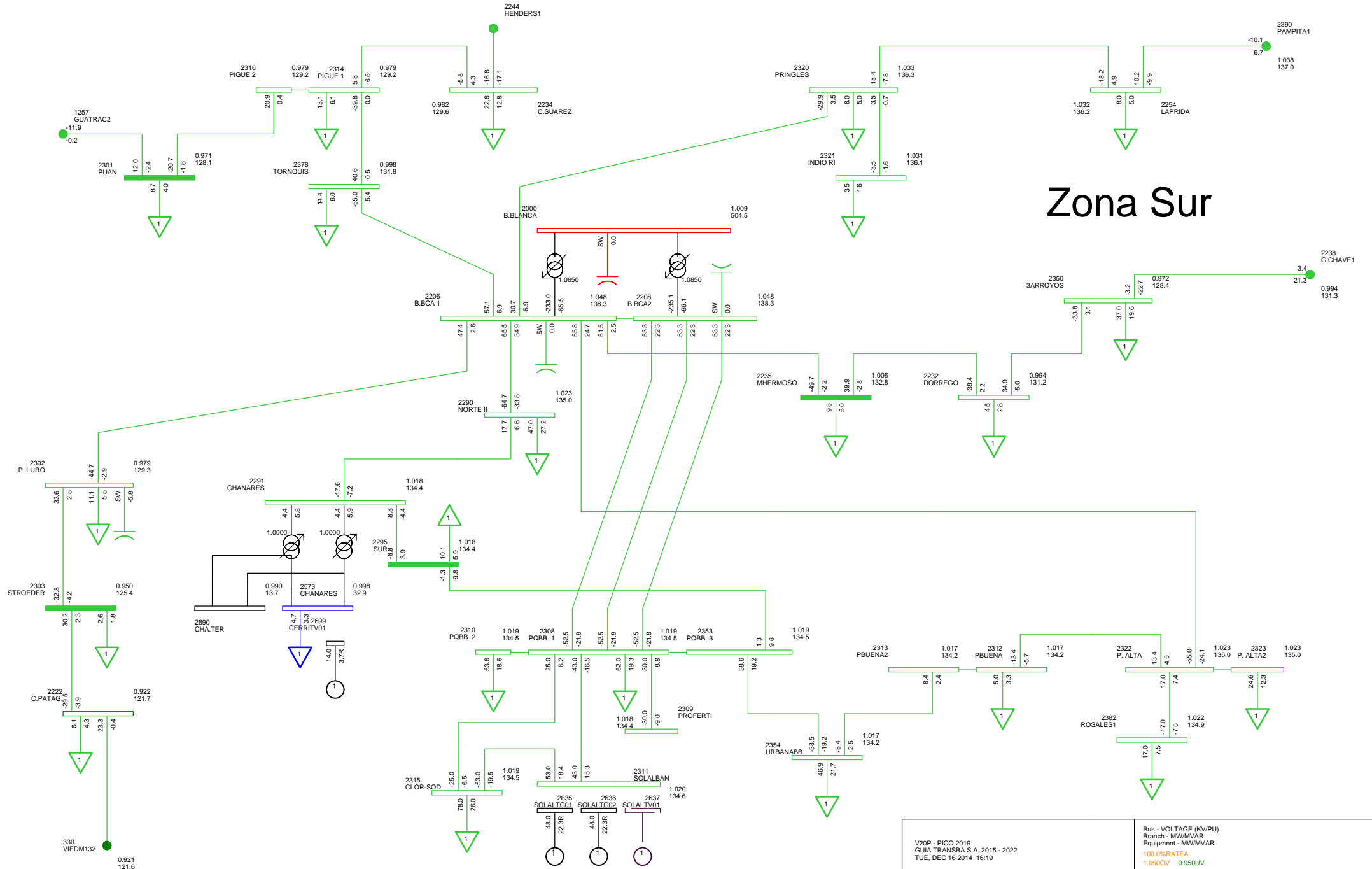
GEN NECOCHEA = 45.0 MW

GEN 9 DE JULIO = 40.0 MW

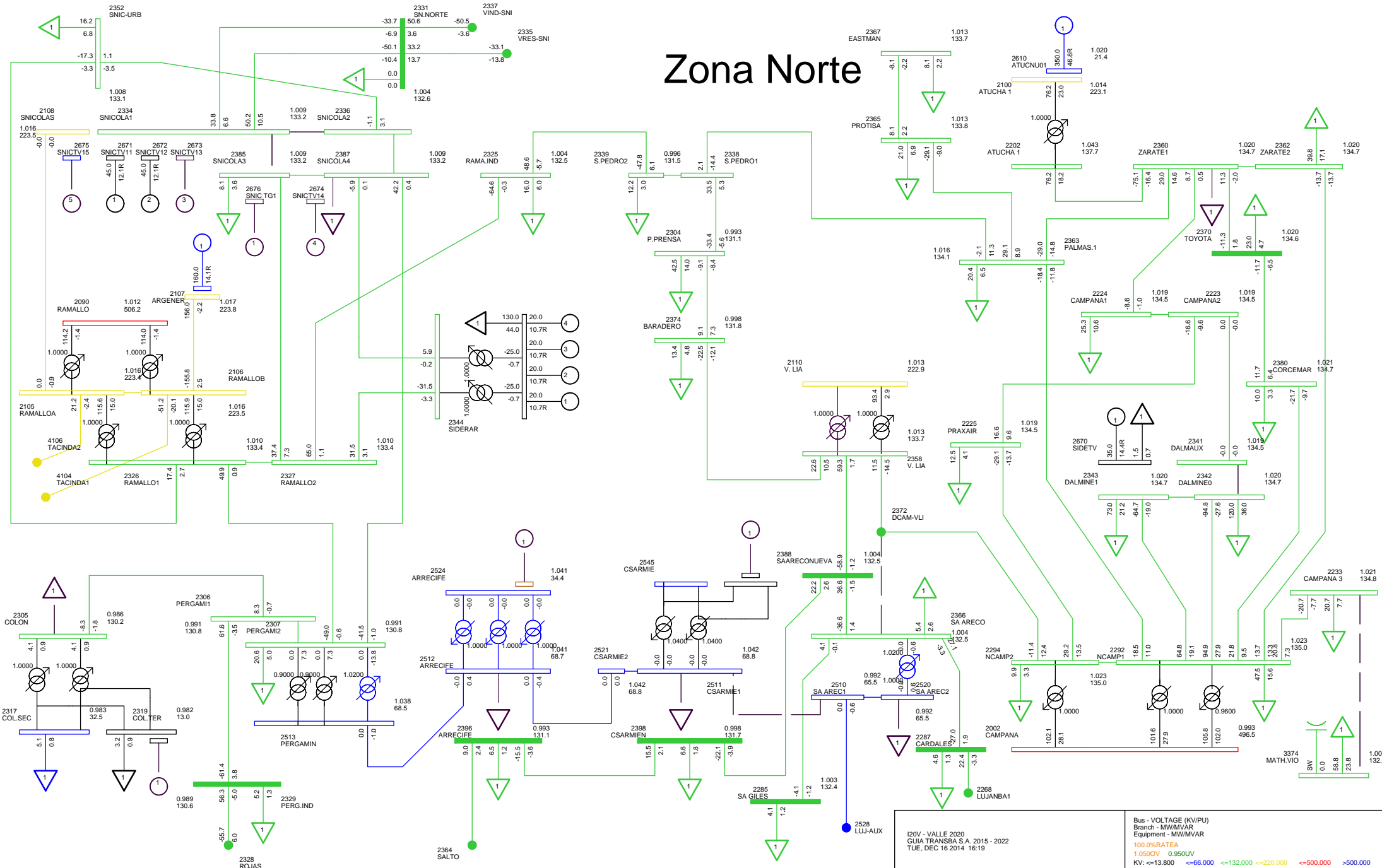
V20P - PICO 2019
GUÍA TRANSA S.A. 2015 - 2022
TUE, DEC 16 2014 16:19

Bus - VOLTAGE (KV/PU)
Branch - MW/MVAR
Equipment - MW/MVAR
100.0% RATE
1.0500V 0.9500V
KV: <=13.800 <=66.000 <=132.000 <=220.000 <=500.000 >500.000

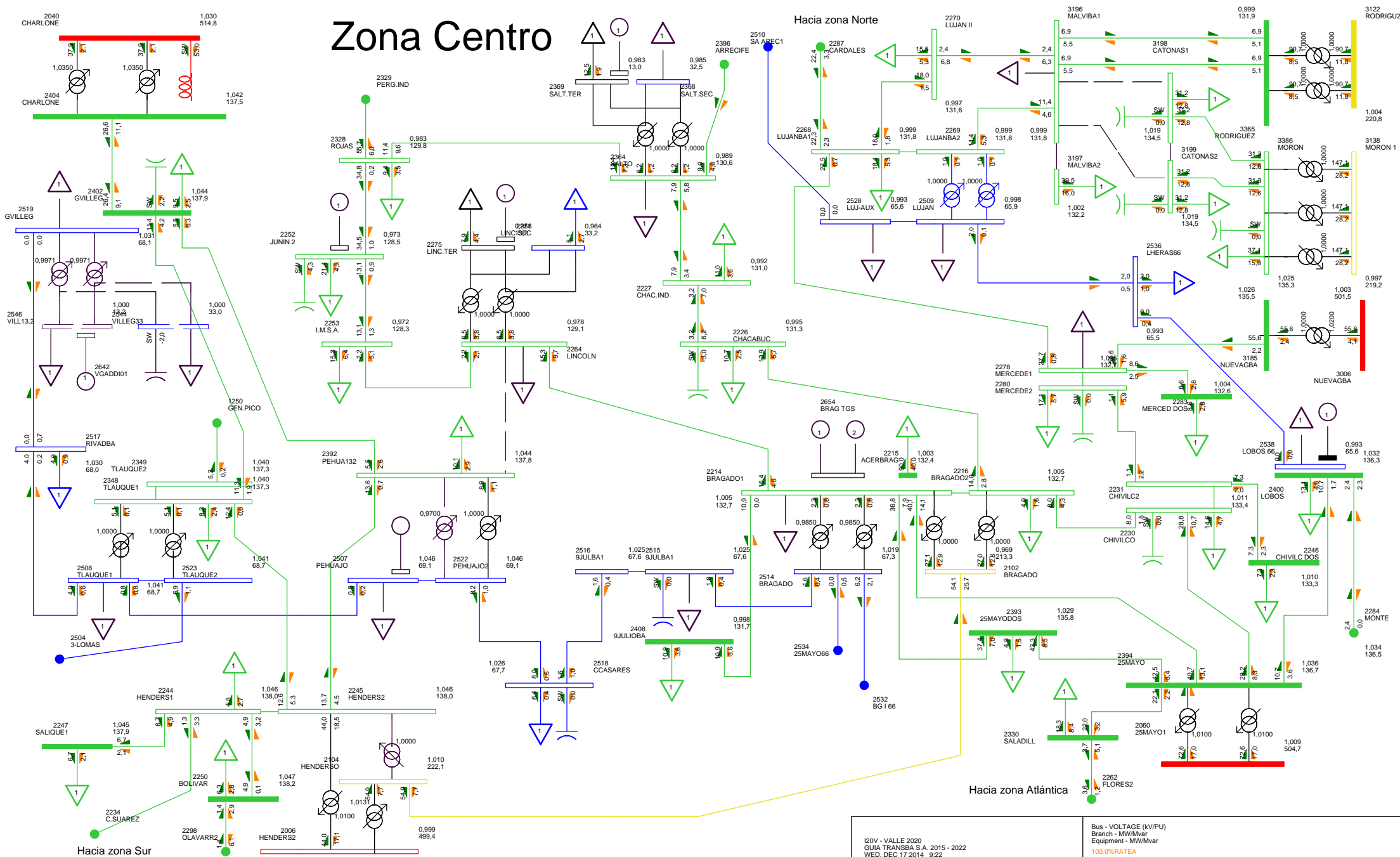
Zona Sur



Zona Norte



Zona Centro



Zona Atlántica

TRANS QL-TD = 28.9 MW

DEM ATLANTICA = 259.5 MW

DEM COSTA NOR = 47.3 MW

DEM M D PLATA = 75.6 MW

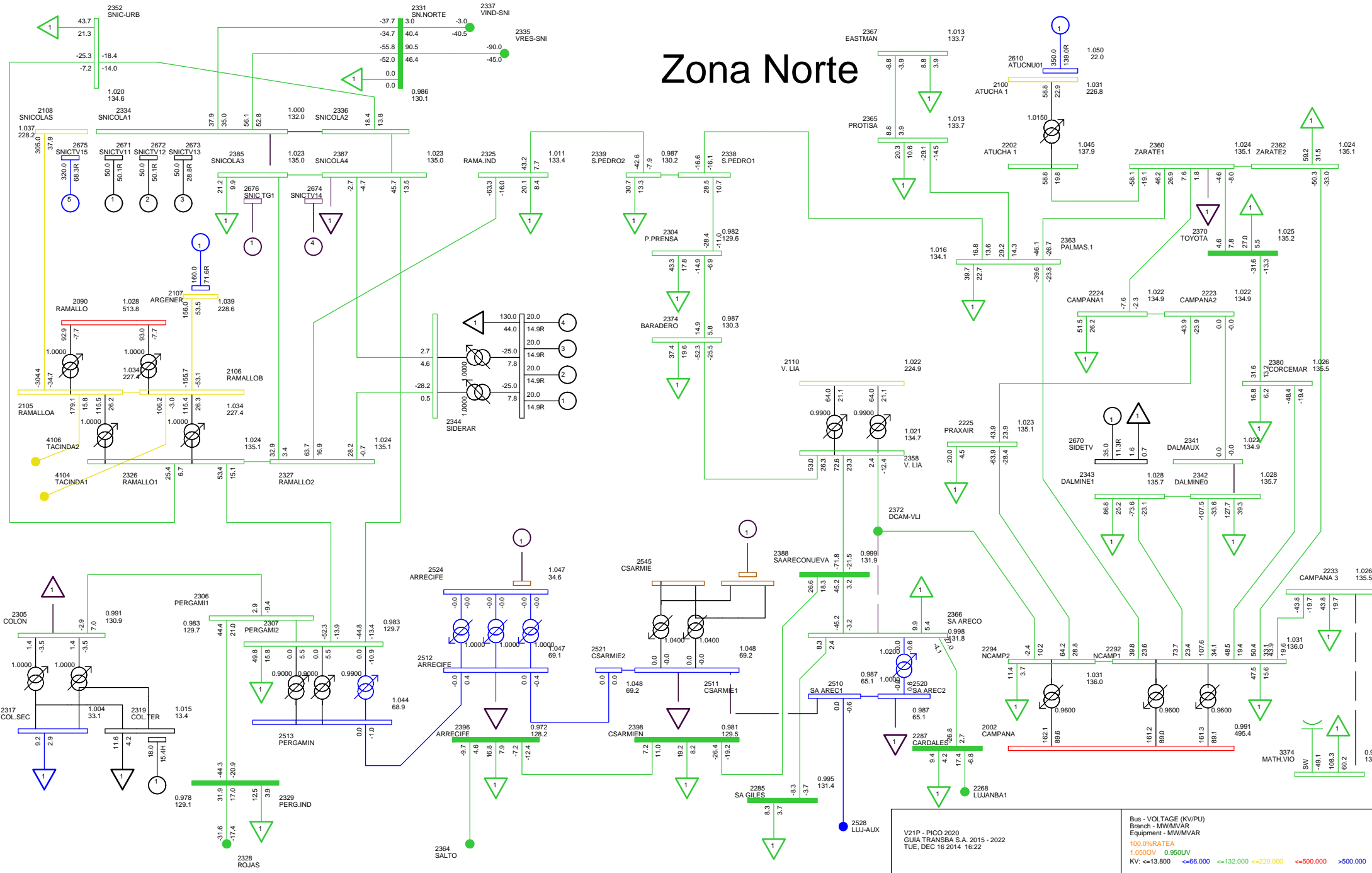
GEN NECOCHEA = 16.0 MW

GEN 9 DE JULIO = 0.0 MW

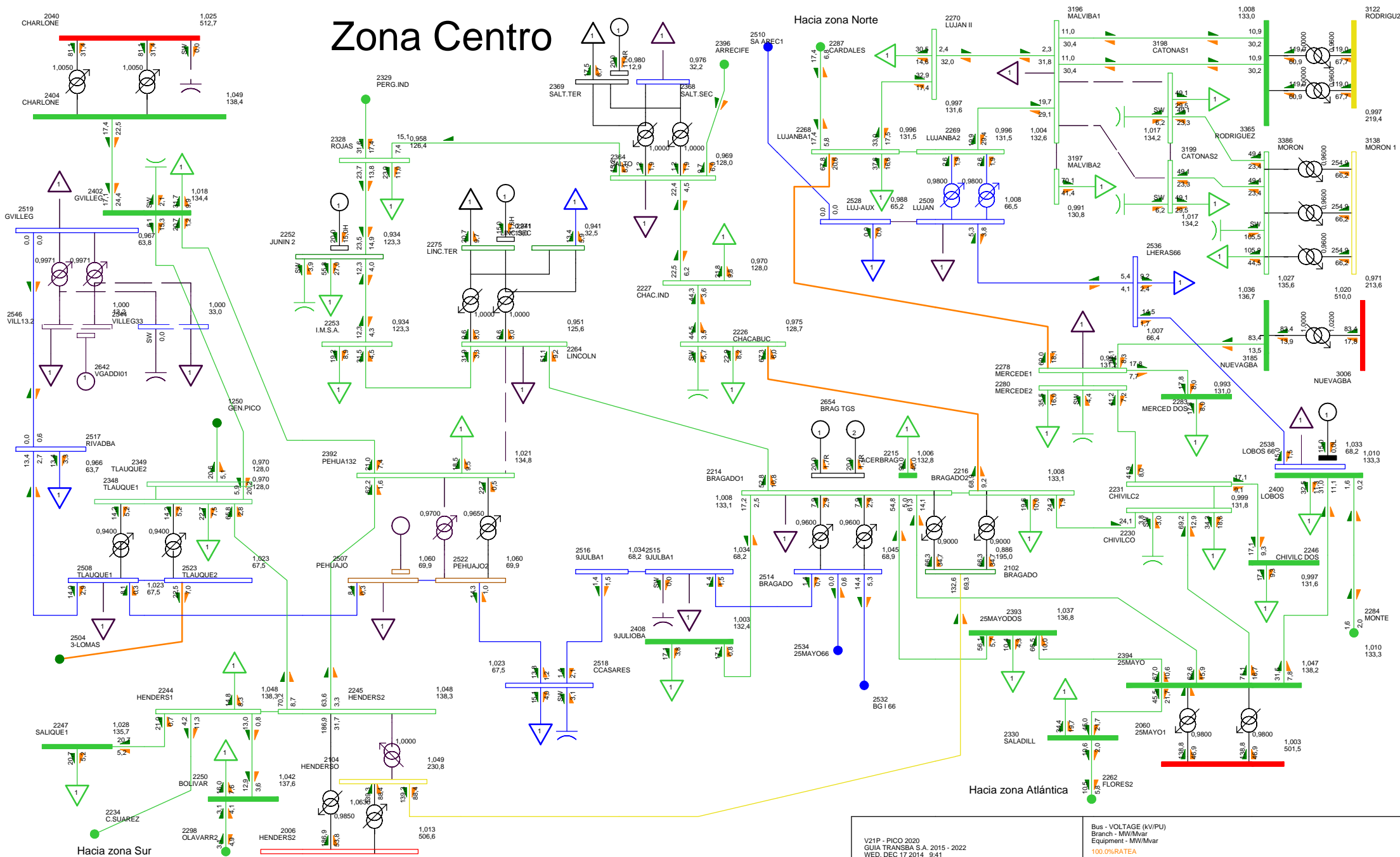
120V - VALLE 2020
GUÍA TRANSA S.A. 2015 - 2022
TUE, DEC 16 2014 16:19

Bus - VOLTAGE (KV/PU)
Branch - MW/MVAR
Equipment - MW/MVAR
1.0000RATEA
1.0500V 0.9500V
KV: <=13.800 <=66.000 <=132.000 <=220.000 <=500.000 >500.000

Zona Norte



Zona Centro



V21P - PICO 2020
 GUÍA TRANSBA S.A. 2015 - 2022
 WED, DEC 17 2014 9:41

Zona Atlántica

TRANS QL-TD = 51.3 MW

DEM ATLANTICA = 523.5 MW

DEM COSTA NOR = 154.1 MW

DEM M D PLATA = 163.4 MW

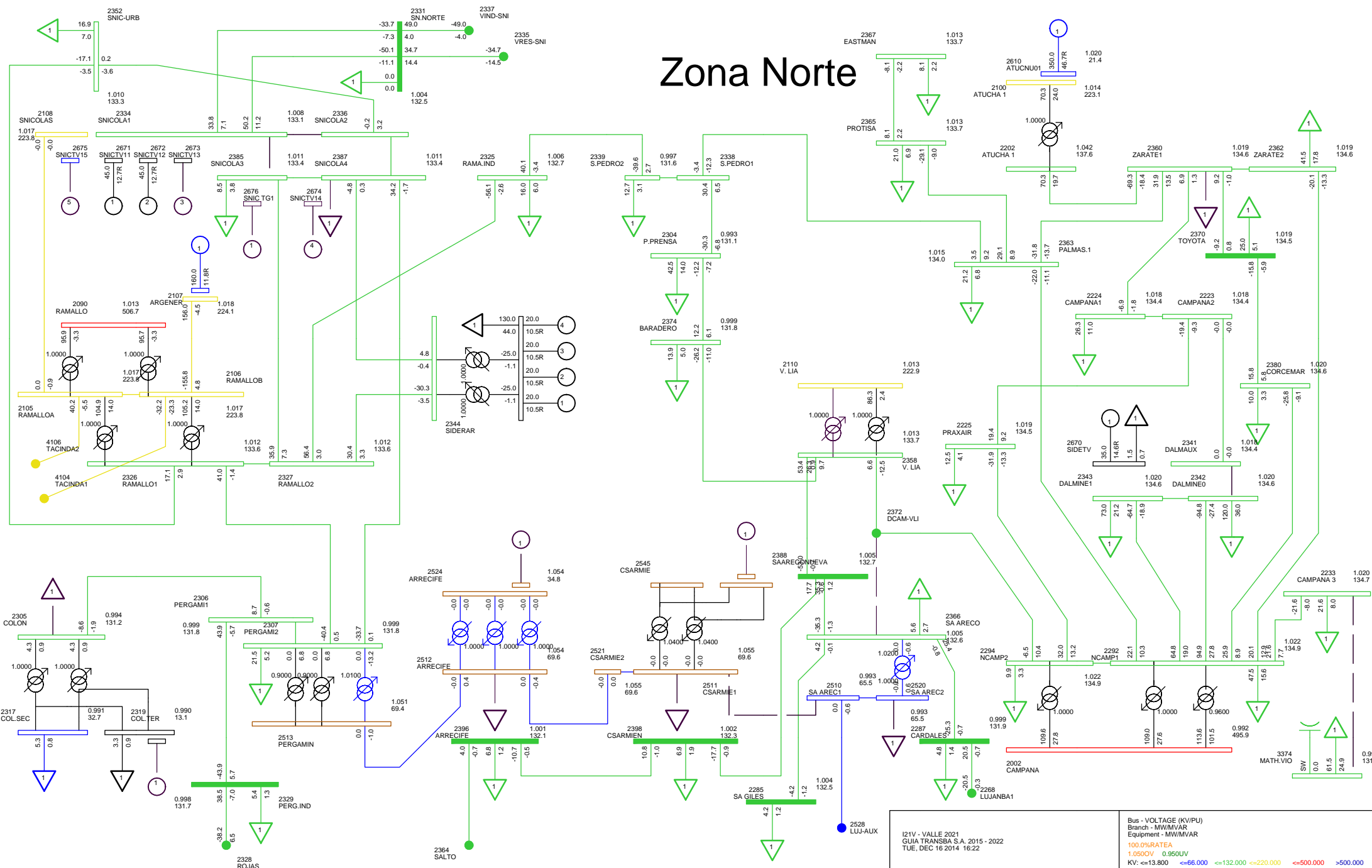
GEN NECOCHEA = 45.0 MW

GEN 9 DE JULIO = 40.0 MW

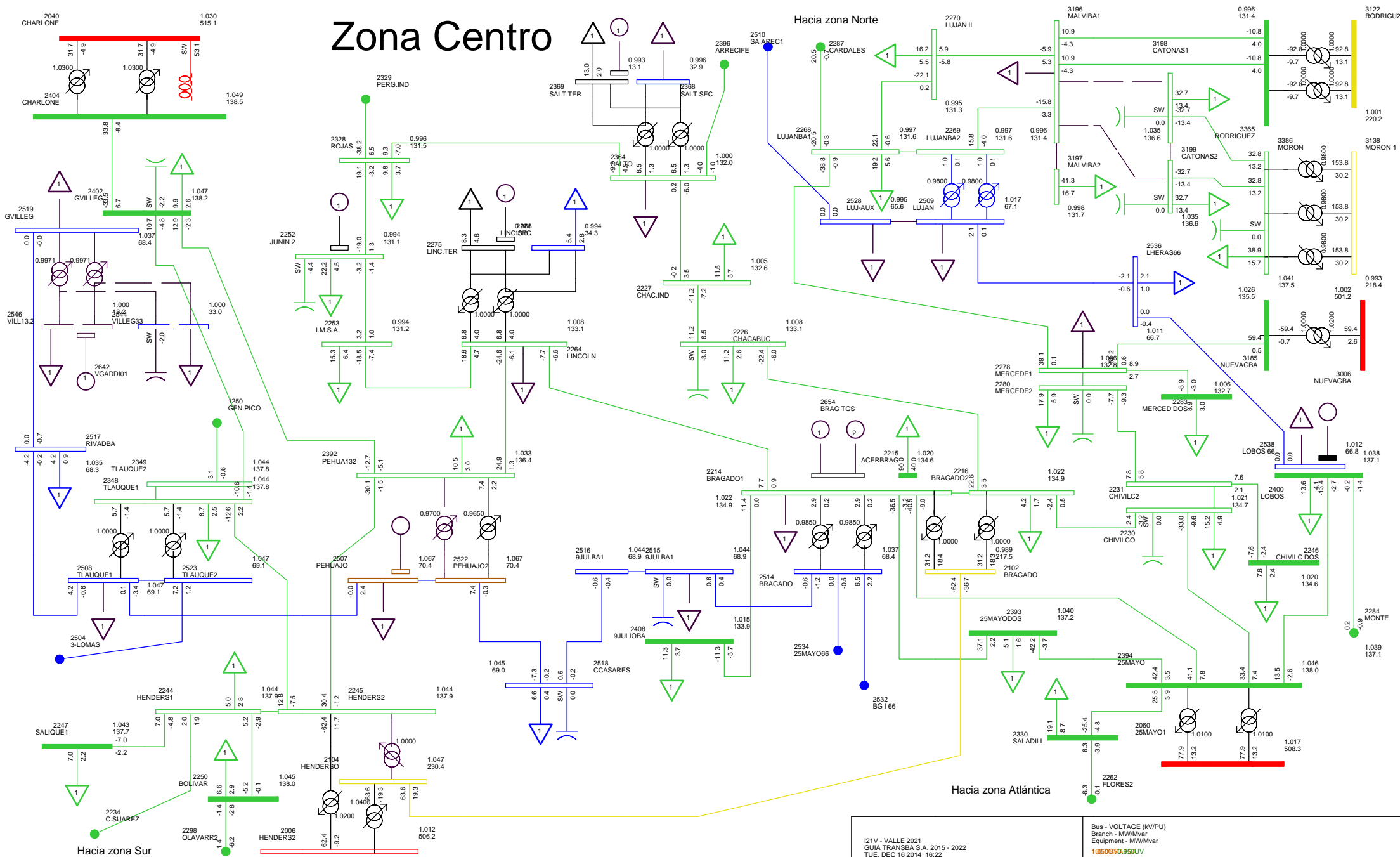
V21P - PICO 2020
GUÍA TRANSA S.A. 2015 - 2022
TUE, DEC 16 2014 16:22

Bus - VOLTAGE (KV/PU)
Branch - MW/MVAR
Equipment - MW/MVAR
100.0% RATES
1.0500V 0.9500V
KV: <=13.800 <=66.000 <=132.000 <=220.000 <=500.000 >500.000





Zona Centro



Zona Atlántica

TRANS QL-TD = 30.7 MW

DEM ATLANTICA = 268.4 MW

DEM COSTA NOR = 48.6 MW

DEM M D PLATA = 79.2 MW

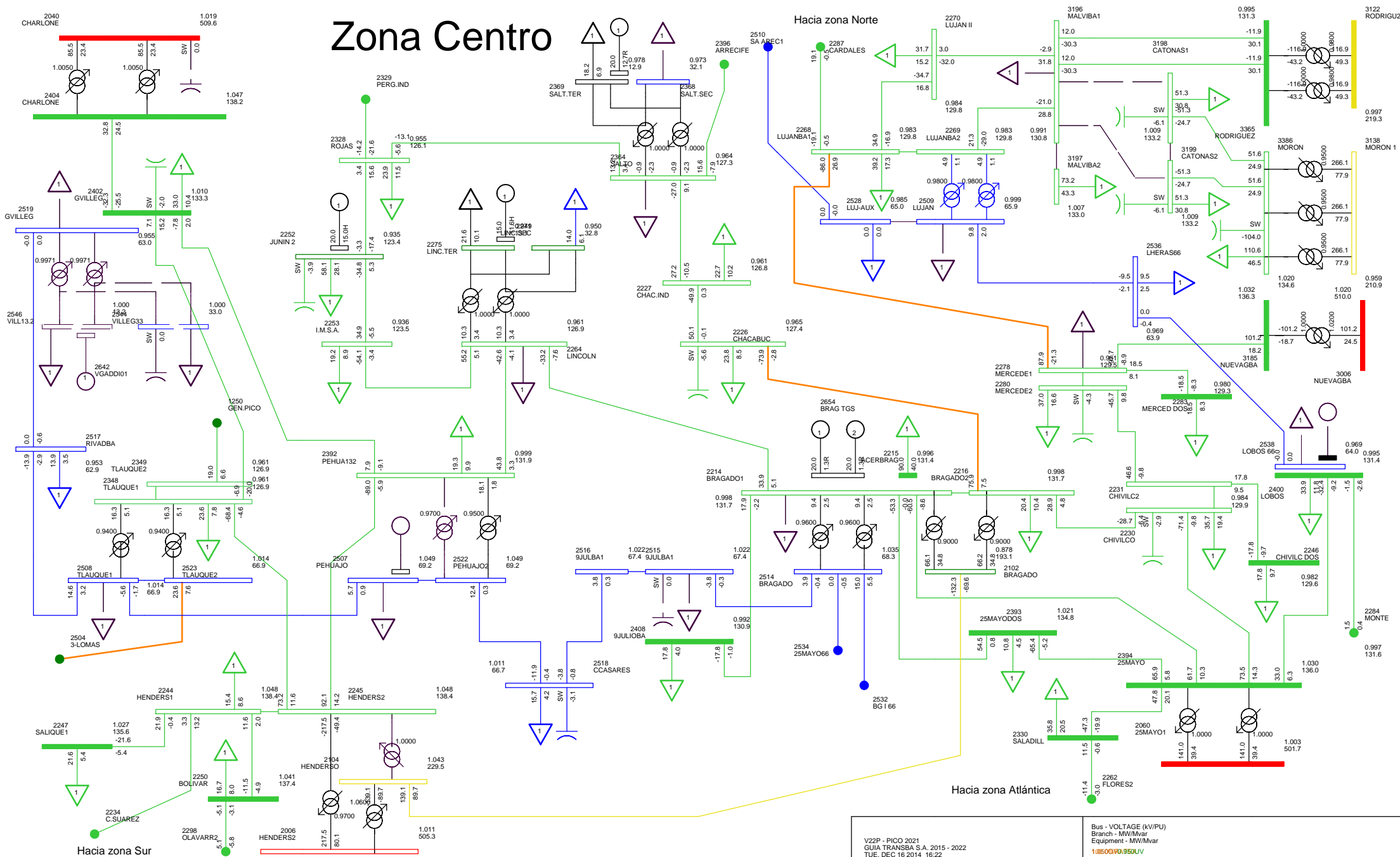
GEN NECOCHEA = 16.0 MW

GEN 9 DE JULIO = 0.0 MW

I21V - VALLE 2021
GUÍA TRANSA S.A. 2015 - 2022
TUE, DEC 16 2014 16:22

Bus - VOLTAGE (KV/PU)
Branch - MW/MVAR
Equipment - MW/MVAR
1.0500V 0.9500V
KV: <=13.800 <=66.000 <=132.000 <=220.000 <=500.000 >500.000

Zona Centro



Zona Atlántica

TRANS QL-TD = 53.6 MW

DEM ATLANTICA = 541.4 MW

DEM COSTA NOR = 158.8 MW

DEM M D PLATA = 170.4 MW

GEN NECOCHEA = 45.0 MW

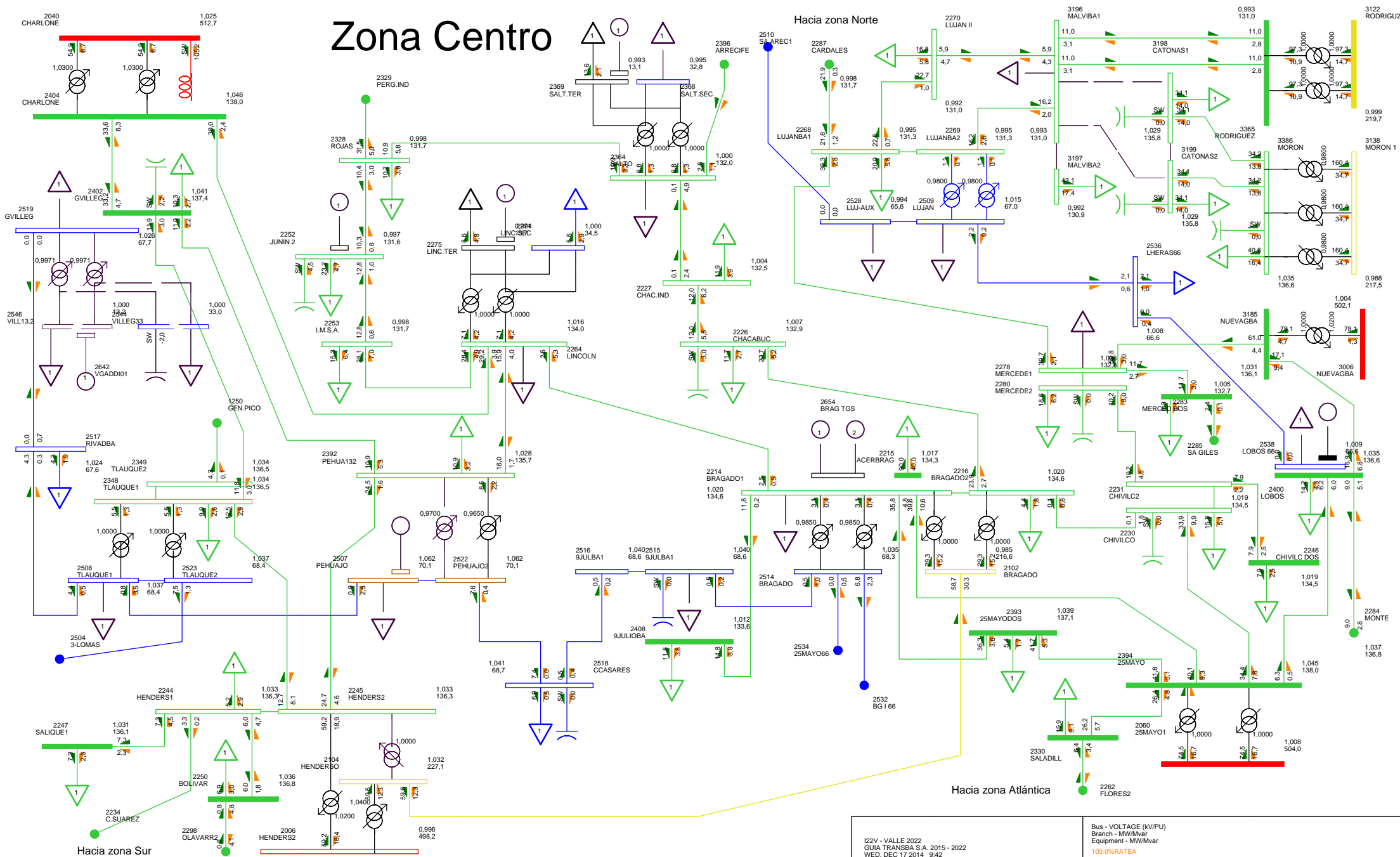
GEN 9 DE JULIO = 40.0 MW

V22P - PICO 2021
GUÍA TRANSA S.A. 2015 - 2022
TUE, DEC 16 2014 16:22

Bus - VOLTAGE (KV/PU)
Branch - MW/MVAR
Equipment - MW/MVAR
1.0000 RATE
1.0500V 0.9500V
KV: <=13.800 <=66.000 <=132.000 <=220.000 <=500.000 >500.000



Zona Centro



<p>122V - VALLE 2022 GUIA TRANSBA S.A. 2015 - 2022 WED, DEC 17 2014 9:42</p>	<p>Bus - VOLTAGE (kV/PU) Branch - MW/Mvar Equipment - MW/Mvar 100.0%RATEA 1.050OV / 0.950UV KV: <=13.800 <=66.000 <=132.000 <=220.000 <=500.000 >500.000</p>
--	---

Zona Atlántica

TRANS QL-TD = 31.8 MW

DEM ATLANTICA = 278.2 MW

DEM COSTA NOR = 50.1 MW

DEM M D PLATA = 83.1 MW

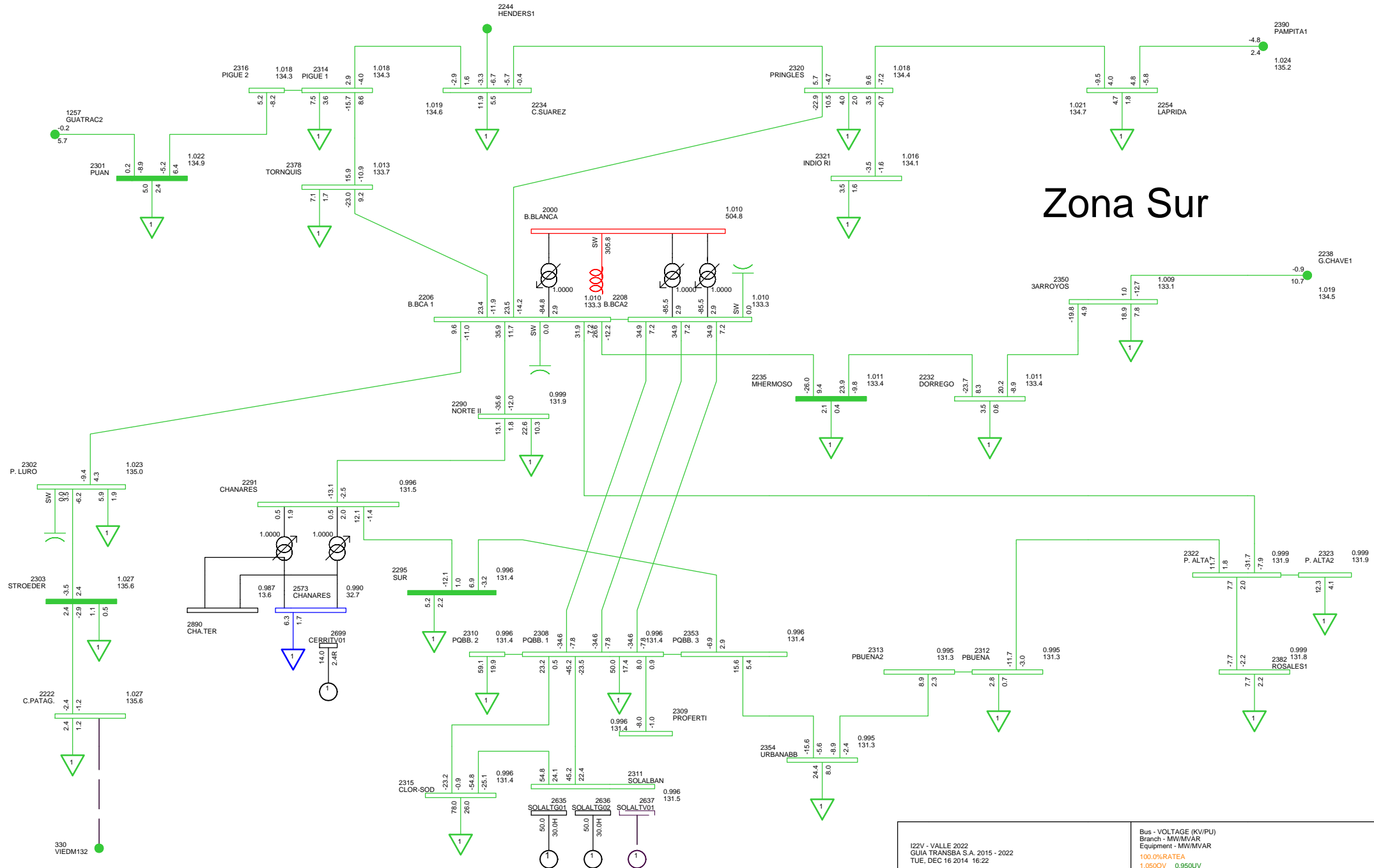
GEN NECOCHEA = 16.0 MW

GEN 9 DE JULIO = 0.0 MW

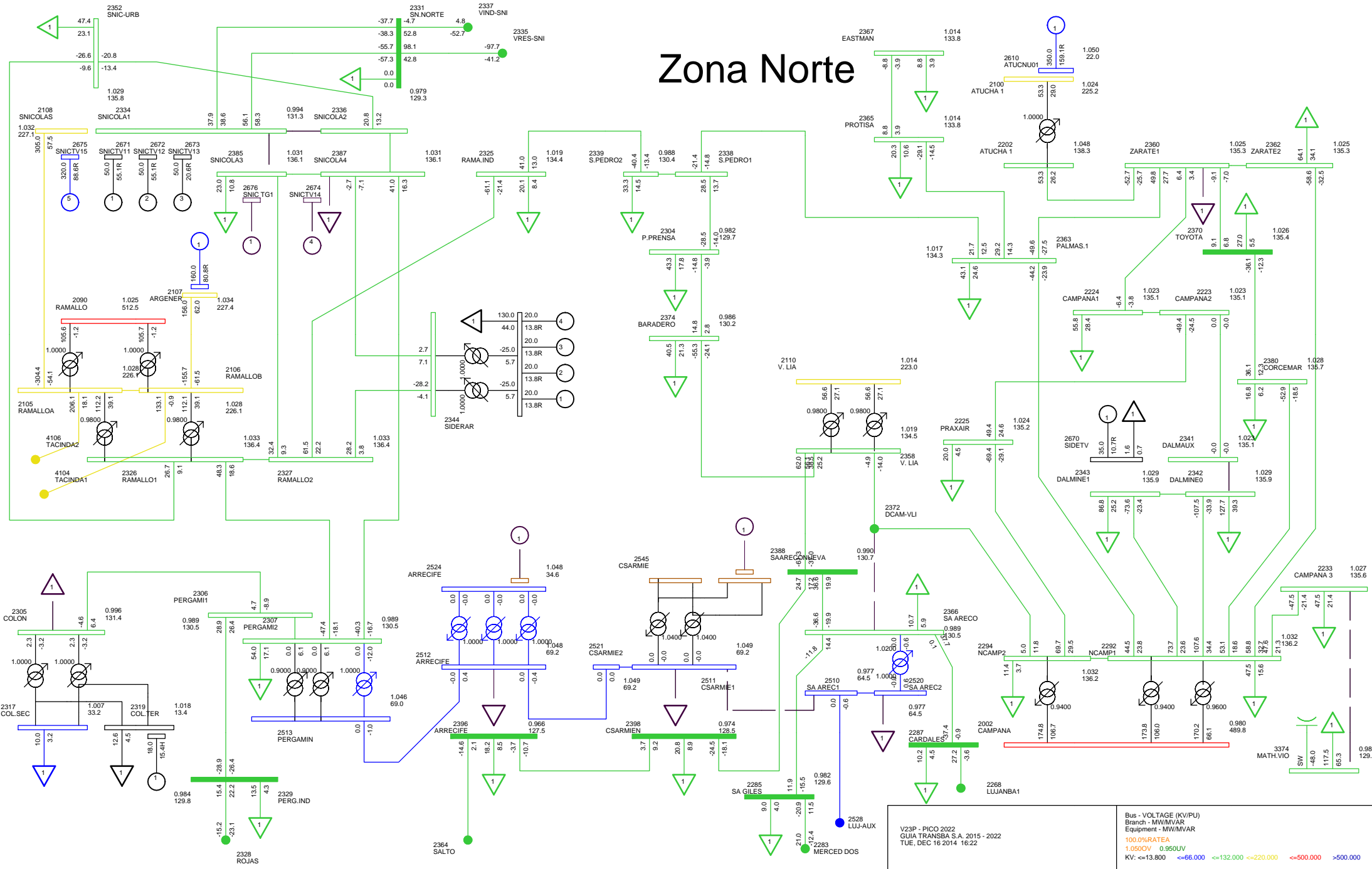
I22V - VALLE 2022
GUÍA TRANSA S.A. 2015 - 2022
TUE, DEC 16 2014 16:22

Bus - VOLTAGE (KV/PU)
Branch - MW/MVAR
Equipment - MW/MVAR
1.0500V 0.9500V
KV: <=13.800 <=66.000 <=132.000 <=220.000 <=500.000 >500.000

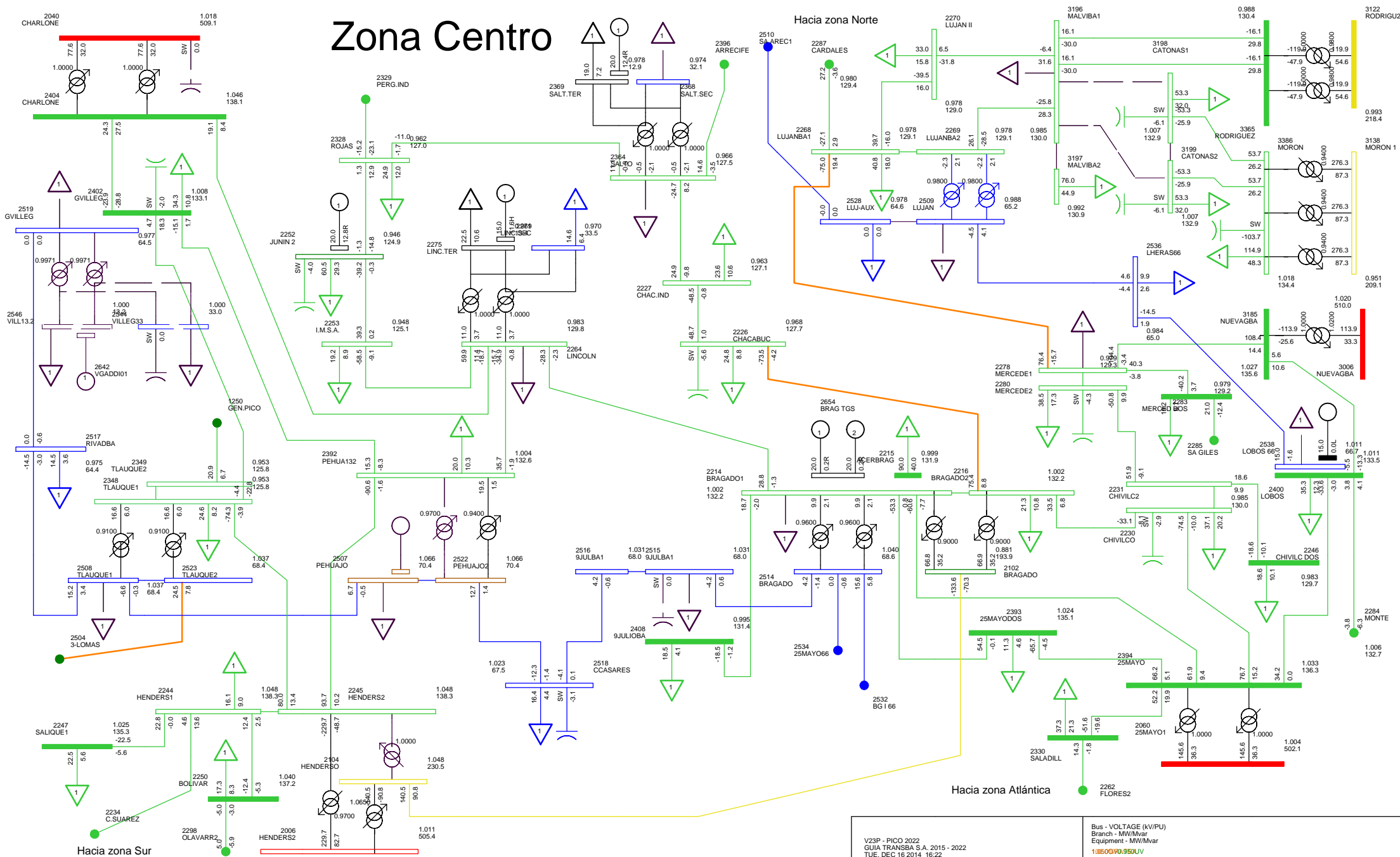
Zona Sur



Zona Norte



Zona Centro



<p>V23P - PICO 2022</p> <p>GUÍA TRANSISA S.A. 2015 - 2022</p> <p>TUE, DEC 16 2014 16:22</p>	<p>Bus - VOLTAGE (kV/PU)</p> <p>Branch - MW/Mvar</p> <p>Equipment - MW/Mvar</p> <p>1.0500V.0.950UV</p> <p>kV: <=13.800 <=66.000 <=132.000 <=220.000 <=500.000 <=600.000</p>
---	---

Zona Atlántica

TRANS QL-TD = 56.1 MW

DEM ATLANTICA = 560.1 MW

DEM COSTA NOR = 163.7 MW

DEM M D PLATA = 177.7 MW

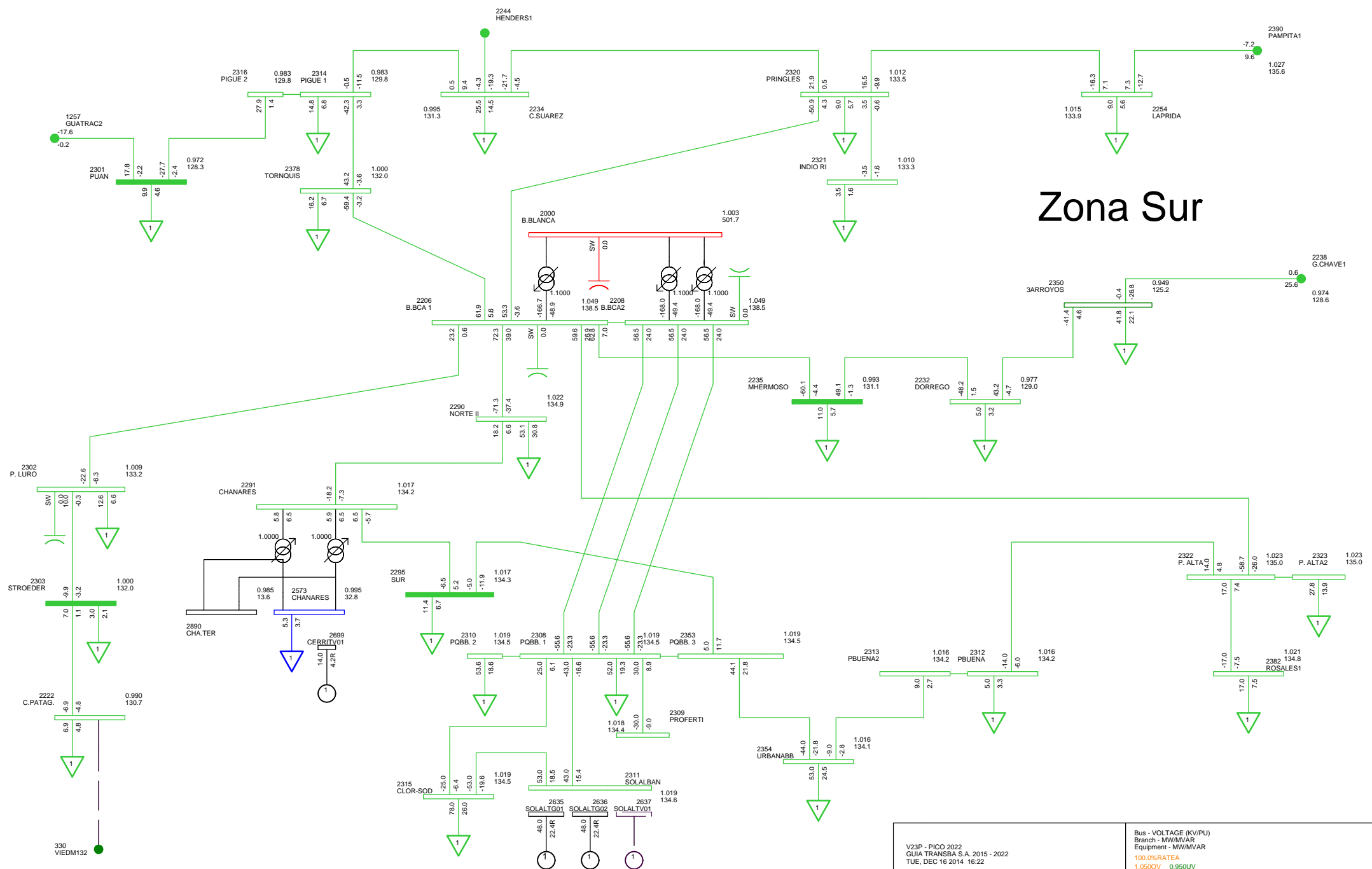
GEN NECOCHEA = 45.0 MW

GEN 9 DE JULIO = 40.0 MW

V23P - PICO 2022
GUÍA TRANSA S.A. 2015 - 2022
TUE, DEC 16 2014 16:22

Bus - VOLTAGE (KV/PU)
Branch - MW/MVAR
Equipment - MW/MVAR
100.0%RATE
1.0500V 0.9500V
KV: <=13.800 <=66.000 <=132.000 <=220.000 <=500.000 >500.000

Zona Sur



V23P - PICO 2022 GUIA TRANSBA S.A. 2015 - 2022 TUE, DEC 16 2014 16:22	Bus - VOLTAGE (KV/PU) Branch - MW/MVAR Equipment - MW/MVAR 100.0%RATEA 1.0500KV 0.950UV KV: <=13.800 <=66.000 <=132.000 <=220.000 <=500.000 >500.000
---	---

ANEXO 8

Información del Sistema Empleada para los Estudios

(PT/012 - Ítem 4.d)

ANEXO 8

Sección 1: Pronósticos de demandas

8.1 PRONÓSTICOS DE DEMANDA

8.1.1 Introducción

Para la determinación de los valores de demanda de los escenarios correspondientes al período de estudio 2015-2022 se adoptó como hipótesis una tasa de crecimiento residencial del 2% para el año 2015, del 3% para el 2016 y una tasa constante del 4% para los años de estudio subsiguientes, partiendo de las demandas obtenidas en relevamientos realizados durante los períodos de verano 2013/14 e invierno 2014.

La información incluida en este Anexo está expresada en términos de Demanda de Energía, Curvas Típicas y Demanda de Potencia, y ha sido volcada en las Tablas 1, 2 y 3 respectivamente del archivo DEM_TRAN.xls (que se encuentra en el directorio Archivos\Planillas del CD-ROM de esta Guía), tal cual lo exige el Procedimiento Técnico N° 12 de CAMMESA.

8.1.2. Proyección de Energía

Los valores proyectados de energía demandada han sido volcados en la Tabla 1 del archivo DEM-TRAN.XLS, donde se presentan los valores mensuales hasta el 2017 y anuales para el período 2018 al 2022. Adicionalmente, en la Tabla 8.1.1 y en la Figura 8.1.1 se presenta un resumen por año de la misma información.

Tabla 8.1.1: Demanda de Energía

Año	Demanda [GWh]	Crecimiento [%]
2015	14925	2.00%
2016	15522	3.00%
2017	16143	4.00%
2018	16788	4.00%
2019	17460	4.00%
2020	18158	4.00%
2021	18885	4.00%
2022	19640	4.00%

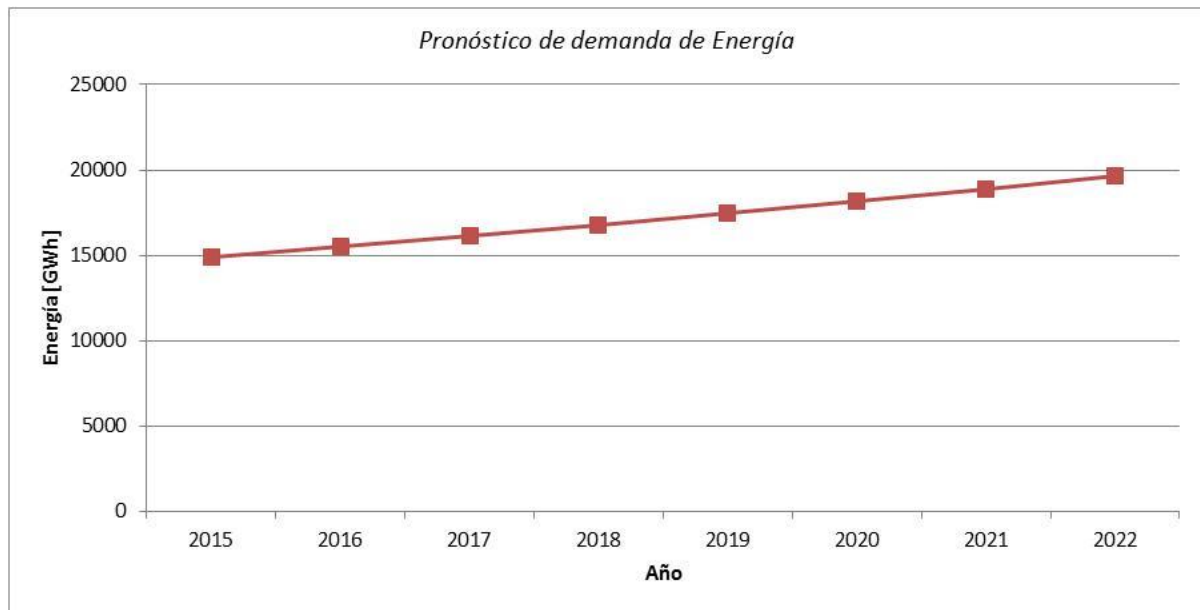


Figura 8.1.1: Pronóstico de Demanda de Energía

8.1.3. Curvas Típicas

En la Tabla 2 del archivo nombrado anteriormente están incluidas las curvas típicas mensuales de demanda proyectadas para día Hábil, Sábado y Domingo en el año 2015. Estas curvas han sido proyectadas para este año, a partir de las correspondientes al año 1996, que utiliza CAMMESA para la simulación de la operación del sistema, de forma de obtener los mismos valores de demanda calculados en la estimación de valores de potencia característicos (Pico, Resto y Valle).

En las Figuras 8.1.2 y 8.1.3 se han representado curvas típicas de demanda de potencia para día Hábil (H), Sábado (S) y Domingo (D), para verano e invierno del año 2015 respectivamente, obtenidas con la información incluida en la Tabla 2.

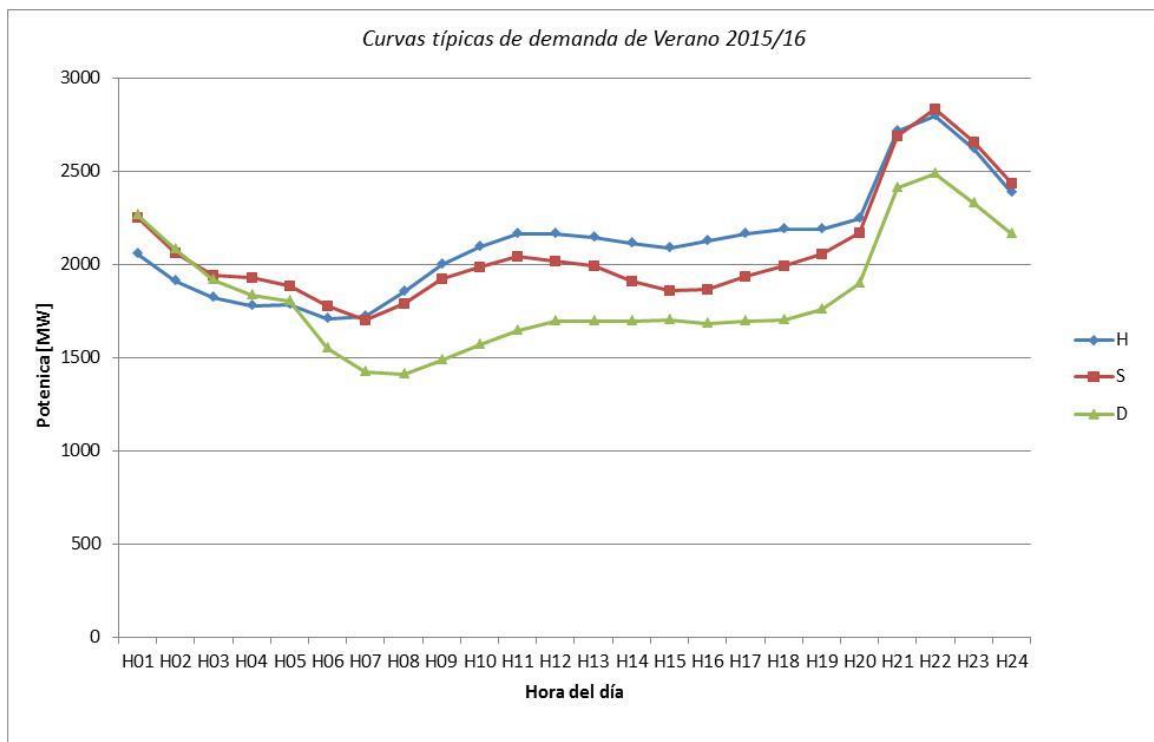


Figura 8.1.2: Curvas Típicas de Demanda de Verano de 2015/16

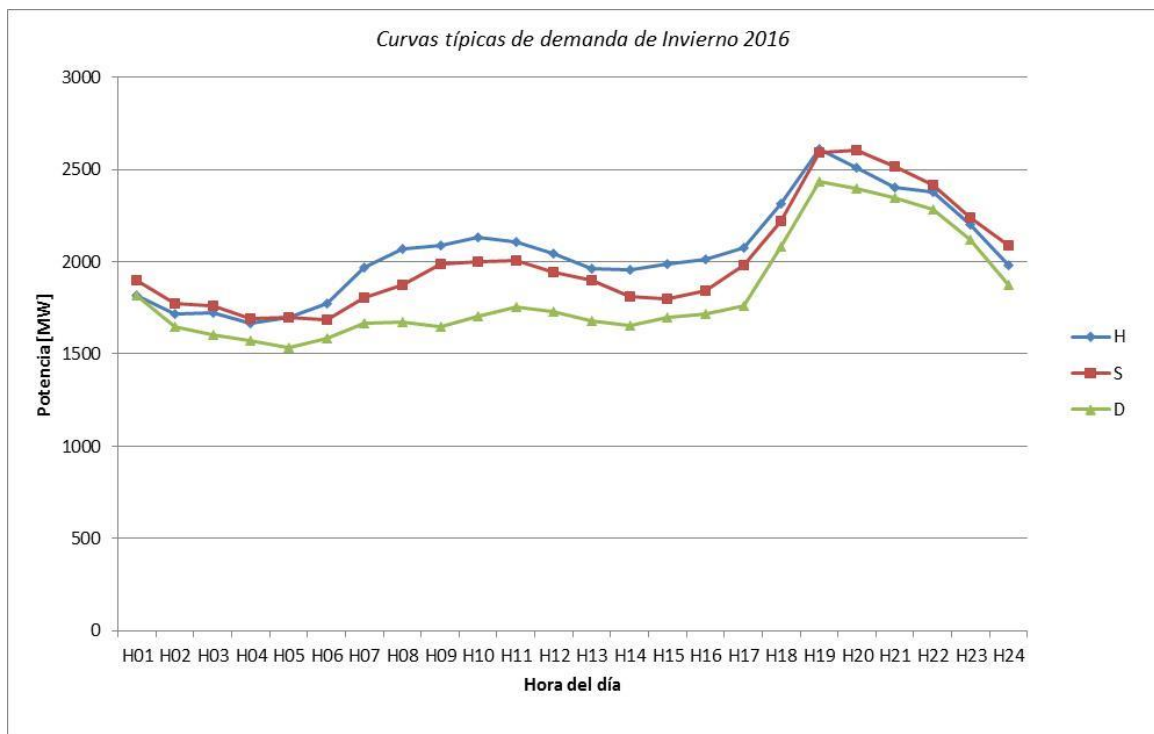


Figura 8.1.3: Curvas Típicas de Demanda de Invierno de 2016

Adicionalmente, se ha representado la evolución de la potencia máxima de demanda del sistema para cada mes del año 2015.

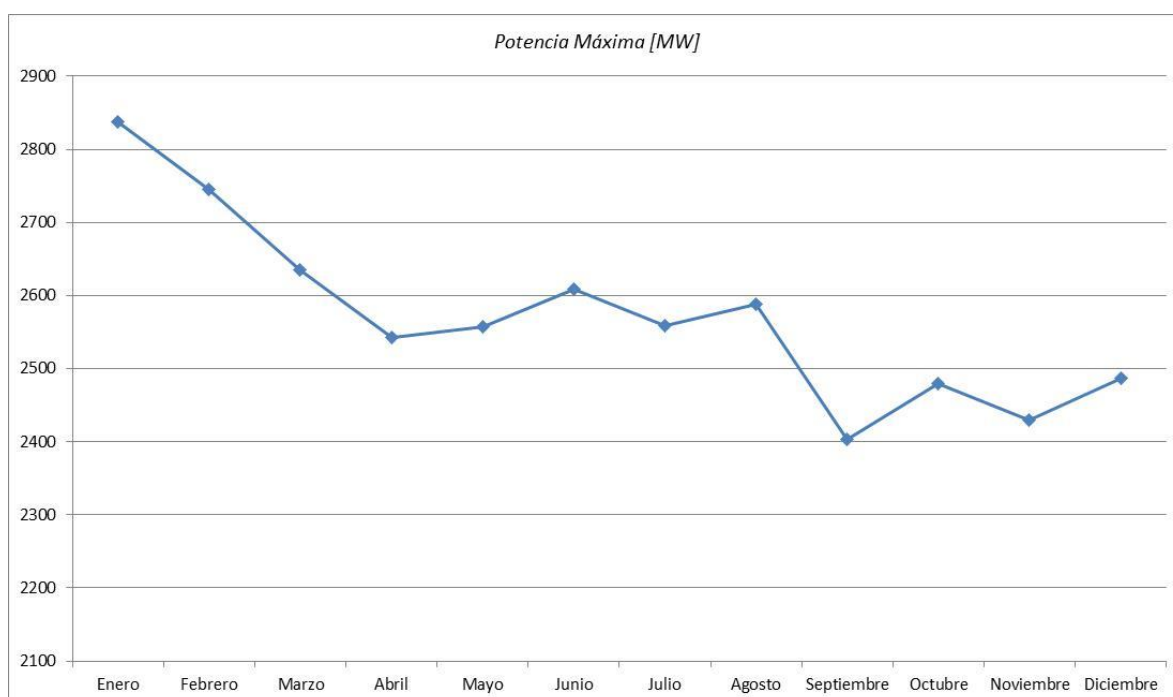


Figura 8.1.4: Evolución Mensual de la Potencia de Demanda Máxima en 2015

8.1.4. Proyección de la Demanda de Potencia

Los pronósticos de demanda correspondientes a los flujos del año 2015 se realizaron tomando mediciones en cada ET durante el período 2013 – 2014 (verano 2013/14, invierno 2014), comparándolas con las estimaciones de demandas de la edición vigente de la Guías de Referencia de Transba S.A. y de los casos presentados por CAMMESA correspondientes al año 2014. Se escaló la demanda domiciliar de la provincia de Buenos Aires con el objeto de lograr un crecimiento del 2% en el primer año, del 3% en el segundo año y una tasa constante del 4% en el resto de los años de estudio. Con respecto a la demanda industrial, se actualizaron los valores de acuerdo a las potencias declaradas por los distintos usuarios en la Programación Estacional Provisoria Noviembre 2014 – Abril 2015 y con la información incluida en los casos presentados por CAMMESA indicados anteriormente.

En la Tabla 8.1.2. se muestran los porcentajes anuales de crecimiento de la demanda residencial de energía considerados en el área Buenos Aires, para el período comprendido entre los años 2015 y 2022. Estas tasas de crecimiento se aplicaron directamente a la potencia de demanda.

Tabla 8.1.2: Tasas de crecimiento de la demanda residencial del área Buenos Aires

Porcentaje de variación de la demanda total							
Año							
2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
2	3	4	4	4	4	4	4

En la Tabla 8.1.3 se observan las tasas anuales de crecimiento global de la demanda de potencia desagregadas por región.

Tabla 8.1.3: Tasas de crecimiento global de la demanda de potencia desagregadas por región

Región	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Media Anual
Zona Sur	16.75%	1.54%	2.13%	2.15%	2.15%	2.19%	2.35%	2.26%	3.94%
Zona Atlántica	-2.40%	2.54%	4.15%	4.65%	2.57%	2.46%	3.68%	3.64%	2.66%
Zona Centro	16.37%	10.85%	4.27%	6.24%	3.51%	3.47%	3.57%	3.59%	6.48%
Zona Norte	5.50%	1.86%	1.69%	1.94%	2.70%	3.07%	1.90%	1.95%	2.58%
Total Provincia Bs As	6.65%	4.00%	3.15%	3.87%	2.77%	2.84%	2.96%	2.95%	3.65%

En la Tabla 8.1.4 se observan los valores de demanda de potencia activa del área Buenos Aires y las tasas anuales de crecimiento global resultantes para los distintos escenarios considerados, de acuerdo con las hipótesis descriptas precedentemente.

Tabla 8.1.4: Crecimiento global de la demanda para los distintos estados

Año	Invierno				Verano					
	Pico		Valle		Pico		Resto		Valle	
	[MW]	[%]	[MW]	[%]	[MW]	[%]	[MW]	[%]	[MW]	[%]
2015	2482.0	1.60	1702.9	6.97	2837.5	6.65	2543.7	2.90	1867.4	12.56
2016	2562.0	3.22	1729.1	1.54	2951.0	4.00	2636.2	3.63	1931.4	3.43
2017	2722.1	6.25	1813.8	4.90	3043.9	3.15	2714.7	2.98	1979.0	2.46
2018			1908.6	5.22	3161.6	3.87				
2019			1949.2	2.13	3249.2	2.77				
2020			1989.9	2.09	3341.5	2.84				
2021			2038.5	2.44	3440.3	2.96				
2022			2085.7	2.32	3541.9	2.95				

En cuanto al factor de potencia de las cargas, se tomó para la determinación del mismo la información obtenida en las mediciones de demanda de las EETT, salvo los casos que presentaron valores muy variables en el tiempo, donde se adoptó el utilizado por CAMMESA en los casos correspondientes al año 2014 de la base de datos oficial, suministrado por las distribuidoras y los grandes usuarios.

Los datos de demandas de potencia reactiva de la región Atlántica correspondientes a la distribuidora EDEA fueron suministrados sin considerar las instalaciones de compensación shunt en barras de 13,2 kV de las correspondientes EETT, aunque sí tienen en cuenta la compensación instalada en la red de distribución.

En la Tabla 3 del archivo DEM-TRAN.xls (que se encuentra en el directorio Archivos\Planillas del CD-ROM de esta Guía) se presentan las demandas en MW y MVar por barra, para cada uno de los escenarios considerados.

En la Figura 8.1.5 se muestran las demandas totales del área Buenos Aires en MW para cada uno de los escenarios de estudio exigidos por el Procedimiento Técnico N°12, para el período 2015 al 2022.

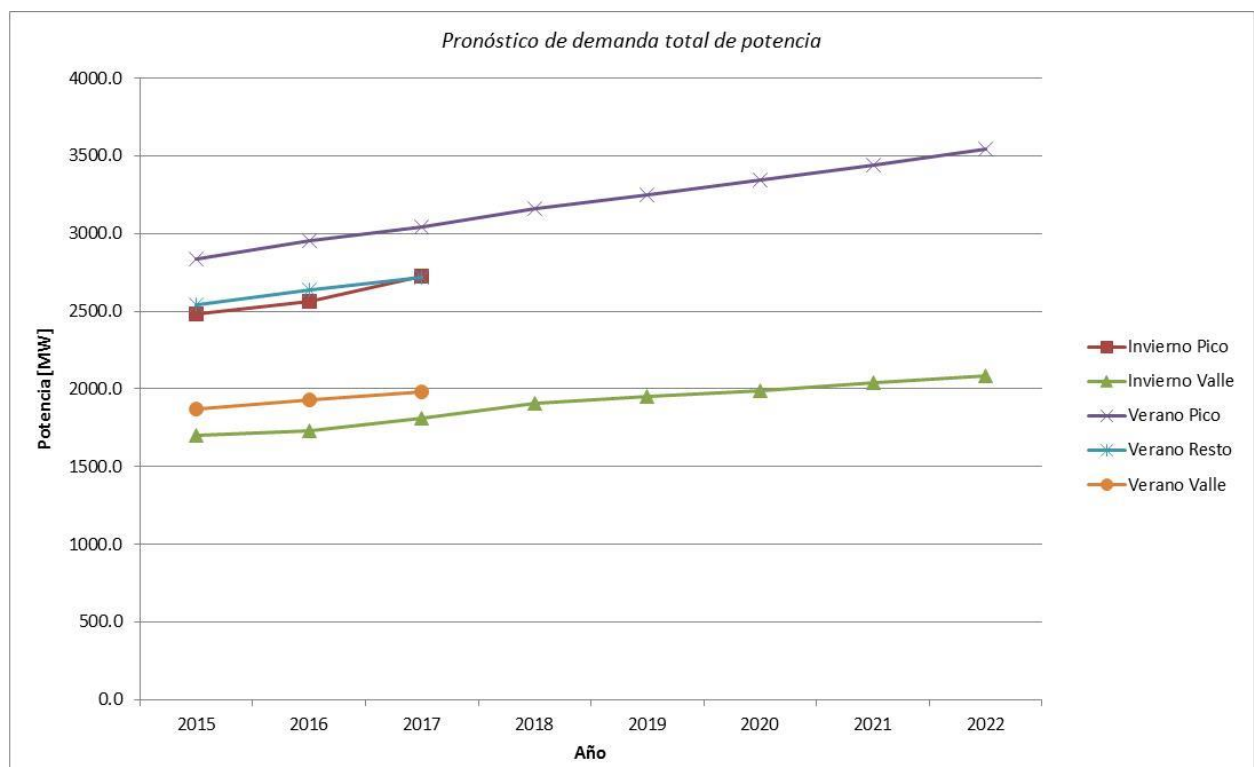


Figura 8.1.5: Pronósticos de Demanda total de Potencia en el período 2015 - 2022

ANEXO 8

Sección 2: Características técnicas del equipamiento del Sistema de Transporte por Distribución Troncal

8.2 Características técnicas del equipamiento del Sistema

De acuerdo a lo establecido por el Procedimiento Técnico 12, se adjuntan en el CD-ROM de esta Guía las planillas de archivos en formato Excel con las características técnicas de los equipos relevantes componentes del Sistema de Transporte de propiedad de Transba S.A., que permiten actualizar las Planillas del Banco Nacional de Parámetros del OED. El listado de las mismas, nombre, localización y la indicación del lugar de la Guía donde se hallan (en los casos que corresponda), se suministran en la Tabla 8.2.1 (Ver referencias al pie de la misma).

Tabla 8.2.1 Planillas de características técnicas del equipamiento del Sistema

Nombre Archivo	Título Archivo (libro)	Tabla Nº:	Título Tabla (hoja)	En la Guía en:	Presentada en:	En el CD-ROM de esta Guía en:
lin_tran.xls	Datos de Líneas Aéreas	1	Características Generales		A8S2	\\Archivos\\Planillas
		2	Parámetros eléctricos		A8S2	\\Archivos\\Planillas
		3	Elementos limitantes	A1S1	A8S2	\\Archivos\\Planillas
		4	Protecciones de líneas		A8S3 A8S2	\\Archivos\\Planillas
		5	Protecciones distanciométricas		A8S3 A8S2	\\Archivos\\Planillas
trafos1.xls	Datos de Transformadores	1	Parámetros eléctricos	A1S2	A1S2 A8S2	\\Archivos\\Planillas
		2	Datos y Regulación por arrollamiento		A8S2	\\Archivos\\Planillas
interrp1.xls	Datos de Interruptores				A8S2	\\Archivos\\Planillas

Referencias: Ejemplo: A8S2: Anexo 8, Sección 2.

ANEXO 8

Sección 3: Datos de protecciones

8.3 Datos de protecciones

De acuerdo a lo establecido por el Procedimiento Técnico 12, en el directorio \Archivos\Planillas del CD-ROM de esta Guía, se adjunta la planilla del archivo en formato Excel "[lin_tran.xls](#)", en cuyas Tablas 4 y 5 se encuentran detalladas las características técnicas de las protecciones de líneas del Sistema de Transporte de propiedad de Transba S.A.

ANEXO 8

Sección 4: Características técnicas de los equipamientos de generadores, distribuidores y grandes usuarios que afectan el comportamiento del Sistema de Transporte

8.4 Características técnicas de los equipamientos de generadores, distribuidores y grandes usuarios que afectan el comportamiento del Sistema de Transporte

De acuerdo a lo establecido por el Procedimiento Técnico 12, en el directorio \Archivos\Planillas del CD-ROM de esta Guía, se encuentran las planillas de archivos en formato Excel con las características técnicas de equipos de terceros que afectan el comportamiento del Sistema de Transporte. El listado de las mismas, nombre y localización se suministran en la Tabla 8.4.1 (Ver referencias al pie de la misma).

Tal como se lo anticipó en la introducción, para este período los distribuidores no suministraron datos sobre esquemas de desconexión de carga por mínima frecuencia y mínima tensión.

De todas formas, las carencias de datos de equipos de terceros queda resuelta con el suministro de las bases de datos utilizadas en los estudios, como se describe en la Sub-Sección 1 de la presente Sección.

Tabla 8.4.1 Planillas de características técnicas de equipamiento de terceros

Nombre Archivo	Título Archivo (libro)	Tabla N°	Título Tabla (hoja)	Presentada en:	En el CD-ROM de esta Guía en:
Gener1.xls	Datos de Generadores y Compensadores Sincrónicos	1	Datos Generales	A8S4	\\Archivos\\Planillas
		2	Resistencias, Reactancias y Constantes de Tiempo	A8S4	\\Archivos\\Planillas
Cshunt.xls	Datos de Compensadores Shunt			A8S4	\\Archivos\\Planillas

Referencias: Ejemplo: A8S4: Anexo 8, Sección 4.

ANEXO 8

Sub-Sección 4.1: Bases de datos usadas en los estudios

8.4.1. Bases de datos utilizadas en los estudios

Para la realización de los estudios de la presente Guía se utilizó el paquete de software PSS/E (marca registrada de Siemens Energy, Inc; Siemens Power Technologies), en su versión 32.2.1.

A continuación se detallan los nombres de archivos adjuntos que fueron usados en los estudios de Flujo de Carga y Cortocircuito presentados en las Secciones 1 y 2 respectivamente, del Anexo 7. Los mismos se encuentran en el directorio \Archivos\Flujos del CD-ROM de esta Guía.

Tabla 8.4.1.1 - Flujos típicos (período 2015-2017) - Crudos de Flujo y Secuencia

Período	Extensión	Escenario				
		Invierno		Verano		
		Pico	Valle	Pico	Valle	Resto
2015 (Inv.) 15-16 (Ver.)	.raw	I15p_TBA_1522	I15v_TBA_1522	V16p_TBA_1522	V16v_TBA_1522	V16r_TBA_1522
	.seq	I15p_TBA_1522	I15v_TBA_1522	V16p_TBA_1522	V16v_TBA_1522	V16r_TBA_1522
2016 (Inv.) 16-17 (Ver.)	.raw	I16p_TBA_1522	I16v_TBA_1522	V17p_TBA_1522	V17v_TBA_1522	V17r_TBA_1522
	.seq	I16p_TBA_1522	I16v_TBA_1522	V17p_TBA_1522	V17v_TBA_1522	V17r_TBA_1522
2017 (Inv.) 17-18 (Ver.)	.raw	I17p_TBA_1522	I17v_TBA_1522	V18p_TBA_1522	V18v_TBA_1522	V18r_TBA_1522
	.seq	I17p_TBA_1522	I17v_TBA_1522	V18p_TBA_1522	V18v_TBA_1522	V18r_TBA_1522

Tabla 8.4.1.2 – Flujos típicos (período 2018-2022) – Crudos de flujo y secuencia

Período	Extensión	Escenario	
		Valle	Pico
2018	.raw	I18v_TBA_1421	V19p_TBA_1421
	.seq	I18v_TBA_1421	V19p_TBA_1421
2019	.raw	I19v_TBA_1421	V20p_TBA_1421
	.seq	I19v_TBA_1421	V20p_TBA_1421
2020	.raw	I20v_TBA_1421	V21p_TBA_1421
	.seq	I20v_TBA_1421	V21p_TBA_1421
2021	.raw	I21v_TBA_1421	V22p_TBA_1421
	.seq	I21v_TBA_1421	V22p_TBA_1421
2022	.raw	I22v_TBA_1421	V23p_TBA_1421
	.seq	I22v_TBA_1421	V23p_TBA_1421

Los archivos crudos de flujo y secuencia (de extensión **.raw** y **.seq**, respectivamente) son archivos ASCII. Para su correcta interpretación, el formato de los mismos se encuentra descrito en la [Sub-Sección 4.2](#) del presente Anexo, en donde se presentan copias extraídas del Manual de Operación del programa PSS/E.

ANEXO 8

Sub-Sección 4.2: Instrucciones para la interpretación de las bases de datos de flujo de carga y cortocircuito en formato PSS/E

5.2 Reading Power Flow Raw Data into the Working Case

Activity READ

Run Activity READ - GUI
<p><i>File > Open...</i></p> <p>[Open]</p> <p>Power Flow Raw Data File (*.raw)</p> <p>Power Flow Data File, Options (*.raw)</p>
Run Line Mode Activity READ - CLI
<pre>ACTIVITY? >>READ ENTER INPUT FILE NAME (0 TO EXIT, 1 FOR TERMINAL): >></pre>
Interrupt Control Codes
AB

The bulk power flow data input activities READ and TREAR read hand-typed power flow source data and enter it into the power flow working case, rearranging it from its original format into a computationally oriented data structure in the process. The source data records are read from a Power Flow Raw Data File.

One of several PSS®E API routines is used to implement these activities, depending on which of their various options the user selects (see [Section 5.2.2, Operation of Activity READ](#)). While several of them require additional data, each of these API routines requires that the following two data input items be specified:

- the name of the Power Flow Raw Data File that is to be read.
- a flag for bus number or bus name specification on input data records. When 1 is specified for this data item, those data items that designate ac buses on all records except bus data records may be specified as either [Extended Bus Names](#) enclosed in single quotes or bus numbers. Otherwise, bus numbers **must** be used to designate ac buses on these data records.

5.2.1 Power Flow Raw Data File Contents

The input stream to activity READ consists of 19 groups of records, with each group containing a particular type of data required in power flow work (refer to [Figure 5-1](#)). The end of each category of data, except the [Case Identification Data](#), is indicated by a record specifying a value of zero; the end of the FACTS device, DC line, and GNE device data categories may alternatively be indicated with a record specifying a NAME value with blanks.

Extended Bus Names

On its [Bus Data](#) record, each bus is assigned a bus number and a 12 character alphanumeric name. When the bus *names* input option of activity READ is enabled, data fields designating buses on load, fixed shunt, generator, non-transformer branch, transformer, area, two-terminal dc line, VSC dc line, multi-terminal dc line, multi-section line, FACTS device, switched shunt, and GNE device data records may be specified as either extended bus names enclosed in single quotes or as bus numbers.

The requirements for specifying an extended bus name are:

- The extended name of a bus is a concatenation of its 12 character alphanumeric name and its base voltage.
- It must be enclosed in single quotes.
- The 12 character bus name, *including any trailing blanks*, must be the first 12 characters of the extended bus name.
- The bus base voltage in kV follows the 12 character bus name. Up to 6 characters may be used.
- For those data fields for which a sign is used to indicate a modeling attribute, a minus sign may be specified between the leading single quote and the first character of the 12 character bus name.

Thus, valid forms of an extended bus name include 'aaaaaaaaaaaaavvvvvv' and 'aaaaaaaaaaaaavvv'. For those data fields cited in (4) above, '-aaaaaaaaaaaaavvvvvv' and '-aaaaaaaaaaaaavvv' are also valid forms of extended bus names.

As an example, consider a 345 kV bus with the name ERIE BLVD. The following are all valid forms of its extended bus name:

```
'ERIE BLVD      345.0'
'ERIE BLVD      345'
'ERIE BLVD      345'
```

The following is not a valid form of its extended bus name because the three trailing blanks of its bus name are not all included before the base voltage:

```
'ERIE BLVD 345'
```

Default Values

All data is read in free format with data items separated by a comma or one or more blanks; **[Tab]** delimited data items are not recommended.

Because there are default values for many of the data items specified in the Power Flow Raw Data File, you can include only the specific information you need. For example, if bus 99 is a 345 kV Type 1 bus assigned to zone 3, the [Bus Data](#) record in the file could be:

```
99,,345,,3
```

This is equivalent to specifying the data record:

```
99,' ',345.0,1,1,3,1,1.0,0.0
```

If, in addition, you name the bus ERIE BLVD, the minimum data line would be:

```
99,'ERIE BLVD',345,,,3
```

Q Record

Generally, specifying a data record with a Q in column one is used to indicate that no more data records are to be supplied to activity READ. This end of data input indicator is permitted anywhere in the Power Flow Raw Data File *except* where activity READ is expecting one of the following:

- one of the three [Case Identification Data](#) records.
- the second or subsequent records of the four-record block defining a two-winding transformer.
- the second or subsequent records of the five-record block defining a three-winding transformer.
- the second or third record of the three-record block defining a two-terminal dc transmission line.
- the second or third record of the three-record block defining a VSC dc transmission line.
- the second or subsequent records of the series of data records defining a multi-terminal dc transmission line.
- the second or subsequent records of the series of data records defining a GNE device.

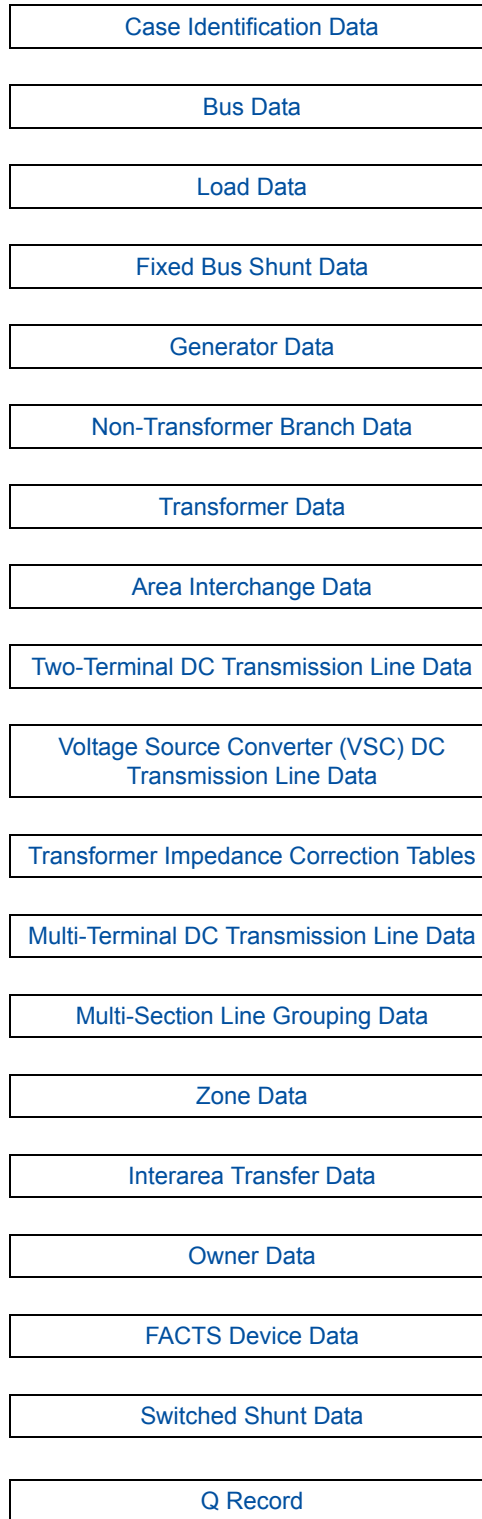


Figure 5-1. Power Flow Raw Data Input Structure

Case Identification Data

Case identification data consists of three data records. The first record contains six items of data as follows:

IC, SBASE, REV, XFRRAT, NXFRAT, BASFRQ

where:

IC	:	
	0	for base case input (i.e., clear the working case before adding data to it)
	1	to add data to the working case
	IC = 0 by default.	
SBASE	System MVA base. SBASE = 100.0 by default.	
REV	PSS®E revision number. REV = current revision (32) by default.	
XFRRAT	Units of transformer ratings (refer to Transformer Data). The transformer percent loading units program option setting (refer to Saved Case Specific Option Settings) is set according to this data value.	
	XFRRAT ≤ 0 for MVA	
	XFRRAT > 0 for current expressed as MVA	
	XFRRAT = present transformer percent loading program option setting by default (refer to activity OPTN).	
NXFRAT	Units of ratings of non-transformer branches (refer to Non-Transformer Branch Data). The non-transformer branch percent loading units program option setting (refer to Saved Case Specific Option Settings) is set according to this data value.	
	NXFRAT ≤ 0 for MVA	
	NXFRAT > 0 for current expressed as MVA	
	NXFRAT = present non-transformer branch percent loading program option setting by default (refer to activity OPTN).	
BASFRQ	System base frequency in Hertz. The base frequency program option setting (refer to Saved Case Specific Option Settings) is set to this data value. BASFRQ = present base frequency program option setting value by default (refer to activity OPTN).	

When current ratings are being specified, ratings are entered as:

$$MVA_{\text{rated}} = \sqrt{3} \times E_{\text{base}} \times I_{\text{rated}} \times 10^{-6}$$

where:

E_{base}	Is the branch or transformer winding voltage base in volts.
I_{rated}	Is the rated phase current in amps.

The next two records each contain a line of text to be associated with the case as its case title. Each line may contain up to 60 characters, which are entered in columns 1 through 60.

Bus Data

Each network bus to be represented in PSS®E is introduced by reading a bus data record. Each bus data record has the following format:

I, 'NAME', BASKV, IDE, AREA, ZONE, OWNER, VM, VA

where:

I	Bus number (1 through 999997). No default allowed.								
NAME	Alphanumeric identifier assigned to bus I. NAME may be up to twelve characters and may contain any combination of blanks, uppercase letters, numbers and special characters, but the first character must not be a minus sign. NAME <i>must</i> be enclosed in single or double quotes if it contains any blanks or special characters. NAME is twelve blanks by default.								
BASKV	Bus base voltage; entered in kV. BASKV = 0.0 by default.								
IDE	Bus type code: <table> <tr> <td>1</td><td>for a load bus or passive node (no generator boundary condition)</td></tr> <tr> <td>2</td><td>for a generator or plant bus (either voltage regulating or fixed Mvar)</td></tr> <tr> <td>3</td><td>for a swing bus</td></tr> <tr> <td>4</td><td>for a disconnected (isolated) bus</td></tr> </table> <p>IDE = 1 by default.</p>	1	for a load bus or passive node (no generator boundary condition)	2	for a generator or plant bus (either voltage regulating or fixed Mvar)	3	for a swing bus	4	for a disconnected (isolated) bus
1	for a load bus or passive node (no generator boundary condition)								
2	for a generator or plant bus (either voltage regulating or fixed Mvar)								
3	for a swing bus								
4	for a disconnected (isolated) bus								
AREA	Area number (1 through 9999). AREA = 1 by default.								
ZONE	Zone number (1 through 9999). ZONE = 1 by default.								
OWNER	Owner number (1 through 9999). OWNER = 1 by default.								
VM	Bus voltage magnitude; entered in pu. VM = 1.0 by default.								
VA	Bus voltage phase angle; entered in degrees. VA = 0.0 by default.								

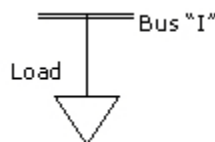
Bus data input is terminated with a record specifying a bus number of zero.

Bus Data Notes

VM and VA need to be set to their actual solved case values only when the network, as entered into the working case via activity READ, is to be considered solved as read in. Otherwise, unless some better estimate of the solved voltage and/or phase angle is available, VM and VA may be omitted (and therefore set to their default values; see [Default Values](#)).

Load Data

Each network bus at which load is to be represented must be specified in at least one load data record. Multiple loads may be represented at a bus by specifying more than one load data record for the bus, each with a different load identifier.



Each load at a bus can be a mixture of loads with three different characteristics: the [Constant Power Load Characteristic](#), the [Constant Current Load Characteristic](#), and the constant admittance load characteristic. For additional information on load characteristic modeling, refer to [Section 6.3.13, Load](#), activities [CONL](#) and [RCNL](#), [Section 11.3.1, Modeling Load Characteristics](#) and [Section 11.3.2, Basic Load Characteristics](#).

Each load data record has the following format:

I, ID, STATUS, AREA, ZONE, PL, QL, IP, IQ, YP, YQ, OWNER, SCALE

where:

I	Bus number, or extended bus name enclosed in single quotes (refer to Extended Bus Names). No default allowed.
ID	One- or two-character uppercase non-blank alphanumeric load identifier used to distinguish among multiple loads at bus I. It is recommended that, at buses for which a single load is present, the load be designated as having the load identifier 1. ID = 1 by default.
STATUS	Load status of one for in-service and zero for out-of-service. STATUS = 1 by default.
AREA	Area to which the load is assigned (1 through 9999). By default, AREA is the area to which bus I is assigned (refer to Bus Data).
ZONE	Zone to which the load is assigned (1 through 9999). By default, ZONE is the zone to which bus I is assigned (refer to Bus Data).
PL	Active power component of constant MVA load; entered in MW. PL = 0.0 by default.
QL	Reactive power component of constant MVA load; entered in Mvar. QL = 0.0 by default.
IP	Active power component of constant current load; entered in MW at one per unit voltage. IP = 0.0 by default.
IQ	Reactive power component of constant current load; entered in Mvar at one per unit voltage. IQ = 0.0 by default.
YP	Active power component of constant admittance load; entered in MW at one per unit voltage. YP = 0.0 by default.
YQ	Reactive power component of constant admittance load; entered in Mvar at one per unit voltage. YQ is a negative quantity for an inductive load and positive for a capacitive load. YQ = 0.0 by default.
OWNER	Owner to which the load is assigned (1 through 9999). By default, OWNER is the owner to which bus I is assigned (refer to Bus Data).
SCALE	Load scaling flag of one for a scalable load and zero for a fixed load (refer to SCAL). SCALE = 1 by default.

Load data input is terminated with a record specifying a bus number of zero.

Load Data Notes

The area, zone, and owner assignments of loads are used for area, zone, and owner totaling purposes (e.g., in activities [AREA](#), [OWNR](#), and [ZONE](#)) and for load scaling and conversion purposes. They may differ from those of the bus to which they are connected. The area and zone assignments of loads may optionally be used during area and zone interchange calculations (refer to [Area Interchange Control](#) and activities [AREA](#), [ZONE](#), [TIES](#), [TIEZ](#), [INTA](#), and [INTZ](#)).

Constant Power Load Characteristic

The constant power characteristic holds the load power constant as long as the bus voltage exceeds a value specified by the solution parameter PQBRAK. The constant power characteristic assumes an elliptical current-voltage characteristic of the corresponding load current for voltages below this threshold. [Figure 5-2](#) depicts this characteristic for PQBRAK values of 0.6, 0.7, and 0.8 pu. The user may modify the value of PQBRAK using the [\[Solution Parameters\]](#) GUI (refer to *PSS®E GUI Users Guide*, [Section 11.1.1, Boundary Conditions](#)).

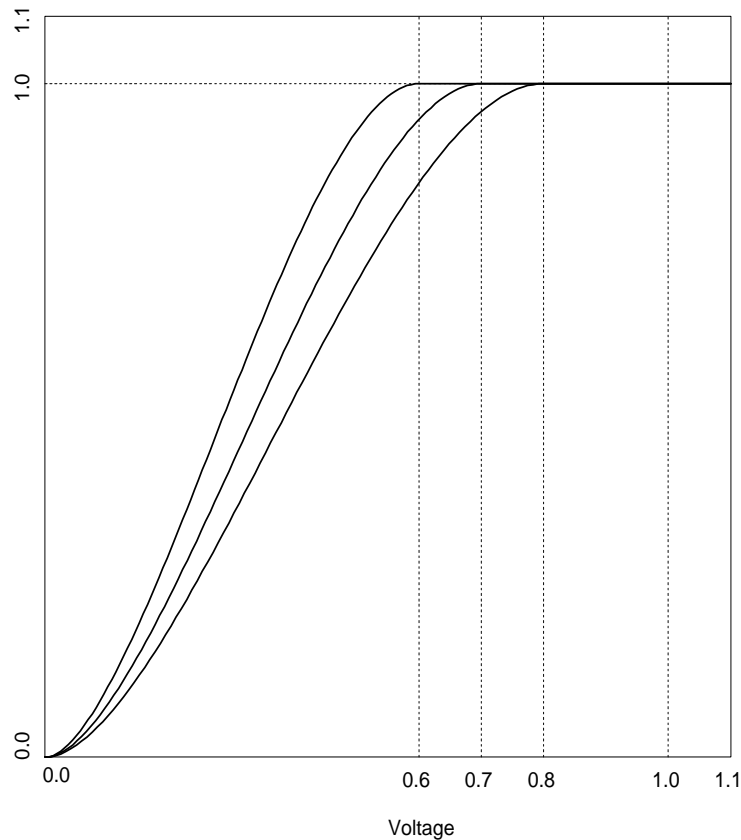


Figure 5-2. Constant Power Load Characteristic

Constant Current Load Characteristic

The constant current characteristic holds the load current constant as long as the bus voltage exceeds 0.5 pu, and assumes an elliptical current-voltage characteristic as shown in [Figure 5-3](#) for voltages below 0.5 pu.

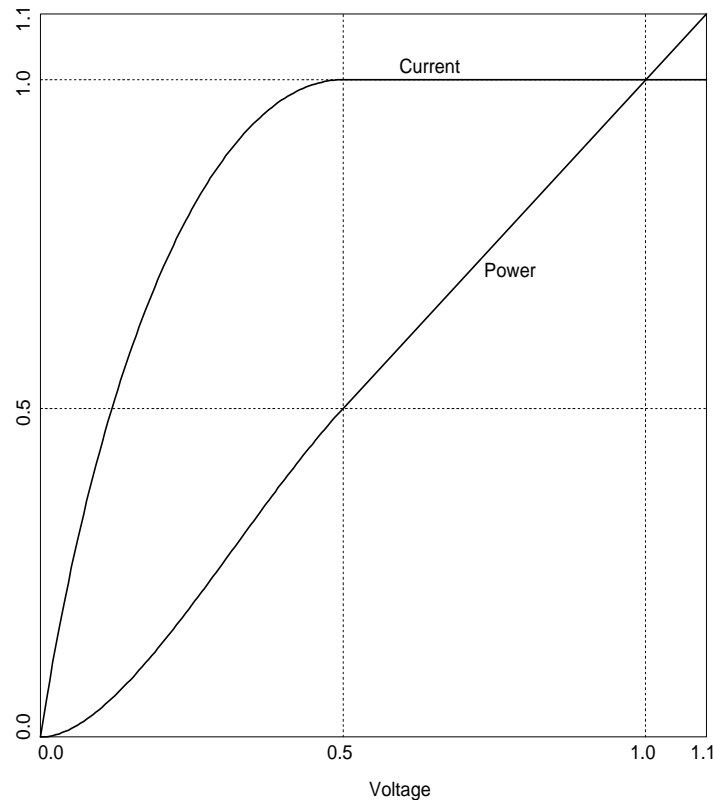
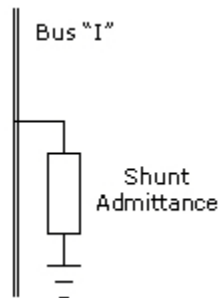


Figure 5-3. Constant Current Load Characteristic

Fixed Bus Shunt Data

Each network bus at which fixed bus shunt is to be represented must be specified in at least one fixed bus shunt data record. Multiple fixed bus shunts may be represented at a bus by specifying more than one fixed bus shunt data record for the bus, each with a different shunt identifier.



Each fixed bus shunt data record has the following format:

I, ID, STATUS, GL, BL

where:

I	Bus number, or extended bus name enclosed in single quotes (refer to Extended Bus Names). No default allowed.
ID	One- or two-character uppercase non-blank alphanumeric shunt identifier used to distinguish among multiple shunts at bus I. It is recommended that, at buses for which a single shunt is present, the shunt be designated as having the shunt identifier 1. ID = 1 by default.
STATUS	Shunt status of one for in-service and zero for out-of-service. STATUS = 1 by default.
GL	Active component of shunt admittance to ground; entered in MW at one per unit voltage. GL should not include any resistive impedance load, which is entered as part of load data. GL = 0.0 by default.
BL	Reactive component of shunt admittance to ground; entered in Mvar at one per unit voltage. BL should not include any reactive impedance load, which is entered as part of load data; line charging and line connected shunts, which are entered as part of non-transformer branch data; transformer magnetizing admittance, which is entered as part of transformer data; or switched shunt admittance, which is entered as part of switched shunt data. BL is positive for a capacitor, and negative for a reactor or an inductive load. BL = 0.0 by default.

Fixed bus shunt data input is terminated with a record specifying a bus number of zero.

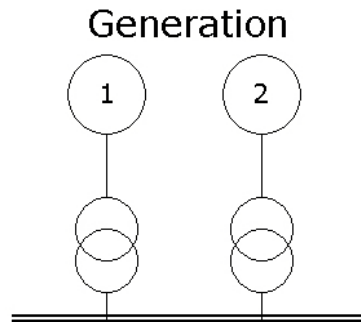
Fixed Shunt Data Notes

The area, zone, and owner assignments of the bus to which the shunt is connected are used for area, zone, and owner totaling purposes (e.g., in activities [AREA](#), [OWNER](#), and [ZONE](#); refer to [Sections 10.7](#) through [10.12](#)) and for shunt scaling purposes (refer to [SCAL](#)).

The admittance specified in the data record can represent a shunt capacitor or a shunt reactor (both with or without a real component) or a shunt resistor. It *must not* represent line connected admittance, switched shunts, loads, line charging or transformer magnetizing impedance, all of which are entered in other data categories.

Generator Data

Each network bus to be represented as a generator or plant bus in PSS®E must be specified in a generator data record. In particular, each bus specified in the bus data input with a Type code of 2 or 3 **must** have a generator data record entered for it.



Each generator has a single line data record with the following format:

```
I , ID , PG , QG , QT , QB , VS , IREG , MBASE , ZR , ZX , RT , XT , GTAP , STAT ,  
RMPCT , PT , PB , O1 , F1 , . . . , O4 , F4 , WMOD , WPF
```

where:

I	Bus number, or extended bus name enclosed in single quotes (refer to Extended Bus Names). No default allowed.
ID	One- or two-character uppercase non-blank alphanumeric machine identifier used to distinguish among multiple machines at bus I. It is recommended that, at buses for which a single machine is present, the machine be designated as having the machine identifier 1. ID = 1 by default.
PG	Generator active power output; entered in MW. PG = 0.0 by default.
QG	Generator reactive power output; entered in Mvar. QG needs to be entered only if the case, as read in, is to be treated as a solved case. QG = 0.0 by default.
QT	Maximum generator reactive power output; entered in Mvar. For fixed output generators (i.e., nonregulating), QT must be equal to the fixed Mvar output. QT = 9999.0 by default.
QB	Minimum generator reactive power output; entered in Mvar. For fixed output generators, QB must be equal to the fixed Mvar output. QB = -9999.0 by default.
VS	Regulated voltage setpoint; entered in pu. VS = 1.0 by default.
IREG	Bus number, or extended bus name enclosed in single quotes, of a remote Type 1 or 2 bus for which voltage is to be regulated by this plant to the value specified by VS. If bus IREG is other than a Type 1 or 2 bus, bus I regulates its own voltage to the value specified by VS. IREG is entered as zero if the plant is to regulate its own voltage and must be zero for a Type 3 (swing) bus. IREG = 0 by default.
MBASE	Total MVA base of the units represented by this machine; entered in MVA. This quantity is not needed in normal power flow and equivalent construction work, but is required for switching studies, fault analysis, and dynamic simulation. MBASE = system base MVA by default.

ZR,ZX	Complex machine impedance, ZSORCE; entered in pu on MBASE base. This data is not needed in normal power flow and equivalent construction work, but is required for switching studies, fault analysis, and dynamic simulation. For dynamic simulation, this impedance must be set equal to the unsaturated subtransient impedance for those generators to be modeled by subtransient level machine models, and to unsaturated transient impedance for those to be modeled by classical or transient level models. For short-circuit studies, the saturated subtransient or transient impedance should be used. ZR = 0.0 and ZX = 1.0 by default.
RT,XT	Step-up transformer impedance, XTRAN; entered in pu on MBASE base. XTRAN should be entered as zero if the step-up transformer is explicitly modeled as a network branch and bus I is the terminal bus. RT+jXT = 0.0 by default.
GTAP	Step-up transformer off-nominal turns ratio; entered in pu on a system base. GTAP is used only if XTRAN is non-zero. GTAP = 1.0 by default.
STAT	Machine status of one for in-service and zero for out-of-service; STAT = 1 by default.
RMPCT	Percent of the total Mvar required to hold the voltage at the bus controlled by bus I that are to be contributed by the generation at bus I; RMPCT must be positive. RMPCT is needed only if IREG specifies a valid remote bus and there is more than one local or remote voltage controlling device (plant, switched shunt, FACTS device shunt element, or VSC dc line converter) controlling the voltage at bus IREG to a setpoint, or IREG is zero but bus I is the controlled bus, local or remote, of one or more other setpoint mode voltage controlling devices. RMPCT = 100.0 by default.
PT	Maximum generator active power output; entered in MW. PT = 9999.0 by default.
PB	Minimum generator active power output; entered in MW. PB = -9999.0 by default.
Oi	Owner number (1 through 9999). Each machine may have up to four owners. By default, O1 is the owner to which bus I is assigned (refer to Bus Data) and O2, O3, and O4 are zero.
Fi	Fraction of total ownership assigned to owner Oi; each Fi must be positive. The Fi values are normalized such that they sum to 1.0 before they are placed in the working case. By default, each Fi is 1.0.
WMOD	Wind machine control mode; WMOD is used to indicate whether a machine is a wind machine, and, if it is, the type of reactive power limits to be imposed. <ul style="list-style-type: none"> 0 for a machine that is not a wind machine. 1 for a wind machine for which reactive power limits are specified by QT and QB. 2 for a wind machine for which reactive power limits are determined from the machine's active power output and WPF; limits are of equal magnitude and opposite sign 3 for a wind machine with a fixed reactive power setting determined from the machine's active power output and WPF; when WPF is positive, the machine's reactive power has the same sign as its active power; when WPF is negative, the machine's reactive power has the opposite sign of its active power.

WMOD = 0 by default.

WPF Power factor used in calculating reactive power limits or output when WMOD is 2 or 3. WPF = 1.0 by default.

Generator data input is terminated with a record specifying a bus number of zero.

Reactive Power Limits

In specifying reactive power limits for voltage controlling plants (i.e., those with unequal reactive power limits), the use of very narrow var limit bands is discouraged. The Newton-Raphson based power flow solutions require that the difference between the controlling equipment's high and low reactive power limits be greater than 0.002 pu for all setpoint mode voltage controlling equipment (0.2 Mvar on a 100 MVA system base). It is recommended that voltage controlling plants have Mvar ranges substantially wider than this minimum permissible range.

For additional information on generator modeling in power flow solutions, refer to [Sections 6.3.12](#) and [6.3.17](#).

Modeling of Generator Step-Up Transformers (GSU)

Before setting-up the generator data, it is important to understand the two methods by which a generator and its associated GSU are represented.

The Implicit Method

- The transformer data is included on the generator data record.
- The transformer is not explicitly represented as a transformer branch.
- The generator terminal bus is not explicitly represented.

[Figure 5-4](#) shows that bus K is the Type 2 bus. This is the bus at which the generator will regulate/control voltage unless the user specifies a remote bus.

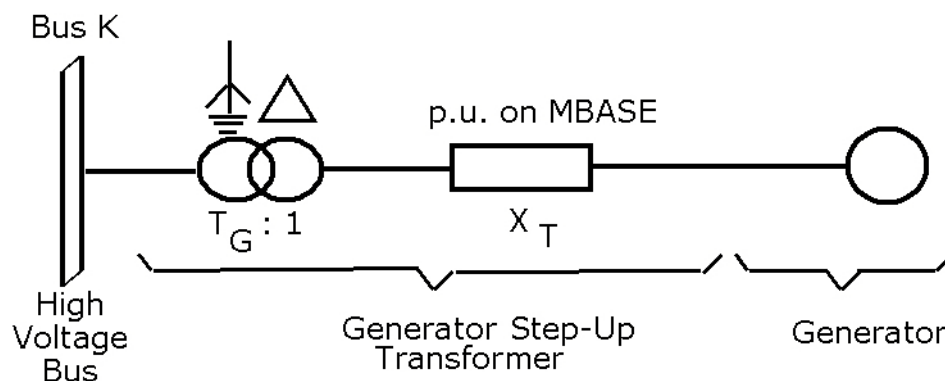


Figure 5-4. Implicit GSU Configuration – Specified as Part of the Generator

The Explicit Method

In this method, the transformer data is not specified with the generator data. It is entered separately (see [Transformer Data](#)) in a transformer branch data block.

In [Figure 5-5](#), there is an additional bus to represent the generator terminal. This is the Type 2 bus where the generator will regulate/control voltage unless the user specifies a remote bus.

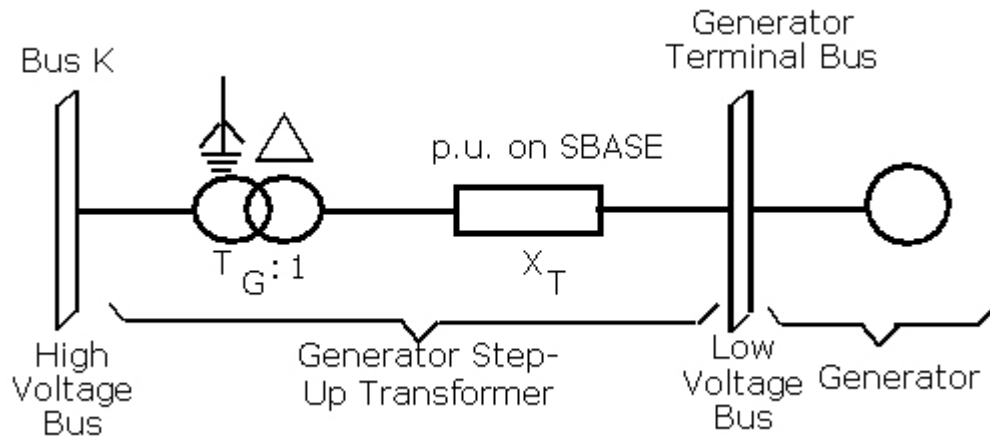


Figure 5-5. Explicit GSU Configuration – Specified Separately from the Generator

Multiple Machine Plants

If a generating plant has several units, they can be represented separately even if they are connected to the same Type 2 bus. When two or more machines are to be separately modeled at a plant, their data may be introduced into the working case using one of two approaches.

A generator data record may be entered in activities READ, [Reading Power Flow Data Additions from the Terminal](#), or RDCH for each of the machines to be represented, with machine powers, power limits, impedance data, and step-up transformer data for each machine specified on separate generator data records. The plant power output and power limits are taken as the sum of the corresponding quantities of the in-service machines at the plant. The values specified for VS, IREG, and RMPCT, which are treated as plant quantities rather than individual machine quantities, *must be identical* on each of these generator data records.

Alternatively, a single generator record may be specified in activities READ, TREA, or RDCH with the plant total power output, power limits, voltage setpoint, remotely regulated bus, and percent of contributed Mvar entered. Impedance and step-up transformer data may be omitted. The PSS®E power flow activities may be used and then, any time prior to beginning switching study, fault analysis, or dynamic simulation work, activity MCRE may be used to introduce the individual machine impedance and step-up transformer data; activity [MCRE](#) also apportions the total plant loading among the individual machines.

As an example, [Figure 5-6](#) shows three Type 2 buses, each having two connected units. For generators 1 through 4, the GSU is explicitly represented while for generators 5 and 6 the GSU is implicitly represented. [Figure 5-7](#) shows the generator data records corresponding to [Figure 5-6](#).



The separate transformer data records for the explicitly represented transformers from buses 1238 and 1239 to bus 1237 are not included in [Figure 5-7](#).

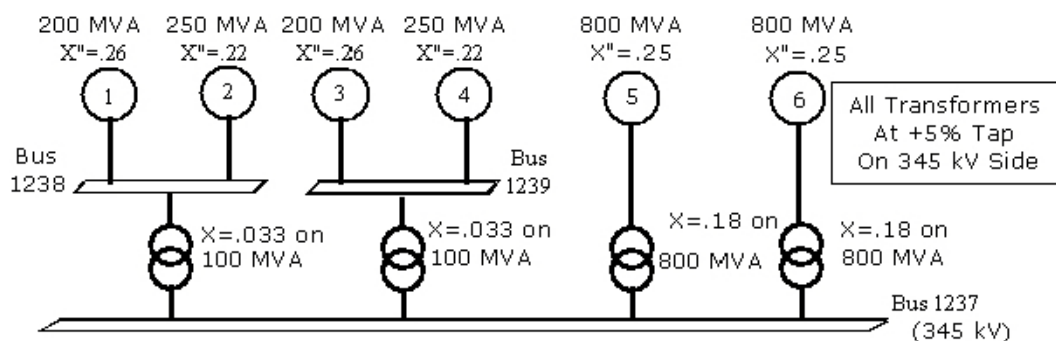


Figure 5-6. Multiple Generators at a Single Plant

(not specified)

Generator Data Records:

1238	1	200	120	0	1.03	0	200	0	.26	0	0	1.	1	50	200	60
1238	2	250	150	0	1.03	0	250	0	.22	0	0	1.	1	50	250	75
1239	3	200	120	0	1.03	0	200	0	.26	0	0	1.	0	50	200	60
1239	4	250	150	0	1.03	0	250	0	.22	0	0	1.	0	50	250	75
1237	5	750	500	0	1.06	0	800	0	.25	0	.18	1.05	1	50	760	240
1237	6	750	500	0	1.06	0	800	0	.25	0	.18	1.05	1	50	760	240

↑ ↑ ↑ ↑ ↑ ↑ ↑ ↑ ↑ ↑ ↑ ↑ ↑ ↑ ↑ ↑

I ID PG QG QT QB VS IREG MBASE ZR,ZX RT,XT GTAP STAT RMPCT PT PB

Figure 5-7. Data Set for the Multiple Generators in Figure 5-6

Non-Transformer Branch Data

Each ac network branch to be represented in PSS®E as a non-transformer branch is introduced by reading a non-transformer branch data record.



Branches to be modeled as transformers are not specified in this data category; rather, they are specified in [Transformer Data](#).

When specifying a non-transformer branch between buses I and J with circuit identifier CKT, if a two-winding transformer between buses I and J with a circuit identifier of CKT is already present in the working case, it is *replaced* (i.e., the transformer is deleted from the working case and the newly specified branch is then added to the working case).

In PSS®E, the basic transmission line model is an Equivalent Pi connected between network buses. [Figure 5-8](#) shows the required parameter data where the equivalent Pi is comprised of:

- A series impedance ($R + jX$).
- Two admittance branches ($jB_{ch}/2$) representing the line's capacitive admittance (line charging).
- Two admittance branches ($G + jB$) for shunt equipment units (e.g., reactors) that are connected to and switched with the line.



To represent shunts connected to buses, that shunt data should be entered in fixed shunt and/or switched shunt data records.

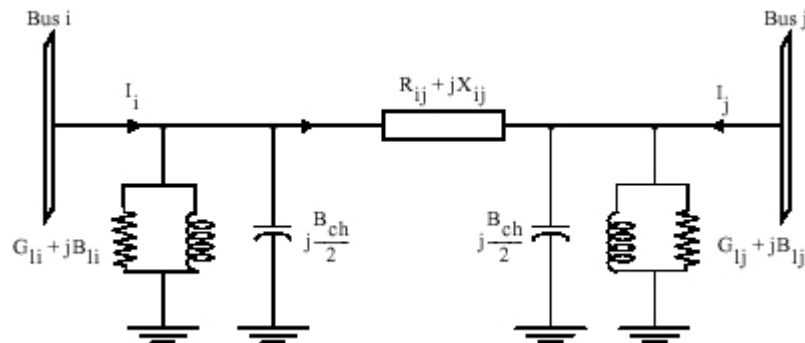


Figure 5-8. Transmission Line Equivalent Pi Model

Each non-transformer branch data record has the following format:

I, J, CKT, R, X, B, RATEA, RATEB, RATEC, GI, BI, GJ, BJ, ST, MET, LEN, O1, F1, . . . , O4, F4

where:

- I Branch from bus number, or extended bus name enclosed in single quotes (refer to [Extended Bus Names](#)). No default allowed.
- J Branch to bus number, or extended bus name enclosed in single quotes.
- CKT One- or two-character uppercase non-blank alphanumeric branch circuit identifier; the first character of CKT **must not** be an ampersand (&); refer to [Multi-Section Line Grouping Data](#). If the first character of CKT is an at sign (@), the branch is treated as a breaker; if it is an asterisk (*), it is treated as a switch (see [Section 6.13.2, Outage Statistics Data File Contents](#)). Unless it is a breaker or switch, it is recommended that single circuit branches be designated as having the circuit identifier 1. CKT = 1 by default.
- R Branch resistance; entered in pu. A value of R must be entered for each branch.
- X Branch reactance; entered in pu. A non-zero value of X must be entered for each branch. Refer to [Zero Impedance Lines](#) for details on the treatment of branches as zero impedance lines.
- B Total branch charging susceptance; entered in pu. B = 0.0 by default.
- RATEA First rating; entered in either MVA or current expressed as MVA, according to the value specified for NXFRAT specified on the first data record (refer to [Case Identification Data](#)).
RATEA = 0.0 (bypass check for this branch; this branch will not be included in any examination of circuit loading) by default. Refer to activity [RATE](#).
- RATEB Second rating; entered in either MVA or current expressed as MVA, according to the value specified for NXFRAT specified on the first data record (refer to [Case Identification Data](#)). RATEB = 0.0 by default.

RATEC Third rating; entered in either MVA or current expressed as MVA, according to the value specified for NXFRAT specified on the first data record (refer to [Case Identification Data](#)). RATEC = 0.0 by default.



When specified in units of current expressed as MVA, ratings are entered as:

$$\text{MVA}_{\text{rated}} = \sqrt{3} \times E_{\text{base}} \times I_{\text{rated}} \times 10^{-6}$$

where:

E_{base} is the base line-to-line voltage in volts of the buses to which the terminal of the branch is connected

I_{rated} is the branch rated phase current in amperes.

GI,BI Complex admittance of the line shunt at the bus I end of the branch; entered in pu. BI is negative for a line connected reactor and positive for line connected capacitor. GI + jBI = 0.0 by default.

GJ,BJ Complex admittance of the line shunt at the bus J end of the branch; entered in pu. BJ is negative for a line connected reactor and positive for line connected capacitor. GJ + jBJ = 0.0 by default.

ST Branch status of one for in-service and zero for out-of-service; ST = 1 by default.

MET Metered end flag;

≤ 1 to designate bus I as the metered end

≥ 2 to designate bus J as the metered end.

MET = 1 by default.

LEN Line length; entered in user-selected units. LEN = 0.0 by default.

Oi Owner number (1 through 9999). Each branch may have up to four owners. By default, O1 is the owner to which bus I is assigned (refer to [Bus Data](#)) and O2, O3, and O4 are zero.

Fi Fraction of total ownership assigned to owner Oi; each Fi must be positive. The Fi values are normalized such that they sum to 1.0 before they are placed in the working case. By default, each Fi is 1.0.

Non-transformer branch data input is terminated with a record specifying a from bus number of zero.

Zero Impedance Lines

PSS®E provides for the treatment of bus ties, jumpers, breakers, switches, and other low impedance branches as zero impedance lines. For a branch to be treated as a zero impedance line, it must have the following characteristics:

- Its resistance must be zero.
- Its magnitude of reactance must be less than or equal to the zero impedance line threshold tolerance, THRSHZ.
- It must be a non-transformer branch.

During network solutions, buses connected by such lines are treated as the same bus, thus having identical bus voltages. At the completion of each solution, the loadings on zero impedance lines are determined.

When obtaining power flow solutions, zero impedance line flows, as calculated at the end of the solution, are preserved with the working case and are available to the power flow solution reporting activities. Similarly, in activity [SCMU](#), the positive, negative, and zero sequence branch currents on zero impedance lines are determined and preserved, and are subsequently available to activity [SCOP](#). In the [ACCC](#), as well as activity [ASCC](#) and in the linearized network analysis activities, zero impedance line results are calculated and reported as needed.

The remainder of this section contains points to be noted, and restrictions to be observed, in using zero impedance lines.

Branch impedances may not be specified as identically zero; a non-zero reactance must be specified for all branches, and those meeting the criteria above are treated as zero impedance lines.

The zero impedance line threshold tolerance, THRSHZ, may be changed using the category of solution parameter data via activity [CHNG](#) or the [\[Solution Parameters\]](#) dialog. Setting THRSHZ to zero disables zero impedance line modeling, and all branches are represented with their specified impedances.

A zero impedance line may not have a transformer in parallel with it. Although not required, it is recommended that **no** other in-service lines exist in parallel with a zero impedance line.

A zero impedance line may have non-zero values of line charging and/or line connected shunts. This allows, for example, a low impedance cable to be modeled as a zero impedance line.

When more than two buses are connected together by zero impedance lines in a loop arrangement, there is no unique solution to the flows on the individual zero impedance lines that form the loop. In this case, the reactances specified for these branches is used in determining the zero impedance line flows.

It is important to note that buses connected together by zero impedance lines are treated as a single bus by the power flow solution activities. Hence, equipment controlling the voltages of multiple buses in a zero impedance connected group of buses must have coordinated voltage schedules (i.e., the same voltage setpoint should be specified for each of the voltage controlling devices). Activity [CNTB](#) recognizes this condition in scanning for conflicting voltage objectives, and activity [REGB](#) may be used to generate a regulated bus report.

Similarly, if multiple voltage controlling devices are present in a group of buses connected together by zero impedance lines, the power flow solution activities handle the boundary condition as if they are all connected to the same bus (refer to [Setpoint Voltage Control](#)).

In fault analysis activities, a branch treated as a zero impedance line in the positive sequence is treated in the same manner in the zero sequence, regardless of its zero sequence branch impedance. Zero sequence mutual couplings involving a zero impedance line are ignored in the fault analysis solution activities.

Breaker and Switch Branches

The breakers and switches are represented as non-transformer branches in PSS®E. A non-transformer branch with an at sign '@' or an asterisk '*' in the first character of circuit ID is identified as a breaker or a switch respectively.

Most activities do not honor the breaker and switch circuit ID. Breaker and switch branches are treated as zero impedance lines if they have characteristics of zero impedance lines; otherwise, they are treated as regular non-transformer branches. It is recommended that a non-transformer branch with the breaker circuit ID or switch circuit ID be modeled as a zero impedance line.

Breaker and switch branches are recognized in Substation Reliability Assessment (refer to [Section 6.14, Calculating Substation Reliability](#)) and activity [DFAX](#). Substation Reliability Assessment simulates operations of breakers to isolate faults in a substation and manual switching to restore the service to supply loads. Distribution Factor File setup activity can process automatic commands to operate and monitor breakers and switches in Contingency Description Data File and Monitored Element Data File respectively.

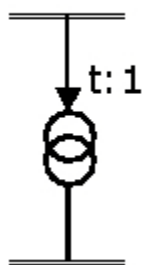
As mentioned in the section [Zero Impedance Lines](#), PSS®E is able to handle ring loop arrangement of zero impedance lines so that users can build a fully detailed bus/breaker model for any bus configuration, such as a ring bus configuration. When adding a breaker or a switch branch into a network model, connectivity nodes where the terminals of a transmission line connect to the terminals of the breaker or switch must be added too. That will change a bus branch configuration which is widely used in planning studies to a detailed bus breaker configuration and lead to a tremendous increase in number of buses.

Transformer Data

Each ac transformer to be represented in PSS®E is introduced through transformer data record blocks that specify all the data required to model transformers in power flow calculations, with one exception. That exception is an optional set of ancillary data, transformer impedance correction tables, which define the manner in which transformer impedance changes as off-nominal turns ratio or phase shift angle is adjusted. Those data records are described in [Transformer Impedance Correction Tables](#).

Both two-winding and three-winding transformers are specified in transformer data record blocks. Two-winding transformers require a block of four data records. Three-winding transformers require five data records.

Transformer



$t = t_1 / t_2$; transformer turns ratio

t_1 : winding 1 turns ratio in kV or pu on bus voltage base or winding voltage base

t_2 : winding 2 turns ratio in kV or pu on bus voltage base or winding voltage base

Figure 5-9 shows the transformer winding configurations.

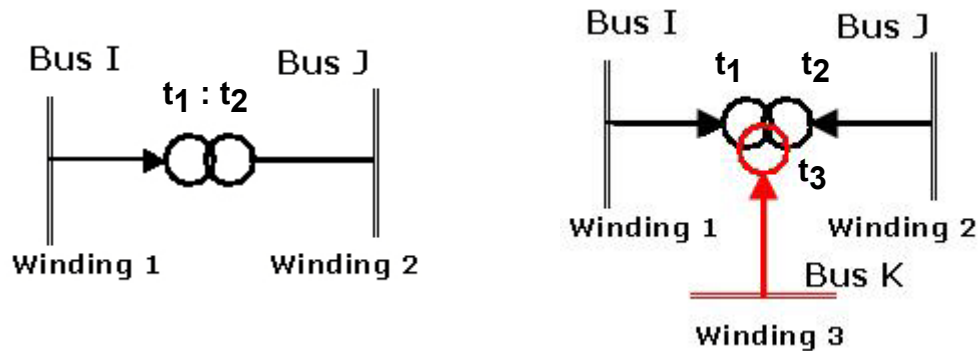


Figure 5-9. Two and Three-winding Transformer Configurations Related to Data Records

The five record transformer data block for three-winding transformers has the following format:

```
I, J, K, CKT, CW, CZ, CM, MAG1, MAG2, NMETR, 'NAME', STAT, O1, F1, . . . , O4, F4
R1-2, X1-2, SBASE1-2, R2-3, X2-3, SBASE2-3, R3-1, X3-1, SBASE3-1, VMSTAR, ANSTAR
WINDV1, NOMV1, ANG1, RATA1, RATB1, RATC1, COD1, CONT1, RMA1, RMI1, VMA1, VMI1, NTP1, TAB1, CR1, CX1, CNXA1
WINDV2, NOMV2, ANG2, RATA2, RATB2, RATC2, COD2, CONT2, RMA2, RMI2, VMA2, VMI2, NTP2, TAB2, CR2, CX2, CNXA2
WINDV3, NOMV3, ANG3, RATA3, RATB3, RATC3, COD3, CONT3, RMA3, RMI3, VMA3, VMI3, NTP3, TAB3, CR3, CX3, CNXA3
```

The four-record transformer data block for two-winding transformers is a subset of the data required for three-winding transformers and has the following format:

```
I, J, K, CKT, CW, CZ, CM, MAG1, MAG2, NMETR, 'NAME', STAT, O1, F1, . . . , O4, F4
R1-2, X1-2, SBASE1-2
WINDV1, NOMV1, ANG1, RATA1, RATB1, RATC1, COD1, CONT1, RMA1, RMI1, VMA1, VMI1, NTP1, TAB1, CR1, CX1, CNXA1
WINDV2, NOMV2
```

Control parameters for the automatic adjustment of transformers and phase shifters are specified on the third record of the two-winding transformer data block, and on the third through fifth records of the three-winding transformer data block. All transformers are adjustable and the control parameters may be specified either at the time of raw data input or subsequently via activity [CHNG](#) or the transformer [\[Spreadsheets\]](#). Any two-winding transformer and any three-winding transformer winding for which no control data is provided has default data assigned to it; the default data is such that the two-winding transformer or three-winding transformer winding is treated as locked.

Refer to [Transformer Sequence Numbers](#) and [Three-Winding Transformer Notes](#) for additional details on the three-winding transformer model used in PSS®E.

When specifying a two-winding transformer between buses I and J with circuit identifier CKT, if a nontransformer branch between buses I and J with a circuit identifier of CKT is already present in the working case, it is *replaced* (i.e., the nontransformer branch is deleted from the working case and the newly specified two-winding transformer is then added to the working case).

All data items on the first record are specified for both two- and three-winding transformers:

- I The bus number, or extended bus name enclosed in single quotes (refer to [Extended Bus Names](#)), of the bus to which Winding 1 is connected. The transformer's magnetizing admittance is modeled on Winding 1. Winding 1 is the only winding of a two-winding transformer for which tap ratio or phase shift angle may be adjusted by the power flow solution activities; any winding(s) of a three-winding transformer may be adjusted. No default is allowed.
- J The bus number, or extended bus name enclosed in single quotes, of the bus to which Winding 2 is connected. No default is allowed.
- K The bus number, or extended bus name enclosed in single quotes, of the bus to which Winding 3 is connected. Zero is used to indicate that no third winding is present (i.e., that a two-winding rather than a three-winding transformer is being specified). K = 0 by default.
- CKT One- or two-character uppercase non-blank alphanumeric transformer circuit identifier; the first character of CKT **must not** be an ampersand (&), at sign (@), or asterisk (*); refer to [Multi-Section Line Grouping Data](#) and [Section 6.13.2, Outage Statistics Data File Contents](#). CKT = 1 by default.
- CW The winding data I/O code that defines the units in which the turns ratios WINDV1, WINDV2 and WINDV3 are specified (the units of RMA_n and RMI_n are also governed by CW when |COD_n| is 1 or 2):
 - 1 for off-nominal turns ratio in pu of winding bus base voltage
 - 2 for winding voltage in kV
 - 3 for off-nominal turns ratio in pu of nominal winding voltage, NOMV1, NOMV2 and NOMV3.
 CW = 1 by default.
- CZ The impedance data I/O code that defines the units in which the winding impedances R1-2, X1-2, R2-3, X2-3, R3-1 and X3-1 are specified:
 - 1 for resistance and reactance in pu on system MVA base and winding voltage base
 - 2 for resistance and reactance in pu on a specified MVA base and winding voltage base
 - 3 for transformer load loss in watts and impedance magnitude in pu on a specified MVA base and winding voltage base.

In specifying transformer leakage impedances, the base voltage values are always the nominal winding voltages that are specified on the third, fourth and fifth records of the transformer data block (NOMV1, NOMV2 and NOMV3). If the default NOMV_n is specified, it is assumed to be identical to the winding n bus base voltage.

CZ = 1 by default.

CM	<p>The magnetizing admittance I/O code that defines the units in which MAG1 and MAG2 are specified:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1 for complex admittance in pu on system MVA base and Winding 1 bus voltage base 2 for no load loss in watts and exciting current in pu on Winding 1 to two MVA base (SBASE1-2) and nominal Winding 1 voltage, NOMV1. <p>CM = 1 by default.</p>
MAG 1, MAG2	<p>The transformer magnetizing admittance connected to ground at bus I.</p> <p>When CM is 1, MAG1 and MAG2 are the magnetizing conductance and susceptance, respectively, in pu on system MVA base and Winding 1 bus voltage base. When a non-zero MAG2 is specified, it should be entered as a negative quantity.</p> <p>When CM is 2, MAG1 is the no load loss in watts and MAG2 is the exciting current in pu on Winding 1 to two MVA base (SBASE1-2) and nominal Winding 1 voltage (NOMV1). For three-phase transformers or three-phase banks of single phase transformers, MAG1 should specify the three-phase no-load loss. When a non-zero MAG2 is specified, it should be entered as a positive quantity.</p> <p>MAG1 = 0.0 and MAG2 = 0.0 by default.</p>
NMETR	<p>The nonmetered end code of either 1 (for the Winding 1 bus) or 2 (for the Winding 2 bus). In addition, for a three-winding transformer, 3 (for the Winding 3 bus) is a valid specification of NMETR. NMETR = 2 by default.</p>
NAME	<p>Alphanumeric identifier assigned to the transformer. NAME may be up to twelve characters and may contain any combination of blanks, uppercase letters, numbers and special characters. NAME <i>must</i> be enclosed in single or double quotes if it contains any blanks or special characters. NAME is twelve blanks by default.</p>
STAT	<p>Transformer status of one for in-service and zero for out-of-service.</p> <p>In addition, for a three-winding transformer, the following values of STAT provide for one winding out-of-service with the remaining windings in-service:</p> <ol style="list-style-type: none"> 2 for only Winding 2 out-of-service 3 for only Winding 3 out-of-service 4 for only Winding 1 out-of-service <p>STAT = 1 by default.</p>
Oi	<p>An owner number (1 through 9999). Each transformer may have up to four owners. By default, O1 is the owner to which bus I is assigned and O2, O3, and O4 are zero.</p>
Fi	<p>The fraction of total ownership assigned to owner Oi; each Fi must be positive. The Fi values are normalized such that they sum to 1.0 before they are placed in the working case. By default, each Fi is 1.0.</p>

The first three data items on the second record are read for both two- and three-winding transformers; the remaining data items are used *only* for three-winding transformers:

- R1-2, X1-2 The measured impedance of the transformer between the buses to which its first and second windings are connected.
- When CZ is 1, they are the resistance and reactance, respectively, in pu on system MVA base and winding voltage base.
- When CZ is 2, they are the resistance and reactance, respectively, in pu on Winding 1 to 2 MVA base (SBASE1-2) and winding voltage base.
- When CZ is 3, R1-2 is the load loss in watts, and X1-2 is the impedance magnitude in pu on Winding 1 to 2 MVA base (SBASE1-2) and winding voltage base. For three-phase transformers or three-phase banks of single phase transformers, R1-2 should specify the three-phase load loss.
- R1-2 = 0.0 by default, but no default is allowed for X1-2.
- SBASE1-2 The Winding 1 to 2 three-phase base MVA of the transformer. SBASE1-2 = SBASE (the system base MVA) by default.
- R2-3, X2-3 The measured impedance of a three-winding transformer between the buses to which its second and third windings are connected; ignored for a two-winding transformer.
- When CZ is 1, they are the resistance and reactance, respectively, in pu on system MVA base and winding voltage base.
- When CZ is 2, they are the resistance and reactance, respectively, in pu on Winding 2 to 3 MVA base (SBASE2-3) and winding voltage base.
- When CZ is 3, R2-3 is the load loss in watts, and X2-3 is the impedance magnitude in pu on Winding 2 to 3 MVA base (SBASE2-3) and winding voltage base. For three-phase transformers or three-phase banks of single phase transformers, R2-3 should specify the three-phase load loss.
- R2-3 = 0.0 by default, but no default is allowed for X2-3.
- SBASE2-3 The Winding 2 to 3 three-phase base MVA of a three-winding transformer; ignored for a two-winding transformer. SBASE2-3 = SBASE (the system base MVA) by default.
- R3-1, X3-1 The measured impedance of a three-winding transformer between the buses to which its third and first windings are connected; ignored for a two-winding transformer.
- When CZ is 1, they are the resistance and reactance, respectively, in pu on system MVA base and winding voltage base.
- When CZ is 2, they are the resistance and reactance, respectively, in pu on Winding 3 to 1 MVA base (SBASE3-1) and winding voltage base.
- When CZ is 3, R3-1 is the load loss in watts, and X3-1 is the impedance magnitude in pu on Winding 3 to 1 MVA base (SBASE3-1) and winding voltage base. For three-phase transformers or three-phase banks of single phase transformers, R3-1 should specify the three-phase load loss.
- R3-1 = 0.0 by default, but no default is allowed for X3-1.
- SBASE3-1 The Winding 3 to 1 three-phase base MVA of a three-winding transformer; ignored for a two-winding transformer. SBASE3-1 = SBASE (the system base MVA) by default.

VMSTAR	The voltage magnitude at the hidden star point bus; entered in pu. VMSTAR = 1.0 by default.
ANSTAR	The bus voltage phase angle at the hidden star point bus; entered in degrees. ANSTAR = 0.0 by default.

All data items on the third record are read for both two- and three-winding transformers:

WINDV1	When CW is 1, WINDV1 is the Winding 1 off-nominal turns ratio in pu of Winding 1 bus base voltage; WINDV1 = 1.0 by default. When CW is 2, WINDV1 is the actual Winding 1 voltage in kV; WINDV1 is equal to the base voltage of bus I by default. When CW is 3, WINDV1 is the Winding 1 off-nominal turns ratio in pu of nominal Winding 1 voltage, NOMV1; WINDV1 = 1.0 by default.
NOMV1	The nominal (rated) Winding 1 voltage base in kV, or zero to indicate that nominal Winding 1 voltage is assumed to be identical to the base voltage of bus I. NOMV1 is used in converting magnetizing data between physical units and per unit admittance values when CM is 2. NOMV1 is used in converting tap ratio data between values in per unit of nominal Winding 1 voltage and values in per unit of Winding 1 bus base voltage when CW is 3. NOMV1 = 0.0 by default.
ANG1	The winding one phase shift angle in degrees. For a two-winding transformer, ANG1 is positive when the winding one bus voltage leads the winding two bus voltage; for a three-winding transformer, ANG1 is positive when the winding one bus voltage leads the T (or star) point bus voltage. ANG1 must be greater than -180.0° and less than or equal to +180.0°. ANG1 = 0.0 by default.
RATA1, RATB1, RATC1	Winding 1's three three-phase ratings, entered in either MVA or current expressed as MVA, according to the value specified for XFRRAT specified on the first data record (refer to Case Identification Data). RATA1 = 0.0, RATB1 = 0.0 and RATC1 = 0.0 (bypass loading limit check for this transformer winding) by default.
COD1	The transformer control mode for automatic adjustments of the Winding 1 tap or phase shift angle during power flow solutions: <div style="margin-left: 40px;"> 0 for no control (fixed tap and fixed phase shift) ±1 for voltage control ±2 for reactive power flow control ±3 for active power flow control ±4 for control of a dc line quantity (valid only for two-winding transformers) ±5 for asymmetric active power flow control. </div>

If the control mode is entered as a positive number, automatic adjustment of this transformer winding is enabled when the corresponding adjustment is activated during power flow solutions; a negative control mode suppresses the automatic adjustment of this transformer winding. COD1 = 0 by default.

CONT1	<p>The bus number, or extended bus name enclosed in single quotes (refer to Extended Bus Names), of the bus for which voltage is to be controlled by the transformer turns ratio adjustment option of the power flow solution activities when COD1 is 1. CONT1 should be non-zero only for voltage controlling transformer windings.</p> <p>CONT1 may specify a bus other than I, J, or K; in this case, the sign of CONT1 defines the location of the controlled bus relative to the transformer winding. If CONT1 is entered as a positive number, or a quoted extended bus name, the ratio is adjusted as if bus CONT1 is on the Winding 2 or Winding 3 side of the transformer; if CONT1 is entered as a negative number, or a quoted extended bus name with a minus sign preceding the first character, the ratio is adjusted as if bus CONT1 is on the Winding 1 side of the transformer. CONT1 = 0 by default.</p>
RMA1, RMI1	<p>When COD1 is 1, 2 or 3, the upper and lower limits, respectively, of one of the following:</p> <ul style="list-style-type: none"> Off-nominal turns ratio in pu of Winding 1 bus base voltage when COD1 is 1 or 2 and CW is 1; RMA1 = 1.1 and RMI1 = 0.9 by default. Actual Winding 1 voltage in kV when COD1 is 1 or 2 and CW is 2. No default is allowed. Off-nominal turns ratio in pu of nominal Winding 1 voltage (NOMV1) when COD1 is 1 or 2 and CW is 3; RMA1 = 1.1 and RMI1 = 0.9 by default. Phase shift angle in degrees when COD1 is 3. No default is allowed. <p>Not used when COD1 is 0 or 4; RMA1 = 1.1 and RMI1 = 0.9 by default.</p>
VMA1, VMI1	<p>When COD1 is 1, 2 or 3, the upper and lower limits, respectively, of one of the following:</p> <ul style="list-style-type: none"> Voltage at the controlled bus (bus CONT1) in pu when COD1 is 1. VMA1 = 1.1 and VMI1 = 0.9 by default. Reactive power flow into the transformer at the Winding 1 bus end in Mvar when COD1 is 2. No default is allowed. Active power flow into the transformer at the Winding 1 bus end in MW when COD1 is 3. No default is allowed. <p>Not used when COD1 is 0 or 4; VMA1 = 1.1 and VMI1 = 0.9 by default.</p>
NTP1	<p>The number of tap positions available; used when COD1 is 1 or 2. NTP1 must be between 2 and 9999. NTP1 = 33 by default.</p>
TAB1	<p>The number of a transformer impedance correction table if this transformer winding's impedance is to be a function of either off-nominal turns ratio or phase shift angle (refer to Transformer Impedance Correction Tables), or 0 if no transformer impedance correction is to be applied to this transformer winding. TAB1 = 0 by default.</p>
CR1, CX1	<p>The load drop compensation impedance for voltage controlling transformers entered in pu on system base quantities; used when COD1 is 1. $CR1 + j CX1 = 0.0$ by default.</p>
CNXA1	<p>Winding connection angle in degrees; used when COD1 is 5. There are no restrictions on the value specified for CNXA1; if it is outside of the range from -90.0 to +90.0, CNXA1 is normalized to within this range. CNXA1 = 0.0 by default.</p>

The first two data items on the fourth record are read for both two- and three-winding transformers; the remaining data items are used *only* for three-winding transformers:

WINDV2	<p>When CW is 1, WINDV2 is the Winding 2 off-nominal turns ratio in pu of Winding 2 bus base voltage; WINDV2 = 1.0 by default.</p> <p>When CW is 2, WINDV2 is the actual Winding 2 voltage in kV; WINDV2 is equal to the base voltage of bus J by default.</p> <p>When CW is 3, WINDV2 is the Winding 2 off-nominal turns ratio in pu of nominal Winding 2 voltage, NOMV2; WINDV2 = 1.0 by default.</p>										
NOMV2	<p>The nominal (rated) Winding 2 voltage base in kV, or zero to indicate that nominal Winding 2 voltage is assumed to be identical to the base voltage of bus J. NOMV2 is used in converting tap ratio data between values in per unit of nominal Winding 2 voltage and values in per unit of Winding 2 bus base voltage when CW is 3. NOMV2 = 0.0 by default.</p>										
ANG2	<p>The winding two phase shift angle in degrees. ANG2 is ignored for a two-winding transformer. For a three-winding transformer, ANG2 is positive when the winding two bus voltage leads the T (or star) point bus voltage. ANG2 must be greater than -180.0° and less than or equal to +180.0°. ANG2 = 0.0 by default.</p>										
RATA2, RATB2, RATC2	<p>Winding 2's three three-phase ratings, entered in either MVA or current expressed as MVA, according to the value specified for XFRRAT specified on the first data record (refer to Case Identification Data). RATA2 = 0.0, RATB2 = 0.0 and RATC2 = 0.0 (bypass loading limit check for this transformer winding) by default.</p>										
COD2	<p>The transformer control mode for automatic adjustments of the Winding 2 tap or phase shift angle during power flow solutions:</p> <table> <tr> <td>0</td><td>for no control (fixed tap and fixed phase shift)</td></tr> <tr> <td>±1</td><td>for voltage control</td></tr> <tr> <td>±2</td><td>for reactive power flow control</td></tr> <tr> <td>±3</td><td>for active power flow control</td></tr> <tr> <td>±5</td><td>for asymmetric active power flow control.</td></tr> </table> <p>If the control mode is entered as a positive number, automatic adjustment of this transformer winding is enabled when the corresponding adjustment is activated during power flow solutions; a negative control mode suppresses the automatic adjustment of this transformer winding. COD2 = 0 by default.</p>	0	for no control (fixed tap and fixed phase shift)	±1	for voltage control	±2	for reactive power flow control	±3	for active power flow control	±5	for asymmetric active power flow control.
0	for no control (fixed tap and fixed phase shift)										
±1	for voltage control										
±2	for reactive power flow control										
±3	for active power flow control										
±5	for asymmetric active power flow control.										
CONT2	<p>The bus number, or extended bus name enclosed in single quotes (refer to Extended Bus Names), of the bus for which voltage is to be controlled by the transformer turns ratio adjustment option of the power flow solution activities when COD2 is 1. CONT2 should be non-zero only for voltage controlling transformer windings.</p> <p>CONT2 may specify a bus other than I, J, or K; in this case, the sign of CONT2 defines the location of the controlled bus relative to the transformer winding. If CONT2 is entered as a positive number, or a quoted extended bus name, the ratio is adjusted as if bus CONT2 is on the Winding 1 or Winding 3 side of the transformer; if CONT2 is entered as a negative number, or a quoted extended bus name with a minus sign preceding the first character, the ratio is adjusted as if bus CONT2 is on the Winding 2 side of the transformer. CONT2 = 0 by default.</p>										

RMA2, RMI2	<p>When COD2 is 1, 2 or 3, the upper and lower limits, respectively, of one of the following:</p> <ul style="list-style-type: none"> Off-nominal turns ratio in pu of Winding 2 bus base voltage when COD2 is 1 or 2 and CW is 1; RMA2 = 1.1 and RMI2 = 0.9 by default. Actual Winding 2 voltage in kV when COD2 is 1 or 2 and CW is 2. No default is allowed. Off-nominal turns ratio in pu of nominal Winding 2 voltage (NOMV2) when COD2 is 1 or 2 and CW is 3; RMA2 = 1.1 and RMI2 = 0.9 by default. Phase shift angle in degrees when COD2 is 3. No default is allowed. <p>Not used when COD2 is 0; RMA2 = 1.1 and RMI2 = 0.9 by default.</p>
VMA2, VMI2	<p>When COD2 is 1, 2 or 3, the upper and lower limits, respectively, of one of the following:</p> <ul style="list-style-type: none"> Voltage at the controlled bus (bus CONT2) in pu when COD2 is 1. VMA2 = 1.1 and VMI2 = 0.9 by default. Reactive power flow into the transformer at the Winding 2 bus end in Mvar when COD2 is 2. No default is allowed. Active power flow into the transformer at the Winding 2 bus end in MW when COD2 is 3. No default is allowed. <p>Not used when COD2 is 0; VMA2 = 1.1 and VMI2 = 0.9 by default.</p>
NTP2	The number of tap positions available; used when COD2 is 1 or 2. NTP2 must be between 2 and 9999. NTP2 = 33 by default.
TAB2	The number of a transformer impedance correction table if this transformer winding's impedance is to be a function of either off-nominal turns ratio or phase shift angle (refer to Transformer Impedance Correction Tables), or 0 if no transformer impedance correction is to be applied to this transformer winding. TAB2 = 0 by default.
CR2, CX2	The load drop compensation impedance for voltage controlling transformers entered in pu on system base quantities; used when COD2 is 1. $CR2 + j CX2 = 0.0$ by default.
CNXA2	Winding connection angle in degrees; used when COD2 is 5. There are no restrictions on the value specified for CNXA2; if it is outside of the range from -90.0 to +90.0, CNXA2 is normalized to within this range. CNXA2 = 0.0 by default.

The fifth data record is specified only for three-winding transformers:

WINDV3	<p>When CW is 1, WINDV3 is the Winding 3 off-nominal turns ratio in pu of Winding 3 bus base voltage; WINDV3 = 1.0 by default.</p> <p>When CW is 2, WINDV3 is the actual Winding 3 voltage in kV; WINDV3 is equal to the base voltage of bus K by default.</p> <p>When CW is 3, WINDV3 is the Winding 3 off-nominal turns ratio in pu of nominal Winding 3 voltage, NOMV3; WINDV3 = 1.0 by default.</p>
--------	---

NOMV3	The nominal (rated) Winding 3 voltage base in kV, or zero to indicate that nominal Winding 3 voltage is assumed to be identical to the base voltage of bus K. NOMV3 is used in converting tap ratio data between values in per unit of nominal Winding 3 voltage and values in per unit of Winding 3 bus base voltage when CW is 3. NOMV3 = 0.0 by default.										
ANG3	The winding three phase shift angle in degrees. ANG3 is positive when the winding three bus voltage leads the T (or star) point bus voltage. ANG3 must be greater than -180.0° and less than or equal to +180.0°. ANG3 = 0.0 by default.										
RATA3, RATB3, RATC3	Winding 3's three three-phase ratings, entered in either MVA or current expressed as MVA, according to the value specified for XFRRAT specified on the first data record (refer to Case Identification Data). RATA3 = 0.0, RATB3 = 0.0 and RATC3 = 0.0 (bypass loading limit check for this transformer winding) by default.										
COD3	<p>The transformer control mode for automatic adjustments of the Winding 3 tap or phase shift angle during power flow solutions:</p> <table> <tr> <td>0</td><td>for no control (fixed tap and fixed phase shift)</td></tr> <tr> <td>±1</td><td>for voltage control</td></tr> <tr> <td>±2</td><td>for reactive power flow control</td></tr> <tr> <td>±3</td><td>for active power flow control</td></tr> <tr> <td>±5</td><td>for asymmetric active power flow control.</td></tr> </table> <p>If the control mode is entered as a positive number, automatic adjustment of this transformer winding is enabled when the corresponding adjustment is activated during power flow solutions; a negative control mode suppresses the automatic adjustment of this transformer winding. COD3 = 0 by default.</p>	0	for no control (fixed tap and fixed phase shift)	±1	for voltage control	±2	for reactive power flow control	±3	for active power flow control	±5	for asymmetric active power flow control.
0	for no control (fixed tap and fixed phase shift)										
±1	for voltage control										
±2	for reactive power flow control										
±3	for active power flow control										
±5	for asymmetric active power flow control.										
CONT3	<p>The bus number, or extended bus name enclosed in single quotes (refer to Extended Bus Names), of the bus for which voltage is to be controlled by the transformer turns ratio adjustment option of the power flow solution activities when COD3 is 1. CONT3 should be non-zero only for voltage controlling transformer windings.</p> <p>CONT3 may specify a bus other than I, J, or K; in this case, the sign of CONT3 defines the location of the controlled bus relative to the transformer winding. If CONT3 is entered as a positive number, or a quoted extended bus name, the ratio is adjusted as if bus CONT3 is on the Winding 1 or Winding 2 side of the transformer; if CONT3 is entered as a negative number, or a quoted extended bus name with a minus sign preceding the first character, the ratio is adjusted as if bus [CONT3] is on the Winding 3 side of the transformer. CONT3 = 0 by default.</p>										
RMA3, RMI3	<p>When COD3 is 1, 2 or 3, the upper and lower limits, respectively, of one of the following:</p> <ul style="list-style-type: none"> Off-nominal turns ratio in pu of Winding 3 bus base voltage when COD3 is 1 or 2 and CW is 1; RMA3 = 1.1 and RMI3 = 0.9 by default. Actual Winding 3 voltage in kV when COD3 is 1 or 2 and CW is 2. No default is allowed. Off-nominal turns ratio in pu of nominal Winding 3 voltage (NOMV3) when COD3 is 1 or 2 and CW is 3; RMA3 = 1.1 and RMI3 = 0.9 by default. Phase shift angle in degrees when COD3 is 3. No default is allowed. <p>Not used when COD3 is 0; RMA3 = 1.1 and RMI3 = 0.9 by default.</p>										

VMA3, VMI3	<p>When COD3 is 1, 2 or 3, the upper and lower limits, respectively, of one of the following:</p> <ul style="list-style-type: none"> Voltage at the controlled bus (bus CONT3) in pu when COD3 is 1. VMA3 = 1.1 and VMI3 = 0.9 by default. Reactive power flow into the transformer at the Winding 3 bus end in Mvar when COD3 is 2. No default is allowed. Active power flow into the transformer at the Winding 3 bus end in MW when COD3 is 3. No default is allowed. <p>Not used when COD3 is 0; VMA3 = 1.1 and VMI3 = 0.9 by default.</p>
NTP3	The number of tap positions available; used when COD3 is 1 or 2. NTP3 must be between 2 and 9999. NTP3 = 33 by default.
TAB3	The number of a transformer impedance correction table if this transformer winding's impedance is to be a function of either off-nominal turns ratio or phase shift angle (refer to Transformer Impedance Correction Tables), or 0 if no transformer impedance correction is to be applied to this transformer winding. TAB3 = 0 by default.
CR3, CX3	The load drop compensation impedance for voltage controlling transformers entered in pu on system base quantities; used when COD3 is 1. $CR3 + j CX3 = 0.0$ by default.
CNXA3	Winding connection angle in degrees; used when COD3 is 5. There are no restrictions on the value specified for CNXA3; if it is outside of the range from -90.0 to +90.0, CNXA3 is normalized to within this range. CNXA3 = 0.0 by default.

Transformer data input is terminated with a record specifying a Winding 1 bus number of zero.

Three-Winding Transformer Notes

The transformer data record blocks described in [Transformer Data](#) provide for the specification of both two-winding transformers and three-winding transformers. A three-winding transformer is modeled in PSS®E as a grouping of three two-winding transformers, where each of these two-winding transformers models one of the windings. While most of the three-winding transformer data is stored in the two-winding transformer data arrays, it is accessible for reporting and modification only as three-winding transformer data.

In deriving winding impedances from the measured impedance data input values, one winding with a small impedance, in many cases negative, often results. In the extreme case, it is possible to specify a set of measured impedances that themselves do not individually appear to challenge the precision limits of typical power system calculations, but which result in one winding impedance of nearly (or identically) 0.0. Such data could result in precision difficulties, and hence inaccurate results, when processing the system matrices in power flow and short circuit calculations.

Whenever a set of measured impedance results in a winding reactance that is identically 0.0, a warning message is printed by the three-winding transformer data input or data changing function, and the winding's reactance is set to the zero impedance line threshold tolerance (or to 0.0001 if the zero impedance line threshold tolerance itself is 0.0). Whenever a set of measured impedances results in a winding impedance for which magnitude is less than 0.00001, a warning message is printed. As with all warning and error messages produced during data input and data modification phases of PSS®E, the user should resolve the cause of the message (e.g., was correct input data specified?) and use engineering judgement to resolve modeling issues (e.g., is this the best way to model this transformer or would some other modeling be more appropriate?).

Activity **BRCH** may be used to detect the presence of branch reactance magnitudes less than a user-specified threshold tolerance; its use is always recommended whenever the user begins power system analysis work using a new or modified system model.

Example Two-Winding Transformer Data Records

Figure 5-10 shows the data records for a 50 MVA, 138/34.5 kV two-winding transformer connected to system buses with nominal voltages of 134 kV and 34.5 kV, and sample data on 100 MVA system base and winding voltage bases of 134 kV and 34.5 kV.

Example of 2-Winding Transformer:

Data Formats

I, J, K, CKT, CW, CZ, CM, MAG1, MAG2, NMETR, 'NAME', STAT, 01, F1, ..., 04, F4

R1-2, X1-2, SBASE1-2

WINDV1, NOMV1, ANG1, RATA1, RATB1, RATC1, COD1, CONT1, RMA1, RMI1, VMA1, VMI1, NTP1, TAB1, CR1, CX1

Data

6150, 6151, 0, '1', 1, 1, 1, 0.0, 0.0, 2, 'TWO-WINDINGS', 1, 5, 1.0

0.0, 0.30, 100.0

1.02985, 0.0, 0.0, 50.0, 60.0, 75.0, 1, 6151, 1.1, 0.9, 1.025, 1.0, 33, 0, 0.0, 0.0

1.0, 0.0

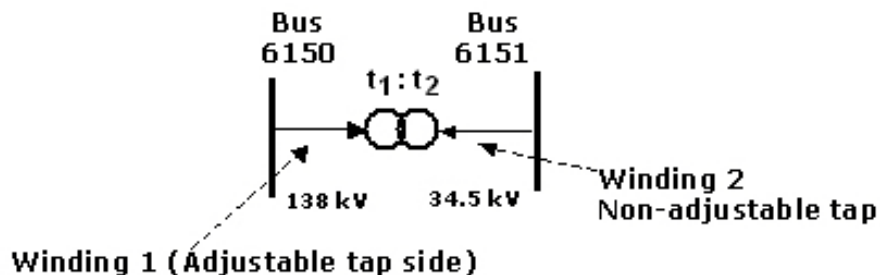


Figure 5-10. Sample Data for Two-Winding Transformer

Example Three-Winding Transformer Data Records

Figure 5-11 shows the data records for a 300 MVA, 345/138/13.8 kV three-winding transformer connected to system buses with nominal voltages of 345 kV, 138 kV and 13.8 kV, respectively, and sample data on 100 MVA system base and winding base voltages of 345 kV, 138 kV and 13.8 kV.

Example of 3-Winding Transformer:

Data Formats

I, J, K, CKT, CW, CZ, CM, MAG1, MAG2, NMETR, 'NAME', STAT, O1, F1, ..., O4, F4

R1-2, X1-2, SBASE1-2, R2-3, X2-3, SBASE2-3, R3-1, X3-1, SBASE3-1, VMSTAR, ANSTAR

WINDV1, NOMV1, ANG1, RATA1, RATB1, RATC1, COD1, CONT1, RMA1, RMI1, VMA1, VMI1,
NTP1, TAB1, CR1, CX1, CNXA1

WINDV2, NOMV2, ANG2, RATA2, RATB2, RATC2, COD2, CONT2, RMA2, RMI2, VMA2, VMI2,
NTP2, TAB2, CR2, CX2, CNXA2

WINDV3, NOMV3, ANG3, RATA3, RATB3, RATC3, COD3, CONT3, RMA3, RMI3, VMA3, VMI3,
NTP3, TAB3, CR3, CX3, CNXA3

Data

```
3001, 3002, 3000, '1', 1, 1, 1, 0.0, 0.0, 2, 'THREEWINDING', 1, 5, 1.0
0.003, 0.03, 100.0, 0.001, 0.03, 100.0, 0.001, 0.035, 100.0, 1.025, 0.0
1.00, 0.0, 0.0, 300, 400, 600, 0, 3001, 1.1, 0.9, 1.04, 1.0, 33, 0, 0.0, 0.0, 0.0
1.02, 0.0, 0.0, 300, 400, 600
1.00, 0.0, 0.0, 50, 60, 75
```

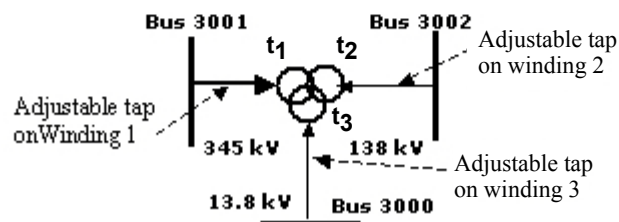


Figure 5-11. Sample Data for Three-Winding Transformer

Areas, Zones and Owners

In the analysis of large scale power systems for both planning and operations purposes, it is often convenient to be able to restrict the processing or reporting of PSS®E functions to one or more subsets of the complete power system model. PSS®E provides three groupings of network elements which may be used for these purposes: areas, zones, and owners.

Areas are commonly used to designate sections of the network that represent control areas between which there are scheduled flows. PSS®E provides for the identification of areas and their schedules. Alternatively, the network can be subdivided between utility companies or any other subdivisions useful for specific analyses. Each ac bus and load, as well as each dc bus of each multi-terminal dc line, is assigned to an area.

Assigning buses to specific zones allows an additional subdivision of the network to facilitate analyses and documentation. While PSS®E provides documentation of zone interchange, it provides no analytical facility to schedule interchange between zones. Each ac bus and load, as well as each dc bus of each multi-terminal dc line, is assigned to a zone.

Although areas cannot overlap other areas and zones cannot overlap other zones, areas and zones can overlap each other.

Figure 5-12 shows a system subdivided into three areas and three zones, each with a unique name. Notice the following:

- An area does not have to be contiguous. Area #1 covers two separate parts of the network.
- Zone #1 lies entirely in Area #1.
- Zone #2 lies partly in Area #1 and partly in Area #4.
- Zone #3 lies partly in Area 4 and Area 2.

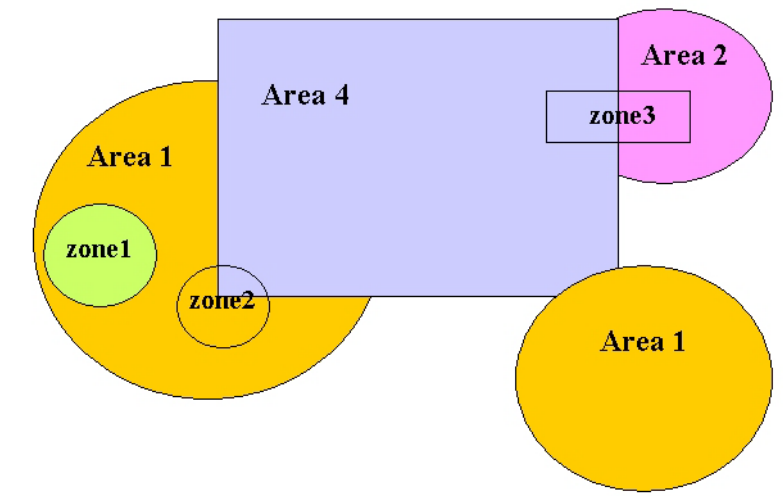


Figure 5-12. Overlapping Areas and Zones

Assigning ownership attributes to buses and other equipment allows an additional subdivision of the network for analysis and documentation purposes. PSS®E provides neither analytical facility to schedule interchange between owners, nor documentation of owner interchange. Each of the following power system elements is assigned to a single owner:

- ac bus
- load
- dc bus of a multi-terminal dc line
- FACTS device
- GNE device

Each of the following elements may have up to four owners:

- machine
- non-transformer branch
- two-winding and three-winding transformer
- VSC dc line

Area, zone and owner assignments are established at the time the network element is introduced into the working case, either as specified by the user or to a documented default value. Assignments may be modified either through the standard power flow data modification functions (refer to [Section 5.8, Changing Service Status and Power Flow Parametric Data](#)) or via activities [ARNM](#), [OWNM](#) and [ZONM](#).

Additional Information	
See also:	
Section 4.8, Subsystem Selection	
Section 4.9, Subsystem Reporting	
Adjusting Net Interchange	
Area Interchange Control	
Area Interchange Data	
Interarea Transfer Data	
Owner Data	
Zone Data	
Bus Data	
Load Data	
Generator Data	
Non-Transformer Branch Data	
Transformer Data	
Voltage Source Converter (VSC) DC Transmission Line Data	
Multi-Terminal DC Transmission Line Data	
FACTS Device Data	

Area Interchange Data

Area identifiers and interchange control parameters are specified in area interchange data records. Data for each interchange area may be specified either at the time of raw data input or subsequently via activity [CHNG](#) or the area [\[Spreadsheet\]](#). Each area interchange data record has the following format:

```
I, ISW, PDES, PTOL, 'ARNAME'
```

where:

I	Area number (1 through 9999). No default allowed.
ISW	Bus number, or extended bus name enclosed in single quotes (refer to Extended Bus Names), of the area slack bus for area interchange control. The bus must be a generator (Type 2) bus in the specified area. Any area containing a system swing bus (Type 3) must have either that swing bus or a bus number of zero specified for its area slack bus number. Any area with an area slack bus number of zero is considered a floating area by the area interchange control option of the power flow solution activities. ISW = 0 by default.
PDES	Desired net interchange leaving the area (export); entered in MW. PDES must be specified such that is consistent with the area interchange definition implied by the area interchange control code (tie lines only, or tie lines and loads) to be specified during power flow solutions (refer to Section 6.3.19, Automatic Adjustments and Area Interchange Control). PDES = 0.0 by default.
PTOL	Interchange tolerance bandwidth; entered in MW. PTOL = 10.0 by default.
ARNAME	Alphanumeric identifier assigned to area I. ARNAME may be up to twelve characters and may contain any combination of blanks, uppercase letters, numbers and special characters. ARNAME <i>must</i> be enclosed in single or double quotes if it contains any blanks or special characters. ARNAME is twelve blanks by default.

Area interchange data input is terminated with a record specifying an area number of zero.

Area Interchange Data Notes

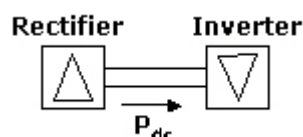
All buses (ac and dc) and loads can be assigned to an area. The area number is entered as part of the data records for the buses and loads (see [Areas, Zones and Owners](#), [Bus Data](#), [Load Data](#) and [Multi-Terminal DC Transmission Line Data](#)).

Area interchange is a required net export of power from, or net import of power to, a specific area. This does not imply that the power is destined to be transferred to or from any other specific area. To specify transfers between specific pairs of areas, see [Interarea Transfer Data](#).

Each bus in the PSS®E working case may be designated as residing in an interchange area, for purposes of both interchange control and selective output and other processing. When the interchange control option is enabled during a power flow solution, each interchange area for which an area slack bus is specified has the active power output of its area slack bus modified such that the desired net interchange for the area falls within a desired band. Refer to [Area Interchange Control](#) for further discussion on this option of the power flow solution activities.

Two-Terminal DC Transmission Line Data

The two-terminal dc transmission line model is used to simulate either a point-to-point system with rectifier and inverter separated by a bipolar or mono-polar transmission system or a back-to-back system where the rectifier and inverter are physically located at the same site and separated only by a short bus-bar.



The data requirements fall into three groups:

- Control parameters and set-points
- Converter transformers
- The dc line characteristics

Each two-terminal dc transmission line to be represented in PSS®E is introduced by reading three consecutive data records. Each set of dc line data records has the following format:

```
'NAME',MDC,RDC,SETVL,VSCHD,VCMOD,RCOMP,DELTI,METER,DCVMIN,CCCITMX,CCCACC
IPR,NBR,ANMXR,ANMNR,RCR,XCR,EBASR,TRR,TAPR,TMXR,TMNR,STPR,ICR,IFR,ITR,IDR,XCAPR
IPI,NBI,ANMXI,ANMNI,RCI,XCI,EBASI,TRI,TAPI,TMXI,TMNI,STPI,ICI,IFI,ITI,IDI,XCAPI
```

The first of the three dc line data records defines the following line quantities and control parameters:

NAME	The non-blank alphanumeric identifier assigned to this dc line. Each two-terminal dc line <i>must</i> have a unique NAME. NAME may be up to twelve characters and may contain any combination of blanks, uppercase letters, numbers and special characters. NAME <i>must</i> be enclosed in single or double quotes if it contains any blanks or special characters. No default allowed.
MDC	Control mode: 0 for blocked, 1 for power, 2 for current. MDC = 0 by default.
RDC	The dc line resistance; entered in ohms. No default allowed.
SETVL	Current (amps) or power (MW) demand. When MDC is one, a positive value of SETVL specifies desired power at the rectifier and a negative value specifies desired inverter power. No default allowed.
VSCHD	Scheduled compounded dc voltage; entered in kV. No default allowed.
VCMOD	Mode switch dc voltage; entered in kV. When the inverter dc voltage falls below this value and the line is in power control mode (i.e., MDC = 1), the line switches to current control mode with a desired current corresponding to the desired power at scheduled dc voltage. VCMOD = 0.0 by default.
RCOMP	Compounding resistance; entered in ohms. Gamma and/or TAPI is used to attempt to hold the compounded voltage ($VDCI + DCCUR \cdot RCOMP$) at VSCHD. To control the inverter end dc voltage VDCI, set RCOMP to zero; to control the rectifier end dc voltage VDCR, set RCOMP to the dc line resistance, RDC; otherwise, set RCOMP to the appropriate fraction of RDC. RCOMP = 0.0 by default.

DELTI	Margin entered in per unit of desired dc power or current. This is the fraction by which the order is reduced when ALPHA is at its minimum and the inverter is controlling the line current. DELTI = 0.0 by default.
METER	Metered end code of either R (for rectifier) or I (for inverter). METER = I by default.
DCVMIN	Minimum compounded dc voltage; entered in kV. Only used in constant gamma operation (i.e., when ANMXI = ANMNI) when TAPI is held constant and an ac transformer tap is adjusted to control dc voltage (i.e., when IFI, ITI, and IDI specify a two-winding transformer). DCVMIN = 0.0 by default.
CCCITMX	Iteration limit for capacitor commutated two-terminal dc line Newton solution procedure. CCCITMX = 20 by default.
CCCACC	Acceleration factor for capacitor commutated two-terminal dc line Newton solution procedure. CCCACC = 1.0 by default.

The second of the three dc line data records defines rectifier end data quantities and control parameters:

IPR	Rectifier converter bus number, or extended bus name enclosed in single quotes (refer to Extended Bus Names). No default allowed.
NBR	Number of bridges in series (rectifier). No default allowed.
ANMXR	Nominal maximum rectifier firing angle; entered in degrees. No default allowed.
ANMNR	Minimum steady-state rectifier firing angle; entered in degrees. No default allowed.
RCR	Rectifier commutating transformer resistance per bridge; entered in ohms. No default allowed.
XCR	Rectifier commutating transformer reactance per bridge; entered in ohms. No default allowed.
EBASR	Rectifier primary base ac voltage; entered in kV. No default allowed.
TRR	Rectifier transformer ratio. TRR = 1.0 by default.
TAPR	Rectifier tap setting. TAPR = 1.0 by default. If no two-winding transformer is specified by IFR, ITR, and IDR, TAPR is adjusted to keep alpha within limits; otherwise, TAPR is held fixed and this transformer's tap ratio is adjusted. The adjustment logic assumes that the rectifier converter bus is on the Winding 2 side of the transformer. The limits TMXR and TMNR specified here are used; except for the transformer control mode flag (COD1 of Transformer Data), the ac tap adjustment data is ignored.
TMXR	Maximum rectifier tap setting. TMXR = 1.5 by default.
TMNR	Minimum rectifier tap setting. TMNR = 0.51 by default.
STPR	Rectifier tap step; must be positive. STPR = 0.00625 by default.
ICR	Rectifier firing angle measuring bus number, or extended bus name enclosed in single quotes (refer to Extended Bus Names). The firing angle and angle limits used inside the dc model are adjusted by the difference between the phase angles at this bus and the ac/dc interface (i.e., the converter bus, IPR). ICR = 0 by default.
IFR	Winding 1 side from bus number, or extended bus name enclosed in single quotes, of a two-winding transformer. IFR = 0 by default.

ITR	Winding 2 side to bus number, or extended bus name enclosed in single quotes, of a two-winding transformer. ITR = 0 by default.
IDR	Circuit identifier; the branch described by IFR, ITR, and IDR must have been entered as a two-winding transformer; an ac transformer may control at most only one dc converter. IDR = '1' by default.
XCAPR	Commutating capacitor reactance magnitude per bridge; entered in ohms. XCAPR = 0.0 by default.

Data on the third of the three dc line data records contains the inverter quantities corresponding to the rectifier quantities specified on the second record described above. The significant difference is that the control angle ALFA for the rectifier is replaced by the control angle GAMMA for the inverter.

IPI, NBI, GAMMX, GAMMN, RCI, XCI, EBASI, TRI, TAPI, TMXI, TMNI, STPI, ICI, IFI, ITI, IDI, XCAPI

DC line data input is terminated with a record specifying a blank dc line name or a dc line name of '0'.

Two-Terminal DC Line Data Notes

The steady-state two-terminal dc line model used in power flow analysis establishes the initial steady state for dynamic analysis.

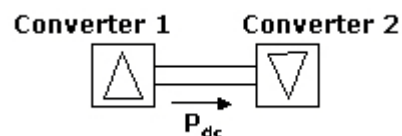
DC line converter buses, IPR and IPI, may be Type 1, 2, or 3 buses. Generators, loads, fixed and switched shunt elements, other dc line converters, FACTS device sending ends, and GNE devices are permitted at converter buses.

When either XCAPR > 0.0 or XCAPI > 0.0, the two-terminal dc line is treated as capacitor commutated. Capacitor commutated two-terminal dc lines preclude the use of a remote ac transformer as commutation transformer tap and remote commutation angle buses at either converter. Any data provided in these fields are ignored for capacitor commutated two-terminal dc lines.

For additional information on dc line modeling in power flow solutions, refer to [Section 6.3.16, DC Lines](#).

Voltage Source Converter (VSC) DC Transmission Line Data

The voltage source converter (VSC) two-terminal dc transmission line model is used to simulate either a point-to-point system or a back-to-back system using voltage source converters.



Each voltage source converter (VSC) dc line to be represented in PSS®E is introduced by reading a set of three consecutive data records. Each set of VSC dc line data records has the following format:

```
'NAME', MDC, RDC, O1, F1, ... O4, F4
IBUS, TYPE, MODE, DCSET, ACSET, ALOSS, BLOSS, MINLOSS, SMAX, IMAX, PWF, MAXQ, MINQ, REMOT, RMPCT
IBUS, TYPE, MODE, DCSET, ACSET, ALOSS, BLOSS, MINLOSS, SMAX, IMAX, PWF, MAXQ, MINQ, REMOT, RMPCT
```

The first of the three VSC dc line data records defines the following line quantities and control parameters:

NAME	The non-blank alphanumeric identifier assigned to this dc line. Each VSC dc line <i>must</i> have a unique NAME. NAME may be up to twelve characters and may contain any combination of blanks, uppercase letters, numbers and special characters. NAME <i>must</i> be enclosed in single or double quotes if it contains any blanks or special characters. No default allowed.
MDC	Control mode: 0 for out-of-service, 1 for in-service. MDC = 1 by default.
RDC	The dc line resistance; entered in ohms. RDC must be positive. No default allowed.
Oi	An owner number (1 through 9999). Each VSC dc line may have up to four owners. By default, O1 is 1, and O2, O3 and O4 are zero.
Fi	The fraction of total ownership assigned to owner Oi; each Fi must be positive. The Fi values are normalized such that they sum to 1.0 before they are placed in the working case. By default, each Fi is 1.0.

The remaining two data records define the converter buses (converter 1 and converter 2), along with their data quantities and control parameters:

IBUS	Converter bus number, or extended bus name enclosed in single quotes (refer to Extended Bus Names). No default allowed.						
TYPE	Code for the type of converter dc control: <table> <tr> <td>0</td><td>for converter out-of-service</td></tr> <tr> <td>1</td><td>for dc voltage control</td></tr> <tr> <td>2</td><td>for MW control.</td></tr> </table> <p>When both converters are in-service, exactly one converter of each VSC dc line must be TYPE 1. No default allowed.</p>	0	for converter out-of-service	1	for dc voltage control	2	for MW control.
0	for converter out-of-service						
1	for dc voltage control						
2	for MW control.						
MODE	Converter ac control mode: <table> <tr> <td>1</td><td>for ac voltage control</td></tr> <tr> <td>2</td><td>for fixed ac power factor.</td></tr> </table> <p>MODE = 1 by default.</p>	1	for ac voltage control	2	for fixed ac power factor.		
1	for ac voltage control						
2	for fixed ac power factor.						
DCSET	Converter dc setpoint. For TYPE = 1, DCSET is the scheduled dc voltage on the dc side of the converter bus; entered in kV. For TYPE = 2, DCSET is the power demand, where a positive value specifies that the converter is feeding active power into the ac network at bus IBUS, and a negative value specifies that the converter is withdrawing active power from the ac network at bus IBUS; entered in MW. No default allowed.						
ACSET	Converter ac setpoint. For MODE = 1, ACSET is the regulated ac voltage setpoint; entered in pu. For MODE = 2, ACSET is the power factor setpoint. ACSET = 1.0 by default.						
A _{loss} , B _{loss}	Coefficients of the linear equation used to calculate converter losses: $KW_{conv\ loss} = A_{loss} + (I_{dc} * B_{loss})$ <p>A_{loss} is entered in kW. B_{loss} is entered in kW/amp. A_{loss} = B_{loss} = 0.0 by default.</p>						

MIN _{loss}	Minimum converter losses; entered in kW. MIN _{loss} = 0.0 by default.
SMAx	Converter MVA rating; entered in MVA. SMAx = 0.0 to allow unlimited converter MVA loading. SMAx = 0.0 by default.
IMAx	Converter ac current rating; entered in amps. IMAx = 0.0 to allow unlimited converter current loading. If a positive IMAx is specified, the base voltage assigned to bus IBUS must be positive. IMAx = 0.0 by default.
PWF	Power weighting factor fraction ($0.0 \leq \text{PWF} \leq 1.0$) used in reducing the active power order and either the reactive power order (when MODE is 2) or the reactive power limits (when MODE is 1) when the converter MVA or current rating is violated. When PWF is 0.0, only the active power is reduced; when PWF is 1.0, only the reactive power is reduced; otherwise, a weighted reduction of both active and reactive power is applied. PWF = 1.0 by default.
MAXQ	Reactive power upper limit; entered in Mvar. A positive value of reactive power indicates reactive power flowing into the ac network from the converter; a negative value of reactive power indicates reactive power withdrawn from the ac network. Not used if MODE = 2. MAXQ = 9999.0 by default.
MINQ	Reactive power lower limit; entered in Mvar. A positive value of reactive power indicates reactive power flowing into the ac network from the converter; a negative value of reactive power indicates reactive power withdrawn from the ac network. Not used if MODE = 2. MINQ = -9999.0 by default.
REMOT	Bus number, or extended bus name enclosed in single quotes (refer to Extended Bus Names), of a remote Type 1 or 2 bus for which voltage is to be regulated by this converter to the value specified by ACSET. If bus REMOT is other than a Type 1 or 2 bus, bus IBUS regulates its own voltage to the value specified by ACSET. REMOT is entered as zero if the converter is to regulate its own voltage. Not used if MODE = 2. REMOT = 0 by default.
RMPCT	Percent of the total Mvar required to hold the voltage at the bus controlled by bus IBUS that is to be contributed by this VSC; RMPCT must be positive. RMPCT is needed only if REMOT specifies a valid remote bus and there is more than one local or remote voltage controlling device (plant, switched shunt, FACTS device shunt element, or VSC dc line converter) controlling the voltage at bus REMOT to a setpoint, or REMOT is zero but bus IBUS is the controlled bus, local or remote, of one or more other setpoint mode voltage controlling devices. Not used if MODE = 2. RMPCT = 100.0 by default.

VSC dc line data input is terminated with a record specifying a blank dc line name or a dc line name of '0'.

VSC DC Line Data Notes

Each VSC dc line converter bus must have the following characteristics:

- It must be a Type 1 or 2 bus. Generators, loads, fixed and switched shunt elements, other dc line converters, FACTS device sending ends, and GNE devices are permitted at converter buses.
- It must not have the terminal end of a FACTS device connected to the same bus.
- It must not be connected by a zero impedance line to another bus that violates any of the above restrictions.

In specifying reactive power limits for converters that control ac voltage (i.e., those with unequal reactive power limits where the MODE is 1), the use of very narrow var limit bands is discouraged. The Newton-Raphson based power flow solutions require that the difference between the controlling equipment's high and low reactive power limits be greater than 0.002 pu for all setpoint mode voltage controlling equipment (0.2 Mvar on a 100 MVA system base). It is recommended that voltage controlling VSC converters have Mvar ranges substantially wider than this minimum permissible range.

For interchange and loss assignment purposes, the dc voltage controlling converter is assumed to be the non-metered end of each VSC dc line. As with other network branches, losses are assigned to the subsystem of the non-metered end, and flows at the metered ends are used in interchange calculations.

For additional information on dc line modeling in power flow solutions, refer to [Section 6.3.16](#).

Transformer Impedance Correction Tables

Transformer impedance correction tables are used to model a change of transformer impedance as off-nominal turns ratio or phase shift angle is adjusted. Data for each table may be specified either at the time of raw data input, or subsequently via activity [CHNG](#) or the impedance table [\[Spreadsheet\]](#). Each transformer impedance correction data record has the following format:

```
I, T1, F1, T2, F2, T3, F3, ... T11, F11
```

where:

- I Impedance correction table number (1 through the maximum number of impedance correction tables at the current size level; refer to [Table 3-1, Standard Maximum PSS®E Program Capacities](#)). No default allowed.
- T_i Either off-nominal turns ratio in pu or phase shift angle in degrees. $T_i = 0.0$ by default.
- F_i Scaling factor by which transformer nominal impedance is to be multiplied to obtain the actual transformer impedance for the corresponding T_i . $F_i = 0.0$ by default.

Transformer impedance correction data input is terminated with a record specifying a table number of zero.

Impedance Correction Table Notes

The T_i values on a transformer impedance correction table record must all be either tap ratios or phase shift angles. They must be entered in strictly ascending order; i.e., for each i , $T_{i+1} > T_i$. Each F_i entered must be greater than zero. On each record, at least 2 pairs of values must be specified and up to 11 may be entered. For a graphical view of a correction table, see [Figure 5-13](#).

The T_i values for tables that are a function of tap ratio (rather than phase shift angle) are in units of the controlling winding's off-nominal turns ratio in pu of the controlling winding's bus base voltage.

A transformer winding is assigned to an impedance correction table either on the third, fourth or fifth record of the transformer data record block of activities READ, TREA, RDCH (refer to [Transformer Data](#)), or via activity [CHNG](#) or the two-winding and three-winding transformer [\[Spreadsheets\]](#). Each table may be shared among many transformer windings. If the first T in a table is less than 0.5 or the last T entered is greater than 1.5, T is assumed to be the phase shift angle and the impedance of each transformer winding assigned to the table is treated as a function of phase shift angle.

Otherwise, the impedances of the transformer windings assigned to the table are made sensitive to off-nominal turns ratio.

The power flow case stores both a nominal and actual impedance for each transformer winding impedance. The value of transformer impedance entered in activities READ, [Reading Power Flow Data Additions from the Terminal](#), RDCH, CHNG, or the transformer [\[Spreadsheets\]](#) is taken as the nominal value of impedance. Each time the complex tap ratio of a transformer is changed, either automatically by the power flow solution activities or manually by the user, and the transformer winding has been assigned to an impedance correction table, actual transformer winding impedance is redetermined if appropriate. First, the scaling factor is established from the appropriate table by linear interpolation; then nominal impedance is multiplied by the scaling factor to determine actual impedance. An appropriate message is printed any time the actual impedance is modified.

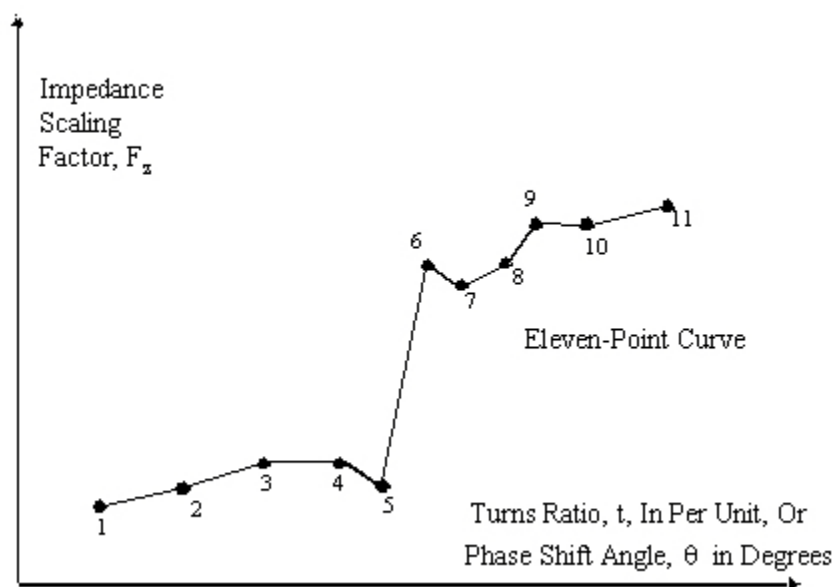
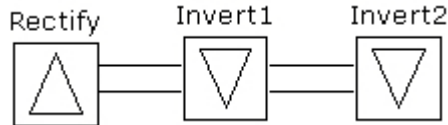


Figure 5-13. Typical Impedance Correction Factor Curve

Multi-Terminal DC Transmission Line Data

PSS®E allows the representation of up to 12 converter stations on one multi-terminal dc line. The dc network of each multi-terminal dc line may consist of up to 20 dc network buses connected together by up to 20 dc links.



Each multi-terminal dc transmission line to be represented in PSS®E is introduced by reading a series of data records. Each set of multi-terminal dc line data records begins with a record that defines the number of converters, number of dc buses and number of dc links as well as related bus numbers and the control mode. Following this first record there are subsequent records for each converter, each dc bus, and each dc link.

Each set of multi-terminal dc line data records begins with a record of system definition data in the following format:

```
'NAME', NCONV, NDCBS, NDCLN, MDC, VCONV, VCMOD, VCONVN
```

where:

NAME	The non-blank alphanumeric identifier assigned to this dc line. Each multi-terminal dc line <i>must</i> have a unique NAME. NAME may be up to twelve characters and may contain any combination of blanks, uppercase letters, numbers and special characters. NAME <i>must</i> be enclosed in single or double quotes if it contains any blanks or special characters. No default allowed.						
NCONV	Number of ac converter station buses in multi-terminal dc line I. No default allowed.						
NDCBS	Number of dc buses in multi-terminal dc line I ($NCONV \leq NDCBS$). No default allowed.						
NDCLN	Number of dc links in multi-terminal dc line I. No default allowed.						
MDC	Control mode: <table> <tr> <td>0</td><td>for blocked</td></tr> <tr> <td>1</td><td>for power control</td></tr> <tr> <td>2</td><td>for current control</td></tr> </table> <p>MDC = 0 by default.</p>	0	for blocked	1	for power control	2	for current control
0	for blocked						
1	for power control						
2	for current control						
VCONV	Bus number, or extended bus name enclosed in single quotes (refer to Extended Bus Names), of the ac converter station bus that controls dc voltage on the positive pole of multi-terminal dc line I. Bus VCONV must be a positive pole inverter. No default allowed.						
VCMOD	Mode switch dc voltage; entered in kV. When any inverter dc voltage magnitude falls below this value and the line is in power control mode (i.e., MDC = 1), the line switches to current control mode with converter current setpoints corresponding to their desired powers at scheduled dc voltage. VCMOD = 0.0 by default.						
VCONVN	Bus number, or extended bus name enclosed in single quotes, of the ac converter station bus that controls dc voltage on the negative pole of multi-terminal dc line I. If any negative pole converters are specified (see below), bus VCONVN must be a negative pole inverter. If the negative pole is not being modeled, VCONVN must be specified as zero. VCONVN = 0 by default.						

This data record is followed by NCONV converter records of the following format:

IB, N, ANGMX, ANGMN, RC, XC, EBAS, TR, TAP, TPMX, TPMN, TSTP, SETVL, DCPF, MARG, CNVCOD

where:

IB	ac converter bus number, or extended bus name enclosed in single quotes (refer to Extended Bus Names). No default allowed.
N	Number of bridges in series. No default allowed.
ANGMX	Nominal maximum ALPHA or GAMMA angle; entered in degrees. No default allowed.
ANGMN	Minimum steady-state ALPHA or GAMMA angle; entered in degrees. No default allowed.
RC	Commutating resistance per bridge; entered in ohms. No default allowed.
XC	Commutating reactance per bridge; entered in ohms. No default allowed.
EBAS	Primary base ac voltage; entered in kV. No default allowed.
TR	Actual transformer ratio. TR = 1.0 by default.
TAP	Tap setting. TAP = 1.0 by default.
TPMX	Maximum tap setting. TPMX = 1.5 by default.
TPMN	Minimum tap setting. TPMN = 0.51 by default.
TSTP	Tap step; must be a positive number. TSTP = 0.00625 by default.
SETVL	Converter setpoint. When IB is equal to VCONV or VCONVN, SETVL specifies the scheduled dc voltage magnitude, entered in kV, across the converter. For other converter buses, SETVL contains the converter current (amps) or power (MW) demand; a positive value of SETVL indicates that bus IB is a rectifier, and a negative value indicates an inverter. No default allowed.
DCPF	Converter participation factor. When the order at any rectifier in the multi-terminal dc line is reduced, either to maximum current or margin, the orders at the remaining converters on the same pole are modified according to their DCPFs to: $\text{SETVL} + (\text{DCPF}/\text{SUM}) * R$ where SUM is the sum of the DCPFs at the unconstrained converters on the same pole as the constrained rectifier, and R is the order reduction at the constrained rectifier. DCPF = 1. by default.
MARG	Rectifier margin entered in per unit of desired dc power or current. The converter order reduced by this fraction, $(1 - \text{MARG}) * \text{SETVL}$, defines the minimum order for this rectifier. MARG is used only at rectifiers. MARG = 0.0 by default.
CNVCOD	Converter code. A positive value or zero must be entered if the converter is on the positive pole of multi-terminal dc line I. A negative value must be entered for negative pole converters. CNVCOD = 1 by default.

These data records are followed by NDCBS dc bus records of the following format:

IDC, IB, AREA, ZONE, 'DCNAME', IDC2, RGRND, OWNER

where:

IDC	dc bus number (1 to NDCBS). The dc buses are used internally within each multi-terminal dc line and must be numbered 1 through NDCBS. No default allowed.
IB	ac converter bus number, or extended bus name enclosed in single quotes (refer to Extended Bus Names), or zero. Each converter station bus specified in a converter record must be specified as IB in exactly one dc bus record. DC buses that are connected only to other dc buses by dc links and not to any ac converter buses must have a zero specified for IB. A dc bus specified as IDC2 on one or more other dc bus records must have a zero specified for IB on its own dc bus record. IB = 0 by default.
AREA	Area number (1 through 9999). AREA = 1 by default.
ZONE	Zone number (1 through 9999). ZONE = 1 by default.
DCNAME	Alphanumeric identifier assigned to dc bus IDC. DCNAME may be up to twelve characters and may contain any combination of blanks, uppercase letters, numbers and special characters. DCNAME <i>must</i> be enclosed in single or double quotes if it contains any blanks or special characters. DCNAME is twelve blanks by default.
IDC2	Second dc bus to which converter IB is connected, or zero if the converter is connected directly to ground. For voltage controlling converters, this is the dc bus with the lower dc voltage magnitude and SETVL specifies the voltage difference between buses IDC and IDC2. For rectifiers, dc buses should be specified such that power flows from bus IDC2 to bus IDC. For inverters, dc buses should be specified such that power flows from bus IDC to bus IDC2. IDC2 is ignored on those dc bus records that have IB specified as zero. IDC2 = 0 by default.
RGRND	Resistance to ground at dc bus IDC; entered in ohms. During solutions RGRND is used only for those dc buses specified as IDC2 on other dc bus records. RGRND = 0.0 by default.
OWNER	Owner number (1 through 9999). OWNER = 1 by default.

These data records are followed by NDCLN dc link records of the following format:

IDC, JDC, DCCKT, MET, RDC, LDC

where:

IDC	Branch from bus dc bus number. No default allowed.
JDC	Branch to bus dc bus number. No default allowed.
DCCKT	One-character uppercase alphanumeric branch circuit identifier. It is recommended that single circuit branches be designated as having the circuit identifier 1. DCCKT = 1 by default.
MET	Metered end flag: <div style="margin-left: 40px;"> ≤ 1 to designate bus IDC as the metered end ≥ 2 to designate bus JDC as the metered end. </div> MET = 1 by default.

RDC	dc link resistance, entered in ohms. No default allowed.
LDC	dc link inductance, entered in mH. LDC is not used by the power flow solution activities but is available to multi-terminal dc line dynamics models. LDC = 0.0 by default.

Multi-terminal dc line data input is terminated with a record specifying a dc line number of zero.

Multi-Terminal DC Line Notes

The following points should be noted in specifying multi-terminal dc line data:

- Conventional two-terminal (refer to [Two-Terminal DC Transmission Line Data](#)) and multi-terminal dc lines are stored separately in PSS®E working memory. Therefore, there may simultaneously exist, for example, a two-terminal dc line identified as dc line ABC along with a multi-terminal line for which the name is ABC.
- Multi-terminal lines should have at least three converter terminals; conventional dc lines consisting of two terminals should be modeled as two-terminal lines (refer to [Two-Terminal DC Transmission Line Data](#)).
- AC converter buses may be Type 1, 2, or 3 buses. Generators, loads, fixed and switched shunt elements, other dc line converters, FACTS device sending ends, and GNE devices are permitted at converter buses.
- Each multi-terminal dc line is treated as a subnetwork of dc buses and dc links connecting its ac converter buses. For each multi-terminal dc line, the dc buses must be numbered 1 through NDCBS.
- Each ac converter bus must be specified as IB on exactly one dc bus record; there may be dc buses connected only to other dc buses by dc links but not to any ac converter bus.
- AC converter bus IB may be connected to a dc bus IDC, which is connected directly to ground. IB is specified on the dc bus record for dc bus IDC; the IDC2 field is specified as zero.
- Alternatively, ac converter bus IB may be connected to two dc buses IDC and IDC2, the second of which is connected to ground through a specified resistance. IB and IDC2 are specified on the dc bus record for dc bus IDC; on the dc bus record for bus IDC2, the ac converter bus and second dc bus fields (IB and IDC2, respectively) must be specified as zero and the grounding resistance is specified as RGRND.
- The same dc bus may be specified as the second dc bus for more than one ac converter bus.
- All dc buses within a multi-terminal dc line must be reachable from any other point within the dc subnetwork.
- The area numbers assigned to dc buses and the metered end designations of dc links are used in calculating area interchange and assigning losses in activities [AREA](#), [INTA](#), [TIES](#), and [SUBS](#) as well as in the interchange control option of the power flow solution activities. Similarly, the zone assignments and metered end specifications are used in activities [ZONE](#), [INTZ](#), [TIEZ](#), and [SUBS](#).
- [Section 5.7.2](#) describes the specification of NCONV, NDCBS and NDCLN when specifying changes to an existing multi-terminal dc line in activity [RDCH](#).

For additional information on dc line modeling in power flow solutions, refer to [Section 6.3.16](#).

A multi-terminal layout is shown in Figure 5-14. There are 4 convertors, 5 dc buses and 4 dc links.

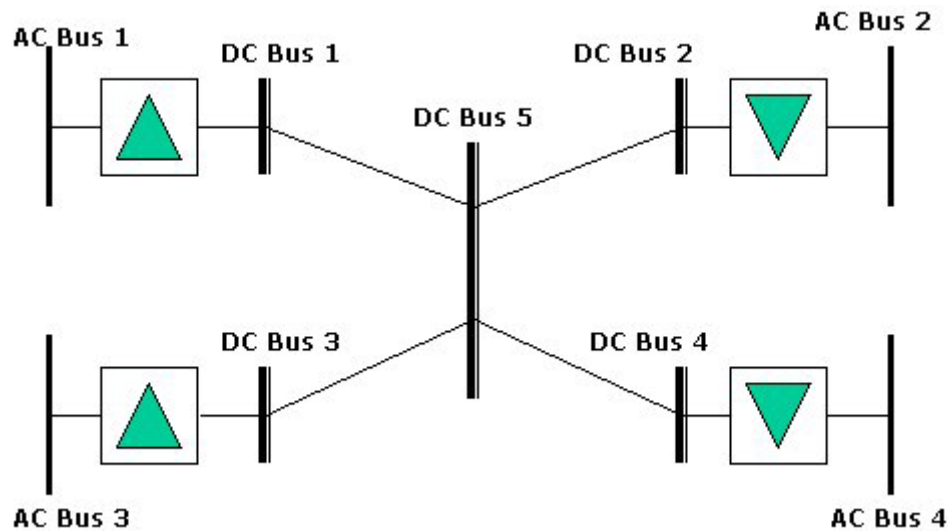
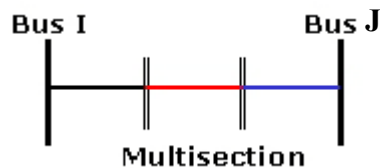


Figure 5-14. Multi-Terminal DC Network

Multi-Section Line Grouping Data

Transmission lines commonly have a series of sections with varying physical structures. The section might have different tower configurations, conductor types and bundles, or various combinations of these. The physical differences can result in the sections having different resistance, reactance and charging.



A transmission line with several distinct sections can be represented as one multisection line group.

Each multi-section line grouping to be represented in PSS®E is introduced by reading a multi-section line grouping data record. Each multi-section line grouping data record has the following format:

I, J, ID, MET, DUM1, DUM2, ... DUM9

where:

- I From bus number, or extended bus name enclosed in single quotes (refer to [Extended Bus Names](#)). No default allowed.
- J To bus number, or extended bus name enclosed in single quotes. No default allowed.
- ID Two-character upper case alphanumeric multi-section line grouping identifier. The first character **must** be an ampersand (&). ID = &1 by default.

MET Metered end flag:

- ≤ 1 to designate bus I as the metered end
- ≥ 2 to designate bus J as the metered end.

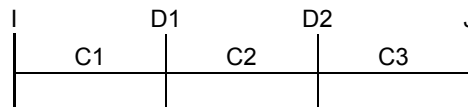
MET = 1 by default.

DUM_i Bus numbers, or extended bus names enclosed in single quotes (refer to [Extended Bus Names](#)), of the dummy buses connected by the branches that comprise this multi-section line grouping. No defaults allowed.

Multi-section line grouping data input is terminated with a record specifying a from bus number of zero.

Multi-Section Line Example

The DUM_i values on each record define the branches connecting bus I to bus J, and are entered so as to trace the path from bus I to bus J. Specifically, for a multi-section line grouping consisting of three line sections (and hence two dummy buses):



The path from I to J is defined by the following branches:

From	To	Circuit
I	D1	C1
D1	D2	C2
D2	J	C3

If this multi-section line grouping is to be assigned the line identifier &1, the corresponding multi-section line grouping data record is given by:

I J &1 1 D1 D2

Multi-Section Line Notes

Up to 10 line sections (and hence 9 dummy buses) may be defined in each multi-section line grouping. A branch may be a line section of at most one multi-section line grouping.

Each dummy bus must have exactly two branches connected to it, both of which must be members of the same multi-section line grouping. A multi-section line dummy bus may not be a converter bus of a dc transmission line. A FACTS control device may not be connected to a multi-section line dummy bus.

The status of line sections and type codes of dummy buses are set such that the multi-section line is treated as a single entity with regards to its service status.

When the multi-section line reporting option is enabled (refer to [Section 3.3.3](#) and activity [OPTN](#)), several power flow reporting activities such as [POUT](#) and [LOUT](#) do not tabulate conditions at multi-

section line dummy buses. Accordingly, care must be taken in interpreting power flow output reports when dummy buses are other than passive nodes (e.g., if load or generation is present at a dummy bus).

Zone Data

Zone identifiers are specified in zone data records. Zone names may be specified either at the time of raw data input or subsequently via activity [CHNG](#) or the zone [\[Spreadsheet\]](#). Each zone data record has the following format:

I, 'ZONAME'

where:

I	Zone number (1 through 9999). No default allowed.
ZONAME	Alphanumeric identifier assigned to zone I. ZONAME may be up to twelve characters and may contain any combination of blanks, uppercase letters, numbers and special characters. ZONAME <i>must</i> be enclosed in single or double quotes if it contains any blanks or special characters. ZONAME is twelve blanks by default.

Zone data input is terminated with a record specifying a zone number of zero.

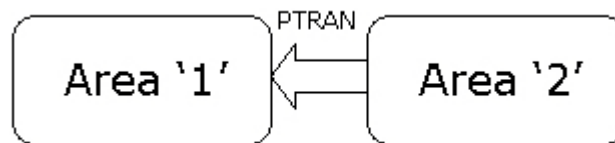
Zone Data Notes

All buses (ac and dc) and loads can be assigned to a zone. The zone number is entered as part of the data records for the buses and loads (see [Areas, Zones and Owners](#), [Bus Data](#), [Load Data](#) and [Multi-Terminal DC Transmission Line Data](#)).

The use of zones enables the user to develop reports and to check results on the basis of zones and, consequently, be highly specific when reporting and interpreting analytical results.

Interarea Transfer Data

The PSS®E user has the ability to assign each bus and load to an area (see [Bus Data](#), [Load Data](#), [Multi-Terminal DC Transmission Line Data](#), [Area Interchange Data](#) and [Areas, Zones and Owners](#)). Furthermore, the user can schedule active power transfers between pairs of areas.



These active power transfers are specified in interarea transfer data records. Each interarea transfer data record has the following format:

ARFROM, ARTO, TRID, PTRAN

where:

ARFROM	From area number (1 through 9999). No default allowed.
ARTO	To area number (1 through 9999). No default allowed.

TRID	Single-character (0 through 9 or A through Z) upper case interarea transfer identifier used to distinguish among multiple transfers between areas ARFROM and ARTO. TRID = 1 by default.
PTRAN	MW comprising this transfer. A positive PTRAN indicates that area ARFROM is selling to area ARTO. PTRAN = 0.0 by default.

Interarea transfer data input is terminated with a record specifying a from area number of zero.

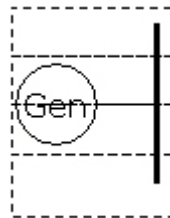
Interarea Transfer Data Notes

Following the completion of interarea transfer data input, activity READ generates an alarm for any area for which at least one interarea transfer is present and where the sum of transfers differs from its desired net interchange, PDES (refer to [Area Interchange Data](#)).

Owner Data

PSS®E allows the user to identify which organization or utility actually owns a facility, a piece of equipment or a load. Buses (ac and dc), loads, FACTS devices, and GNE devices have provision for an owner, while machines, ac branches, and VSC dc lines can have up to four different owners. Ownership is specified as part of the data records for these network elements (see [Bus Data](#), [Load Data](#), [FACTS Device Data](#), [Generator Data](#), [Non-Transformer Branch Data](#), [Transformer Data](#), [Voltage Source Converter \(VSC\) DC Transmission Line Data](#), [Multi-Terminal DC Transmission Line Data](#), and [GNE Device Data](#)).

The use of the ownership attribute enables the user to develop reports and to check results on the basis of ownership and, consequently, be highly specific when reporting and interpreting analytical results.



Owner identifiers are specified in owner data records. Owner names may be specified either at the time of raw data input or subsequently via activity [CHNG](#) or the owner [\[Spreadsheet\]](#). Each owner data record has the following format:

```
I, 'OWNAME'
```

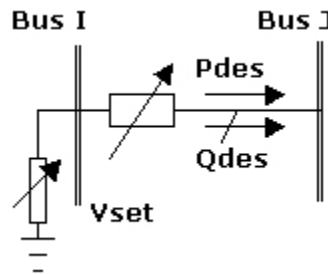
where:

I	Owner number (1 through 9999). No default allowed.
OWNAME	Alphanumeric identifier assigned to owner I. OWNAME may be up to twelve characters and may contain any combination of blanks, uppercase letters, numbers and special characters. OWNAME <i>must</i> be enclosed in single or double quotes if it contains any blanks or special characters. OWNAME is twelve blanks by default.

Owner data input is terminated with a record specifying an owner number of zero.

FACTS Device Data

There are a variety of Flexible AC Transmission System (FACTS) devices currently available. These include shunt devices, such as the Static Compensator (STATCOM), series devices such as the Static Synchronous Series Compensator (SSSC), combined devices such as the Unified Power Flow Controller (UPFC), and parallel series devices such as the Interline Power Flow Controller (IPFC).



PSS®E accepts data for all of these devices through one generic set of data records. Each FACTS device to be represented in PSS®E is specified in FACTS device data records. Each FACTS device data record has the following format:

```
'NAME', I, J, MODE, PDES, QDES, VSET, SHMX, TRMX, VTMN, VTMX, VSMX, IMX, LINX,  
RMPCT, OWNER, SET1, SET2, VSREF, REMOT, 'MNAME'
```

where:

NAME	The non-blank alphanumeric identifier assigned to this FACTS device. Each FACTS device <i>must</i> have a unique NAME. NAME may be up to twelve characters and may contain any combination of blanks, uppercase letters, numbers and special characters. NAME <i>must</i> be enclosed in single or double quotes if it contains any blanks or special characters. No default allowed.
I	Sending end bus number, or extended bus name enclosed in single quotes (refer to Extended Bus Names). No default allowed.
J	Terminal end bus number, or extended bus name enclosed in single quotes; 0 for a STATCON. J = 0 by default.
MODE	Control mode: For a STATCON (i.e., a FACTS devices with a shunt element but no series element), J must be 0 and MODE must be either 0 or 1): 0 out-of-service (i.e., shunt link open) 1 shunt link operating. For a FACTS device with a series element (i.e., J is not 0), MODE may be: 0 out-of-service (i.e., series and shunt links open) 1 series and shunt links operating. 2 series link bypassed (i.e., like a zero impedance line) and shunt link operating as a STATCON.

- 3 series and shunt links operating with series link at constant series impedance.
- 4 series and shunt links operating with series link at constant series voltage.
- 5 master device of an IPFC with P and Q setpoints specified; another FACTS device must be designated as the slave device (i.e., its MODE is 6 or 8) of this IPFC.
- 6 slave device of an IPFC with P and Q setpoints specified; the FACTS device specified in MNAME must be the master device (i.e., its MODE is 5 or 7) of this IPFC. The Q setpoint is ignored as the master device dictates the active power exchanged between the two devices.
- 7 master device of an IPFC with constant series voltage setpoints specified; another FACTS device must be designated as the slave device (i.e., its MODE is 6 or 8) of this IPFC
- 8 slave device of an IPFC with constant series voltage setpoints specified; the FACTS device specified in MNAME must be the master device (i.e., its MODE is 5 or 7) of this IPFC. The complex $V_d + jV_q$ setpoint is modified during power flow solutions to reflect the active power exchange determined by the master device

MODE = 1 by default.

PDES	Desired active power flow arriving at the terminal end bus; entered in MW. PDES = 0.0 by default.
QDES	Desired reactive power flow arriving at the terminal end bus; entered in MVAR. QDES = 0.0 by default.
VSET	Voltage setpoint at the sending end bus; entered in pu. VSET = 1.0 by default.
SHMX	Maximum shunt current at the sending end bus; entered in MVA at unity voltage. SHMX = 9999.0 by default.
TRMX	Maximum bridge active power transfer; entered in MW. TRMX = 9999.0 by default.
VTMN	Minimum voltage at the terminal end bus; entered in pu. VTMN = 0.9 by default.
VTMX	Maximum voltage at the terminal end bus; entered in pu. VTMX = 1.1 by default.
VSMX	Maximum series voltage; entered in pu. VSMX = 1.0 by default.
IMX	Maximum series current, or zero for no series current limit; entered in MVA at unity voltage. IMX = 0.0 by default.
LINX	Reactance of the dummy series element used during power flow solutions; entered in pu. LINX = 0.05 by default.
RMPCT	Percent of the total Mvar required to hold the voltage at the bus controlled by the shunt element of this FACTS device that are to be contributed by this shunt element; RMPCT must be positive. RMPCT is needed only if REMOT specifies a valid remote bus and there is more than one local or remote voltage controlling device (plant, switched shunt, FACTS device shunt element, or VSC dc line converter) controlling the voltage at bus REMOT to a setpoint, or REMOT is zero but bus I is the controlled bus, local or remote, of one or more other setpoint mode voltage controlling devices. RMPCT = 100.0 by default.

OWNER	Owner number (1 through 9999). OWNER = 1 by default.
SET1, SET2	If MODE is 3, resistance and reactance respectively of the constant impedance, entered in pu; if MODE is 4, the magnitude (in pu) and angle (in degrees) of the constant series voltage with respect to the quantity indicated by VSREF; if MODE is 7 or 8, the real (V_d) and imaginary (V_q) components (in pu) of the constant series voltage with respect to the quantity indicated by VSREF; for other values of MODE, SET1 and SET2 are read, but not saved or used during power flow solutions. SET1 = 0.0 and SET2 = 0.0 by default.
VSREF	Series voltage reference code to indicate the series voltage reference of SET1 and SET2 when MODE is 4, 7 or 8: <div style="margin-left: 40px;">0 for sending end voltage 1 for series current.</div> VSREF = 0 by default.
REMOT	Bus number, or extended bus name enclosed in single quotes (refer to Extended Bus Names), of a remote Type 1 or 2 bus where voltage is to be regulated by the shunt element of this FACTS device to the value specified by VSET. If bus REMOT is other than a Type 1 or 2 bus, the shunt element regulates voltage at the sending end bus to the value specified by VSET. REMOT is entered as zero if the shunt element is to regulate voltage at the sending end bus and must be zero if the sending end bus is a Type 3 (swing) bus. REMOT = 0 by default.
MNAME	The name of the FACTS device that is the IPFC master device when this FACTS device is the slave device of an IPFC (i.e., its MODE is specified as 6 or 8). MNAME <i>must</i> be enclosed in single or double quotes if it contains any blanks or special characters. MNAME is blank by default.

FACTS device data input is terminated with a record specifying a FACTS device number of zero.

FACTS Device Notes

PSS®E's FACTS device model contains a shunt element that is connected between the sending end bus and ground, and a series element connected between the sending and terminal end buses.

A static synchronous condenser (STATCON) or static compensator (STATCOM) is modeled by a FACTS device for which the terminal end bus is specified as zero (i.e., the series element is disabled).

A unified power flow controller (UPFC) has both the series and shunt elements active, and allows for the exchange of active power between the two elements (i.e., TRMX is positive). A static synchronous series compensator (SSSC) is modeled by setting both the maximum shunt current limit (SHMX) and the maximum bridge active power transfer limit (TRMX) to zero (i.e., the shunt element is disabled).

An Interline Power Flow Controller (IPFC) is modeled by using two series FACTS devices. One device of this pair must be assigned as the IPFC master device by setting its control mode to 5 or 7; the other must be assigned as its companion IPFC slave device by setting its control mode to 6 or 8 **and** specifying the name of the master device in its MNAME. In an IPFC, both devices have a series element but no shunt element. Therefore, both devices typically have SHMX set to zero, and VSET of both devices is ignored. Conditions at the master device define the active power exchange between the two devices. TRMX of the master device is set to the maximum active power transfer between the two devices, and TRMX of the slave device is set to zero.

Figure 5-15 shows the PSS®E FACTS control device model with its various setpoints and limits.

Each FACTS sending end bus must be a Type 1 or 2 bus, and each terminal end bus must be a Type 1 bus. Refer to [Sections 6.3.15](#) and [Section 6.3.17](#) for other topological restrictions and for details on the handling of FACTS devices during the power flow solution activities.

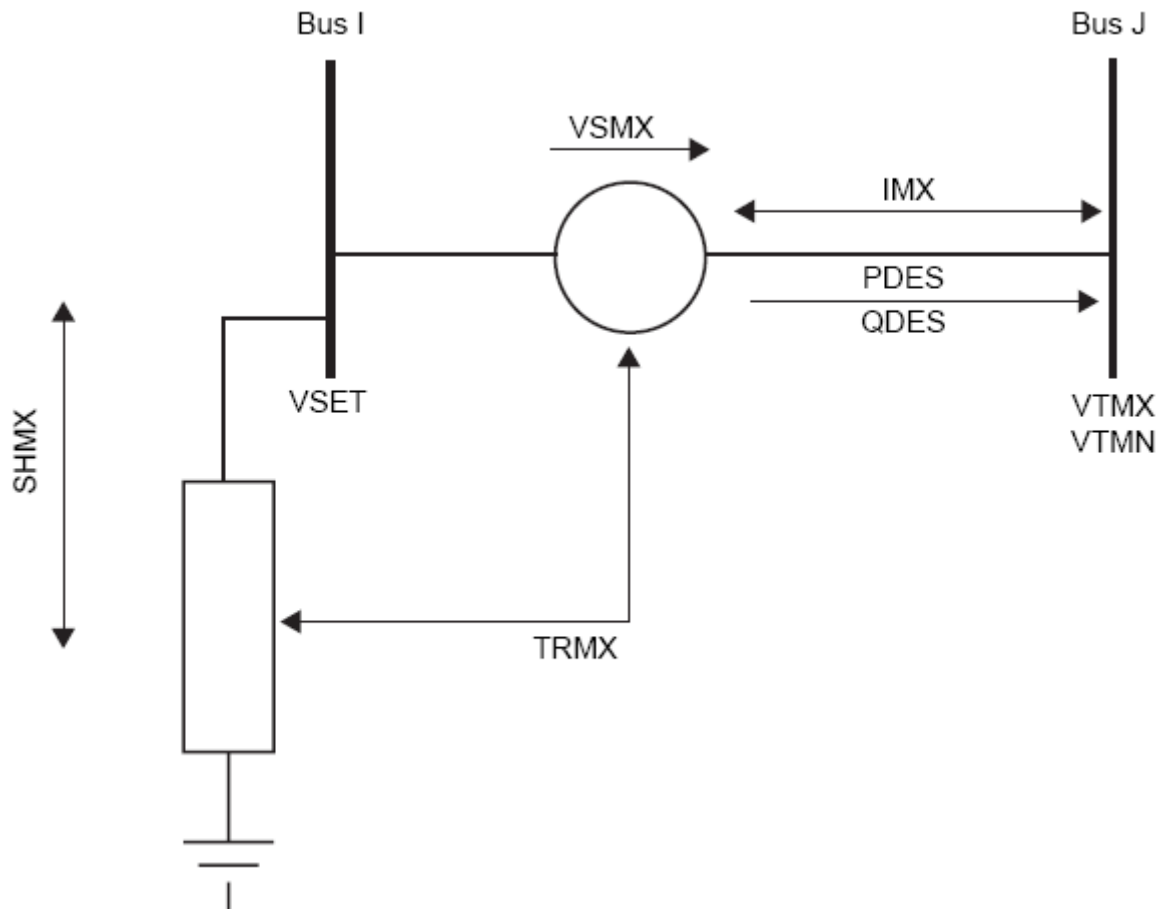
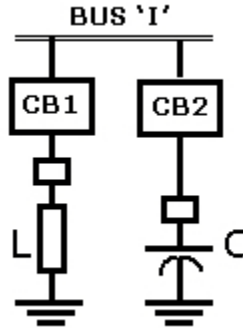


Figure 5-15. FACTS Control Device Setpoints and Limits

Switched Shunt Data

Automatically switched shunt devices may be represented on a network bus.



The switched shunt elements at a bus may consist entirely of blocks of shunt reactors (each B_i is a negative quantity), entirely of blocks of capacitor banks (each B_i is a positive quantity), or of both reactors and capacitors.

Each network bus to be represented in PSS®E with switched shunt admittance devices must have a switched shunt data record specified for it. The switched shunts are represented with up to eight blocks of admittance, each one of which consists of up to nine steps of the specified block admittance. Each switched shunt data record has the following format:

```
I, MODSW, ADJM, STAT, VSWHI, VSWLO, SWREM, RMPCT, 'RMIDNT',  
BINIT, N1, B1, N2, B2, ... N8, B8
```

where:

I Bus number, or extended bus name enclosed in single quotes (refer to [Extended Bus Names](#)). No default allowed.

MODSW Control mode:

- 0 locked
- 1 discrete adjustment, controlling voltage locally or at bus SWREM
- 2 continuous adjustment, controlling voltage locally or at bus SWREM
- 3 discrete adjustment, controlling the reactive power output of the plant at bus SWREM
- 4 discrete adjustment, controlling the reactive power output of the VSC dc line converter at bus SWREM of the VSC dc line for which the name is specified as RMIDNT
- 5 discrete adjustment, controlling the admittance setting of the switched shunt at bus SWREM
- 6 discrete adjustment, controlling the reactive power output of the shunt element of the FACTS device for which the name is specified as RMIDNT

MODSW = 1 by default.

ADJM	<p>Adjustment method:</p> <p>0 steps and blocks are switched on in input order, and off in reverse input order; this adjustment method was the only method available prior to PSS®E-32.0.</p> <p>1 steps and blocks are switched on and off such that the next highest (or lowest, as appropriate) total admittance is achieved.</p> <p>ADJM = 0 by default.</p>
STAT	<p>Initial switched shunt status of one for in-service and zero for out-of-service; STAT = 1 by default.</p>
VSWHI	<p>When MODSW is 1 or 2, the controlled voltage upper limit; entered in pu.</p> <p>When MODSW is 3, 4, 5 or 6, the controlled reactive power range upper limit; entered in pu of the total reactive power range of the controlled voltage controlling device.</p> <p>VSWHI is not used when MODSW is 0. VSWHI = 1.0 by default.</p>
VSWLO	<p>When MODSW is 1 or 2, the controlled voltage lower limit; entered in pu.</p> <p>When MODSW is 3, 4, 5 or 6, the controlled reactive power range lower limit; entered in pu of the total reactive power range of the controlled voltage controlling device.</p> <p>VSWLO is not used when MODSW is 0. VSWLO = 1.0 by default.</p>
SWREM	<p>Bus number, or extended bus name enclosed in single quotes (refer to Extended Bus Names), of the bus where voltage or connected equipment reactive power output is controlled by this switched shunt.</p> <p>When MODSW is 1 or 2, SWREM is entered as 0 if the switched shunt is to regulate its own voltage; otherwise, SWREM specifies the remote Type 1 or 2 bus where voltage is to be regulated by this switched shunt</p> <p>When MODSW is 3, SWREM specifies the Type 2 or 3 bus where plant reactive power output is to be regulated by this switched shunt. Set SWREM to I if the switched shunt and the plant that it controls are connected to the same bus.</p> <p>When MODSW is 4, SWREM specifies the converter bus of a VSC dc line where converter reactive power output is to be regulated by this switched shunt. Set SWREM to I if the switched shunt and the VSC dc line converter that it controls are connected to the same bus.</p> <p>When MODSW is 5, SWREM specifies the remote bus to which the switched shunt for which the admittance setting is to be regulated by this switched shunt is connected.</p> <p>SWREM is not used when MODSW is 0 or 6. SWREM = 0 by default.</p>
RMPCT	<p>Percent of the total Mvar required to hold the voltage at the bus controlled by bus I that are to be contributed by this switched shunt; RMPCT must be positive. RMPCT is needed only if SWREM specifies a valid remote bus and there is more than one local or remote voltage controlling device (plant, switched shunt, FACTS device shunt element, or VSC dc line converter) controlling the voltage at bus SWREM to a setpoint, or SWREM is zero but bus I is the controlled bus, local or remote, of one or more other setpoint mode voltage controlling devices. Only used if MODSW = 1 or 2. RMPCT = 100.0 by default.</p>

RMIDNT	When MODSW is 4, the name of the VSC dc line where the converter bus is specified in SWREM. When MODSW is 6, the name of the FACTS device where the shunt element's reactive output is to be controlled. RMIDNT is not used for other values of MODSW. RMIDNT is a blank name by default.
BINIT	Initial switched shunt admittance; entered in Mvar at unity voltage. BINIT = 0.0 by default.
N _i	Number of steps for block i ($0 \leq N_i \leq 9$). The first zero value of N _i or B _i is interpreted as the end of the switched shunt blocks for bus i. N _i = 0 by default.
B _i	Admittance increment for each of N _i steps in block i; entered in Mvar at unity voltage. B _i = 0.0 by default.

Switched shunt data input is terminated with a record specifying a bus number of zero.

Switched Shunt Notes

BINIT needs to be set to its actual solved case value only when the network, as entered into the working case via activity READ, is to be considered solved as read in, or when the device is to be treated as locked (i.e., MODSW is set to zero or switched shunt adjustment is disabled during power flow solutions).

The switched shunt elements at a bus may consist entirely of reactors (each B_i is a negative quantity) or entirely of capacitor banks (each B_i is a positive quantity). In these cases, when ADJM is zero, the shunt blocks are specified in the order in which they are switched on the bus; when ADJM is one, the shunt blocks may be specified in any order.

The switched shunt devices at a bus may be comprised of a mixture of reactors and capacitors. In these cases, when ADJM is zero, the reactor blocks are specified first in the order in which they are switched on, followed by the capacitor blocks in the order in which they are switched on; when ADJM is one, the reactor blocks are specified first in any order, followed by the capacitor blocks in any order.

In specifying reactive power limits for setpoint mode voltage controlling switched shunts (i.e., those with MODSW of 1 or 2), the use of a very narrow admittance range is discouraged. The Newton-Raphson based power flow solutions require that the difference between the controlling equipment's high and low reactive power limits be greater than 0.002 pu for all setpoint mode voltage controlling equipment (0.2 Mvar on a 100 MVA system base). It is recommended that voltage controlling switched shunts have admittance ranges substantially wider than this minimum permissible range.

When MODSW is 3, 4, 5 or 6, VSWLO and VSWHI define a restricted band of the controlled device's reactive power range. They are specified in pu of the total reactive power range of the controlled device (i.e., the plant QMAX - QMIN when MODSW is 3, MAXQ - MINQ of a VSC dc line converter when MODSW is 4, $\sum N_i B_i - \sum N_j B_j$ when MODSW is 5 where i are those switched shunt blocks for which B_i is positive and j are those for which B_i is negative, and 2.*SHMX of the shunt element of the FACTS device, reduced by the current corresponding to the bridge active power transfer when a series element is present, when MODSW is 6). VSWLO must be greater than or equal to 0.0 and less than VSWHI, and VSWHI must be less than or equal to 1.0. That is, the following relationship must be honored:

$$0.0 \leq \text{VSWLO} < \text{VSWHI} \leq 1.0$$

The reactive power band for switched shunt control is calculated by applying VSWLO and VSWHI to the reactive power band extremes of the controlled plant or VSC converter. For example, with

MINQ of -50.0 pu and MAXQ of +50.0 pu, if VSWLO is 0.2 pu and VSWHI is 0.75 pu, then the reactive power band defined by VSWLO and VSWHI is:

$$-50.0 + 0.2*(50.0 - (-50.0)) = -50.0 + 0.2*100.0 = -50.0 + 20.0 = -30.0 \text{ Mvar}$$

through:

$$-50.0 + 0.75*(50.0 - (-50.0)) = -50.0 + 0.75*100.0 = -50.0 + 75.0 = +25.0 \text{ Mvar}$$

The switched shunt admittance is kept in the working case and reported in output tabulations separately from the fixed bus shunt, which is entered on the fixed bus shunt data record (refer to [Fixed Bus Shunt Data](#)).

Refer to [Sections 6.3.14](#) and [6.3.16](#) and [Switched Shunt Adjustment](#) for details on the handling of switched shunts during power flow solutions.

It is recommended that data records for switched shunts for which the control mode is 5 (i.e., they control the setting of other switched shunts) be grouped together following all other switched shunt data records. This practice will eliminate any warnings of no switched shunt at the specified remote bus simply because the remote bus switched shunt record has not as yet been read.

Switched Shunt Example

[Figure 5-16](#) shows the data record that may be specified to match the combination of switched elements on Bus 791. Note that the quantity shown as Load is entered as [Load Data](#), and the fixed bus shunt indicated as B SHUNT and G SHUNT is entered as [Fixed Bus Shunt Data](#).

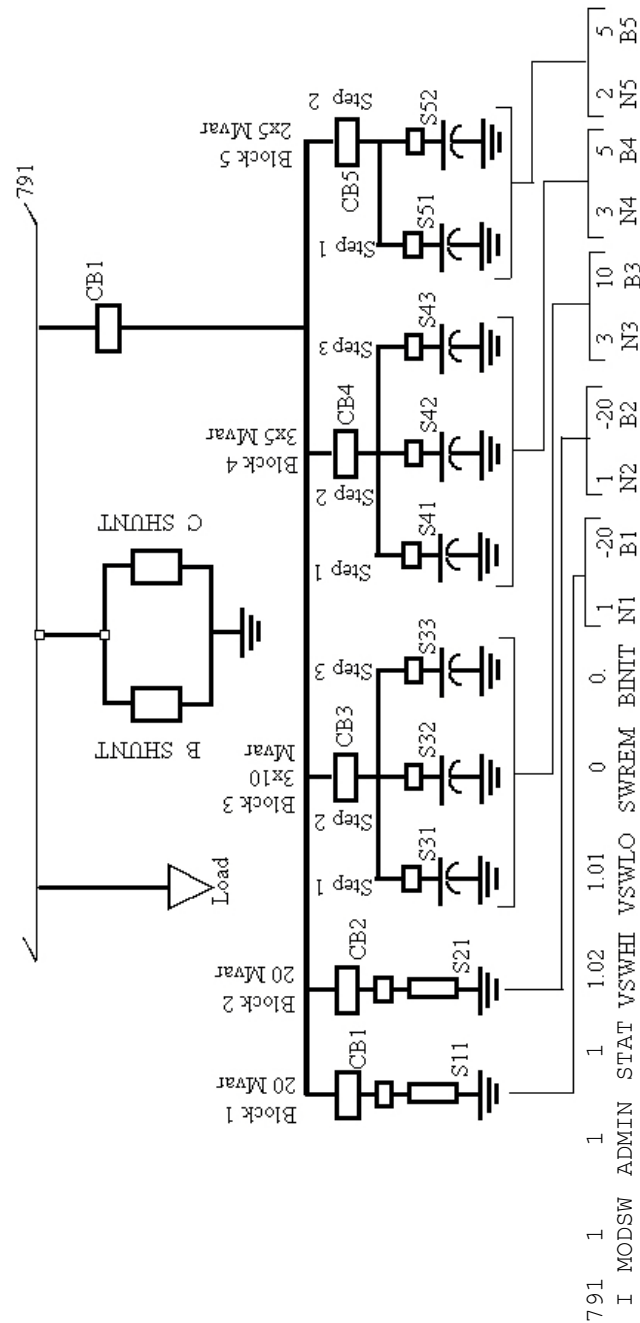


Figure 5-16. Example Data Record for Combination of Switched Shunts

GNE Device Data

PSS®E accepts data for Generic Network Element (GNE) devices that are modeled in BOSL ".mac" files. Each instance of a GNE device to be represented in PSS®E is specified in a GNE device data record block. Each GNE device data record block has the following format:

```
'NAME', 'MODEL', NTERM, BUS1, ..., BUSNTERM, NREAL, NINTG, NCHAR
STATUS, OWNER, NMETR
REAL1, ..., REALmin(10,NREAL)
INTG1, ..., INTGmin(10,NINTG)
CHAR1, ..., CHARmin(10,NCHAR)
```


where:

NAME	The non-blank alphanumeric identifier assigned to this GNE device. Each GNE device instance <i>must</i> have a unique NAME. NAME may be up to twelve characters and may contain any combination of blanks, uppercase letters, numbers and special characters. NAME <i>must</i> be enclosed in single or double quotes if it contains any blanks or special characters. No default allowed.
MODEL	The name of the BOSL model. NAME is the root name of the ".mac" file containing the BOSL model. No default allowed.
NTERM	The number of buses to which this instance of the model is connected. NTERM may be either 1 or 2 for a variable admittance model, and must be 1 for a variable power model and a variable current model. NTERM = 1 by default.
BUS _i	Bus number, or extended bus name enclosed in single quotes (refer to Extended Bus Names). No default allowed.
NREAL	Number of floating point data items required by model MODEL. NREAL must be identical to the number required by the ".mac" file. NREAL = 0 by default.
NINTG	Number of buses required in calculating the inputs required by model MODEL. NINTG must be identical to the number required by the ".mac" file. NINTG = 0 by default.
NCHAR	Number of two-character identifiers (e.g., machine identifiers, circuit identifiers, etc.) required in calculating the inputs required by model MODEL. NCHAR must be identical to the number required by the ".mac" file. NINTG = 0 by default.
STATUS	Device status of one for in-service and zero for out-of-service; STATUS = 1 by default.
OWNER	Owner to which the device is assigned (1 through 9999). By default, OWNER is the owner to which BUS ₁ is assigned (refer to Bus Data).
NMETR	Bus number, or extended bus name enclosed in single quotes (refer to Extended Bus Names), of the non-metered end bus. NMETR is used for GNE devices with NTERM > 1. NMETR = BUS _{NTERM} by default.
REAL _i	NREAL floating point data items required by model MODEL. REAL _i = 0.0 by default. Data items are entered 10 per line, with as many lines as required to supply NREAL data items. If NREAL is 0, no record is specified.
INTG _i	NINTG bus numbers or extended bus names required by model MODEL. INTG _i = BUS ₁ by default. Data items are entered 10 per line, with as many lines as required to supply NINTG data items. If NINTG is 0, no record is specified.

CHAR_i NCHAR two-character identifiers required by model MODEL. CHAR_i = "1" by default.

Data items are entered 10 per line, with as many lines as required to supply NCHAR data items. If NCHAR is 0, no record is specified.

GNE device data input is terminated with a record specifying a blank GNE device name or a GNE device name of '0'.

 GNE devices are not recognized in all forms of analysis available in PSS®E. For example, they are ignored in the fault analysis activities. Those analysis functions from which they are excluded print an appropriate message if any in-service GNE devices are present in the working case.

End of Data Indicator

It is good practice to end the Power Flow Raw Data File with a [Q Record](#). Then, if new data categories are introduced in a point release of PSS®E, no modification of the file is required.

5.2.2 Operation of Activity READ

The following API routines are used to implement activity READ. Each of them includes among its input data items the name of the Power Flow Raw Data File to be read and the flag for selecting the bus *names* input option of activity READ (see [Section 5.2, Reading Power Flow Raw Data into the Working Case](#) and [Extended Bus Names](#)).

Read	Standard READ of a Power Flow Raw Data File in the format of the PSS®E release indicated in the file. No other inputs.
ReadRawVersion	Standard READ of a Power Flow Raw Data File in the format of the current or a prior release of PSS®E. It accepts as input a character string indicating the PSS®E release.
ReadSub	Subsystem READ of a Power Flow Raw Data File in the format of the PSS®E release indicated in the file. It accepts as input several data items defining the subsystem for which the data records are to be read and other processing options.
ReadSubRawVersion	Subsystem READ of a Power Flow Raw Data File in the format of the current or a prior release of PSS®E. It accepts as input a character string indicating the PSS®E release along with several data items defining the subsystem for which the data records are to be read and other processing options.

As data records are read, a message is displayed at the **Progress** device at the start of each new category of data.

Before it has completed reading its input data, activity READ may be ended by entering the AB interrupt control code (refer to [Section 4.3, Interruption of PSS®E by the User](#)). Activity READ checks for an interrupt following processing of each group of data records corresponding to 50 equipment items.

Bus Names Input Option

When the bus *names* input option of activity READ is enabled, data fields designating ac buses on load, fixed shunt, generator, non-transformer branch, transformer, area, two-terminal dc line, VSC dc line, multi-terminal dc line, multi-section line, FACTS device, switched shunt, and GNE device data records may be specified as either [Extended Bus Names](#) enclosed in single quotes or as bus numbers. Otherwise, bus numbers **must** be used to designate ac buses on these records.

Use of the bus *names* input option of activity READ requires that all buses be assigned unique extended bus names. While reading each bus data record with this option enabled, if a bus with the same extended bus name but a different bus number is present in the working case, an error message is printed, the record is ignored, and processing continues.

Bus Sequence Numbers

As each bus data record is read, activity READ assigns to each new bus (i.e., a bus not previously read) a **bus sequence number**, which defines the location of data for the bus in the various bus data arrays. Bus sequence numbers are assigned sequentially starting with 1 in the order in which bus data records are read.

Plant and Machine Sequence Numbers

Each bus for which a generator data record is read is assigned a **plant sequence number**, which defines the location of its plant-related generator data in the plant data arrays. Data for each plant contains a **machine sequence number** assigned for each machine for which a generator data record is read. This number defines the location of its machine-specific data in the machine data arrays. Plant and machine sequence numbers are assigned sequentially starting with 1 in the order in which generator data records are read. It is permissible to enter a generator data record for a bus that was assigned a type code of 1 or 4 during bus data input. (Refer to [Generator Data](#) and activity [MCRE](#).)

Load Sequence Numbers

Each load introduced into PSS®E is assigned a **load sequence number**, which defines the location of its data in the load data arrays. Load sequence numbers are assigned sequentially starting with 1 in the order in which load data records are read.

Fixed Shunt Sequence Numbers

Each fixed shunt introduced into PSS®E is assigned a **fixed shunt sequence number**, which defines the location of its data in the fixed shunt data arrays. Fixed shunt sequence numbers are assigned sequentially starting with 1 in the order in which fixed shunt data records are read.

Branch Sequence Numbers

Each ac branch introduced into PSS®E is assigned a **branch sequence number**, which defines the location of its data in the branch data arrays. Branch sequence numbers are assigned sequentially starting with 1 in the order in which branch data and transformer data records are read.

Transformer Sequence Numbers

Each two-winding transformer is assigned a **two-winding transformer sequence number**, which defines the location of its data in the two-winding transformer data arrays; it is also assigned a branch sequence number. Similarly, each three-winding transformer is assigned a **three-winding transformer sequence number**, as well as three two-winding transformer sequence numbers and

three branch sequence numbers (see [Three-Winding Transformer Notes](#)). Transformer sequence numbers are assigned sequentially starting with 1 in the order in which transformer data record blocks are read.

5.2.3 Change Case Data in a Standard READ

When data is to be added to the network contained in the working case, the IC data item on the first input record must be set to 1 (refer to [Case Identification Data](#)). New buses, loads, fixed shunts, generators, branches, transformers, and other equipment items are treated in the same manner as in base case data input. Bus sequence numbers, machine sequence numbers, and so on are assigned starting with the next available location in the respective data arrays.

When entering data for an existing piece of equipment in activity READ, complete data records **must be entered**; omitted data items take on their default values rather than retaining their previous values. Activity [RDCH](#) should normally be used for this function rather than activity READ or [Reading Power Flow Data Additions from the Terminal](#) (refer to [Section 5.7, Reading / Changing Power Flow Data](#)).

When the bus names input option of activity READ is enabled, activity READ checks for the presence of duplicate extended bus names in the working case *before* it starts to read bus data records. Any violations are logged at the **Progress** device and activity READ is prohibited from executing.

In the change case mode, after reading the case identification data, activity READ prints a warning message at the **Progress** device if generators have been converted (see [Section 11.2, Converting Generators](#)). After generators are converted, machine impedance data (MBASE, ZSORCE, XTRAN, and GTAP; refer to [Generator Data](#)) **must not** be changed.

Merging Cases

When two or more power utility organizations, or any owners of power flow information, wish to create a jointly representative power flow case, it is likely that they are using the same numbers in their independent files to represent buses, areas, zones, owners and transformer impedance correction tables unique to each case. Merging such system models requires the avoidance of overlapping or conflicting numeric identifiers, as well as conflicting names of dc lines, FACTS devices, and GNE devices. A pre-requisite, therefore, is to ensure that the system models to be merged are examined to verify the absence of such data conflicts. If conflicts exist, it is necessary to apply renumbering operations and/or other data changes in at least one of the cases to be merged. Refer to activities [BSNM](#), [ARNM](#), [OWNM](#), and [ZONM](#) on the methods to apply the renumbering function. Similar operations may be required for auxiliary files dependent on bus numbering (see activity [RNFI](#)).

To merge two power flow Saved Cases, designated Case A and Case B, first resolve any numbering and naming conflicts. Then open Case B (see [Section 5.1, Retrieving a Power Flow Saved Case File](#)), and, using activity [RAWF](#), create a Power Flow Raw Data File representation of it. This Power Flow Raw Data File must be formatted so as to add data to the working case rather than to initialize the working case; that is, IC on the first data record must be 1 (see [Case Identification Data](#)).

Next, open Case A and enter the Power Flow Raw Data representing Case B. At the completion of activity READ, the newly introduced data from Case B is contained in the working case together with the existing data of Case A.

5.2.4 Subsystem READ

Activity READ has a supplementary mode of operation used to add to the working case a subsystem of the network where the complete representation is contained in a Power Flow Raw Data File. The subsystem to be read may be defined by area, zone, owner, base voltage, or a combination of two or more of these subsystem selection criteria.

In a subsystem READ, the IC data item on the first record of the Power Flow Raw Data File is ignored. Rather, one of the data items entered at the API routine is an append flag that overrides the IC value specified in the file. Like IC, this flag indicates that either: the working case is to be cleared and initialized before reading data; or data is to be appended to that already in the working case.

An input data item allows selection of one of the following data input functions:

1. Add only data from within the subsystem: all buses and their connected equipment in a specified subsystem contained in the Power Flow Raw Data File are appended to the working case.
2. Add only the tie branches connected to the subsystem: all branches in the Power Flow Raw Data File for which both buses are in the working case and only one bus is in a specified subsystem (ties) are appended to the working case.
3. Add subsystem data and its ties: all buses and their connected equipment in a specified subsystem as described in (1), along with its ties as described in (2), are appended to the working case.

An input data item may be used to enable a *boundary bus* identification option. When this option is enabled, any in-service bus that is in the specified subsystem and connected to a bus that is not in the working case may be identified as a boundary bus; the type code of each boundary bus is changed from 1, 2, or 3 to 5, 6, or 7, respectively. Refer to activity [EEQV](#) for further discussion of boundary buses.

When the subsystem to be processed is specified by voltage level, it is not possible to process buses at two different voltage levels while omitting those buses at intervening levels. Multiple executions of activity READ are required to accomplish this.

When appending tie branches to the working case, one (and only one) of the two subsystems that are to be joined must be specified. Any branch contained in the Power Flow Raw Data File for which the following conditions are met is appended to the working case:

- Both buses are in the working case, regardless of whether they were placed there during this execution of READ or were already there.
- One of the buses is in the specified subsystem and the other is not.
- There is not already a branch in the working case between the two buses with the same circuit identifier or with circuit identifier 99.

This has the effect of joining the separate subsystems contained in the working case by adding all tie branches running between them.

Data on an area interchange data record is added to the working case if either:

- At least one data record for a bus or a load residing in the area was read during the current execution of activity READ.
- The area subsystem option was specified in selecting activity READ and the area was one of those specified by the user.

Data on zone and owner records is handled using similar criteria.

Data on interarea transfer data records is added to the working case if *both* the from and to areas satisfy the criteria above.

5.2.5 Reading Power Flow Raw Data Files Created by Previous Releases of PSS®E

A Power Flow Raw Data File in the format required for a prior release of PSS®E is able to be processed by activity READ. Both the standard and subsystem READ functions are able to handle Power Flow Raw Data Files from as far back as PSS®E-15.

Upon being presented with such a file, activity READ first converts the file from its original format to the format required by the current release of PSS®E. It then reads the converted file just as it would any file in the format of the current release.

Two methods are available to identify the format in which the records of the Power Flow Raw Data File had been written.

- From the Power Flow Raw Data File itself

In this method, the information identifying the file format is contained with the data records to which it applies. Therefore, the user does not need to remember the PSS®E revision numbers corresponding to the various Power Flow Raw Data Files being used in a study.

At PSS®E-31, a third data item containing the revision number of the release of PSS®E to which the file format corresponds was added to the first data record (refer to [Case Identification Data](#)). For files in the format required by PSS®E-15 through PSS®E-30, the user may add this revision number to the first record in the data file so that it contains the first three data items of the current Power Flow Raw Data File:

IC, SBASE, REV

Thus, the use of this method requires that the REV data item be correctly specified.

- From an input data item of the appropriate API routine

In this method, the old Power Flow Raw Data File does not require any editing. Rather, the VERNUM input data item of the ReadRawVersion and ReadSubRawVersion API routines is a character string designating the PSS®E release (e.g., 30.3.3).



When the revision number is specified in the file, use of the Read and ReadSub API routines is recommended. If either the ReadRawVersion or ReadSubRawVersion API routine is used, specify the current version for the VERNUM input data item; if some other version is specified, it will take precedence over that specified as REV on the first record of the Power Flow Raw Data File.

Additional Information

PSS®E GUI Users Guide, [Section 6.3, Reading Power Flow Raw Data into the Working Case](#)

PSS®E Command Line Interface (CLI) Users Guide,
[Section 3.3, Reading Power Flow Raw Data into the Working Case](#)

PSS®E Application Program Interface (API),
[Section 1.195, READ](#)
[Section 1.196, READRAWVERSION](#)
[Section 1.197, READSUB](#)
[Section 1.198, READSUBRAWVERSION](#)

See also:

[Section 5.7, Reading / Changing Power Flow Data](#)
[Section 5.48, Creating a Power Flow Raw Data File](#)

5.3 Reading Power Flow Data Additions from the Terminal

Activity TREA

Run Line Mode Activity TREA - CLI
ACTIVITY? >> TREA ENTER BUS DATA I, 'BUS NAME', BASKV, IDE, AREA, ZONE, OWNER, VM, VA >>
Interrupt Control Codes
AB

Activity TREA is special purpose version of activity READ available only in line mode. It is designed for the purpose of adding a limited amount of equipment to the system contained in the working case, with data records read from the dialog input device (the terminal keyboard, a Response File, or an IPLAN program).

Additional Information
<p><i>PSS®E Command Line Interface (CLI) Users Guide,</i> Section 3.4, Reading Power Flow Data Additions from the Terminal</p> <p><i>PSS®E Application Program Interface (API),</i> Section 1.195, READ</p> <p>See also: Section 5.2.1, Power Flow Raw Data File Contents</p>

5.4 Adding Machine Impedance Data

Activity MCRE

Run Activity MCRE - GUI
<p><i>File > Open...</i></p> <p>[Open]</p> <p>Machine Impedance Data File (*.rwm)</p>
Run Line Mode Activity MCRE - CLI
<pre>ACTIVITY? >>MCRE ENTER INPUT FILE NAME (0 TO EXIT, 1 FOR TERMINAL): >></pre>
Interrupt Control Codes
None

When establishing an initial working case in PSS®E for basic power flow studies, it is not necessary to provide detailed modeling of generating plants (see [Generator Data](#)). A single equivalent machine specifying plant totals is sufficient for basic power flow modeling. However, some analytical activities, including more advanced power flow analysis involving the dispatching or outaging of individual machines, fault analysis, balanced switching, and dynamic simulation require more detailed information on generating plants. That data can be entered from a Machine Impedance Data File.

Activity MCRE can be used to:

- Add machines at an existing generator bus (i.e., at a plant).
- Enter the machine quantities MBASE, ZSORCE, XTRAN, and GENTAP into the working case.
- Apportion the total plant output and power limits, as contained in the working case, among the machines at the plant.

5.4.1 Machine Impedance Data File Contents

The machine impedance data input activity MCRE enters source data records from a Machine Impedance Data File into the power flow working case. The Machine Impedance Data File consists of a series of free format records with data items separated by a comma or one or more blanks. Each record is in the following format:

```
I, ID, FP, FQ, MBASE, ZR, ZX, RT, XT, GENTAP, STAT
```

where:

- I Bus number. Bus I must be specified in the working case with a plant sequence number assigned to it (refer to [Plant and Machine Sequence Numbers](#)). No default is allowed.

ID	One- or two-character machine identifier used to distinguish among multiple machines at a plant (i.e., at a generator bus). ID = 1 by default.
FP,FQ	Fractions of total plant active and reactive power output, respectively, to be assigned to this machine. FP and FQ are 1.0 by default.
MBASE	Total MVA base of the units represented by this machine; entered in MVA. This quantity is not needed in normal power flow and equivalent construction work, but is required for switching studies, fault analysis, and dynamic simulation. MBASE = system base MVA by default.
ZR,ZX	Complex machine impedance, $Z_{SORCE} = ZR + jZX$; entered in pu on MBASE base. This data is not needed in normal power flow and equivalent construction work, but is required for switching studies, fault analysis, and dynamic simulation. For dynamic simulation, this impedance must be set equal to the unsaturated subtransient impedance for those generators to be modeled by subtransient level machine models, and to unsaturated transient impedance for those to be modeled by classical or transient level models. ZR = 0.0 and ZX = 1.0 by default.
RT,XT	Complex step-up transformer impedance, $X_{TRAN} = RT + jXT$; entered in pu on MBASE base. XTRAN should be entered as zero if the step-up transformer is explicitly modeled as a network branch and bus I is the terminal bus. RT = 0.0 and XT = 0.0 by default.
GENTAP	Step-up transformer off-nominal turns ratio, GTAP; entered in pu. GENTAP is used only if XTRAN is non-zero. GENTAP = 1.0 by default.
STAT	Machine status of one for in-service and zero for out-of-service. STAT = 1 by default.



Data records may be entered in any order. Input is terminated with a record specifying an I value of zero.

5.4.2 Operation of Activity MCRE

The MCRE API routine requires the following as input:

- The name of the Machine Impedance Data File that is to be read.
- A flag indicating how the status of new machines is to be set. These are machines that are not in the working case at the time activity MCRE is selected, but are added because of the presence of data records for them in the Machine Impedance Data File.
- A flag indicating the treatment of machines for which no data record is specified and that are at a bus with at least one machine for which a data record is specified.

As activity MCRE processes data records, If a record is encountered on which bus I is not in the working case, if it does not have a generator (i.e., plant) slot assigned to it, or if an invalid machine identifier is specified, an appropriate message is printed at the **Progress** device, the record is ignored, and processing continues.

If, in attempting to add a machine to the machine data arrays, the maximum number of machines or machine ownership specifications for which PSS®E is dimensioned is exceeded, an error message is printed at the **Progress** device and the record is ignored. Processing of records successfully entered is completed prior to terminating activity MCRE.

When entering data records for machines already contained in the working case, complete data records must be entered. Omitted data items take on their default values rather than retaining their previous values.

If sequence data is contained in the working case (i.e., activity [RESQ](#) had previously been executed), for all machines being added to the working case, the three sequence machine impedances used in the fault analysis activities are set to the impedance ZSORCE specified on the data input record.

After all records have been read, activity MCRE sets the status of each machine that was added to the working case. The status of these machines is set in accordance with the value specified as the new machine status input data item:

- When 0 is specified for the new machine status option, the status of each new machine is set to the value specified as the STAT data item on its data record (refer to [Section 5.4.1](#)).
- When 1 is specified for the new machine status option, the STAT data item is ignored and the status of any machines added to a bus is set as follows:
 - if the plant bus has any in-service machines for which no data record was read, the status of any new machines at the bus is set to in-service.
 - otherwise, the status of any new machines at the bus is set to out-of-service.

Activity MCRE cycles through all plants for which at least one machine data record had been successfully read in the current execution of activity MCRE. The sums of the active and reactive power split fractions of all the plant's machines for which a data record was read with a status flag of one are calculated. Then the plant totals of machine powers and power limits for those machines with a status flag of one which were initially in the case are calculated. (If any of the above sums are zero, the corresponding quantities of the out-of-service machines are used.) Finally, the machine power outputs and limits of all machines at the bus for which a data record was read are set to the product of the corresponding plant quantity and the ratio of the machine fraction to the plant's sum of machine fractions. Plant totals are then updated as the sum of the corresponding machine quantities of its in-service machines.

In processing each such plant, if any machine is encountered that existed at the plant prior to entering activity MCRE and for which no data was read, such machine generates an alarm and is either placed out-of-service with its data items in the working case unchanged or deleted from the working case, in accordance with the value specified treatment of machines with no data record input data item. Furthermore, any machine for which the status flag is changed is tabulated. In either of these cases, the plant totals could be changed and the plant configuration should be examined to verify that it is as intended.

Prior to terminating, the machine arrays are compacted to eliminate holes resulting from machine deletions.

5.4.3 Application Notes

The sum of split fractions of all machines at a plant need not sum to unity because the factor used in setting each machine's powers is normally taken as the ratio of the machine's fraction to the sum of the fractions of all in-service machines at the plant. This is convenient, for example, if machine outputs are to be set according to their ratings. In this case, each machine's MBASE may be specified as its split fractions.

The power split fractions are used in setting the machine power limits as well as the initial power output of the machine. Note that the machine split fractions *are not* retained in the working case or subsequently written Saved Case Files following termination of activity MCRE.

When a machine is added to the working case by activity MCRE, it inherits the ownership assignment of the bus to which it is attached.

The introduction of multiple machines at a plant into the working case may be accomplished either via activity MCRE or during the initial input of the network model into the PSS®E working case via activity [READ](#) (refer to [Multiple Machine Plants](#)).

Activity MCRE must be executed *before* any execution of activity [CONG](#).

Additional Information
<p><i>PSS®E GUI Users Guide,</i> Section 6.6, Adding Machine Impedance Data</p> <p><i>PSS®E Command Line Interface (CLI) Users Guide,</i> Section 3.6, Adding Machine Impedance Data</p> <p><i>PSS®E Application Program Interface (API),</i> Section 1.106, MCRE</p>

5.5 Reading Sequence Data

Activity RESQ

Run Activity RESQ - GUI
<p><i>File > Open...</i></p> <p>[Open]</p> <p>Sequence Data file (*.seq)</p>
Run Line Mode Activity RESQ - CLI
<pre>ACTIVITY? >>RESQ ENTER INPUT FILE NAME (0 TO EXIT, 1 FOR TERMINAL): >></pre>
Interrupt Control Codes
AB

The sequence data input activity RESQ appends negative and zero sequence data to the working case in preparation for unbalanced network solutions (i.e., fault analysis). The source data records are read from a Sequence Data File for the system where the positive sequence representation is contained in the working case.

Most of the other unbalanced network analysis activities do not permit themselves to be executed unless the sequence data arrays in the working case have previously been initialized via the execution of activities RESQ or TRSQ. This *does not* imply that activities RESQ or TRSQ must be executed during any PSS®E work session in which the unbalanced network analysis activities are to be used; after a set of sequence data has been read into the working case, it is carried along with the network as the case is saved and retrieved with activities SAVE and CASE, respectively. Sequence data may be examined (with activities SQLI and SQEX) and modified (with activity SQCH or the [Spreadsheet]) in a manner similar to that of standard (positive sequence) power flow data.

5.5.1 Sequence Data File Contents

The input stream to activity RESQ is a Sequence Data File containing 11 groups of records with each group specifying a particular type of sequence data required for fault analysis work (see Figure 5-17). Any piece of equipment for which sequence data is to be entered in activity RESQ *must* be represented as power flow data in the working case. That is, activity RESQ will not accept data for a bus, generator, branch, switched shunt or fixed shunt not contained in the working case.

All data is read in free format with data items separated by a comma or one or more blanks. Each category of data except the change code is terminated by a record specifying an I value of zero. Termination of all data is indicated by a value of 0.

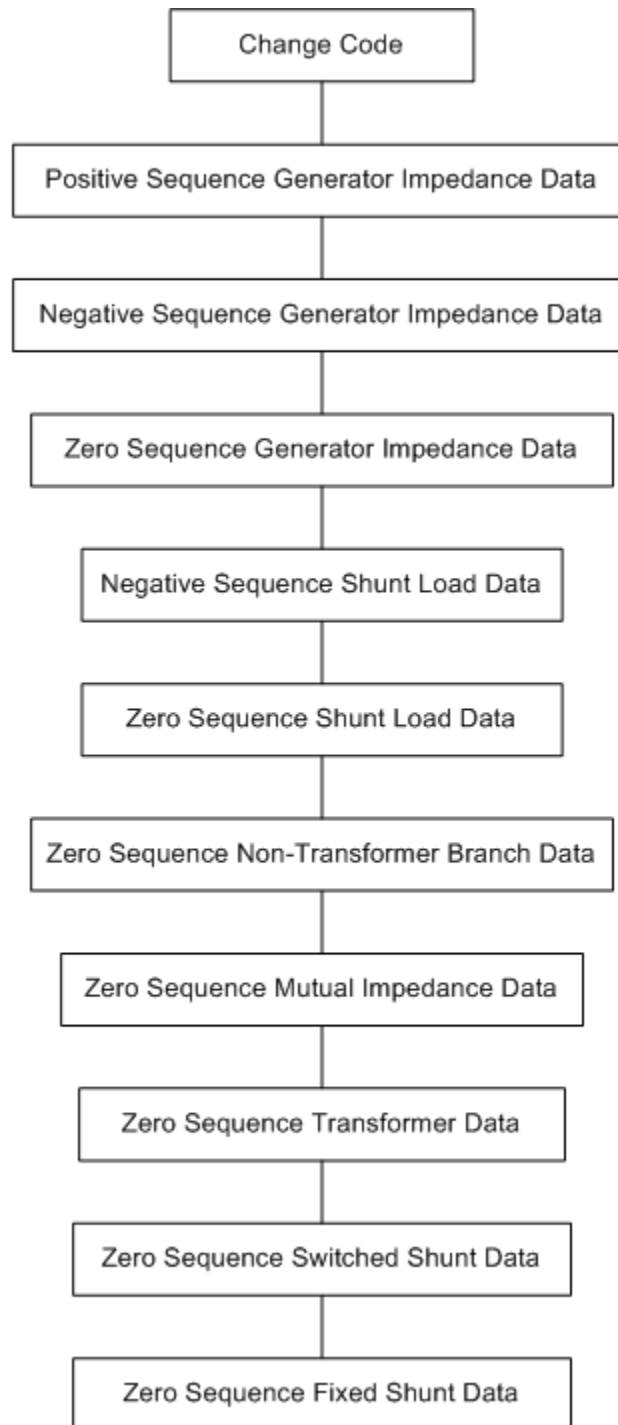


Figure 5-17. Sequence Data Input Structure

Change Code

The first record in the Sequence Data File contains a single data item, IC, which has the following significance:

- | | |
|---------|--|
| IC, REV | Indicates the initial input of sequence data for the network contained in the working case. All buses, generators, branches, switched shunts and fixed shunts for which no data record is entered in a given category of data have the default values assigned for those data items.
IC=0 by default. |
| IC = 1 | Indicates change case input of sequence data for the network contained in the working case. All buses, generators, branches, switched shunts and fixed shunts for which no data record is entered in a given category of data have those data items unchanged; i.e., they are not set to the default values. |
| REV | PSS®E revision number. REV=Current revision by default. |

The use of the change case mode in activity RESQ is identical to its use in activity [READ](#): for the addition of equipment to the working case (e.g., to add a zero sequence mutual coupling to the working case). It is not valid to set IC to one for the initial execution of activity RESQ for the network in the working case; in this case, an appropriate message is printed and activity RESQ continues its execution as if IC had been specified as zero.

Positive Sequence Generator Impedance Data

Each network bus to be represented as a generator bus (i.e., as a current source) in the unbalanced analysis activities must have sequence generator impedances entered into the PSS®E working case for all in-service machines at the bus. The positive sequence values are entered in positive sequence generator impedance data records in the Sequence Data File. Each positive sequence generator impedance data record has the following format:

I, ID, ZRPOS, ZXPOS

where:

- | | |
|-------|---|
| I | Bus number; bus I must be present in the working case as a generator bus. |
| ID | One- or two-character machine identifier of the machine at bus I for which the data is specified by this record. ID = 1 by default. |
| ZRPOS | Generator positive sequence resistance; entered in pu on machine base (i.e., on MBASE base). No default is allowed. |
| ZXPOS | Generator positive sequence reactance; entered in pu on machine base (i.e., on MBASE base). No default is allowed. |

During the initial input of sequence data (i.e., IC = 0 on the first data record), any machine for which no data record of this category is entered has its positive sequence generator impedance, ZPOS (i.e., ZRPOS + j ZXPOS), set equal to ZSORCE, the generator impedance entered in activities [READ](#), [Reading Power Flow Data Additions from the Terminal](#), [RDCH](#), and [MCRE](#) and used in switching studies and dynamic simulation (refer to [Generator Data](#)).

In subsequent executions of activity RESQ (i.e., IC = 1 on the first data record), any machine for which no data record of this category is entered has its positive sequence generator impedance unchanged. Note that the generator positive sequence impedance entered in activity RESQ for fault analysis purposes (ZPOS) is not necessarily the same as the generator impedance (ZSORCE)

used in dynamics, and that it *does not* overwrite ZSORCE. That is, the two different positive sequence impedances are specified in the working case simultaneously at different locations.

Positive sequence generator impedance data input is terminated with a record specifying a bus number of zero.

Negative Sequence Generator Impedance Data

The impedance characterizing each generator in the negative sequence network is entered into the working case in negative sequence generator impedance data records in the Sequence Data File. Each negative sequence generator impedance data record has the following format:

I, ID, ZRNEG, ZXNEG

where:

I	Bus number; bus I must be present in the working case as a generator bus.
ID	One- or two-character machine identifier of the machine at bus I for which the data is specified by this record. ID = 1 by default.
ZRNEG	Generator negative sequence resistance; entered in pu on machine base (i.e., on MBASE base). No default is allowed.
ZXNEG	Generator negative sequence reactance; entered in pu on machine base (i.e., on MBASE base). No default is allowed.

During the initial input of sequence data (i.e., IC = 0 on the first data record), any machine for which no data record of this category is entered has its negative sequence generator impedance, ZNEG (i.e., ZRNEG + j ZXNEG), set equal to ZPOS, the positive sequence generator impedance (refer to [Positive Sequence Generator Impedance Data](#)).

In subsequent executions of activity RESQ (i.e., IC = 1 on the first data record), any machine for which no data record of this category is entered has its negative sequence generator impedance unchanged.

Negative sequence generator impedance data input is terminated with a record specifying a bus number of zero.

Zero Sequence Generator Impedance Data

The impedance characterizing each generator in the zero sequence network is entered into the working case in zero sequence generator impedance data records in the Sequence Data File. Each zero sequence generator impedance data record has the following format:

I, ID, RZERO, XZERO

where:

I	Bus number; bus I must be present in the working case as a generator bus.
ID	One- or two-character machine identifier of the machine at bus I for which the data is specified by this record. ID = 1 by default.
RZERO	Generator zero sequence resistance; entered in pu on machine base (i.e., on MBASE base). No default is allowed.

XZERO Generator zero sequence reactance; entered in pu on machine base (i.e., on MBASE base). No default is allowed.

For those machines at which the step-up transformer is represented as part of the generator data (i.e., XTRAN is non-zero), ZZERO (i.e., RZERO + j XZERO) is not used and, in the fault analysis activities, the step-up transformer is assumed to be a delta wye transformer. Refer to [Modeling of Generator Step-Up Transformers \(GSU\)](#).

Any machine with a zero sequence impedance of zero is treated as an open circuit in the zero sequence.

During the initial input of sequence data (i.e., IC = 0 on the first data record), any machine for which no data record of this category is entered has its zero sequence generator impedance, ZZERO, set equal to ZPOS, the positive sequence generator impedance (refer to [Positive Sequence Generator Impedance Data](#)).

In subsequent executions of activity RESQ (i.e., IC = 1 on the first data record), any machine for which no data record of this category is entered has its zero sequence generator impedance unchanged.

Zero sequence generator impedance data input is terminated with a record specifying a bus number of zero.

Negative Sequence Shunt Load Data

Exceptional negative sequence shunt loads (i.e., loads that, in the negative sequence, differ from the positive sequence loads) are entered into the working case in negative sequence shunt load data records in the Sequence Data File. Each negative sequence shunt load data record has the following format:

I, GNEG, BNEG

where:

I	Bus number; bus I must be present in the working case.
GNEG	Active component of negative sequence shunt admittance to ground, including <i>all</i> load to be represented at the bus; entered in pu.
BNEG	Reactive component of negative sequence shunt admittance to ground, including <i>all</i> load to be represented at the bus; entered in pu.

For any bus where no such data record is specified, or GNEG and BNEG are both specified as zero, the load elements are assumed to be equal in the positive and negative sequence networks.

The user is advised to exercise caution in applying exceptional negative sequence shunt loads. It is the user's responsibility to ensure that the positive sequence loading data, as contained in the working case, is coordinated with the specified negative sequence shunt load.

Negative sequence admittances corresponding to fixed bus shunts (refer to [Fixed Bus Shunt Data](#)) are assumed to be identical to their positive sequence values and therefore should *not* be included in the negative sequence shunt load admittance values.

Negative sequence shunt load data input is terminated with a record specifying a bus number of zero.

Zero Sequence Shunt Load Data

Zero sequence shunt loads are entered into the working case in zero sequence shunt load data records in the Sequence Data File. Each zero sequence shunt load data record has the following format:

I, GZERO, BZERO

where:

I	Bus number; bus I must be present in the working case.
GZERO	Active component of zero sequence shunt load admittance to ground to be represented at the bus; entered in pu.
BZERO	Reactive component of zero sequence shunt load admittance to ground to be represented at the bus; entered in pu.

For any bus where no such data record is specified, no shunt load component is represented in the zero sequence. The zero sequence ground tie created by a grounded transformer winding is automatically added to whatever zero sequence shunt load and fixed shunt is specified at the bus when the transformer winding connection code data for the transformer is specified (refer to [Zero Sequence Transformer Data](#)).

Zero sequence admittances corresponding to fixed bus shunts (refer to [Fixed Bus Shunt Data](#)) are specified in the zero sequence fixed shunt data records (refer to [Zero Sequence Fixed Shunt Data](#)) and therefore should *not* be included in the zero sequence shunt load admittance values.

Zero sequence shunt load data input is terminated with a record specifying a bus number of zero.

Zero Sequence Non-Transformer Branch Data

Zero sequence non-transformer branch parameters are entered into the working case in zero sequence non-transformer branch data records in the Sequence Data File. Each zero sequence branch data record has the following format:

I, J, ICKT, RLINZ, XLINZ, BCHZ, GI, BI, GJ, BJ

where:

I	Bus number of one end of the branch.
J	Bus number of the other end of the branch.
ICKT	One- or two-character branch circuit identifier; a non-transformer branch with circuit identifier ICKT between buses I and J must be in the working case. ICKT = 1 by default.
RLINZ	Zero sequence branch resistance; entered in pu on system base MVA and bus voltage base. RLINZ = 0.0 by default.
XLINZ	Zero sequence branch reactance; entered in pu on system base MVA and bus voltage base. Any branch for which RLINZ and XLINZ are both 0.0 is treated as open in the zero sequence network. XLINZ = 0.0 by default.
BCHZ	Total zero sequence branch charging susceptance; entered in pu. BCHZ = 0.0 by default.

GI,BI	Complex zero sequence admittance of the line connected shunt at the bus I end of the branch; entered in pu. $GI + jBI = 0.0$ by default.
GJ,BJ	Complex zero sequence admittance of the line connected shunt at the bus J end of the branch; entered in pu. $GJ + jBJ = 0.0$ by default.

The zero sequence network is assumed to be a topological subset of the positive sequence network. That is, it may have a branch in every location where the positive sequence network has a branch, and may not have a branch where the positive sequence network does not have a branch. The zero sequence network does not need to have a branch in every location where the positive sequence network has a branch.

A branch treated as a zero impedance line in the positive sequence (refer to [Zero Impedance Lines](#)) is treated in the same manner in the zero sequence, regardless of its specified zero sequence impedance.

During the initial input of sequence data (i.e., IC = 0 on the first data record), any non-transformer branch for which no data record of this category is entered is treated as open in the zero sequence network (i.e., the zero sequence impedance is set to zero). In subsequent executions of activity RESQ (i.e., IC = 1 on the first data record), any branch for which no data record of this category is entered has its zero sequence branch data unchanged.

Zero sequence branch data input is terminated with a record specifying a from bus number of zero.

Zero Sequence Mutual Impedance Data

Data describing mutual couplings between branches in the zero sequence network are entered into the working case in zero sequence mutual impedance data records in the Sequence Data File. Each zero sequence mutual impedance data record has the following format:

I, J, ICKT1, K, L, ICKT2, RM, XM, BIJ1, BIJ2, BKL1, BKL2

where:

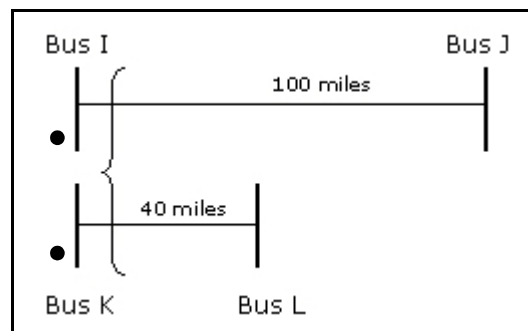
I	Bus number of one end of the first branch.
J	Bus number of the other end of the first branch.
ICKT1	One- or two-character branch circuit identifier of the first branch; a non-transformer branch with circuit identifier ICKT1 between buses I and J must be in the working case. ICKT1 = 1 by default.
K	Bus number of one end of the second branch.
L	Bus number of the other end of the second branch.
ICKT2	One- or two-character branch circuit identifier of the second branch; a non-transformer branch with circuit identifier ICKT2 between buses K and L must be in the working case. ICKT2 = 1 by default.
RM,XM	Branch-to-branch mutual impedance coupling circuit ICKT1 from bus I to bus J with circuit ICKT2 from bus K to bus L; entered in pu. No default is allowed.
BIJ1	Starting location of the mutual coupling along circuit ICKT1 from bus I to bus J relative to the bus I end of the branch; entered in per unit of total line length. BIJ1 = 0.0 by default.

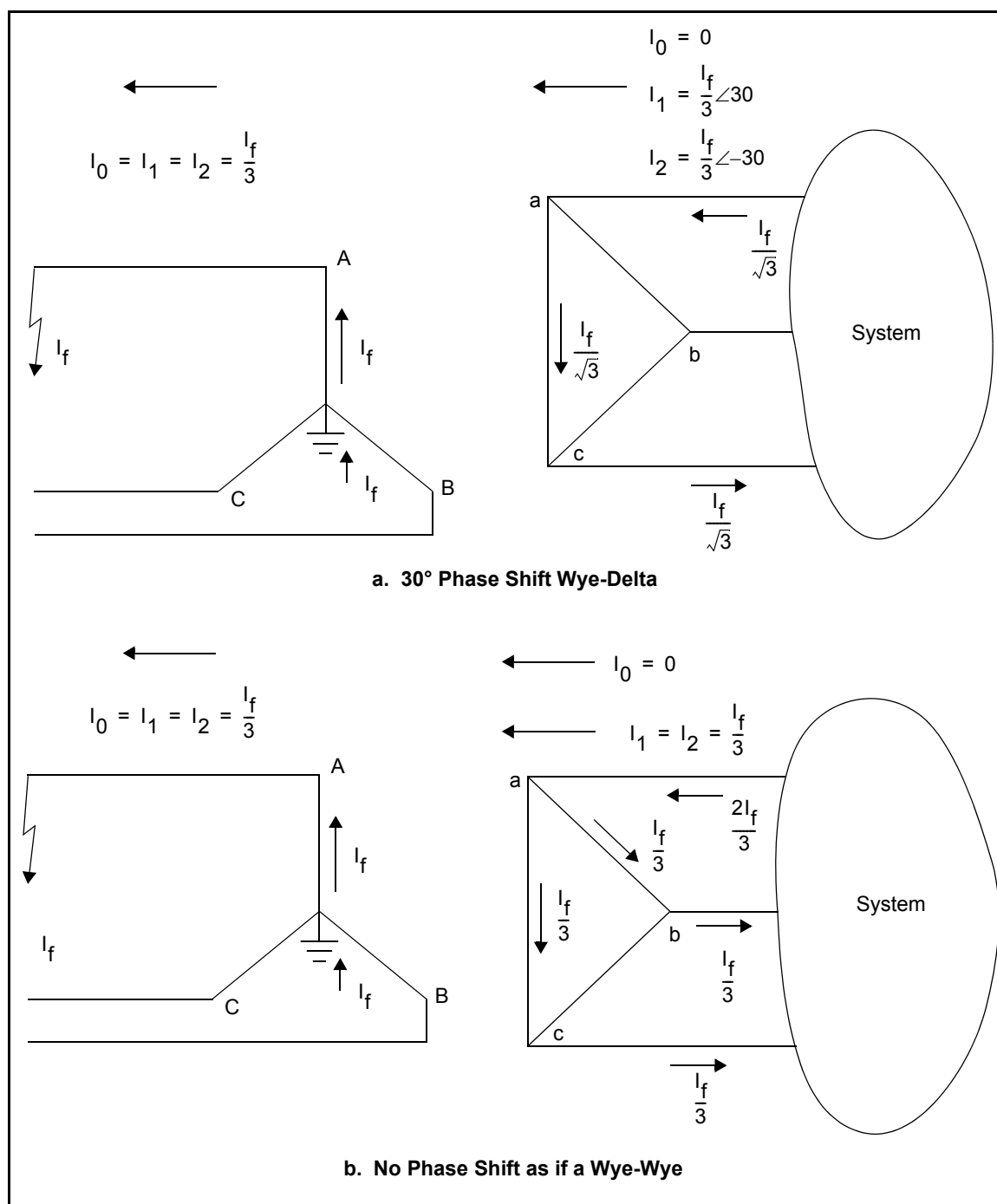
BIJ2	Ending location of the mutual coupling along circuit ICKT1 from bus I to bus J relative to the bus I end of the branch; entered in per unit of total line length. BIJ2 = 1.0 by default.
BKL1	Starting location of the mutual coupling along circuit ICKT2 from bus K to bus L relative to the bus K end of the branch; entered in per unit of total line length. BKL1 = 0.0 by default.
BKL2	Ending location of the mutual coupling along circuit ICKT2 from bus K to bus L relative to the bus K end of the branch; entered in per unit of total line length. BKL2 = 1.0 by default.

The following rules must be observed in specifying mutual impedance data:

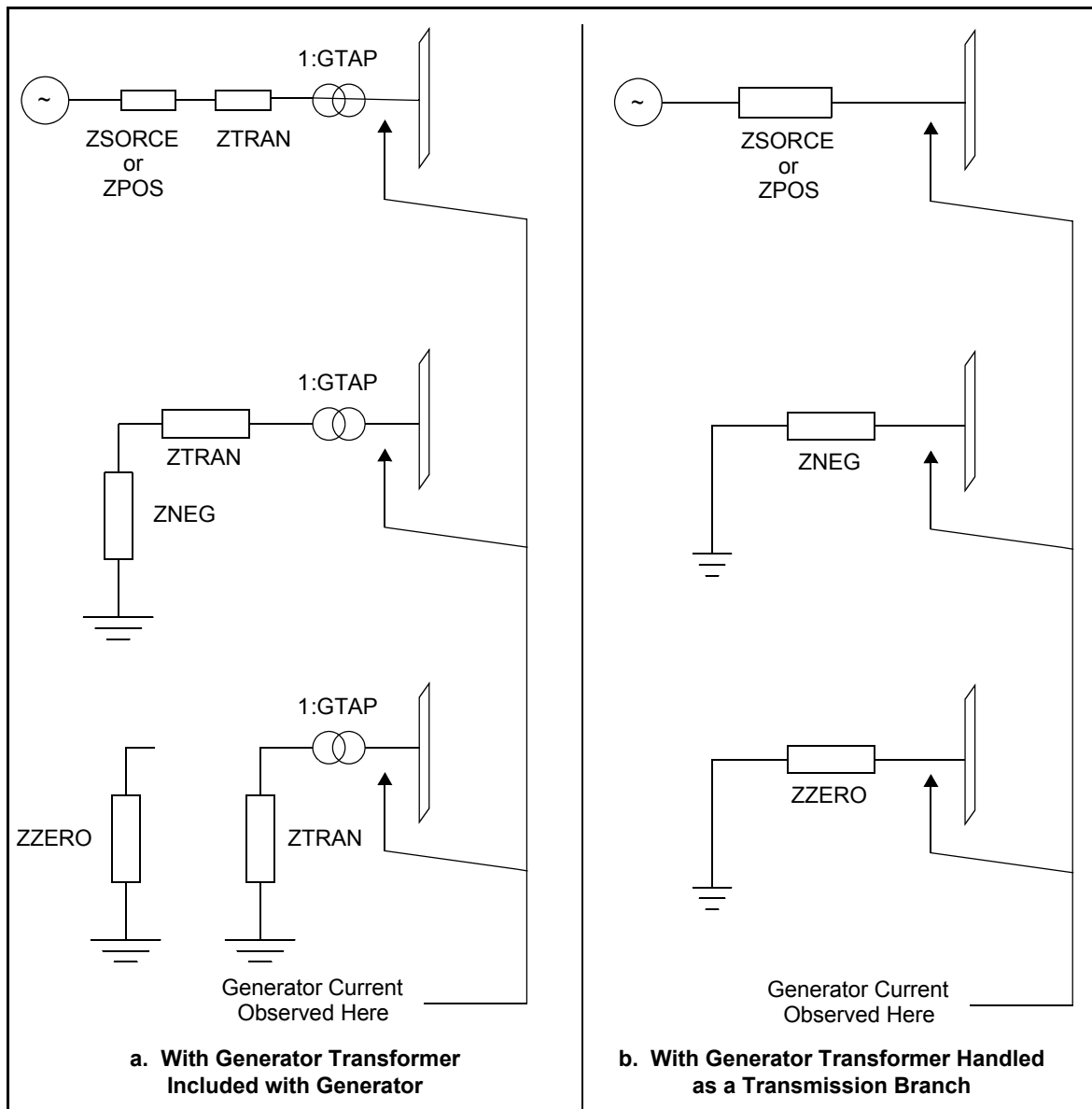
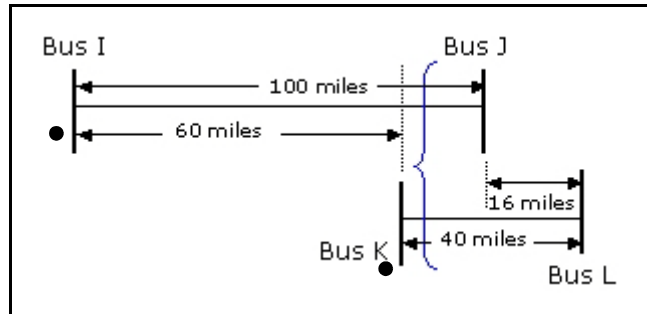
- The maximum number of zero sequence mutual couplings that may be entered at the standard size levels of PSS®E is defined in [Table 3-1](#).
- The polarity of a mutual coupling is determined by the ordering of the bus numbers (I,J,K,L) in the data record. The dot convention applies, with the from buses (I and K) specifying the two dot ends of the coupled branches.
- $RM+jXM$ specifies the circuit-to-circuit mutual impedance, given the polarity implied by I and K.
- The geographical B factors are required only if one or both of the two mutually coupled lines is to be involved in an unbalance part way down the line, *and* only part of the length of one or both of the lines is involved in the coupling. (Note that the default values of the B factors result in the entire length of the first line coupled to the entire length of the second line.)
- The values of the B factors must be between zero and one inclusive; they define the portion of the line involved in the coupling.
- BIJ1 must be less than BIJ2, and BKL1 must be less than BKL2.
- Mutuals involving transformers or zero impedance lines are ignored by the fault analysis solution activities.

The following figure schematically illustrates a mutual coupling with BIJ1 = 0.0, BIJ2 = 0.4, BKL1 = 0.0 and BKL2 = 1.0 (the first 40% of the first line coupled with the entire second line).





As a second example, $BIJ1 = 0.6$, $BIJ2 = 1.0$, $BKL1 = 0.0$ and $BKL2 = 0.6$ (last 40% of the first line coupled with the first 60% of the second line) might be depicted as follows:



Zero sequence mutual impedance data input is terminated with a record specifying a from bus number of zero.

Zero Sequence Transformer Data

Zero sequence transformer parameters are entered into the working case in zero sequence transformer data records in the Sequence Data File. Each transformer data record has one of the following formats:

For two-winding transformers:

I, J, K, ICKT, CC, RG, XG, R1, X1, R2, X2

For three-winding transformers:

I, J, K, ICKT, CC, RG, XG, R1, X1, R2, X2, R3, X3

where:

- | | |
|------|--|
| I | Bus number of the bus to which a winding of the transformer is connected. |
| J | Bus number of the bus to which another winding of the transformer is connected. |
| K | Bus number of the bus to which another winding of the transformer is connected. Zero is used to indicate that no third winding is present (i.e., that a two-winding transformer is being specified). K = 0 by default. |
| ICKT | One- or two-character transformer circuit identifier; a transformer with circuit identifier ICKT between buses I and J (and K if K is non-zero) must be in the working case. ICKT = 1 by default. |

CC Winding connection code indicating the connections and ground paths to be used in modeling the transformer in the zero sequence network.

For a two-winding transformer, valid values are 1 through 9. They define the following zero sequence connections that are shown in [Figure 5-18](#).

- 1 series path, no ground path.
- 2 no series path, ground path on Winding 1 side.
- 3 no series path, ground path on Winding 2 side.
- 4 no series or ground paths.
- 5 series path, ground path on Winding 2 side (normally only used as part of a three-winding transformer).
- 6 no series path, ground path on Winding 1 side, earthing transformer on Winding 2 side.
- 7 no series path, earthing transformer on Winding 1 side, ground path on Winding 2 side.
- 8 series path, ground path on each side.
- 9 series path on each side, ground path at the junction point of the two series paths.

For a three-winding transformer, CC may be specified as a three digit number, each digit of which is 1 through 7; the first digit applies to Winding 1, the second to Winding 2, and the third to Winding 3, where the winding connections correspond to the first seven two-winding transformer connections defined above and shown in [Figure 5-18](#).

Alternatively, several common zero sequence three-winding transformer connection combinations may be specified using the single digit values 1 through 6. These define the zero sequence transformer connections that are shown in [Figure 5-19](#). The following single digit three-winding connection codes are available, where the connection codes of the three two-winding transformers comprising the three-winding transformer are shown in parenthesis in winding number order:

- 1 series path in all three windings, Winding 1 ground path at the star point bus (5-1-1).
- 2 series path in Windings 1 and 2, Winding 3 ground path at the star point bus (1-1-3).
- 3 series path in Winding 2, ground paths from windings one and three at the star point bus (3-1-3).
- 4 no series paths, ground paths from all three windings at the star point bus (3-3-3).
- 5 series path in windings one and three, ground path at the Winding 2 side bus (1-2-1).
- 6 series path in all three windings, no ground path (1-1-1).

Section 5.5.3, [Transformers in the Zero Sequence](#), includes examples of the proper specification of CC and the remaining transformer data items for several types of transformers.

CC = 4 by default.

RG, XG

Zero sequence grounding impedance for an impedance grounded transformer, entered in per unit on a system base MVA and bus voltage base for connection codes 5, 6, 7, and 8, and system base MVA and winding voltage base for connection codes 2, 3, and 9.

For a two-winding transformer, $ZG = RG + jXG$ is applied as shown in [Figure 5-18](#) if the connection code is 2, 3, 5, 6, 7, 8 or 9, and is ignored if the connection code is 1 or 4. PSS®E automatically multiplies this impedance by 3 in applying connection codes 2, 3, and 5.

For a three-winding transformer, ZG is modeled in the lowest numbered winding where the corresponding connection code is 2, 3, 5, 6 or 7; no grounding impedance is modeled in the other two windings regardless of their connection codes.

RG = 0.0 and XG = 0.0 by default.

R1, X1

Zero sequence leakage impedance, entered in per unit on system base MVA and winding voltage base.

For a two-winding transformer, $Z1 = R1 + jX1$ is a series impedance and is applied as shown in [Figure 5-18](#) if the connection code is 1, 2, 3, 5, 6, 7, 8 or 9, and is ignored if the connection code is 4.

Z1 is the total series impedance if the connection code is 1, 2, 3, 5, 6, 7 or 8.

Z1 is the impedance connected to the Winding 1 side bus if the connection code is 9.

For a three-winding transformer, Z1 is the Winding 1 zero sequence star-ckt equivalent impedance.

Z1 is equal to the winding's positive sequence impedance by default.

R2, X2

For a two-winding transformer, $Z2 = R2 + jX2$ is applied as shown in [Figure 5-18](#) if the connection code is 8 or 9, and is ignored if the connection code is 1 through 7.

Z2 is the zero sequence grounding impedance entered in per unit at the Winding 2 side of an impedance grounded transformer where the connection code is 8.

Z2 is the series impedance, entered in per unit on system base MVA and winding voltage base, connected to the Winding 2 side bus if the connection code is 9.

R2 = 0.0 and X2 = 0.0 by default.

For a three-winding transformer, Z2 is the Winding 2 zero sequence star-ckt equivalent impedance, entered in per unit on system base MVA and winding voltage base. Z2 is equal to the winding's positive sequence impedance by default.

R3, X3

Winding 3 zero sequence star-ckt equivalent impedance of a three-winding transformer, entered in per unit on system base MVA and winding voltage base.

$R3 + jX3$ is equal to the winding's positive sequence impedance by default.

In specifying zero sequence impedances for three-winding transformers, note that *winding* impedances are required, and that the zero sequence impedances return to the default value of the positive sequence winding impedances. Recall that, in specifying positive sequence data for three-winding transformers (refer to [Transformer Data](#)), measured impedances between pairs of buses to which the transformer is connected, not winding impedances, are required. PSS®E converts the

measured bus-to-bus impedances to winding impedances that are subsequently used in building the network matrices. Activities [LIST](#) and [EXAM](#) tabulate both sets of positive sequence impedances.

Recall that the service status of a three-winding transformer may be specified such that two of its windings are in-service and the remaining winding is out-of-service (refer to [Transformer Data](#)). Recall also that data for the three windings of a three-winding transformer is stored in the working case as three two-winding transformers (refer to [Three-Winding Transformer Notes](#)). $R_i + jX_i$ is stored with the two-winding transformer containing winding i's data; $R_G + jX_G$ is stored with the two-winding transformer containing the data of the winding at which it is applied.

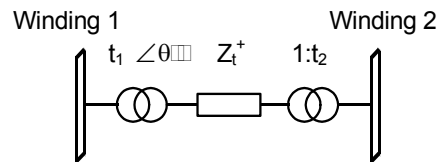
Placing one winding of a three-winding transformer out-of-service may require a change to the zero sequence data of the two windings that remain in-service. As the fault analysis calculation functions construct the zero sequence admittance matrix, when a three-winding transformer with one winding out-of-service is encountered, all data pertaining to the out-of-service winding (i.e., pertaining to the two-winding transformer containing the data of the out-of-service winding) is ignored. Thus, any zero sequence series and ground paths resulting from the impedances and connection code of the out-of-service winding are excluded from the zero sequence admittance matrix. It is the user's responsibility to ensure that the zero sequence impedances and connection codes of the two in-service windings result in the appropriate zero sequence modeling of the transformer.

Specification of the transformer connection code along with the impedances entered here enables the fault analysis activities to correctly model the zero sequence transformer connections, including the ground ties and open series branch created by certain grounded transformer windings. If no connection code is entered for a transformer, all windings are assumed to be open. [Section 5.5.3, Transformers in the Zero Sequence](#) gives additional details on the treatment of transformers in the zero sequence network, including examples of specifying data for several types of transformers.

During the initial input of sequence data (i.e., IC = 0 on the first data record), any transformer for which no data record of this category is entered has its zero sequence winding impedance(s) set to the same value(s) as its positive sequence winding impedance(s). In subsequent executions of activity RESQ (i.e., IC = 1 on the first data record), any transformer for which no data record of this category is entered has its zero sequence transformer data unchanged.

Zero sequence transformer data input is terminated with a record specifying a from bus number of zero.

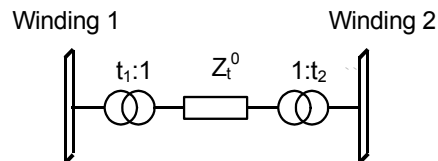
Positive Sequence



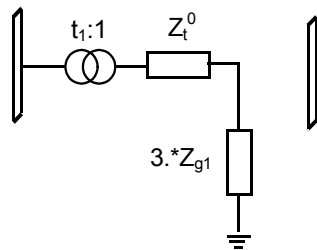
Zero Sequence

Zero Sequence Connection:

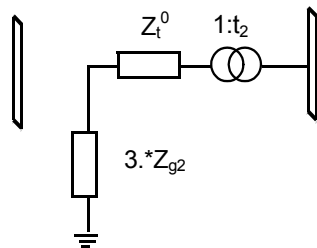
Set:



$$\begin{aligned} \text{CC} &= 1 \\ R1 + jX1 &= Z_t^0 \end{aligned}$$



$$\begin{aligned} \text{CC} &= 2 \\ R1 + jX1 &= Z_t^0 \\ RG + jXG &= Z_{g1} \end{aligned}$$



$$\begin{aligned} \text{CC} &= 3 \\ R1 + jX1 &= Z_t^0 \\ RG + jXG &= Z_{g2} \end{aligned}$$



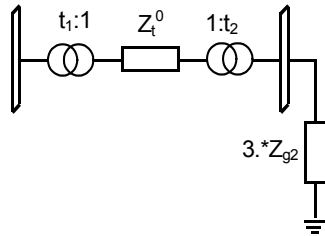
$$\text{CC} = 4$$

Figure 5-18. Two-Winding Transformer Zero Sequence Connections

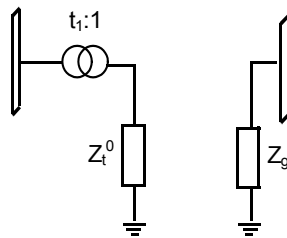
Zero Sequence Connection:

Set:

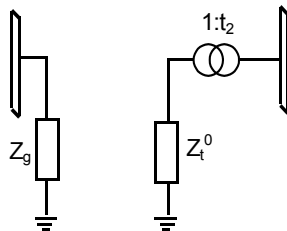
Winding 1 Winding 2



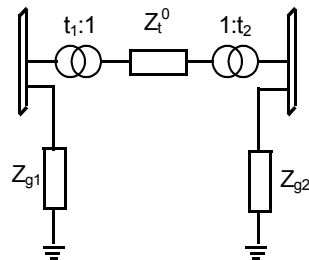
$$\begin{aligned} \text{CC} &= 5 \\ R1 + jX1 &= Z_t^0 \\ RG + jXG &= Z_{g2} \end{aligned}$$



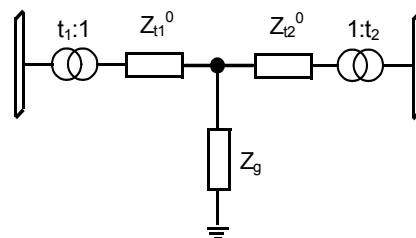
$$\begin{aligned} \text{CC} &= 6 \\ R1 + jX1 &= Z_t^0 \\ RG + jXG &= Z_g \end{aligned}$$



$$\begin{aligned} \text{CC} &= 7 \\ R1 + jX1 &= Z_t^0 \\ RG + jXG &= Z_g \end{aligned}$$



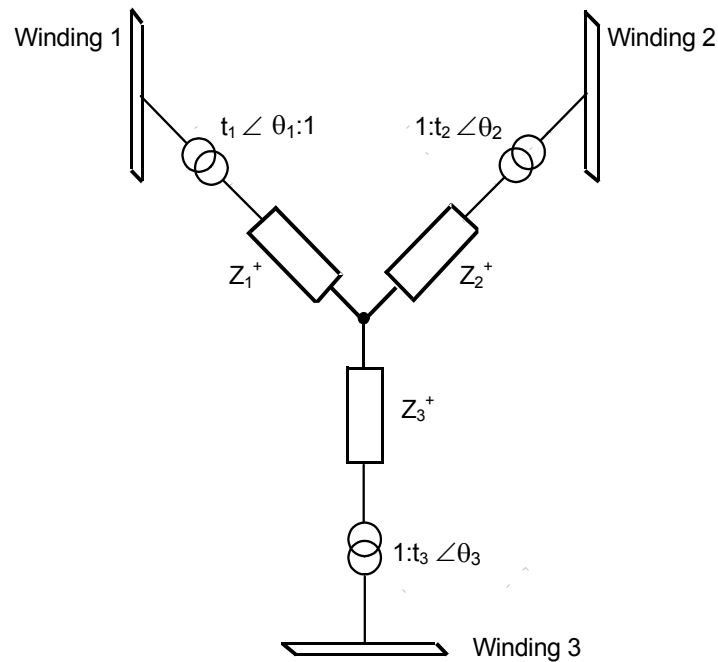
$$\begin{aligned} \text{CC} &= 8 \\ R1 + jX1 &= Z_t^0 \\ RG + jXG &= Z_{g1} \\ R2 + jX2 &= Z_{g2} \end{aligned}$$



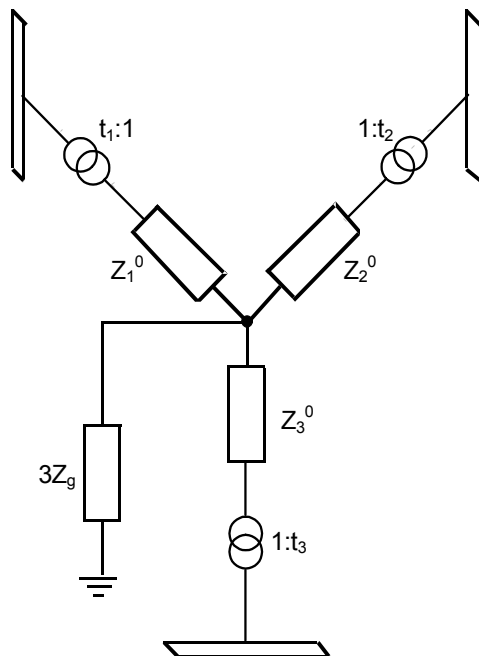
$$\begin{aligned} \text{CC} &= 9 \\ R1 + jX1 &= Z_{t1}^0 \\ RG + jXG &= Z_g \\ R2 + jX2 &= Z_{t2} \end{aligned}$$

Figure 5-18 (Cont). Two-Winding Transformer Zero Sequence Connections

Positive Sequence



Zero Sequence Connections:



Set:

$$CC = 1$$

$$R1 + jX1 = Z_1^0$$

$$R2 + jX2 = Z_2^0$$

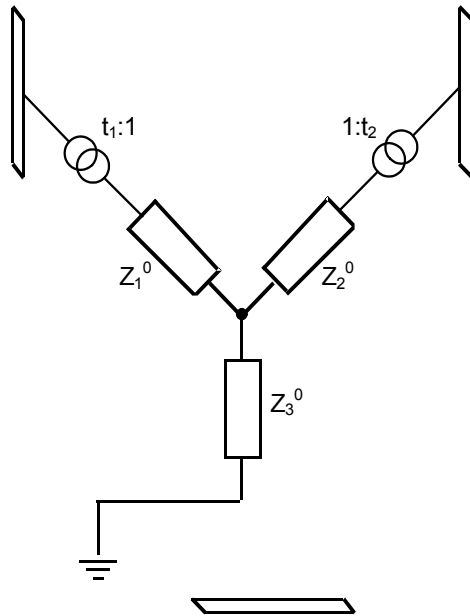
$$R3 + jX3 = Z_3^0$$

$$RG + jXG = Z_g$$

a. Zero Sequence, Connection Code = 1 (5-1-1)

Figure 5-19. Three-Winding Transformer Zero Sequence Connections

Zero Sequence Connections:



Set:

$$CC = 2$$

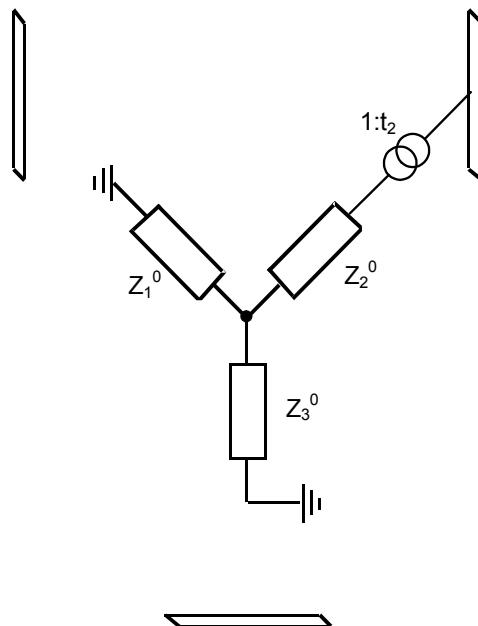
$$R1 + jX1 = Z_1^0$$

$$R2 + jX2 = Z_2^0$$

$$R3 + jX3 = Z_3^0$$

b. Zero Sequence, Connection Code = 2 (1-1-3)

Zero Sequence Connections:



Set:

$$CC = 3$$

$$R1 + jX1 = Z_1^0$$

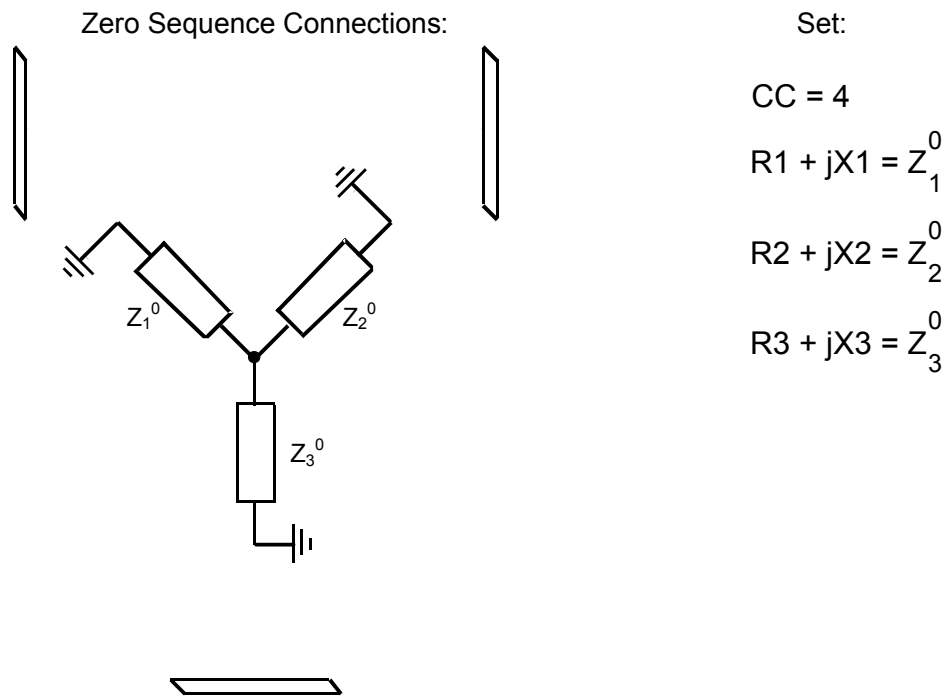
$$R2 + jX2 = Z_2^0$$

$$R3 + jX3 = Z_3^0$$

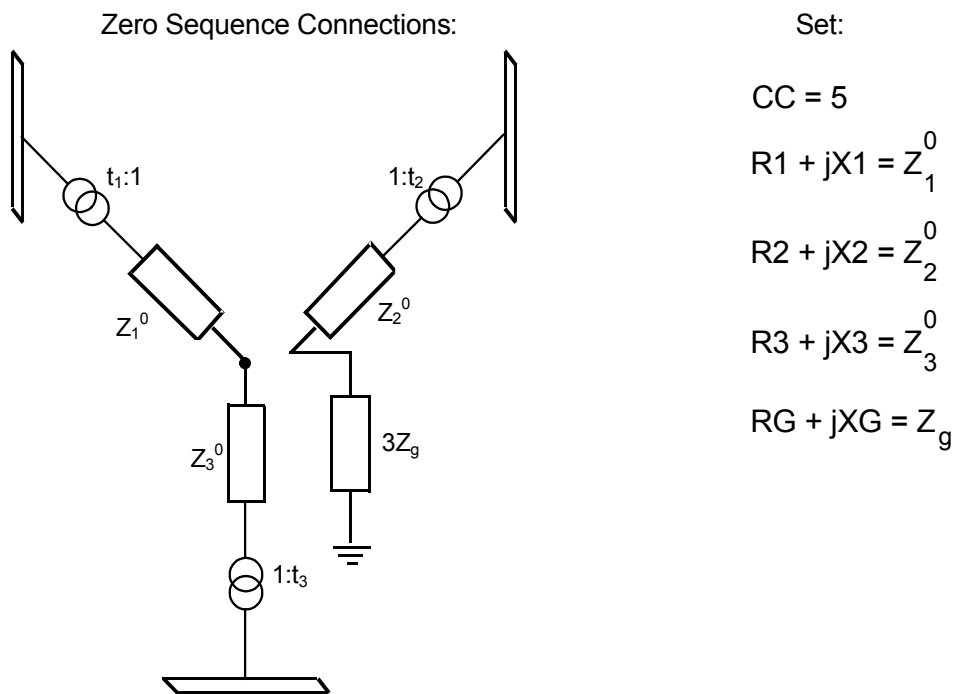
$$RG + jXG = 0.0 + j0.0$$

c. Zero Sequence, Connection Code = 3 (3-1-3)

Figure 5-19 (Cont). Three-Winding Transformer Zero Sequence Connections



d. Zero Sequence, Connection Code = 4 (3-3-3)



e. Zero Sequence, Connection Code = 5 (1-2-1)

Figure 5-19 (Cont). Three-Winding Transformer Zero Sequence Connections

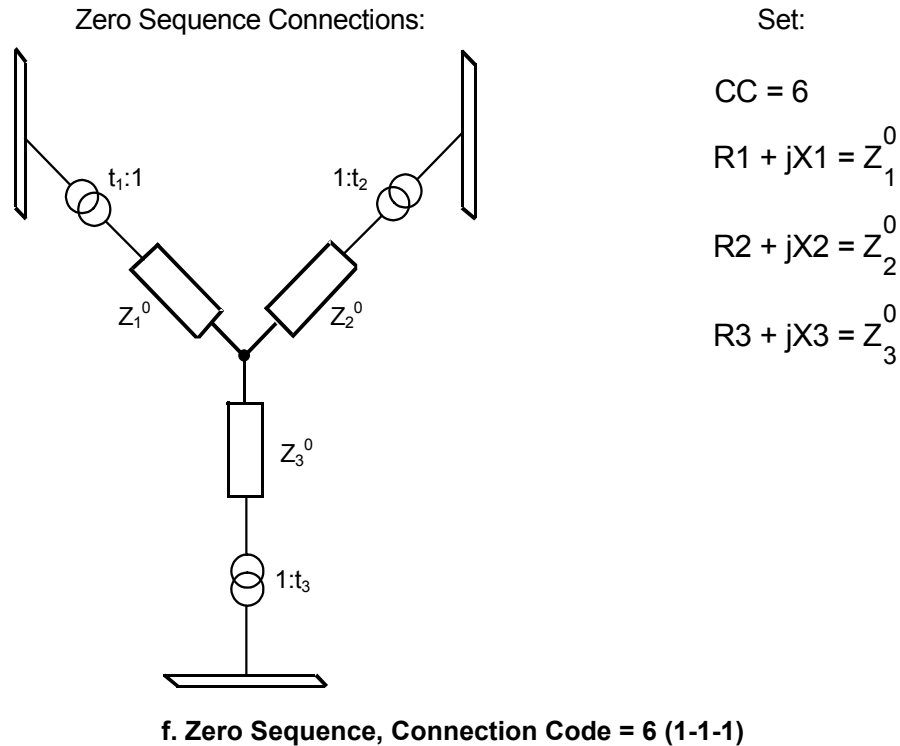


Figure 5-19 (Cont). Three-Winding Transformer Zero Sequence Connections

Zero Sequence Switched Shunt Data

Zero sequence shunt admittances for switched shunts are entered into the working case in zero sequence switched shunt data records in the Sequence Data File. Each switched shunt data record has the following format:

I, BZ1, BZ2, ... BZ8

where:

- I Bus number; bus I must be present in the working case with positive sequence switched shunt data.
- BZ_i Zero sequence reactance increment for each of the steps in block i; entered in pu.
BZ_i = 0.0 by default.

Data specified on zero sequence switched shunt data records must be coordinated with the corresponding positive sequence data (refer to [Switched Shunt Data](#)). The number of blocks and the number of steps in each block are taken from the positive sequence data.

Activity RESQ generates an alarm for any block for which any of the following applies:

- The positive sequence admittance is positive and the zero sequence admittance is negative.
- The positive sequence admittance is negative and the zero sequence admittance is positive.
- The positive sequence admittance is zero and the zero sequence admittance is non-zero.

The zero sequence admittance switched on at a bus is determined from the bus positive sequence value, with the same number of blocks and steps in each block switched on.

Zero sequence switched shunt data input is terminated with a record specifying a bus number of zero.

Zero Sequence Fixed Shunt Data

Zero sequence fixed shunts are entered into the working case in zero sequence fixed shunt data records in the Sequence Data File. Each zero sequence fixed shunt data record has the following format:

```
I, 'ID', GSZERO, BSZERO
```

where:

I	Bus number; bus I must be present in the working case.
ID	One- or two-character shunt identifier of the fixed shunt at bus I for which the data is specified by this record. A fixed shunt at bus I with the identifier ID must exist in the working case (refer to Fixed Bus Shunt Data). ID = 1 by default.
GSZERO	Active component of zero sequence admittance to ground to represent this fixed shunt at bus I; entered in pu.
BSZERO	Reactive component of zero sequence admittance to ground to represent this fixed shunt at bus I; entered in pu.

For any fixed shunt for which either no such data record is specified or GSZERO and BSZERO are both specified as 0.0, no zero sequence ground path is modeled for this fixed shunt. The zero sequence ground tie created by a grounded transformer winding is automatically added to whatever zero sequence fixed shunt and shunt load is specified at the bus when the transformer winding connection code data for the transformer is specified (refer to [Zero Sequence Transformer Data](#)).

Zero sequence fixed shunt data input is terminated with a record specifying a bus number of zero.

5.5.2 Operation of Activity RESQ

The RESQ API routine requires as an input the name of the Sequence Data File to be read.

The working case must contain the network for which the sequence data is to be read. If the change code parameter IC in the first record of the Sequence Data File is set to 1 and sequence data had not previously been read for the system in the working case, a message is printed at the **Progress** device and the data is processed as if IC was set to zero.

As data records are read, a message is displayed at the **Progress** device at the start of each new category of data.

Except for the change code parameter IC in the first data record read by activity RESQ, specifying a data record with a Q in column one is used to indicate that no more data records are to be supplied to activity RESQ.

When the fault analysis warning option is enabled (refer to [Saved Case Specific Option Settings](#)), activity RESQ produces the following tabulations:

- When IC is zero, a listing of all in-service machines at Type 2 and 3 buses for which no negative sequence generator impedance is entered. The negative sequence generator impedance, ZNEG, is set to the positive sequence value, ZPOS.
- When IC is zero, a listing of all in-service machines at Type 2 and 3 buses for which no zero sequence generator impedance is entered. The zero sequence generator impedance, ZZERO, is set to the positive sequence value, ZPOS.

Each of these tabulations may be individually suppressed by entering the AB interrupt control code (see [Section 4.3, Interruption of PSS®E by the User](#)).

5.5.3 Transformers in the Zero Sequence

The fault analysis activities of PSS®E handle the zero sequence representation of two- and three-winding transformers automatically. Other nonstandard transformer types must be reduced to combinations of two-winding transformers, three-winding transformers, and/or branches by the use of dummy buses and equivalent circuits. Note again that the introduction of buses and branches needed for the modeling of nonstandard transformers is accomplished by their addition to the positive sequence network via activities [READ](#), [Reading Power Flow Data Additions from the Terminal](#), or [RDCH](#), or the [\[Spreadsheet\]](#).

Transformer zero sequence data is entered into the working case by means of zero sequence transformer data records in the Sequence Data File (refer to [Zero Sequence Transformer Data](#)). Transformers are represented in the zero sequence as shown in [Figures 5-18](#) and [5-19](#). The establishment of the connections and ground paths depicted is handled automatically on the basis of the impedances and connection code entered and the winding turns ratios.

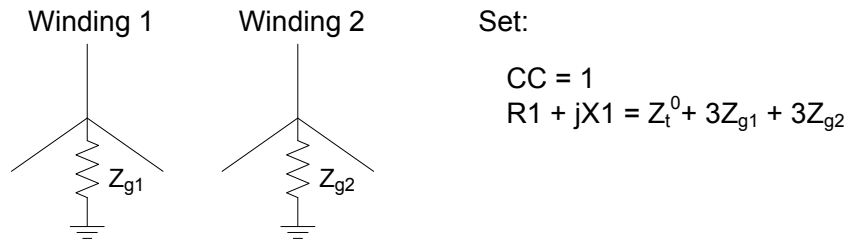
Zero sequence transformer default data is such that the transformer appears as an open circuit in the zero sequence network. Therefore, zero sequence data must be entered for all grounded transformers.

Connection codes *do not* indicate the inherent phase shift due to the relative connection of delta and wye windings. If this phase shift is to be represented, it must be specified in the positive sequence power flow data.

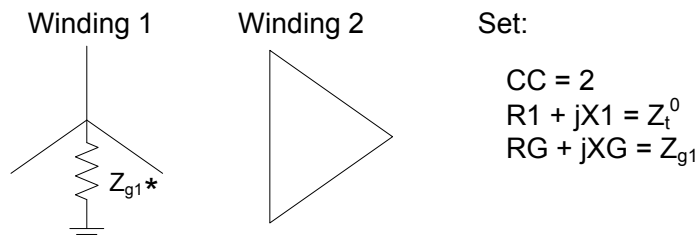
Virtually any impedance grounded two-winding transformer may be modeled automatically by specifying its winding and grounding impedances along with the appropriate connection code (refer to [Zero Sequence Transformer Data](#)). Many three-winding transformer configurations may be handled in a similar manner; others require the addition of $3Z_g$ or other impedances to one or more of the winding impedances.

Following are examples of the proper specification of the data items described in [Zero Sequence Transformer Data](#) for modeling several types of two- and three-winding transformers.

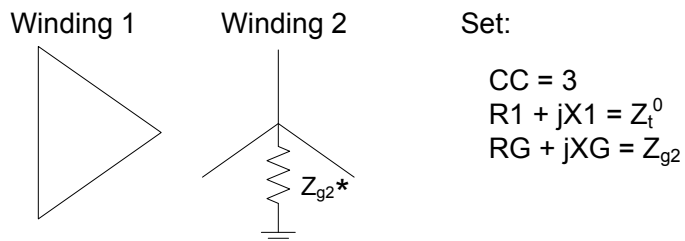
For a wye grounded (winding 1) - wye grounded (winding 2) two-winding transformer:



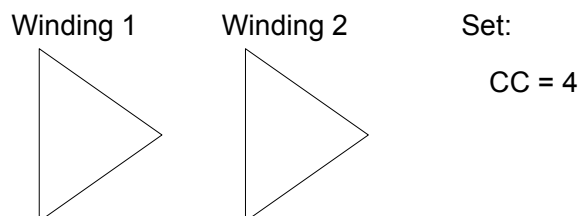
For a wye grounded - delta two-winding transformer:



For a delta - wye grounded two-winding transformer:

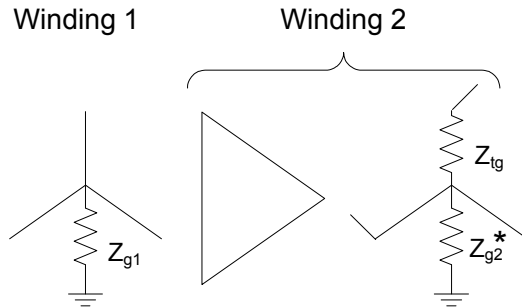


For a delta - delta two-winding transformer:



¹ PSS®E automatically multiplies this value by 3.

For a wye grounded - delta with an earthing transformer two-winding transformer:



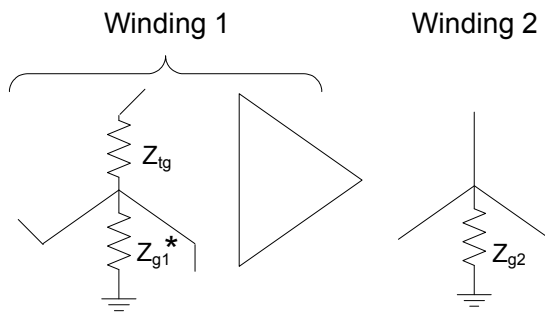
Set:

$$CC = 6$$

$$R1 + jX1 = Z_t^0 + 3Z_{g1}$$

$$RG + jXG = Z_{tg} + 3Z_{g2}$$

For a delta with an earthing transformer - wye grounded two-winding transformer:



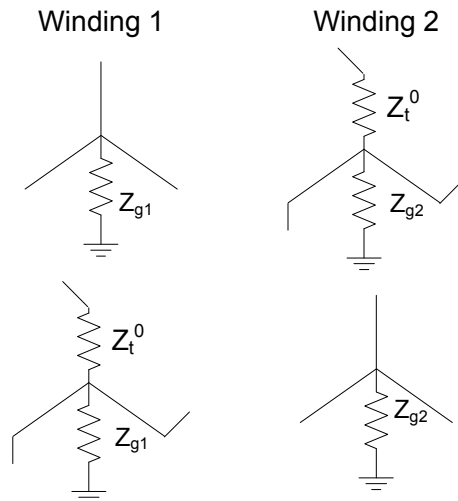
Set:

$$CC = 7$$

$$R1 + jX1 = Z_t^0 + 3Z_{g2}$$

$$RG + jXG = Z_{tg} + 3Z_{g1}$$

For wye-grounded with a zig-zag transformer connection:



Set:

$$CC = 3$$

$$R1 + jX1 = Z_t^0$$

$$RG + jXG = Z_{g2}$$

Set:

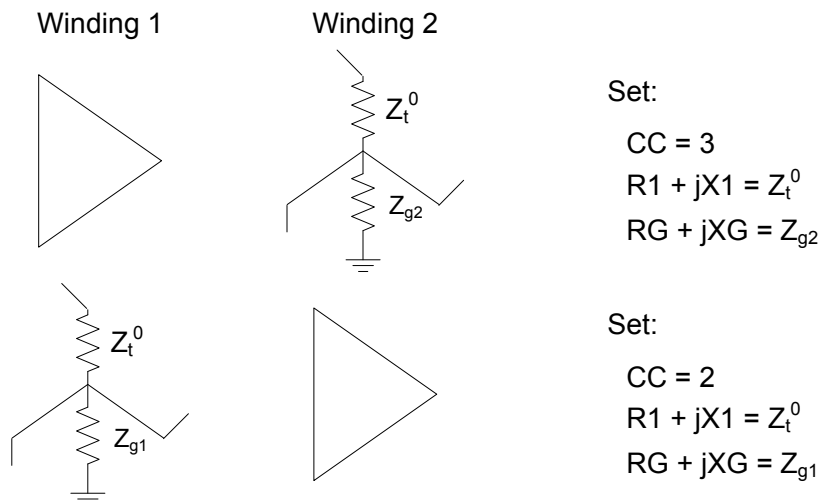
$$CC = 2$$

$$R1 + jX1 = Z_t^0$$

$$RG + jXG = Z_{g1}$$

² PSS®E automatically multiplies this value by 3.

For a delta with a zig-zag transformer connection:



For YNZ or ΔZ three-phase transformers of the core type, the connection code to use is $CC = 6$ with

$$R1 + jX1 = Z_{\phi}^0 \text{ (magnetizing impedance)}$$

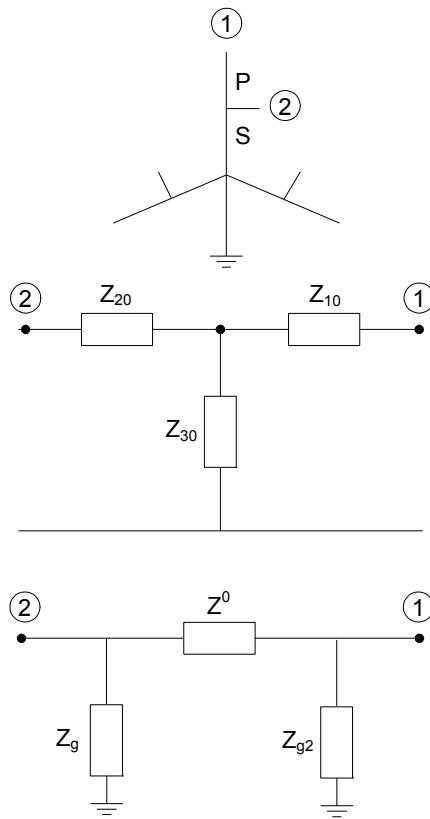
$$RG + jXG = Z_t^0 + 3Z_{g2}$$

For ZYN or $Z\Delta$ three-phase transformers of the core type, the connection code to use is $CC = 7$ with

$$R1 + jX1 = Z_{\phi}^0$$

$$RG + jXG = Z_t^0 + 3Z_{g1}$$

For a wye grounded - wye grounded three phase core-type two-winding autotransformer solidly grounded:



Set:

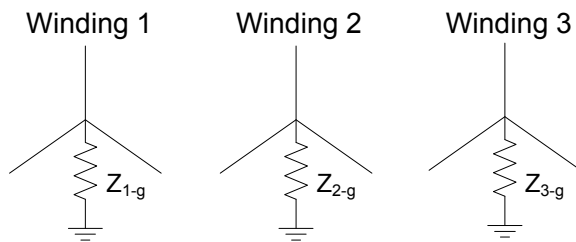
$$CC = 8$$

$$R1 + jX1 = \frac{Z_{10} Z_{20}}{Z_{10} + Z_{20} + Z_{30}}$$

$$RG + jXG = \frac{Z_{20} Z_{30}}{Z_{10} + Z_{20} + Z_{30}}$$

$$R2 + jX2 = \frac{Z_{10} Z_{30}}{Z_{10} + Z_{20} + Z_{30}}$$

For a wye grounded (winding 1) - wye grounded (winding 2) - wye grounded (winding 3) three-winding transformer:



Set:

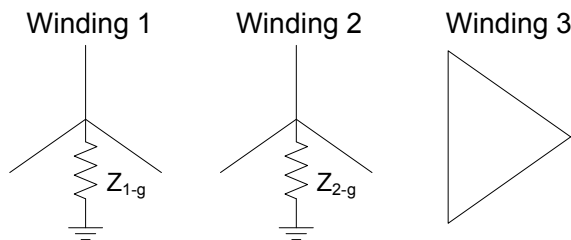
$$CC = 6 \text{ or } 111$$

$$R1 + jX1 = Z_1^0 + 3Z_{1-g}$$

$$R2 + jX2 = Z_2^0 + 3Z_{2-g}$$

$$R3 + jX3 = Z_3^0 + 3Z_{3-g}$$

For a wye grounded - wye grounded - delta three-winding transformer:



Set:

$$CC = 2 \text{ or } 113$$

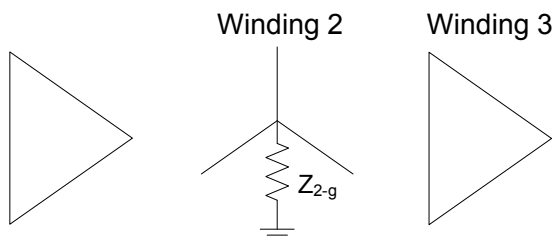
$$R1 + jX1 = Z_1^0 + 3Z_{1-g}$$

$$R2 + jX2 = Z_2^0 + 3Z_{2-g}$$

$$R3 + jX3 = Z_3^0$$

$$RG + jXG = 0.0 + j0.0$$

For a non-autotransformer delta - wye grounded - delta three-winding transformer:



Set:

$$CC = 3 \text{ or } 313$$

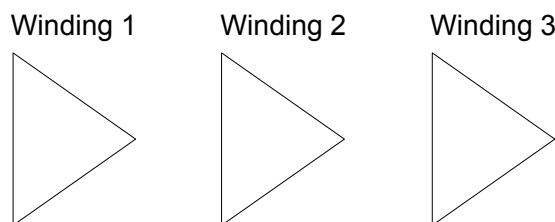
$$R1 + jX1 = Z_1^0$$

$$R2 + jX2 = Z_2^0 + 3Z_{2-g}$$

$$R3 + jX3 = Z_3^0$$

$$RG + jXG = 0.0 + j0.0$$

For a delta - delta - delta three-winding transformer:



Set:

$$CC = 4 \text{ or } 333 \text{ or } 444$$

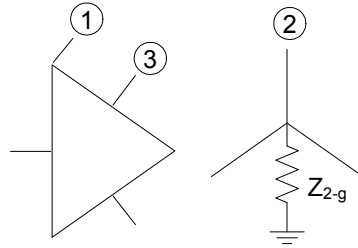
$$R1 + jX1 = Z_1^0$$

$$R2 + jX2 = Z_2^0$$

$$R3 + jX3 = Z_3^0$$

$$RG + jXG = 0.0 + j0.0$$

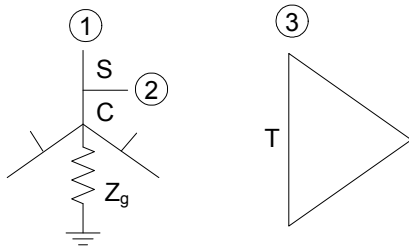
For a delta - wye grounded - delta three-winding autotransformer:



Set:

$$\begin{aligned} CC &= 5 \text{ or } 121 \\ R1 + jX1 &= Z_1^0 \\ R2 + jX2 &= Z_2^0 \\ R3 + jX3 &= Z_3^0 \\ RG + jXG &= Z_{2-g} \end{aligned}$$

For a transformer wye grounded - wye grounded - delta three-winding autotransformer:



S = Series Winding
C = Common Winding
T = Tertiary Winding

Set:

$$\begin{aligned} CC &= 2 \text{ or } 113 \\ R2 + jX2 &= Z_2^0 + 3Z_g \frac{N}{N+1} \\ R1 + jX1 &= Z_1^0 - 3Z_g \frac{N}{(N+1)^2} \\ R3 + jX3 &= Z_3^0 + 3Z_g \frac{1}{N+1} \\ RG + jXG &= 0.0 + j0.0 \end{aligned}$$

Where:

$$\begin{aligned} N &= n_s / n_c \\ n_s &= \text{number of turns in the series winding} \\ n_c &= \text{number of turns in the common winding} \\ Z_g &= Z_g \text{ pu on system MVA base and circuit 2 bus voltage base} \end{aligned}$$

Additional Information

PSS®E GUI Users Guide,
[Section 6.7, Reading Sequence Data for Fault Analysis](#)

PSS®E Command Line Interface (CLI) Users Guide,
[Section 3.7, Reading Sequence Data for Fault Analysis](#)

PSS®E Application Program Interface (API),
[Section 1.205, RESQ](#)

ANEXO 8

Sección 5: Ampliaciones previstas

8.5 AMPLIACIONES PREVISTAS

Tabla 8.5.1 Ampliaciones en ejecución y/o en trámite

En esta tabla se enumeran aquellas ampliaciones que al menos tengan la Solicitud de Acceso presentada o que se presume se presentarían en forma inminente ya que se conoce que se está trabajando en documentos licitatorios de las mismas.

Ubicación	Equipos involucrados	Puesta en servicio	Restricciones que elimina
ET Luján	Reemplazo del transformador T1LJ de 132/34,8/13,8 kV de 30/20/30 MVA por uno de 40/30/40 MVA.	Invierno 2015	Ampliación de la capacidad de transformación de la ET.
ET Luján II	Instalación de un nuevo transformador 132/34,8/13,8 kV de 30/20/30 MVA en paralelo con el actual T1LD.	Invierno 2015	Ampliación de la capacidad de transformación.
EETT Campana y Las Palmas	Línea de 132 kV de 20 km entre las EETT Campana y Las Palmas. Adecuación EETT Campana y Las Palmas. Segundo juego de barras en Las Palmas y paralelo de barras.	Invierno 2017	Refuerza la red de transporte en 132 kV de la zona Norte y evita cortes de demanda en caso de estar fuera de servicio alguna de las líneas de 132 kV que vinculan Campana con Zárate.
ET Villa Lía (1)	Ampliación de la E.T. Villa Lía. Barras de 132 kV y acoplamiento de barras. Dos salidas de línea en 132 kV.	Verano 2015-16	Ampliación necesaria para permitir la vinculación de nuevas líneas de 132 kV a la ET Villa Lía (a CA y a SA).
ET Villa Lía y T Villa Lía - Campana	Desvinculación de S.A. de Areco de la conexión en T de la línea de 132 kV Campana - V. Lía. Se completa un tramo de 9 km de línea de 132 kV que permitirá vincular a las EETT V. Lía y S.A. de Areco. S.L a S.A. Areco. Para esta obra debe estar hecha la ampliación de la ET Villa Lía (1).	Verano 2015-16	Se genera una línea de 132 kV directa desde Villa Lía hacia S.A. de Areco, mejorando el abastecimiento de S.A. de Areco y evitando que la salida de servicio de la línea Villa Lía – Campana afecte la alimentación de S.A. de Areco. Mejorará así la alimentación del área de S.A. de Areco, tanto para la ET existente, como también para la futura ET Nueva S.A. de Areco, vinculándolas directamente con la ET Villa Lía.
ET Toyota	Nueva ET 132/33/13,2 kV - 2x30/20/30 MVA por apertura de la línea de 132 kV Zárate - Corcemar y construcción de LAT DT 132 kV de 0,5km	Verano 2015-16	Descarga la demanda de Toyota de la ET Zárate, y agrega nueva demanda.

Ubicación	Equipos involucrados	Puesta en servicio	Restricciones que elimina
ET Nueva Areco	Seccionamiento de la línea S.A. de Areco – Villa Lía aproximadamente a 2,4 km de la ET S.A. de Areco. Nueva ET con simple barra de 132 kV y tres (3) salidas de línea 132 kV (a VLI, a AA y a CSA). Lugar previsto para doble juego de barras, acoplamiento y un transformador. 132/34,5/13,8 kV - 30/20/30 MVA.	Verano 2015-16	Esta nueva ET es necesaria para lograr una adecuada vinculación de la nueva línea de 132 kV hacia Cap. Sarmiento, vínculo imprescindible para asegurar el abastecimiento de esta última ET y evitar la dependencia de la generación forzada local.
ET Rojas	Reemplazo de uno de los dos transformadores actuales de 15/10/15 MVA - 132/33/13,2 kV por uno de 30/20/30 MVA - 132/33/13,2 kV.	Verano 2015-16	Ampliación de la capacidad de transformación.
EETT 9 de Julio y Bragado	Nueva ET de 132/33/13,2 kV - 2x30/20/30 MVA – LAT 132 kV a la ET Bragado.	Verano 2015-16	Permitirá solucionar los problemas de la ET 9 de Julio aun sin la concreción de la ET 25 de Mayo.
ET Pehuajó	Nueva ET de 132 kV - Un transformador 132/66/13,2 kV de 40 MVA - Un transformador 132/33/13,2 kV - 15/10/15 MVA	Verano 2015-16	Permitirá abastecer las demandas de Pehuajó en 132 kV e inyectar potencia a las demás demandas del corredor de 66 kV T. Lauquen - Bragado.
EETT Henderson y Pehuajó	Línea en 132 kV entre ambas estaciones, de 70 km de extensión. Salida de línea en Henderson. Cable subterráneo acometida E.T.	Verano 2015-16	Elimina las restricciones a la alimentación de Pehuajó y C. Casares, por caída de tensión, en las horas de pico, y descarga las EETT Trenque Lauquen y Bragado. Mejora la confiabilidad del suministro.
EETT Gral. Villegas y Pehuajó	Nueva ET Gral. Villegas 132 kV. Un transformador 132/33/13,2 kV–30/20/30 MVA. Línea de 132 kV de 140 km entre las EETT Pehuajó y Gral. Villegas	Verano 2015-16	Permite alimentar la demanda de Gral. Villegas en 132 kV, eliminando los problemas de tensión en esta zona y el requerimiento de generación forzada, necesario para afrontar los problemas de abastecimiento en G. Villegas y Rivadavia. Descarga la línea de 66 kV Trenque Lauquen – G. Villegas (propiedad de EDEN) y la línea de 132 kV Henderson – T. Lauquen, eliminando problemas de tensión en Trenque Lauquen.
ET Mar del Plata Industrial	Nueva ET 132/33/13,2 kV – 2x 30/20/30 MVA por apertura de actual línea de 132 kV Mar del Plata – Miramar, más LAT 132 kV doble terna y acometida en nueva ET, de 2,3 km.	Verano 2015-16	Permitirá abastecer las necesidades de la demanda y garantizará la prestación del servicio.

Ubicación	Equipos involucrados	Puesta en servicio	Restricciones que elimina
ET Ramallo	Instalación de un segundo transformador de 500/220/13,2 kV - 300/300/50 MVA.	Invierno 2016	Ampliación de la capacidad de transformación de 500 a 220 kV; permite descargar el T4RO y, a su vez, incrementa la confiabilidad del abastecimiento en el nodo Ramallo.
ET Pergamino Industrial	Nueva ET 132/34,5/13,8 kV, 30/20/30 MVA, vinculada al sistema por una doble terna de 2.20 km, a partir del seccionamiento de la actual línea de 132 kV Pergamino – Rojas.	Invierno 2016	Permitirá descargar la actual ET Pergamino, otorgando, entre ambas EETT, una mayor capacidad de transformación para abastecer la demanda de Pergamino, traduciéndose en un incremento de la flexibilidad operativa para su abastecimiento.
EETT Campana, Zárate y Campana 3	Apertura LAT Zárate – Campana 3 y vinculación a ET Campana.	Invierno 2016	Descarga los actuales corredores de 132 kV Campana – Corcemar – Zárate y Campana – Praxair – Campana 132 kV – Zárate.
ET AXION	Construcción de dos nuevas salidas de línea en 132 kV en ET Campana. Nueva ET AXION 132/33 kV con dos transformadores de 75 MVA, doble barra en 132 kV (GIS) y 33 kV. Vinculación entre EETT por medio de dos nuevas líneas subterráneas de 6 km aprox.	Invierno 2016	Abastece la nueva demanda de AXION.
ET Bolívar	Nueva ET 132/33/13,2 kV – 2x30/20/30 MVA, por seccionamiento de la LAT de 132 kV Henderson – Olavarría y nueva LAT 132 kV doble terna (45km) hacia la nueva estación.	Invierno 2016	Permitirá abastecer la demanda de la localidad de Bolívar desde la red de 132 kV, descargando los transformadores de la ET Henderson.
ET Monte	Reemplazo de los actuales transformadores de 15 MVA por transformadores 132/34,5/13,8 kV - 30/20/30 MVA.	Invierno 2016	Ampliación de la capacidad de transformación. Mejora la confiabilidad de la ET.
EETT Newton, G. Belgrano y Chascomús	Nueva ET Gral. Belgrano 132/33/13,2 kV (GBE): dos salidas de línea 132 kV (a NW y a CU), dos transformadores 132/34,5/13,8 kV – 30/20/30 MVA. Doble juego de barras 132 kV en “U” y campo de acoplamiento de barras. LLAATT de 132 kV Newton – Belgrano, de 37 km y Belgrano – Chascomús, de 83 km. Ampliación de las EETT Newton y Chascomús.	Invierno 2016	Permite vincular la demanda de la localidad de Belgrano directo a la red de 132 kV, aportando una nueva vinculación hacia el corredor Chascomús – Dolores. Mejora el desempeño ante contingencias en algunas líneas del área.

Ubicación	Equipos involucrados	Puesta en servicio	Restricciones que elimina
ET Mar del Tuyú	Instalación de un segundo transformador 132/34,5/13,8 kV - 30/20/30 MVA. Doble juego de barras de 132 kV en "U". Dos salidas de línea 132 kV a las EETT Las Toninas y Mar de Ajó.	Invierno 2016	Permitirá abastecer las necesidades de la demanda y garantizará la prestación del servicio.
ET Valeria del Mar	Incorporación de un segundo transformador de 132/33/13,2 kV - 15/10/15MVA.	Invierno 2016	Aumento de la capacidad de transformación. Descarga la ET Pinamar y libera generación diesel.
ET Ayacucho	Apertura de la actual línea de 132 kV Tandil – Las Armas, y construcción de la ET Ayacucho 132/33/13,2 kV – 15/10/15 MVA.	Invierno 2016	Destinada a vincular a la demanda de la localidad de Ayacucho directamente con la red de 132 kV de Transba S.A, mejorando el abastecimiento. Descarga la ET Tandil.
ET Puán	Nueva ET Puán 132/33/13,2 kV – 2x30/30/20 MVA, seccionando la línea de 132 kV Pigüé – Guatraché.	Invierno 2016	Descarga la ET Pigüé. Mejora el abastecimiento de la demanda de Puán y alrededores.
ET Sur	Nueva ET 2x45/30/45 MVA - 132/34,5/13,8 kV, seccionando la línea de 132 kV Chañares – Petroquímica. Dos campos de salida de línea. Doble juego de barras 132 kV en "U" con campo de acoplamiento de barras.	Invierno 2016	Brinda un nuevo punto de abastecimiento a la demanda de la ciudad de Bahía Blanca. Descarga la ET Bahía Blanca Urbana.
ET Colón	Instalación de un segundo transformador 132/34,5/13,8 kV - 30/20/30 MVA. Segunda barra de 132 kV y campo de acoplamiento de barras en 132 kV.	Verano 2016-17	Abastecerá la creciente demanda de energía eléctrica de la zona de Colón y su partido, como así también localidades aledañas. Mejora la confiabilidad del suministro.
EETT Nueva Areco y Cap. Sarmiento.	Nueva ET Capitán Sarmiento 132/33/13,2 kV (CSA): Dos (2) salidas de línea 132 kV (a ARR y a SA) – Un transformador 132/34,5/13,8 kV - 30/20/30 MVA. Línea de 132 kV de 32 km entre Cap. Sarmiento y Nueva Areco.	Verano 2016-17	La alimentación en 132 kV a Capitán Sarmiento constituye una solución a los problemas de alimentación de la ET Capitán Sarmiento, eliminando la dependencia a la generación forzada en escenarios de alta demanda. Adicionalmente trae beneficios a la ET Arrecifes al descargar la red de 66 kV.
ET Chacabuco Industrial	Instalación de un segundo transformador 132/33/13,2 kV - 30/20/30 MVA.	Verano 2016-17	Ampliación de la capacidad de transformación. Mejora la confiabilidad del suministro. Descarga la ET Chacabuco.

Ubicación	Equipos involucrados	Puesta en servicio	Restricciones que elimina
ET 25 de Mayo 500 kV	Nueva ET 25 de Mayo 500/132 kV - 2x300 MVA, vinculada al corredor de 500 kV Henderson – Ezeiza, por el seccionamiento de una de las líneas de 500 kV. Seccionamiento de la línea de 132 kV Bragado – Saladillo y vinculación de la misma a barras de 132 kV de 25 de Mayo.	Verano 2016-17	Da una solución a largo plazo de los problemas de abastecimiento de la zona centro (caída de tensión en la línea de 220 kV Henderson – Bragado, problemas de tensión, sobrecargas en líneas, etc.). Adicionalmente se elimina la actual dependencia de toda el área de un único vínculo (línea de 220 kV Henderson - Bragado).
EETT 25 de Mayo y Chivilcoy	Línea de 132 kV de 68 km entre las EETT 25 de Mayo y Chivilcoy. Acometida E.T. en CAS. S.L. 132 kV ET Chivilcoy.	Verano 2016-17	Necesaria para vincular la ET 25 de Mayo 500 con la red de transporte por distribución troncal en 132 kV. Refuerza la alimentación a las EETT del corredor de 132 kV Bragado - Luján.
ET Las Toninas	Ampliación de la ET con la incorporación de un nuevo transformador 132/34,5/13,8 kV - 30/20/30 MVA.	Verano 2016-17	Permitirá abastecer las necesidades de la demanda y garantizará la prestación del servicio.
ET González Chaves	Instalación de un segundo transformador 132/34,5/13,8 kV - 15/10/15 MVA.	Verano 2016-17	Ampliación de la capacidad de transformación para evitar ENS por sobrecarga. Mejora la confiabilidad de la ET.
ET Pigüé	Reemplazo de los dos transformadores 132/34,5/13,8 kV - 15/10/15 MVA por dos nuevas unidades de 30/30/20 MVA. Provisión y reemplazo completo de barras en 132 kV. Adecuación de la ET.	Verano 2016-17	Permitirá abastecer las necesidades de la demanda y garantizará la prestación del servicio, evitando cortes ante la salida de un transformador.
ET Norte II	Instalación de un tercer transformador 132/34,5/13,8 kV - 45/30/45 MVA y vinculación a barras de 132 kV y 13,2 kV. Adquisición de un transformador de reserva 132/34,5/13,8 kV - 45/30/45 MVA.	Verano 2016-17	Permitirá abastecer las necesidades de la demanda y garantizará la prestación del servicio.
ET Punta Alta	Reemplazo de uno de los dos transformadores 15/10/15 MVA por uno de 20/20/6,6 MVA.	Verano 2016-17	Ampliación de la capacidad de transformación. Permite la transferencia de carga desde la ET Cnel. Rosales a la ET Punta Alta.

Ubicación	Equipos involucrados	Puesta en servicio	Restricciones que elimina
ET Ramallo	Instalación de un segundo transformador de 220/132/13,2 kV de 300 MVA.	Invierno 2017	La ampliación de la capacidad de transformación de 220 a 132 kV en esta ET descarga el actual transformador 220/132 kV y disminuye la dependencia al despacho forzado de la CT San Nicolás, mejorando la confiabilidad del área.
ET San Nicolás Norte	Nueva ET 132/33/13,2 kV seccionando las dos líneas de 132 kV San Nicolás – Laminados Industriales y San Nicolás – Villa Constitución Residencial. Dos transformadores 132/34,5/13,8 kV - 30/20/30 MVA – Sistema de doble juego de barras 132 kV en “U” con acoplamiento.	Invierno 2017	Constituye otro punto de alimentación para la demanda de San Nicolás, mejorando su abastecimiento y confiabilidad. Descargará las EETT San Nicolás y San Nicolás Urbana.
EETT Cap. Sarmiento y Arrecifes	Nueva ET Arrecifes (ARR) 132/33/13,2 kV – Dos salidas de línea 132 kV (a CSA y a SA) – Un transformador 132/34,5/13,8 kV - 40/30/40 MVA- Línea de 132 kV entre las EETT Arrecifes y Capitán Sarmiento, de 34 km de extensión.	Invierno 2017	Dará continuidad al corredor Villa Lía – Capitán Sarmiento, permitirá alimentar la demanda de Arrecifes desde la red de 132 kV y eliminará la carga del corredor de 66 kV dejando su uso para abastecimiento en caso de contingencias.
EETT Salto y Arrecifes	Línea de 132 kV entre las EETT Salto y Arrecifes, de 32 km de extensión. Ampliación de la ET Salto: una salida de línea 132 kV (a ARR), segunda barra de 132 kV y campo de acoplamiento en 132 kV.	Invierno 2017	Junto con la línea C. Sarmiento – Arrecifes, cierra un corredor de 132 kV entre Villa Lía y Bragado, reforzando la red de transporte en 132 kV de la zona Centro – Norte. Evita problemas de tensión o cortes de demanda ante varias condiciones N-1 de las demandas radiales de Chacabuco, Chacabuco Industrial y Salto.
EETT Lobos y 25 de Mayo	Nueva ET Lobos – Un transformador 132/33/13,2 kV - 30/20/30 MVA. Línea de 132 kV de 101 km entre las EETT 25 de Mayo y Lobos. Salida de Línea en 25 de Mayo.	Invierno 2017	Permite abastecer la demanda de la localidad de Lobos en 132 kV, eliminando los problemas de tensión en barras de 66 kV y la dependencia de una sola línea de 66 kV que alimenta a Las Heras y Lobos desde Luján. Descarga los transformadores de la ET Luján 132/66 kV. Elimina la dependencia de la generación forzada local en Lobos.

Ubicación	Equipos involucrados	Puesta en servicio	Restricciones que elimina
EETT Bahía Blanca y Vivoratá	Nueva ET Vivoratá 500/132 kV – 2 x 450 MVA. Línea de 500 kV de 400 km entre las EETT Bahía Blanca y Vivoratá. Reactores de línea 2 x 150 MVar.	Invierno 2017	Constituye una solución a largo plazo de los problemas de tensión y abastecimiento del área Atlántica. Minimiza la generación forzada en la costa Atlántica, mejorando la confiabilidad del suministro.
Vinculaciones ET Vivoratá	Apertura de líneas MDP-Necochea y MDP-Balcarce y vinculación a Vivoratá 132 kV, más nueva doble terna entre Vivoratá y MDP 132 kV.	Invierno 2017	Vincula la nueva ET Vivoratá 500 kV con la red de 132 kV del área Mar del Plata.
EETT Vivoratá y Villa Gesell	Nueva línea doble terna de 132kV entre ambas EETT, de 85 km aproximadamente.	Invierno 2017	Vincula el área de Mar del Plata con la costa norte, brindando un importante aporte de potencia a esta área.
ET Tandil Industrial	Nueva ET 132/33/13,2 kV - 2 x 30/20/30 MVA a partir del seccionamiento de la LAT Olavarría-Tandil.	Invierno 2017	Descarga el nodo Tandil.
ET Rojas	Reemplazo del segundo transformador de 15/10/15 MVA - 132/33/13,2 kV por uno de 30/20/30 MVA - 132/33/13,2 kV.	Verano 2017-18	Ampliación de la capacidad de transformación. Evita cortes ante la salida de un transformador.
ET Miramar	Reemplazo de los dos transformadores 132/33/13,2 kV - 15/10/15 MVA por otros dos de 30/10/30 MVA - 132/34.5/13.8 kV.	T1MR ver 2017 T2MR ver 2018	Aumento de capacidad para evitar ENS por sobrecarga. Ampliación de la capacidad de transformación. Mejora la confiabilidad del suministro.
EETT Río Diamante y Coronel Charlone	Nueva ET Coronel Charlone 500/132 kV – 2x300 MVA. Nueva línea de 500 kV de 490 km de longitud entre la ET Río Diamante y la futura ET Coronel Charlone.	2018	Esta obra forma parte de un futuro corredor de 500 kV Cuyo – GBA. Constituye un necesario punto de abastecimiento para el área Centro-Norte de la Provincia de Buenos Aires, contribuyendo a solucionar problemas de tensión y abastecimiento del área.
EETT Coronel Charlone y General Villegas	Nueva LAT de 132 kV de 50 km de longitud que vincula la ET General Villegas con la futura ET Coronel Charlone.	2018	Considerando que ya se encuentre en servicio el corredor de 132 kV Henderson – Pehuajó – G. Villegas, esta nueva LAT permitirá vincular la red de Transba con un nuevo punto en 500 kV, proporcionando importantes beneficios al área Centro-Oeste de la Provincia de Buenos Aires.
ET Brandsen	ET Brandsen 132/33/13.2 kV 30 MVA seccionando la línea Monte – Chascomús.	2018	Descarga la ET Kaiser, desde la cual se alimenta actualmente Brandsen.

Ubicación	Equipos involucrados	Puesta en servicio	Restricciones que elimina
ET Cnel Suárez	Reemplazo de los dos transformadores de potencia instalados (2x15/10/15MVA), por dos nuevos transformadores de 30/30/20 MVA.	T1CZ 2018 T2CZ 2020	Ampliación de la capacidad de transformación.
EETT 25 de Mayo y Bragado	LAT de 57 km entre ambas EETT. Adecuación de la ET Bragado y S.L. 25 de Mayo.	2019	Incrementará el aprovechamiento de la ET 25 de Mayo, constituyendo una mejora importante para el área de Bragado.
EETT Vivotatá y Abasto	Línea Vivotatá – Abasto de 500 kV de 367 km. Reactores de línea 150 MVAR lado Vivotatá y 120 MVAR lado Abasto. Ampliación ET Abasto. Compensación serie en ET Mar del Plata hacia Bahía Blanca y Abasto.	2019	Incrementa la confiabilidad del área Atlántica, evitando cortes de demanda y de generación forzada en caso de estar fuera de servicio la línea de 500 kV Bahía Blanca – Mar del Plata. Adicionalmente, junto con la línea Bahía Blanca – Mar del Plata, permite incrementar la transferencia de potencia de los generadores que se hallen en Bahía Blanca o al sur de la misma hacia la zona del Gran Buenos Aires.
EETT Pehuajó y Lincoln	Línea de 132 kV entre ambas estaciones, de 134 km de extensión. S.L. 132 kV en la ET Lincoln.	2021	Mejora la calidad de suministro a las EETT del corredor de 132 kV Bragado - Pergamino. Brinda mayor confiabilidad al área Centro.

Tabla 8.5.2 Ampliaciones informadas por terceros o de posible realización

En esta tabla se enumeran aquellas ampliaciones de las que esta Transportista sólo dispone alguna información muy preliminar sobre la intención de su realización parte de terceros.

Ubicación	Equipos involucrados	Fecha	Objeto
ET Lincoln	Reemplazo de los dos transformadores 132/33/13,2 kV - 15/10/15 MVA por otros dos de 30/20/30 MVA.	Ver 2015-16	Ampliación de la capacidad de transformación. Mejora la confiabilidad del suministro. Elimina restricciones en condiciones de N-1.
ET Henderson	Reemplazo de los transformadores de 132/33/13,2 kV existentes (15/10/15 y 20/20/6,6 MVA) por dos de 30/30/10 MVA.	T6HE Inv 2015 T5HE Inv 2016	Ampliación de la capacidad de transformación. Elimina restricciones de demanda en los actuales transformadores frente a un N-1.
ET Las Armas	Instalación de un 2° transformador 132/34,5/13,8 kV - 15/10/15 MVA.	2018	Aumento de capacidad para evitar ENS por sobrecarga. Ampliación de la capacidad de transformación.
ET Las Palmas	Instalación de un 2° transformador 132/33/13,2 kV - 30/30/20 MVA.	2018	Descarga la ET Zárate y el actual transformador de Las Palmas.
ET Balcarce	Reemplazo del actual T1BL 15/10/15 MVA por otro de 30/30/20 MVA.	2018	Ampliación de la capacidad de transformación.
EETT Salliqueló y Henderson	Nueva ET Salliqueló 132/66/33/13,2 kV - 1x20 MVA + 1 x 15/10/15 MVA. LAT de 132 kV Henderson – Salliqueló, de aprox. 123 km.	2018	Soluciona la radiabilidad del corredor de 66 kV T Lauquen - Tres Lomas – Salliqueló.
ET Tornquist	Reemplazo del transformador actual T1TO (15/10/15 MVA) por otro de mayor tamaño (por ej 30/20/30 MVA) o alternatively el agregado de otro similar de 15/10/15 MVA.	2018	Ampliación de la capacidad de transformación.
EETT S.A. de Giles y SA de Areco	Nueva ET SA de Giles 132/33/13,2 kV, 1x30/20/30 MVA. LAT 132 kV S.A. de Areco – S.A. de Giles de aproximadamente 25 km.	2019	Elimina restricción al actual abastecimiento.
EETT Salto y Rojas	Línea de 132 kV entre las EETT Salto y Rojas de 50 km. S.L. en ambas EETT.	2019	Constituye un mutuo soporte de tensión entre los corredores de 132 kV Pergamino - Bragado y el propuesto entre Villa Lía – Bragado para el año 2016/17, evitando cortes de demanda ante algunas contingencias.
ET Stroeder	Nueva ET Stroeder con un transformador 132/34,5/13,8 kV – 15/10/15 MVA, seccionando la línea de 132 kV Pedro Luro – C. de Patagones.	2019	Permite el abastecimiento de las demandas de Stroeder, Casas y Bahía San Blas.

Ubicación	Equipos involucrados	Fecha	Objeto
ET Cardales	Nueva ET Cardales 132/33/13,2 kV – 15/10/15 MVA en zona de Ruta 8 y Ruta 6, conformando la LAT Areco – Cardales – Luján.	2020	Elimina restricciones de demanda frente a nuevos emprendimientos inmobiliarios.
ET Chivilcoy Dos	Nueva ET Chivilcoy Dos 1x30/20/30 MVA 132/33/13,2 kV, más vinculaciones en 132 kV.	2020	Instalación de una nueva ET en otro punto de la ciudad, para atender el crecimiento de la demanda.
ET Mercedes Dos	Nueva ET Mercedes Dos 1x30/20/30 MVA 132/33/13,2 kV, más vinculaciones en 132 kV.	2020	Instalación de una nueva ET en otro punto de la ciudad, para atender el crecimiento de la demanda.
ET Pedro Luro	Instalación de un 2° transformador 132/33/13,2 kV - 15/10/15 MVA.	2021	Mejora la confiabilidad del suministro. Evita cortes ante la salida de un transformador.

ANEXO 9

Calidad de Servicio del Sistema de Transporte

(PT/012 - Ítem 4.e)

ANEXO 9

Sección 1: Presentación de datos de indisponibilidad de líneas y equipos

9.1 PRESENTACIÓN DE DATOS DE INDISPONIBILIDAD DE LÍNEAS Y EQUIPOS

En la presente Sección se adjunta la información requerida en el ítem “e.1” del Procedimiento Técnico 12, respecto a salidas forzadas, programadas y coeficientes de disponibilidad.

A efectos de una correcta interpretación de los datos consignados deberán considerarse las definiciones incluidas en el punto “e” y “e.1” de dicha normativa.

Se aclara que en la “Tabla 3 - Causas de salidas forzadas de líneas (global)” no se cargaron los datos de energía no suministrada correspondientes al año 1996 por no estar disponibles. Consecuentemente, lo mismo ocurre con el indicador técnico “IT2” (Número de disturbios mayores originados en la red de transmisión).

Por el mismo motivo no pudo confeccionarse la “Tabla 6 - Tipificación de faltas”, para el mismo año.

Debido a que los equipos de compensación conectados a la red de Transba S.A. (capacitores shunt) son propiedad de terceros no se realizó la Tabla 7.

ANEXO 9

Sub-Sección 1.1: Año 1996

Tabla 9.1.1.1. Indisponibilidades de líneas - Año 1996

Tensión nominal	Long total	Forzadas N. A.		Forzada autorizada		Programadas		Tasa de sal forzada	Indice de Disp	P. Corte
		Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	C sal/100km-año	(%)	MW
220	177	1	1,15			8	73,63	0,56	99,15	0,0
132	4930	169	635,38			936	6332,64	3,43	98,70	909,0
66	391	41	109,41			114	762,66	10,49	98,75	190,7
Total	5497	211	745,94			1058	7168,93	3,84	98,72	1099,7

Tabla 9.1.1.2. Causa de salidas forzadas de líneas (Global) - Año 1996

Descripción	Ident (*)	Cantidad de salidas		Energía no suministrada		Potencia cortada	
		Nro	% Particip	MW-h	% Particip	MW	% Particip
Falla interna en el equipo de potencia	1	143	67,77			768,1	69,85
Tormenta eléctrica	2	26	12,32			137,8	12,53
Incendio de campos	3	1	0,47			40,7	3,70
Animales, plantaciones y otros objetos que afecten la instalacion	4	0	0,00			0,0	0,00
Error humano / maniobra.	5	0	0,00			0,0	0,00
Meteoro	6	16	7,58			54,2	4,93
Atentado	7	0	0,00			0,0	0,00
Actuación incorrecta de los sistemas de protecciones y comunicaciones.	8	4	1,90			4,0	0,36
Falla en barras.	9	0	0,00			0,0	0,00
Actuación de protecciones en zona de respaldo remoto.	10	0	0,00			0,0	0,00
Protección de sobretensión, subfrecuencia, sobrefrecuencia.	11	0	0,00			0,0	0,00
Sobrecarga.	12	0	0,00			0,0	0,00
Oscilaciones de potencia.	13	1	0,47			0,0	0,00
Actuación correcta de automatismos del SADI.	14	0	0,00			0,0	0,00
Actuación incorrecta de automatismos del SADI.	15	0	0,00			0,0	0,00
Desconocidas	16	0	0,00			0,0	0,00
Otras	17	20	9,48			94,9	8,63
Total		211	100,00			1099,7	100

Tabla 9.1.1.3. Salidas forzadas y programadas por línea - Año 1996

Codigo Ident.	E.T. Origen	E.T. Destino	Terna	Tens	Long	Forzadas no Autorizadas		Forzadas autorizadas		Programadas		Indice de Disponib	Pcorte
			Nº	kV	km	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	(%)	MW
	AZUL	OLAVARRIA		132.0	51,4	0	0,0			8	50,1	99,43	
	BALCARCE	MAR DEL PLATA		132.0	62,9	4	7,6			17	123,8	98,50	
	CALER.AVELLANEDA	LOMA NEGRA		132.0	5,3	1	1,1			7	35,4	99,58	40,7
	CHASCOMUS	MONTE		132.0	114,0	3	20,5			24	183,1	97,68	
	CHASCOMUS	VERONICA		132.0	70,8	0	0,0			5	34,1	99,61	
	DOLORES	SAN CLEMENTE		132.0	102,6	2	0,5			36	254,4	97,09	3,9
	DOLORES	CHASCOMUS		132.0	87,4	4	12,4			9	64,3	99,12	
	GONZALEZ CHAVEZ	TRES ARROYOS		132.0	47,0	1	0,4			10	55,4	99,36	
	LOMA NEGRA	OLAVARRIA		132.0	41,7	2	5,6			8	48,6	99,38	
	LAPRIDA	OLAVARRIA		132.0	99,7	1	115,9			7	52,6	98,08	
	LAS ARMAS	DOLORES		132.0	88,2	1	0,3			12	96,9	98,89	
	LAS ARMAS	GRAL. MADARIAGA		132.0	64,4	1	5,1			6	39,4	99,49	1,4
	LAS FLORES	AZUL		132.0	107,0	2	0,3			4	31,3	99,64	
	MAR DEL PLATA	MIRAMAR		132.0	49,9	2	0,1			11	62,4	99,29	
	GRAL. MADARIAGA	VILLA GESELL		132.0	35,0	2	5,1			17	99,4	98,81	14,0
	MAR DE AJO	SAN CLEMENTE		132.0	39,0	1	4,5			15	92,9	98,89	
	MONTE	LAS FLORES		132.0	86,8	5	61,6			7	42,1	98,82	
	NECOCHEA	GONZALEZ CHAVEZ		132.0	134,8	5	15,7			16	116,6	98,49	
	NECOCHEA	MAR DEL PLATA		132.0	129,0	4	6,8			12	104,1	98,73	
	NECOCHEA	MIRAMAR		132.0	97,5	0	6,0			12	153,7	98,18	
	NECOCHEA	TANDIL		132.0	149,2	4	5,5			14	105,8	98,73	
	OLAVARRIA VIEJA	CALER.AVELLANEDA		132.0	6,3	1	10,5			6	36,3	99,47	

	OLAVARRIA	GONZALEZ CHAVEZ		132.0	152,0	0	0,0			15	110,8	98,74	
	OLAVARRIA	OLAVARRIA VIEJA		132.0	31,2	0	0,0			6	36,2	99,59	
	OLAVARRIA	HENDERSON		132.0	120,6	0	0,3			6	97,9	98,88	
	PINAMAR	MAR DE AJO		132.0	46,4	2	10,4			28	170,1	97,94	
	TANDIL	BALCARCE		132.0	103,6	1	11,5			4	23,2	99,60	
	TANDIL	BARKER		132.0	47,7	5	2,3			3	9,8	99,86	36,2
	TANDIL	LAS ARMAS		132.0	122,2	2	7,7			4	31,7	99,55	
	TANDIL	OLAVARRIA		132.0	133,2	1	4,2			46	349,3	95,96	
	VILLA GESELL	PINAMAR		132.0	16,3	0	0,0			17	96,8	98,89	
	BRAGADO	9 DE JULIO - BS.AS.		66.0	54,0	0	0,0			27	145,7	98,34	
	BRAGADO	CHACABUCO		132.0	60,6	3	0,5			2	6,5	99,92	20,0
	BRAGADO	CHIVILCOY		132.0	49,0	1	0,1			8	42,5	99,51	
	BRAGADO	HENDERSON		220.0	177,0	1	1,2			8	73,6	99,15	
	BRAGADO	SALADILLO BS.AS.		132.0	83,8	1	1,4			24	171,5	98,03	
	CARLOS CASARES	PEHUAJO		66.0	53,1	10	77,9			11	49,6	98,54	
	CHIVILCOY	MERCEDES BS.AS.		132.0	69,1	1	4,2			78	512,9	94,10	6,0
	HENDERSON	CNEL.SUAREZ		132.0	126,9	3	10,1			32	188,1	97,74	
	HENDERSON	TRENQUE LAUQUEN		132.0	105,4	8	7,9			1	5,0	99,85	208,8
	LINCOLN	BRAGADO		132.0	104,4	18	10,2			19	139,0	98,30	7,0
	LUJAN	MORON	1	132.0	43,0	1	0,1			16	102,2	98,83	26,0
	LUJAN	MORON	2	132.0	43,0	3	28,9			13	108,3	98,43	86,0
	LUJAN	SAN .ANT. DE ARECO		66.0	49,8	6	5,5			13	102,5	98,77	20,0
	MERCEDES BS.AS.	LUJAN		132.0	41,3	2	0,1			20	121,4	98,61	25,0
	9 DE JULIO - BS.AS.	CARLOS CASARES		66.0	46,7	1	0,4			15	196,0	97,76	4,0
	PEHUAJO	TRENQUE LAUQUEN		66.0	80,1	10	0,6			14	71,4	99,18	49,2
	SALADILLO	LAS FLORES		132.0	76,2	5	10,4			6	29,0	99,55	
	ARRECIFES	PERGAMINO		66.0	43,8	6	12,0			9	66,5	99,10	61,0
	ATUCHA I	ZARATE		132.0	22,1	1	0,1			7	32,5	99,63	
	CPTAN SARMIENTO	ARRECIFES		66.0	31,9	5	1,1			11	56,8	99,34	41,0
	NUEVA CAMPANA	CAMPANA		132.0	6,5	0	0,0			8	43,1	99,51	

	CAMPANA	SIDERCA 0		132.0	0,3	0	0,0			5	32,4	99,63	
	JUNIN	LINCOLN		132.0	70,0	7	1,9			19	130,1	98,49	12,0
	PERGAMINO	ROJAS		132.0	36,0	5	9,4			8	41,1	99,42	17,0
	ROJAS	JUNIN		132.0	47,7	4	11,3			15	64,2	99,14	20,0
	SAN NICOLAS	V.CONSTIT.IND.		132.0	13,6	1	0,3			8	62,6	99,28	
	SAN NICOLAS	V.CONSTIT.RES.		132.0	14,7	0	0,0			10	74,3	99,15	
	S.ANTONIO DE ARECO	CPTAN SARMIENTO		66.0	31,5	3	12,0			14	74,1	99,02	15,0
	URBANA S.NICOLAS	PERGAMINO		132.0	77,4	0	0,0			2	104,8	98,80	
	SAN NICOLAS	PERGAMINO		132.0	70,8	1	0,2			10	66,3	99,24	
	SAN NICOLAS	SAN PEDRO BS.AS.		132.0	65,0	3	24,5			6	53,5	99,11	40,0
	SAN NICOLAS	URBANA S.NICOLAS		132.0	6,5	0	0,0			0	0,0	100,00	
	SAN PEDRO BS.AS.	PAPEL PRENSA		132.0	10,9	10	4,6			3	16,2	99,76	265,3
	SAN PEDRO BS.AS.	ZARATE		132.0	74,1	4	1,8			17	141,1	98,37	14,0
	VILLA LIA	NUEVA CAMPANA		132.0	42,9	1	0,1			5	25,5	99,71	
	ZARATE	CAMPANA		132.0	9,4	0	0,0			5	30,6	99,65	
	ZARATE	NUEVA CAMPANA		132.0	10,6	0	0,0			8	57,5	99,34	
	ZARATE	MATHEU		132.0	37,7	0	0,0			13	81,2	99,07	
	BAHIA BLANCA	NORTE II		132.0	19,0	0	0,0			5	23,3	99,73	
	BAHIA BLANCA	P.LURO		132.0	141,0	1	1,5			9	29,0	99,65	2,0
	BAHIA BLANCA	PRINGLES		132.0	109,0	1	0,0			14	102,5	98,83	
	CNEL. DORREGO	BAHIA BLANCA		132.0	77,5	0	0,0			9	56,9	99,35	
	CNEL. SUAREZ	PIGUE		132.0	47,6	2	0,6			11	73,0	99,16	18,0
	PIEDRABUENA 132	PUNTA ALTA		132.0	25,0	0	0,0			5	22,5	99,74	
	PIEDRABUENA 132	ING. WHITE		132.0	1,1	3	24,5			3	15,0	99,55	20,0
	NORTE II	PETROQ. B.BLANCA		132.0	30,0	3	6,0			24	113,3	98,64	
	PUNTA ALTA	BAHIA BLANCA		132.0	24,1	0	0,0			5	22,2	99,75	
	P.LURO	C.PATAGONES		132.0	151,0	10	121,8			22	206,3	96,25	
	C. PATAGONES	VIDMA		132.0	2,7	0	0,0			0	0,0	100,00	
	PETROQ. B.BLANCA	BAHIA BLANCA		132.0	29,8	1	2,2			21	97,5	98,86	
	PETROQ. B.BLANCA	PIEDRABUENA 132		132.0	5,1	1	6,7			2	13,5	99,77	17,0

	PIGUE	BAHIA BLANCA		132.0	132,3	2	12,3			13	75,3	99,00	4,0
	PIGUE	GUATRACHE		132.0	102,0	2	10,0			11	68,6	99,10	5,2
	PRINGLES	LAPRIDA		132.0	71,5	3	0,6			12	67,2	99,23	
	TRES ARROYOS	CNEL.DORREGO		132.0	99,0	0	0,0			10	54,8	99,37	

Tabla 9.1.1.4. Puntos de conexión (por estación) - Año 1996

Estación Transformadora	Cantidad de puntos de conexión	Forz N. Autorizadas		Forz autorizadas		Programadas		P. corte MW	Disp. Global (%)
		Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)		
AZUL	7	11	2,6			3	14,67		99,972
BALCARCE	11	3	2,41			2	7,5		99,990
BARKER	7	4	9,36			1	3,75		99,979
CHASCOMUS	11	6	4,46			2	3,75		99,991
DOLORES	4	7	5,08			13	36,65		99,881
G.CHAVES	7	4	16,98			4	24,9		99,932
LAPRIDA	3	10	3,06			2	24,9		99,894
LAS ARMAS	3	3	7,53			1	0,72		99,969
LAS FLORES	3	3	26,36			2	7,33		99,872
MADARIAGA	2	4	4,42			4	24		99,838
MAR DE AJO	12	2	2,2			1	2,25		99,996
MAR DEL TUYÚ	2	8	7,46			0	0		99,957
MIRAMAR	8	2	2,14			1	3,75		99,992
MONTE	5	3	7,09			15	63,02		99,840
NECOCHEA	11	10	3,37			1	5,88		99,990
OLAVARRIA	10	12	4,06			5	32,81		99,958
PINAMAR	7	11	3,01			4	24,68		99,955
QUEQUEN	5	7	6,77			5	39,07		99,895
S.CLEMENTE	5	2	2,25			1	3,33		99,987
TANDIL	11	4	3,06			9	15,58		99,981
TRES ARROYOS	7	2	2,29			2	7,5		99,984
VILLA GESELL	8	9	13,04			3	4,6		99,975
9 DE JULIO	5	13	4,03			2	7,5		99,974
BRAGADO	5	5	2,48			12	60,4		99,856
CARLOS CASARES	5	47	16,95			1	7,5		99,944

CHACABUCO	9	36	40,44			1	2,18		99,946
CHIVILCOY	13	22	5,76			3	6,1		99,990
HENDERSON	6	3	2,64			3	225,56		99,566
LINCOLN	10	27	17,73			0	0		99,980
LUJAN	13	30	7,6			31	60,4		99,940
MERCEDES	10	14	3,13			3	2,21		99,994
PEHUAJÓ	5	52	23,73			1	0,95		99,944
SALADILLO	4	6	3,56			4	3,78		99,979
SAN A. de ARECO	5	12	4,61			5	11,25		99,964
T. LAUQUEN	7	44	14,75			4	62,58		99,874
ARRECIFES	6	38	13,73			1	5,2		99,964
CAMPANA	12	4	3,56			1	8,83		99,988
CAP. SARMIENTO	6	25	12,14			2	7,5		99,963
IMSA	4	8	6,01			0	0		99,983
JUNIN	11	22	5,35			1	8		99,986
PAPEL PRENSA	3	37	30,41			2	10,65		99,844
PERGAMINO	12	21	9,49			2	7,5		99,984
ROJAS	6	14	6,56			2	11,6		99,965
SAN NICOLAS	9	7	9,11			4	20,3		99,963
SAN NICOLAS ex TG	2	2	2,32			0	0		99,987
SAN PEDRO	8	12	28,1			3	18,55		99,933
URBANA SAN NICOLAS	14	2	2,36			0	0		99,998
ZARATE	11	5	11,46			1	0,02		99,988
DORREGO	3	2	2,3			3	11,99		99,946
NORTE 2	3	8	4,36			2	8,68		99,950
PATAGONES	5	7	2,61			3	61,89		99,853
PEDRO LURO	4	10	16,16			4	3,2		99,945
PETROQUIMICA	18	3	6,28			5	16,28		99,986
PIGUE	8	25	9,06			1	3,75		99,982
PRINGLES	2	2	2,36			0	0		99,987

PUNTA ALTA	9	1	2,36			1	3,75		99,992
SUAREZ	8	26	29,7			10	104,77		99,808
URBANA BBKA	6	8	3,86			4	15,47		99,963

Tabla 9.1.1.5. Indisponibilidades de Transformadores - Año 1996

Estación	Identificación Transf	Potencia MVA	Forzadas N. Autorizadas		Forzadas Autorizadas		Programadas		Indice de Disponib
			Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	
AZUL	Trafo 132/33/13.2	10	1	0,05			8	35,65	99,59
	Trafo 132/33/13.2	10	0	0,00			8	29,50	99,66
	Trafo 132/33/13.2	15	1	0,02			0	0,00	100,00
BALCARCE	Trafo 132/33/13.2	15	2	37,84			8	34,40	99,18
	Trafo 132/33/13.2	15	1	0,02			4	15,91	99,82
BARKER	Trafo 132/33/13.2	15	3	2,07			6	48,07	99,43
	Trafo 132/33/13.2	10	1	0,08			2	7,50	99,91
	Trafo 33/13,2	5	0	0,00			3	90,61	98,97
	Trafo 33/13,2	5	0	0,00			0	0,00	100,00
CHASCOMUS	Trafo 132/33/13.2	15	4	4,53			5	26,10	99,65
	Trafo 132/33/13.2	15	2	0,88			5	26,44	99,69
DOLORES	Trafo 132/33/13.2	15	3	1,60			8	45,30	99,46
	Trafo 132/33/13.2	10	4	681,90			4	22,00	91,96
G.CHAVES	Trafo 132/33/13.2	15	1	24,00			15	477,29	94,28
LAPRIDA	Trafo 132/33/13.2	10	2	213,00			5	53,35	96,96
	Trafo 132/33/13.2	10	1	154,70			8	133,59	96,71
	Trafo 33/13.2	5	0	0,00			0	0,00	100,00
LAS ARMAS	Trafo 132/33/13.2	10	0	0,00			7	35,88	99,59
	Trafo 33/13.2	0,25	0	0,00			1	0,34	100,00
LAS FLORES	Trafo 132/33/13.2	15	0	0,00			4	28,27	99,68
	Trafo 132/33/13.2	15	1	14,37			0	0,00	99,84
MADARIAGA	Trafo 132/33/13.2	15	1	1,03			6	41,38	99,52
MAR DE AJO	Trafo 132/33/13.2	15	1	0,10			6	35,18	99,60
	Trafo 132/33/13.2	30	0	0,00			7	32,17	99,63
	Trafo 132/33/13.2	44	0	0,00			4	59,30	99,32

MAR DEL TUYU	Trafo 132/33/13,2	20	2	11,27		2	55,97	99,23
MIRAMAR	Trafo 132/33/13,2	15	0	0,00		10	90,71	98,96
	Trafo 132/33/13,2	15	0	0,00		18	94,13	98,93
MONTE	Tr 1 132/33/13,2	15	1	3,05		3	13,55	99,81
	Tr 2 132/33/13,2	15	1	4,60		2	12,00	99,81
NECOCHEA	Trafo 1 132/13,2	10	1	24,58		5	52,88	99,12
	Trafo 2 132/13,2	10	0	0,00		3	66,73	99,24
	Trafo 3 132/33/13,2	15	3	10,02		12	74,31	99,04
OLAVARRIA	Trafo 132/33/13,2	30	0	0,00		12	133,93	98,47
	Trafo 132/33/13,2	30	0	0,00		12	118,53	98,65
	Trafo 132/33/13,2	10	0	0,00		9	281,01	96,79
PINAMAR	Trafo 132/33/13,2	15	2	16,90		5	10,51	99,69
	Tr1fo 132/33/13,2	15	1	3,43		3	12,73	99,82
QUEQUEN	Trafo 132/33/13,2	15	4	31,33		5	305,74	96,15
S.CLEMENTE	Trafo 132/33/13,2	15	2	59,45		12	66,00	98,57
	Trafo 132/33/13,2	15	1	0,18		8	74,91	99,14
TANDIL	Trafo 132/33/13,2	30	3	1,90		5	29,12	99,65
	Trafo 132/33/13,2	30	2	2,26		3	19,39	99,75
TRES ARROYOS	Trafo 132/33/13,2	15	0	0,00		6	39,14	99,55
	Trafo 132/33/13,2	15	0	0,00		6	32,66	99,63
VILLA GESELL	Trafo 132/33/13,2	15	4	5,96		6	38,18	99,50
	Trafo 132/33/13,2	15	2	49,58		6	18,92	99,22
	Trafo 132/13,2	40	0	0,00		2	35,34	99,60
9 DE JULIO	Trafo 1 66/13,2	10	3	3,64		3	6,15	99,89
	Trafo 2 66/13,2	5	3	2,89		5	30,30	99,62

BRAGADO	ATr2 220/132	150	1	0,10		5	67,50	99,23
	ATr3 132/66 Trafo no Dedicado	15	1	0,03		6	35,47	99,59
	ATr4 132/66 Trafo no Dedicado	15	0	0,00		7	42,78	99,51
	ATr5 6633 kV	5	2	13,95		10	75,48	98,98
CARLOS CASARES	Tr 1 66/33	5	5	2,24		5	40,37	99,51
	Tr 2 66/13,2	5	5	14,52		5	28,56	99,51
	Tr 3 66/13,2	5	4	2,22		4	42,25	99,49
CHACABUCO	Tr 1 132/33/13,2	15	3	6,40		6	21,74	99,68
	Tr 2 132/33/13,2	15	2	3,42		4	22,68	99,70
CHIVILCOY	Tr 1 132/33/13,2	15	2	2,97		8	32,52	99,59
	Tr 2 132/33/13,2	15	2	5,85		8	65,21	99,19
HENDERSON	Tr 4 220/132	40	0	0,00		2	9,08	99,90
	Tr5 132/33/13,2	15	2	3,34		9	117,66	98,62
	Tr6 132/33/13,2	10	1	0,60		6	21,64	99,75
LINCOLN	Tr 1 132/33/13,2	15	6	2,00		8	49,62	99,41
	Tr 2 132/33/13,2	15	2	0,65		7	43,74	99,49
LUJAN	Tr 1 132/33/13,2	20	14	6,11		23	112,95	98,64
	Tr 2 132/33/13,2	30	2	4,03		2	14,80	99,79
	ATr1 132/66 Trafo no Dedicado	15	2	4,28		4	18,08	99,74
	ATr2 132/66 Trafo no Dedicado	15	1	28,83		2	22,13	99,42
MERCEDES	Tr 1 132/33/13,2	15	2	3,91		6	19,47	99,73
	Tr 2 132/33/13,2	15	2	2,80		4	19,29	99,75
PEHUAJÓ	Tr 1 66/13,2	7,5	4	8,97		1	6,78	99,82
	Tr 2 66/13,2	5	3	4,48		3	5,36	99,89
	Tr 3 66/13,2	16	5	1,40		2	4,25	99,94
SALADILLO	Tr 1 132/33/13,2	15	2	8,23		4	18,76	99,69
	Tr 2 132/33/13,2	15	0	0,00		2	15,40	99,82

SAN A. De ARECO	Tr 1 66/13,2	5	2	0,27		4	19,37	99,78
	Tr 2 66/13,2	5	2	0,32		3	6,95	99,92
T. LAUQUEN	Tr 5 132/13,2	15	0	0,00		2	11,32	99,87
	Atr1 132/66Tr noDed	20	4	0,84		7	47,97	99,44
	Atr2 132/66Tr noDed	20	4	0,59		7	24,96	99,71
	Tr1 66/13,2	5	1	2,30		2	7,50	99,89
	Tr2 66/13,2	5	1	2,30		1	6,33	99,90
ARRECIFES	Tr 1 66/13,2	10	3	6,67		0	0,00	99,92
	Tr 2 66/13,2	7,5	3	0,71		3	15,25	99,82
	Atr 2 66/33	5	6	4,69		3	12,67	99,80
	Atr 2 66/33	5	5	1,15		3	10,57	99,87
	Atr 3 66/33	7,5	3	57,04		2	8,92	99,25
CAMPANA	Trafo 1 132/33/13.2	30	4	5,61		5	203,46	97,61
	Trafo 2 132/33/13.2	30	0	0,00		3	22,58	99,74
CAP. SARMIENTO	Tr 1 66/33/13,2	10	5	2,80		6	29,26	99,63
	Tr 2 66/33/13,2	10	2	0,40		4	61,91	99,29
IMSA	Tr 1 132/33/13,2	15	4	6,08		2	7,16	99,85
	Trafo 33/13,2	5	0	0,00		0	0,00	100,00
JUNIN	Tr 1 132/33/13,2	15	3	0,33		11	76,53	99,12
	Tr 2 132/33/13,2	15	2	4,41		9	84,88	98,98
PAPEL PRENSA	Trafo 132/33/13.2	15	9	5,17		9	68,05	99,16
PERGAMINO	Tr 1 132/33/13,2	30	1	0,45		6	68,11	99,22
	Tr 2 132/33/13,2	15	4	10,11		12	88,69	98,87
	Tr 3 132/66/13,2 Trafo no Dedicado	10	0	0,00		0	0,00	100,00
	Tr 4 132/66/13,2 Trafo no Dedicado	10	0	0,00		0	0,00	100,00
	Atr 2 132/66 Trafo no Dedicado	15	0	0,00		0	0,00	100,00
ROJAS	Trafo 1 132/33/13.2	15	2	2,61		8	38,45	99,53
	Trafo 2 132/33/13.2	15	1	0,37		11	43,28	99,50

SAN NICOLAS	Trafo 6 132/33/13.2	30	0	0,00		2	19,13	99,78
	Trafo 7 132/33/13.2	15	6	11,89		12	112,03	98,59
SAN NICOLAS ex TG	Trafo 132/33/13.8	20	0	0,00		0	0,00	100,00
SAN PEDRO	Trafo 1 132/33/13.2	15	1	0,77		6	39,91	99,54
	Trafo 2 132/33/13.2	15	2	0,25		3	17,60	99,80
URBANA SAN NICOLAS	Trafo 1 132/33/13.2	44	2	90,58		6	153,03	97,22
	Trafo 2 132/33/13.2	44	0	0,00		2	8,13	99,91
VILLA LIA	Autotrafo 220/132/13.2	150	0	0,00		8	58,56	99,33
ZARATE	Trafo 1 132/33/13.2	15	2	10,05		1	6,82	99,81
	Trafo 2 132/33/13.2	15	0	0,00		1	7,63	99,91
	Trafo 3 132/33/13.2	30	3	164,00		1	80,33	97,21
DORREGO	Trafo 132/33/13.2	10	0	0,00		6	40,64	99,54
	Trafo 132/33/13.2	10	0	0,00		5	32,52	99,63
	Trafo 13.2/33	10	0	0,00		3	18,53	99,79
	Trafo 13.2/33	5	0	0,00		4	18,07	99,79
ING.WHITE	Trafo 132/33/13.2	40	2	64,18		0	0,00	99,27
NORTE 2	Trafo1 132/33/13	40	0	0,00		9	86,71	99,01
	Trafo 2 132/33/13	20	2	20,45		9	92,78	98,71
PATAGONES	Trafo 132/33/13.2	15	1	0,05		3	8,68	99,90
PEDRO LURO	Trafo 132/33/13.2	15	1	1,05		3	12,13	99,85
PETROQUIMICA	Trafo 132/33/13.2	15	0	0,00		11	56,45	99,36
	Trafo 132/33/13.2	15	1	19,77		9	71,71	98,96
	Trafo 132/33/13.2	15	0	0,00		7	30,72	99,65
PIGUE	Trafo 132/33/13.2	15	0	0,00		4	19,04	99,78
	Trafo 132/33/13.2	15	0	0,00		2	7,55	99,91
	Trafo 33/66	7,5	0	0,00		0	0,00	100,00
PRINGLES	Trafo 132/33/13.2	10	0	0,00		6	36,99	99,58
	Trafo 132/33/13.2	10	0	0,00		7	31,69	99,64
PUNTA ALTA	Trafo 132/33/13.2	20	0	0,00		1	3,58	99,96
	Trafo 132/33/13.2	15	1	0,77		3	6,75	99,91

SUAREZ	Trafo 132/33/13,2	15	2	46,78		16	85,38	98,49
	Trafo 132/33/13,2	15	2	9,49		16	88,99	98,88
URBANA BBKA	Trafo 132/33/13,2	40	3	14,04		4	19,20	99,62
BAHIA BLANCA 500	Autotrafo 500/132/13,2	300	0	0,00		6	31,84	99,64
	Autotrafo 500/132/13,2	150	0	0,00		6	20,02	99,77
OLAVARRIA 500	Autotrafo 500/132/13,2	300	2	12,73		4	21,85	99,61
	Autotrafo 500/132/13,2	300	3	14,75		3	9,43	99,72
CAMPANA 500	Autotrafo 500/132/13,2	300	0	0,00		3	24,39	99,72

ANEXO 9

Sub-Sección 1.2: Año 1997

Tabla 9.1.2.1. Indisponibilidades de líneas - Año 1997

Tensión nominal	Long total	Forzadas N. A.		Forzada autorizada		Programadas		Tasa de sal forzada	Indice de Disp	P. Corte
		Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	C sal/100km-año	(%)	MW
220	177.0	0	0			3	30.98	0.00	99.65	0.0
132	4943.2	153	841			686	4555.7	3.10	99.01	568.5
66	390.8	33	29.87			75	457.6	8.44	99.29	189.9
Total	5511.0	186	870.87			764	5044.28	3.38	99.05	758.4

Tabla 9.1.2.2. Causa de salidas forzadas de líneas (Global) - Año 1997

Descripción	Ident (*)	Cantidad de salidas		Energía no suministrada		Potencia cortada	
		Nro	% Particip	MW-h	% Particip	MW	% Particip
Falla interna en el equipo de potencia	1	108	58.06	173.8	64.57	484.0	63.82
Tormenta eléctrica	2	19	10.22	23.9	8.88	70.5	9.30
Incendio de campos	3		0.00		0.00		0.00
Animales,plantaciones y otros objetos que afecten la instalacion	4		0.00		0.00		0.00
Error humano / maniobra.	5	2	1.08	0.9	0.32	3.4	0.45
Meteoro	6	1	0.54		0.00		0.00
Atentado	7	1	0.54	1.5	0.56	3.0	0.40
Actuación incorrecta de los sistemas de protecciones y comunicaciones.	8	41	22.04	51.5	19.13	152.1	20.06
Falla en barras.	9	1	0.54	3.9	1.45	4.6	0.61
Actuación de protecciones en zona de respaldo remoto.	10	5	2.69	6.2	2.30	18.5	2.44
Protección de sobretensión, subfrecuencia, sobrefrecuencia.	11		0.00		0.00		0.00
Sobrecarga.	12		0.00		0.00		0.00
Oscilaciones de potencia.	13		0.00		0.00		0.00
Actuación correcta de automatismos del SADI.	14		0.00		0.00		0.00
Actuación incorrecta de automatismos del SADI.	15		0.00		0.00		0.00
Desconocidas	16	2	1.08		0.00		0.00
Otras	17	6	3.23	7.5	2.79	22.3	2.94
Total		186	100.00	269.2	100	758.4	100

Tabla 9.1.2.3. Salidas forzadas y programadas por línea - Año 1997

Codigo Ident.	E.T. Origen	E.T. Destino	Terna	Tens	Long	Forzadas no Autorizadas		Forzadas autorizadas		Programadas		Indice de	Pcorte
			Nº	kV	km	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Disponib	
	AZUL	OLAVARRIA		132.0	51.4	0	0.00			7	66.98	99.24	
	BALCARCE	MAR DEL PLATA		132.0	62.9	2	18.35			10	52.93	99.19	
	CALER.AVELLANEDA	LOMA NEGRA		132.0	5.3	0	0.00			6	35.95	99.59	
	CHASCOMUS	MONTE		132.0	114.0	3	44.65			12	84.3	98.53	
	CHASCOMUS	VERONICA		132.0	70.8	0	0.00			13	109.32	98.75	
	DOLORES	SAN CLEMENTE		132.0	102.6	2	1.20			17	103.5	98.80	2.6
	DOLORES	CHASCOMUS		132.0	87.4	1	0.13			8	50.83	99.42	
	GONZALEZ CHAVEZ	TRES ARROYOS		132.0	47.0	2	0.60			4	21.05	99.75	
	LOMA NEGRA	OLAVARRIA		132.0	41.7	0	0.00			4	25.52	99.71	
	LAPRIDA	OLAVARRIA		132.0	99.7	2	7.33			8	55.77	99.28	
	LAS ARMAS	DOLORES		132.0	88.2	4	152.75			6	33.88	97.87	
	LAS ARMAS	GRAL. MADARIAGA		132.0	64.4	4	10.08			5	27.8	99.57	1.7
	LAS FLORES	AZUL		132.0	107.0	0	0.00			13	79.05	99.10	
	MAR DEL PLATA	MIRAMAR		132.0	49.9	0	0.00			8	53.07	99.39	
	GRAL. MADARIAGA	VILLA GESELL		132.0	35.0	1	6.72			7	45.52	99.40	
	MAR DE AJO	SAN CLEMENTE		132.0	39.0	1	0.42			11	68.8	99.21	
	MONTE	LAS FLORES		132.0	86.8	5	38.30			14	96.57	98.46	
	NECOCHEA	GONZALEZ CHAVEZ		132.0	134.8	8	13.85			11	77.02	98.96	
	NECOCHEA	MAR DEL PLATA		132.0	129.0	10	2.60			18	112.3	98.69	30.0
	NECOCHEA	MIRAMAR		132.0	97.5	2	1.23			7	50.38	99.41	9.6
	NECOCHEA	TANDIL		132.0	149.2	2	33.43			21	152.53	97.88	
	OLAVARRIA VIEJA	CALER.AVELLANEDA		132.0	6.3	0	0.00			9	48.25	99.45	

	OLAVARRIA	GONZALEZ CHAVEZ		132.0	152.0	5	106.33			20	162.83	96.93	3.0
	OLAVARRIA	OLAVARRIA VIEJA		132.0	31.2	0	0.00			6	32.07	99.63	
	OLAVARRIA	HENDERSON		132.0	120.6	1	0.65			16	84.63	99.03	
	PINAMAR	MAR DE AJO		132.0	46.4	0	0.00			10	64.72	99.26	
	TANDIL	BALCARCE		132.0	103.6	1	0.53			6	38.52	99.55	
	TANDIL	BARKER		132.0	47.7	1	4.30			4	28.37	99.63	13.9
	TANDIL	LAS ARMAS		132.0	122.2	4	4.08			11	74.82	99.10	58.1
	TANDIL	OLAVARRIA		132.0	133.2	2	0.33			8	98.75	98.87	
	VILLA GESELL	PINAMAR		132.0	16.3	0	0.00			5	31.18	99.64	
	BRAGADO	9 DE JULIO - BS.AS.		66.0	54.0	10	9.55			9	55.5	99.26	59.3
	BRAGADO	CHACABUCO		132.0	60.6	0	0.00			2	5.2	99.94	8.0
	BRAGADO	CHIVILCOY		132.0	49.0	0	0.00			9	54.7	99.38	
	BRAGADO	HENDERSON		220.0	177.0	0	0.00			3	30.98	99.65	
	BRAGADO	SALADILLO BS.AS.		132.0	83.8	2	55.22			19	127.72	97.91	24.5
	CARLOS CASARES	PEHUAJO		66.0	53.1	2	5.35			6	34.32	99.55	17.5
	CHIVILCOY	MERCEDES BS.AS.		132.0	69.1	1	16.78			6	33.93	99.42	11.5
	HENDERSON	CNEL.SUAREZ		132.0	126.9	2	5.37			12	83.55	98.98	
	HENDERSON	TRENQUE LAUQUEN		132.0	105.4	2	1.20			3	8.18	99.89	70.9
	LINCOLN	BRAGADO		132.0	104.4	5	4.50			10	65.35	99.20	
	LUJAN	MORON	1	132.0	43.0	0	0.00			15	123.1	98.59	
	LUJAN	MORON	2	132.0	43.0	4	39.65			18	136.67	97.99	80.4
	LUJAN	S.ANTONIO DE ARECO		66.0	49.8	9	12.25			15	101.37	98.70	43.2
	MERCEDES BS.AS.	LUJAN		132.0	41.3	0	0.00			4	30.98	99.65	13.3
	9 DE JULIO - BS.AS.	CARLOS CASARES		66.0	46.7	2	0.47			8	46.53	99.46	14.6
	PEHUAJO	TRENQUE LAUQUEN		66.0	80.1	6	0.83			13	66.25	99.23	23.9
	SALADILLO	LAS FLORES		132.0	76.2	3	11.68			6	37.45	99.44	
	ARRECIFES	PERGAMINO		66.0	43.8	3	0.83			7	51.97	99.40	27.4
	ATUCHA I	ZARATE		132.0	22.1	2	2.80			3	24.4	99.69	
	CPTAN SARMIENTO	ARRECIFES		66.0	31.9	0	0.00			6	30.02	99.66	4.0
	NUEVA CAMPANA	SIDERCA 1		132.0	3.2	0	0.00			2	18.03	99.79	

	NUEVA CAMPANA	CAMPANA		132.0	6.5	0	0.00			4	21.12	99.76	
	CAMPANA	SIDERCA 0		132.0	0.3	1	0.30			10	64.65	99.26	
	JUNIN	LINCOLN		132.0	70.0	12	7.42			20	130.83	98.42	20.2
	PERGAMINO	ROJAS		132.0	36.0	0	0.00			1	6.87	99.92	
	ROJAS	JUNIN		132.0	47.7	1	0.08			5	36.3	99.58	
	SAN NICOLAS	V.CONSTIT.IND.		132.0	13.6	1	19.62			3	17.55	99.58	
	SAN NICOLAS	V.CONSTIT.RES.		132.0	14.7	4	27.45			7	40.57	99.22	
	S.ANTONIO DE ARECO	CPTAN SARMIENTO		66.0	31.5	1	0.58			11	71.65	99.18	
	URBANA S.NICOLAS	PERGAMINO		132.0	77.4	2	2.10			2	14.49	99.81	
	SAN NICOLAS	PERGAMINO		132.0	70.8	3	1.50			9	64.72	99.24	
	SAN NICOLAS	SAN PEDRO BS.AS.		132.0	65.0	2	0.22			6	39.45	99.55	
	SAN NICOLAS	URBANA S.NICOLAS		132.0	6.5	0	0.00			5	91.03	98.96	
	SAN NICOLAS	SAN NICOLAS ex TG		132.0	0.4	0	0.00			1	76.6	99.13	
	SAN PEDRO BS.AS.	PAPEL PRENSA		132.0	10.9	6	1.53			7	55.32	99.35	176.0
	SAN PEDRO BS.AS.	ZARATE		132.0	74.1	0	0.00			5	19.9	99.77	
	VILLA LIA	NUEVA CAMPANA		132.0	42.9	0	0.00			8	62.73	99.28	
	ZARATE	CAMPANA		132.0	9.4	1	0.37			8	42.92	99.51	
	ZARATE	NUEVA CAMPANA		132.0	10.6	2	0.15			5	32.75	99.62	
	ZARATE	MATHEU		132.0	37.7	5	30.75			5	26.98	99.34	
	BAHIA BLANCA	NORTE II		132.0	19.0	0	0.00			7	33.93	99.61	
	BAHIA BLANCA	P.LURO		132.0	141.0	3	0.72			7	14.97	99.82	5.9
	BAHIA BLANCA	PRINGLES		132.0	109.0	2	2.53			11	52.45	99.37	
	CNEL. DORREGO	BAHIA BLANCA		132.0	77.5	1	0.02			11	65.48	99.25	
	CNEL. SUAREZ	PIGUE		132.0	47.6	0	0.00			4	24.23	99.72	
	PIEDRABUENA 132	PUNTA ALTA		132.0	25.0	1	6.25			8	41.3	99.46	
	PIEDRABUENA 132	ING. WHITE		132.0	1.1	3	14.71			1	4.38	99.78	15.0
	NORTE II	PETROQ. B.BLANCA		132.0	30.0	0	0.00			13	42.05	99.52	
	PUNTA ALTA	BAHIA BLANCA		132.0	24.1	0	0.00			5	26.73	99.69	
	P.LURO	C.PATAGONES		132.0	151.0	3	46.32			25	133.12	97.95	6.1
	C. PATAGONES	VIEDMA		132.0	2.7	4	60.78			2	7.27	99.22	10.8

	PETROQ. B.BLANCA	BAHIA BLANCA		132.0	29.8	0	0.00			6	26.47	99.70	
	PETROQ. B.BLANCA	PIEDRABUENA 132		132.0	5.1	0	0.00			2	9.23	99.89	
	PIGUE	BAHIA BLANCA		132.0	132.3	1	0.62			19	179.27	97.95	
	PIGUE	GUATRACHE		132.0	102.0	2	0.35			7	40.83	99.53	7.0
	PRINGLES	LAPRIDA		132.0	71.5	1	0.40			18	105.02	98.80	
	TRES ARROYOS	CNEL.DORREGO		132.0	99.0	8	44.13			15	87.73	98.49	

Tabla 9.1.2.4. Puntos de conexión (por estación) - Año 1997

Estación Transformadora	Cantidad de puntos de conexión	Forz N. Autorizadas		Forz autorizadas		Programadas		P. corte	Disp. Global
		Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	MW	(%)
AZUL	7	3.00	144.27			3.00	11.43		99.746
BALCARCE	11	23.00	6.37			6.00	64.83	11.10	99.926
BARKER	7	30.00	20.03			7.00	22.18	0.75	99.931
CHASCOMUS	11	20.00	2.90			18.00	190.30		99.800
DOLORES	4	4.00	0.93			8.00	29.87		99.912
G.CHAVES	7	31.00	10.03			8.00	40.68		99.917
LAPRIDA	3	6.00	3.25	3.00	0.10	4.00	5.42		99.967
LAS ARMAS	3	27.00	18.87			9.00	55.50		99.717
LAS FLORES	3	9.00	2.90	3.00	0.65	11.00	30.90		99.871
MADARIAGA	2	8.00	10.90			4.00	26.42		99.787
MAR DE AJO	12	40.00	9.10			4.00	24.08	5.10	99.968
MAR DEL TUYÚ	2	4.00	1.53						99.991
MIRAMAR	8	12.00	6.33			4.00	23.88		99.957
MONTE	5	19.00	10.07	7.00	0.68	4.00	13.20		99.947
NECOCHEA	11	12.00	5.47					3.00	99.994
OLAVARRIA	10	6.00	1.02			17.00	91.95		99.894
PINAMAR	7	17.00	14.95			4.00	11.03		99.958
QUEQUEN	5	39.00	16.77			4.00	239.33		99.415
S.CLEMENTE	5	33.00	44.27			4.00	15.07	4.00	99.865
TANDIL	11					7.00	33.53		99.965
TRES ARROYOS	7	7.00	20.15			6.00	58.77		99.871
VILLA GESELL	8	16.00	1.77			8.00	24.68		99.962
9 DE JULIO	5	63.00	18.30	1.00	0.17				99.958
BRAGADO	5	11.00	6.67	1.00	0.25	11.00	42.12		99.889
CARLOS CASARES	5	55.00	16.77			9.00	53.40		99.840

CHACABUCO	9	26.00	10.07	1.00	2.78	4.00	11.80	9.40	99.972
CHIVILCOY	13	17.00	3.17			16.00	52.98		99.951
HENDERSON	6	10.00	6.67	1.00	6.08	12.00	47.37	0.30	99.897
LINCOLN	10	11.00	23.52			25.00	122.78	2.20	99.833
LUJAN	13	82.00	124.02	1.00	0.50	52.00	167.32	5.00	99.744
MERCEDES	10	23.00	1.40	1.00	4.08	9.00	43.88		99.948
PEHUAJÓ	5	74.00	27.37	1.00	0.90	13.00	38.93	5.20	99.849
SALADILLO	4	7.00	16.07			10.00	40.60		99.838
SAN A. de ARECO	5	50.00	11.42			12.00	41.80		99.878
T. LAUQUEN	7	35.00	21.47			8.00	33.17	16.10	99.911
ARRECIFES	6	35.00	9.63	2.00	4.47	20.00	86.57	4.80	99.817
CAMPANA	12	5.00	68.60			8.00	91.38	2.00	99.848
CAP. SARMIENTO	6	26.00	9.03			13.00	52.05		99.884
IMSA	4	48.00	12.58			13.00	31.87		99.873
JUNIN	11	28.00	56.95			8.00	89.48	0.10	99.848
PAPEL PRENSA	3	18.00	4.92			3.00	6.10		99.958
PERGAMINO	12	14.00	0.80						99.999
ROJAS	6	8.00	7.80			9.00	108.55	6.70	99.779
SAN NICOLAS	9	3.00	0.73	2.00	14.43	3.00	15.48		99.979
SAN NICOLAS ex TG	2					2.00	153.27		99.125
SAN PEDRO	8	3.00	0.10			6.00	37.38		99.947
URBANA SAN NICOLAS	14	14.00	2.10			2.00	7.80		99.992
ZARATE	11	19.00	17.98			9.00	93.43	4.00	99.884
DORREGO	3	3.00	0.05			4.00	15.38		99.941
NORTE 2	3	5.00	5.65			2.00	6.00		99.956
PATAGONES	5	57.00	45.42			4.00	11.38		99.870
PEDRO LURO	4	14.00	3.23			34.00	78.13		99.768
PETROQUIMICA	18	7.00	1.52			8.00	28.52	0.10	99.981
PIGUE	8	7.00	12.33			10.00	41.08		99.924
PRINGLES	2					2.00	11.00		99.937

PUNTA ALTA	9	15.00	92.45			17.00	84.52	1.50	99.776
SUAREZ	8	24.00	29.08	2.00	7.11	3.00	16.35	2.20	99.935
URBANA BBKA	6	2.00	2.07			8.00	31.43		99.936

Tabla 9.1.2.5. Indisponibilidades de Transformadores - Año 1997

Estación	Identificación Transf	Potencia MVA	Forzadas N. Autorizadas		Forzadas Autorizadas		Programadas		Indice de Disponib	P. corte MW
			Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)		
AZUL	Trafo 132/33/13.2	10	1	2.70			3	11.63	99.84	
	Trafo 132/33/13.2	10					3	5.68	99.94	
	Trafo 132/33/13.2	15					2	6.52	99.93	
BALCARCE	Trafo 132/33/13.2	15	4	25.52	1	1.42	4	15.88	99.51	8.00
	Trafo 132/33/13.2	15	1	0.30			4	14.42	99.83	
BARKER	Trafo 132/33/13.2	15	5	2.72					99.97	31.70
	Trafo 132/33/13.2	10	2	1.33			4	20.45	99.75	
	Trafo 33/13,2	5	4	1.70			3	10.00	99.87	
	Trafo 33/13,2	5	3	1.55			2	10.00	99.87	
CHASCOMUS	Trafo 132/33/13.2	15	2	0.50	2	1.7	1	6.38	99.90	
	Trafo 132/33/13.2	15	2	0.88			4	15.05	99.82	
DOLORES	Trafo 132/33/13.2	15	1	0.23			1	2.80	99.97	
	Trafo 132/33/13.2	10	1	0.23			2	10.52	99.88	
	Trafo 33/13,2	5	1	0.23			2	9.83	99.89	
G.CHAVES	Trafo 132/33/13.2	15	5	51.90			1	2.87	99.37	13.25
	Trafo 33/13,2	5	5	1.02			3	15.08	99.82	1.00
LAPRIDA	Trafo 132/33/13.2	10	1	0.40					100.00	
	Trafo 132/33/13.2	10	2	1.07					99.99	1.50
	Trafo 33/13.2	5	2	1.07					99.99	
LAS ARMAS	Trafo 132/33/13.2	10	10	9.30			4	15.97	99.71	5.70
	Trafo 33/13.2	0.25	8	2.80			1	1.15	99.95	
LAS FLORES	Trafo 132/33/13.2	15	1	0.10			7	25.40	99.71	
	Trafo 132/33/13.2	15	3	0.97	2	0.98	3	14.23	99.82	6.30
MADARIAGA	Trafo 132/33/13.2	15	3	7.37			5	29.02	99.58	3.00

MAR DE AJO	Trafo 132/33/13.2	15	3	0.31	1	3.17	11	246.70	97.14	
	Trafo 132/33/13.2	30	4	0.83	1	6.58	4	19.73	99.69	20.20
	Trafo 132/33/13.2	44	1	0.13			5	19.74	99.77	
MAR DEL TUYU	Trafo 132/33/13,2	20	2	0.77			6	31.67	99.63	
MIRAMAR	Trafo 132/33/13.2	15	1	18.02	1	2.17	1	5.57	99.71	11.00
	Trafo 132/33/13.2	15	2	6.60	1	1.08	1	5.75	99.85	2.00
MONTE	Tr 1 132/33/13,2	15	3	27.59			3	88.86	98.67	6.00
	Tr 2 132/33/13,2	15	5	608.43					93.05	7.00
NECOCHEA	Trafo 1 132/13,2	10	2	0.52					99.99	
	Trafo 2 132/13,2	10	1	0.45					99.99	
	Trafo 3 132/33/13.2	15	1	3.22	1	2.08	1	6.17	99.87	
OLAVARRIA	Trafo 132/33/13.2	30					5	22.85	99.74	
	Trafo 132/33/13.2	30	1	0.20			5	21.20	99.76	
	Trafo 132/33/13.2	10	1	0.02			5	54.31	99.38	
PINAMAR	Trafo 132/33/13,2	15	3	4.60	2	6.5	1	4.00	99.83	6.75
	Trafo 132/33/13,2	15	2	0.13			5	259.77	97.03	2.75
QUEQUEN	Trafo 132/33/13.2	15	8	3.47			11	80.98	99.04	5.00
S.CLEMENTE	Trafo 132/33/13,2	15	5	2.10	1	0.42	4	18.25	99.76	5.20
	Trafo 132/33/13,2	15	6	11.27			6	33.90	99.48	2.90
TANDIL	Trafo 132/33/13.2	30					3	20.72	99.76	
	Trafo 132/33/13.2	30			2	7.62	3	20.60	99.68	
TRES ARROYOS	Trafo 132/33/13.2	15	1	6.25			6	29.17	99.60	13.10
	Trafo 132/33/13.2	10					9	41.50	99.53	
VILLA GESELL	Trafo 132/33/13.2	15	2	0.20			3	11.32	99.87	7.70
	Trafo 132/33/13.2	15	1	0.13			12	321.77	96.33	
	Trafo 132/13.2	40	1	0.13			8	42.67	99.51	
9 DE JULIO	Trafo 1 66/13,2	10	12	2.37			5	17.90	99.77	
	Trafo 2 66/13,2	5	13	2.48			5	15.68	99.79	

BRAGADO	ATr2 220/132	150	3	3.02		3	31.02	99.61		
	ATr3 132/66 Trafo no Dedicado	15						100.00		
	ATr4 132/66 Trafo no Dedicado	15						100.00		
	ATr5 6633 kV	5				3	20.20	99.77		
CARLOS CASARES	Tr 1 66/33	5	10	2.57	2	11.18	9	48.68	99.29	4.40
	Tr 2 66/13,2	5	10	2.57			6	19.97	99.74	
	Tr 3 66/13,2	5	10	4.65			5	24.38	99.67	4.70
CHACABUCO	Tr 1 132/33/13,2	15	4	4.67			3	9.58	99.84	8.00
	Tr 2 132/33/13,2	15	7	7.33			2	7.27	99.83	14.10
CHIVILCOY	Tr 1 132/33/13,2	15	1	0.23			8	33.90	99.61	
	Tr 2 132/33/13,2	15	2	0.27	1	3.43	6	25.72	99.66	5.70
HENDERSON	Tr 4 220/132	40	4	5.48			2	11.02	99.81	
	Tr5 132/33/13,2	15	2	182.20			9	50.40	97.34	9.70
	Tr6 132/33/13,2	10	1	7.62			6	28.80	99.58	
LINCOLN	Tr 1 132/33/13,2	15	1	0.05			3	12.83	99.85	
	Tr 2 132/33/13,2	15	1	0.05			10	51.37	99.41	
LUJAN	Tr 1 132/33/13,2	30	1	0.10			4	12.57	99.86	
	Tr 2 132/33/13,2	30	15	120.53			20	126.69	97.18	37.60
	ATr1 132/66 Trafo no Dedicado	15						100.00		
	ATr2 132/66 Trafo no Dedicado	15						100.00		
MERCEDES	Tr 1 132/33/13,2	15	2	0.14	1	0.67	3	11.09	99.86	
	Tr 2 132/33/13,2	15	4	0.20	1	1.12	4	14.17	99.82	4.50
PEHUAJÓ	Tr 1 66/13.2	7.5	15	8.97	1	1	7	27.43	99.57	21.00
	Tr 2 66/13.2	5	11	5.07			6	24.07	99.67	
	Tr 3 66/13.2	16	8	2.90	1	1.08	2	8.43	99.86	
SALADILLO	Tr 1 132/33/13,2	15	2	2.55			4	23.20	99.71	6.00
	Tr 2 132/33/13,2	15	4	116.27	1	0.97	2	15.53	98.48	

SAN A. De ARECO	Tr 1 66/13,2	5	11	5.25		5	22.13	99.69	3.50
	Tr 2 66/13,2	5	10	4.28		4	17.25	99.75	
T. LAUQUEN	Tr 5 132/13,2	15						100.00	5.00
	Atr1 132/66 Trafo no Dedicado	20						100.00	
	Atr2 132/66 Trafo no Dedicado	20						100.00	
	Tr1 66/13,2	5	4	2.65		1	5.80	99.90	
	Tr2 66/13,2	5	4	2.65		5	494.78	94.32	
ARRECIFES	Tr 1 66/13,2	10	3	0.87		7	44.72	99.48	
	Tr 4 66/13,2	7.5	3	0.87	2 1.17	3	17.10	99.78	
	Atr 2 66/33	5	8	1.72		3	13.73	99.82	44.50
	Atr 5 66/33	5	7	1.22		4	17.55	99.79	
	Tr3 66/33	7.5	2	0.80		3	14.97	99.82	
CAMPANA	Trafo 1 132/33/13.2	30	1	1.05		4	7.68	99.90	6.00
	Trafo 2 132/33/13.2	30	1	0.03		5	89.85	98.97	
CAP. SARMIENTO	Tr 1 66/33/13,2	10	8	9.13	1 3.55	4	84.12	98.89	6.60
	Tr 2 66/33/13,2	10	4	4.78	2 7.07	3	12.50	99.72	1.20
IMSA	Tr 1 132/33/ 13,2	15	11	1.57	2 12.72	8	229.07	97.22	2.20
	Trafo 33/13,2	5	9	1.47		1	0.40	99.98	
JUNIN	Tr 1 132/33/13,2	15	4	13.80		10	81.67	98.91	13.30
	Tr 2 132/33/13,2	15	5	4.18		8	30.45	99.60	16.00
PAPEL PRENSA	Trafo 132/33/13.2	15	6	2.05		3	13.20	99.83	
PERGAMINO	Tr 1 132/33/13,2	30				3	19.64	99.78	
	Tr 2 132/33/13,2	15	1	3.57	1 2.13	5	25.95	99.64	9.20
	Tr 3 132/66/13,2	10						100.00	
	Trafo no Dedicado								
	Tr 4 132/66/13,2	10						100.00	
	Trafo no Dedicado								
	Atr 2 132/66 Trafo no Dedicado	15						100.00	

ROJAS	Trafo 1 132/33/13.2	15	1	0.07		6	29.58	99.66	
	Trafo 2 132/33/13.2	15	2	1.95		6	39.48	99.53	4.20
SAN NICOLAS	Trafo 6 132/33/13.2	30				5	119.23	98.64	
	Trafo 7 132/33/13.2	15						100.00	
SAN NICOLAS ex TG	Trafo 132/33/13.8	20				2	108.42	98.76	
SAN PEDRO	Trafo 1 132/33/13.2	15	1	0.03		7	32.79	99.63	1.10
	Trafo 2 132/33/13.2	15				4	28.45	99.68	
URBANA SAN NICOLAS	Trafo 1 132/33/13.2	44						100.00	
	Trafo 2 132/33/13.2	44	1	0.15				100.00	15.10
VILLA LIA	Autotrafo 220/132/13.2	150			1 5.25	3	14.62	99.77	
ZARATE	Trafo 1 132/33/13.2	15	4	1.35		4	17.97	99.78	24.40
	Trafo 2 132/33/13.2	15						100.00	
	Trafo 3 132/33/13.2	30				3	8.78	99.90	
DORREGO	Trafo 132/33/13.2	10	1	0.02		3	18.25	99.79	
	Trafo 132/33/13.2	10	2	9.72		14	66.33	99.13	
	Trafo 13.2/33	10	1	0.02		5	30.35	99.65	
	Trafo 13.2/33	5	1	0.02		9	48.85	99.44	
ING.WHITE	Trafo 132/33/13.2	40	3	16.80		3	16.48	99.62	
NORTE 2	Trafo1 132/33/13	40	2	13.95		3	13.78	99.68	14.00
	Trafo 2 132/33/13	20	1	3.45		8	36.22	99.55	
PATAGONES	Trafo 132/33/13.2	15	13	6.97		3	12.12	99.78	1.70
PEDRO LURO	Trafo 132/33/13.2	15	4	0.79		8	20.27	99.76	6.00
PETROQUIMICA	Trafo 132/33/13.2	15	2	4.12		2	8.98	99.85	5.20
	Trafo 132/33/13.2	15	3	3.20		6	24.90	99.68	
	Trafo 132/33/13.2	15				2	10.25	99.88	
PIGUE	Trafo 132/33/13.2	15	1	0.05		2	11.77	99.87	3.60
	Trafo 132/33/13.2	15	1	4.38		4	22.88	99.69	
	Trafo 33/66	7.5				3	12.13	99.86	5.20

PRINGLES	Trafo 132/33/13.2	10				3	15.27	99.83	
	Trafo 132/33/13.2	10				6	29.75	99.66	
PUNTA ALTA	Trafo 132/33/13.2	20	2	7.33		8	25.45	99.63	9.80
	Trafo 132/33/13.2	15	1	3.87		6	18.62	99.74	9.00
SUAREZ	Trafo 132/33/13.2	15	3	11.23		2	11.30	99.74	5.20
	Trafo 132/33/13.2	15	3	0.93		4	27.43	99.68	
URBANA BBKA	Trafo 132/33/13.2	40	1	1.62		8	39.30	99.53	23.00

Tabla 9.1.2.6. Tipificación de Faltas - Año 1997

Tensión	Cantidad de faltas					Totales
	Permanentes			Transitorias		
	Monofásica a Tierra	Bifásica	Trifásica	Monofásica c/ recierre exitoso	(1) Trifásica c/ recierre exitoso	
220	0	0	0	1		1
132	91	32	5	323		451
66	26	2	1	5		34

ANEXO 9

Sub-Sección 1.3: Año 1998

Tabla 9.1.3.1. Indisponibilidades de líneas - Año 1998

Tensión nominal	Long total	Forzadas N. A.		Forzada autorizada		Programadas		Tasa de sal forzada	Indice de Disp	P. Corte	ENS
		Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	C sal/100km-año	(%)	MW	MWh
220	177.0	1	1.78			13	115.28	0.56	98.66	0.0	0.0
132	4968.1	152	505.71			712	4584.03	3.06	99.01	856.7	695.6
66	391.0	19	123.52			62	369.88	4.86	99.29	99.1	46.1
Total	5536.1	172	631.01			787	5069.19	3.11	99.05	955.8	741.7

Tabla 9.1.3.2. Causa de salidas forzadas de líneas (Global) - Año 1998

Descripción	Ident (*)	Cantidad de salidas		Energía no suministrada		Potencia cortada	
		Nro	% Particip	MW-h	% Particip	MW	% Particip
Falla interna en el equipo de potencia	1	83	48.26	620.4	83.65	691.9	72.39
Tormenta eléctrica	2	24	13.95	20.6	2.78	97.7	10.22
Incendio de campos	3		0.00		0.00		0.00
Animales,plantaciones y otros objetos que afecten la instalacion	4	4	2.33	11.7	1.58	12.9	1.35
Error humano / maniobra.	5	2	1.16	0.3	0.04	4.7	0.49
Meteoro	6		0.00		0.00		0.00
Atentado	7		0.00		0.00		0.00
Actuación incorrecta de los sistemas de protecciones y comunicaciones.	8	24	13.95	20.2	2.72	48.2	5.04
Falla en barras.	9	6	3.49		0.00		0.00
Actuación de protecciones en zona de respaldo remoto.	10	18	10.47	46.2	6.23	71.9	7.52
Protección de sobretensión, subfrecuencia, sobrefrecuencia.	11		0.00		0.00		0.00
Sobrecarga.	12	2	1.16		0.00		0.00
Oscilaciones de potencia.	13		0.00		0.00		0.00
Actuación correcta de automatismos del SADI.	14		0.00		0.00		0.00
Actuación incorrecta de automatismos del SADI.	15		0.00		0.00		0.00
Desconocidas	16	9	5.23	22.3	3.01	28.5	2.98
Otras	17		0.00		0.00		0.00
Total		172	100.00	741.7	100	955.8	100

Tabla 9.1.3.3. Salidas forzadas y programadas por línea - Año 1998

Codigo Ident.	E.T. Origen	E.T. Destino	Tema	Tensión	Long.	Forzadas no Autorizadas		Forzadas autorizadas		Programadas		Indice de	Pcorte	ENS
			Nº	kV	Km	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Disponib	MW	MWh
	AZUL	OLAVARRIA		132.0	51.4	0	0.00			8	44.37	99.49		
	BALCARCE	MAR DEL PLATA		132.0	62.9	0	0.00			8	43.28	99.51		
	CALER.AVELLANEDA	LOMA NEGRA		132.0	5.3	0	0.00			10	61.05	99.30		
	CHASCOMUS	MONTE		132.0	114.0	0	0.00			15	108.75	98.76		
	CHASCOMUS	VERONICA		132.0	70.8	0	0.00			2	1.20	99.99		
	DOLORES	SAN CLEMENTE		132.0	102.6	1	0.58			9	57.63	99.34		
	DOLORES	CHASCOMUS		132.0	87.4	7	22.17			11	64.62	99.01	3.0	2.6
	GONZALEZ CHAVEZ	TRES ARROYOS		132.0	47.0	0	0.00			11	56.25	99.36		
	LOMA NEGRA	OLAVARRIA		132.0	41.7	0	0.00			12	75.40	99.14		
	LAPRIDA	OLAVARRIA		132.0	99.7	4	5.00			12	75.40	99.08		
	LAS ARMAS	DOLORES		132.0	88.2	4	29.72			14	94.62	98.58		
	LAS ARMAS	GRAL. MADARIAGA		132.0	64.4	1	0.68			6	34.50	99.60		
	LAS FLORES	AZUL		132.0	107.0	0	0.00			7	35.30	99.60		
	MAR DEL PLATA	MIRAMAR		132.0	49.9	1	0.07			7	41.50	99.53	6.5	0.4
	GRAL. MADARIAGA	VILLA GESELL		132.0	35.0	1	4.18			6	28.52	99.63	2.7	1.9
	MAR DE AJO	SAN CLEMENTE		132.0	39.0	1	0.08			7	40.30	99.54	4.0	0.8
	MONTE	LAS FLORES		132.0	86.8	2	7.43			10	60.33	99.23		
	NECOCHEA	GONZALEZ CHAVEZ		132.0	134.8	4	1.53			11	72.15	99.16		
	NECOCHEA	MAR DEL PLATA		132.0	129.0	7	1.25			17	167.27	98.08	39.2	6.3
	NECOCHEA	MIRAMAR		132.0	97.5	2	1.22			8	54.22	99.37		
	NECOCHEA	TANDIL		132.0	149.2	4	1.35			15	118.68	98.63		
	OLAVARRIA VIEJA	CALER.AVELLANEDA		132.0	6.3	4	0.95			11	63.12	99.27		
	OLAVARRIA	GONZALEZ CHAVEZ		132.0	152.0	0	0.00			12	69.43	99.21		

	OLAVARRIA	OLAVARRIA VIEJA		132.0	31.2	1	0.17			8	45.95	99.47		
	OLAVARRIA	HENDERSON		132.0	120.6	1	0.10			11	67.78	99.23		
	PINAMAR	MAR DE AJO		132.0	46.4	0	0.00			8	43.83	99.50		
	TANDIL	BALCARCE		132.0	103.6	2	2.48			9	64.65	99.23		
	TANDIL	BARKER		132.0	47.7	4	7.92			2	8.12	99.82	51.0	103.6
	TANDIL	LAS ARMAS		132.0	122.2	2	0.45			8	45.50	99.48		
	TANDIL	OLAVARRIA		132.0	133.2	5	24.05			8	70.20	98.92	401.7	336.8
	VILLA GESELL	PINAMAR		132.0	16.3	2	6.08			9	46.45	99.40		
	BRAGADO	9 DE JULIO - BS.AS.		66.0	54.0	4	14.18			9	51.45	99.25	36.0	7.2
	BRAGADO	CHACABUCO		132.0	60.6	0	0.00			1	3.52	99.96		
	BRAGADO	CHIVILCOY		132.0	49.0	0	0.00			4	17.35	99.80		
	BRAGADO	HENDERSON		220.0	177.0	1	1.78			13	115.28	98.66		
	BRAGADO	SALADILLO BS.AS.		132.0	83.8	1	0.08			19	127.98	98.54		
	CARLOS CASARES	PEHUAJO		66.0	53.1	2	1.38			5	29.15	99.65	7.7	5.2
	CHIVILCOY	MERCEDES BS.AS.		132.0	69.1	0	0.00			8	42.82	99.51		
	HENDERSON	CNEL.SUAREZ		132.0	126.9	0	0.00			16	103.65	98.82		
	HENDERSON	TRENQUE LAUQUEN		132.0	105.4	2	0.18			2	14.73	99.83	90.5	52.0
	LINCOLN	BRAGADO		132.0	104.4	3	0.78			19	109.28	98.74		
	LUJAN	MORON	1	132.0	43.0	6	31.57			29	221.73	97.11	79.5	7.8
	LUJAN	MORON	2	132.0	43.0	0	0.00			39	321.20	96.33		
	LUJAN	S.ANTONIO DE ARECO		66.0	49.8	4	46.70			8	42.08	98.99	15.5	2.8
	MERCEDES BS.AS.	LUJAN		132.0	41.3	0	0.00			5	46.55	99.47		
	9 DE JULIO - BS.AS.	CARLOS CASARES		66.0	46.7	6	4.23			12	63.73	99.22	27.9	24.0
	PEHUAJO	TRENQUE LAUQUEN		66.0	80.1	1	1.25			9	63.03	99.27	3.8	1.1
	SALADILLO	LAS FLORES		132.0	76.2	3	7.35			8	54.13	99.30		
	ARRECIFES	PERGAMINO		66.0	43.8	1	36.23			6	44.77	99.08	12.0	5.6
	ATUCHA I	ZARATE		132.0	22.1	1	0.17			7	46.12	99.47		
	CPTAN SARMIENTO	ARRECIFES		66.0	31.9	0	0.00			7	46.35	99.47		

	NUEVA CAMPANA	SIDERCA 0		132.0	2.2	1	0.57			10	100.58	98.85		
	NUEVA CAMPANA	SIDERCA 1		132.0	3.2	5	13.22			4	106.20	98.64		
	NUEVA CAMPANA	CAMPANA		132.0	6.5	2	7.73			5	25.65	99.62		
	CAMPANA	SIDERCA 0		132.0	0.3	1	172.15			4	43.35	97.54	59.5	39.9
	IMSA	LINCOLN		132.0	61.5	1	0.52			6	34.28	99.60	1.8	1.1
	JUNIN	IMSA		132.0	8.5	0	0.00			0	0.00	100.00		
	PERGAMINO	ROJAS		132.0	36.0	2	1.04			8	49.05	99.43		
	ROJAS	JUNIN		132.0	47.7	7	20.82			19	89.35	98.74	7.0	4.7
	SAN NICOLAS	V.CONSTIT.IND.		132.0	13.6	1	0.75			3	17.55	99.79		
	SAN NICOLAS	V.CONSTIT.RES.		132.0	14.7	2	8.02			3	29.15	99.58	13.0	12.1
	S.ANTONIO DE ARECO	CPTAN SARMIENTO		66.0	31.5	1	19.53			6	29.32	99.44		
	URBANA S.NICOLAS	RAMALLO		132.0	13.0	2	1.95			6	39.45	99.53		
	PERGAMINO	RAMALLO		132.0	67.0	1	0.70			1	7.03	99.91		
	SAN NICOLAS	PERGAMINO		132.0	70.8	2	5.07			8	52.50	99.34		
	SAN NICOLAS	SAN PEDRO BS.AS.		132.0	65.0	2	0.97			8	46.95	99.45		
	SAN NICOLAS	URBANA S.NICOLAS		132.0	6.5	2	2.87			4	27.47	99.65		
	SAN NICOLAS	SAN NICOLAS ex TG		132.0	0.4	0	0.00			0	0.00	100.00		
	SAN PEDRO BS.AS.	PAPEL PRENSA		132.0	10.9	0	0.00			0	0.00	100.00		
	SAN PEDRO BS.AS.	EASTMAN T		132.0	60.1	4	14.03			2	12.83	99.69	6.0	0.6
	ZARATE	EASTMAN T		132.0	14.0	3	13.50			2	15.78	99.67	19.0	43.7
	EASTMAN T	PROTISA		132.0	5.0	2	0.45			1	12.67	99.85	6.0	1.0
	PROTISA	EASTMAN T		132.0	1.5	0	0.00			0	0.00	100.00		
	VILLA LIA	NUEVA CAMPANA		132.0	42.9	2	0.20			3	15.12	99.83	3.5	0.1
	T V.LIA N CAMPANA	SAN A. DE ARECO		132.0	18.4	0	0.00			0	0.00	100.00		
	ZARATE	CAMPANA		132.0	9.4	2	26.52			1	3.58	99.66	12.9	11.7
	ZARATE	NUEVA CAMPANA		132.0	10.6	3	1.50			8	44.63	99.47	6.0	3.2
	ZARATE	MATHEU		132.0	37.7	6	2.15			4	32.88	99.60		
	BAHIA BLANCA	NORTE II		132.0	19.0	0	0.00			4	23.88	99.73		
	BAHIA BLANCA	P.LURO		132.0	141.0	4	12.83			6	20.38	99.62	16.5	52.9
	BAHIA BLANCA	PRINGLES		132.0	109.0	1	0.63			11	58.48	99.33		

	CNEL. DORREGO	BAHIA BLANCA		132.0	77.5	0	0.00			2	9.32	99.89		
	CNEL. SUAREZ	PIGUE		132.0	47.6	3	0.57			7	41.25	99.52		
	PIEDRABUENA 132	PUNTA ALTA		132.0	25.0	1	5.80			41	222.92	97.39		
	PIEDRABUENA 132	ING. WHITE		132.0	1.1	0	0.00			3	16.15	99.82		
	NORTE II	PETROQ. B.BLANCA		132.0	30.0	0	0.00			10	47.07	99.46		
	PUNTA ALTA	BAHIA BLANCA		132.0	24.1	1	0.42			18	94.88	98.91		
	P.LURO	C.PATAGONES		132.0	151.0	5	29.12			6	36.95	99.25		
	C. PATAGONES	VIDMA		132.0	2.7	2	1.32			5	27.93	99.67	1.9	0.9
	PETROQ. B.BLANCA	BAHIA BLANCA		132.0	29.8	0	0.00			3	14.63	99.83		
	PETROQ. B.BLANCA	PIEDRABUENA 132		132.0	5.1	0	0.00			0	0.00	100.00		
	PIGUE	BAHIA BLANCA		132.0	132.3	3	1.23			11	59.47	99.31		
	PIGUE	GUATRACHE		132.0	102.0	0	0.00			5	24.72	99.72		
	PRINGLES	LAPRIDA		132.0	71.5	1	0.45			17	85.67	99.02		
	TRES ARROYOS	CNEL.DORREGO		132.0	99.0	2	1.02			4	24.85	99.70	21.7	11.8

Tabla 9.1.3.4. Puntos de conexión (por estación) - Año 1998

Estación	Cantidad de puntos de conexión	Forz N. Autorizadas		Forz autorizadas		Programadas		P. corte	ENS	Disp. Global
		Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	MW	MWh	(%)
AZUL	7	8.00	2.87			3.00	13.15	15	3.0	99.974
BALCARCE	11	25.00	12.03			10.00	27.47			99.959
BARKER	7	41.00	77.75			5.00	21.58			99.838
CHASCOMUS	11	16.00	5.50			14.00	62.35			99.930
DOLORES	4	6.00	3.50			1.00	6.17			99.972
G.CHAVES	7	15.00	16.55			7.00	50.43			99.891
LAPRIDA	3	4.00	2.23					3	2.1	99.992
LAS ARMAS	3	4.00	6.02			4.00	18.73	0.1	0.1	99.906
LAS FLORES	3					4.00	12.00			99.954
MADARIAGA	2	2.00	1.37			3.00	14.17			99.911
MAR DE AJO	12	13.00	262.43			11.00	61.10			99.692
MAR DEL TUYÚ	2	2.00	2.00							99.989
MIRAMAR	8	18.00	4.10			10.00	34.62			99.945
MONTE	5					4.00	15.40			99.965
NECOCHEA	11	33.00	25.00	2.00	0.67	9.00	55.58			99.916
OLAVARRIA	10	7.00	2.70			10.00	43.40			99.947
PINAMAR	7	3.00	5.00			6.00	23.77	3	19.0	99.953
QUEQUEN	5	42.00	9.53			6.00	20.47	6	0.5	99.932
S.CLEMENTE	5	8.00	1.73			5.00	26.37			99.936
TANDIL	11	27.00	14.77			11.00	21.95			99.962
TRES ARROYOS	7	23.00	11.45			4.00	28.37			99.935
VILLA GESELL	8	6.00	1.43			10.00	21.43			99.967
9 DE JULIO	5	20.00	3.47			3.00	5.22			99.980
BRAGADO	5	4.00	20.55			17.00	383.53			99.077
CARLOS CASARES	5	56.00	28.72	1.00	0.17	21.00	116.65			99.668
CHACABUCO	9	12.00	2.38			8.00	26.48			99.963
CHIVILCOY	13	2.00	0.83			11.00	27.50	3	1.3	99.975

HENDERSON	6	3.00	2.55			10.00	29.88			99.938
LINCOLN	10	4.00	1.97			13.00	46.83			99.944
LUJAN	13	34.00	5.63			19.00	53.65	20.5	1.9	99.948
MERCEDES	10	11.00	5.12			8.00	25.78			99.965
PEHUAJÓ	5	39.00	13.30	1.00	0.30	11.00	42.88	4	1.8	99.871
SALADILLO	4	5.00	2.38			8.00	27.30			99.915
SAN A. de ARECO	5	30.00	6.67							99.985
T. LAUQUEN	7	36.00	58.17	4.00	1.35	18.00	52.32	54.3	224.7	99.818
ARRECIFES	6	16.00	13.27			7.00	65.47			99.850
CAMPANA	12	18.00	24.25			13.00	79.52			99.901
CAP. SARMIENTO	6	17.00	3.82			4.00	15.63			99.963
IMSA	4	15.00	29.67			1.00	7.25	6	34.1	99.895
JUNIN	11	38.00	15.87			21.00	175.03			99.802
PAPEL PRENSA	3	1.00	1.08			4.00	18.43			99.926
PERGAMINO	12					9.00	71.73			99.932
ROJAS	6	11.00	10.07			5.00	23.02			99.937
SAN NICOLAS	9	16.00	8.97			19.00	63.17	21.5	10.8	99.908
SAN NICOLAS ex TG	2									100.000
SAN PEDRO	8	7.00	14.17			14.00	49.67			99.909
URBANA SAN NICOLAS	14	26.00	17.20			6.00	16.42			99.973
ZARATE	11	18.00	6.68			10.00	35.88	8	1.6	99.956
DORREGO	3	2.00	5.08			5.00	21.92			99.897
NORTE 2	3	5.00	1.75			6.00	32.92			99.868
PATAGONES	5	20.00	7.13			7.00	20.67			99.937
PEDRO LURO	4	16.00	52.08			12.00	50.67			99.707
PETROQUIMICA	18	3.00	4.68			23.00	110.97	0.1		99.927
PIGUE	8	6.00	2.73			13.00	55.23			99.917
PRINGLES	2					2.00	8.12			99.954
PUNTA ALTA	9	25.00	15.93			14.00	68.13			99.893
SUAREZ	8	3.00	13.25			9.00	32.03			99.935
URBANA BBKA	6	5.00	9.15			10.00	41.15			99.904

Tabla 9.1.3.5. Indisponibilidades de Transformadores - Año 1998

Estación	Identificación Transformador	Potencia MVA	Forzadas N. Autorizadas		Forzadas Autorizadas		Programadas		Indice de Dispon.	P. corte	ENS
			Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)		MW	MWh
AZUL	Trafo 132/33/13.2	10	1	64.25			2	10.80	99.14	9.0	3.3
	Trafo 132/33/13.2	10					6	17.38	99.80		
	Trafo 132/33/13.2	15	1	0.62			3	13.50	99.84	9.0	6.8
BALCARCE	Trafo 132/33/13.2	15	3	9.27			5	18.35	99.68	13.4	3.7
	Trafo 132/33/13.2	15					1	3.17	99.96		
BARKER	Trafo 132/33/13.2	15					2	7.52	99.91		
	Trafo 132/33/13.2	10	1	0.13					100.00		
	Trafo 33/13,2	5	1	0.05					100.00		
	Trafo 33/13,2	5							100.00		
CHASCOMUS	Trafo 132/33/13.2	15	2	1.38			7	29.57	99.65		
	Trafo 132/33/13.2	15	2	1.08			2	7.08	99.91	20.5	6.5
DOLORES	Trafo 132/33/13.2	15							100.00	1.0	0.3
	Trafo 132/33/13.2	10	1	0.08			1	4.67	99.95		
	Trafo 33/13,2	5							100.00		
G.CHAVES	Trafo 132/33/13.2	10	6	442.22	1	4.43	17	106.53	93.69	7.5	6.6
	Trafo 33/13,2	5					5	36.58	99.58		
LAPRIDA	Trafo 132/33/13.2	10					4	12.28	99.86		
	Trafo 132/33/13.2	10					3	12.52	99.86		
	Trafo 33/13.2	5					2	9.33	99.89		
LAS ARMAS	Trafo 132/33/13.2	10	2	6.40			6	34.05	99.54		
	Trafo 33/13.2	1	1	16.17					99.82	1.1	0.5
LAS FLORES	Trafo 132/33/13.2	15					2	12.42	99.86		
	Trafo 132/33/13.2	15					4	11.65	99.87		
MADARIAGA	Trafo 132/33/13.2	15							100.00		
MAR DE AJO	Trafo 132/33/13.2	15	3	10.93	1	3.67	4	24.22	99.56	10.0	2.2
	Trafo 132/33/13.2	30	2	0.72			8	42.96	99.50	6.0	2.1
	Trafo 132/33/13.2	44					1	6.67	99.92		

MAR DEL TUYU	Trafo 132/33/13,2	20				8	39.22	99.55		
MIRAMAR	Trafo 132/33/13.2	15	1	0.68		5	32.42	99.62	2.1	0.8
	Trafo 132/33/13.2	15				6	35.03	99.60		
MONTE	Tr 1 132/33/13,2	15				4	28.50	99.67		
	Tr 2 132/33/13,2	15				5	41.98	99.52		
NECOCHEA	Trafo 1 132/13,2	10	2	0.41		1	4.33	99.95	2.6	1.1
	Trafo 2 132/13,2	10	2	8.52				99.90		
	Trafo 3 132/33/13.2	15	1	0.58		5	32.85	99.62	22.5	17.4
OLAVARRIA	Trafo 132/33/13.2	30	1	0.42		4	21.35	99.75	17.0	9.6
	Trafo 132/33/13.2	30	1	0.23		1	4.95	99.94	9.3	2.3
	Trafo 132/33/13.2	10				2	11.12	99.87		
PINAMAR	Trafo 132/33/13,2	15	1	10.67		4	12.05	99.74	2.8	0.9
	Trafo 132/33/13,2	15				2	9.50	99.89		
QUEQUEN	Trafo 132/33/13.2	15	3	0.98		1	3.75	99.95	5.0	4.2
S.CLEMENTE	Trafo 132/33/13,2	15	2	0.25		4	20.92	99.76		
	Trafo 132/33/13,2	15	1	0.20		5	21.18	99.76		
TANDIL	Trafo 132/33/13.2	30				7	42.03	99.52		
	Trafo 132/33/13.2	30	3	31.31		9	56.99	98.99	25.6	10.0
TRES ARROYOS	Trafo 132/33/13.2	15				1	4.08	99.95		
	Trafo 132/33/13.2	10	2	1.25		3	15.75	99.81	4.8	3.5
VILLA GESELL	Trafo 132/33/13.2	15				6	32.78	99.63		
	Trafo 132/33/13.2	15	2	3.46		7	28.92	99.63	12.2	3.8
	Trafo 132/13.2	40				7	28.85	99.67		
9 DE JULIO	Trafo 1 66/13,2	10						100.00		
	Trafo 2 66/13,2	5	3	12.63				99.86		
BRAGADO	ATr2 220/132	150				1	9.27	99.89		
	ATr3 132/66 Trafo no Dedicado	15						100.00		
	ATr4 132/66 Trafo no Dedicado	15						100.00		
	ATr5 6633 kV	5				1	272.93	96.88		
CARLOS CASARES	Tr 1 66/33	5	2	5.67		4	19.73	99.71	2.0	1.2
	Tr 2 66/13,2	5				3	13.25	99.85		
	Tr 3 66/13,2	5	3	351.70		4	22.02	95.73	3.1	0.5

CHACABUCO	Tr 1 132/33/13,2	15	1	0.33			4	16.50	99.81	3.0	1.4
	Tr 2 132/33/13,2	15					3	13.58	99.84	3.0	3.8
CHIVILCOY	Tr 1 132/33/13,2	15					2	12.32	99.86		
	Tr 2 132/33/13,2	15					2	13.67	99.84		
HENDERSON	Tr 4 220/132	40	2	11.30			10	58.28	99.21		
	Tr5 132/33/13,2	15					6	34.68	99.60		
	Tr6 132/33/13,2	10					8	38.33	99.56		
LINCOLN	Tr 1 132/33/13,2	15					4	19.67	99.78		
	Tr 2 132/33/13,2	15	3	4.48			4	21.53	99.70	4.7	1.0
LUJAN	Tr 1 132/33/13,2	30	1	0.17			5	25.23	99.71	15.3	3.1
	Tr 2 132/33/13,2	30	1	0.05			7	38.63	99.56		
	ATr1 132/66 Trafo no Dedicado	15							100.00		
	ATr2 132/66 Trafo no Dedicado	15							100.00		
MERCEDES	Tr 1 132/33/13,2	15	1	0.33			2	6.94	99.92	5.3	2.3
	Tr 2 132/33/13,2	15					5	20.00	99.77		
PEHUAJÓ	Tr 1 66/13,2	5					3	11.68	99.87	4.8	1.2
	Tr 2 66/13,2	5	1	5.75	1	2.62	7	39.63	99.45		
	Tr 3 66/13,2	16	1	14.80			4	21.82	99.58		
SALADILLO	Tr 1 132/33/13,2	15	2	0.28	1	5.92	7	78.80	99.03	6.5	2.3
	Tr 2 132/33/13,2	15					5	26.57	99.70		
SAN A. de ARECO	Tr 1 66/13,2	5					1	2.20	99.97	3.0	1.1
	Tr 2 66/13,2	5	1	0.03			1	1.48	99.98	9.8	1.3
T. LAUQUEN	Tr 5 132/13,2	15	1	6.08	1	0.1	3	15.19	99.76	50.0	12.6
	ATr1 132/66 Trafo no Dedicado	20							100.00		
	ATr2 132/66 Trafo no Dedicado	20							100.00		
	Tr1 66/13,2	5	2	84.57	1	1	8	57.58	98.37		
	Tr2 66/13,2	5	1	10.33			12	51.80	99.29		

ARRECIFES	Tr 1 66/13,2	10					3	14.13	99.84		
	Tr 4 66/13,2	7.5					4	18.53	99.79		
	ATr 2 66/33	5	3	1.43			2	5.63	99.92	6.3	2.8
	ATr 5 66/33	5	3	1.47			2	13.47	99.83	15.3	14.9
	Tr3 66/33	7.5	1	0.17			3	58.25	99.33	2.4	0.4
CAMPANA	Trafo 1 132/33/13.2	30					4	17.97	99.79		
	Trafo 2 132/33/13.2	30	1	0.23			3	14.20	99.84	4.1	0.9
CAP. SARMIENTO	Tr 1 66/33/13,2	10					2	6.52	99.93		
	Tr 2 66/33/13,2	10					2	10.65	99.88		
IMSA	Tr 1 132/33/13,2	15	3	102.95			4	20.18	98.59	2.7	2.4
	Trafo 33/13,2	5							100.00		
JUNIN	Tr 1 132/33/13,2	15	4	17.63	1	11.67	7	35.07	99.27	37.3	14.6
	Tr 2 132/33/13,2	15	5	5.55			10	49.00	99.38	20.0	8.6
PAPEL PRENSA	Trafo 132/33/13.2	15							100.00	2.5	2.7
PERGAMINO	Tr 1 132/33/13,2	30					5	38.42	99.56		
	Tr 2 132/33/13,2	15					3	9.37	99.89		
	Tr 3 132/66/13,2	10							100.00		
	Trafo no Dedicado										
	Tr 4 132/66/13,2	10							100.00		
	Trafo no Dedicado										
	ATr 2 132/66 Trafo no Dedicado	15							100.00		
ROJAS	Trafo 1 132/33/13.2	15	1	0.35			3	10.33	99.88	2.8	1.1
	Trafo 2 132/33/13.2	15					1	1.38	99.98		
SAN NICOLAS	Trafo 6 132/33/13.2	30	2	11.58			5	25.25	99.58	7.0	3.2
	Trafo 7 132/33/13.2	15	1	4.30			5	21.12	99.71		
SAN NICOLAS ex TG	Trafo 132/33/13.8	20					3	15.53	99.82		
SAN PEDRO	Trafo 1 132/33/13.2	15	3	2.68			2	14.13	99.81	11.0	2.6
	Trafo 2 132/33/13.2	15	1	0.10			1	10.37	99.88	1.2	1.0
URBANA SAN NICOLAS	Trafo 1 132/33/13.2	44					3	19.30	99.78		
	Trafo 2 132/33/13.2	44	1	0.97			5	31.28	99.63	25.7	11.7
VILLA LIA	Autotrafo 220/132/13.2	150					3	17.92	99.80		

ZARATE	Trafo 1 132/33/13.2	15	4	3.43			2	11.67	99.83	14.3	1.6
	Trafo 2 132/33/13.2	30	3	0.20			3	162.42	98.14	19.3	1.9
	Trafo 3 132/33/13.2	30	1	0.08			2	18.74	99.79		
DORREGO	Trafo 132/33/13.2	10					5	29.52	99.66		
	Trafo 132/33/13.2	10					8	37.95	99.57		
	Trafo 13.2/33	10	1	0.45			4	23.08	99.73	1.6	0.8
	Trafo 13.2/33	5					7	36.45	99.58		
ING.WHITE	Trafo 132/33/13.2	40					5	27.67	99.68		
NORTE 2	Trafo1 132/33/13	40	1	0.12			5	24.43	99.72	17.0	2.0
	Trafo 2 132/33/13	20	3	74.68			7	31.52	98.79	4.5	1.6
PATAGONES	Trafo 132/33/13.2	15					7	34.38	99.61		
PEDRO LURO	Trafo 132/33/13.2	15					5	22.70	99.74		
PETROQUIMICA	Trafo 132/33/13.2	15	1	0.03			7	42.27	99.52		
	Trafo 132/33/13.2	15					4	22.22	99.75		
	Trafo 132/33/13.2	15					6	32.12	99.63		
PIGUE	Trafo 132/33/13.2	15					5	22.92	99.74		
	Trafo 132/33/13.2	15	4	17.53			4	23.78	99.53	7.0	2.5
	Trafo 33/66	7.5	1	0.30			1	3.55	99.96		
PRINGLES	Trafo 132/33/13.2	10					5	55.93	99.36		
	Trafo 132/33/13.2	10	1	0.53			1	6.52	99.92	3.7	1.2
PUNTA ALTA	Trafo 132/33/13.2	20	3	1.50					99.98	18.2	9.2
	Trafo 132/33/13.2	15	1	0.58			1	2.22	99.97	4.8	3.1
SUAREZ	Trafo 132/33/13.2	15					4	21.82	99.75		
	Trafo 132/33/13.2	15					5	22.98	99.74		
URBANA BBKA	Trafo 132/33/13.2	40	2	5.05			11	55.58	99.31	24.0	24.1

Tabla 9.1.3.6. Tipificación de Faltas - Año 1998

Tensión	Cantidad de faltas					Totales
	Permanentes			Transitorias		
	Monofásica a Tierra	Bifásica	Trifásica	Monofásica c/ recierre exitoso	(1) Trifásica c/ recierre exitoso	
220	1	0	0	4		5
132	109	28	15	290		442
66	13	1	5	9		28

ANEXO 9

Sub-Sección 1.4: Año 1999

Tabla 9.1.4.1. Indisponibilidades de líneas - Año 1999

Tensión nominal	Long total	Forzadas N. A.		Forzada autorizada		Programadas		Tasa de sal forzada	Indice de Disp	P. Corte	ENS
		Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)				
kV	km							C sal/100km-año	(%)	MW	MWh
220	177,0	1	0,15			1	9,25	0,56	99,89		
132	5106,9	192	489,42			756	5283,43	3,76	99,04	1296,4	1258,1
66	391,0	22	85,93			74	432,40	5,63	99,29	76,0	25,9
Total	5674,9	215	575,50			831	5725,08	3,79	99,08	1372,4	1283,9

Tabla 9.1.4.2. Causa de salidas forzadas de líneas (Global) - Año 1999

Descripción	Ident (*)	Cantidad de salidas		Energía no suministrada		Potencia cortada	
		Nro	% Particip	MW-h	% Particip	MW	% Particip
Falla interna en el equipo de potencia	1	120	55,81	1120,5	72,45	1102,9	84,13
Tormenta eléctrica	2	31	14,42		0,00		0,00
Incendio de campos	3	2	0,93		0,00		0,00
Animales,plantaciones y otros objetos que afecten la instalacion	4		0,00		0,00		0,00
Error humano / maniobra.	5	4	1,86	27,0	1,75	22,7	1,73
Meteoro	6		0,00		0,00		0,00
Atentado	7	3	1,40		0,00		0,00
Actuación incorrecta de los sistemas de protecciones y comunicaciones.	8	25	11,63	87,5	5,66	27,3	2,08
Falla en barras.	9	3	1,40	170,0	10,99	31,2	2,38
Actuación de protecciones en zona de respaldo remoto.	10	10	4,65	130,0	8,41	101,8	7,77
Protección de sobretensión, subfrecuencia, sobrefrecuencia.	11		0,00		0,00		0,00
Sobrecarga.	12		0,00		0,00		0,00
Oscilaciones de potencia.	13		0,00		0,00		0,00
Actuación correcta de automatismos del SADI.	14		0,00		0,00		0,00
Actuación incorrecta de automatismos del SADI.	15		0,00		0,00		0,00
Desconocidas	16		0,00		0,00		0,00
Otras	17	17	7,91	11,6	0,75	25,0	1,91
Total		215	100,00	1546,6	100,00	1310,9	100,00

Tabla 9.1.4.3. Salidas forzadas y programadas por línea - Año 1999

Codigo Ident.	E.T. Origen	E.T. Destino	Tema	Tensión	Long.	Forzadas no Autorizadas		Forzadas autorizadas		Programadas		Indice de	Pcorte	ENS
			Nº	kV	Km	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Disponib	MW	MWh
	AZUL	OLAVARRIA		132.0	51,4	1	0,63			10	43,88	99,49		
	BALCARCE	MAR DEL PLATA		132.0	62,9	4	52,33			8	58,52	98,73	32,5	25,5
	CALER.AVELLANED A	LOMA NEGRA		132.0	5,3					4	19,58	99,78		
	CHASCOMUS	MONTE		132.0	114,0	6	23,93			8	41,37	99,25		
	CHASCOMUS	VERONICA		132.0	70,8	1	0,07			8	43,48	99,50		
	DOLORES	SAN CLEMENTE		132.0	102,6	2	5,68			12	67,12	99,17		
	DOLORES	CHASCOMUS		132.0	87,4	5	11,25			8	57,63	99,21		
	GONZALEZ CHAVEZ	TRES ARROYOS		132.0	47,0	1	0,73			4	24,97	99,71		
	LOMA NEGRA	OLAVARRIA		132.0	41,7	2	1,37			7	37,77	99,55		
	LAPRIDA	OLAVARRIA		132.0	99,7	5	14,72			13	75,10	98,97		
	LAS ARMAS	DOLORES		132.0	88,2	1	11,00			8	43,68	99,38		
	LAS ARMAS	GRAL. MADARIAGA		132.0	64,4					8	38,55	99,56		
	LAS FLORES	AZUL		132.0	107,0	1	0,50			11	57,23	99,34		
	MAR DEL PLATA	MIRAMAR		132.0	49,9					10	67,13	99,23		
	GRAL. MADARIAGA	VILLA GESELL		132.0	35,0	2	2,48			3	15,67	99,79	4,0	1,0
	MAR DE AJO	SAN CLEMENTE		132.0	39,0	1	0,35			11	63,05	99,28		
	MONTE	LAS FLORES		132.0	86,8	3	21,67			7	23,78	99,48		
	NECOCHEA	GONZALEZ CHAVEZ		132.0	134,8	5	2,13			10	61,87	99,27	13,5	4,8
	NECOCHEA	MAR DEL PLATA		132.0	129,0	8	16,50			13	99,66	98,67	39,5	33,0
	NECOCHEA	MIRAMAR		132.0	97,5	5	12,42			14	77,37	98,98	32,5	25,5
	NECOCHEA	TANDIL		132.0	149,2	3	5,33			13	82,13	99,00	41,2	26,3
	OLAVARRIA VIE JA	CALER.AVELLANED A		132.0	6,3					5	23,53	99,73		
	OLAVARRIA	GONZALEZ CHAVEZ		132.0	152,0					12	81,70	99,07		
	OLAVARRIA	OLAVARRIA VIEJA		132.0	31,2					4	23,98	99,73		

	OLAVARRIA	HENDERSON		132.0	120,6	1	0,77			9	55,60	99,36		
	PINAMAR	MAR DE AJO		132.0	46,4	1	10,93			4	22,37	99,62	10,5	3,9
	TANDIL	BALCARCE		132.0	103,6	6	10,22			4	21,20	99,64	16,0	8,0
	TANDIL	BARKER		132.0	47,7	2	3,82			4	29,98	99,61	10,0	5,3
	TANDIL	LAS ARMAS		132.0	122,2	2	0,27			9	52,05	99,40		
	TANDIL	OLAVARRIA		132.0	133,2	4	0,77			13	171,92	98,03	324,0	450,0
	VILLA GESELL	PINAMAR		132.0	16,3	1	0,17			6	28,82	99,67		
	BRAGADO	9 DE JULIO - BS.AS.		66.0	54,0	4	3,08			11	46,07	99,44	25,0	11,9
	BRAGADO	CHACABUCO		132.0	60,6					1	11,33	99,87		
	BRAGADO	CHIVILCOY		132.0	49,0					7	46,15	99,47		
	BRAGADO	HENDERSON		220.0	177,0	1	0,15			1	9,25	99,89		
	BRAGADO	SALADILLO BS.AS.		132.0	83,8					24	154,77	98,23		
	CARLOS CASARES	PEHUAJO		66.0	53,1	3	1,32			7	48,55	99,43		
	CHIVILCOY	MERCEDES BS.AS.		132.0	69,1	2	5,48			13	74,10	99,09		
	HENDERSON	CNEL.SUAREZ		132.0	126,9	3	2,47			15	98,67	98,85		
	HENDERSON	TRENQUE LAUQUEN		132.0	105,4	6	8,10			7	54,78	99,28	156,7	67,7
	TRENQUE LAUQUEN	GENERAL PICO		132.0	77,0	1	0,62			3	30,60	99,64		
	LINCOLN	BRAGADO		132.0	109,4	3	0,48			12	71,75	99,18		
	LUJAN	MORON	1	132.0	43,0	3	1,63			10	67,97	99,21		
	LUJAN	MORON	2	132.0	43,0	3	0,55			16	112,70	98,71		
	CPTAN SARMIENTO	LUJAN		66.0	81,3	7	50,80			21	130,44	97,93	34,5	11,4
	MERCEDES BS.AS.	LUJAN		132.0	41,3	6	14,50			15	98,03	98,72	90,2	20,5
	9 DE JULIO - BS.AS.	CARLOS CASARES		66.0	46,7					9	49,52	99,43		
	PEHUAJO	TRENQUE LAUQUEN		66.0	80,1	2	2,83			11	69,92	99,17	10,5	2,5
	SALADILLO	LAS FLORES		132.0	76,2	2	1,45			4	24,05	99,71		
	ARRECIFES	PERGAMINO		66.0	43,8	1	0,02			5	26,23	99,70	6,0	0,1
	ATUCHA I	ZARATE		132.0	22,1					3	19,68	99,78		
	CPTAN SARMIENTO	ARRECIFES		66.0	31,9	5	27,88			10	61,68	98,98		
	NUEVA CAMPANA	SIDERCA 0		132.0	2,2					15	169,10	98,07		
	NUEVA CAMPANA	SIDERCA 1		132.0	3,2	1	0,37			4	145,68	98,33		

	NUEVA CAMPANA	CAMPANA		132.0	6,5	1	1,05			14	217,37	97,51		
	CAMPANA	SIDERCA 0		132.0	0,3	1	0,48			8	86,20	99,01		
	IMSA	LINCOLN		132.0	61,5	4	2,70			6	44,45	99,46	2,7	2,5
	JUNIN	IMSA		132.0	8,5	1	1,77			2	15,33	99,80		
	PERGAMINO	ROJAS		132.0	36,0	3	3,87			11	56,50	99,31		
	ROJAS	JUNIN		132.0	47,7	4	28,85			9	59,57	98,99	14,0	10,5
	SAN NICOLAS	V.CONSTIT.IND.		132.0	13,6	3	1,45			8	60,92	99,29		
	SAN NICOLAS	V.CONSTIT.RES.		132.0	14,7	2	0,82			5	43,82	99,49	9,0	1,4
	URBANA S.NICOLAS	RAMALLO		132.0	13,0	1	1,23			7	49,92	99,42		
	PERGAMINO	RAMALLO		132.0	67,0	3	1,95			5	30,87	99,63		
	SAN NICOLAS	PERGAMINO		132.0	70,8	1	0,58			13	78,23	99,10	23,5	18,0
	SAN NICOLAS	SAN PEDRO BS.AS.		132.0	65,0	1	0,08			7	46,43	99,47		
	SAN NICOLAS	URBANA S.NICOLAS		132.0	6,5					12	76,98	99,12		
	SAN NICOLAS	SAN NICOLAS ex TG		132.0	0,4							100,00		
	SAN PEDRO BS.AS.	PAPEL PRENSA		132.0	10,9					3	19,53	99,78		
	SAN PEDRO BS.AS.	EASTMAN T		132.0	60,1	3	0,75			6	41,88	99,51	20,0	3,7
	ZARATE	EASTMAN T		132.0	14,0	6	1,80			2	9,35	99,87	2,6	0,4
	EASTMAN T	PROTISA		132.0	5,0	1	0,50					99,99	21,3	10,7
	PROTISA	EASTMAN		132.0	1,5	1	2,97			3	19,07	99,75	16,0	44,5
	VILLA LIA	T V.LIA N CAMPANA		132.0	8,0	3	0,43			1	8,03	99,90	4,0	0,4
	NUEVA CAMPANA	T V.LIA N CAMPANA		132.0	35,0	3	0,50			5	24,00	99,72	15,6	2,9
	T V.LIA N CAMPANA	SAN A. DE ARECO		132.0	18,4	1	0,20					100,00		
	ZARATE	CAMPANA		132.0	9,4	2	18,47			8	208,28	97,41		
	ZARATE	NUEVA CAMPANA		132.0	10,6	5	3,08			8	122,93	98,56		
	ZARATE	MATHEU		132.0	37,7	3	19,82			9	61,97	99,07		
	BAHIA BLANCA	NORTE II		132.0	19,0	1	2,92			9	40,25	99,51	23,0	21,7
	BAHIA BLANCA	P.LURO		132.0	141,0	1	0,22			5	8,88	99,90		
	BAHIA BLANCA	PRINGLES		132.0	109,0	4	2,45			12	58,85	99,30	2,5	1,2
	CNEL. DORREGO	BAHIA BLANCA		132.0	77,5	1	0,67			4	21,80	99,74		
	CNEL. SUAREZ	PIGUE		132.0	47,6	4	10,35			7	34,07	99,49		
	PIEDRABUENA 132	PUNTA ALTA		132.0	25,0					6	27,65	99,68		

	PIEDRABUENA 132	ING. WHITE		132.0	1,1	2	5,02			2	11,08	99,82	13,0	22,8
	NORTE II	PETROQ. B.BLANCA		132.0	30,0					14	62,08	99,29		
	PUNTA ALTA	BAHIA BLANCA		132.0	24,1					18	89,65	98,98		
	P.LURO	C.PATAGONES		132.0	151,0	4	22,28			23	112,70	98,46	6,2	2,5
	C. PATAGONES	VIEDMA		132.0	2,7	1	7,75			7	37,32	99,49		
	PETROQ. B.BLANCA	BAHIA BLANCA	1	132.0	29,8	1	24,48			13	84,43	98,76	280,0	402,1
	PETROQ. B.BLANCA	BAHIA BLANCA	2	132.0	29,8	1	0,53			6	28,10	99,67		
	PETROQ. B.BLANCA	BAHIA BLANCA	3	132.0	29,8					10	53,47	99,39		
	PETROQ. B.BLANCA	PIEDRABUENA 132		132.0	5,1					5	22,87	99,74		
	PETROQ. B.BLANCA	PROFERTIL		132.0	1,8									
	PIGUE	BAHIA BLANCA		132.0	132,3	6	46,39			12	190,15	97,30	36,3	21,9
	PIGUE	GUATRACHE		132.0	102,0	1	13,18			9	61,04	99,15	21,1	15,9
	PRINGLES	LAPRIDA		132.0	71,5	2	6,73			17	92,60	98,87		
	TRES ARROYOS	CNEL.DORREGO		132.0	99,0	7	7,40			7	36,75	99,50		

Tabla 9.1.4.4. Puntos de conexión (por estación) - Año 1999

Estación	Cantidad de puntos de conexión	Forz N. Autorizadas		Forz autorizadas		Programadas		P. corte	ENS	Disp. Global
		Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)			
Transformadora								MW	MWh	(%)
9 DE JULIO	5			5,00	4,08	14,00	52,97			99,870
ARRECIFES	6					7,00	25,67			99,951
AZUL	7					4,00	17,15			99,972
BALCARCE	11	1,00	4,18			13,00	36,68			99,958
BARKER	7	6,00	24,87			9,00	37,50	6,85	1,2	99,898
BRAGADO	4	2,00	0,38			6,00	80,22			99,770
CAMPANA	12					17,00	202,47			99,807
CAP. SARMIENTO	6	1,00	0,42			9,00	43,68	1,8	0,9	99,916
CARLOS CASARES	5					13,00	53,10			99,879
CHACABUCO	10					16,00	45,90			99,948
CHASCOMUS	10					16,00	46,50			99,947
CHIVILCOY	13	1,00	0,58			20,00	102,02	1	0,6	99,910
DOLORES	4	2,00	6,20			5,00	30,27	3	0,1	99,896
DORREGO	3					4,00	10,97			99,958
EASTMAN	1					2,00	15,62			99,822
G.CHAVES	7	1,00	3,90			5,00	200,97			99,666
HENDERSON	6					8,00	57,45			99,891
IMSA	4					8,00	39,63			99,887
JUNIN	11			1,00	1,62	15,00	72,93			99,923
LAPRIDA	3					7,00	23,32			99,911
LAS ARMAS	3			1,00	0,07	4,00	24,53			99,906
LAS FLORES	3					8,00	3,78			99,986
LINCOLN	10	6,00	2,13			20,00	113,83	3,9	1,4	99,868
LUJAN	14					12,00	42,77			99,965
MADARIAGA	2					2,00	7,50			99,957
MAR DE AJO	12					11,00	64,95			99,938
MAR DEL TUYÚ	2									100,000

MERCEDES	10	3,00	0,15			29,00	92,30	4,45	0,2	99,894
MIRAMAR	8	1,00	0,42			8,00	15,47			99,977
MONTE	5					8,00	21,87			99,950
NECOCHEA	11	2,00	2,83			11,00	57,32	9	1,4	99,938
NORTE 2	3	2,00	0,50			7,00	39,58			99,847
OLAVARRIA	10					14,00	64,70			99,926
PAPEL PRENSA	3					6,00	70,15			99,733
PATAGONES	5					7,00	26,13			99,940
PEDRO LURO	4					17,00	49,53			99,859
PEHUAJÓ	5	1,00	3,15			9,00	33,60			99,916
PERGAMINO	12					9,00	23,33			99,978
PETROQUIMICA	20					16,00	169,00			99,904
PIGUE	8	1,00	0,35			12,00	102,77	2	0,7	99,853
PINAMAR	7					10,00	63,30			99,897
PRINGLES	2					4,00	9,37			99,947
PROTISA	1	1,00	0,62			1,00	7,68			99,905
PUNTA ALTA	9	1,00	1,10			15,00	74,48			99,904
QUEQUEN	5	1,00	11,98			2,00	19,02			99,929
ROJAS	6					7,00	18,12			99,966
S.CLEMENTE	5	3,00	6,63			9,00	35,15	5	1,3	99,905
SALADILLO	4					4,00	13,28			99,962
SAN A. de ARECO	6					11,00	39,72			99,924
SAN NICOLAS	10					19,00	128,77			99,853
SAN NICOLAS ex TG	2									100,000
SAN PEDRO	8					15,00	71,78			99,898
SUAREZ	8	3,00	0,78			12,00	92,90			99,866
T. LAUQUEN	8	3,00	9,18			16,00	38,72	19	37,3	99,932
TANDIL	12					21,00	52,43			99,950
TORNQUIST	2									100,000
TRES ARROYOS	7					5,00	31,02			99,949
URBANA BBKA	6			1,00	7,23	5,00	18,02			99,952
URBANA SAN NICOLAS	14					24,00	68,43			99,944

VILLA GESELL	9					6,00	15,28			99,981
ZARATE	11					19,00	51,70			99,946

Tabla 9.1.4.5. Indisponibilidades de Transformadores - Año 1999

Estación	Identificación Transformador	Potencia MVA	Forzadas N. Autorizadas		Forzadas Autorizadas		Programadas		Indice de Dispon.	P. corte	ENS
			Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)		MW	MWh
AZUL	Trafo 1 132/33/13.2	10					7	102,07	98,83		
	Trafo 2 132/33/13.2	15		1,00	5,17		5	20,35	99,76	10,0	5,2
	Trafo 3 132/33/13.2	10					4	15,53	99,82		
BALCARCE	Trafo 1 132/33/13.2	15	1	2,78			6	25,13	99,68	5,0	2,0
	Trafo 2 132/33/13.2	15	3	4,07			6	27,50	99,64	12,5	3,3
BARKER	Trafo 1 132/33/13.2	15	3	6,80			3	15,38	99,75	5,5	10,3
	Trafo 2 132/33/13.2	10	6	10,08			1	6,45	99,81	46,1	49,6
	Trafo 3 33/13,2	5	1	0,15			1	3,42	99,96	3,5	0,5
	Trafo 33/13,2	1,5							100,00		
CHASCOMUS	Trafo 1 132/33/13.2	15	2	5,98			2	9,50	99,82	3,0	4,5
	Trafo 2 132/33/13.2	15	2	0,97	1	1,00	3	12,73	99,83	13,1	7,8
DOLORES	Trafo 1 132/33/13.2	15					6	402,72	95,40		
	Trafo 2 132/33/13.2	10	1	0,20	1	4,58	6	33,60	99,56	8,0	6,1
	Trafo 33/13,2	5					5	35,57	99,59		
G.CHAVES	Trafo 132/33/13.2	10	2	0,93			3	14,10	99,83	2,7	0,7
	Trafo 33/13,2	5							100,00		
LAPRIDA	Trafo 1 132/33/13.2	10	4	17,5			8	27,10	99,49	5,3	1,2
	Trafo 2 132/33/13.2	10	1	22,73			3	61,55	99,04	2,5	0,3
	Trafo 33/13.2	5	1	17,43			2	10,67	99,68	2,5	0,3
LAS ARMAS	Trafo 132/33/13.2	10	3	12,50			5	128,22	98,39	4,0	2,5
	Trafo 33/13.2	1	2	11,62			6	30,07	99,52	0,2	0,1
LAS FLORES	Trafo 1 132/33/13.2	15					2	11,67	99,87		
	Trafo 2 132/33/13.2	15					3	9,48	99,89		
MADARIAGA	Trafo 132/33/13.2	15	2	12,83	1	0,07	4	149,37	98,15	5,0	35,7
MAR DE AJO	Trafo 1 132/33/13.2	15	1	4,50			1	4,68	99,90		
	Trafo 2 132/33/13.2	30	1	0,33			7	41,68	99,52		
	Trafo 3 132/33/13.2	44	2	17,18	2	3,8	3	10,65	99,64		

MAR DEL TUYU	Trafo 132/33/13,2	20	3	6,87			11	76,82	99,04	4,5	1,5
MIRAMAR	Trafo 1 132/33/13.2	15	2	3,25			3	14,02	99,80	14,0	18,7
	Trafo 2 132/33/13.2	15	2	5,12			4	25,33	99,65	11,0	6,5
MONTE	Tr 1 132/33/13,2	15	3	1,98			2	11,83	99,84	1,5	0,1
	Tr 2 132/33/13,2	15	1	23,42			6	30,85	99,38	2,6	4,2
NECOCHEA	Trafo 1 132/13,2	10	3	3,85			7	29,98	99,61	25,5	12,5
	Trafo 2 132/13,2	10					2	14,50	99,83		
	Trafo 3 132/33/13.2	15	4	0,67	1	1,55	6	38,02	99,54	41,1	15,4
OLAVARRIA	Trafo 132/33/13.2	30	1	0,13			6	12,22	99,86	20,8	7,3
	Trafo 132/33/13.2	30	2	0,65			3	14,93	99,82	29,2	11,1
	Trafo 132/33/13.2	10							100,00		
PINAMAR	Trafo 1 132/33/13,2	15	2	0,33			7	36,22	99,58	5,8	0,5
	Trafo 2 132/33/13,2	15					6	34,40	99,61		
QUEQUEN	Trafo 132/33/13.2	15	1	0,83			7	46,65	99,46	3,4	2,8
S.CLEMENTE	Trafo 132/33/13,2	15	6	6,68			3	16,53	99,74		
	Trafo 132/33/13,2	15					3	12,75	99,85		
TANDIL	Trafo 132/33/13.2	30	1	1,63			4	12,13	99,84	16,0	6,9
	Trafo 132/33/13.2	30					5	14,28	99,84	7,8	1,7
TRES ARROYOS	Trafo 132/33/13.2	15	5	14,00	1	6,27	7	33,67	99,38	39,0	24,0
	Trafo 132/33/13.2	10	5	7,40			4	20,38	99,68	18,0	4,1
VILLA GESELL	Trafo 132/33/13.2	15	2	5,48			3	18,48	99,73	4,4	1,7
	Trafo 132/33/13.2	15	1	14,10			4	14,92	99,67	3,3	0,8
	Trafo 132/13.2	40					3	7,93	99,91		
9 DE JULIO	Trafo 1 66/13,2	10	2	0,37			1	6,85	99,92	6,1	1,1
	Trafo 2 66/13,2	5	2	0,37			5	25,70	99,70	6,1	1,1
BRAGADO	Atr1 220/132	150	1	5,88			3	5,73	99,87		
	Atr2 220/132	150					6	212,75	97,57		
	Atr3 132/66 Trafo no Dedicado	15							100,00		
	Atr4 132/66 Trafo no Dedicado	15							100,00		
	Tr 1 132/33/13.2	10	1	2,68			7	46,90	99,43	2,0	2,3

CARLOS CASARES	Tr 1 66/33	5					3	14,30	99,84		
	Tr 2 66/13,2	5					6	23,58	99,73		
	Tr 3 66/13,2	5					9	54,73	99,38		
CHACABUCO	Tr 1 132/33/13,2	15					6	10,00	99,89		
	Tr 2 132/33/13,2	15					4	3,37	99,96		
CHIVILCOY	Tr 1 132/33/13,2	15	2	0,45			5	18,40	99,78	9,0	0,6
	Tr 2 132/33/13,2	15	3	0,30			4	16,78	99,81	28,0	6,3
HENDERSON	Tr 4 220/132	40	1	178,10			8	48,88	97,41		
	Tr5 132/33/13,2	15					3	13,37	99,85		
	Tr6 132/33/13,2	10					1	5,48	99,94		
LINCOLN	Tr 1 132/33/13,2	15	1	0,63			2	9,70	99,88	1,5	1,0
	Tr 2 132/33/13,2	15	1	0,83			3	16,37	99,80	2,5	0,6
LUJAN	Tr 1 132/33/13,2	30	2	0,05			3	10,65	99,88	23,9	6,2
	Tr 2 132/33/13,2	30					2	8,13	99,91		
	ATr1 132/66 Trafo no Dedicado	15							100,00		
	ATr2 132/66 Trafo no Dedicado	15							100,00		
MERCEDES	Tr 1 132/33/13,2	15	2	1,42			4	16,08	99,80	10,0	2,7
	Tr 2 132/33/13,2	15					3	18,57	99,79		
PEHUAJÓ	Tr 1 66/13,2	5	1	1,00			3	13,83	99,83		
	Tr 2 66/13,2	5	1	0,08			3	16,20	99,81	3,4	0,4
	Tr 3 66/13,2	16					3	16,48	99,81		
SALADILLO	Tr 1 132/33/13,2	15					4	41,10	99,53		
	Tr 2 132/33/13,2	15		1,00	0,77		3	15,50	99,81		
SAN A. de ARECO	Tr 1 66/13,2	5					2	11,20	99,87		
	Tr 2 66/13,2	5	2	52,93			3	18,53	99,18	3,7	9,6
T. LAUQUEN	Tr 5 132/13,2	15	3	20,68	1	119	6	36,78	97,99	18,3	8,0
	ATr1 132/66 Trafo no Dedicado	40							100,00		
	ATr2 132/66 Trafo no Dedicado	20							100,00		
	Tr1 66/13,2	5					5	73,52	99,16		
	Tr2 66/13,2	5					5	73,30	99,16		

ARRECIFES	Tr 1 66/13,2	10					2	8,03	99,91		
	Tr 4 66/13,2	7,5							100,00		
	ATr 2 66/33	5	5	2,08			4	21,85	99,73	11,3	3,4
	ATr 5 66/33	5	5	2,17			4	11,15	99,85	10,3	6,0
	Tr3 66/33	7,5	1	3,65			2	56,15	99,32	2,3	1,1
CAMPANA	Trafo 1 132/33/13.2	30					4	12,32	99,86		
	Trafo 2 132/33/13.2	30	2	0,73			7	28,45	99,67	25,0	11,0
CAP. SARMIENTO	Tr 1 66/33/13,2	10	1	2,90			1	3,95	99,92		
	Tr 2 66/33/13,2	10	4	28,52			3	12,93	99,53	1,8	2,6
IMSA	Tr 1 132/33/13,2	15	2	0,78			2	11,47	99,86	3,9	1,7
	Trafo 33/13,2	5							100,00		
JUNIN	Tr 1 132/33/13,2	15	5	15,80			8	48,22	99,27	24,6	5,2
	Tr 2 132/33/13,2	20	3	0,40			6	105,07	98,80	9,9	1,6
PAPEL PRENSA	Trafo 132/33/13.2	15							100,00		
PERGAMINO	Tr 1 132/33/13,2	30	3	10,60	1	1,67	13	185,32	97,74	13,0	2,4
	Tr 2 132/33/13,2	30	1	0,03			2	12,35	99,86	21,5	1,3
	Tr 3 132/66/13,2	10							100,00		
	Trafo no Dedicado										
	Tr 4 132/66/13,2	10							100,00		
	Trafo no Dedicado										
ROJAS	ATr 2 132/66 Trafo no Dedicado	15							100,00		
	Trafo 1 132/33/13.2	15	1	0,15			3	7,63	99,91	5,5	0,8
SAN NICOLAS	Trafo 2 132/33/13.2	15					5	12,78	99,85		
	Trafo 6 132/33/13.2	30					6	59,72	99,32		
SAN NICOLAS ex TG	Trafo 7 132/33/13.2	15							100,00		
	Trafo 132/33/13.8	20							100,00		
SAN PEDRO	Trafo 1 132/33/13.2	15	1	0,17			1	2,42	99,97	14,5	4,8
	Trafo 2 132/33/13.2	15	2	0,18			1	3,17	99,96	23,4	5,0
URBANA SAN NICOLAS	Trafo 1 132/33/13.2	44					2	12,30	99,86		
	Trafo 2 132/33/13.2	44					2	17,97	99,79		
VILLA LIA	Autotrafo 220/132/13.2	150	1	0,25			1	8,05	99,91		

ZARATE	Trafo 1 132/33/13.2	15	1	3,12			6	34,48	99,57	7,0	7,0
	Trafo 2 132/33/13.2	30	2	6,98			6	23,32	99,65	6,6	1,0
	Trafo 3 132/33/13.2	30	1	3,08			7	43,17	99,47	16,0	8,0
DORREGO	Trafo 1 132/33/13.2	10					3	19,18	99,78		
	Trafo 2 132/33/13.2	10					2	9,17	99,90		
	Trafo 3 13.2/33	10					3	19,08	99,78		
	Trafo 4 13.2/33	5					2	9,17	99,90		
ING.WHITE	Trafo 132/33/13.2	40	1	6,13			5	21,62	99,68	22,0	5,1
NORTE 2	Trafo1 132/33/13	40	1	0,10			1	2,67	99,97	18,0	3,6
	Trafo 2 132/33/13	20					1	3,27	99,96		
PATAGONES	Trafo 132/33/13.2	15							100,00		
PEDRO LURO	Trafo 132/33/13.2	15							100,00		
PETROQUIMICA	Trafo 1 132/33/13.2	15	2	1,80			2	59,27	99,30	4,5	1,2
	Trafo 2 132/33/13.2	40					3	168,28	98,08		
	Trafo 3 132/33/13.2	40	1	0,02			1	1,75	99,98		
PIGUE	Trafo 1 132/33/13.2	15	1	0,53			8	34,72	99,60	5,0	2,7
	Trafo 2 132/33/13.2	15	1	0,42			6	25,22	99,71	1,5	1,3
	Trafo 33/66	7,5					4	21,93	99,75		
PRINGLES	Trafo 1 132/33/13.2	10					3	19,10	99,78		
	Trafo 2 132/33/13.2	10					3	21,48	99,75		
PUNTA ALTA	Trafo 132/33/13.2	20	2	4,40			2	9,72	99,84	15,4	9,2
	Trafo 132/33/13.2	15					4	16,57	99,81		
SUAREZ	Trafo 132/33/13.2	15	5	1,30			5	30,35	99,64	15,8	4,2
	Trafo 132/33/13.2	15	2	1,07			2	5,15	99,93	3,0	1,0
TORNQUIST	Trafo 132/33/13.2	15	3	7,63			3	20,07	99,68	12,7	33,4
URBANA BBKA	Trafo 132/33/13.2	40	1	5,72			10	109,75	98,68	22,0	20,2

Tabla 9.1.4.6. Tipificación de Faltas - Año 1999

Tensión	Cantidad de faltas					Totales
	Permanentes			Transitorias		
	Monofásica a Tierra	Bifásica	Trifásica	Monofásica c/ recierre exitoso	(1) Trifásica c/ recierre exitoso	
220			1	1		2
132	145	29	18	326		518
66	13	1	8	9	4	35

ANEXO 9

Sub-Sección 1.5: Año 2000

Tabla 9.1.5.1. Indisponibilidades de líneas - Año 2000

Tensión nominal	Long total	Forzadas N. A.		Forzada autorizada		Programadas		Tasa de sal forzada	Indice de Disp	P. Corte	ENS
		Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	C sal/100km-año	(%)	MW	MWh
220	177,0	4	26,27			8	62,83	2,26	98,98		
132	5195,0	158	705,63			782	5735,82	3,04	99,18	960,5	906,8
66	391,0	29	165,12			107	577,07	7,42	98,74	150,6	71,4
Total	5763,0	191	897,02			897	6375,72	3,31	99,15	1111,1	978,2

Tabla 9.1.5.2. Causa de salidas forzadas de líneas (Global) - Año 2000

Descripción	Ident (*)	Cantidad de salidas		Energía no suministrada		Potencia cortada	
		Nro	% Particip	MW-h	% Particip	MW	% Particip
Falla interna en el equipo de potencia	1	57	29,84	342,6	35,03	333,1	29,98
Tormenta eléctrica	2	35	18,32	48,4	4,95	143,8	12,94
Incendio de campos	3		0,00		0,00		0,00
Animales, plantaciones y otros objetos que afecten la instalacion	4	9	4,71	51,5	5,26	80,7	7,26
Error humano / maniobra.	5	5	2,62	0,2	0,02	9,0	0,81
Meteoro	6	7	3,66	163,1	16,67	66,2	5,96
Atentado	7	4	2,09	4,8	0,49	13,0	1,17
Actuación incorrecta de los sistemas de protecciones y comunicaciones.	8	44	23,04	110,5	11,30	243,1	21,88
Falla en barras.	9	6	3,14	238,6	24,40	66,9	6,02
Actuación de protecciones en zona de respaldo remoto.	10	13	6,81	4,3	0,44	18,3	1,65
Protección de sobretensión, subfrecuencia, sobrefrecuencia.	11		0,00		0,00		0,00
Sobrecarga.	12		0,00		0,00		0,00
Oscilaciones de potencia.	13	3	1,57		0,00		0,00
Actuación correcta de automatismos del SADI.	14		0,00		0,00		0,00
Actuación incorrecta de automatismos del SADI.	15		0,00		0,00		0,00
Desconocidas	16	7	3,66	14,2	1,45	137,0	12,33
Otras	17	1	0,52		0,00		0,00
Total		191	100,00	978,1	100,00	1111,1	100,00

Tabla 9.1.5.3. Salidas forzadas y programadas por línea - Año 2000

Codigo Ident.	E.T. Origen	E.T. Destino	Ter na	Tensión	Long.	Forzadas no Autorizadas		Forzadas autorizadas		Programadas		Indice de	Pcorte	ENS
			Nº	kV	Km	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Disponib	MW	MWh
	AZUL	OLAVARRIA		132.0	51,4	3	5,93			6	119,45	98,57		
	BALCARCE	MAR DEL PLATA		132.0	62,9					17	114,45	98,69		
	CALER.AVELLANEDA	LOMA NEGRA		132.0	5,3					6	26,52	99,70		
	CHASCOMUS	MONTE		132.0	114,0	4	0,58			6	24,27	99,72		
	CHASCOMUS	VERONICA		132.0	70,8	3	21,18			6	36,30	99,34		
	DOLORES	SAN CLEMENTE		132.0	102,6	1	10,18			8	133,98	98,35	6,7	0,8
	DOLORES	CHASCOMUS		132.0	87,4	3	47,23			6	25,43	99,17		
	GONZALEZ CHAVEZ	TRES ARROYOS		132.0	47,0	1	0,53			2	8,77	99,89		
	LOMA NEGRA	OLAVARRIA		132.0	41,7	5	1,85			5	27,20	99,67		
	LAPRIDA	OLAVARRIA		132.0	99,7	1	0,33			11	58,05	99,33		
	LAS ARMAS	DOLORES		132.0	88,2	2	0,77			15	185,33	97,88		
	LAS ARMAS	GRAL. MADARIAGA		132.0	64,4					5	32,62	99,63		
	LAS FLORES	AZUL		132.0	107,0	1	0,03			5	26,85	99,69		
	MAR DEL PLATA	MIRAMAR		132.0	49,9	2	3,35			6	31,38	99,60		
	GRAL. MADARIAGA	VILLA GESELL		132.0	35,0	1	0,55			4	17,35	99,80		
	MAR DE AJO	SAN CLEMENTE		132.0	39,0	5	1,05			8	164,18	98,11	4,0	0,5
	MONTE	LAS FLORES		132.0	86,8	2	7,55			8	38,20	99,48		
	NECOCHEA	GONZALEZ CHAVEZ		132.0	134,8	8	34,58			12	114,48	98,30	7,0	11,4
	NECOCHEA	MAR DEL PLATA		132.0	129,0	3	1,25			8	43,80	99,49	4,8	5,8
	NECOCHEA	MIRAMAR		132.0	97,5	2	0,10			7	40,92	99,53		
	NECOCHEA	TANDIL		132.0	149,2	2	86,62			8	46,87	98,48		
	OLAVARRIA VIEJA	CALER.AVELLANEDA		132.0	6,3	2	43,87			6	30,97	99,15		
	OLAVARRIA	GONZALEZ CHAVEZ		132.0	152,0					3	12,48	99,86	109,0	83,5
	OLAVARRIA	OLAVARRIA VIEJA		132.0	31,2					8	39,63	99,55		
	OLAVARRIA	HENDERSON		132.0	120,6	3	141,52			7	73,13	97,55		

	PINAMAR	MAR DE AJO		132.0	46,4	2	28,05			4	24,23	99,40		
	TANDIL	BALCARCE		132.0	103,6					6	50,95	99,42		
	TANDIL	BARKER		132.0	47,7	2	0,83			5	31,62	99,63	22,8	15,4
	TANDIL	LAS ARMAS		132.0	122,2	4	7,07			8	50,77	99,34		
	TANDIL	OLAVARRIA		132.0	133,2	2	1,50			3	20,43	99,75		
	VILLA GESELL	PINAMAR		132.0	16,3	1	2,27			4	13,43	99,82		
	BRAGADO	9 DE JULIO - BS.AS.		66.0	54,0	9	100,90			6	32,97	98,47	72,3	51,1
	BRAGADO	CHACABUCO		132.0	60,6	3	2,98			1	11,62	99,83	42,1	43,3
	CHACABUCO	SALTO		132.0	60,0									
	BRAGADO	CHIVILCOY		132.0	49,0					7	36,98	99,58		
	BRAGADO	HENDERSON		220.0	177,0	4	26,27			8	62,83	98,98		
	BRAGADO	SALADILLO BS.AS.		132.0	83,8	1	0,62			17	92,63	98,94		
	CARLOS CASARES	PEHUAJO		66.0	53,1	2	4,88			12	62,30	99,23		
	CHIVILCOY	MERCEDES BS.AS.		132.0	69,1	1	3,43			7	37,15	99,54		
	HENDERSON	CNEL.SUAREZ		132.0	126,9	2	0,38			17	106,97	98,77	2,0	0,2
	HENDERSON	TRENQUE LAUQUEN		132.0	105,4	6	77,13			5	47,07	98,58	181,7	341,78
	TRENQUE LAUQUEN	GENERAL PICO		132.0	77,7					5	21,62	99,75		
	LINCOLN	BRAGADO		132.0	109,4	5	27,43			9	45,50	99,17		
	LUJAN	MORON	1	132.0	43,0	1	0,23			16	143,07	98,36	43,0	13,0
	LUJAN	MORON	2	132.0	43,0	2	0,90			9	98,08	98,87	47,0	16,4
	CPTAN SARMIENTO	LUJAN		66.0	81,3	6	35,83			26	149,10	97,89	16,2	0,5
	MERCEDES BS.AS.	LUJAN		132.0	41,3					17	89,57	98,98		
	9 DE JULIO - BS.AS.	CARLOS CASARES		66.0	46,7	7	15,70			19	92,92	98,76	36,9	10,4
	PEHUAJO	TRENQUE LAUQUEN		66.0	80,1	2	0,93			15	79,05	99,09	10,2	2,5
	SALADILLO	LAS FLORES		132.0	76,2	2	1,05			8	31,50	99,63	4,8	3,1
	ARRECIFES	PERGAMINO		66.0	43,8	2	6,78			5	31,80	99,56	15,0	7,0
	ATUCHA I	ZARATE		132.0	22,1					9	55,77	99,36		
	CPTAN SARMIENTO	ARRECIFES		66.0	31,9	1	0,08			24	128,93	98,53		
	NUEVA CAMPANA	SIDERCA 0		132.0	2,2					3	132,23	98,49		
	NUEVA CAMPANA	SIDERCA 1		132.0	3,2					6	45,05	99,49		
	NUEVA CAMPANA	CAMPANA		132.0	6,5	2	5,57			13	78,70	99,04		
	CAMPANA	SIDERCA 0		132.0	0,3					8	162,33	98,15		
	JUNÍN	LINCOLN		132.0	70,0	6	53,33			11	54,57	98,77	19,4	4,1

	PERGAMINO	ROJAS		132.0	36,0	1	0,13			1	10,18	99,88		
	ROJAS	JUNIN		132.0	47,7	3	0,95			23	115,97	98,67		
	SAN NICOLAS	V.CONSTIT.IND.		132.0	13,6	3	10,47			4	40,25	99,42		
	SAN NICOLAS	V.CONSTIT.RES.		132.0	14,7					2	64,13	99,27		
	URBANA S.NICOLAS	RAMALLO		132.0	13,0					9	87,10	99,01		
	PERGAMINO	RAMALLO		132.0	67,0	1	0,73			8	86,02	99,01		
	SAN NICOLAS	PERGAMINO		132.0	70,8	3	5,00			11	63,28	99,22		
	SAN NICOLAS	SAN PEDRO BS.AS.		132.0	65,0	6	1,30			17	108,85	98,74		
	SAN NICOLAS	URBANA S.NICOLAS		132.0	6,5	1	0,45			19	167,67	98,08		
	SAN NICOLAS	SAN NICOLAS ex TG		132.0	0,4							100,00		
	SAN PEDRO BS.AS.	PAPEL PRENSA		132.0	10,9	2	1,42			2	19,97	99,76	65,0	54,4
	BARADERO	PAPEL PRENSA		132.0	24,0									
	SAN PEDRO BS.AS.	EASTMAN T		132.0	60,1	1	0,03			4	23,08	99,74		
	ZARATE	EASTMAN T		132.0	14,0	3	0,13			4	30,78	99,65	110,0	5,0
	EASTMAN T	PROTISA		132.0	5,0					2	15,10	99,83		
	PROTISA	EASTMAN		132.0	1,5					3	44,32	99,49		
	VILLA LIA	T V.LIA N CAMPANA		132.0	8,0	1	0,10			4	34,02	99,61	132,0	13,2
	NUEVA CAMPANA	T V.LIA N CAMPANA		132.0	35,0	1	0,10			4	35,80	99,59		
	T V.LIA N CAMPANA	SAN A. DE ARECO		132.0	18,4	1	0,50			4	45,45	99,48	4,5	2,5
	ZARATE	CAMPANA		132.0	9,4	1	3,00			13	100,23	98,82		
	ZARATE	NUEVA CAMPANA		132.0	10,6					2	12,30	99,86		
	ZARATE	MATHEU		132.0	37,7	1	0,10			15	100,13	98,86		
	BAHIA BLANCA	NORTE II		132.0	19,0					8	40,03	99,54		
	BAHIA BLANCA	P.LURO		132.0	141,0	5	3,68			5	22,17	99,70	14,7	17,6
	BAHIA BLANCA	PRINGLES		132.0	109,0	1	0,43			9	49,15	99,43	2,2	1,0
	CNEL. ROSALES	PUNTA ALTA		132.0	4,1	3	5,67			1	3,70			
	CNEL. DORREGO	BAHIA BLANCA		132.0	77,5	1	0,15			5	41,95	99,52		
	CNEL. SUAREZ	PIGUE		132.0	47,6					9	41,17	99,53		
	PIEDRABUENA 132	PUNTA ALTA		132.0	25,0					41	215,10	97,54		
	PIEDRABUENA 132	ING. WHITE		132.0	1,1	3	6,93			2	9,68	99,81	33,5	22,0
	NORTE II	PETROQ. B.BLANCA		132.0	30,0					19	99,73	98,86		
	PUNTA ALTA	BAHIA BLANCA		132.0	24,1	1	0,27			6	23,52	99,73		
	P.LURO	C.PATAGONES		132.0	151,0	3	11,02			16	89,88	98,85	6,2	2,3

	C. PATAGONES	VIDMA		132.0	2,7	2	15,08			4	25,90	99,53		
	PETROQ. B.BLANCA	BAHIA BLANCA	1	132.0	29,8	1	2,82			7	90,48	98,93	66,9	238,6
	PETROQ. B.BLANCA	BAHIA BLANCA	2	132.0	29,8	1	3,02			15	220,78	97,45		
	PETROQ. B.BLANCA	BAHIA BLANCA	3	132.0	29,8	1	3,03			19	137,92	98,39		
	PETROQ. B.BLANCA	URBANA B. BLANCA		132.0	3,2					15	87,27	99,00		
	URBANA B. BLANCA	PIEDRABUENA		132.0	1,9					19	99,53			
	PETROQ. B.BLANCA	PROFERTIL		132.0	1,8									
	TORNQUIST	PIGUÉ		132.0	55,0					4	15,93	99,82		
	BAHÍA BLANCA	TORNQUIST		132.0	77,3	3	0,60			4	28,53		4,0	1,0
	PIGUE	GUATRACHE		132.0	102,0	2	0,52			9	43,15	99,50	9,8	1,4
	PRINGLES	LAPRIDA		132.0	71,5	4	4,82			27	154,10	98,19		
	TRES ARROYOS	CNEL.DORREGO		132.0	99,0	2	1,33			6	37,08	99,56		

Tabla 9.1.5.4. Puntos de conexión (por estación) - Año 2000

Estación	Cantidad de puntos de conexión	Forz N. Autorizadas		Forz autorizadas		Programadas		P. corte	ENS	Disp. Global
		Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	MW	MWh	(%)
9 DE JULIO	5	10,00	0,67			16,00	22,30			99,948
ARRECIFES	6			1,00	1,10	5,00	7,73			99,983
AZUL	7					15,00	43,25			99,929
BALCARCE	11					24,00	237,62			99,753
BARADERO	2					2,00	9,42			99,946
BARKER	7					2,00	8,02			99,987
BRAGADO	4					16,00	89,68			99,744
CAMPANA	12	1,00	0,03			12,00	39,59			99,962
CAP. SARMIENTO	6			1,00	0,47	7,00	19,93			99,961
CARLOS CASARES	5					10,00	39,40			99,910
CHACABUCO	10	8,00	2,58			4,00	6,60			99,990
CHASCOMUS	10	1,00	0,02			18,00	56,06			99,936
CHIVILCOY	13	1,00	3,55			16,00	40,73			99,961
CORONEL ROSALES	2	2,00	3,15			3,00	50,68	3	1,1	99,693
DOLORES	4					13,00	48,28			99,862
DORREGO	3					3,00	5,72			99,978
EASTMAN	1	1,00	2,89					4	11,6	99,967
ESSO	1									100,000
G.CHAVES	7					17,00	79,45			99,870
HENDERSON	6	3,00	5,27			16,00	57,53			99,881
IMSA	4					7,00	30,38			99,913
JUNIN	11					51,00	197,08			99,795
LAPRIDA	3					6,00	16,52			99,937
LAS ARMAS	3			1,00	14,08	4,00	18,53			99,876
LAS FLORES	3	2,00	1,08			7,00	2,37			99,987

LA PAMPITA	2									100,000
LINCOLN	10	2,00	0,20			13,00	47,02	3,1	0,3	99,946
LUJAN	14					15,00	34,12			99,972
MADARIAGA	2					4,00	11,33			99,935
MAR DE AJO	12					10,00	64,85			99,938
MAR DEL TUYÚ	2									100,000
MERCEDES	10					9,00	27,80			99,968
MINETTI	1					3,00	13,40			99,847
MIRAMAR	8					9,00	44,93			99,936
MONTE	5			1,00	0,28	9,00	28,02			99,935
NECOCHEA	11	5,00	1,92			9,00	64,07			99,932
NORTE 2	3					11,00	54,87			99,791
OLAVARRIA	10	1,00	1,62	1,00	1,88	27,00	217,17			99,748
PAPEL PRENSA	3	3,00	2,87			2,00	7,02			99,962
PATAGONES	5	1,00	7,48			14,00	42,60			99,886
PEDRO LURO	4	1,00	0,05			2,00	7,23			99,979
PEHUAJÓ	5	9,00	18,37			3,00	10,30	2,8	0,1	99,935
PERGAMINO	12	6,00	1,42			11,00	67,45			99,934
PETROQUIMICA	20	2,00	9,95			42,00	329,77			99,806
PIGUE	8					22,00	94,38			99,865
PINAMAR	7					6,00	26,92			99,956
PRAXAIR	1	1,00	0,62							99,993
PRINGLES	2					5,00	9,82			99,944
PROFERTIL	1	1,00	1,22							99,986
PROTISA	1									100,000
PUNTA ALTA	9					19,00	60,45			99,923
QUEQUEN	5	1,00	21,65			6,00	96,42			99,730
ROJAS	6	1,00	0,62			14,00	62,62			99,880
S.CLEMENTE	5	3,00	2,20			10,00	49,35	3,2	2,2	99,882
SALADILLO	4					16,00	59,57			99,830
SALTO	4									100,000

SAN A. de ARECO	6			1,00	0,62	3,00	5,87			99,988
SAN NICOLAS	10	7,00	65,13	1,00	3,05	30,00	192,92	8	2,8	99,702
SAN NICOLAS ex TG	2									100,000
SAN PEDRO	8	1,00	10,08	2,00	2,60	19,00	48,72			99,912
SUAREZ	8	1,00	0,02			14,00	58,51			99,916
T. LAUQUEN	8	9,00	6,23			14,00	42,78	17	19,7	99,930
TANDIL	12	2,00	2,13			23,00	73,18	13,8	11,3	99,928
TORNQUIST	2									100,000
TRES ARROYOS	7	1,00	17,62			14,00	47,95	7	3,7	99,893
URBANA BBKA	6					17,00	80,70			99,846
URBANA SAN NICOLAS	14	8,00	2,85			3,00	14,82	1,9	0,1	99,986
VILLA GESELL	9	1,00	7,70			6,00	27,25			99,956
ZARATE	11					15,00	80,55			99,916

Tabla 9.1.5.5. Indisponibilidades de Transformadores - Año 2000

Estación	Identificación Transformador	Potencia MVA	Forzadas N. Autorizadas		Forzadas Autorizadas		Programadas		Indice de Dispon.	P. corte	ENS
			Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)		MW	MWh
AZUL	Trafo 1 132/33/13.2	10	1	3,13			4	10,52	99,84	3,0	3,0
	Trafo 2 132/33/13.2	15					5	19,63	99,78		
	Trafo 3 132/33/13.2	10					5	20,08	99,77		
BALCARCE	Trafo 1 132/33/13.2	15	3	1,97	1	2,6	9	142,58	98,32	13,9	4,1
	Trafo 2 132/33/13.2	30	1	0,10			10	116,92	98,66	2,0	0,3
BARKER	Trafo 1 132/33/13.2	15	1	0,42			3	16,85	99,80	6,0	2,5
	Trafo 2 132/33/13.2	10	1	0,42			3	8,90	99,89	6,0	2,5
	Trafo 3 33/13,2	5					3	11,88	99,86		
	Trafo 33/13,2	1,5					3	10,17	99,88		
CHASCOMUS	Trafo 1 132/33/13.2	15	3	9,3	1	0,32	5	21,10	99,65	26,7	14,2
	Trafo 2 132/33/13.2	15	3	8,73			5	13,77	99,74	23,5	10,1
DOLORES	Trafo 1 132/33/13.2	15					20	392,83	95,52		
	Trafo 2 132/33/13.2	15	3	2,72			4	16,74	99,78	12,0	4,1
G.CHAVES	Trafo 132/33/13.2	10					4	71,75	99,18		
	Trafo 33/13,2	5	1	67,53			1	5,12	99,17		
LAPRIDA	Trafo 1 132/33/13.2	10	1	0,12			3	19,10	99,78	3,0	0,8
	Trafo 2 132/33/13.2	10	3	183,55			3	11,28	97,78	4,0	1,5
	Trafo 33/13.2	5	1	0,52			2	7,13	99,91	1,2	0,7
LAS ARMAS	Trafo 132/33/13.2	10	1	5,80					99,93	2,9	1,5
	Trafo 33/13.2	1					3	10,02	99,89		
LAS FLORES	Trafo 1 132/33/13.2	15					1	0,08	100,00		
	Trafo 2 132/33/13.2	15	2	6,33			2	0,97	99,92	5,0	12,7
MADARIAGA	Trafo 132/33/13.2	15					2	7,27	99,92		
MAR DE AJO	Trafo 1 132/33/13.2	30					3	17,73	99,80		
	Trafo 2 132/33/13.2	15					2	10,45	99,88		
	Trafo 3 132/33/13.2	44	1	1,18			16	456,07	94,78		
MAR DEL TUYU	Trafo 132/33/13,2	20	3	1,22	2	10,07	6	40,70	99,41	5,5	1,3

MIRAMAR	Trafo 1 132/33/13.2	15					6	28,45	99,68		
	Trafo 2 132/33/13.2	15					4	23,88	99,73		
MONTE	Tr 1 132/33/13,2	15					6	35,13	99,60		
	Tr 2 132/33/13,2	15	1	0,15			5	23,33	99,73		
NECOCHEA	Trafo 1 132/13,2	10					7	135,12	98,46		
	Trafo 2 132/13,2	10	1	0,18			5	138,13	98,42	6,0	0,8
	Trafo 3 132/33/13.2	15	1	0,58			8	58,93	99,32	5,1	1,4
OLAVARRIA	Trafo 132/33/13.2	30					11	69,75	99,20		
	Trafo 132/33/13.2	30					9	54,42	99,38		
	Trafo 132/33/13.2	10					5	20,38	99,77		
PINAMAR	Trafo 1 132/33/13,2	15					2	370,37	95,77		
	Trafo 2 132/33/13,2	15	2	5,60			2	6,47	99,86	4,5	1,8
QUEQUEN	Trafo 132/33/13.2	15	2	1,33			7	25,87	99,69	8	5,77
S.CLEMENTE	Trafo 132/33/13,2	15	5	9,52			7	55,68	99,26	8,8	3,1
	Trafo 132/33/13,2	15	1	0,48			3	15,60	99,82	1,6	0,6
TANDIL	Trafo 132/33/13.2	30	1	0,07			6	37,30	99,57	16,0	2,7
	Trafo 132/33/13.2	30	1	1,28			7	123,43	98,58	11,5	8,8
TRES ARROYOS	Trafo 132/33/13.2	15	1	0,42			2	3,46	99,96		
	Trafo 132/33/13.2	10					4	17,45	99,80		
VILLA GESELL	Trafo 132/33/13.2	15	2	1,97			7	44,75	99,47	4,1	3,9
	Trafo 132/33/13.2	15	1	2,90			6	40,48	99,50	2,1	3,5
	Trafo 132/13.2	40							100,00		
9 DE JULIO	Trafo 1 66/13,2	10					3	10,93	99,88		
	Trafo 2 66/13,2	10	2	0,13			8	82,15	99,06		
BRAGADO	ATr1 220/132	150	1	3,40			5	30,08	99,62		
	ATr2 220/132	150	1	1,43			6	39,70	99,53		
	ATr3 132/66 Trafo no Dedicado	15							100,00		
	ATr4 132/66 Trafo no Dedicado	15							100,00		
	Tr 1 132/33/13.2	10					11	87,30	99,00		
CARLOS CASARES	Tr 1 66/33	5	1	0,10			7	28,23	99,68	2,2	0,2
	Tr 2 66/13,2	5	1	0,03	1	16,12	6	22,83	99,56	2,4	0,1
	Tr 3 66/13,2	5	1	0,10			3	13,30	99,85	3,0	0,4

CHACABUCO	Tr 1 132/33/13,2	15	3	0,60			1	3,88	99,95	15,8	4,3
	Tr 2 132/33/13,2	15	2	58,80			3	22,30	99,07	16,6	18,1
CHIVILCOY	Tr 1 132/33/13,2	15					2	11,45	99,87		
	Tr 2 132/33/13,2	15					3	11,05	99,87		
HENDERSON	Tr 4 220/132	40	1	0,98			5	37,63	99,56		
	Tr5 132/33/13,2	15					7	27,20	99,69		
	Tr6 132/33/13,2	10	2	2,67			8	32,17	99,60		
LINCOLN	Tr 1 132/33/13,2	15					5	20,55	99,77		
	Tr 2 132/33/13,2	15					4	15,82	99,82		
LUJAN	Tr 1 132/33/13,2	30	5	0,37	1	5,67	3	23,65	99,66	59,8	14,1
	Tr 2 132/33/13,2	30	1	0,12	1	1,25	4	29,70	99,65	36,4	24,2
	ATr1 132/66 Trafo no Dedicado	15							100,00		
	ATr2 132/66 Trafo no Dedicado	15							100,00		
MERCEDES	Tr 1 132/33/13,2	15					2	12,00	99,86		
	Tr 2 132/33/13,2	15					2	9,52	99,89		
PEHUAJÓ	Tr 1 66/13,2	5	2	0,13			3	260,45	97,03	3,0	0,1
	Tr 2 66/13,2	5	1	12,05			3	16,25	99,68		
	Tr 3 66/13,2	16					3	95,73	98,91		
SALADILLO	Tr 1 132/33/13,2	15					4	18,20	99,79		
	Tr 2 132/33/13,2	15	3	3,87	1	0,55	6	29,40	99,61		
SAN A. de ARECO	Tr 1 66/13,2	5					1	32,68	99,63		
	Tr 2 66/13,2	5	3	0,52					99,99	6,5	1,3
T. LAUQUEN	Tr 5 132/13,2	15	2	1,28	3	8,78	6	42,35	99,40	11,8	5,1
	ATr1 132/66 Trafo no Dedicado	40							100,00		
	ATr2 132/66 Trafo no Dedicado	20							100,00		
	Tr1 66/13,2	5			1	1,63	3	12,00	99,84		
	Tr2 66/13,2	5					3	17,67	99,80		

ARRECIFES	Tr 1 66/13,2	10	1	0,12			2	14,93	99,83		
	Tr 4 66/13,2	7,5					2	11,77	99,87		
	ATr 2 66/33	5	1	0,47	1	8,62	3	13,88	99,74	4,0	1,1
	ATr 5 66/33	5					4	21,23	99,76		
	Tr3 66/33	7,5					3	17,65	99,80		
BARADERO	Trafo 1 132/33/13.2	15	4	2,50	1	2,2	1	1,05	99,93	11,9	3,3
CAMPANA	Trafo 1 132/33/13.2	30			1	1,92	7	31,95	99,61		
	Trafo 2 132/33/13.2	30	1	0,35			11	58,72	99,33	11,0	5,9
CAP. SARMIENTO	Tr 1 66/33/13,2	10	3	29,00	1	0,78	6	24,60	99,38	6,0	1,9
	Tr 2 66/33/13,2	10	1	8,27			4	17,48	99,71		
IMSA	Tr 1 132/33/13,2	15	8	2,77			3	15,95	99,79	14,2	7,0
	Trafo 33/13,2	5							100,00		
JUNIN	Tr 1 132/33/13,2	20	2	3,00	1	0,98	11	66,10	99,20	20,8	13,7
	Tr 2 132/33/13,2	20	4	4,17	1	1,42	7	40,28	99,48	30,6	7,9
PAPEL PRENSA	Trafo 132/33/13.2	15	3	1,52			3	68,90	99,20		
PERGAMINO	Tr 1 132/33/13,2	30	2	8,47			1	5,80	99,84	6,4	1,5
	Tr 2 132/33/13,2	30	1	1,42			1	9,45	99,88	6,1	0,6
	Tr 3 132/66/13,2										
	Trafo no Dedicado	10							100,00		
	Tr 4 132/66/13,2										
	Trafo no Dedicado	10							100,00		
	ATr 2 132/66 Trafo no Dedicado	15							100,00		
ROJAS	Trafo 1 132/33/13.2	15	5	19,68			2	10,98	99,65	18,3	2,7
	Trafo 2 132/33/13.2	15	3	11,72	1	3,43	2	10,38	99,71	14,7	4,5
SAN NICOLAS	Trafo 6 132/33/13.2	30	1	4,83			6	34,63	99,55	2,5	0,3
	Trafo 7 132/33/13.2	15					5	25,85	99,70		
SAN NICOLAS ex TG	Trafo 132/33/13.8	20					3	22,50	99,74		
SAN PEDRO	Trafo 1 132/33/13.2	15	5	198,78			4	18,05	97,52	46,8	25,2
	Trafo 2 132/33/13.2	15	2	0,82			6	27,93	99,67	13,9	10,0
URBANA SAN NICOLAS	Trafo 1 132/33/13.2	44	1	0,18			3	20,97	99,76	12,5	2,3
	Trafo 2 132/33/13.2	44					2	10,38	99,88		

VILLA LIA	Autotrafo 220/132/13.2	150					4	23,17	99,74		
ZARATE	Trafo 1 132/33/13.2	15					6	30,33	99,65		
	Trafo 2 132/33/13.2	30					6	18,75	99,79		
	Trafo 3 132/33/13.2	30	5	0,20	1	0,2	5	12,47	99,85	32,7	2,0
DORREGO	Trafo 1 132/33/13.2	10					6	47,02	99,46		
	Trafo 2 132/33/13.2	10					4	26,72	99,69		
	Trafo 3 13.2/33	10					4	19,75	99,77		
	Trafo 4 13.2/33	5					1	4,18	99,95		
ING.WHITE	Trafo 132/33/13.2	40					2	5,12	99,94		
NORTE 2	Trafo1 132/33/13	40					8	43,80	99,50		
	Trafo 2 132/33/13	20					8	48,15	99,45		
PATAGONES	Trafo 132/33/13.2	15	1	2,23			2	14,65	99,81		
PEDRO LURO	Trafo 132/33/13.2	15	1	0,05			3	21,12	99,76	0,5	0,0
PETROQUIMICA	Trafo 1 132/33/13.2	15	2	6,08			9	106,87	98,71	2,0	2,6
	Trafo 2 132/33/13.2	40	5	3,08			9	91,93	98,92	16,1	4,8
	Trafo 3 132/33/13.2	40	1	1,40			11	122,03	98,59	11,6	3,7
PIGUE	Trafo 1 132/33/13.2	15					4	18,03	99,79		
	Trafo 2 132/33/13.2	15	1	5,95			10	52,32	99,33	3,4	1,0
	Trafo 33/66	7,5					6	28,70	99,67		
PRINGLES	Trafo 1 132/33/13.2	10					7	124,53	98,58		
	Trafo 2 132/33/13.2	10			1	5,73	9	56,55	99,29		
PUNTA ALTA	Trafo 132/33/13.2	20	1	0,48			7	32,13	99,63	3,1	1,5
	Trafo 132/33/13.2	15					11	58,87	99,33		
SUAREZ	Trafo 132/33/13.2	15	1	0,37			6	22,95	99,73	1,0	0,4
	Trafo 132/33/13.2	15	2	0,52			6	31,63	99,63	6,4	2,5
TORNQUIST	Trafo 132/33/13.2	15					3	13,70	99,84		
URBANA BBKA	Trafo 132/33/13.2	40	1	3,63			8	36,70	99,54		

Tabla 9.1.5.6. Tipificación de Faltas - Año 2000

Tensión	Cantidad de faltas					Totales
	Permanentes			Transitorias		
	Monofásica a Tierra	Bifásica	Trifásica	Monofásica c/ recierre exitoso	(1) Trifásica c/ recierre exitoso	
220	2		2			4
132	101	24	29	402	6	562
66	13	4	9	18	3	47

ANEXO 9

Sub-Sección 1.6: Año 2001

Tabla 9.1.6.1. Indisponibilidades de líneas - Año 2001

Tensión nominal	Long total	Forzadas N. A.		Forzada autorizada		Programadas		Tasa de sal forzada	Indice de Disp	P. Corte	ENS
		Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	C sal/100km-año	(%)	MW	MWh
220	177,0	1	0,12			6	52	0,56	99,41		
132	5333,3	152	541,27			760	5516,63	2,85	99,24	503,0	593,6
66	391,0	16	130,93			83	502,65	4,09	99,05	56,6	10,2
Total	5901,3	169	672,32			849	6071,28	2,86	99,17	559,6	603,8

Tabla 9.1.6.2. Causa de salidas forzadas de líneas (Global) - Año 2001

Descripción	Ident (*)	Cantidad de salidas		Energía no suministrada		Potencia cortada	
		Nro	% Particip	MW-h	% Particip	MW	% Particip
Falla interna en el equipo de potencia	1	69	40,83	145,8	24,39	124,1	19,06
Tormenta eléctrica	2	30	17,75	312,5	52,29	201,2	30,90
Incendio de campos	3	1	0,59		0,00		0,00
Animales, plantaciones y otros objetos que afecten la instalación	4	3	1,78	0,2	0,03	5,0	0,77
Error humano / maniobra.	5	5	2,96	0,8	0,14	9,6	1,47
Meteoro	6	11	6,51	39,6	6,62	36,0	5,53
Atentado	7	6	3,55	0,3	0,06	5,0	0,77
Actuación incorrecta de los sistemas de protecciones y comunicaciones.	8	31	18,34	86,9	14,54	245,3	37,67
Falla en barras.	9		0,00		0,00		0,00
Actuación de protecciones en zona de respaldo remoto.	10	8	4,73	10,8	1,80	13,0	2,00
Protección de sobretensión, subfrecuencia, sobrefrecuencia.	11		0,00		0,00		0,00
Sobrecarga.	12	2	1,18	0,2	0,03	2,0	0,31
Oscilaciones de potencia.	13		0,00		0,00		0,00
Actuación correcta de automatismos del SADI.	14		0,00		0,00		0,00
Actuación incorrecta de automatismos del SADI.	15		0,00		0,00		0,00
Desconocidas	16	2	1,18	0,7	0,12	10,0	1,54
Otras	17	1	0,59		0,00		0,00
Total		169	100,00	597,7	100,00	651,2	100,00

Tabla 9.1.6.3. Salidas forzadas y programadas por línea - Año 2001

Codigo Ident.	E.T. Origen	E.T. Destino	Ter na	Tensión	Long.	Forzadas no Autorizadas		Forzadas autorizadas		Programadas		Indice de	Pcorte	ENS
			Nº	kV	Km	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Disponib	MW	MWh
	AZUL	OLAVARRIA		132.0	51,4	3	0,12			6	30,70	99,65		
	BALCARCE	MAR DEL PLATA		132.0	62,9	7	38,28			5	37,27	99,14		
	CALER.AVELLANEDA	LOMA NEGRA		132.0	5,3					7	56,10	99,36		
	CHASCOMUS	MONTE		132.0	114,0	4	27,10			7	49,55	99,13		
	CHASCOMUS	VERONICA		132.0	70,8	4	35,43			3	22,12	99,34		
	DOLORES	SAN CLEMENTE		132.0	102,6	1	0,05			6	93,97	98,93	2,0	0,1
	DOLORES	CHASCOMUS		132.0	87,4	7	10,82			14	119,52	98,51		
	GONZALEZ CHAVEZ	TRES ARROYOS		132.0	47,0	1	0,05			5	37,22	99,57		
	LOMA NEGRA	OLAVARRIA		132.0	41,7	5	1,32			11	61,78	99,28		
	LA PAMPITA	OLAVARRIA		132.0	27,5					42	404,00	95,39		
	LA PAMPITA	LAPRIDA		132.0	72,2	3	4,72			4	27,83	99,63		
	LAS ARMAS	DOLORES		132.0	88,2	3	2,38			3	45,47	99,45		
	LAS ARMAS	GRAL. MADARIAGA		132.0	64,4					6	69,23	99,21		
	LAS FLORES	AZUL		132.0	107,0	2	0,58			3	21,15	99,75	14,0	8,2
	MAR DEL PLATA	MIRAMAR		132.0	49,9					4	34,02	99,61		
	GRAL. MADARIAGA	VILLA GESELL		132.0	35,0	2	7,00			5	27,98	99,60		
	MAR DE AJO	SAN CLEMENTE		132.0	39,0	2	4,30			8	52,32	99,35		
	MONTE	LAS FLORES		132.0	86,8	3	13,82			16	108,03	98,61	7,0	1,5
	NECOCHEA	GONZALEZ CHAVEZ		132.0	134,8	6	21,48			9	69,30	98,96		
	NECOCHEA	MAR DEL PLATA		132.0	129,0	1	0,02			3	27,02	99,69		
	NECOCHEA	MIRAMAR		132.0	97,5	4	11,90			12	122,87	98,46		
	NECOCHEA	TANDIL		132.0	149,2	2	7,97			7	49,87	99,34		
	OLAVARRIA VIEJA	CALER.AVELLANEDA		132.0	6,3	2	0,92			7	51,22	99,40	14,0	7,2
	OLAVARRIA	GONZALEZ CHAVEZ		132.0	152,0	3	11,62			8	54,25	99,25		
	OLAVARRIA	OLAVARRIA VIEJA		132.0	31,2	1	0,08			10	65,60	99,25		

	OLAVARRIA	HENDERSON		132.0	120,6	1	0,50			14	100,38	98,85		
	OLAVARRIA	BARKER		132.0	139,4	1	0,03							
	PINAMAR	MAR DE AJO		132.0	46,4	2	11,97			7	38,05	99,43	14,0	3,7
	TANDIL	BALCARCE		132.0	103,6	2	36,67			8	67,75	98,81		
	TANDIL	BARKER		132.0	47,7					17	199,88	97,72		
	TANDIL	LAS ARMAS		132.0	122,2	1	0,07			5	38,90	99,56	63,5	65,2
	TANDIL	OLAVARRIA		132.0	133,2	2	0,08			4	35,58	99,59		
	VILLA GESELL	PINAMAR		132.0	16,3	1	0,38			4	17,07	99,80		
	BRAGADO	9 DE JULIO - BS.AS.		66.0	54,0	3	10,70			5	38,93	99,43	19,0	1,2
	BRAGADO	CHACABUCO		132.0	60,6	2	12,08					99,86	21,0	65,2
	CHACABUCO	SALTO		132.0	60,0	3	17,62					99,80	18,5	31,2
	BRAGADO	CHIVILCOY		132.0	49,0	2	41,35			12	67,80	98,75	13,0	4,9
	BRAGADO	HENDERSON		220.0	177,0	1	0,12			6	52,00	99,41		
	BRAGADO	SALADILLO BS.AS.		132.0	83,8	2	0,57			11	67,92	99,22		
	CARLOS CASARES	PEHUAJO		66.0	53,1	1	0,02			14	80,70	99,08	3,0	0,1
	CHIVILCOY	MERCEDES BS.AS.		132.0	69,1	1	0,03			11	42,32	99,52		
	HENDERSON	CNEL.SUAREZ		132.0	126,9	2	0,08			15	92,20	98,95		
	HENDERSON	TRENQUE LAUQUEN		132.0	105,4	1	1,07			10	94,82	98,91	13	13,87
	TRENQUE LAUQUEN	GENERAL PICO		132.0	77,7					1	4,68	99,95		
	LINCOLN	BRAGADO		132.0	109,4	4	67,43			11	82,05	98,29		
	LUJAN	MORON	1	132.0	43,0	1	7,17			5	52,20	99,32		
	LUJAN	MORON	2	132.0	43,0	3	20,65			5	42,60	99,28	101,7	237,0
	CPTAN SARMIENTO	LUJAN		66.0	81,3	4	64,45			3	18,35	99,05		
	CPTAN SARMIENTO	SAN A. DE ARECO		66.0	31,5					9	63,13	99,28		
	LUJAN	SAN A. DE ARECO		66.0	49,8	2	8,95			7	47,60	99,35		
	MERCEDES BS.AS.	LUJAN		132.0	41,3					34	335,15	96,17		
	9 DE JULIO - BS.AS.	CARLOS CASARES		66.0	46,7					15	77,67	99,11		
	PEHUAJO	TRENQUE LAUQUEN		66.0	80,1	1	0,20			7	37,52	99,57	5,5	1,3
	SALADILLO	LAS FLORES		132.0	76,2	1	0,37			5	24,70	99,71	6,0	0,5
	ARRECIFES	PERGAMINO		66.0	43,8	4	37,67			12	79,17	98,67	14,6	1,3
	ATUCHA I	ZARATE		132.0	22,1	1	0,05			4	30,42	99,65		
	CPTAN SARMIENTO	ARRECIFES		66.0	31,9	1	8,85			11	59,58	99,22	3,0	0,1
	NUEVA CAMPANA	SIDERCA 0		132.0	2,2					6	45,80	99,48		

	NUEVA CAMPANA	SIDERCA 1		132.0	3,2					5	38,18	99,56		
	NUEVA CAMPANA	PRAXAIR		132.0	5,9	1	0,20			5	21,22	99,76	7,0	1,4
	CAMPANA	PRAXAIR		132.0	0,7					5	23,05	99,74		
	CAMPANA	SIDERCA 0		132.0	0,3					6	104,03	98,81		
	JUNÍN	LINCOLN		132.0	70,0	3	0,27			9	59,57	99,32	6,5	0,6
	PERGAMINO	ROJAS		132.0	36,0	2	0,07			7	33,90	99,61		
	ROJAS	JUNIN		132.0	47,7					7	35,13	99,60		
	SAN NICOLAS	V.CONSTIT.IND.		132.0	13,6					13	58,38	99,33		
	SAN NICOLAS	V.CONSTIT.RES.		132.0	14,7	4	4,43			5	33,98	99,56		
	URBANA S.NICOLAS	RAMALLO		132.0	13,0	2	1,23			11	55,47	99,35		
	PERGAMINO	RAMALLO		132.0	67,0	2	0,70			9	44,75	99,48		
	SAN NICOLAS	PERGAMINO		132.0	70,8	3	6,95			9	54,60	99,30	28,5	6,8
	SAN NICOLAS	SAN PEDRO BS.AS.		132.0	65,0	2	0,98			11	76,15	99,12	205,0	47,8
	SAN NICOLAS	URBANA S.NICOLAS		132.0	6,5					9	52,28	99,40		
	SAN NICOLAS	SAN NICOLAS ex TG		132.0	0,4					2	13,33	99,85		
	SAN PEDRO BS.AS.	PAPEL PRENSA		132.0	10,9					2	9,98	99,89		
	BARADERO	PAPEL PRENSA		132.0	24,0							100,00		
	SAN PEDRO BS.AS.	EASTMAN T		132.0	60,1	2	4,35			2	13,63	99,79		
	ZARATE	EASTMAN T		132.0	14,0	5	4,52			2	15,72	99,77	3,0	12,4
	EASTMAN T	PROTISA		132.0	5,0	1	4,33			1	10,30	99,83		
	PROTISA	EASTMAN		132.0	1,5					3	27,42	99,69		
	VILLA LIA	T V.LIA N CAMPANA		132.0	8,0					4	12,00	99,86		
	NUEVA CAMPANA	T V.LIA N CAMPANA		132.0	35,0	1	0,07			7	29,87	99,66	7,0	2,6
	T V.LIA N CAMPANA	SAN A. DE ARECO		132.0	18,4	1	0,38			4	80,77	99,07	6,0	2,7
	ZARATE	CAMPANA		132.0	9,4	2	14,25			12	78,53	98,94	28,5	52,2
	MINETTI	NUEVA CAMPANA		132.0	3,5					2	11,90	99,86		
	MINETTI	ZARATE		132.0	7,1					2	8,12			
	ZARATE	MATHEU		132.0	37,7	1	6,47			28	318,02	96,30		
	BAHIA BLANCA	NORTE II		132.0	19,0	1	0,37			10	52,60	99,40	5,8	9,6
	BAHIA BLANCA	P.LURO		132.0	141,0					5	19,60	99,78		
	BAHIA BLANCA	PRINGLES		132.0	109,0	2	14,72			18	95,50	98,74		
	CNEL. ROSALES	PUNTA ALTA		132.0	4,1					2	11,50	99,87		
	CNEL. DORREGO	BAHIA BLANCA		132.0	77,5	1	0,10			9	47,07	99,46		

	CNEL. SUAREZ	PIGUE		132.0	47,6	2	0,15			12	66,93	99,23		
	PIEDRABUENA 132	PUNTA ALTA		132.0	25,0					6	31,57	99,64		
	NORTE II	PETROQ. B.BLANCA		132.0	30,0	3	6,17			24	195,48	97,70	5,8	9,6
	PUNTA ALTA	BAHIA BLANCA		132.0	24,1					9	35,68	99,59		
	P.LURO	C.PATAGONES		132.0	151,0	2	11,95			5	23,85	99,59	5,6	3,2
	C. PATAGONES	VIDMA		132.0	2,7	2	32,15			1	3,37	99,59		
	PETROQ. B.BLANCA	BAHIA BLANCA	1	132.0	29,8	2	1,37			10	37,63	99,55		
	PETROQ. B.BLANCA	BAHIA BLANCA	2	132.0	29,8					5	16,67	99,81		
	PETROQ. B.BLANCA	BAHIA BLANCA	3	132.0	29,8					10	49,57	99,43		
	PETROQ. B.BLANCA	URBANA B. BLANCA		132.0	3,2					5	23,47	99,73		
	URBANA B. BLANCA	PIEDRABUENA		132.0	1,9					7	39,02	99,55		
	PETROQ. B.BLANCA	PROFERTIL		132.0	1,8					2	12,00	99,86		
	TORNQUIST	PIGUÉ		132.0	55,0					5	27,23	99,69		
	BAHÍA BLANCA	TORNQUIST		132.0	77,3	1	0,08			5	17,07	99,80		
	PIGUE	GUATRACHE		132.0	102,0	2	32,90			11	68,07	98,85		
	PRINGLES	LAPRIDA		132.0	71,5	2	0,47			9	53,77	99,38	1,2	0,7
	TRES ARROYOS	CNEL.DORREGO		132.0	99,0	2	0,07			8	50,08	99,43		

Tabla 9.1.6.4. Puntos de conexión (por estación) - Año 2001

Estación	Cantidad de puntos	Forz N. Autorizadas		Forz autorizadas		Programadas		P. corte	ENS	Disp. Global
Transformadora	de conexión	Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	MW	MWh	(%)
9 DE JULIO	5					18,00	41,75			99,905
ARRECIFES	6	1,00	0,72			14,00	46,53	0,4	0,3	99,910
AZUL	7					7,00	22,72			99,963
BALCARCE	11					21,00	35,40			99,963
BARADERO	2									100,000
BARKER	7					15,00	53,32			99,913
BRAGADO	4					13,00	114,50			99,673
CAMPANA	12					17,00	79,42			99,924
CAP. SARMIENTO	6	1,00	0,88			7,00	116,12			99,777
CARLOS CASARES	5	1,00	23,27			12,00	25,30			99,889
CHACABUCO	10					9,00	27,75			99,968
CHASCOMUS	10					11,00	59,85			99,932
CHIVILCOY	13			3,00	9,50	23,00	64,88			99,935
CORONEL ROSALES	2									100,000
DOLORES	4					10,00	108,67			99,690
DORREGO	3			1,00	2,02	6,00	124,70			99,518
EASTMAN	1			1,00	4,33					99,951
ESSO	1									100,000
G.CHAVES	7					15,00	89,25			99,854
HENDERSON	6	2,00	0,23	1,00	1,20	24,00	216,28			99,586
IMSA	4					10,00	24,15			99,931
JUNIN	11					30,00	222,97			99,769
LAPRIDA	3					7,00	26,30			99,900
LAS ARMAS	3	1,00	0,95			4,00	15,32			99,938
LAS FLORES	3					9,00	15,33			99,942

LA PAMPITA	2					2,00	12,57			99,928
LINCOLN	10	2,00	0,53			20,00	54,03			99,938
LUJAN	14	2,00	3,00	6,00	21,38	12,00	49,85			99,939
MADARIAGA	2					2,00	13,90			99,921
MAR DE AJO	12	7,00	10,55			29,00	129,65			99,867
MAR DEL TUYÚ	2									100,000
MERCEDES	10			8,00	20,47	16,00	42,42			99,928
MINETTI	1					2,00	18,15			99,793
MIRAMAR	8					8,00	38,25			99,945
MONTE	5					14,00	20,73			99,953
NECOCHEA	11	4,00	1,27			12,00	61,27			99,935
NORTE 2	3					17,00	150,30			99,428
OLAVARRIA	10					37,00	455,77			99,480
PAPEL PRENSA	3					8,00	195,57			99,256
PATAGONES	5					11,00	59,37			99,864
PEDRO LURO	4					13,00	77,38			99,779
PEHUAJÓ	5	5,00	7,00	2,00	22,63	12,00	30,15			99,864
PERGAMINO	12					14,00	32,88			99,969
PETROQUIMICA	20	1,00	3,63			16,00	80,32			99,952
PIGUE	8					9,00	56,70			99,919
PINAMAR	7					6,00	24,98			99,959
PRAXAIR	1									100,000
PRINGLES	2					2,00	9,25			99,947
PROFERTIL	1									100,000
PROTISA	1									100,000
PUNTA ALTA	9					9,00	41,87			99,947
QUEQUEN	5					5,00	28,27			99,935
ROJAS	6	2,00	0,43			8,00	25,73			99,950
S.CLEMENTE	5	2,00	3,98			6,00	22,28			99,940
SALADILLO	4					8,00	24,10			99,931
SALTO	4									100,000

SAN A. de ARECO	6			1,00	2,17	8,00	16,38			99,965
SAN NICOLAS	10	7,00	15,13			36,00	233,63	32	53,8	99,716
SAN NICOLAS ex TG	2									100,000
SAN PEDRO	8					11,00	42,68			99,939
SUAREZ	8	1,00	3,67			7,00	26,48			99,957
T. LAUQUEN	8	3,00	13,57			15,00	254,83			99,617
TANDIL	12	1,00	3,30			33,00	114,90			99,888
TORNQUIST	2					3,00	15,90			99,909
TRES ARROYOS	7	1,00	3,48			17,00	118,42			99,801
URBANA BBKA	6					13,00	58,65			99,888
URBANA SAN NICOLAS	14					20,00	62,75			99,949
VILLA GESELL	9					12,00	27,80			99,965
ZARATE	11					9,00	30,68			99,968

Tabla 9.1.6.5. Indisponibilidades de Transformadores - Año 2001

Estación	Identificación Transformador	Potencia MVA	Forzadas N. Autorizadas		Forzadas Autorizadas		Programadas		Indice de Dispon.	P. corte	ENS
			Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)		MW	MWh
AZUL	Trafo 1 132/33/13.2	10	2	0,82			4	18,92	99,78	11,8	7,1
	Trafo 2 132/33/13.2	15					8	33,68	99,61		
	Trafo 3 132/33/13.2	10					5	21,33	99,76		
BALCARCE	Trafo 1 132/33/13.2	15	1	0,22			1	3,52	99,96	5,0	1,1
	Trafo 2 132/33/13.2	30					3	12,05	99,86		
BARKER	Trafo 1 132/33/13.2	15	3	2,58			1	4,18	99,92	25,0	22,1
	Trafo 2 132/33/13.2	10					5	23,42	99,68		
	Trafo 3 33/13.2	5					5	22,02	99,75		
	Trafo 33/13.2	1,5					6	27,12	99,69		
CHASCOMUS	Trafo 1 132/33/13.2	15					5	27,90	99,68		
	Trafo 2 132/33/13.2	15					5	29,30	99,67		
DOLORES	Trafo 1 132/33/13.2	15	2	46,23			11	250,53	97,14	2,5	0,1
	Trafo 2 132/33/13.2	15					10	606,18	92,55		
G.CHAVES	Trafo 132/33/13.2	10	5	97,20	1	3,77	6	39,02	98,40	19,0	13,4
	Trafo 33/13.2	5					3	20,85	99,76		
LAPRIDA	Trafo 1 132/33/13.2	10					3	12,28	99,86		
	Trafo 2 132/33/13.2	10					4	20,82	99,76		
	Trafo 33/13.2	5					3	37,42	99,57		
LAS ARMAS	Trafo 132/33/13.2	10					2	14,67	99,83		
	Trafo 33/13.2	1					3	18,93	99,78		
LAS FLORES	Trafo 1 132/33/13.2	15	1	0,87			2	7,45	99,91		
	Trafo 2 132/33/13.2	15					1	4,98	99,93		
MADARIAGA	Trafo 132/33/13.2	15							100,00		
MAR DE AJO	Trafo 1 132/33/13.2	30	6	45,55	1	1,63	5	36,82	99,06	12,0	5,4
	Trafo 2 132/33/13.2	15					5	36,52	99,56		
	Trafo 3 132/33/13.2	44					3	25,73	99,59		
MAR DEL TUYU	Trafo 132/33/13.2	20	1	15,22			8	397,95	95,28	3,0	0,5

MIRAMAR	Trafo 1 132/33/13.2	15	3	48,58	1	1,77	4	25,45	99,13	2,6	0,7
	Trafo 2 132/33/13.2	15					5	41,95	99,52		
MONTE	Tr 1 132/33/13.2	15	1	0,13			7	36,98	99,58	2,5	0,9
	Tr 2 132/33/13.2	15	3	5,62			3	14,17	99,77	9,0	0,7
NECOCHEA	Trafo 1 132/13.2	10	1	0,37			6	44,10	99,49		
	Trafo 2 132/13.2	10					18	158,15	98,19		
	Trafo 3 132/33/13.2	15	3	1,25			5	42,82	99,50	19,5	20,4
OLAVARRIA	Trafo 132/33/13.2	30					5	29,67	99,66		
	Trafo 132/33/13.2	30	2	5,40			5	21,97	99,69	24,5	4,9
	Trafo 132/33/13.2	10					4	115,28	98,68		
PINAMAR	Trafo 1 132/33/13.2	15	3	5,23			5	34,78	99,54	12,3	6,6
	Trafo 2 132/33/13.2	15	3	15,17			3	24,37	99,55	9,6	1,8
QUEQUEN	Trafo 132/33/13.2	15	3	1,67			3	19,58	99,76	6,2	2,68
S.CLEMENTE	Trafo 132/33/13.2	15	6	45,65	1	2,52	4	101,47	98,29	5,9	1,6
	Trafo 132/33/13.2	15					4	112,20	98,72		
TANDIL	Trafo 132/33/13.2	30	1	1,07			5	32,63	99,62	12,0	17,2
	Trafo 132/33/13.2	30	4	3,12			1	2,97	99,93	20,5	4,2
TRES ARROYOS	Trafo 132/33/13.2	15					3	18,72	99,79		
	Trafo 132/33/13.2	10					4	25,40	99,71		
VILLA GESELL	Trafo 132/33/13.2	15	4	7,72			7	303,25	96,45	5,7	1,0
	Trafo 132/33/13.2	15					4	135,73	98,45		
	Trafo 132/13.2	40	1	0,85			2	9,67	99,88		
9 DE JULIO	Trafo 1 66/13.2	10	2	4,58			4	14,48	99,78	8,5	0,9
	Trafo 2 66/13.2	10	2	2,58			4	14,92	99,80		
BRAGADO	ATr1 220/132	150					5	26,43	99,70		
	ATr2 220/132	150					3	15,08	99,83		
	ATr3 132/66 Trafo no Dedicado	15	1	0,35					100,00	13,5	8,1
	ATr4 132/66 Trafo no Dedicado	15							100,00		
	Tr 1 132/33/13.2	10	3	10,95			9	48,85	99,32	0,4	0,5
CARLOS CASARES	Tr 1 66/33	5			1	0,38	3	13,15	99,85		
	Tr 2 66/13.2	5					1	12,45	99,86		
	Tr 3 66/13.2	5					5	25,28	99,71		

CHACABUCO	Tr 1 132/33/13.2	15	3	1,43	1	0,48	3	12,73	99,83	15,9	22,8
	Tr 2 132/33/13.2	15	1	0,10			2	6,25	99,93	3,0	0,5
CHIVILCOY	Tr 1 132/33/13.2	15	1	0,12			5	22,60	99,74	5,0	1,2
	Tr 2 132/33/13.2	15	1	0,23			1	5,18	99,94	7,0	1,3
HENDERSON	Tr 4 220/132	40	1	1,45			7	36,75	99,56		
	Tr5 132/33/13.2	15	1	1,88			5	23,38	99,71	2,0	1,1
	Tr6 132/33/13.2	10	2	0,28			6	28,80	99,67	6,0	1,2
LINCOLN	Tr 1 132/33/13.2	15	1	3,07			2	9,37	99,86	0,8	0,2
	Tr 2 132/33/13.2	15					3	16,25	99,81		
LUJAN	Tr 1 132/33/13.2	30	1	2,12			2	16,42	99,79	18,1	7,3
	Tr 2 132/33/13.2	30	1	0,17			1	11,60	99,87	8,5	1,7
	ATr1 132/66 Trafo no Dedicado	15							100,00		
	ATr2 132/66 Trafo no Dedicado	15							100,00		
MERCEDES	Tr 1 132/33/13.2	15					3	16,98	99,81		
	Tr 2 132/33/13.2	15					1	8,40	99,90		
PEHUAJÓ	Tr 1 66/13.2	5	1	3,37			7	23,67	99,69	5,3	5,0
	Tr 2 66/13.2	5	1	3,37	1	11,22	3	4,93	99,78		
	Tr 3 66/13.2	16	2	1,00	1	1,6	6	18,48	99,76		
SALADILLO	Tr 1 132/33/13.2	15	1	0,15			4	17,58	99,80		
	Tr 2 132/33/13.2	15					8	40,12	99,54		
SAN A. de ARECO	Tr 1 66/13.2	5					3	230,83	97,36		
	Tr 2 66/13.2	5	1	0,18			4	317,95	96,37	3,0	0,6
	Tr 4 132/33/13.2	15	3	0,94					99,99	13,0	3,6
	ATr1 132/66 Trafo no Dedicado	15							100,00		
T. LAUQUEN	Tr 3 132/33/13.2	30	1	0,05			6	41,28	99,53	9,4	0,9
	ATr1 132/66 Trafo no Dedicado	40	2	3,45					99,96	67,7	122,1
	ATr2 132/66 Trafo no Dedicado	40							100,00		
	Tr1 66/13.2	5			1	3,72	5	25,93	99,66		
	Tr2 66/13.2	5					5	27,23	99,69		

ARRECIFES	Tr 1 66/13.2	10	1	7,05		5	21,80	99,67		
	Tr 4 66/13.2	7,5				3	21,62	99,75		
	ATr 2 66/33	5	2	3,88		4	20,03	99,73		
	ATr 5 66/33	5	2	3,76		2	10,97	99,83		
	Tr3 66/33	7,5	2	18,50		3	16,43	99,60		
BARADERO	Trafo 1 132/33/13.2	30				3	102,32	98,83		
CAMPANA	Trafo 1 132/33/13.2	30	1	0,27		5	32,88	99,62	4,5	1,2
	Trafo 2 132/33/13.2	30	1	0,78		6	31,75	99,63	9,0	0,3
CAP. SARMIENTO	Tr 1 66/33/13.2	10	1	111,98		4	94,95	97,64	3,2	0,1
	Tr 2 66/33/13.2	10				4	20,97	99,76		
IMSA	Tr 1 132/33/13.2	15	2	0,55		4	21,32	99,75	3,8	0,9
	Trafo 33/13.2	5						100,00		
JUNIN	Tr 1 132/33/13.2	20				6	19,12	99,78		
	Tr 2 132/33/13.2	20				7	35,40	99,60		
PAPEL PRENSA	Trafo 132/33/13.2	15	1	1,43		2	13,47	99,83		
PERGAMINO	Tr 1 132/33/13.2	30	2	9,42		8	45,85	99,37	18,0	1,4
	Tr 2 132/33/13.2	30				6	32,90	99,62		
	Tr 3 132/66/13.2									
	Trafo no Dedicado	10						100,00		
	Tr 4 132/66/13.2									
	Trafo no Dedicado	10						100,00		
ROJAS	ATr 2 132/66 Trafo no Dedicado	15						100,00		
SAN NICOLAS	Trafo 1 132/33/13.2	15	3	29,12		5	19,68	99,44	9,2	1,4
	Trafo 2 132/33/13.2	15	1	0,45		7	27,43	99,68	5,0	0,9
SAN NICOLAS	Trafo 6 132/33/13.2	15				6	37,80	99,57		
	Trafo 7 132/33/13.2	30	1	0,35		9	45,35	99,48	4,3	1,7
SAN NICOLAS ex TG	Trafo 132/33/13.8	20				5	28,68	99,67		
SAN PEDRO	Trafo 1 132/33/13.2	15	2	1,15		11	82,78	99,04	1,8	0,3
	Trafo 2 132/33/13.2	15	1	3,92		8	39,88	99,50		
URBANA SAN NICOLAS										
	Trafo 1 132/33/13.2	44	1	0,22		9	48,17	99,45	13,0	4,3
VILLA LIA	Trafo 2 132/33/13.2	44	1	0,25		3	18,40	99,79		
	Autotrafo	150	1	0,33		7	61,23	99,30	130,5	44,8

	220/132/13.2										
ZARATE	Trafo 1 132/33/13.2	15	1	0,72			11	50,52	99,42	4,5	0,5
	Trafo 2 132/33/13.2	30	1	0,13			1	6,63	99,92	13,0	1,7
	Trafo 3 132/33/13.2	30					1	8,65	99,90		
DORREGO	Trafo 1 132/33/13.2	10					6	78,83	99,10		
	Trafo 2 132/33/13.2	10					9	96,17	98,90		
	Trafo 3 13.2/33	10	1	3,12			3	19,45	99,74	1,5	0,3
	Trafo 4 13.2/33	5					1	54,62	99,38		
NORTE 2	Trafo1 132/33/13.2	40					6	44,95	99,49		
	Trafo 2 132/33/13.2	20					12	77,93	99,11		
PATAGONES	Trafo 132/33/13.2	15	1	1,62			1	7,92	99,89	1,7	1,3
PEDRO LURO	Trafo 132/33/13.2	15					3	19,43	99,78		
PETROQUIMICA	Trafo 1 132/33/13.2	15	1	0,08			7	56,70	99,35		
	Trafo 2 132/33/13.2	40					11	69,18	99,21		
	Trafo 3 132/33/13.2	40	1	0,90			8	60,95	99,29	14,5	12,6
PIGUE	Trafo 1 132/33/13.2	15	1	8,47			7	34,23	99,51	4,3	43,1
	Trafo 2 132/33/13.2	15	1	8,88			10	56,52	99,25		
	Trafo 33/66	7,5					2	14,10	99,84		
PRINGLES	Trafo 1 132/33/13.2	10	2	30,12			7	42,90	99,17		
	Trafo 2 132/33/13.2	10					7	87,17	99,00		
PUNTA ALTA	Trafo 132/33/13.2	20					3	16,65	99,81		
	Trafo 132/33/13.2	15					4	18,40	99,79		
SUAREZ	Trafo 132/33/13.2	15	3	3,68			9	46,67	99,43	19,2	8,6
	Trafo 132/33/13.2	15	2	4,00			7	29,10	99,62		
TORNQUIST	Trafo 132/33/13.2	15					2	14,57	99,83		
URBANA BBKA	Trafo 1 132/33/13.2	40	2	1,55			2	7,45	99,90	33,0	14,3
	Trafo 2 132/33/13.2	40							100,00		

Tabla 9.1.6.6. Tipificación de Faltas - Año 2001

Tensión	Cantidad de faltas					Totales
	Permanentes			Transitorias		
	Monofásica a Tierra	Bifásica	Trifásica	Monofásica c/ recierre exitoso	(1) Trifásica c/ recierre exitoso	
220	1					1
132	115	11	26	405	15	420
66	10	3	3	32	14	46

ANEXO 9

Sub-Sección 1.7: Año 2002

Tabla 9.1.7.1. Indisponibilidades de líneas - Año 2002

Tensión nominal	Long total	Forzadas N. A.		Forzada autorizada		Programadas		Tasa de sal forzada	Indice de Disp	P. Corte	ENS
		Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	C sal/100km-año	(%)	MW	MWh
220	177.0	0	0.00			1	8.17	0.00	99.91		
132	5407.9	105	547.82			767	5912.38	1.94	99.11	238.4	105.5
66	391.0	10	73.52			111	636.28	2.56	98.97	40.0	2.1
Total	5975.9	115	621.34			879	6556.83	1.92	99.13	278.4	107.7

Tabla 9.1.7.2. Causa de salidas forzadas de líneas (Global) - Año 2002

Descripción	Ident (*)	Cantidad de salidas		Energía no suministrada		Potencia cortada	
		Nro	% Particip	MW-h	% Particip	MW	% Particip
Falla interna en el equipo de potencia	1	30	26.09	2.7	2.49	38.5	13.83
Tormenta eléctrica	2	31	26.96	51.7	47.98	145.2	52.16
Incendio de campos	3	1	0.87		0.00		0.00
Animales, plantaciones y otros objetos que afecten la instalacion	4	3	2.61	16.7	15.51	40.0	14.37
Error humano / maniobra.	5	4	3.48	0.6	0.54	19.0	6.82
Meteoro	6	7	6.09	30.2	28.07	14.9	5.33
Atentado	7	1	0.87		0.00		0.00
Actuación incorrecta de los sistemas de protecciones y comunicaciones.	8	17	14.78	0.1	0.12	2.0	0.72
Falla en barras.	9	2	1.74		0.00		0.00
Actuación de protecciones en zona de respaldo remoto.	10	4	3.48		0.00		0.00
Protección de sobretensión, subfrecuencia, sobrefrecuencia.	11		0.00		0.00		0.00
Sobrecarga.	12		0.00		0.00		0.00
Oscilaciones de potencia.	13		0.00		0.00		0.00
Actuación correcta de automatismos del SADI.	14		0.00		0.00		0.00
Actuación incorrecta de automatismos del SADI.	15		0.00		0.00		0.00
Desconocidas	16	10	8.70	5.7	5.29	18.9	6.77
Otras	17	5	4.35		0.00		0.00
Total		115	100.00	107.7	100.00	278.4	100.00

Tabla 9.1.7.3. Salidas forzadas y programadas por línea - Año 2002

Codigo Ident.	E.T. Origen	E.T. Destino	Ter na	Tensión	Long.	Forzadas no Autorizadas		Forzadas autorizadas		Programadas		Indice de	Pcorte	ENS
			Nº	kV	Km	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Disponib	MW	MWh
	AZUL	OLAVARRIA		132.0	51.4					4	23.05	99.74		
	BALCARCE	MAR DEL PLATA		132.0	62.9	4	36.27			7	49.05	99.03		
	CALER.AVELLANEDA	LOMA NEGRA		132.0	5.3					6	40.43	99.54		
	CHASCOMUS	MONTE		132.0	114.0	4	13.80			8	41.93	99.36		
	CHASCOMUS	VERONICA		132.0	70.8					6	35.57	99.59		
	DOLORES	SAN CLEMENTE		132.0	102.6					4	21.80	99.75		
	DOLORES	CHASCOMUS		132.0	87.4					5	29.62	99.66		
	GONZALEZ CHAVEZ	TRES ARROYOS		132.0	47.0	3	1.48			4	26.48	99.68		
	LOMA NEGRA	OLAVARRIA		132.0	41.7	1	33.78			16	101.38	98.46		
	LA PAMPITA	OLAVARRIA		132.0	27.5	1	0.05			4	20.05	99.77		
	LA PAMPITA	LAPRIDA		132.0	72.2	1	4.38			7	38.42	99.51		
	LAS ARMAS	DOLORES		132.0	88.2					5	37.03	99.58		
	LAS ARMAS	GRAL. MADARIAGA		132.0	64.4	2	0.08			4	31.08	99.64		
	LAS FLORES	AZUL		132.0	107.0	1	8.80			13	90.88	98.86		
	CACHARÍ	RAUCH		132.0	19.7							100.00		
	MAR DEL PLATA	MIRAMAR		132.0	49.9	5	8.78			5	39.37	99.45	10.0	30.0
	GRAL. MADARIAGA	VILLA GESELL		132.0	35.0	3	9.57			5	31.05	99.54	3.4	0.2
	MAR DE AJO	SAN CLEMENTE		132.0	39.0	1	3.87			6	35.67	99.55	3.0	0.7
	MONTE	LAS FLORES		132.0	86.8	4	37.97			6	35.12	99.17	5.5	0.2
	NECOCHEA	GONZALEZ CHAVEZ		132.0	134.8	1	0.12			47	418.18	95.22		
	NECOCHEA	MAR DEL PLATA		132.0	129.0					3	20.07	99.77		
	NECOCHEA	MIRAMAR		132.0	97.5	1	20.70			3	23.62	99.49		
	NECOCHEA	TANDIL		132.0	149.2					2	17.67	99.80		
	OLAVARRIA VIEJA	CALER.AVELLANEDA		132.0	6.3					11	68.98	99.21		
	OLAVARRIA	GONZALEZ CHAVEZ		132.0	152.0	3	0.23			19	175.03	98.00		

	OLAVARRIA	OLAVARRIA VIEJA		132.0	31.2	1	10.55			9	57.17	99.23		
	OLAVARRIA	HENDERSON		132.0	120.6					3	9.08	99.90		
	OLAVARRIA	BARKER		132.0	139.4	5	5.02			2	12.70	99.80		
	PINAMAR	MAR DE AJO		132.0	46.4	1	6.57			5	30.97	99.57		
	TANDIL	BALCARCE		132.0	103.6	5	27.42			9	57.60	99.03		
	TANDIL	BARKER		132.0	47.7	2	11.02			5	42.05	99.39		
	TANDIL	LAS ARMAS		132.0	122.2					4	42.38	99.52		
	TANDIL	OLAVARRIA		132.0	133.2	1	66.58			7	52.37	98.64		
	VILLA GESELL	PINAMAR		132.0	16.3	1	5.03			6	33.43	99.56		
	BRAGADO	9 DE JULIO - BS.AS.		66.0	54.0	2	0.13			3	32.62	99.63	23.0	1.3
	BRAGADO	CHACABUCO		132.0	60.6					1	8.58	99.90		
	CHACABUCO	SALTO		132.0	60.0					1	9.63	99.89		
	BRAGADO	CHIVILCOY		132.0	49.0					11	65.22	99.26		
	BRAGADO	HENDERSON		220.0	177.0					1	8.17	99.91		
	BRAGADO	SALADILLO BS.AS.		132.0	83.8	1	0.02			11	56.40	99.36		
	CARLOS CASARES	PEHUAJO		66.0	53.1	3	34.67			19	94.23	98.53		
	CHIVILCOY	MERCEDES BS.AS.		132.0	69.1	2	12.40			9	54.85	99.23		
	HENDERSON	CNEL.SUAREZ		132.0	126.9					4	20.15	99.77		
	HENDERSON	TRENQUE LAUQUEN		132.0	105.4	2	68.52			17	132.93	97.70		
	TRENQUE LAUQUEN	GENERAL PICO		132.0	77.7					2	9.55	99.89		
	LINCOLN	BRAGADO		132.0	109.4	3	18.47			8	52.72	99.19		
	LUJAN	MORON	1	132.0	43.0	2	17.00			11	108.92	98.56	36.0	1.8
	LUJAN	MORON	2	132.0	43.0	3	5.95			11	88.08	98.93	62.0	17.8
	CPTAN SARMIENTO	SAN A. DE ARECO		66.0	31.5	1	0.08			12	70.82	99.19	4.0	0.3
	LUJAN	SAN A. DE ARECO		66.0	49.8	1	10.02			15	92.47	98.83		
	MERCEDES BS.AS.	LUJAN		132.0	41.3	1	7.22			8	42.77	99.43		
	9 DE JULIO - BS.AS.	CARLOS CASARES		66.0	46.7					22	105.32	98.80		
	PEHUAJO	TRENQUE LAUQUEN		66.0	80.1	1	3.85			14	88.35	98.95	4.0	0.3
	SALADILLO	LAS FLORES		132.0	76.2	3	23.23			7	35.37	99.33		
	ARRECIFES	PERGAMINO		66.0	43.8	2	24.77			16	95.10	98.63	9.0	0.2
	ATUCHA I	ZARATE		132.0	22.1					7	54.22	99.38		
	CPTAN SARMIENTO	ARRECIFES		66.0	31.9					10	57.38	99.34		
	NUEVA CAMPANA	SIDERCA 0		132.0	2.2					5	107.87	98.77		

	NUEVA CAMPANA	SIDERCA 1		132.0	3.2					5	108.62	98.76		
	NUEVA CAMPANA	PRAXAIR		132.0	5.9					3	15.23	99.83		
	CAMPANA	PRAXAIR		132.0	0.7	1	5.75			5	26.30	99.63		
	CAMPANA	SIDERCA 0		132.0	0.3					3	87.92	99.00		
	IMSA	LINCOLN		132.0	61.5	1	1.20			7	33.70	99.60		
	JUNÍN	IMSA		132.0	8.5					4	16.23	99.81		
	PERGAMINO	ROJAS		132.0	36.0					5	25.10	99.71		
	ROJAS	JUNIN		132.0	47.7	2	0.07			10	46.05	99.47		
	SAN NICOLAS	V.CONSTIT.IND.		132.0	13.6	1	0.30			9	68.22	99.22		
	SAN NICOLAS	V.CONSTIT.RES.		132.0	14.7					10	67.70	99.23		
	URBANA S.NICOLAS	RAMALLO		132.0	13.0					7	42.28	99.52		
	PERGAMINO	RAMALLO		132.0	67.0	1	0.07			6	29.63	99.66		
	SAN NICOLAS	PERGAMINO		132.0	70.8	1	0.12			6	31.68	99.64		
	SAN NICOLAS	SAN PEDRO BS.AS.		132.0	65.0	1	0.13			14	123.47	98.59		
	SAN NICOLAS	URBANA S.NICOLAS		132.0	6.5	1	3.52			7	31.47	99.60		
	SAN NICOLAS	SAN NICOLAS ex TG		132.0	0.4					5	40.00	99.54		
	SAN PEDRO BS.AS.	PAPEL PRENSA		132.0	10.9	1	0.20			2	2.68	99.97	17.5	5.7
	BARADERO	PAPEL PRENSA		132.0	24.0					7	24.62	99.72		
	SAN PEDRO BS.AS.	EASTMAN T		132.0	60.1	1	0.85			6	700.58	91.99	86.0	47.4
	ZARATE	EASTMAN T		132.0	14.0					6	28.23	99.68		
	EASTMAN T	PROTISA		132.0	5.0					4	27.90	99.68		
	PROTISA	EASTMAN		132.0	1.5					2	15.42	99.82		
	VILLA LIA	T V.LIA N CAMPANA		132.0	8.0	1	0.08			5	30.52	99.65	7.2	0.6
	NUEVA CAMPANA	T V.LIA N CAMPANA		132.0	35.0	2	0.12			7	44.20	99.49		
	T V.LIA N CAMPANA	SAN A. DE ARECO		132.0	18.4					7	39.32	99.55		
	ZARATE	CAMPANA		132.0	9.4	1	8.63			4	25.18	99.61		
	MINETTI	NUEVA CAMPANA		132.0	3.5	1	0.27			3	15.35	99.82		
	MINETTI	ZARATE		132.0	7.1					5	32.03	99.63		
	ZARATE	MATHEU		132.0	37.7	3	4.82			19	143.58	98.31		
	BAHIA BLANCA	NORTE II		132.0	19.0					11	59.13	99.32		
	BAHIA BLANCA	P.LURO		132.0	141.0	1	0.05			2	7.53	99.91	4.9	0.2
	BAHIA BLANCA	PRINGLES		132.0	109.0	1	0.15			43	300.57	96.57		
	PRINGLES	INDIORICO		132.0	44.1					4	42.23	99.52		

	CNEL. ROSALES	PUNTA ALTA		132.0	4.1					1	2.35	99.97		
	CNEL. DORREGO	BAHIA BLANCA		132.0	77.5	2	1.87			3	27.42	99.67		
	CNEL. SUAREZ	PIGUE		132.0	47.6	1	11.58			7	36.63	99.45		
	PIEDRABUENA 132	PUNTA ALTA		132.0	25.0					8	64.12	99.27		
	NORTE II	PETROQ. B.BLANCA		132.0	30.0					21	117.75	98.66		
	PUNTA ALTA	BAHIA BLANCA		132.0	24.1	1	9.05			17	82.40	98.96		
	P.LURO	C.PATAGONES		132.0	151.0	1	12.20			12	89.10	98.84	3.0	1.0
	C. PATAGONES	VIDMA		132.0	2.7					2	10.63	99.88		
	PETROQ. B.BLANCA	BAHIA BLANCA	1	132.0	29.8	2	5.33			8	58.75	99.27		
	PETROQ. B.BLANCA	BAHIA BLANCA	2	132.0	29.8	1	2.08			11	69.18	99.19		
	PETROQ. B.BLANCA	BAHIA BLANCA	3	132.0	29.8					13	76.45	99.13		
	PETROQ. B.BLANCA	URBANA B. BLANCA		132.0	3.2					9	47.88	99.45		
	URBANA B. BLANCA	PIEDRABUENA		132.0	1.9					5	23.05	99.74		
	PETROQ. B.BLANCA	PROFERTIL		132.0	1.8					2	18.15	99.79		
	TORNQUIST	PIGUÉ		132.0	55.0					2	16.42	99.81		
	BAHÍA BLANCA	TORNQUIST		132.0	77.3	4	1.28			1	8.93	99.88		
	PIGUE	GUATRACHE		132.0	102.0					10	52.35	99.40		
	PRINGLES	LAPRIDA		132.0	71.5					17	72.55	99.17		
	TRES ARROYOS	CNEL.DORREGO		132.0	99.0	4	13.23			12	69.05	99.06		

Tabla 9.1.7.4. Puntos de conexión (por estación) - Año 2002

Estación Transformadora	Cantidad de puntos de conexión	Forz N. Autorizadas		Forz autorizadas		Programadas		P. corte	ENS	Disp. Global
		Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	MW	MWh	(%)
9 DE JULIO	5					1	4.35			99.990
ARRECIFES	6					11	40.05			99.924
AZUL	7					11	30.63			99.950
BALCARCE	11	2	6.12			22	58.23			99.933
BARADERO	2					5	28.30			99.838
BARKER	7					6	17.57			99.971
BRAGADO	4					16	109.50			99.688
CAMPANA	12					15	127.85			99.878
CAP. SARMIENTO	6					2	8.30			99.984
CARLOS CASARES	5					7	22.88			99.948
CHACABUCO	10					3	8.07			99.991
CHASCOMUS	10					10	51.87			99.941
CHIVILCOY	13			1	4.38	17	112.22			99.898
CORONEL ROSALES	2	1	0.67			2	9.23			99.943
DOLORES	4					3	14.70			99.958
DORREGO	3					3	16.13			99.939
EASTMAN	1					1	10.58			99.879
ESSO	1									100.000
G.CHAVES	7					11	68.95			99.888
HENDERSON	6					13	70.33			99.866
IMSA	4					6	18.40			99.947
JUNIN	11					18	63.33			99.934
LAPRIDA	3					5	3.08			99.988
LAS ARMAS	3	1	146.02			4	22.45			99.359
LAS FLORES	3					3	3.13			99.988

LA PAMPITA	2					1	3.57			99.980
LINCOLN	10					20	52.05			99.941
LUJAN	14					19	64.80			99.947
MADARIAGA	2					6	25.77			99.853
MAR DE AJO	12					19	71.35			99.932
MAR DEL TUYÚ	2	1	10.03							99.943
MERCEDES	10	1	0.22			12	26.93			99.969
MINETTI	1					2	10.98			99.875
MIRAMAR	8					5	25.78			99.963
MONTE	5					8	45.35			99.896
NECOCHEA	11	2	2.18			15	66.17			99.929
NORTE 2	3					11	67.33			99.744
OLAVARRIA	10	1	73.03			18	163.68			99.730
PAPEL PRENSA	3	1	0.33			7	28.03			99.892
PATAGONES	5					4	15.58			99.964
PEDRO LURO	4					7	40.42			99.885
PEHUAJÓ	5					6	11.00			99.975
PERGAMINO	12					1	6.17			99.994
PETROQUIMICA	20					22	133.50			99.924
PIGUE	8					20	105.93			99.849
PINAMAR	7					8	33.08			99.946
PRAXAIR	1									100.000
PRINGLES	2					6	16.25			99.907
PROFERTIL	1					1	11.50			99.869
PROTISA	1									100.000
PUNTA ALTA	9					20	87.92			99.888
QUEQUEN	5					2	11.67			99.973
ROJAS	6	1	1.60			8	23.08			99.953
S.CLEMENTE	5									100.000
SALADILLO	4	1	5.38			9	27.73			99.905
SALTO	4					4	21.40			99.939

SAN A. de ARECO	6					6	16.53			99.969
SAN NICOLAS	10	4	26.37			22	98.53	6	0.7	99.857
SAN NICOLAS ex TG	2					12	529.13			96.980
SAN PEDRO	8					9	34.98			99.950
SUAREZ	8					8	42.78			99.939
T. LAUQUEN	8					11	30.28			99.957
TANDIL	12	8	14.13			19	52.98			99.936
TORNQUIST	2									100.000
TRES ARROYOS	7			1	20.12	6	24.57			99.927
URBANA BBKA	6					14	84.00			99.840
URBANA SAN NICOLAS	14					13	45.58			99.963
VILLA GESELL	9					4	15.70			99.980
ZARATE	11					16	107.75			99.888

Tabla 9.1.7.5. Indisponibilidades de Transformadores - Año 2002

Estación	Identificación Transformador	Potencia MVA	Forzadas N. Autorizadas		Forzadas Autorizadas		Programadas		Indice de Dispon.	P. corte	ENS
			Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)		MW	MWh
AZUL	Trafo 1 132/33/13.2	10	1	0.08			4	13.25	99.85	4.0	0.3
	Trafo 2 132/33/13.2	15					9	49.52	99.43		
	Trafo 3 132/33/13.2	10					5	222.20	97.46		
BALCARCE	Trafo 1 132/33/13.2	15	1	3.83			2	9.65	99.89	3.5	1.1
	Trafo 2 132/33/13.2	30					4	17.92	99.75		
BARKER	Trafo 1 132/33/13.2	15	1	241.03			7	56.63	99.35	2.0	2.1
	Trafo 2 132/33/13.2	10					6	26.37	96.95		
	Trafo 3 33/13,2	5					2	6.38	99.93		
	Trafo 33/13,2	1.5					1	2.68	99.97		
CHASCOMUS	Trafo 1 132/33/13.2	15	4	163.85			5	55.18	97.50	15.6	11.8
	Trafo 2 132/33/13.2	15					4	18.93	99.78		
DOLORES	Trafo 1 132/33/13.2	15							100.00		
	Trafo 2 132/33/13.2	15							100.00		
G.CHAVES	Trafo 132/33/13.2	10	1	212.83			2	6.05	97.50	2.1	0.4
	Trafo 33/13,2	5					3	15.88	99.82		
LAPRIDA	Trafo 1 132/33/13.2	10	1	53.6			8	50.55	98.81	1.3	0.2
	Trafo 2 132/33/13.2	10					4	18.17	99.79		
	Trafo 33/13.2	5					2	12.37	99.86		
LAS ARMAS	Trafo 132/33/13.2	10	1	138.98		1.00	1	10.15	98.30	2.2	2.2
	Trafo 33/13.2	1	2	124.70			1	7.73	98.48	0.5	0.2
LAS FLORES	Trafo 1 132/33/13.2	15	1	1.23			4	15.47	99.82	4.0	4.9
	Trafo 2 132/33/13.2	15					2	6.93	99.91		
MADARIAGA	Trafo 132/33/13.2	15	1	1.80					99.98	1.7	3.1
MAR DE AJO	Trafo 1 132/33/13.2	30	1	5.00			5	37.13	99.52	3.0	1.7
	Trafo 2 132/33/13.2	15	2	0.18			4	22.18	99.74	7.2	0.7
	Trafo 3 132/33/13.2	44	2	1.65			2	8.95	99.88		
MAR DEL TUYU	Trafo 132/33/13,2	20	2	11.30			6	32.90	99.50	12.6	8.0

MIRAMAR	Trafo 1 132/33/13.2	15	2	4.28			8	40.93	99.48	3.6	0.1
	Trafo 2 132/33/13.2	15	1	32.43			8	41.15	99.16	4.1	2.1
MONTE	Tr 1 132/33/13,2	15	1	0.05			11	55.90	99.36	4.5	0.2
	Tr 2 132/33/13,2	15	2	2.10			6	26.52	99.67	11.2	8.5
NECOCHEA	Trafo 1 132/13,2	10	1	0.60			7	36.10	99.58		
	Trafo 2 132/13,2	10					6	37.58	99.57		
	Trafo 3 132/33/13.2	15					7	42.37	99.52		
OLAVARRIA	Trafo 132/33/13.2	30	1	0.87			4	63.88	99.26	7.0	6.1
	Trafo 132/33/13.2	30	3	1.55			4	64.40	99.25	25.0	13.6
	Trafo 132/33/13.2	10					11	61.98	99.29		
PINAMAR	Trafo 1 132/33/13,2	15					3	14.43	99.84		
	Trafo 2 132/33/13,2	15	1	0.75	1	1.58	3	13.37	99.82	3.0	0.1
QUEQUEN	Trafo 132/33/13.2	15					5	35.23	99.60		
S.CLEMENTE	Trafo 132/33/13,2	15	1	40.10			4	25.30	99.25	0.2	0.0
	Trafo 132/33/13,2	15	1	8.27			6	36.73	99.49	1.6	0.1
TANDIL	Trafo 132/33/13.2	30	8	4.12	1	1.37	7	54.08	99.32	64.8	35.0
	Trafo 132/33/13.2	30	5	170.47			7	32.42	97.68	25.5	13.3
TRES ARROYOS	Trafo 132/33/13.2	15					5	19.92	99.77		
	Trafo 132/33/13.2	10					6	29.50	99.66		
VILLA GESELL	Trafo 132/33/13.2	15	1	1.40			2	13.98	99.82	6.0	0.5
	Trafo 132/33/13.2	15					1	9.33	99.89		
	Trafo 132/13.2	40					3	15.73	99.82		
9 DE JULIO	Trafo 1 66/13,2	10					2	8.67	99.90		
	Trafo 2 66/13,2	10					4	19.00	99.78		
BRAGADO	ATr1 220/132	150	3	2.40			7	43.17	99.48		
	ATr2 220/132	150					2	6.53	99.93		
	ATr3 132/66 Trafo no Dedicado	15							100.00		
	ATr4 132/66 Trafo no Dedicado	15							100.00		
	Tr 1 132/33/13.2	10	4	31.27			8	42.83	99.15	6.7	3.0
CARLOS CASARES	Tr 1 66/33	5					4	11.95	99.86		
	Tr 2 66/13,2	5					2	8.10	99.91		
	Tr 3 66/13,2	5	1	1.20			4	20.67	99.75	4.0	4.8

CHACABUCO	Tr 1 132/33/13,2	15	1	0.22	1	0.57	2	11.48	99.86	0.3	0.1
	Tr 2 132/33/13,2	15	1	0.33			3	11.02	99.87	8.0	1.3
CHIVILCOY	Tr 1 132/33/13,2	15	1	0.40			3	19.22	99.78	4.6	2.2
	Tr 2 132/33/13,2	15	2	3.72			2	10.07	99.84	6.2	7.7
HENDERSON	Tr 4 220/132	40					3	14.40	99.84		
	Tr5 132/33/13,2	15					3	14.98	99.83		
	Tr6 132/33/13,2	10	2	2.37			3	12.93	99.83	4.8	5.8
LINCOLN	Tr 1 132/33/13,2	15	1	0.10			6	23.43	99.73	3.0	0.5
	Tr 2 132/33/13,2	15					4	18.18	99.79		
LUJAN	Tr 1 132/33/13,2	30	3	0.27			2	1.75	99.98	28.2	4.6
	Tr 2 132/33/13,2	30	2	3.42					99.96	31.2	5.2
	ATr1 132/66 Trafo no Dedicado	15							100.00		
	ATr2 132/66 Trafo no Dedicado	15							100.00		
MERCEDES	Tr 1 132/33/13,2	15	1	0.08			6	20.48	99.77	10.9	1.3
	Tr 2 132/33/13,2	15	2	0.35			5	18.98	99.78	15.0	3.0
PEHUAJÓ	Tr 1 66/13,2	5					3	11.82	99.87		
	Tr 2 66/13,2	5					2	11.82	99.87		
	Tr 3 66/13,2	16	2	0.30			2	12.32	99.86		
SALADILLO	Tr 1 132/33/13,2	15	1	0.77	1	2.12	5	18.40	99.76	0.0	0.0
	Tr 2 132/33/13,2	15	5	81.05			10	28.12	98.75	8.8	1.2
SALTO	Tr 1 132/33/13,2	30	2	8.75			1	4.02	99.85	11.8	48.2
SAN A. de ARECO	Tr 1 66/13,2	5					4	19.42	99.78		
	Tr 2 66/13,2	5					3	16.80	99.81		
	Tr 4 132/33/13,2	15	1	0.33			6	158.65	98.19	4.0	1.5
	ATr1 132/66 Trafo no Dedicado	15							100.00		
T. LAUQUEN	Tr 3 132/33/13,2	30	1	0.37			6	24.60	99.71	3.0	1.1
	ATr1 132/66 Trafo no Dedicado	40							100.00		
	ATr2 132/66 Trafo no Dedicado	40							100.00		
	Tr1 66/13,2	5	1	72.15			4	18.88	98.96		

	Tr2 66/13,2	5	1	7.13			7	39.02	99.47	6.6	1.4
ARRECIFES	Tr 1 66/13,2	10					6	30.95	99.65		
	Tr 4 66/13,2	7.5					7	23.47	99.73		
	ATr 2 66/33	5	1	0.80			2	12.38	99.85	0.3	0.2
	ATr 5 66/33	5	1	0.82			3	12.48	99.85		
	Tr3 66/33	7.5					5	23.97	99.73		
BARADERO	Trafo 1 132/33/13.2	30	2	14.97			5	21.25	99.59	16.2	35.0
CAMPANA	Trafo 1 132/33/13.2	30	1	0.88			4	21.45	99.75	9.4	4.9
	Trafo 2 132/33/13.2	30	1	1.10			3	19.58	99.76	2.5	1.8
CAP. SARMIENTO	Tr 1 66/33/13,2	10	1	0.05			2	7.83	99.91	2.1	0.3
	Tr 2 66/33/13,2	10					3	61.78	99.29		
IMSA	Tr 1 132/33/13,2	15					2	11.32	99.87		
	Trafo 33/13,2	5							100.00		
JUNIN	Tr 1 132/33/13,2	20	3	3.82			5	27.92	99.64	10.2	5.8
	Tr 2 132/33/13,2	20	3	7.77			6	29.10	99.58	14.1	8.1
PAPEL PRENSA	Trafo 132/33/13.2	15	1	1.30			4	11.35	99.86		
PERGAMINO	Tr 1 132/33/13,2	30	1	4.75	1	3.40	4	15.40	99.73		
	Tr 2 132/33/13,2	30					2	8.88	99.90		
	Tr 3 132/66/13,2										
	Trafo no Dedicado	10							100.00		
	Tr 4 132/66/13,2										
	Trafo no Dedicado	10							100.00		
	ATr 2 132/66 Trafo no Dedicado	15							100.00		
ROJAS	Trafo 1 132/33/13.2	15	2	0.13			4	15.67	99.82	7.0	0.5
	Trafo 2 132/33/13.2	15					2	9.25	99.89		
SAN NICOLAS	Trafo 6 132/33/13.2	15					8	51.60	99.41		
	Trafo 7 132/33/13.2	30					3	18.47	99.79		
SAN NICOLAS ex TG	Trafo 132/33/13.8	20					7	266.87	96.95		
SAN PEDRO	Trafo 1 132/33/13.2	15	3	0.88			10	48.37	99.44	19.0	6.5
	Trafo 2 132/33/13.2	15					8	34.83	99.60		
URBANA SAN NICOLAS	Trafo 1 132/33/13.2	44	1	2.00			4	26.13	99.68	18.0	36.0
	Trafo 2 132/33/13.2	44					5	36.68	99.58		

VILLA LIA	Autotrafo 220/132/13.2	150					6	29.92	99.66		
ZARATE	Trafo 1 132/33/13.2	15					4	17.82	99.80		
	Trafo 2 132/33/13.2	30	1	0.30			3	11.33	99.87	7.0	2.1
	Trafo 3 132/33/13.2	30					3	10.22	99.88		
DORREGO	Trafo 1 132/33/13.2	10					4	317.80	96.37		
	Trafo 2 132/33/13.2	10					5	526.72	93.99		
	Trafo 3 13.2/33	10					6	199.42	97.72		
	Trafo 4 13.2/33	5					5	172.87	98.03		
NORTE 2	Trafo1 132/33/13	40					7	41.17	99.53		
	Trafo 2 132/33/13	20					7	40.18	99.54		
PATAGONES	Trafo 132/33/13.2	15	1	1.68			4	26.60	99.68	2.3	4.1
PEDRO LURO	Trafo 132/33/13.2	15					1	7.53	99.91		
PETROQUIMICA	Trafo 1 132/33/13.2	15	1	5.83			10	140.57	98.33	2.7	0.3
	Trafo 2 132/33/13.2	40	1	3.33			6	35.48	99.56	17.0	14.5
	Trafo 3 132/33/13.2	40					6	34.27	99.61		
PIGUE	Trafo 1 132/33/13.2	15	1	6.87			5	28.13	99.60	5.5	30.7
	Trafo 2 132/33/13.2	15	3	8.12			5	28.22	99.59	6.0	3.6
	Trafo 33/66	7.5					2	10.85	99.88		
PRINGLES	Trafo 1 132/33/13.2	10					7	25.28	99.71		
	Trafo 2 132/33/13.2	10					4	16.77	99.81		
PUNTA ALTA	Trafo 132/33/13.2	20	3	6.18			4	31.82	99.57	9.6	3.7
	Trafo 132/33/13.2	15					4	16.05	99.82		
SUAREZ	Trafo 132/33/13.2	15					3	19.03	99.78		
	Trafo 132/33/13.2	15					5	37.72	99.57		
TORNQUIST	Trafo 132/33/13.2	15							100.00		
URBANA BBKA	Trafo 1 132/33/13.2	40					11	50.98	99.42		
	Trafo 2 132/33/13.2	40							100.00		

Tabla 9.1.7.6. Tipificación de Faltas - Año 2002

Tensión	Cantidad de faltas					Totales
	Permanentes			Transitorias		
	Monofásica a Tierra	Bifásica	Trifásica	Monofásica c/ recierre exitoso	(1) Trifásica c/ recierre exitoso	
220						0
132	66	22	17	441	15	561
66	7	1	2	32	9	51

ANEXO 9

Sub-Sección 1.8: Año 2003

Tabla 9.1.8.1. Indisponibilidades de líneas - Año 2003

Tensión nominal	Long total	Forzadas N. A.		Forzada autorizada		Programadas		Tasa de sal forzada	Indice de Disp	P. Corte	ENS
		Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)				
kV	km							C sal/100km-año	(%)	MW	MWh
220	177.0	0	0.00			2	18.22	0.00	99.79		
132	5421.2	112	483.10			873	6165.28	2.07	99.13	364.7	531.2
66	391.0	10	51.28			79	450.55	2.56	99.31	39.3	8.3
Total	5989.2	122	534.38			954	6634.05	2.04	99.16	404.0	539.5

Tabla 9.1.8.2. Causa de salidas forzadas de líneas (Global) - Año 2003

Descripción	Ident (*)	Cantidad de salidas		Energía no suministrada		Potencia cortada	
		Nro	% Particip	MW-h	% Particip	MW	% Particip
Falla interna en el equipo de potencia	1	52	42.62	419.9	77.83	196.2	48.56
Tormenta eléctrica	2	18	14.75	1.3	0.24	30.3	7.50
Incendio de campos	3		0.00		0.00		0.00
Animales, plantaciones y otros objetos que afecten la instalacion	4	11	9.02	57.6	10.68	74.7	18.49
Error humano / maniobra.	5		0.00		0.00		0.00
Meteoro	6	2	1.64	36.4	6.75	44.5	11.01
Atentado	7	1	0.82		0.00		0.00
Actuación incorrecta de los sistemas de protecciones y comunicaciones.	8	19	15.57	2.7	0.50	22.5	5.57
Falla en barras.	9		0.00		0.00		0.00
Actuación de protecciones en zona de respald o remoto.	10	7	5.74	17.4	3.23	24.0	5.94
Protección de sobretensión, subfrecuencia, sobrefrecuencia.	11		0.00		0.00		0.00
Sobrecarga.	12		0.00		0.00		0.00
Oscilaciones de potencia.	13		0.00		0.00		0.00
Actuación correcta de automatismos del SADI.	14		0.00		0.00		0.00
Actuación incorrecta de automatismos del SADI.	15		0.00		0.00		0.00
Desconocidas	16	10	8.20	0.4	0.07	9.8	2.43
Otras	17	2	1.64	3.8	0.70	2.0	0.50
Total		122	100.00	539.5	100.00	404.0	100.00

Tabla 9.1.8.3. Salidas forzadas y programadas por línea - Año 2003

Codigo Ident.	E.T. Origen	E.T. Destino	Ter na	Tensión	Long.	Forzadas no Autorizadas		Forzadas autorizadas		Programadas		Indice de	Pcorte	ENS
			Nº	kV	Km	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Disponib	MW	MWh
	AZUL	OLAVARRIA		132.0	51.4					5	30.33	99.65		
	BALCARCE	MAR DEL PLATA		132.0	62.9					5	39.42	99.55		
	CALER.AVELLANEDA	LOMA NEGRA		132.0	5.3					4	25.68	99.71		
	CHASCOMUS	MONTE		132.0	114.0					5	38.23	99.56		
	CHASCOMUS	VERONICA		132.0	70.8	3	9.33			7	63.78	99.17		
	DOLORES	SAN CLEMENTE		132.0	102.6					5	33.82	99.61		
	DOLORES	CHASCOMUS		132.0	87.4	1	0.32			11	82.30	99.06		
	GONZALEZ CHAVEZ	TRES ARROYOS		132.0	47.0	1	0.65			6	42.48	99.51		
	LOMA NEGRA	OLAVARRIA		132.0	41.7	1	0.05			13	84.28	99.04		
	LA PAMPITA	OLAVARRIA		132.0	27.5					2	16.25	99.81		
	LA PAMPITA	LAPRIDA		132.0	72.2	1	1.10			5	25.63	99.69	2.0	0.1
	LAS ARMAS	DOLORES		132.0	88.2	2	0.52			7	48.28	99.44		
	LAS ARMAS	GRAL. MADARIAGA		132.0	64.4	1	3.97			6	44.98	99.44		
	AZUL	CACHARÍ		132.0	55.7					6	28.97	99.67		
	CACHARÍ	LAS FLORES		132.0	51.3					7	38.42	99.56		
	CACHARÍ	RAUCH		132.0	19.7					6	48.12	99.45		
	MAR DEL PLATA	MIRAMAR		132.0	49.9	2	19.87			5	39.50	99.32		
	GRAL. MADARIAGA	VILLA GESELL		132.0	35.0	1	0.50			4	18.15	99.79		
	MARDE AJO	SAN CLEMENTE		132.0	39.0	2	24.80			29	220.80	97.20	17.0	5.6
	MONTE	LAS FLORES		132.0	86.8	1	0.08			7	54.55	99.38		
	LAS FLORES	ROSAS		132.0	28.4	3	1.90			3	5.55	99.91		
	MONTE	ROSAS		132.0	58.4	1	4.33			11	64.82	99.21		
	NEWTON	ROSAS		132.0	11.0	1	0.15			3	6.10	99.93		
	NECOCHEA	GONZALEZ CHAVEZ		132.0	134.8	1	5.40			9	65.28	99.19		
	NECOCHEA	MAR DEL PLATA		132.0	129.0	1	0.05			4	23.92	99.73	5.8	0.3
	NECOCHEA	MIRAMAR		132.0	97.5	3	36.62			3	15.18	99.41		
	NECOCHEA	TANDIL		132.0	149.2	1	0.07			7	36.65	99.58		

	OLAVARRIA VIEJA	CALER.AVELLANEDA		132.0	6.3					6	32.35	99.63		
	CHILLAR	GONZALEZ CHAVEZ		132.0	73.7	1	5.60			9	41.93	99.46		
	CHILLAR	OLAVARRIA		132.0	89.1					7	44.57	99.49		
	OLAVARRIA	OLAVARRIA VIEJA		132.0	31.2					8	50.48	99.42		
	OLAVARRIA	HENDERSON		132.0	120.6	3	26.93			6	52.58	99.09		
	OLAVARRIA	BARKER		132.0	139.4	3	12.27			1	10.98	99.73		
	PINAMAR	MAR DE AJO		132.0	46.4	2	0.18			7	27.87	99.68	5.1	0.5
	TANDIL	BALCARCE		132.0	103.6					9	59.70	99.32		
	TANDIL	BARKER		132.0	47.7	1	6.55			5	39.53	99.47		
	TANDIL	LAS ARMAS		132.0	122.2	5	0.33			7	59.10	99.32		
	TANDIL	OLAVARRIA		132.0	133.2	1	3.78			10	89.17	98.94		
	VILLA GESELL	PINAMAR		132.0	16.3	1	1.83			6	42.07	99.50		
	BRAGADO	9 DE JULIO - BS.AS.		66.0	54.0					5	48.53	99.45		
	BRAGADO	CHACABUCO		132.0	60.6	1	0.10					100.00	1.5	0.2
	CHACABUCO	SALTO		132.0	60.0	1	6.98			3	12.92	99.77	6.0	38.9
	BRAGADO	CHIVILCOY		132.0	49.0	1	0.55			18	175.62	97.99		
	BRAGADO	HENDERSON		220.0	177.0					2	18.22	99.79		
	BRAGADO	SALADILLO BS.AS.		132.0	83.8	2	0.10			7	48.80	99.44		
	CARLOS CASARES	PEHUAJO		66.0	53.1					10	53.78	99.39		
	CHIVILCOY	MERCEDES BS.AS.		132.0	69.1	1	0.15			33	304.12	96.53		
	HENDERSON	CNEL.SUAREZ		132.0	126.9	3	2.07			10	63.85	99.25		
	HENDERSON	TRENQUE LAUQUEN		132.0	105.4					41	283.35	96.77		
	TRENQUE LAUQUEN	GENERAL PICO		132.0	77.7					14	81.67	99.07		
	LINCOLN	BRAGADO		132.0	109.4	3	12.33			19	153.22	98.11		
	LUJAN	MORON	1	132.0	43.0	1	0.23			15	152.47	98.26	26.0	0.9
	LUJAN	MORON	2	132.0	43.0					11	124.82	98.58		
	CPTAN SARMIENTO	SAN A. DE ARECO		66.0	31.5	3	21.47			20	123.85	98.34	12.0	5.2
	LUJAN	SAN A. DE ARECO		66.0	49.8					10	59.53	99.32		
	MERCEDES BS.AS.	LUJAN		132.0	41.3	2	7.72			24	176.32	97.90	12.0	5.2
	9 DE JULIO - BS.AS.	CARLOS CASARES		66.0	46.7	2	13.87			8	32.20	99.47	4.3	0.4
	PEHUAJO	TRENQUE LAUQUEN		66.0	80.1	2	5.07			10	52.00	99.35	9.0	0.3
	SALADILLO	LAS FLORES		132.0	76.2	5	13.70			13	78.23	98.95	3.0	0.1
	ARRECIFES	PERGAMINO		66.0	43.8	2	10.57			12	65.55	99.13	10.0	0.5
	ATUCHA I	ZARATE		132.0	22.1	4	1.30			6	33.15	99.61		
	CPTAN SARMIENTO	ARRECIFES		66.0	31.9	1	0.32			4	15.10	99.82	4.0	1.9

	NUEVA CAMPANA	SIDERCA 0		132.0	2.2					3	49.55	99.43		
	NUEVA CAMPANA	SIDERCA 1		132.0	3.2							100.00		
	NUEVA CAMPANA	PRAXAIR		132.0	5.9					8	46.88	99.46		
	CAMPANA	PRAXAIR		132.0	0.7					4	21.98	99.75		
	CAMPANA	SIDERCA 0		132.0	0.3					7	59.77	99.32		
	IMSA	LINCOLN		132.0	61.5	2	0.33			7	39.93	99.54	3.0	1.1
	JUNÍN	IMSA		132.0	8.5	1	0.02			6	33.20	99.62	10.0	0.3
	PERGAMINO	ROJAS		132.0	36.0	1	22.80					99.74	44.5	36.4
	ROJAS	JUNIN		132.0	47.7							100.00		
	SAN NICOLAS	V.CONSTIT.IND.		132.0	13.6	1	134.13			11	62.63	97.75		
	SAN NICOLAS	V.CONSTIT.RES.		132.0	14.7					6	45.68	99.48		
	URBANA S.NICOLAS	RAMALLO		132.0	13.0	1	0.07			4	26.33	99.70		
	PERGAMINO	RAMALLO		132.0	67.0					3	19.00	99.78		
	SAN NICOLAS	PERGAMINO		132.0	70.8	3	3.40			7	44.33	99.46		
	SAN NICOLAS	SAN PEDRO BS.AS.		132.0	65.0	3	0.45			23	196.22	97.75	65.7	9.4
	SAN NICOLAS	URBANA S.NICOLAS		132.0	6.5	1	0.70			10	65.55	99.24		
	SAN NICOLAS	SAN NICOLAS ex TG		132.0	0.4							100.00		
	SAN PEDRO BS.AS.	PAPEL PRENSA		132.0	10.9	2	10.15			2	12.22	99.74	96.7	353.9
	BARADERO	PAPEL PRENSA		132.0	24.0					2	17.27	99.80		
	SAN PEDRO BS.AS.	EASTMAN T		132.0	60.1	1	0.08			8	53.82	99.38		
	ZARATE	EASTMAN T		132.0	14.0	2	0.42			1	4.50	99.94	34.0	19.9
	EASTMAN T	PROTISA		132.0	5.0	1	0.28					100.00		
	PROTISA	EASTMAN		132.0	1.5					4	27.80	99.68		
	VILLA LIA	T V.LIA N CAMPANA		132.0	8.0					4	25.10	99.71		
	NUEVA CAMPANA	T V.LIA N CAMPANA		132.0	35.0					5	30.83	99.65		
	T V.LIA N CAMPANA	SAN A. DE ARECO		132.0	18.4					4	25.10	99.71		
	ZARATE	CAMPANA		132.0	9.4					10	65.42	99.25		
	MINETTI	NUEVA CAMPANA		132.0	3.5					5	33.38	99.62		
	MINETTI	ZARATE		132.0	7.1					4	30.10	99.66		
	ZARATE	MATHEU		132.0	37.7					14	112.98	98.71		
	BAHIA BLANCA	NORTE II		132.0	19.0	1	12.22			10	55.02	99.23		
	BAHIA BLANCA	P.LURO		132.0	141.0	2	8.22			3	16.27	99.72	11.0	29.0
	BAHIA BLANCA	PRINGLES		132.0	109.0	5	18.05			26	224.05	97.24		
	PRINGLES	INDIORICO		132.0	44.1					4	21.10	99.76		
	CNEL. ROSALES	PUNTA ALTA		132.0	4.1					1	9.42	99.89		

	CNEL. DORREGO	BAHIA BLANCA		132.0	77.5	1	4.50			12	104.78	98.75		
	CNEL. SUAREZ	PIGUE		132.0	47.6	3	7.02			10	55.67	99.28		
	PIEDRABUENA 132	PUNTA ALTA		132.0	25.0					9	49.05	99.44		
	NORTE II	PETROQ. B.BLANCA		132.0	30.0					40	230.23	97.37		
	PUNTA ALTA	BAHIA BLANCA		132.0	24.1					13	73.18	99.16		
	P.LURO	C.PATAGONES		132.0	151.0	5	25.80			16	120.88	98.33	12.0	11.6
	C. PATAGONES	VIDMA		132.0	2.7							100.00		
	PETROQ. B.BLANCA	BAHIA BLANCA	1	132.0	29.8					10	66.57	99.24		
	PETROQ. B.BLANCA	BAHIA BLANCA	2	132.0	29.8					2	13.23	99.85		
	PETROQ. B.BLANCA	BAHIA BLANCA	3	132.0	29.8	1	1.92			8	61.90	99.27		
	PETROQ. B.BLANCA	URBANA B. BLANCA		132.0	3.2					8	49.88	99.43		
	URBANA B. BLANCA	PIEDRABUENA		132.0	1.9					7	43.60	99.50		
	PETROQ. B.BLANCA	PROFERTIL		132.0	1.8							100.00		
	TORNQUIST	PIGUÉ		132.0	55.0	1	0.02			9	52.90	99.40	9.4	18.0
	BAHÍA BLANCA	TORNQUIST		132.0	77.3	1	6.05			4	26.57	99.63		
	PIGUE	GUATRACHE		132.0	102.0					3	19.98	99.77		
	PRINGLES	LAPRIDA		132.0	71.5	4	14.05			25	137.82	98.27		
	TRES ARROYOS	CNEL.DORREGO		132.0	99.0	1	0.02			11	103.27	98.82		

Tabla 9.1.8.4. Puntos de conexión (por estación) - Año 2003

Estación Transformadora	Cantidad de puntos de conexión	Forz N. Autorizadas		Forz autorizadas		Programadas		P. corte	ENS	Disp. Global
		Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	MW	MWh	(%)
9 DE JULIO	5					7	15.55			99.964
ARRECIFES	6					9	39.88			99.924
AZUL	7					2	6.13			99.990
BALCARCE	11					15	37.53			99.961
BARADERO	5					4	12.38			99.972
BARKER	5	1	8.98			7	22.15			99.929
BRAGADO	4	1	1.17			12	53.30			99.845
CAMPANA	13					17	77.93			99.932
CAP. SARMIENTO	6					7	33.05			99.937
CARLOS CASARES	5	1	0.03			7	21.42			99.951
CHACABUCO	10					5	16.05			99.982
CHASCOMUS	11					13	74.52			99.923
CHILLAR	1									100.000
CHIVILCOY	13					8	27.45			99.976
CORONEL ROSALES	2					2	22.08			99.874
DOLORES	4					3	17.55			99.950
DORREGO	3					2	9.72			99.963
EASTMAN	1									100.000
G.CHAVES	7					13	51.08			99.917
HENDERSON	6					18	84.98			99.838
IMSA	4									100.000
JUNIN	10					16	56.90			99.935
LAPRIDA	3					3	10.83			99.959
LAS ARMAS	3			1	0.50	2	13.63			99.946
LAS FLORES	3					8	11.55			99.956
LA PAMPITA	2	1	3.03			3	34.47	0.9	2.7	99.786
LINCOLN	10	1	4.82			13	41.32			99.947

LUJAN	15	7	3.02			27	55.43			99.956
MADARIAGA	2	1	0.67			3	15.30			99.909
MAR DE AJO	12					12	81.08			99.923
MAR DEL TUYÚ	2					1	9.40			99.946
MERCEDES	10					13	46.98			99.946
MINETTI	1					4	40.63			99.536
MIRAMAR	8					7	28.73			99.959
MONTE	6					7	20.67			99.961
NECOCHEA	11	3	2.85			9	41.98	5	4.7	99.953
NORTE 2	4					8	43.68			99.875
OLAVARRIA	10					12	60.48			99.931
PAPEL PRENSA	3					5	40.42			99.846
PATAGONES	5					7	41.32			99.906
PEDRO LURO	4									100.000
PEHUAJÓ	5									100.000
PERGAMINO	12					10	29.33			99.972
PETROQUIMICA	20	2	40.58			17	277.81			99.818
PIGUE	8	1	2.22			7	40.47	1.2	0.4	99.939
PINAMAR	7					4	11.83			99.981
PRAXAIR	1					3	15.22			99.826
PRINGLES	2					8	50.62			99.711
PROFERTIL	1									100.000
PROTISA	1									100.000
PUNTA ALTA	8	1	9.15			11	67.32			99.891
QUEQUEN	6	2	1.08			8	147.52			99.717
ROJAS	6					10	33.65			99.936
S.CLEMENTE	5					5	29.38			99.933
SALADILLO	5					16	76.42			99.826
SALTO	5	1	4.65					8.15	0.4	99.989
SAN A. de ARECO	6					7	18.72			99.964
SAN NICOLAS	11	3	0.60			20	92.15			99.904

Tabla 9.1.8.5. Indisponibilidades de Transformadores - Año 2003

Estación	Identificación Transformador	Potencia MVA	Forzadas N. Autorizadas		Forzadas Autorizadas		Programadas		Indice de Dispon.	P. corte	ENS		
			Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)		MW	MWh		
AZUL	Trafo 1 132/33/13.2	10	2	0.30			2	103.43	98.82	7.0	1.4		
	Trafo 2 132/33/13.2	15					7	24.62	99.72				
	Trafo 3 132/33/13.2	10					4	166.30	98.10				
BALCARCE	Trafo 1 132/33/13.2	15					2	10.15	99.88				
	Trafo 2 132/33/13.2	30					2	8.13	99.91				
BARKER	Trafo 1 132/33/13.2	15	1	6.25			8	64.65	99.19	6.0	2.6		
	Trafo 2 132/33/13.2	10	1	0.73			4	71.37	99.18	0.6	0.5		
	Trafo 3 33/13,2	5	1	13.58			5	45.02	99.49				
	Trafo 33/13,2	1.5					1	5.17	99.79				
CHASCOMUS	Trafo 1 132/33/13.2	15	2	0.6166667			3	18.93	99.78	9.6	3.3		
	Trafo 2 132/33/13.2	15					3	19.87	99.77				
DOLORES	Trafo 1 132/33/13.2	15	6	57.87			3	15.82	99.82	11.6	2.2		
	Trafo 2 132/33/13.2	15					5	21.53	99.09				
G.CHAVES	Trafo 132/33/13.2	10					4	19.10	99.78				
	Trafo 33/13,2	5					3	16.07	99.82				
LAPRIDA	Trafo 1 132/33/13.2	10	2	14.33			5	30.13	99.66				
	Trafo 2 132/33/13.2	10					4	22.42	99.74				
	Trafo 33/13.2	5					4	121.67	98.45				
LAS ARMAS	Trafo 132/33/13.2	10	1	5.93	1	0.50	2	9.77	99.82	3.8	3.2		
	Trafo 33/13.2	1	2	15.48			2	10.88	99.69	0.6	0.3		
LAS FLORES	Trafo 1 132/33/13.2	15	1	0.05			5	186.40	97.87	2.0	0.1		
	Trafo 2 132/33/13.2	15	1	0.67			4	32.38	99.62	3.2	1.4		
MADARIAGA	Trafo 132/33/13.2	15					5	19.48	99.78				
MAR DE AJO	Trafo 1 132/33/13.2	30	3	1.20			4	24.35	99.72				
	Trafo 2 132/33/13.2	15					3	23.27	99.73				
	Trafo 3 132/33/13.2	44							99.99				
MAR DEL TUYU	Trafo 132/33/13,2	20					2	19.27	99.78				
MIRAMAR	Trafo 1 132/33/13.2	15	2	1.35			8	44.35	99.48	8.0	1.1		
	Trafo 2 132/33/13.2	15					5	20.30	99.77				

MONTE	Tr 1 132/33/13,2	15					9	495.00	94.35		
	Tr 2 132/33/13,2	15	2	3.25			3	164.33	98.09	13.2	17.2
NECOCHEA	Trafo 1 132/13,2	10					4	25.92	99.70		
	Trafo 2 132/13,2	10					6	36.47	99.58		
	Trafo 3 132/33/13.2	15					7	46.73	99.47		
OLAVARRIA	Trafo 1 132/33/13.2	30	2	3.20			6	39.62	99.51	6.8	1.4
	Trafo 2 132/33/13.2	30	2	1.83			4	21.02	99.74	10.0	4.8
	Trafo 3 132/33/13.2	10					3	19.60	99.78		
PINAMAR	Trafo 1 132/33/13,2	15					5	21.03	99.76		
	Trafo 2 132/33/13,2	15	1	40.28	1	2.73	5	72.20	98.68	5.5	0.5
QUEQUEN	Trafo 132/33/13.2	15	2	1.08			4	22.58	99.73	11.45	6.76
S.CLEMENTE	Trafo 1 132/33/13,2	15	2	3.95			7	41.58	99.48	5.1	1.1
	Trafo 2 132/33/13,2	15					5	31.60	99.64		
TANDIL	Trafo 1 132/33/13.2	30	2	48.87			6	45.17	98.93	19.8	4.3
	Trafo 2 132/33/13.2	30	1	0.80			2	19.78	99.77	15.0	12.5
TRES ARROYOS	Trafo 132/33/13.2	15							100.00		
	Trafo 132/33/13.2	10	1	0.85			7	29.87	99.65	5.0	0.3
VILLA GESELL	Trafo 1 132/33/13.2	15	2	0.60			3	87.67	98.99	10.0	3.6
	Trafo 2 132/33/13.2	15	3	3.08			3	75.87	99.10	13.2	7.9
	Trafo 3 132/13.2	40	1	2.08			3	14.13	99.81		
9 DE JULIO	Trafo 1 66/13,2	10	1	3.92			3	18.82	99.74	7.0	0.4
	Trafo 2 66/13,2	10					4	14.07	99.84		
BRAGADO	ATr1 220/132	150					3	17.65	99.80		
	ATr2 220/132	150					6	31.35	99.64		
	ATr3 132/66 Trafo no Dedicado	15							100.00		
	ATr4 132/66 Trafo no Dedicado	15							100.00		
	Tr 1 132/33/13.2	10					3	16.32	99.81		
CARLOS CASARES	Tr 1 66/33	5					3	16.12	99.82		
	Tr 2 66/13,2	5	3	3.17			5	25.33	99.67	6.3	6.7
	Tr 3 66/13,2	5	3	49.80			5	22.08	99.18	7.5	1.6
CHACABUCO	Tr 1 132/33/13,2	15					4	9.62	99.89		
	Tr 2 132/33/13,2	15					3	16.03	99.82		
CHIVILCOY	Tr 1 132/33/13,2	15					2	12.82	99.85		
	Tr 2 132/ 33/13,2	15					2	19.27	99.78		

HENDERSON	Tr 4 220/132	40				3	17.13	99.80		
	Tr5 132/33/13,2	15				3	10.72	99.88	10.0	2.0
	Tr6 132/33/13,2	10	4	0.42		4	12.87	99.85	17.2	2.5
LINCOLN	Tr 1 132/33/13,2	15	1	0.43		6	24.47	99.72	1.0	0.5
	Tr 2 132/33/13,2	15				3	14.62	99.83		
LUJAN	Tr 1 132/33/13,2	30	3	4.33		4	16.55	99.76	37.0	8.6
	Tr 2 132/33/13,2	30	1	0.40		5	21.12	99.75	10.2	4.6
	ATr1 132/66 Trafo no Dedicado	15						100.00		
	ATr2 132/66 Trafo no Dedicado	15						100.00		
MERCEDES	Tr 1 132/33/13,2	15			1	0.17	15.10	99.83		
	Tr 2 132/33/13,2	15	1	0.60		5	12.08	99.86		
PEHUAJÓ	Tr 1 66/13,2	5				2	9.72	99.89		
	Tr 2 66/13,2	5				4	18.48	99.79		
	Tr 3 66/13,2	16				4	23.07	99.74		
SALADILLO	Tr 1 132/33/13,2	15	1	0.62		4	17.27	99.80		
	Tr 2 132/33/13,2	15	2	1.78		4	16.85	99.79		
SALTO	Tr 1 132/33/13,2	30	1	0.05				100.00		
SAN A. de ARECO	Tr 1 66/13,2	5				2	9.32	99.89		
	Tr 2 66/13,2	5				3	14.28	99.84		
	Tr 4 132/33/13,2	15	1	4.42		6	271.17	96.85	4.0	0.7
	ATr1 132/66 Trafo no Dedicado	15						100.00		
T. LAUQUEN	Tr 3 132/33/13,2	30				3	13.92	99.84		
	Tr4 132/66 Trafo no Dedicado	40						100.00		
	Tr5 132/66 Trafo no Dedicado	40	1	0.68				99.99	18.0	11.0
	Tr1 66/13,2	5				2	6.82	99.92		
	Tr2 66/13,2	5	1	0.78		2	9.80	99.88		
ARRECIFES	Tr 1 66/13,2	10	2	0.10		7	33.95	99.61	9.0	0.6
	Tr 4 66/13,2	7.5				5	67.52	99.23		
	ATr 2 66/33	5	1	0.17		9	48.93	99.44		
	ATr 5 66/33	5				3	10.17	99.88		
	Tr3 66/33	7.5	1	1.28		5	26.37	99.68		

BARADERO	Trafo 1 132/33/13.2	30					3	23.92	99.73		
CAMPANA	Trafo 1 132/33/13.2	30	1	0.48			1	8.32	99.90	6.0	3.0
	Trafo 2 132/33/13.2	30					1	9.22	99.89		
CAP. SARMIENTO	Tr 1 66/33/13,2	10	2	0.22	1	13.43	3	62.17	99.13	5.5	0.2
	Tr 2 66/33/13,2	10					4	14.95	99.83		
IMSA	Tr 1 132/33/13,2	15					4	21.62	99.75		
	Trafo 33/13,2	5							100.00		
JUNIN	Tr 1 132/33/13,2	20					4	15.92	99.82		
	Tr 2 132/33/13,2	20	2	0.18			4	16.22	99.81	3.0	0.3
PAPEL PRENSA	Trafo 132/33/13.2	15	1	0.18			5	91.65	98.95		
PERGAMINO	Tr 1 132/33/13,2	30					8	34.95	99.60		
	Tr 2 132/33/13,2	30	3	0.38			9	22.93	99.73	11.4	1.9
	Tr 3 132/66/13,2										
	Trafo no Dedicado	10							100.00		
	Tr 4 132/66/13,2										
	Trafo no Dedicado	10							100.00		
	ATr 2 132/66 Trafo no Dedicado	15							100.00		
ROJAS	Trafo 1 132/33/13.2	15	3	0.73			5	21.78	99.74	11.9	2.8
	Trafo 2 132/33/13.2	15	2	0.80	1	0.53	5	20.53	99.75	5.0	0.3
SAN NICOLAS	Trafo 6 132/33/13.2	30					4	22.63	99.74		
	Trafo 7 132/33/13.2	30					5	31.23	99.64		
SAN NICOLAS ex TG	Trafo 132/33/13.8	20							100.00		
SAN PEDRO	Trafo 1 132/33/13.2	15					7	40.00	99.54		
	Trafo 2 132/33/13.2	15					7	39.35	99.55		
URBANA SAN NICOLAS	Trafo 1 132/33/13.2	44					1	54.92	99.37		
	Trafo 2 132/33/13.2	44					2	55.68	99.36		
VILLA LIA	Autotrafo 220/132/13.2	150					7	36.33	99.59		
ZARATE	Trafo 1 132/33/13.2	15	3	13.30			3	15.45	99.67		
	Trafo 2 132/33/13.2	30					1	5.80	99.93		
	Trafo 3 132/33/13.2	30	1	72.42			1	12.68	99.03		
DORREGO	Trafo 1 132/33/13.2	10					3	19.80	99.77		
	Trafo 2 132/33/13.2	10					3	14.37	99.84		
	Trafo 3 13.2/33	10					4	26.38	99.70		

	Trafo 4 13.2/33	5	2	12.88		1	1.70	99.83		
NORTE 2	Trafo1 132/33/13	40				6	26.23	99.70		
	Trafo 2 132/33/13	20				6	22.73	99.74		
PATAGONES	Trafo 132/33/13.2	15				3	15.10	99.83		
PEDRO LURO	Trafo 132/33/13.2	15				3	16.65	99.81		
PETROQUIMICA	Trafo 1 132/33/13.2	15				13	78.08	99.11		
	Trafo 2 132/33/13.2	40	3	1.78		4	19.43	99.76	39.0	28.6
	Trafo 3 132/33/13.2	40	2	1.63		2	12.78	99.84	32.5	27.3
PIGUE	Trafo 1 132/33/13.2	15				8	56.22	99.36		
	Trafo 2 132/33/13.2	15				7	39.68	99.55		
	Trafo 33/66	7.5				5	27.12	99.69		
PRINGLES	Trafo 1 132/33/13.2	10				9	471.77	94.61		
	Trafo 2 132/33/13.2	10				12	343.07	96.08		
PUNTA ALTA	Trafo 132/33/13.2	20	1	0.10		8	36.48	99.58	5.4	0.5
	Trafo 132/33/13.2	15				5	18.05	99.79		
SUAREZ	Trafo 132/33/13.2	15				4	18.52	99.79		
	Trafo 132/33/13.2	15				6	39.90	99.54		
TORNQUIST	Trafo 132/33/13.2	15				4	21.20	99.76		
URBANA BBKA	Trafo 1 132/33/13.2	40	2	2.63		5	27.23	99.66	16.5	18.3
	Trafo 2 132/33/13.2	40	1	1.82				99.98	9.0	3.5

Tabla 9.1.8.6. Tipificación de Faltas - Año 2003

Tensión	Cantidad de faltas					Totales
	Permanentes			Transitorias		
	Monofásica a Tierra	Bifásica	Trifásica	Monofásica c/ recierre exitoso	(1) Trifásica c/ recierre exitoso	
220				1		1
132	73	22	17	542	23	677
66	3	4	3	22	5	37

ANEXO 9

Sub-Sección 1.9: Año 2004

Tabla 9.1.9.1. Indisponibilidades de líneas - Año 2004

Tensión nominal	Long total	Forzadas N. A.		Forzada autorizada		Programadas		Tasa de sal forzada	Indice de Disp	P. Corte	ENS
		Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)				
kV	km							C sal/100km-año	(%)	MW	MWh
220	177.0	2	0.10			2	18.67	1.13	99.79		
132	5421.2	87	411.18			712	4953.77	1.60	99.35	624.7	201.3
66	391.0	10	37.97			80	500.92	2.56	99.25	73.0	3.0
Total	5989.2	99	449.25			794	5473.35	1.65	99.36	697.7	204.2

Tabla 9.1.9.2. Causa de salidas forzadas de líneas (Global) - Año 2004

Descripción	Ident (*)	Cantidad de salidas		Energía no suministrada		Potencia cortada	
		Nro	% Particip	MW-h	% Particip	MW	% Particip
Falla interna en el equipo de potencia	1	40	40.40	98.1	48.03	333.8	47.84
Tormenta eléctrica	2	5	5.05	0.5	0.24	8.5	1.22
Incendio de campos	3	2	2.02		0.00		0.00
Animales, plantaciones y otros objetos que afecten la instalacion	4	6	6.06	1.1	0.54	38.0	5.45
Error humano / maniobra.	5	2	2.02	15.0	7.35	31.0	4.44
Meteoro	6	1	1.01	6.8	3.31	17.0	2.44
Atentado / vandalismo	7	4	4.04	0.2	0.10	4.0	0.57
Actuación incorrecta de los sistemas de protecciones y comunicaciones.	8	10	10.10	74.8	36.63	209.3	30.00
Falla en barras.	9		0.00		0.00		0.00
Actuación de protecciones en zona de respaldo remoto.	10	9	9.09	0.1	0.04	5.0	0.72
Protección de sobretensión, subfrecuencia, sobrefrecuencia.	11		0.00		0.00		0.00
Sobrecarga.	12	5	5.05	1.3	0.61	4.4	0.63
Oscilaciones de potencia.	13		0.00		0.00		0.00
Actuación correcta de automatismos del SADI.	14		0.00		0.00		0.00
Actuación incorrecta de automatismos del SADI.	15		0.00		0.00		0.00
Desconocidas	16	13	13.13	6.4	3.14	46.7	6.69
Otras	17	2	2.02		0.00		0.00
Total		99	100.00	204.2	100.00	697.7	100.00

Tabla 9.1.9.3. Salidas forzadas y programadas por línea - Año 2004

Codigo Ident.	E.T. Origen	E.T. Destino	Ter na	Tensión kV	Long. Km	Forzadas no Autorizadas		Forzadas autorizadas		Programadas		Indice de Disponib	Pcorte MW	ENS MWh
			Nº			Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)			
	AZUL	OLAVARRIA		132.0	51.4					2	2.73	99.97		
	BALCARCE	MAR DEL PLATA		132.0	62.9	9	51.90			5	44.18	98.90	26.0	4.3
	CALER.AVELLANEDA	LOMA NEGRA		132.0	5.3					4	16.93	99.81		
	CHASCOMUS	MONTE		132.0	114.0					11	78.28	99.11		
	CHASCOMUS	VERONICA		132.0	70.8	5	35.88			5	41.38	99.12		
	DOLORES	SAN CLEMENTE		132.0	102.6	2	5.83			6	48.23	99.38		
	DOLORES	CHASCOMUS		132.0	87.4	2	8.20			9	62.07	99.20	4.5	4.4
	GONZALEZ CHAVEZ	TRES ARROYOS		132.0	47.0	1	0.55			7	44.93	99.48		
	LOMA NEGRA	OLAVARRIA		132.0	41.7					8	40.23	99.54		
	LA PAMPITA	OLAVARRIA		132.0	27.5					2	7.18	99.92		
	LA PAMPITA	LAPRIDA		132.0	72.2					8	58.70	99.33		
	LAS ARMAS	DOLORES		132.0	88.2	2	1.03			6	50.55	99.41		
	LAS ARMAS	GRAL. MADARIAGA		132.0	64.4	2	17.20			9	62.92	99.09		
	AZUL	CACHARÍ		132.0	55.7					2	9.80	99.89		
	CACHARÍ	LAS FLORES		132.0	51.3					4	22.25	99.75		
	CACHARÍ	RAUCH		132.0	19.7					2	8.18	99.91		
	MAR DEL PLATA	MIRAMAR		132.0	49.9	1	0.03			6	25.08	99.71		
	GRAL. MADARIAGA	VILLA GESELL		132.0	35.0					6	25.35	99.71		
	MAR DE AJO	SAN CLEMENTE		132.0	39.0	2	5.38			15	101.44	98.78	4.0	2.1
	MONTE	LAS FLORES		132.0	86.8							100.00		
	LAS FLORES	ROSAS		132.0	28.4	1	6.97			4	21.03	99.68		
	MONTE	ROSAS		132.0	58.4	1	16.95			9	49.22	99.24		
	NEWTON	ROSAS		132.0	11.0					1	6.03	99.93		
	NECOCHEA	GONZALEZ CHAVEZ		132.0	134.8	2	10.48			7	53.65	99.27		
	NECOCHEA	MAR DEL PLATA		132.0	129.0	5	13.97			4	24.35	99.56	3.0	4.0
	NECOCHEA	MIRAMAR		132.0	97.5					5	41.73	99.52		
	NECOCHEA	TANDIL		132.0	149.2	1	5.55			6	40.70	99.47	191.3	72.2
	OLAVARRIA VIEJA	CALER.AVELLANEDA		132.0	6.3					4	25.27	99.71		
	CHILLAR	GONZALEZ CHAVEZ		132.0	73.7					12	104.88	98.80		

	CHILLAR	OLAVARRIA		132.0	89.1				2	6.55	99.93		
	OLAVARRIA	OLAVARRIA VIEJA		132.0	31.2	1	0.05		11	55.57	99.37		
	OLAVARRIA	HENDERSON		132.0	120.6				4	25.38	99.71		
	OLAVARRIA	BARKER		132.0	139.4	1	0.62		6	32.53	99.62		
	PINAMAR	MAR DE AJO		132.0	46.4				2	13.68	99.84		
	TANDIL	BALCARCE		132.0	103.6	1	4.95		6	42.63	99.46		
	TANDIL	BARKER		132.0	47.7	1	3.75		5	39.68	99.50		
	TANDIL	LAS ARMAS		132.0	122.2				10	82.83	99.05		
	TANDIL	OLAVARRIA		132.0	133.2				8	65.92	99.25		
	VILLA GESELL	PINAMAR		132.0	16.3				4	21.32	99.76		
	BRAGADO	9 DE JULIO - BS.AS.		66.0	54.0	3	12.98		3	23.13	99.59	21.0	1.4
	BRAGADO	CHACABUCO		132.0	60.6						100.00		
	CHACABUCO	SALTO		132.0	60.0				2	13.30	99.85		
	BRAGADO	CHIVILCOY		132.0	49.0				8	44.00	99.50		
	BRAGADO	HENDERSON		220.0	177.0	2	0.10		2	18.67	99.79		
	BRAGADO	SALADILLO BS.AS.		132.0	83.8	2	7.75		22	116.50	98.58		
	CARLOS CASARES	PEHUAJO		66.0	53.1	1	0.02		14	80.18	99.08		
	CHIVILCOY	MERCEDES BS.AS.		132.0	69.1				7	32.72	99.63		
	HENDERSON	CNEL.SUAREZ		132.0	126.9				13	77.08	99.12		
	HENDERSON	TRENQUE LAUQUEN		132.0	105.4				15	89.82	98.97		
	TRENQUE LAUQUEN	GENERAL PICO		132.0	77.7	1	0.53		2	8.72	99.89		
	LINCOLN	BRAGADO		132.0	109.4	2	9.80		9	57.68	99.23		
	LUJAN	MORON	1	132.0	43.0				15	159.88	98.17		
	LUJAN	MORON	2	132.0	43.0	2	12.47		9	90.83	98.82		
	CPTAN SARMIENTO	SAN A. DE ARECO		66.0	31.5				12	77.23	99.12		
	LUJAN	SAN A. DE ARECO		66.0	49.8	1	12.43		15	104.22	98.67		
	MERCEDES BS.AS.	LUJAN		132.0	41.3	1	0.05		7	33.62	99.62		
	9 DE JULIO - BS.AS.	CARLOS CASARES		66.0	46.7	1	1.23		7	60.30	99.30	5.0	0.1
	PEHUAJO	TRENQUE LAUQUEN		66.0	80.1	3	11.22		8	39.73	99.42	31.0	0.5
	SALADILLO	LAS FLORES		132.0	76.2	3	4.68		8	44.07	99.44		
	ARRECIFES	PERGAMINO		66.0	43.8	1	0.08		10	52.73	99.40	16.0	1.0
	ATUCHA I	ZARATE		132.0	22.1	1	0.05		3	17.67	99.80		
	CPTAN SARMIENTO	ARRECIFES		66.0	31.9				11	63.38	99.28		
	NUEVA CAMPANA	SIDERCA 0		132.0	2.2				14	222.85	97.46		
	NUEVA CAMPANA	SIDERCA 1		132.0	3.2	2	0.32		4	78.70	99.10	95.0	9.5
	NUEVA CAMPANA	PRAXAIR		132.0	5.9	3	0.27		11	83.78	99.04	197.3	72.2
	CAMPANA	PRAXAIR		132.0	0.7				1	6.60	99.92		

	CAMPANA	SIDERCA 0		132.0	0.3					3	15.62	99.82		
	IMSA	LINCOLN		132.0	61.5	2	0.10			5	27.23	99.69	8.2	1.2
	JUNÍN	IMSA		132.0	8.5	2	0.10			7	38.97	99.55		
	PERGAMINO	ROJAS		132.0	36.0	1	0.03			3	17.83	99.80		
	ROJAS	JUNIN		132.0	47.7	3	0.15			9	53.23	99.39	9.0	0.3
	SAN NICOLAS	V.CONSTIT.IND.		132.0	13.6	1	9.95			13	109.42	98.64		
	SAN NICOLAS	V.CONSTIT.RES.		132.0	14.7					6	39.00	99.55		
	URBANA S.NICOLAS	RAMALLO		132.0	13.0					4	19.00	99.78		
	PERGAMINO	RAMALLO		132.0	67.0					4	24.95	99.72		
	SAN NICOLAS	PERGAMINO		132.0	70.8	1	18.63			5	37.72	99.36		
	SAN NICOLAS	SAN PEDRO BS.AS.		132.0	65.0					16	140.15	98.40		
	SAN NICOLAS	URBANA S.NICOLAS		132.0	6.5					4	23.48	99.73		
	SAN PEDRO BS.AS.	PAPEL PRENSA		132.0	10.9					1	3.33	99.96		
	BARADERO	PAPEL PRENSA		132.0	24.0					1	8.50	99.90		
	SAN PEDRO BS.AS.	EASTMAN T		132.0	60.1	1	0.15			6	34.73	99.60	22.0	5.4
	ZARATE	EASTMAN T		132.0	14.0	1	0.15			7	53.50	99.39		
	EASTMAN T	PROTISA		132.0	5.0					4	24.22	99.72		
	PROTISA	EASTMAN		132.0	1.5					4	24.13	99.72		
	VILLA LIA	T V.LIA N CAMPANA		132.0	8.0	1	6.75			5	23.42	99.66	12.0	2.6
	NUEVA CAMPANA	T V.LIA N CAMPANA		132.0	35.0	1	0.22			6	26.23	99.70		
	T V.LIA N CAMPANA	SAN A. DE ARECO		132.0	18.4	1	0.22			5	23.63	99.73		
	ZARATE	CAMPANA		132.0	9.4	1	0.15			11	67.72	99.23		
	MINETTI	NUEVA CAMPANA		132.0	3.5	2	0.15			18	164.17	98.12	0.4	0.0
	MINETTI	ZARATE		132.0	7.1	1	0.08			20	200.08	97.71		
	ZARATE	MATHEU		132.0	37.7	1	0.12			16	128.22	98.54		
	BAHIA BLANCA	NORTE II		132.0	19.0					7	47.37	99.46		
	BAHIA BLANCA	P.LURO		132.0	141.0	1	0.15			4	28.48	99.67	4.0	1.2
	BAHIA BLANCA	PRINGLES		132.0	109.0	1	0.05			10	74.27	99.15		
	PRINGLES	INDIO RICO		132.0	44.1					3	26.70	99.70		
	CNEL. ROSALES	PUNTA ALTA		132.0	4.1							100.00		
	CNEL. DORREGO	BAHIA BLANCA		132.0	77.5	1	1.85			7	54.25	99.36		
	CNEL. SUAREZ	PIGUE		132.0	47.6	2	0.08			10	56.80	99.35		
	PIEDRABUENA 132	PUNTA ALTA		132.0	25.0	1	5.42			9	50.37	99.36		
	NORTE II	PETROQ. B.BLANCA		132.0	30.0					11	56.77	99.35		
	PUNTA ALTA	BAHIA BLANCA		132.0	24.1					9	48.72	99.44		
	P.LURO	C.PATAGONES		132.0	151.0	3	147.55			5	70.62	97.51	17.0	6.8
	C. PATAGONES	VIEDMA		132.0	2.7					6	47.45	99.46		

	PETROQ. B.BLANCA	BAHIA BLANCA	1	132.0	29.8					5	26.03	99.70		
	PETROQ. B.BLANCA	BAHIA BLANCA	2	132.0	29.8					3	15.63	99.82		
	PETROQ. B.BLANCA	BAHIA BLANCA	3	132.0	29.8	2	10.18			12	56.25	99.24		
	PETROQ. B.BLANCA	URBANA B. BLANCA		132.0	3.2					8	46.50	99.47		
	URBANA B. BLANCA	PIEDRABUENA		132.0	1.9	1	0.40			3	13.78	99.84	31.0	15.0
	PETROQ. B.BLANCA	PROFERTIL		132.0	1.8					1	12.50	99.86		
	TORNQUIST	PIGUÉ		132.0	55.0					2	9.70	99.89		
	BAHÍA BLANCA	TORNQUIST		132.0	77.3					2	7.42	99.92		
	PIGUE	GUATRACHE		132.0	102.0	1	0.08			14	77.60	99.11		
	PRINGLES	LAPRIDA		132.0	71.5					16	94.05	98.93		
	TRES ARROYOS	CNEL.DORREGO		132.0	99.0	1	0.03			5	25.42	99.71		

	CAMPANA	SIDERCA 0		132.0	0.3					3	15.62	99.82		
	IMSA	LINCOLN		132.0	61.5	2	0.10			5	27.23	99.69	8.2	1.2
	JUNÍN	IMSA		132.0	8.5	2	0.10			7	38.97	99.55		
	PERGAMINO	ROJAS		132.0	36.0	1	0.03			3	17.83	99.80		
	ROJAS	JUNIN		132.0	47.7	3	0.15			9	53.23	99.39	9.0	0.3
	SAN NICOLAS	V.CONSTIT.IND.		132.0	13.6	1	9.95			13	109.42	98.64		
	SAN NICOLAS	V.CONSTIT.RES.		132.0	14.7					6	39.00	99.55		
	URBANA S.NICOLAS	RAMALLO		132.0	13.0					4	19.00	99.78		
	PERGAMINO	RAMALLO		132.0	67.0					4	24.95	99.72		
	SAN NICOLAS	PERGAMINO		132.0	70.8	1	18.63			5	37.72	99.36		
	SAN NICOLAS	SAN PEDRO BS.AS.		132.0	65.0					16	140.15	98.40		
	SAN NICOLAS	URBANA S.NICOLAS		132.0	6.5					4	23.48	99.73		
	SAN PEDRO BS.AS.	PAPEL PRENSA		132.0	10.9					1	3.33	99.96		
	BARADERO	PAPEL PRENSA		132.0	24.0					1	8.50	99.90		
	SAN PEDRO BS.AS.	EASTMAN T		132.0	60.1	1	0.15			6	34.73	99.60	22.0	5.4
	ZARATE	EASTMAN T		132.0	14.0	1	0.15			7	53.50	99.39		
	EASTMAN T	PROTISA		132.0	5.0					4	24.22	99.72		
	PROTISA	EASTMAN		132.0	1.5					4	24.13	99.72		
	VILLA LIA	T V.LIA N CAMPANA		132.0	8.0	1	6.75			5	23.42	99.66	12.0	2.6
	NUEVA CAMPANA	T V.LIA N CAMPANA		132.0	35.0	1	0.22			6	26.23	99.70		
	T V.LIA N CAMPANA	SAN A. DE ARECO		132.0	18.4	1	0.22			5	23.63	99.73		
	ZARATE	CAMPANA		132.0	9.4	1	0.15			11	67.72	99.23		
	MINETTI	NUEVA CAMPANA		132.0	3.5	2	0.15			18	164.17	98.12	0.4	0.0
	MINETTI	ZARATE		132.0	7.1	1	0.08			20	200.08	97.71		
	ZARATE	MATHEU		132.0	37.7	1	0.12			16	128.22	98.54		
	BAHIA BLANCA	NORTE II		132.0	19.0					7	47.37	99.46		
	BAHIA BLANCA	P.LURO		132.0	141.0	1	0.15			4	28.48	99.67	4.0	1.2
	BAHIA BLANCA	PRINGLES		132.0	109.0	1	0.05			10	74.27	99.15		
	PRINGLES	INDIO RICO		132.0	44.1					3	26.70	99.70		
	CNEL. ROSALES	PUNTA ALTA		132.0	4.1							100.00		
	CNEL. DORREGO	BAHIA BLANCA		132.0	77.5	1	1.85			7	54.25	99.36		
	CNEL. SUAREZ	PIGUE		132.0	47.6	2	0.08			10	56.80	99.35		
	PIEDRABUENA 132	PUNTA ALTA		132.0	25.0	1	5.42			9	50.37	99.36		
	NORTE II	PETROQ. B.BLANCA		132.0	30.0					11	56.77	99.35		
	PUNTA ALTA	BAHIA BLANCA		132.0	24.1					9	48.72	99.44		
	P.LURO	C.PATAGONES		132.0	151.0	3	147.55			5	70.62	97.51	17.0	6.8
	C. PATAGONES	VIEDMA		132.0	2.7					6	47.45	99.46		

LUJAN	15					13	40.32			99.969
MADARIAGA	2					3	9.93			99.943
MAR DE AJO	12					17	78.00			99.926
MAR DEL TUYÚ	2									100.000
MERCEDES	10					10	47.03			99.946
MINETTI	1					1	2.38			99.973
MIRAMAR	8					8	30.08			99.957
MONTE	6					7	12.57			99.976
NECOCHEA	11					10	46.33			99.952
NORTE 2	4					3	19.12			99.945
OLAVARRIA	10					11	54.40			99.938
PAPEL PRENSA	3	1	2.72			5	21.80			99.907
PATAGONES	5					9	46.70			99.893
PEDRO LURO	4					7	34.80			99.901
PEHUAJÓ	5	4	0.47			11	28.72			99.933
PERGAMINO	12					13	40.12			99.962
PETROQUIMICA	20			1	7.77	19	129.30			99.922
PIGUE	8					6	32.53			99.954
PINAMAR	7					5	23.33			99.962
PRAXAIR	1	1	0.13			2	11.25			99.870
PRINGLES	2									100.000
PROFERTIL	1									100.000
PROTISA	1					2	10.67			99.878
PUNTA ALTA	8					10	44.30			99.937
QUEQUEN	6	1	0.57			6	38.02			99.927
ROJAS	6					6	16.45			99.969
S.CLEMENTE	5					1	10.35			99.976
SALADILLO	5					5	24.20			99.945
SALTO	5					6	21.67			99.951
SAN A. de ARECO	6	1	14.58			2	7.40			99.958
SAN NICOLAS	11	2	0.17			12	61.47			99.936
SAN PEDRO	8					11	42.57			99.939
SUAREZ	8					8	48.67			99.931

T. LAUQUEN	8					11	23.80			99.966
TANDIL	13					15	50.08			99.956
TORNQUIST	2					2	13.63			99.922
TRES ARROYOS	7					14	72.55			99.882
URBANA BBKA	6	1	2.05			16	88.83			99.827
URBANA SAN NICOLAS	14					15	40.32			99.967
VILLA GESELL	9					6	28.65			99.964
ZARATE	12					6	14.47			99.986

Tabla 9.1.9.5. Indisponibilidades de Transformadores - Año 2004

Estación	Identificación Transformador	Potencia MVA	Forzadas N. Autorizadas		Forzadas Autorizadas		Programadas		Indice de Dispon.	P. corte MW	ENS MWh
			Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)			
AZUL	Trafo 1 132/33/13.2	10	2	306.52			7	35.40	96.10	5.1	3.4
	Trafo 2 132/33/13.2	15	1	3.73			6	46.93	99.42	10.0	2.0
	Trafo 3 132/33/13.2	10	1	82.88			12	91.07	98.01		
BALCARCE	Trafo 1 132/33/13.2	15					6	32.42	99.63		
	Trafo 2 132/33/13.2	30					2	15.47	99.82		
BARKER	Trafo 1 132/33/13.2	15					3	12.48	99.86		
	Trafo 2 132/33/13.2	10					2	10.90	99.88		
	Trafo 3 33/13,2	5					1	3.87	99.96		
	Trafo 33/13,2	1.5			1	26.73	1	2.72	99.66		
CHASCOMUS	Trafo 1 132/33/13.2	15	1	1.03					99.99	8.0	8.3
	Trafo 2 132/33/13.2	15	1	0.68					99.99	7.5	5.8
DOLORES	Trafo 1 132/33/13.2	15					2	15.33	99.82		
	Trafo 2 132/33/13.2	15	3	32.27			4	40.78	99.17	6.9	0.4
G.CHAVES	Trafo 132/33/13.2	10					3	54.98	99.37		
	Trafo 33/13,2	5	4	37.63			3	12.18	99.43	6.0	2.7
LAPRIDA	Trafo 1 132/33/13.2	10	1	29.98			2	14.83	99.49	2.0	0.4
	Trafo 2 132/33/13.2	10	2	56.72			4	20.67	99.12		
	Trafo 33/13.2	5					1	5.00	99.94		
LAS ARMAS	Trafo 132/33/13.2	10	1	4.13			10	88.80	98.94	0.1	0.0
	Trafo 33/13.2	1					2	8.83	99.90		
LAS FLORES	Trafo 1 132/33/13.2	15	1	0.87			2	8.58	99.89	3.0	2.6
	Trafo 2 132/33/13.2	15					1	3.40	99.96		
MADARIAGA	Trafo 132/33/13.2	15	2	23.78			2	11.85	99.59	2.0	4.0
MAR DE AJO	Trafo 1 132/33/13.2	30	4	4.02					99.95	15.5	12.3
	Trafo 2 132/33/13.2	15	1	0.30			5	325.28	96.28	3.7	1.1
	Trafo 3 132/33/13.2	44	1	1.07					99.99		
MAR DEL TUYU	Trafo 132/33/13,2	20					3	16.82	99.81		
MIRAMAR	Trafo 1 132/33/13.2	15					4	23.05	99.74		
	Trafo 2 132/33/13.2	15					3	20.88	99.76		
MONTE	Tr 1 132/33/13,2	15	1	0.63			5	20.65	99.76	4.5	2.9
	Tr 2 132/33/13,2	15							100.00		

NECOCHEA	Trafo 1 132/13,2	10					9	55.35	99.37		
	Trafo 2 132/13,2	10					7	38.97	99.56		
	Trafo 3 132/33/13.2	15					10	58.11	99.34		
OLAVARRIA	Trafo 1 132/33/13.2	30	2	0.43			6	35.60	99.59	10.0	4.8
	Trafo 2 132/33/13.2	30	1	0.13			7	51.30	99.41		
	Trafo 3 132/33/13.2	10					6	339.10	96.13		
PINAMAR	Trafo 1 132/33/13,2	15					4	21.58	99.75		
	Trafo 2 132/33/13,2	15					5	26.73	99.69		
QUEQUEN	Trafo 132/33/13.2	15	2	1.20			6	34.47	99.59	10.5	7.28
S.CLEMENTE	Trafo 1 132/33/13,2	15	1	5.62			5	263.90	96.92	2.2	1.5
	Trafo 2 132/33/13,2	15					7	74.88	99.15		
TANDIL	Trafo 1 132/33/13.2	30					3	18.70	99.79		
	Trafo 2 132/33/13.2	30					5	39.43	99.55		
TRES ARROYOS	Trafo 132/33/13.2	15	2	16.73					99.81		
	Trafo 132/33/13.2	10	1	0.38			1	4.50	99.94	7.0	2.7
VILLA GESELL	Trafo 1 132/33/13.2	15	2	2.58	1	2.88	7	251.63	97.07	9.3	4.3
	Trafo 2 132/33/13.2	15					2	11.82	99.87		
	Trafo 3 132/13.2	40					11	116.53	98.67		
9 DE JULIO	Trafo 1 66/13,2	10	1	0.05			6	32.78	99.63	3.0	0.2
	Trafo 2 66/13,2	10	1	0.05			3	15.08	99.83	3.0	0.2
BRAGADO	ATr1 220/132	150					1	10.32	99.88		
	ATr2 220/132	150					3	22.23	99.75		
	ATr3 132/66 Trafo no Dedicado	15							100.00		
	ATr4 132/66 Trafo no Dedicado	15							100.00		
	Tr 1 132/33/13.2	10					4	18.58	99.79		
CARLOS CASARES	Tr 1 66/33	5					2	7.53	99.91		
	Tr 2 66/13,2	5					5	37.62	99.57		
	Tr 3 66/13,2	5					11	42.45	99.52		
CHACABUCO	Tr 1 132/33/13,2	15	1	0.90			2	9.80	99.88	0.3	0.3
	Tr 2 132/33/13,2	15	1	2.58			4	21.78	99.72	3.0	0.1
CHIVILCOY	Tr 1 132/33/13,2	15					1	9.30	99.89		
	Tr 2 132/33/13,2	15					3	14.65	99.83		
HENDERSON	Tr 4 220/132	40					4	63.67	99.27		
	Tr5 132/33/13,2	15	1	1.55			4	13.70	99.83	5.6	8.5
	Tr6 132/33/13,2	10	1	0.68			1	8.85	99.89	5.0	3.4
LINCOLN	Tr 1 132/33/13,2	15	3	1.40			4	20.90	99.75	6.8	1.9

	Tr 2 132/33/13,2	15				2	9.30	99.89		
LUJAN	Tr 1 132/33/13,2	30						100.00		
	Tr 2 132/33/13,2	30				1	8.40	99.90		
	ATr1 132/66 Trafo no Dedicado	15						100.00		
	ATr2 132/66 Trafo no Dedicado	15						100.00		
MERCEDES	Tr 1 132/33/13,2	15				5	22.27	99.75		
	Tr 2 132/33/13,2	15				2	13.32	99.85		
PEHUAJÓ	Tr 1 66/13,2	5	1	0.07		3	16.70	99.81	2.5	0.3
	Tr 2 66/13,2	5	1	0.08		6	53.00	99.39	2.5	0.3
	Tr 3 66/13,2	16				4	39.88	99.54		
SALADILLO	Tr 1 132/33/13,2	15				9	37.15	99.58		
	Tr 2 132/33/13,2	15				4	22.13	99.75		
SALTO	Tr 1 132/33/13,2	30						100.00		
SAN A. de ARECO	Tr 1 66/13,2	5				7	36.32	99.59		
	Tr 2 66/13,2	5	1	6.17		7	34.63	99.53		
	Tr 4 132/33/13,2	15	2	0.65		3	47.95	99.45	11.0	5.2
	ATr1 132/66 Trafo no Dedicado	15						100.00		
T. LAUQUEN	Tr 3 132/33/13,2	30				1	2.80	99.97		
	Tr4 132/66 Trafo no Dedicado	40						100.00		
	Tr5 132/66 Trafo no Dedicado	40						100.00		
	Tr1 66/13,2	5				4	39.95	99.54		
	Tr2 66/13,2	5				4	39.20	99.55		
ARRECIFES	Tr 1 66/13,2	10	1	0.32		5	18.03	99.79	3.2	1.0
	Tr 4 66/13,2	7.5				4	15.37	99.82		
	ATr 2 66/33	5	1	0.35		4	16.97	99.80	0.3	0.1
	ATr 5 66/33	5	1	0.37		5	48.17	99.45		
	Tr3 66/33	7.5	1	9.82		3	9.52	99.78		
BARADERO	Trafo 1 132/33/13.2	30	1	0.53				99.99	12.0	5.6
CAMPANA	Trafo 1 132/33/13.2	30				1	7.63	99.91		
	Trafo 2 132/33/13.2	30				3	14.42	99.84		
CAP. SARMIENTO	Tr 1 66/33/13,2	10				4	25.40	99.71		
	Tr 2 66/33/13,2	10	1	0.85		6	35.32	99.59	3.0	2.6
IMSA	Tr 1 132/33/13,2	15				1	1.52	99.98		

	Trafo 33/13,2	5						100.00		
JUNIN	Tr 1 132/33/13,2	20					3	12.40	99.86	
	Tr 2 132/33/13,2	20					1	1.30	99.99	
PAPEL PRENSA	Trafo 132/33/13.2	15					4	18.87	99.78	
PERGAMINO	Tr 1 132/33/13,2	30					6	34.13	99.61	
	Tr 2 132/33/13,2	30					3	15.57	99.82	
	Tr 3 132/66/13,2									
	Trafo no Dedicado	10							100.00	
	Tr 4 132/66/13,2									
	Trafo no Dedicado	10							100.00	
	ATr 2 132/66 Trafo no Dedicado	15							100.00	
ROJAS	Trafo 1 132/33/13.2	15					5	22.32	99.75	
	Trafo 2 132/33/13.2	15	1	0.75			2	9.82	99.88	5.0 2.6
SAN NICOLAS	Trafo 6 132/33/13.2	30							100.00	
	Trafo 7 132/33/13.2	30					4	26.88	99.69	
SAN NICOLAS ex TG	Trafo 132/33/13.8	20							100.00	
SAN PEDRO	Trafo 1 132/33/13.2	15	1	0.67			8	51.72	99.40	1.4 1.0
	Trafo 2 132/33/13.2	15	1	0.45			9	58.72	99.32	5.3 0.7
URBANA SAN NICOLAS	Trafo 1 132/33/13.2	44					5	49.77	99.43	
	Trafo 2 132/33/13.2	44					6	27.52	99.69	
VILLA LIA	Autotrafo 220/132/13.2	150	1	11.90			4	22.35	99.61	
ZARATE	Trafo 1 132/33/13.2	15					4	24.48	99.72	
	Trafo 2 132/33/13.2	30					1	8.92	99.90	
	Trafo 3 132/33/13.2	30					1	8.62	99.90	
DORREGO	Trafo 1 132/33/13.2	10					3	21.00	99.76	
	Trafo 2 132/33/13.2	10					4	22.30	99.75	
	Trafo 3 13.2/33	10					4	19.88	99.77	
	Trafo 4 13.2/33	5					2	10.70	99.88	
NORTE 2	Trafo1 132/33/13	40					5	25.08	99.71	
	Trafo 2 132/33/13	20			1	1.15	7	33.72	99.60	
PATAGONES	Trafo 132/33/13.2	15					3	21.75	99.75	
PEDRO LURO	Trafo 132/33/13.2	15	1	1.08			2	12.27	99.85	3.5 3.8
PETROQUIMICA	Trafo 1 132/33/13.2	15					14	169.95	98.06	
	Trafo 2 132/33/13.2	40	1	275.45	1	3.97	14	133.25	95.29	12.0 15.4
	Trafo 3 132/33/13.2	40	3	339.72			8	41.40	95.65	42.6 69.8
PIGUE	Trafo 1 132/33/13.2	15	1	0.13			4	22.23	99.74	2.5 0.5

	Trafo 2 132/33/13.2	15					3	19.83	99.77		
	Trafo 33/66	7.5					3	14.30	99.84		
PRINGLES	Trafo 1 132/33/13.2	10	2	12.42			3	14.08	99.70	2.6	1.3
	Trafo 2 132/33/13.2	10	1	8.02			3	19.88	99.68	2.6	9.7
PUNTA ALTA	Trafo 132/33/13.2	20	2	3.35			5	19.65	99.74	0.4	0.0
	Trafo 132/33/13.2	15					6	26.87	99.69		
SUAREZ	Trafo 132/33/13.2	15					5	31.50	99.64		
	Trafo 132/33/13.2	15					3	18.08	99.79		
TORNQUIST	Trafo 132/33/13.2	15					2	7.67	99.91		
URBANA BBKA	Trafo 1 132/33/13.2	40					6	25.67	99.71		
	Trafo 2 132/33/13.2	40	2	4.37			6	25.82	99.66	20.0	18.4

Tabla 9.1.9.6. Tipificación de Faltas - Año 2004

Tensión	Cantidad de faltas					Totales
	Permanentes			Transitorias		
	Monofásica a Tierra	Bifásica	Trifásica	Monofásica c/ recierre exitoso	(1) Trifásica c/ recierre exitoso	
220	2			2		4
132	55	19	13	609	17	713
66	7	2	1	16	2	28

ANEXO 9

Sub-Sección 1.10: Año 2005

Tabla 9.1.10.1. Indisponibilidades de líneas - Año 2005

Tensión nominal	Long total	Forzadas N. A.		Forzada autorizada		Programadas		Tasa de sal forzada	Indice de Disp	P. Corte	ENS
		Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	C sal/100km-año	(%)	MW	MWh
220	177.0	3	7.08			6	60.62	1.69	99.23	35.0	151.0
132	5437.3	101	329.58			692	4940.94	1.86	99.40	197.1	152.5
66	391.0	19	76.32			61	325.50	4.86	99.42	123.1	34.2
Total	6,005.3	123	412.99			759	5,327.06	2.05	99.40	355.2	337.8

Tabla 9.1.10.2. Causa de salidas forzadas de líneas (Global) - Año 2005

Descripción	Ident (*)	Cantidad de salidas		Energía no suministrada		Potencia cortada	
		Nro	% Particip	MW-h	% Particip	MW	% Particip
Falla interna en el equipo de potencia	1	50	40.65	21.3	6.32	108.2	30.46
Tormenta eléctrica	2	7	5.69	212.9	63.04	95.0	26.75
Incendio de campos	3		0.00		0.00		0.00
Animales, plantaciones y otros objetos que afecten la instalacion	4	2	1.63	2.7	0.79	5.0	1.41
Error humano / maniobra.	5	1	0.81	0.2	0.05	5.0	1.41
Meteoro	6	5	4.07	0.1	0.03	1.3	0.37
Atentado / Vandalismo	7	4	3.25	1.5	0.44	4.0	1.13
Actuación incorrecta de los sistemas de protecciones y comunicaciones.	8	19	15.45	65.5	19.40	47.9	13.49
Falla en barras.	9		0.00		0.00		0.00
Actuación de protecciones en zona de respaldo remoto.	10	12	9.76	3.0	0.90	10.0	2.82
Protección de sobretensión, subfrecuencia, sobrefrecuencia.	11		0.00		0.00		0.00
Sobrecarga.	12		0.00		0.00		0.00
Oscilaciones de potencia.	13		0.00		0.00		0.00
Actuación correcta de automatismos del SADI.	14		0.00		0.00		0.00
Actuación incorrecta de automatismos del SADI.	15		0.00		0.00		0.00
Desconocidas	16	15	12.20	27.9	8.26	70.1	19.74
Otras	17	8	6.50	2.6	0.77	8.7	2.45
Total		123	100.00	337.8	100.00	355.2	100.00

Tabla 9.1.10.3. Salidas forzadas y programadas por línea - Año 2005

Codigo Ident.	E.T. Origen	E.T. Destino	Ter na	Tensión	Long.	Forzadas no Autorizadas		Forzadas autorizadas		Programadas		Indice de Disponib	Pcorte MW	ENS MWh
						Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)			
	AZUL	OLAVARRIA		132.0	51.4	1	0.15			3	16.60	99.81		
	BALCARCE	MAR DEL PLATA		132.0	62.9	2	14.33			5	31.32	99.48		
	CALER.AVELLANEDA	LOMA NEGRA		132.0	5.3					8	35.83	99.59		
	CHASCOMUS	MONTE		132.0	114.0	1	0.07			12	86.22	99.02	8.0	0.5
	CHASCOMUS	VERONICA		132.0	70.8					5	26.03	99.70		
	DOLORES	SAN CLEMENTE		132.0	102.6					10	87.47	99.00		
	DOLORES	CHASCOMUS		132.0	87.4	3	0.28			6	32.90	99.62		
	GONZALEZ CHAVEZ	TRES ARROYOS		132.0	47.0	2	1.50			4	23.52	99.71	3.4	3.9
	LOMA NEGRA	OLAVARRIA		132.0	41.7					8	45.48	99.48		
	LA PAMPITA	OLAVARRIA		132.0	27.5					3	19.47	99.78		
	LA PAMPITA	LAPRIDA		132.0	72.2	2	10.38			4	22.63	99.62		
	LAS ARMAS	DOLORES		132.0	88.2					5	34.98	99.60		
	LAS ARMAS	GRAL. MADARIAGA		132.0	64.4	2	18.47			4	31.85	99.43		
	AZUL	CACHARÍ		132.0	55.7	2	3.27			4	20.40	99.73		
	CACHARÍ	LAS FLORES		132.0	51.3	1	0.63			2	13.37	99.84	3.0	1.9
	CACHARÍ	RAUCH		132.0	19.7	1	0.27			1	2.77	99.97	2.0	0.6
	MAR DEL PLATA	MIRAMAR		132.0	49.9	2	8.08			4	34.05	99.52		
	GRAL. MADARIAGA	VILLA GESELL		132.0	35.0					7	58.42	99.33		
	LAS TONINAS	SAN CLEMENTE		132.0	14.6					13	128.50	98.53		
	LAS TONINAS	MAR DEL TUYÚ		132.0	9.0	1	0.22			16	117.50	98.66	6.0	1.3
	MAR DE AJÓ	MAR DEL TUYÚ		132.0	15.4					18	120.43	98.63		
	LAS FLORES	ROSAS		132.0	28.4					4	31.37	99.64		
	MONTE	ROSAS		132.0	58.4	1	0.08			4	29.35	99.66		
	NEWTON	ROSAS		132.0	11.0							100.00		
	NECOCHEA	GONZALEZ CHAVEZ		132.0	134.8	7	11.40			7	53.83	99.26		
	NECOCHEA	MAR DEL PLATA		132.0	129.0	2	1.02			4	36.63	99.57	5.0	0.2
	NECOCHEA	MIRAMAR		132.0	97.5	1	0.37			6	53.83	99.38	4.0	1.7
	NECOCHEA	TANDIL		132.0	149.2	5	6.17			7	57.10	99.28		
	OLAVARRIA VIEJA	CALER.AVELLANEDA		132.0	6.3					2	11.02	99.87		

Codigo Ident.	E.T. Origen	E.T. Destino	Ter na	Tensión	Long.	Forzadas no Autorizadas		Forzadas autorizadas		Programadas		Indice de	Pcorte	ENS
			Nº	kV	Km	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Disponib	MW	MWh
	CHILLAR	GONZALEZ CHAVEZ		132.0	73.7	2	1.18			4	25.77	99.69		
	CHILLAR	OLAVARRIA		132.0	89.1	1	14.45			6	44.45	99.33		
	OLAVARRIA	OLAVARRIA VIEJA		132.0	31.2					7	47.47	99.46		
	OLAVARRIA	HENDERSON		132.0	120.6	2	0.23			3	17.63	99.80		
	OLAVARRIA	BARKER		132.0	139.4					2	10.72	99.88		
	PINAMAR	MAR DE AJO		132.0	46.4	2	9.33			8	49.17	99.33		
	TANDIL	BALCARCE		132.0	103.6		1.17			4	16.50	99.80		
	TANDIL	BARKER		132.0	47.7					3	28.95	99.67		
	TANDIL	LAS ARMAS		132.0	122.2	3	8.20			4	26.38	99.61		
	TANDIL	OLAVARRIA		132.0	133.2	1	0.95			10	79.78	99.08		
	VILLA GESELL	PINAMAR		132.0	16.3	1	11.35			6	34.07	99.48		
	BRAGADO	9 DE JULIO - BS.AS.		66.0	54.0	6	14.77			2	14.42	99.67	80.1	28.7
	BRAGADO	CHACABUCO		132.0	60.6							100.00		
	CHACABUCO	SALTO		132.0	60.0					1	3.95	99.95		
	BRAGADO	CHIVILCOY		132.0	49.0	1	2.80			9	59.32	99.29		
	BRAGADO	HENDERSON		220.0	177.0	3	7.08			6	60.62	99.23	35	151.00
	BRAGADO	SALADILLO BS.AS.		132.0	83.8					10	54.72	99.38		
	CARLOS CASARES	PEHUAJO		66.0	53.1	3	27.05			23	124.82	98.27	4.0	0.3
	CHIVILCOY	MERCEDES BS.AS.		132.0	69.1	1	3.80			13	81.42	99.03	15.5	8.0
	HENDERSON	CNEL.SUAREZ		132.0	126.9	5	4.50			18	120.23	98.58	5.0	1.2
	HENDERSON	TRENQUE LAUQUEN		132.0	105.4	1	0.20			10	63.45	99.27		
	TRENQUE LAUQUEN	GENERAL PICO		132.0	77.7					6	23.63	99.73		
	LINCOLN	BRAGADO		132.0	109.4	1	15.90			10	73.65	98.98		
	LUJAN	MORON	1	132.0	43.0	1	14.88			4	46.63	99.30	37.0	0.6
	LUJAN	MORON	2	132.0	43.0	1	4.72			7	68.40	99.17		
	CPTAN SARMIENTO	SAN A. DE ARECO		66.0	31.5					4	19.60	99.78		
	LUJAN	SAN A. DE ARECO		66.0	49.8					8	37.62	99.57		
	MERCEDES BS.AS.	LUJAN		132.0	41.3	1	0.45			11	64.40	99.26		
	9 DE JULIO - BS.AS.	CARLOS CASARES		66.0	46.7	5	1.12			7	34.52	99.59	15.0	1.3
	PEHUAJO	TRENQUE LAUQUEN		66.0	80.1	2	12.87			5	20.98	99.61	7.0	0.4
	SALADILLO	LAS FLORES		132.0	76.2	3	7.87			4	19.18	99.69		
	ARRECIFES	PERGAMINO		66.0	43.8	3	20.52			4	18.72	99.55	17.0	3.6
	ATUCHA I	ZARATE		132.0	22.1					5	43.77	99.50		

Codigo Ident.	E.T. Origen	E.T. Destino	Ter na	Tensión	Long.	Forzadas no Autorizadas		Forzadas autorizadas		Programadas		Indice de	Pcorte	ENS
			Nº	kV	Km	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Disponib	MW	MWh
	CPTAN SARMIENTO	ARRECIFES		66.0	31.9					8	54.83	99.37		
	NUEVA CAMPANA	SIDERCA 0		132.0	2.2					9	60.10	99.31		
	NUEVA CAMPANA	SIDERCA 1		132.0	3.2	1	10.35			5	37.85	99.45		
	NUEVA CAMPANA	PRAXAIR		132.0	5.9	2	2.85			6	40.47	99.51	42.0	55.4
	CAMPANA	PRAXAIR		132.0	0.7					5	24.50	99.72		
	CAMPANA	SIDERCA 0		132.0	0.3					6	29.12	99.67		
	IMSA	LINCOLN		132.0	61.5					9	54.52	99.38		
	JUNÍN	IMSA		132.0	8.5					1	4.77	99.95		
	PERGAMINO	ROJAS		132.0	36.0	1	44.98			4	21.55	99.24		
	ROJAS	JUNIN		132.0	47.7	1	0.02			4	20.02	99.77		
	SAN NICOLAS	V.CONSTIT.IND.		132.0	13.6					11	207.40	97.63		
	SAN NICOLAS	V.CONSTIT.RES.		132.0	14.7					4	28.65	99.67		
	URBANA S.NICOLAS	RAMALLO		132.0	13.0	1	0.08			2	14.72	99.83		
	PERGAMINO	RAMALLO		132.0	67.0	1	3.40			3	13.45	99.81		
	SAN NICOLAS	PERGAMINO		132.0	70.8					11	71.03	99.19		
	SAN NICOLAS	RAMALLO IND.		132.0	23.5	1	3.55			11	98.75	98.83		
	SAN PEDRO BS.AS.	RAMALLO IND.		132.0	58.0	2	3.57			8	84.86	98.99		
	SAN NICOLAS	URBANA S.NICOLAS		132.0	6.5					3	19.95	99.77		
	SAN PEDRO BS.AS.	PAPEL PRENSA		132.0	10.9							100.00		
	BARADERO	PAPEL PRENSA		132.0	24.0							100.00		
	SAN PEDRO BS.AS.	EASTMAN T		132.0	60.1	1	0.02					100.00		
	ZARATE	EASTMAN T		132.0	14.0							100.00		
	EASTMAN T	PROTISA		132.0	5.0							100.00		
	PROTISA	EASTMAN		132.0	1.5					2	15.78	99.82		
	VILLA LIA	T V.LIA N CAMPANA		132.0	8.0	2	2.57			2	4.58	99.92		
	NUEVA CAMPANA	T V.LIA N CAMPANA		132.0	35.0	1	0.10			3	9.10	99.89	8.7	2.6
	T V.LIA N CAMPANA	SAN A. DE ARECO		132.0	18.4	1	0.13			2	4.82	99.94		
	ZARATE	CAMPANA		132.0	9.4	2	0.83			11	65.22	99.25		
	MINETTI	NUEVA CAMPANA		132.0	3.5	2	1.15			8	41.05	99.52		
	MINETTI	ZARATE		132.0	7.1					2	9.57	99.89		
	ZARATE	MATHEU		132.0	37.7					14	216.42	97.53		
	BAHIA BLANCA	NORTE II		132.0	19.0					11	58.85	99.33		
	BAHIA BLANCA	P.LURO		132.0	141.0	5	23.37			2	20.77	99.50	35.0	11.9

Codigo Ident.	E.T. Origen	E.T. Destino	Ter na	Tensión	Long.	Forzadas no Autorizadas		Forzadas autorizadas		Programadas		Indice de	Pcorte	ENS
			Nº	kV	Km	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Disponib	MW	MWh
	BAHIA BLANCA	PRINGLES		132.0	109.0	4	17.05			13	88.52	98.79		
	PRINGLES	INDIO RICO		132.0	44.1					1	6.73	99.92		
	CNEL. ROSALES	PUNTA ALTA		132.0	4.1					1	7.93	99.91		
	CNEL. DORREGO	BAHIA BLANCA		132.0	77.5					3	22.82	99.74		
	CNEL. SUAREZ	PIGUE		132.0	47.6					7	49.73	99.43		
	PIEDRABUENA 132	PUNTA ALTA		132.0	25.0					15	79.78	99.09		
	NORTE II	PETROQ. B.BLANCA		132.0	30.0	1	6.77			32	206.43	97.57		
	PUNTA ALTA	BAHIA BLANCA		132.0	24.1					18	116.88	98.67		
	P.LURO	C.PATAGONES		132.0	151.0	1	0.53			8	52.42	99.40	4.0	0.9
	C. PATAGONES	VIDMA		132.0	2.7	2	20.05			5	36.28	99.36	4.0	1.5
	PETROQ. B.BLANCA	BAHIA BLANCA	1	132.0	29.8	1	3.20			8	62.72	99.25		
	PETROQ. B.BLANCA	BAHIA BLANCA	2	132.0	29.8					3	13.83	99.84		
	PETROQ. B.BLANCA	BAHIA BLANCA	3	132.0	29.8					7	43.28	99.51		
	PETROQ. B.BLANCA	URBANA B. BLANCA		132.0	3.2					11	87.95	99.00		
	URBANA B. BLANCA	PIEDRABUENA		132.0	1.9					10	71.58	99.18		
	PETROQ. B.BLANCA	PROFERTIL		132.0	1.8	1	2.13			2	12.52	99.83	27.5	58.8
	TORNQUIST	PIGUÉ		132.0	55.0					10	74.65	99.15		
	BAHIA BLANCA	TORNQUIST		132.0	77.3	1	0.25			8	68.57	99.21	5.7	1.81
	PIGUE	GUATRACHE		132.0	102.0					14	93.75	98.93		
	PRINGLES	LAPRIDA		132.0	71.5	1	0.08			9	53.68	99.39	1.3	0.11
	TRES ARROYOS	CNEL.DORREGO		132.0	99.0	2	3.88			7	46.53	99.42		

Tabla 9.1.10.4. Puntos de conexión (por estación) - Año 2005

Estación Transformadora	Cantidad de puntos de conexión	Forz N. Autorizadas		Forz autorizadas		Programadas		P. corte MW	ENS MWh	Disp. Global (%)
		Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)			
9 DE JULIO	5	1	1.90			6	12.33			99.968
ARRECIFES	6					5	23.47			99.955
AZUL	7					3	13.23			99.978
BALCARCE	11					7	21.85			99.977
BARADERO	6					2	3.32			99.994
BARKER	5					3	11.13			99.975
BRAGADO	4	1	4.23			13	61.05			99.814
CAMPANA	13	1	16.98			6	44.50			99.946
CAP. SARMIENTO	6					1	4.48			99.991
CARLOS CASARES	5					17	45.48			99.896
CHACABUCO	10					4	11.58			99.987
CHASCOMUS	11					14	53.17			99.945
CHILLAR	1					1	1.22			99.986
CHIVILCOY	13					13	29.57			99.974
CORONEL ROSALES	2	2	1.10			2	19.30			99.884
DOLORES	4			1	2.18	5	24.28			99.924
DORREGO	3					7	35.78			99.864
EASTMAN	1									100.000
G.CHAVES	7	1	10.33			12	74.00			99.862
HENDERSON	6	2	1.70	1	0.70	17	111.57			99.783
IMSA	4					5	18.20			99.948
JUNIN	10					10	27.88			99.968
LAPRIDA	3					1	0.32			99.999
LAS ARMAS	3					5	23.82			99.909
LAS FLORES	3					3	6.97			99.973
LA PAMPITA	2					2	4.95			99.972
LAS TONINAS	6					2	15.58			99.970

Estación Transformadora	Cantidad de puntos de conexión	Forz N. Autorizadas		Forz autorizadas		Programadas		P. corte		ENS	Disp. Global
		Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	MW	MWh		(%)
LINCOLN	10					17	47.65				99.946
LUJAN	15					6	15.17				99.988
MADARIAGA	2					2	9.25				99.947
MAR DE AJO	12					14	50.22				99.952
MAR DEL TUYÚ	2										100.000
MERCEDES	10					22	75.78				99.913
MINETTI	1					1	7.73				99.912
MIRAMAR	8					6	19.72				99.972
MONTE	6					5	25.30				99.952
NECOCHEA	11					13	58.10				99.940
NORTE 2	4					9	55.12				99.843
OLAVARRIA	10	1	74.62			6	39.30				99.870
PAPEL PRENSA	3					1	1.22				99.995
PATAGONES	5					5	28.45				99.935
PEDRO LURO	4					3	41.07				99.883
PEHUAJÓ	5	1	0.87			6	12.73				99.969
PERGAMINO	12	2	2.90			30	56.82				99.943
PETROQUIMICA	20	3	6.08			6	28.20	20	1.6		99.980
PIGUE	8					11	72.92				99.896
PINAMAR	7					4	15.40				99.975
PRAXAIR	1					1	7.57				99.914
PRINGLES	2										100.000
PROFERTIL	1										100.000
PROTISA	1										100.000
PUNTA ALTA	8					5	27.45				99.961
QUEQUEN	6	3	3.52			7	33.00				99.931
RAMALLO INDUSTRIAL	3					2	6.50				99.975
ROJAS	6					4	9.87				99.981
S.CLEMENTE	5					1	5.23				99.988
SALADILLO	5					11	46.75				99.893

Estación Transformadora	Cantidad de puntos de conexión	Forz N. Autorizadas		Forz autorizadas		Programadas		P. corte	ENS	Disp. Global
		Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	MW	MWh	(%)
SALTO	5					1	1.28			99.997
SAN A. de ARECO	6					6	16.47			99.969
SAN NICOLAS	12	1	0.88			18	96.02			99.908
SAN PEDRO	8	1	4.05			19	64.78			99.902
SUAREZ	8					10	63.60			99.909
T. LAUQUEN	8	5	2.17			5	10.08			99.983
TANDIL	13			1	2.72	7	23.77			99.977
TORNQUIST	2					6	61.88			99.647
TRES ARROYOS	7	1	0.10			7	35.82	4	0.4	99.941
URBANA BBKA	6	1	12.78	1	1.72	11	63.50			99.852
URBANA SAN NICOLAS	14					8	21.53			99.982
VILLA GESELL	9	1	22.23			9	28.32			99.936
ZARATE	12					6	15.85			99.985

Tabla 9.1.10.5. Indisponibilidades de Transformadores - Año 2005

Estación	Identificación Transformador	Potencia MVA	Forzadas N. Autorizadas		Forzadas Autorizadas		Programadas		Indice de Dispon.	P. corte MW	ENS MWh
			Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)			
AZUL	Trafo 1 132/33/13.2	10	2	439.60	1	17.35	2	2.10	94.76	19.8	18.8
	Trafo 2 132/33/13.2	15	2	3.02			5	15.28	99.79	12.6	2.7
	Trafo 3 132/33/13.2	10					1	2.58	99.97		
BALCARCE	Trafo 1 132/33/13.2	15	1	830.75			6	25.17	90.23		
	Trafo 2 132/33/13.2	30	1	0.30					100.00	7.0	2.9
BARKER	Trafo 1 132/33/13.2	15					1	3.90	99.96		
	Trafo 2 132/33/13.2	10					1	3.88	99.96		
	Trafo 3 33/13,2	5					1	4.23	99.95		
	Trafo 33/13,2	1.5					1	3.47	99.96		
CHASCOMUS	Trafo 1 132/33/13.2	15							100.00		
	Trafo 2 132/33/13.2	15					2	9.45	99.89	8.0	9.3
DOLORES	Trafo 1 132/33/13.2	15					4	27.00	99.69		
	Trafo 2 132/33/13.2	15	1	0.02			4	25.40	99.71	3.7	0.1
G.CHAVES	Trafo 132/33/13.2	10	1	1.13	1	4.68	4	19.35	99.71	3.5	2.0
	Trafo 33/13,2	5					2	12.38	99.86		
LAPRIDA	Trafo 1 132/33/13.2	10					1	7.37	99.92		
	Trafo 2 132/33/13.2	10	3	5.62			2	8.47	99.84	3.1	1.3
	Trafo 33/13.2	5							100.00		
LAS ARMAS	Trafo 132/33/13.2	10	1	1.52			5	51.67	99.39		
	Trafo 33/13.2	1							100.00		
LAS FLORES	Trafo 1 132/33/13.2	15					2	8.60	99.90		
	Trafo 2 132/33/13.2	15					3	15.63	99.82		
LAS TONINAS	Trafo 1 132/33/13.2	30	3	1.02			14	138.40	98.41	3.0	1.1
MADARIAGA	Trafo 132/33/13.2	15					1	10.03	99.89		
MAR DE AJO	Trafo 1 132/33/13.2	30					5	28.53	99.67		
	Trafo 2 132/33/13.2	15	2	14.58			3	23.28	99.57	19.0	4.3
	Trafo 3 132/33/13.2	44	1	1.57					99.98		
MAR DEL TUYU	Trafo 132/33/13,2	20					3	11.90	99.86		
MIRAMAR	Trafo 1 132/33/13.2	15	1	6.37			3	21.95	99.68	4.0	0.1
	Trafo 2 132/33/13.2	15					4	23.45	99.73		
MONTE	Tr 1 132/33/13,2	15	2	133.40			5	22.80	98.22	4.0	18.7

Estación	Identificación Transformador	Potencia MVA	Forzadas N. Autorizadas		Forzadas Autorizadas		Programadas		Indice de Dispon.	P. corte	
			Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)		MW	MWh
	Tr 2 132/33/13,2	15	2	8.52			4	26.28	99.60	7.0	21.8
NECOCHEA	Trafo 1 132/13,2	10					8	55.40	99.37		
	Trafo 2 132/13,2	10	1	2.23			6	41.98	99.50	7.0	18.0
	Trafo 3 132/33/13.2	15	4	13.75			8	50.68	99.26	13.5	31.0
OLAVARRIA	Trafo 1 132/33/13.2	30	1	0.08			4	21.48	99.75	32.0	5.9
	Trafo 2 132/33/13.2	30					3	11.58	99.87		
	Trafo 3 132/33/13.2	10	1	0.08			4	17.70	99.80		
PINAMAR	Trafo 1 132/33/13,2	15	2	1.37			1	7.22	99.90	4.5	3.5
	Trafo 2 132/33/13,2	15	2	3.18			2	16.60	99.77	6.0	0.3
QUEQUEN	Trafo 132/33/13.2	15	7	5.23			7	45.83	99.42	44.7	23.57
S.CLEMENTE	Trafo 1 132/33/13,2	15	3	1.82	1	0.25	2	12.30	99.84	3.3	2.2
	Trafo 2 132/33/13,2	15					2	11.27	99.87		
TANDIL	Trafo 1 132/33/13.2	30					6	36.15	99.59		
	Trafo 2 132/33/13.2	30					4	21.53			
	Trafo 3 132/33/13.2	30					7	42.30	99.52		
TRES ARROYOS	Trafo 132/33/13.2	15							100.00		
	Trafo 132/33/13.2	10	3	1.07	1	1.42	5	226.92	97.38	7.0	3.7
VILLA GESELL	Trafo 1 132/33/13.2	15	1	1.03	1	1.70	15	122.63	98.57	6.0	6.2
	Trafo 2 132/33/13.2	15					3	26.48	99.70		
	Trafo 3 132/13.2	40	1	17.80			4	20.97	99.56		
9 DE JULIO	Trafo 1 66/13,2	10					4	21.22	99.76		
	Trafo 2 66/13,2	10			1	1.95	3	12.35	99.84		
BRAGADO	ATr1 220/132	150					1	8.80	99.90		
	ATr2 220/132	150					2	19.53	99.78		
	ATr3 132/66 Trafo no Dedicado	15							100.00		
	ATr4 132/66 Trafo no Dedicado	15							100.00		
	Tr 1 132/33/13.2	10					6	30.83	99.65		
CARLOS CASARES	Tr 1 66/33	5	1	1.17			4	17.20	99.79		
	Tr 2 66/13,2	5					2	11.57	99.87		
	Tr 3 66/13,2	5	1	0.95			6	20.27	99.76	4.0	3.9
CHACABUCO	Tr 1 132/33/13,2	15					1	5.43	99.94		
	Tr 2 132/33/13,2	15					3	15.85	99.82		

Estación	Identificación Transformador	Potencia MVA	Forzadas N. Autorizadas		Forzadas Autorizadas		Programadas		Indice de Dispon.	P. corte	
			Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)		MW	MWh
CHIVILCOY	Tr 1 132/33/13,2	15					1	0.55	99.99		
	Tr 2 132/33/13,2	15					2	2.52	99.97		
HENDERSON	Tr 4 220/132	40					4	22.97	99.74		
	Tr5 132/33/13,2	15					2	5.80	99.93		
	Tr6 132/33/13,2	10	2	0.48			3	10.85	99.87	8.0	1.9
LINCOLN	Tr 1 132/33/13,2	15	1	0.55	1	11.17	3	14.48	99.70	8.0	4.4
	Tr 2 132/33/13,2	15	2	16.97			5	26.12	99.51	4.4	1.9
LUJAN	Tr 1 132/33/13,2	30							100.00		
	Tr 2 132/33/13,2	30							100.00		
	ATr1 132/66 Trafo no Dedicado	15							100.00		
	ATr2 132/66 Trafo no Dedicado	15							100.00		
MERCEDES	Tr 1 132/33/13,2	15	1	0.40			2	16.48	99.81	15.0	6.8
	Tr 2 132/33/13,2	15	1	0.30					100.00		
PEHUAJÓ	Tr 1 66/13,2	5					5	24.32	99.72		
	Tr 2 66/13,2	5					2	12.67	99.86		
	Tr 3 66/13,2	16	2	25.97			3	15.10	99.53	6.0	3.9
SALADILLO	Tr 1 132/33/13,2	15	1	3.73			6	28.22	99.64	2.5	1.3
	Tr 2 132/33/13,2	15	1	0.35			4	15.20	99.82	5.5	2.2
SALTO	Tr 1 132/33/13,2	30	1	1.87			4	13.33	99.83	8.0	15.3
SAN A. de ARECO	Tr 1 66/13,2	5					3	17.17	99.80		
	Tr 2 66/13,2	5					4	23.45	99.73		
	Tr 4 132/33/13,2	15	5	23.03	1	17.63	3	198.38	97.27	18.5	7.2
	ATr1 132/66 Trafo no Dedicado	15							100.00		
T. LAUQUEN	Tr 3 132/33/13,2	30					4	15.38	99.82		
	Tr4 132/66 Trafo no Dedicado	40							100.00		
	Tr5 132/66 Trafo no Dedicado	40							100.00		
	Tr1 66/13,2	5					3	10.75	99.88		
	Tr2 66/13,2	5					3	11.38	99.87		
ARRECIFES	Tr 1 66/13,2	10	1	0.60	1	6.13	5	24.85	99.64	7.9	4.8
	Tr 4 66/13,2	7.5					5	27.10	99.69		

Estación	Identificación Transformador	Potencia MVA	Forzadas N. Autorizadas		Forzadas Autorizadas		Programadas		Indice de Dispon.	P. corte MW	ENS MWh
			Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)			
	ATr 2 66/33	5					2	8.07	99.91		
	ATr 5 66/33	5					6	32.65	99.63		
	Tr3 66/33	7.5					1	6.03	99.93		
BARADERO	Trafo 1 132/33/13.2	30							100.00		
CAMPANA	Trafo 1 132/33/13.2	30	1	0.65			1	7.00	99.91	7.0	4.9
	Trafo 2 132/33/13.2	30	2	2.22			3	19.10	99.76	18.3	10.0
CAP. SARMIENTO	Tr 1 66/33/13,2	10					3	16.28	99.81		
	Tr 2 66/33/13,2	10							100.00		
IMSA	Tr 1 132/33/13,2	15					4	20.18	99.77		
	Trafo 33/13,2	5							100.00		
JUNIN	Tr 1 132/33/13,2	20					3	13.32	99.85		
	Tr 2 132/33/13,2	20					3	16.18	99.82		
PAPEL PRENSA	Trafo 132/33/13.2	15					2	11.45	99.87		
PERGAMINO	Tr 1 132/33/13,2	30	1	2.67			16	161.00	98.13	21.7	111.9
	Tr 2 132/33/13,2	30	5	8.67	2	79.30	9	41.75	98.52	18.8	13.7
	Tr 3 132/33/13,2	30	1	6.62					99.92	14.0	1.4
	Tr 3 132/66/13,2										
	Trafo no Dedicado	10							100.00		
	Tr 4 132/66/13,2										
	Trafo no Dedicado	10							100.00		
	ATr 2 132/66 Trafo no Dedicado	15							100.00		
RAMALLO INDUSTRIAL	Trafo 1 132/33/13.2	30	2	1.65			2	12.95	99.83	8.5	13.0
ROJAS	Trafo 1 132/33/13.2	15					2	10.77	99.88		
	Trafo 2 132/33/13.2	15					4	21.23	99.76		
SAN NICOLAS	Trafo 6 132/33/13.2	30	1	1.03			10	41.55	99.51	3.5	4.2
	Trafo 7 132/33/13.2	30	1	1.00			11	54.00	99.37	4.8	5.8
SAN PEDRO	Trafo 1 132/33/13.2	15	1	0.72			9	72.37	99.17	2.2	1.6
	Trafo 2 132/33/13.2	15					3	17.47	99.80		
URBANA SAN NICOLAS	Trafo 1 132/33/13.2	44					2	12.78	99.85		
	Trafo 2 132/33/13.2	44					2	14.63	99.83		
VILLA LIA	Autotrafo 220/132/13.2	150							100.00		
ZARATE	Trafo 1 132/33/13.2	15					1	5.93	99.93		

Estación	Identificación Transformador	Potencia MVA	Forzadas N. Autorizadas		Forzadas Autorizadas		Programadas		Indice de Dispon.	P. corte MW	ENS MWh
			Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)			
DORREGO	Trafo 2 132/33/13.2	30							100.00		
	Trafo 3 132/33/13.2	30					1	2.03	99.98		
	Trafo 1 132/33/13.2	10					3	23.12	99.74		
	Trafo 2 132/33/13.2	10					2	18.12	99.79		
	Trafo 3 13.2/33	10					3	15.98	99.82		
NORTE 2	Trafo 4 13.2/33	5					1	2.48	99.97		
	Trafo1 132/33/13	40					1	7.78	99.91		
PATAGONES	Trafo 2 132/33/13	20					4	21.37	99.76		
	Trafo 132/33/13.2	15					1	6.22	99.93		
PEDRO LURO	Trafo 132/33/13.2	15	3	1.10			1	1.95	99.97	6.0	3.4
PETROQUIMICA	Trafo 1 132/33/13.2	15					13	103.00	98.82		
	Trafo 2 132/33/13.2	40					8	332.20	96.21		
	Trafo 3 132/33/13.2	40					4	194.28	97.78		
PIGUE	Trafo 1 132/33/13.2	15					4	29.83	99.66		
	Trafo 2 132/33/13.2	15					8	50.25	99.43		
	Trafo 33/66	7.5					2	10.70	99.88		
PRINGLES	Trafo 1 132/33/13.2	10					6	41.23	99.53		
	Trafo 2 132/33/13.2	10					6	33.98	99.61		
PUNTA ALTA	Trafo 132/33/13.2	20					3	14.20	99.84		
	Trafo 132/33/13.2	15					3	13.98	99.84		
SUAREZ	Trafo 132/33/13.2	15					4	24.00	99.73		
	Trafo 132/33/13.2	15					3	20.52	99.77		
TORNQUIST	Trafo 132/33/13.2	15					4	34.02	99.61		
URBANA BBKA	Trafo 1 132/33/13.2	40					3	16.28	99.81		
	Trafo 2 132/33/13.2	40	2	0.88			3	24.75	99.71	22.0	10.8

Tabla 9.1.10.6. Tipificación de Faltas - Año 2005

Tensión	Cantidad de faltas					Totales
	Permanentes			Transitorias		
	Monofásica a Tierra	Bifásica	Trifásica	Monofásica c/ recierre exitoso	(1) Trifásica c/ recierre exitoso	
220	3			4		7
132	78	18	6	644	2	748
66	15	2	2	31		50

ANEXO 9

Sub-Sección 1.11: Año 2006

Tabla 9.1.11.1. Indisponibilidades de líneas - Año 2006

Tensión nominal	Long total	Forzadas N. A.		Forzada autorizada		Programadas		Tasa de sal forzada	Indice de Disp	P. Corte	ENS
		Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	C sal/100km-año	(%)	MW	MWh
220	177.0	1	16.70			2	19.15	0.56	99.59	0	0
132	5437.3	108	324.80			706	4798.63	1.99	99.31	887.2	449.1
66	391.0	10	16.05			68	402.22	2.56	99.42	89.5	15.8
Total	6005.3	119	357.55			776	5220.00	1.98	99.33	976.7	464.9

Tabla 9.1.11.2. Causa de salidas forzadas de líneas (Global) - Año 2006

Descripción	Ident (*)	Cantidad de salidas		Energía no suministrada		Potencia cortada	
		Nro	% Particip	MW-h	% Particip	MW	% Particip
Falla interna en el equipo de potencia	1	54	45.38	55.3	11.89	178.5	18.28
Tormenta eléctrica	2	7	5.88		0.00		0.00
Incendio de campos	3		0.00		0.00		0.00
Animales, plantaciones y otros objetos que afecten la instalacion	4	12	10.08	132.9	28.58	391.2	40.05
Error humano / maniobra.	5	2	1.68	4.2	0.91	22.0	2.25
Meteoro	6	8	6.72	182.4	39.22	194.8	19.94
Atentado / Vandalismo	7		0.00		0.00		0.00
Actuación incorrecta de los sistemas de protecciones y comunicaciones.	8	9	7.56		0.00		0.00
Falla en barras.	9	8	6.72	42.3	9.11	71.1	7.28
Actuación de protecciones en zona de respaldo remoto.	10	4	3.36	16.7	3.59	25.0	2.56
Protección de sobretensión, subfrecuencia, sobrefrecuencia.	11		0.00		0.00		0.00
Sobrecarga.	12		0.00		0.00		0.00
Oscilaciones de potencia.	13		0.00		0.00		0.00
Actuación correcta de automatismos del SADI.	14		0.00		0.00		0.00
Actuación incorrecta de automatismos del SADI.	15		0.00		0.00		0.00
Desconocidas	16	8	6.72	2.9	0.63	27.0	2.76
Otras	17	7	5.88	28.2	6.07	67.1	6.87
Total		119	100.00	464.9	100.00	976.7	100.00

Tabla 9.1.11.3. Salidas forzadas y programadas por línea - Año 2006

Codigo Ident.	E.T. Origen	E.T. Destino	Ter na	Tensión	Long.	Forzadas no Autorizadas		Forzadas autorizadas		Programadas		Indice de Disponib	Pcorte MW	ENS MWh
						Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)			
	AZUL	OLAVARRIA		132.0	51.4	2	4.58			8	34.88	99.60		
	BALCARCE	MAR DEL PLATA		132.0	62.9	5	2.03			3	26.60	99.70	386.3	132.7
	CALER.AVELLANEDA	LOMA NEGRA		132.0	5.3	1	0.03			1	6.73	99.92		
	CHASCOMUS	MONTE		132.0	114.0	4	6.20			9	69.03	99.21		
	CHASCOMUS	VERONICA		132.0	70.8					10	75.78	99.13		
	DOLORES	SAN CLEMENTE		132.0	102.6					21	208.75	97.62		
	DOLORES	CHASCOMUS		132.0	87.4	6	0.90			13	77.65	99.11		
	GONZALEZ CHAVEZ	TRES ARROYOS		132.0	47.0	3	2.02			5	29.75	99.66	30.0	20.5
	LOMA NEGRA	OLAVARRIA		132.0	41.7					5	26.27	99.70		
	LA PAMPITA	OLAVARRIA		132.0	27.5	1	10.98			2	9.65	99.89		
	LA PAMPITA	LAPRIDA		132.0	72.2	3	2.47			7	57.62	99.34		
	LAS ARMAS	DOLORES		132.0	88.2					6	42.83	99.51		
	LAS ARMAS	GRAL. MADARIAGA		132.0	64.4	1	0.02			6	38.10	99.57		
	AZUL	CACHARÍ		132.0	55.7					3	25.58	99.71		
	CACHARÍ	LAS FLORES		132.0	51.3					3	26.57	99.70		
	CACHARÍ	RAUCH		132.0	19.7					2	15.22	99.83		
	MAR DEL PLATA	MIRAMAR		132.0	49.9	6	6.62			5	36.78	99.58	13.0	3.3
	GRAL. MADARIAGA	VILLA GESELL		132.0	35.0					8	48.47	99.45		
	LAS TONINAS	SAN CLEMENTE		132.0	15.4					2	13.03	99.85		
	LAS TONINAS	MAR DEL TUYÚ		132.0	10.5					4	28.20	99.68		
	MAR DE AJÓ	MAR DEL TUYÚ		132.0	15.4					4	28.20	99.68		
	MONTE	LAS FLORES		132.0	86.8									
	LAS FLORES	ROSAS		132.0	28.4	1	7.37			6	39.22	99.55		
	MONTE	ROSAS		132.0	58.4	1	5.93			10	75.32	99.14		
	NEWTON	ROSAS		132.0	11.0					4	26.42	99.70		
	NECOCHEA	GONZALEZ CHAVEZ		132.0	134.8	7	15.52			11	84.23	99.04	56.1	35.4
	NECOCHEA	MAR DEL PLATA		132.0	129.0					2	17.13	99.80		
	NECOCHEA	MIRAMAR		132.0	97.5	6	25.07			5	34.38	99.61	29.8	14.3
	NECOCHEA	TANDIL		132.0	149.2	3	2.02			9	53.50	99.39		

Codigo Ident.	E.T. Origen	E.T. Destino	Ter na	Tensión	Long.	Forzadas no Autorizadas		Forzadas autorizadas		Programadas		Indice de	Pcorte	ENS
			Nº	kV	Km	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Disponib	MW	MWh
	OLAVARRIA VIEJA	CALER.AVELLANEDA		132.0	6.3					2	20.33	99.77		
	CHILLAR	GONZALEZ CHAVEZ		132.0	73.7	1	4.28			10	62.27	99.29		
	CHILLAR	OLAVARRIA		132.0	89.1					8	48.80	99.44		
	OLAVARRIA	OLAVARRIA VIEJA		132.0	31.2					5	28.88	99.67		
	OLAVARRIA	HENDERSON		132.0	120.6	4	2.92			10	53.05	99.39		
	OLAVARRIA	BARKER		132.0	139.4	2	5.27			4	19.48	99.78		
	PINAMAR	MAR DE AJO		132.0	46.4	2	14.92			10	75.90	99.13		
	TANDIL	BALCARCE		132.0	103.6					2	19.35	99.78		
	TANDIL	BARKER		132.0	47.7	1	3.02			4	41.12	99.53	175.0	172.0
	TANDIL	LAS ARMAS		132.0	122.2					11	76.80	99.12		
	TANDIL	OLAVARRIA		132.0	133.2	1	7.12			6	49.10	99.44		
	VILLA GESELL	PINAMAR		132.0	16.3					9	69.98	99.20		
	BRAGADO	9 DE JULIO - BS.AS.		66.0	54.0	3	6.92			5	29.95	99.66	34.0	4.4
	BRAGADO	CHACABUCO		132.0	60.6	1	0.02			1	7.90	99.91	10.0	0.2
	CHACABUCO	SALTO		132.0	60.0	1	12.68			4	29.37	99.66	7.5	4.4
	BRAGADO	CHIVILCOY		132.0	49.0	1	0.37			9	61.60	99.30		
	BRAGADO	HENDERSON		220.0	177.0	1	16.70			2	19.15	99.78		
	BRAGADO	SALADILLO BS.AS.		132.0	83.8					9	49.82	99.43		
	CARLOS CASARES	PEHUAJO		66.0	53.1					11	54.55	99.38		
	CHIVILCOY	MERCEDES BS.AS.		132.0	69.1					10	49.27	99.44		
	HENDERSON	CNEL.SUAREZ		132.0	126.9	2	7.68			14	78.17	99.11		
	HENDERSON	TRENQUE LAUQUEN		132.0	105.4					7	50.37	99.43		
	TRENQUE LAUQUEN	GENERAL PICO		132.0	77.7					1	4.53	99.95		
	LINCOLN	BRAGADO		132.0	109.4	2	26.05			20	126.28	98.56		
	LUJAN	MORON	1	132.0	43.0					9	79.82	99.09		
	LUJAN	MORON	2	132.0	43.0					10	97.35	98.89		
	CPTAN SARMIENTO	SAN A. DE ARECO		66.0	31.5					10	71.18	99.19		
	LUJAN	SAN A. DE ARECO		66.0	49.8					11	75.43	99.14		
	MERCEDES BS.AS.	LUJAN		132.0	41.3	1	4.78			6	38.17	99.56		
	9 DE JULIO - BS.AS.	CARLOS CASARES		66.0	46.7	1	0.08			14	70.32	99.20	5.5	0.5
	PEHUAJO	TRENQUE LAUQUEN		66.0	80.1	2	0.47			8	32.97	99.62	4.9	0.2
	SALADILLO	LAS FLORES		132.0	76.2	2	7.57			4	22.40	99.74		
	ARRECIFES	PERGAMINO		66.0	43.8	4	8.58			3	26.52	99.70	45.1	10.7

Codigo Ident.	E.T. Origen	E.T. Destino	Ter na	Tensión	Long.	Forzadas no Autorizadas		Forzadas autorizadas		Programadas		Indice de	Pcorte	ENS
			Nº	kV	Km	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Disponib	MW	MWh
	ATUCHA I	ZARATE		132.0	22.1	1	8.18			8	42.02	99.52		
	CPTAN SARMIENTO	ARRECIFES		66.0	31.9					6	41.30	99.53		
	NUEVA CAMPANA	SIDERCA 0		132.0	2.2					1	8.40	99.90		
	NUEVA CAMPANA	SIDERCA 1		132.0	3.2					2	12.95	99.85		
	NUEVA CAMPANA	PRAXAIR		132.0	5.9	2	8.95			14	70.02	99.20	43.0	21.3
	CAMPANA	PRAXAIR		132.0	0.7	1	2.10			7	38.28	99.56	6.5	18.1
	CAMPANA	SIDERCA 0		132.0	0.3					4	116.90	98.67		
	IMSA	LINCOLN		132.0	61.5	1	0.07			5	15.88	99.82	21.0	1.4
	JUNIN	IMSA		132.0	8.5					1	6.10	99.93		
	PERGAMINO	ROJAS		132.0	36.0					3	26.10	99.70		
	ROJAS	JUNIN		132.0	47.7	1	19.52			6	43.37	99.50		
	SAN NICOLAS	V.CONSTIT.IND.		132.0	13.6	1	1.65			9	56.45	99.36		
	SAN NICOLAS	V.CONSTIT.RES.		132.0	14.7					6	59.43	99.32		
	URBANA S.NICOLAS	RAMALLO		132.0	13.0					1	8.03	99.91		
	PERGAMINO	RAMALLO		132.0	67.0					3	17.22	99.80		
	SAN NICOLAS	PERGAMINO		132.0	70.8	1	12.92			11	64.17	99.27		
	SAN NICOLAS	RAMALLO INDUSTRIAL		132.0	23.5					2	10.33	99.88		
	SAN PEDRO BS.AS.	RAMALLO INDUSTRIAL		132.0	58.0	2	6.17			3	19.98	99.77		
	SAN NICOLAS	URBANA S.NICOLAS		132.0	6.5					1	9.05	99.90		
	SAN PEDRO BS.AS.	PAPEL PRENSA		132.0	10.9					1	8.58	99.90		
	BARADERO	PAPEL PRENSA		132.0	24.0					1	8.92	99.90		
	SAN PEDRO BS.AS.	EASTMAN T		132.0	60.1	2	0.18			3	20.42	99.77		
	ZARATE	EASTMAN T		132.0	14.0					1	9.35	99.89		
	EASTMAN T	PROTISA		132.0	5.0					1	9.62	99.89		
	PROTISA	EASTMAN		132.0	1.5					4	19.12	99.78		
	VILLA LIA	T V.LIA N CAMPANA		132.0	8.0	3	5.27			7	55.77	99.36		
	NUEVA CAMPANA	T V.LIA N CAMPANA		132.0	35.0	3	0.47			8	42.18	99.52	6.0	1.5
	T V.LIA N CAMPANA	SAN A. DE ARECO		132.0	18.4					2	18.85	99.78		
	ZARATE	CAMPANA		132.0	9.4	3	7.97			9	73.12	99.17	80.0	10.2
	MINETTI	NUEVA CAMPANA		132.0	3.5					4	26.38	99.70		
	MINETTI	ZARATE		132.0	7.1					6	39.50	99.55		
	ZARATE	MATHEU		132.0	37.7					12	94.38	98.92		

Codigo Ident.	E.T. Origen	E.T. Destino	Ter na	Tensión	Long.	Forzadas no Autorizadas		Forzadas autorizadas		Programadas		Indice de	Pcorte	ENS
			Nº	kV	Km	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Disponib	MW	MWh
	BAHIA BLANCA	NORTE II		132.0	19.0	1	12.72			24	147.42	98.32	23.0	13.8
	BAHIA BLANCA	P.LURO		132.0	141.0					9	59.77	99.32		
	BAHIA BLANCA	PRINGLES		132.0	109.0	3	12.98			16	92.25	98.95		
	PRINGLES	INDIO RICO		132.0	44.1					3	20.98	99.76		
	CNEL. ROSALES	PUNTA ALTA		132.0	4.1							100.00		
	CNEL. DORREGO	BAHIA BLANCA		132.0	77.5	1	1.33			8	59.57	99.32		
	CNEL. SUAREZ	PIGUE		132.0	47.6	1	0.07			11	66.70	99.24		
	PIEDRABUENA 132	PUNTA ALTA		132.0	25.0	1	0.08			8	44.13	99.50		
	NORTE II	PETROQ. B.BLANCA		132.0	30.0	2	9.32			12	57.77	99.34		
	PUNTA ALTA	BAHIA BLANCA		132.0	24.1					4	22.43	99.74		
	P.LURO	C.PATAGONES		132.0	151.0					30	222.20	97.46		
	C. PATAGONES	VIDMA		132.0	2.7					4	22.12	99.75		
	PETROQ. B.BLANCA	BAHIA BLANCA	1	132.0	29.8					7	39.72	99.55		
	PETROQ. B.BLANCA	BAHIA BLANCA	2	132.0	29.8	1	0.03			11	62.23	99.29		
	PETROQ. B.BLANCA	BAHIA BLANCA	3	132.0	29.8	2	13.70			10	64.32	99.27		
	PETROQ. B.BLANCA	URBANA B. BLANCA		132.0	3.2					2	11.83	99.86		
	URBANA B. BLANCA	PIEDRABUENA		132.0	1.9					6	30.45	99.65		
	PETROQ. B.BLANCA	PROFERTIL		132.0	1.8							100.00		
	TORNQUIST	PIGUÉ		132.0	55.0					6	34.28	99.61		
	BAHÍA BLANCA	TORNQUIST		132.0	77.3					3	23.93	99.73		
	PIGUE	GUATRACHE		132.0	102.0	1	0.45			14	73.70	99.16		
	PRINGLES	LAPRIDA		132.0	71.5	1	0.95			9	40.37	99.54		
	TRES ARROYOS	CNEL.DORREGO		132.0	99.0	2	11.32			4	35.60	99.59		

Tabla 9.1.11.4. Puntos de conexión (por estación) - Año 2006

Estación Transformadora	Cantidad de puntos de conexión	Forz N. Autorizadas		Forz autorizadas		Programadas		P. corte MW	ENS MWh	Disp. Global (%)
		Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)			
9 DE JULIO	5					4	6.33			99.986
ARRECIFES	6					11	48.70			99.907
AZUL	7					10	47.77			99.922
BALCARCE	11					14	23.13			99.976
BARADERO	6					7	26.23			99.950
BARKER	5					4	14.32			99.967
BRAGADO	4	1	4.87			13	52.55			99.836
CAMPANA	13	1	0.40			10	53.50			99.953
CAP. SARMIENTO	6					6	29.77			99.943
CARLOS CASARES	5					5	14.20			99.968
CHACABUCO	10					10	36.65			99.958
CHASCOMUS	11					20	66.72			99.931
CHILLAR	1					3	12.05			99.862
CHIVILCOY	13					14	27.22			99.976
CORONEL ROSALES	2									100.000
DOLORES	4					10	25.02			99.929
DORREGO	3					4	19.28			99.927
EASTMAN	1									100.000
G.CHAVES	7	3	67.55			16	55.78			99.799
HENDERSON	6					19	145.42			99.723
IMSA	4					4	12.22			99.965
JUNIN	11					14	41.48			99.957
LAPRIDA	3			1	0.08	4	8.15			99.969
LAS ARMAS	3					6	28.45			99.892
LAS FLORES	3					6	19.03			99.928
LA PAMPITA	2	1	2.00			4	58.85			99.653
LAS TONINAS	6					2	4.88			99.991

Estación Transformadora	Cantidad de puntos de conexión	Forz N. Autorizadas		Forz autorizadas		Programadas		P. corte MW	ENS MWh	Disp. Global (%)
		Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)			
LINCOLN	10					19	77.22			99.912
LUJAN	15	4	26.48			16	56.85			99.937
MADARIAGA	2					3	16.53			99.906
MAR DE AJO	12					15	60.97			99.942
MAR DEL TUYÚ	2									100.000
MERCEDES	10					20	64.68			99.926
MINETTI	1									100.000
MIRAMAR	8					14	32.20			99.954
MONTE	6					11	46.55			99.911
NECOCHEA	11					11	53.00			99.945
NORTE 2	4					8	69.57			99.801
OLAVARRIA	10					11	52.20			99.940
PAPEL PRENSA	3	1	9.72			5	71.93			99.689
PATAGONES	5					4	21.37			99.951
PEDRO LURO	4					10	50.35			99.856
PEHUAJÓ	5	1	3.38			6	16.77			99.954
PERGAMINO	12					33	35.27			99.966
PETROQUIMICA	20					12	63.98			99.963
PIGUE	8			1	10.38	7	33.30			99.938
PINAMAR	7					3	19.77			99.968
PRAXAIR	1	4	63.65			3	23.88			99.001
PRINGLES	2					2	10.70			99.939
PROFERTIL	1									100.000
PROTISA	1					2	10.85			99.876
PUNTA ALTA	8					2	9.57			99.986
QUEQUEN	6					5	26.18			99.950
RAMALLO INDUSTRIAL	3					5	44.57			99.830
ROJAS	6					12	35.88			99.932
S.CLEMENTE	5					7	19.82			99.955
SALADILLO	6					17	113.47			99.784
SALTO	5					6	42.58			99.903

Estación Transformadora	Cantidad de puntos de conexión	Forz N. Autorizadas		Forz autorizadas		Programadas		P. corte	ENS	Disp. Global
		Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	MW	MWh	(%)
SAN A. de ARECO	6					5	10.72			99.980
SAN NICOLAS	12					10	50.58			99.952
SAN PEDRO	8					11	27.72			99.960
SUAREZ	8	1	4.30			10	57.32			99.912
T. LAUQUEN	8	3	0.67			17	81.28			99.883
TANDIL	13	2	2.27			19	60.25			99.945
TORNQUIST	2									100.000
TRES ARROYOS	7					18	59.15			99.904
URBANA BBKA	6					22	194.63			99.630
URBANA SAN NICOLAS	14					13	46.48			99.962
VILLA GESELL	10					7	19.40			99.978
ZARATE	12					5	18.47			99.982

Tabla 9.1.11.5. Indisponibilidades de Transformadores - Año 2006

Estación	Identificación Transformador	Potencia MVA	Forzadas N. Autorizadas		Forzadas Autorizadas		Programadas		Indice de Dispon.	P. corte MW	ENS MWh
			Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)			
AZUL	Trafo 1 132/33/13.2	10	1	0.32			8	37.62	99.57		
	Trafo 2 132/33/13.2	15					7	30.60	99.65		
	Trafo 3 132/33/13.2	10	3	241.68			10	70.73	96.43	12.5	8.0
BALCARCE	Trafo 1 132/33/13.2	15					3	10.92	99.88		
	Trafo 2 132/33/13.2	30					1	6.92	99.92		
BARKER	Trafo 1 132/33/13.2	15					3	12.23	99.86		
	Trafo 2 132/33/13.2	10					4	9.63	99.89		
	Trafo 3 33/13,2	5					4	14.78	99.83		
	Trafo 33/13,2	1.5							100.00		
CHASCOMUS	Trafo 1 132/33/13.2	15	1	54.05			2	8.80	99.28		
	Trafo 2 132/33/13.2	15	1	1.13			2	9.72	99.88	6.5	6.6
DOLORES	Trafo 1 132/33/13.2	15	1	0.78			4	20.85	99.75		
	Trafo 2 132/33/13.2	15	1	0.53			6	27.18	99.68	6.7	3.7
G.CHAVES	Trafo 132/33/13.2	10	2	149.52			3	16.80	98.10	6.2	2.5
	Trafo 33/13,2	5	1	54.73			4	19.23	99.16		
LAPRIDA	Trafo 1 132/33/13.2	10	1	0.35			2	5.60	99.93	1.5	0.6
	Trafo 2 132/33/13.2	10	2	652.48			9	524.58	86.56		
	Trafo 33/13.2	5	1	0.95			1	2.15	99.96	1.6	1.7
LAS ARMAS	Trafo 132/33/13.2	10					2	11.67	99.87		
	Trafo 33/13.2	1					1	5.62	99.94		
LAS FLORES	Trafo 1 132/33/13.2	15					6	29.72	99.66		
	Trafo 2 132/33/13.2	15	1	0.10			6	25.08	99.71	3.5	0.4
LAS TONINAS	Trafo 1 132/33/13.2	30					3	9.40	99.89		
MADARIAGA	Trafo 132/33/13.2	15	1	0.93			4	22.03	99.74	2.0	1.9
MAR DE AJO	Trafo 1 132/33/13.2	30	1	3.52			7	37.02	99.54	8.0	28.2
	Trafo 2 132/33/13.2	15	1	0.78			8	468.72	94.64	5.3	3.3
	Trafo 3 132/33/13.2	44	1	0.42	1	0.60	4	21.98	99.74		
MAR DEL TUYU	Trafo 132/33/13,2	20					2	30.02	99.66		
MIRAMAR	Trafo 1 132/33/13.2	15	2	12.77			7	50.32	99.28	2.5	0.7
	Trafo 2 132/33/13.2	15					6	39.13	99.55		
MONTE	Tr 1 132/33/13,2	15	2	122.37	1	120.72	5	19.77	97.00	15.0	8.6

Estación	Identificación Transformador	Potencia MVA	Forzadas N. Autorizadas		Forzadas Autorizadas		Programadas		Indice de Dispon.	P. corte MW	ENS MWh
			Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)			
	Tr 2 132/33/13,2 Tr 3 33/13,2	15 14	2	18.70			3	11.00	99.66 100.00	14.1	45.1
NECOCHEA	Trafo 1 132/13,2 Trafo 2 132/13,2 Trafo 3 132/33/13.2	10 10 15	1 1	0.33 0.42			6 13 8	31.22 293.05 24.65	99.64 96.65 99.72		
OLAVARRIA	Trafo 1 132/33/13.2 Trafo 2 132/33/13.2 Trafo 3 132/33/13.2	30 30 10	2	5.52			3 1 3	13.15 4.82 15.75	99.79 99.95 99.82	26.6	26.1
PINAMAR	Trafo 1 132/33/13,2 Trafo 2 132/33/13,2	15 30					4 4	121.02 27.45	98.62 99.69		
QUEQUEN	Trafo 132/33/13.2	15	3	1.65			7	47.60	99.44	12.6	7.7
S.CLEMENTE	Trafo 1 132/33/13,2 Trafo 2 132/33/13,2	15 15	1	0.62			5 4	116.17 23.57	98.67 99.73		
TANDIL	Trafo 1 132/33/13.2 Trafo 2 132/33/13.2 Trafo 3 132/33/13.2	30 30 30	2 2	1.45 3.72			9 5 8	268.25 24.57 37.20	96.92 99.72 99.53	6.3 12.8	5.2 7.0
TRES ARROYOS	Trafo 132/33/13.2 Trafo 132/33/13.2	15 30	2 1	4.72 5.25			5	17.78	99.74 99.94	35.0	86.8
VILLA GESELL	Trafo 1 132/33/13.2 Trafo 2 132/33/13.2 Trafo 3 132/13.2	30 15 40					4 3 2	26.28 21.25 16.42	99.70 99.76 99.81		
9 DE JULIO	Trafo 1 66/13,2 Trafo 2 66/13,2	10 10					1 2	6.47 11.73	99.93 99.87		
BRAGADO	ATr1 220/132 ATr2 220/132 Tr 1 132/33/13.2 ATr3 132/66 ATr4 132/66	150 150 10 20 20	1	3.15	1	4.87	1 3 8 1	10.13 23.70 32.15 8.17	99.88 99.73 99.54 99.91 100.00	3.0	3.4
CARLOS CASARES	Tr 1 66/33 Tr 2 66/13,2 Tr 3 66/13,2	5 5 5	1	9.72			4 3 7	18.85 38.22 20.17	99.67 99.56 99.77	2.7	2.3
CHACABUCO	Tr 1 132/33/13,2 Tr 2 132/33/13,2	15 15	1 1	0.50 0.07			3 4	10.12 13.92	99.88 99.84	4.0 0.7	2.1 0.0
CHIVILCOY	Tr 1 132/33/13,2 Tr 2 132/33/13,2	30 30	1	4.73			19 19	104.05 119.65	98.81 98.58	2.1	2.1

Estación	Identificación Transformador	Potencia MVA	Forzadas N. Autorizadas		Forzadas Autorizadas		Programadas		Indice de Dispon.	P. corte	
			Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)		MW	MWh
ENDERSON	Tr 4 220/132	40					5	27.22	99.69		
	Tr5 132/33/13,2	15					4	18.60	99.79		
	Tr6 132/33/13,2	10	2	1.83			5	27.63	99.66	10.9	10.7
LINCOLN	Tr 1 132/33/13,2	15	1	0.13			4	21.10	99.76		
	Tr 2 132/33/13,2	15	1	0.25			3	19.50	99.77	9.0	1.5
LUJAN	Tr 1 132/33/13,2	30	2	57.83					99.34	12.0	108.1
	Tr 2 132/33/13,2	30	3	68.27			1	10.38	99.10	28.0	367.9
	Tr 3 132/66	15							100.00		
	Tr 4 132/66	15					2	12.47	99.86		
MERCEDES	Tr 1 132/33/13,2	30	3	11.33			16	87.42	98.87	47.4	20.2
	Tr 2 132/33/13,2	30	1	5.18			15	108.18	98.71	4.9	1.5
PEHUAJÓ	Tr 1 66/13.2	5					5	45.95	99.48		
	Tr 2 66/13.2	5					3	11.37	99.87		
	Tr 3 66/13.2	16	2	2.47			3	14.10	99.81	14.5	10.7
SALADILLO	Tr 1 132/33/13,2	15					5	23.30	99.73		
	Tr 2 132/33/13,2	15	2	1.95			10	66.62	99.22	11.8	0.9
SALTO	Tr 1 132/33/13,2	30	1	0.05			3	12.07	99.86	12.0	0.8
SAN A. de ARECO	Tr 1 66/13,2	5					4	15.20	99.83		
	Tr 2 66/13,2	5					7	27.50	99.69		
	Tr 4 132/33/13,2	15	2	1.08			2	12.47	99.85	11.5	5.1
T. LAUQUEN	Tr 3 132/33/13,2	30	2	1.23			3	15.53	99.81	1.0	0.5
	Tr1 66/13,2	5					5	20.03	99.77		
	Tr2 66/13,2	5					5	19.52	99.78		
	Tr4 132/66	40					3	14.57	99.83		
	Tr5 132/66	40					3	17.63	99.80		
ARRECIFES	Tr 1 66/13,2	10	1	0.13			9	41.02	99.53	7.0	0.9
	Tr 4 66/13,2	7.5					8	32.28	99.63		
	ATr 2 66/33	5					8	90.00	98.97		
	ATr 5 66/33	5					4	109.63	98.75		
	Tr3 66/33	7.5	3	19.93			8	32.98	99.40		
BARADERO	Trafo 1 132/33/13.2	30					1	8.93	99.90		
CAMPANA	Trafo 1 132/33/13.2	30	1	1.28			1	9.08	99.88	5.2	7.2
	Trafo 2 132/33/13.2	30	2	0.47			1	8.03	99.90	17.0	6.8
CAP. SARMIENTO	Tr 1 66/33/13,2	10	3	2.62			7	38.70	99.53	5.0	0.6
	Tr 2 66/33/13,2	10					5	19.15	99.78		

Estación	Identificación Transformador	Potencia MVA	Forzadas N. Autorizadas		Forzadas Autorizadas		Programadas		Indice de Dispon.	P. corte MW	ENS MWh
			Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)			
IMSA	Tr 1 132/33/13,2 Trafo 33/13,2	15 5							100.00 100.00		
JUNIN	Tr 1 132/33/13,2 Tr 2 132/33/13,2	20 20					1	11.83	100.00 99.86		
PAPEL PRENSA	Trafo 132/33/13,2	15	1	1.83	1	5.90	7	62.07	99.20		
PERGAMINO	Tr 1 132/33/13,2 Tr 2 132/33/13,2 Tr 6 132/33/13,2	30 30 30					8 10 4	28.52 36.80 19.55	99.67 99.57 99.76	16.0 32.0	10.0 23.8
RAMALLO INDUSTRIAL	Trafo 1 132/33/13,2	30	1	1.18			3	22.23	99.73	6.0	7.1
ROJAS	Trafo 1 132/33/13,2 Trafo 2 132/33/13,2	15 15	1 1	3.30 8.62			7 6	24.62 18.72	99.68 99.69		
SAN NICOLAS	Trafo 6 132/33/13,2 Trafo 7 132/33/13,2	30 30					3 5	91.58 125.43	98.95 98.57		
SAN PEDRO	Trafo 1 132/33/13,2 Trafo 2 132/33/13,2	15 15	2 1	3.88 0.42			5 7	25.33 36.02	99.67 99.58	6.0 2.0	3.2 0.8
URBANA SAN NICOLAS	Trafo 1 132/33/13,2 Trafo 2 132/33/13,2	44 44	1	3.95			3 8	21.40 59.83	99.71 99.32	18.0	8.7
VILLA LIA	Autotrafo 220/132/13,2	150	1	9.45			10	84.38	98.93	14.0	2.3
ZARATE	Trafo 1 132/33/13,2 Trafo 2 132/33/13,2 Trafo 3 132/33/13,2 Trafo 4 132/33/13,2	15 30 30 15					2 3 1 1	17.05 16.35 9.83 8.90	99.81 99.81 99.89 99.90		
DORREGO	Trafo 1 132/33/13,2 Trafo 2 132/33/13,2 Trafo 3 13,2/33 Trafo 4 13,2/33	10 10 10 5	1	16.73			3 4 3 4	21.25 23.28 18.88 18.20	99.76 99.54 99.78 99.79	0.9	0.3
NORTE 2	Trafo1 132/33/13 Trafo 2 132/33/13	40 20					1 6	10.22 28.47	99.88 99.68		
PATAGONES	Trafo 132/33/13,2	15	2	1.10			1	8.20	99.89	5.6	3.5
PEDRO LURO	Trafo 132/33/13,2	15	1	5.45			2	14.62	99.77	4.0	8.0
PETROQUIMICA	Trafo 1 132/33/13,2 Trafo 2 132/33/13,2 Trafo 3 132/33/13,2	15 40 40	1	9.80			7 6 1	44.02 36.17 7.67	99.50 99.59 99.80	19.4	21.7

Estación	Identificación Transformador	Potencia MVA	Forzadas N. Autorizadas		Forzadas Autorizadas		Programadas		Indice de Dispon.	P. corte MW	ENS MWh
			Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)			
PIGUE	Trafo 1 132/33/13.2	15	2	10.62			5	33.40	99.62	9.0	5.9
	Trafo 2 132/33/13.2	15					11	67.07	99.11		
	Trafo 33/66	7.5					2	10.17	99.88		
PRINGLES	Trafo 1 132/33/13.2	10					6	35.08	99.60		
	Trafo 2 132/33/13.2	10					4	26.83	99.69		
PUNTA ALTA	Trafo 132/33/13.2	20					3	11.13	99.87		
	Trafo 132/33/13.2	15					6	28.95	99.67		
SUAREZ	Trafo 132/33/13.2	15	1	11.70			7	43.47	99.37	1.2	0.4
	Trafo 132/33/13.2	15					6	38.95	99.56		
TORNQUIST	Trafo 132/33/13.2	15							100.00		
URBANA BBKA	Trafo 1 132/33/13.2	40					2	11.07	99.87		
	Trafo 2 132/33/13.2	40					2	11.33	99.87		

Tabla 9.1.11.6. Tipificación de Faltas - Año 2006

Tensión	Cantidad de faltas					Totales
	Permanentes			Transitorias		
	Monofásica a Tierra	Bifásica	Trifásica	Monofásica c/ recierre exitoso	(1) Trifásica c/ recierre exitoso	
220	1			2		3
132	85	17	5	713	11	831
66	3	4		36	9	52

ANEXO 9

Sub-Sección 1.12: Año 2007

Tabla 9.1.12.1. Indisponibilidades de líneas - Año 2007

Tensión nominal	Long total	Forzadas N. A.		Forzada autorizada		Programadas		Tasa de sal forzada	Indice de Disp	P. Corte	ENS
		Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	C sal/100km-año	(%)	MW	MWh
220	177.0	0	0.00			2	20.62	0.00	99.765	0.0	0.0
132	5437.3	85	314.62			714	5226.68	1.56	99.356	410.9	563.9
66	391.0	7	23.18			76	456.62	1.79	99.339	15.3	1.9
Total	6005.3	92	337.80			792	5703.92	1.53	99.367	426.2	565.7

Tabla 9.1.12.2. Causa de salidas forzadas de líneas (Global) - Año 2007

Descripción	Ident (*)	Cantidad de salidas		Energía no suministrada		Potencia cortada	
		Nro	% Particip	MW-h	% Particip	MW	% Particip
Falla interna en el equipo de potencia	1	31	33.70	423.4	74.84	175.5	41.18
Tormenta eléctrica	2	6	6.52	4.6	0.80	16.2	3.79
Incendio de campos	3	1	1.09		0.00		0.00
Animales, plantaciones y otros objetos que afecten la instalacion	4	8	8.70	0.2	0.04	3.5	0.82
Error humano / maniobra.	5	3	3.26	5.1	0.89	23.3	5.47
Meteoro	6	3	3.26		0.00		0.00
Atentado / Vandalismo	7	6	6.52	53.4	9.44	18.7	4.39
Actuación incorrecta de los sistemas de protecciones y comunicaciones.	8	12	13.04	62.1	10.98	103.0	24.17
Falla en barras.	9		0.00		0.00		0.00
Actuación de protecciones en zona de respaldo remoto.	10	8	8.70		0.00		0.00
Protección de sobretensión, subfrecuencia, sobrefrecuencia.	11		0.00		0.00		0.00
Sobrecarga.	12	1	1.09	13.0	2.30	78.0	18.30
Oscilaciones de potencia.	13		0.00		0.00		0.00
Actuación correcta de automatismos del SADI.	14		0.00		0.00		0.00
Actuación incorrecta de automatismos del SADI.	15		0.00		0.00		0.00
Desconocidas	16	9	9.78	0.3	0.04	5.0	1.17
Otras	17	4	4.35	3.8	0.66	3.0	0.70
Total		92	100.00	565.7	100.00	426.2	100.00

Tabla 9.1.12.3. Salidas forzadas y programadas por línea - Año 2007

Codigo Ident.	E.T. Origen	E.T. Destino	Ter na	Tensión	Long.	Forzadas no Autorizadas		Forzadas autorizadas		Programadas		Indice de Disponib	Pcorte MW	ENS MWh
						Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)			
	AZUL	OLAVARRIA		132.0	51.4	1	1.42			5	35.88	99.57		
	BALCARCE	MAR DEL PLATA		132.0	62.9	3	18.22			5	44.98	99.28		
	CALER.AVELLANEDA	LOMA NEGRA		132.0	5.3	1	1.25			5	20.58	99.75		
	CHASCOMUS	MONTE		132.0	114.0	2	5.35			12	70.08	99.14		
	CHASCOMUS	VERONICA		132.0	70.8	1	14.53			7	52.12	99.24		
	DOLORES	SAN CLEMENTE		132.0	102.6	1	11.77			11	71.38	99.05		
	DOLORES	CHASCOMUS		132.0	87.4	2	0.43			8	64.37	99.26		
	GONZALEZ CHAVEZ	TRES ARROYOS		132.0	47.0	2	2.23			6	39.85	99.52		
	LOMA NEGRA	OLAVARRIA		132.0	41.7	4	31.45			10	61.33	98.94	3.0	3.8
	LA PAMPITA	OLAVARRIA		132.0	27.5					2	16.90	99.81		
	LA PAMPITA	LAPRIDA		132.0	72.2					8	68.02	99.22		
	LAS ARMAS	DOLORES		132.0	88.2	1	0.83			13	86.20	99.01		
	LAS ARMAS	GRAL. MADARIAGA		132.0	64.4	1	0.08			6	43.83	99.50		
	AZUL	CACHARÍ		132.0	55.7					3	17.32	99.80		
	CACHARÍ	LAS FLORES		132.0	51.3					3	23.97	99.73		
	CACHARÍ	RAUCH		132.0	19.7					2	13.32	99.85		
	MAR DEL PLATA	MIRAMAR		132.0	49.9	3	14.38			5	42.65	99.35		
	GRAL. MADARIAGA	VILLA GESELL		132.0	35.0	1	5.52			12	64.17	99.20	10.0	0.7
	LAS TONINAS	SAN CLEMENTE		132.0	15.4					4	28.78	99.67		
	LAS TONINAS	MAR DEL TUYÚ		132.0	10.5					4	26.15	99.70		
	MAR DE AJÓ	MAR DEL TUYÚ		132.0	15.4					4	26.15	99.70		
	MONTE	LAS FLORES		132.0	86.8									
	LAS FLORES	ROSAS		132.0	28.4					2	16.73	99.81		
	MONTE	ROSAS		132.0	58.4	2	13.67			4	28.22	99.52	5.0	1.3
	NEWTON	ROSAS		132.0	11.0					1	8.33	99.90		
	NECOCHEA	GONZALEZ CHAVEZ		132.0	134.8	4	17.25			11	100.80	98.65		
	NECOCHEA	MAR DEL PLATA		132.0	129.0					7	56.96	99.35		
	NECOCHEA	MIRAMAR		132.0	97.5	3	2.17			10	91.62	98.93		
	NECOCHEA	TANDIL		132.0	149.2	1	0.10			7	49.15	99.44		

Codigo Ident.	E.T. Origen	E.T. Destino	Ter na	Tensión	Long.	Forzadas no Autorizadas		Forzadas autorizadas		Programadas		Indice de	Pcorte	ENS
			Nº	kV	Km	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Disponib	MW	MWh
	OLAVARRIA VIEJA	CALER.AVELLANEDA		132.0	6.3					6	29.18	99.67		
	CHILLAR	GONZALEZ CHAVEZ		132.0	73.7	1	0.10			4	27.02	99.69		
	CHILLAR	OLAVARRIA		132.0	89.1	1	8.50			5	37.27	99.48	74.0	96.2
	OLAVARRIA	OLAVARRIA VIEJA		132.0	31.2	1	2.05			11	78.98	99.07		
	OLAVARRIA	HENDERSON		132.0	120.6	3	0.32			4	27.00	99.69		
	OLAVARRIA	BARKER		132.0	139.4	1	1.33			1	9.92	99.87		
	PINAMAR	MAR DE AJO		132.0	46.4	2	5.37			9	59.58	99.26		
	TANDIL	BALCARCE		132.0	103.6	2	1.45			3	18.48	99.77		
	TANDIL	BARKER		132.0	47.7	1	0.05			3	20.47	99.77		
	TANDIL	LAS ARMAS		132.0	122.2	1	0.10			8	59.68	99.32		
	TANDIL	OLAVARRIA		132.0	133.2	1	6.00			10	84.83	98.96		
	VILLA GESELL	PINAMAR		132.0	16.3	1	0.05			11	60.08	99.31		
	BRAGADO	9 DE JULIO - BS.AS.		66.0	54.0					6	38.72	99.56		
	BRAGADO	CHACABUCO		132.0	60.6					1	2.53	99.97		
	CHACABUCO	SALTO		132.0	60.0	1	2.77			3	29.43	99.63	13.0	44.2
	BRAGADO	CHIVILCOY		132.0	49.0					9	42.48	99.52		
	BRAGADO	HENDERSON		220.0	177.0					2	20.62	99.76		
	BRAGADO	SALADILLO BS.AS.		132.0	83.8	1	0.03			5	17.85	99.80		
	CARLOS CASARES	PEHUAJO		66.0	53.1	2	1.42			20	97.57	98.87		
	CHIVILCOY	MERCEDES BS.AS.		132.0	69.1					10	51.52	99.41		
	HENDERSON	CNEL.SUAREZ		132.0	126.9	1	0.17			18	102.55	98.83	15.0	4.0
	HENDERSON	TRENQUE LAUQUEN		132.0	105.4	1	0.15			5	40.88	99.53		
	TRENQUE LAUQUEN	GENERAL PICO		132.0	77.7					4	22.37	99.74		
	LINCOLN	BRAGADO		132.0	109.4	2	17.23			7	45.77	99.28	62.7	309.0
	LUJAN	MORON	1	132.0	43.0					7	70.62	99.19		
	LUJAN	MORON	2	132.0	43.0					5	42.97	99.51		
	CPTAN SARMIENTO	SAN A. DE ARECO		66.0	31.5	1	0.18			15	89.70	98.97		
	LUJAN	SAN A. DE ARECO		66.0	49.8	1	5.90			11	84.47	98.97		
	MERCEDES BS.AS.	LUJAN		132.0	41.3					6	27.10	99.69		
	9 DE JULIO - BS.AS.	CARLOS CASARES		66.0	46.7					11	57.17	99.35		
	PEHUAJO	TRENQUE LAUQUEN		66.0	80.1	1	5.42			4	30.63	99.59		
	SALADILLO	LAS FLORES		132.0	76.2					10	58.40	99.33		
	ARRECIFES	PERGAMINO		66.0	43.8					2	17.43	99.80		

Codigo Ident.	E.T. Origen	E.T. Destino	Ter na	Tensión	Long.	Forzadas no Autorizadas		Forzadas autorizadas		Programadas		Indice de	Pcorte	ENS
			Nº	kV	Km	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Disponib	MW	MWh
	ATUCHA I	ZARATE		132.0	22.1	1	12.02			6	54.30	99.24		
	CPTAN SARMIENTO	ARRECIFES		66.0	31.9	2	10.27			7	40.93	99.42	15.3	1.9
	NUEVA CAMPANA	SIDERCA 0		132.0	2.2					6	42.08	99.52		
	NUEVA CAMPANA	SIDERCA 1		132.0	3.2					4	29.32	99.67		
	NUEVA CAMPANA	PRAXAIR		132.0	5.9					8	40.25	99.54		
	CAMPANA	PRAXAIR		132.0	0.7					8	54.57	99.38		
	CAMPANA	SIDERCA 0		132.0	0.3					6	326.47	96.27		
	IMSA	LINCOLN		132.0	61.5	1	0.13			6	35.43	99.59	7.4	0.7
	JUNIN	IMSA		132.0	8.5	1	0.07			3	22.37	99.74		
	PERGAMINO	ROJAS		132.0	36.0	3	47.02			4	30.05	99.12		
	ROJAS	JUNIN		132.0	47.7	1	1.60			5	31.58	99.62		
	SAN NICOLAS	V.CONSTIT.IND.		132.0	13.6					22	193.40	97.79		
	SAN NICOLAS	V.CONSTIT.RES.		132.0	14.7					1	8.85	99.90		
	URBANA S.NICOLAS	RAMALLO		132.0	13.0					7	45.05	99.49		
	PERGAMINO	RAMALLO		132.0	67.0					3	94.62	98.92		
	SAN NICOLAS	PERGAMINO		132.0	70.8					9	66.48	99.24		
	SAN NICOLAS	RAMALLO INDUSTRIAL		132.0	23.5					3	11.73	99.87		
	SAN PEDRO BS.AS.	RAMALLO INDUSTRIAL		132.0	58.0	1	0.02			7	44.23	99.49		
	SAN NICOLAS	URBANA S.NICOLAS		132.0	6.5					3	16.75	99.81		
	SAN PEDRO BS.AS.	PAPEL PRENSA		132.0	10.9					1	3.73	99.96		
	BARADERO	PAPEL PRENSA		132.0	24.0	1	7.13					99.92		
	SAN PEDRO BS.AS.	EASTMAN T		132.0	60.1					1	11.12	99.87		
	ZARATE	EASTMAN T		132.0	14.0	2	0.27			1	11.13	99.87		
	EASTMAN T	PROTISA		132.0	5.0					1	11.20	99.87		
	PROTISA	EASTMAN		132.0	1.5							100.00		
	VILLA LIA	T V.LIA N CAMPANA		132.0	8.0	1	0.13			8	42.13	99.52		
	NUEVA CAMPANA	T V.LIA N CAMPANA		132.0	35.0	1	0.08			6	35.58	99.59	12.3	4.1
	T V.LIA N CAMPANA	SAN A. DE ARECO		132.0	18.4	1	0.18			4	28.75	99.67	14.0	3.5
	ZARATE	CAMPANA		132.0	9.4					16	113.68	98.70		
	MINETTI	NUEVA CAMPANA		132.0	3.5					3	16.52	99.81		
	MINETTI	ZARATE		132.0	7.1					3	16.98	99.81		
	ZARATE	MATHEU		132.0	37.7	1	3.47			20	158.57	98.15	63.0	27.4

Codigo Ident.	E.T. Origen	E.T. Destino	Ter na	Tensión	Long.	Forzadas no Autorizadas		Forzadas autorizadas		Programadas		Indice de	Pcorte	ENS
			Nº	kV	Km	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Disponib	MW	MWh
	BAHIA BLANCA	NORTE II		132.0	19.0					12	71.40	99.18		
	BAHIA BLANCA	P.LURO		132.0	141.0	2	9.32			9	68.28	99.11	14.7	9.8
	BAHIA BLANCA	PRINGLES		132.0	109.0	2	0.10			13	90.88	98.96		
	PRINGLES	INDIO RICO		132.0	44.1					2	14.58	99.83		
	CNEL. ROSALES	PUNTA ALTA		132.0	4.1	1	2.13			1	7.52	99.89	15.0	30.1
	CNEL. DORREGO	BAHIA BLANCA		132.0	77.5	3	9.08			6	54.00	99.28	5.0	0.3
	CNEL. SUAREZ	PIGUE		132.0	47.6					17	106.17	98.79		
	PIEDRABUENA 132	PUNTA ALTA		132.0	25.0					12	88.92	98.98		
	NORTE II	PETROQ. B.BLANCA		132.0	30.0	2	8.05			15	84.60	98.94		
	PUNTA ALTA	BAHIA BLANCA		132.0	24.1					7	41.60	99.53		
	P.LURO	C.PATAGONES		132.0	151.0					9	64.75	99.26		
	C. PATAGONES	VIDMA		132.0	2.7					3	23.58	99.73		
	PETROQ. B.BLANCA	BAHIA BLANCA	1	132.0	29.8					8	43.57	99.50		
	PETROQ. B.BLANCA	BAHIA BLANCA	2	132.0	29.8					11	72.22	99.18		
	PETROQ. B.BLANCA	BAHIA BLANCA	3	132.0	29.8	2	1.77			8	44.98	99.47		
	PETROQ. B.BLANCA	URBANA B. BLANCA		132.0	3.2	1	0.17			8	36.83	99.58	78.0	13.0
	URBANA B. BLANCA	PIEDRABUENA		132.0	1.9					9	48.33	99.45		
	PETROQ. B.BLANCA	PROFERTIL		132.0	1.8					1	10.40	99.88		
	TORNQUIST	PIGUÉ		132.0	55.0					7	47.35	99.46		
	BAHÍA BLANCA	TORNQUIST		132.0	77.3					4	30.38	99.65		
	PIGUE	GUATRACHE		132.0	102.0	2	6.00			11	80.53	99.01		
	PRINGLES	LAPRIDA		132.0	71.5					18	114.27	98.70		
	TRES ARROYOS	CNEL.DORREGO		132.0	99.0	1	2.97			5	40.65	99.50	18.8	16.0

Tabla 9.1.12.4. Puntos de conexión (por estación) - Año 2007

Estación Transformadora	Cantidad de puntos de conexión	Forz N. Autorizadas		Forz autorizadas		Programadas		P. corte MW	ENS MWh	Disp. Global (%)
		Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)			
9 DE JULIO	5					5	11.93			99.973
ARRECIFES	6					4	22.18			99.958
AZUL	7					4	12.50			99.980
BALCARCE	11	1	2.48			15	59.42			99.936
BARADERO	6					5	21.28			99.960
BARKER	5					8	33.32			99.924
BRAGADO	4	1	3.43			10	63.68			99.808
CAMPANA	13	1	1.23			7	25.90			99.976
CAP. SARMIENTO	6					10	41.20			99.922
CARLOS CASARES	5	1	5.98	1	2.43	7	17.27			99.941
CHACABUCO	10					12	32.22			99.963
CHASCOMUS	11	1	6.07			17	76.27			99.915
CHILLAR	1					1	8.12			99.907
CHIVILCOY	13					8	23.48			99.979
CORONEL ROSALES	2									100.000
DOLORES	4					6	22.38			99.936
DORREGO	3					2	11.12			99.958
EASTMAN	1									100.000
G.CHAVES	7					8	39.80			99.935
HENDERSON	6					13	61.83			99.882
IMSA	4					7	27.13			99.923
JUNIN	11					16	69.75			99.928
LAPRIDA	3					3	12.37			99.953
LAS ARMAS	3					5	15.33			99.942
LAS FLORES	3					6	20.05			99.924
LA PAMPITA	2					1	7.35			99.958
LAS TONINAS	6					6	28.75			99.945

Estación Transformadora	Cantidad de puntos de conexión	Forz N. Autorizadas		Forz autorizadas		Programadas		P. corte	ENS	Disp. Global
		Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	MW	MWh	(%)
LINCOLN	10					10	52.93			99.940
LUJAN	15					12	37.15			99.972
MADARIAGA	2					3	13.68			99.922
MAR DE AJO	12	1	6.22			12	60.35			99.937
MAR DEL TUYÚ	2									100.000
MERCEDES	10					11	50.13			99.943
MINETTI	1					1	49.65			99.433
MIRAMAR	8					9	31.58			99.955
MONTE	6					8	66.28			99.874
NECOCHEA	11	1	0.82			9	49.98			99.947
NORTE 2	4	2	2.15			2	13.73			99.955
OLAVARRIA	10					12	62.28			99.929
PAPEL PRENSA	3					3	65.55			99.751
PATAGONES	5					4	27.12			99.938
PEDRO LURO	4					6	39.17			99.888
PEHUAJÓ	5					5	11.62			99.973
PERGAMINO	12					9	22.35			99.979
PETROQUIMICA	20			1	1.23	15	112.48			99.935
PIGUE	8					10	55.28			99.921
PINAMAR	7					8	33.78			99.945
PRAXAIR	1					1	7.40			99.916
PRINGLES	2					3	16.05			99.908
PROFERTIL	1					1	13.28			99.848
PROTISA	1									100.000
PUNTA ALTA	8					9	63.35			99.910
QUEQUEN	6					6	79.92			99.848
RAMALLO INDUSTRIAL	3					4	25.28			99.904
ROJAS	6					4	17.58			99.967
S.CLEMENTE	5					3	7.75			99.982
SALADILLO	6					9	48.68			99.907
SALTO	6					4	11.35			99.978

Estación Transformadora	Cantidad de puntos de conexión	Forz N. Autorizadas		Forz autorizadas		Programadas		P. corte	ENS	Disp. Global
		Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	MW	MWh	(%)
SAN A. de ARECO	6	1	3.72			6	17.37			99.960
SAN NICOLAS	12	1	0.95			11	52.13			99.950
SAN PEDRO	8					16	77.94			99.889
SUAREZ	8					9	60.60			99.914
T. LAUQUEN	8					5	21.25			99.970
TANDIL	13					8	20.10			99.982
TORNQUIST	2					1	9.35			99.947
TRES ARROYOS	7			1	1.45	11	54.87			99.908
URBANA BBKA	6	1	3.40			2	12.43			99.970
URBANA SAN NICOLAS	14					13	38.72			99.968
VILLA GESELL	11					9	21.00			99.978
ZARATE	12	3	1.03			9	29.73			99.971

Tabla 9.1.12.5. Indisponibilidades de Transformadores - Año 2007

Estación	Identificación Transformador	Potencia MVA	Forzadas N. Autorizadas		Forzadas Autorizadas		Programadas		Indice de Dispon.	P. corte MW	ENS MWh
			Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)			
AZUL	Trafo 1 132/33/13.2	10	1	2.15			3	9.08	99.87		
	Trafo 2 132/33/13.2	15					2	5.98	99.93		
	Trafo 3 132/33/13.2	10					7	55.85	99.36		
BALCARCE	Trafo 1 132/33/13.2	15	1	64.77			6	24.02	98.99		
	Trafo 2 132/33/13.2	30	2	9.77			4	15.15	99.72	1.50	8.37
BARKER	Trafo 1 132/33/13.2	15					3	13.80	99.84		
	Trafo 2 132/33/13.2	10					2	9.67	99.89		
	Trafo 3 33/13,2	5					3	13.05	99.85		
	Trafo 33/13,2	1.5					2	11.43	99.87		
CHASCOMUS	Trafo 1 132/33/13.2	15	1	0.95			3	8.73	99.89	4.00	4.61
	Trafo 2 132/33/13.2	15	2	6.72			5	30.68	99.57	14.60	10.87
DOLORES	Trafo 1 132/33/13.2	15					4	24.50	99.72		
	Trafo 2 132/33/13.2	15					5	29.18	99.67		
G.CHAVES	Trafo 132/33/13.2	10	1	0.90			4	25.02	99.70	4.90	1.99
	Trafo 33/13.2	5					4	17.78	99.80		
LAPRIDA	Trafo 1 132/33/13.2	10	1	167.67			3	25.82	97.79	2.90	1.40
	Trafo 2 132/33/13.2	10					3	18.50	99.79		
	Trafo 33/13.2	5					3	26.77	99.69		
LAS ARMAS	Trafo 132/33/13.2	10	2	10.45			2	22.08	99.63	4.00	3.09
	Trafo 33/13.2	1					3	18.95	99.78		
LAS FLORES	Trafo 1 132/33/13.2	15	1	2.20			3	16.92	99.78	2.00	0.37
	Trafo 2 132/33/13.2	15					1	6.82	99.92		
LAS TONINAS	Trafo 1 132/33/13.2	30					2	8.43	99.90		
MADARIAGA	Trafo 132/33/13.2	15					3	17.22	99.80		
MAR DE AJO	Trafo 1 132/33/13.2	30	2	126.68			8	46.00	98.03	12.00	50.72
	Trafo 2 132/33/13.2	15	2	6.37			6	32.50	99.56	5.60	1.68
	Trafo 3 132/33/13.2	44	1	0.42			5	30.02	99.65		
MAR DEL TUYU	Trafo 132/33/13.2	20					3	19.17	99.78		
MIRAMAR	Trafo 1 132/33/13.2	15	1	0.98			6	39.18	99.54	0.20	0.15
	Trafo 2 132/33/13.2	15	3	17.93			8	45.95	99.27	6.30	3.73
MONTE	Tr 1 132/33/13,2	15					2	38.08	99.57		

Estación	Identificación Transformador	Potencia MVA	Forzadas N. Autorizadas		Forzadas Autorizadas		Programadas		Indice de Dispon.	P. corte MW	ENS MWh
			Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)			
	Tr 2 132/33/13,2	15	2	8.25			1	4.85	99.85	3.80	1.34
	Tr 3 33/13,2	14					4	52.95	99.40		
NECOCHEA	Trafo 1 132/13,2	10					5	39.43	99.55		
	Trafo 2 132/13,2	30	1	3.00			6	34.97	99.57	10.20	7.41
	Trafo 3 132/33/13.2	15	1	1.43			7	43.28	99.49		
OLAVARRIA	Trafo 1 132/33/13.2	30	1	0.22			1	6.82	99.92	10.00	2.17
	Trafo 2 132/33/13.2	30	2	1.55			4	21.33	99.74	45.00	22.09
	Trafo 3 132/33/13.2	30					18	235.33	97.31		
PINAMAR	Trafo 1 132/33/13,2	15					12	29.30	99.67		
	Trafo 2 132/33/13,2	30					11	26.20	99.70		
QUEQUEN	Trafo 132/33/13.2	15					5	36.75	99.58		
S.CLEMENTE	Trafo 1 132/33/13,2	15	1	7.35			4	26.35	99.62		
	Trafo 2 132/33/13,2	15					2	12.00	99.86		
TANDIL	Trafo 1 132/33/13.2	30	3	103.20			2	10.85	98.70	19.60	16.03
	Trafo 2 132/33/13.2	30	2	44.55			6	40.87	99.02	28.00	13.26
	Trafo 3 132/33/13.2	30	1	3.20			2	2.67	99.93	10.00	8.35
TRES ARROYOS	Trafo 132/33/13.2	15					8	62.70	99.28		
	Trafo 132/33/13.2	30						100.00			
VILLA GESELL	Trafo 1 132/33/13.2	30	3	2.13			7	37.17	99.55	11.50	1.12
	Trafo 2 132/33/13.2	15	2	29.93			9	40.40	99.20	6.00	2.51
	Trafo 3 132/13.2	40	1	36.50			3	22.85	99.32		
9 DE JULIO	Trafo 1 66/13,2	10					3	16.00	99.82		
	Trafo 2 66/13,2	10					2	9.25	99.89		
BRAGADO	ATr1 220/132	150					4	77.33	99.12		
	ATr2 220/132	150					1	10.53	99.88		
	Tr 1 132/33/13.2	10	1	159.03					98.18	4.00	2.80
	ATr3 132/66	20					1	8.20	99.91		
	ATr4 132/66	20					1	8.68	99.90		
CARLOS CASARES	Tr 1 66/33	5	1	0.38	1	3.97	1	1.23	99.94	2.20	1.10
	Tr 2 66/13,2	5					3	33.10	99.62		
	Tr 3 66/13,2	5					3	14.47	99.83		
CHACABUCO	Tr 1 132/33/13,2	15					3	15.38	99.82		
	Tr 2 132/33/13,2	15					2	13.27	99.85		
CHIVILCOY	Tr 1 132/33/13,2	30					3	11.88	99.86		
	Tr 2 132/33/13,2	30					4	19.73	99.77		

Estación	Identificación Transformador	Potencia MVA	Forzadas N. Autorizadas		Forzadas Autorizadas		Programadas		Indice de Dispon.	P. corte MW	ENS MWh
			Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)			
HENDERSON	Tr 4 220/132	40					2	8.83	99.90		
	Tr5 132/33/13,2	15	1	6.45			3	14.65	99.76	6.70	3.35
	Tr6 132/33/13,2	20	1	2.57			4	78.53	99.07	6.30	16.41
LINCOLN	Tr 1 132/33/13,2	15	1	0.83			1	5.17	99.93		
	Tr 2 132/33/13,2	15	1	0.65			3	16.05	99.81	2.00	1.40
LUJAN	Tr 1 132/33/13,2	30					1	28.53	99.67		
	Tr 2 132/33/13,2	30	1	0.45			1	10.03	99.88	9.60	4.50
	Tr 3 132/66	15					1	9.23	99.89		
	Tr 4 132/66	15					1	9.30	99.89		
MERCEDES	Tr 1 132/33/13,2	30					3	10.75	99.88		
	Tr 2 132/33/13,2	30					1	5.37	99.94		
PEHUAJÓ	Tr 1 66/13,2	5					6	19.33	99.78		
	Tr 2 66/13,2	5					1	6.28	99.93		
	Tr 3 66/13,2	16	3	2.73			5	20.28	99.74	29.00	32.32
SALADILLO	Tr 1 132/33/13,2	15					3	11.82	99.87		
	Tr 2 132/33/13,2	15	2	102.05			9	42.43	98.35	11.00	3.09
SALTO	Tr 1 132/33/13,2	30	1	0.17					100.00	7.20	1.32
SAN A. de ARECO	Tr 1 66/13,2	5					2	10.63	99.88		
	Tr 2 66/13,2	5					2	9.80	99.89		
	Tr 4 132/33/13,2	15	1	0.42			2	10.68	99.87	6.80	2.84
T. LAUQUEN	Tr 3 132/33/13,2	30					2	15.42	99.82		
	Tr1 66/13,2	5					6	24.50	99.72		
	Tr2 66/13,2	5					4	19.20	99.78		
	Tr4 132/66	40					2	11.60	99.87		
	Tr5 132/66	40					2	10.12	99.88		
ARRECIFES	Tr 1 66/13,2	10	1	12.85			1	6.22	99.78	1.50	8.37
	Tr 4 66/13,2	7.5					2	9.15	99.90		
	ATr 2 66/33	5					3	14.07	99.84		
	ATr 5 66/33	5					2	10.42	99.88		
	Tr3 66/33	7.5					2	9.88	99.89		
BARADERO	Trafo 1 132/33/13,2	30	1	1.93			2	11.28	99.85	16.00	30.73
CAMPANA	Trafo 1 132/33/13,2	30	2	0.67			3	13.97	99.83	11.70	4.95
	Trafo 2 132/33/13,2	30	2	0.32			2	9.05	99.89	13.50	3.09
CAP. SARMIENTO	Tr 1 66/33/13,2	10					4	20.98	99.76		
	Tr 2 66/33/13,2	10					6	28.38	99.68		

Estación	Identificación Transformador	Potencia MVA	Forzadas N. Autorizadas		Forzadas Autorizadas		Programadas		Indice de Dispon.	P. corte MW	ENS MWh
			Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)			
IMSA	Tr 1 132/33/13,2 Trafo 33/13,2	15 5					2	12.77	99.85 100.00		
JUNIN	Tr 1 132/33/13,2 Tr 2 132/33/13,2	30 30	2	119.65			14 23	102.67 145.65	97.46 98.34	59.10	283.07
PAPEL PRENSA	Trafo 132/33/13.2	15					7	84.13	99.04		
PERGAMINO	Tr 1 132/33/13,2 Tr 2 132/33/13,2 Tr 6 132/33/13,2	30 30 30	1	0.73			2 5 4	10.95 26.80 20.40	99.88 99.69 99.77	17.20	7.40
RAMALLO INDUSTRIAL	Trafo 1 132/33/13.2	30					2	9.48	99.89		
ROJAS	Trafo 1 132/33/13.2 Trafo 2 132/33/13.2	15 15	1 1	0.28 0.30			3 2	17.70 11.42	99.79 99.87	21.00	8.07
SAN NICOLAS	Trafo 6 132/33/13.2 Trafo 7 132/33/13.2	30 30	1	0.88			4 3	21.18 17.85	99.76 99.79	7.70	5.90
SAN PEDRO	Trafo 1 132/33/13.2 Trafo 2 132/33/13.2	15 15	2 1	1.47 0.50			3 5	17.30 25.83	99.79 99.70	2.20 8.00	2.17 4.14
URBANA SAN NICOLAS	Trafo 1 132/33/13.2 Trafo 2 132/33/13.2	44 44					2 6	12.27 30.55	99.86 99.65		
VILLA LIA	Autotrafo 220/132/13.2	150					5	28.30	99.68		
ZARATE	Trafo 1 132/33/13.2 Trafo 2 132/33/13.2 Trafo 3 132/33/13.2 Trafo 4 132/33/13.2	15 30 30 15	1 1 1	0.23 0.27 0.98			2 3 4 1	15.22 16.27 17.08 8.75	99.83 99.81 99.80 99.89	21.50 21.50 12.00	5.09 5.09 6.31
DORREGO	Trafo 1 132/33/13.2 Trafo 2 132/33/13.2 Trafo 3 13.2/33 Trafo 4 13.2/33	10 10 10 5	2	23.03			5 5 3 2	35.20 30.00 18.87 12.53	99.34 99.66 99.78 99.86	8.60	18.64
NORTE 2	Trafo1 132/33/13 Trafo 2 132/33/13	40 20					6 12	51.27 89.85	99.41 98.97		
PATAGONES	Trafo 132/33/13.2	15					2	16.03	99.82		
PEDRO LURO	Trafo 132/33/13.2	15					2	12.03	99.86		
PETROQUIMICA	Trafo 1 132/33/13.2 Trafo 2 132/33/13.2	15 40	1	0.30			4 7	25.25 37.95	99.71 99.56	5.70	3.43

Estación	Identificación Transformador	Potencia MVA	Forzadas N. Autorizadas		Forzadas Autorizadas		Programadas		Indice de Dispon.	P. corte MW	ENS MWh
			Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)			
	Trafo 3 132/33/13.2	40					5	32.70	99.63		
PIGUE	Trafo 1 132/33/13.2	15	1	1.58			5	31.97	99.62	4.00	0.13
	Trafo 2 132/33/13.2	15	2	0.73			6	35.22	99.59	2.30	0.48
	Trafo 33/66	7.5	2	37.72			3	18.87	99.35		
PRINGLES	Trafo 1 132/33/13.2	10	1	7.40			2	13.02	99.77	2.70	1.98
	Trafo 2 132/33/13.2	10					4	23.28	99.73		
PUNTA ALTA	Trafo 132/33/13.2	15					10	324.70	96.29		
	Trafo 132/33/13.2	15	1	0.22			5	21.12	99.76	5.70	1.52
SUAREZ	Trafo 132/33/13.2	15	1	1.02			6	36.47	99.57	2.00	2.04
	Trafo 132/33/13.2	15					8	41.43	99.53		
TORNQUIST	Trafo 132/33/13.2	15					2	18.12	99.79		
URBANA BBKA	Trafo 1 132/33/13.2	40	1	0.73			2	16.42	99.80	25.00	2.50
	Trafo 2 132/33/13.2	40	1	1.78					99.98	10.30	19.43

Tabla 9.1.12.6. Tipificación de Faltas - Año 2007

Tensión	Cantidad de faltas					Totales
	Permanentes			Transitorias		
	Monofásica a Tierra	Bifásica	Trifásica	Monofásica c/ recierre exitoso	(1) Trifásica c/ recierre exitoso	
220	0	0	0	4	0	4
132	61	16	8	637	9	731
66	5	2	0	39	0	46

ANEXO 9

Sub-Sección 1.13: Año 2008

Tabla 9.1.13.1. Indisponibilidades de líneas - Año 2008

Tensión nominal	Long total	Forzadas N. A.		Forzada autorizada		Programadas		Tasa de sal forzada	Indice de Disp	P. Corte	ENS
		Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)				
kV	km							C sal/100km-año	(%)	MW	MWh
220	177.0	0	0.00			7	58.30	0.00	99.336	0.0	0.0
132	5531.0	79	247.17			726	4948.15	1.43	99.341	891.1	756.5
66	398.0	9	49.57			72	448.97	2.26	99.362	37.0	7.9
Total	6105.9	88	296.73			805	5455.42	1.44	99.341	928.1	764.4

Tabla 9.1.13.2. Causa de salidas forzadas de líneas (Global) - Año 2008

Descripción	Ident (*)	Cantidad de salidas		Energía no suministrada		Potencia cortada	
		Nro	% Particip	MW-h	% Particip	MW	% Particip
Falla interna en el equipo de potencia	1	32	36.36	422.5	56.76	517.0	56.74
Tormenta eléctrica	2	5	5.68	0.3	0.04	17.0	1.87
Incendio de campos	3		0.00		0.00		0.00
Animales, plantaciones y otros objetos que afecten la instalacion	4	6	6.82	1.8	0.24	9.0	0.99
Error humano / maniobra.	5	2	2.27	38.5	5.17	44.2	4.85
Meteoro	6	1	1.14		0.00		0.00
Atentado / Vandalismo	7	2	2.27	160.2	21.52	74.0	8.12
Actuación incorrecta de los sistemas de protecciones y comunicaciones.	8	10	11.36	46.4	6.24	119.7	13.14
Falla en barras.	9		0.00		0.00		0.00
Actuación de protecciones en zona de respaldo remoto.	10	9	10.23	11.1	1.49	66.6	7.31
Protección de sobretensión, subfrecuencia, sobrefrecuencia.	11		0.00		0.00		0.00
Sobrecarga.	12		0.00		0.00		0.00
Oscilaciones de potencia.	13		0.00		0.00		0.00
Actuación correcta de automatismos del SADI.	14		0.00		0.00		0.00
Actuación incorrecta de automatismos del SADI.	15		0.00		0.00		0.00
Desconocidas	16	16	18.18	41.6	5.59	41.6	4.57
Otras	17	5	5.68	22.0	2.96	22.0	2.41
Total		88	100.00	744.5	100.00	911.1	100.00

Tabla 9.1.13.3. Salidas forzadas y programadas por línea - Año 2008

Codigo Ident.	E.T. Origen	E.T. Destino	Ter na	Tensión	Long.	Forzadas no Autorizadas		Forzadas autorizadas		Programadas		Indice de	Pcorte	ENS
			Nº	kV	Km	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Disponib	MW	MWh
	AZUL	OLAVARRIA		132.0	51.4	2	0.08			6	29.68	99.66		
	BALCARCE	MAR DEL PLATA		132.0	62.9	3	15.87			7	55.93	99.18		
	CALER.AVELLANEDA	LOMA NEGRA		132.0	5.3					7	43.57	99.50		
	CHASCOMUS	MONTE		132.0	114.0	2	6.38			12	82.98	98.98	18.0	12.3
	CHASCOMUS	VERONICA		132.0	70.8	2	6.50			8	55.28	99.29		
	DOLORES	SAN CLEMENTE		132.0	102.6					9	59.62	99.32		
	DOLORES	CHASCOMUS		132.0	90.2	1	0.68			8	51.03	99.41		
	GONZALEZ CHAVEZ	TRES ARROYOS		132.0	40.2					4	27.70	99.68		
	LOMA NEGRA	OLAVARRIA		132.0	51.5	1	0.07			8	50.92	99.42		
	LA PAMPITA	OLAVARRIA		132.0	27.5					7	46.28	99.47		
	LA PAMPITA	LAPRIDA		132.0	72.2					3	26.90	99.69		
	LAS ARMAS	DOLORES		132.0	88.2					6	49.93	99.43		
	LAS ARMAS	GRAL. MADARIAGA		132.0	64.4	1	0.53			7	48.25	99.44	68.0	36.3
	AZUL	CACHARÍ		132.0	55.7	5	16.08			7	34.13	99.43		
	CACHARÍ	LAS FLORES		132.0	51.3	1	10.35			2	15.88	99.70		
	CACHARÍ	RAUCH		132.0	19.6	1	0.37			1	5.63	99.93		
	MAR DEL PLATA	MIRAMAR		132.0	39.3	2	2.95			11	86.88	98.97		
	GRAL. MADARIAGA	VILLA GESELL		132.0	35.0					10	73.75	99.16		
	LAS TONINAS	SAN CLEMENTE		132.0	15.4	1	0.07			5	28.55	99.67		
	LAS TONINAS	MAR DEL TUYÚ		132.0	13.1					6	30.87	99.65		
	MAR DE AJÓ	MAR DEL TUYÚ		132.0	16.5	1	4.27			7	32.08	99.59	7.0	0.5
	LAS FLORES	ROSAS		132.0	28.4					5	26.33	99.70		
	MONTE	ROSAS		132.0	58.4	1	0.02			4	25.63	99.71		
	NEWTON	ROSAS		132.0	11.0					2	14.78	99.83		
	NECOCHEA	GONZALEZ CHAVEZ		132.0	138.9					10	77.25	99.12		
	NECOCHEA	MAR DEL PLATA		132.0	129.0					7	58.28	99.33		
	NECOCHEA	MIRAMAR		132.0	103.3	2	9.30			9	68.70	99.11	8.0	8.1
	NECOCHEA	TANDIL		132.0	149.2					11	83.20	99.05		
	OLAVARRIA VIEJA	CALER.AVELLANEDA		132.0	6.3	2	0.17			6	28.85	99.67	30.6	1.5

Codigo Ident.	E.T. Origen	E.T. Destino	Ter na	Tensión kV	Long. Km	Forzadas no Autorizadas		Forzadas autorizadas		Programadas		Indice de Disponib	Pcorte MW	ENS MWh
			Nº			Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)			
	CHILLAR	GONZALEZ CHAVEZ		132.0	89.1					7	54.63	99.38		
	CHILLAR	OLAVARRIA		132.0	73.4					4	37.95	99.57		
	OLAVARRIA	OLAVARRIA VIEJA		132.0	35.6	1	0.22			9	52.93	99.39	35.0	4.1
	OLAVARRIA	HENDERSON		132.0	139.9	1	15.13			12	79.47	98.92	451.3	369.8
	OLAVARRIA	BARKER		132.0	139.4	2	0.12			2	19.82	99.77		
	PINAMAR	MAR DE AJO		132.0	46.4	1	5.68			8	60.08	99.25		
	TANDIL	BALCARCE		132.0	103.6					5	41.22	99.53		
	TANDIL	BARKER		132.0	47.7					5	35.28	99.60		
	TANDIL	LAS ARMAS		132.0	122.2					4	26.13	99.70		
	TANDIL	OLAVARRIA		132.0	133.2	2	9.93			5	49.05	99.33		
	VILLA GESELL	PINAMAR		132.0	20.3					7	49.45	99.44		
	BRAGADO	9 DE JULIO - BS.AS.		66.0	60.9	1	0.03			4	24.72	99.72		
	BRAGADO	CHACABUCO		132.0	60.6	2	7.28			1	3.43	99.88	108.9	175.2
	CHACABUCO	CHACABUCO IND.		132.0	15.9	1	4.62					99.95	22.0	22.4
	CHACABUCO IND.	SALTO		132.0	48.6					1	5.40	99.94		
	BRAGADO	CHIVILCOY		132.0	49.0					12	69.62	99.21		
	BRAGADO	HENDERSON		220.0	177.0					7	58.30	99.33		
	BRAGADO	SALADILLO BS.AS.		132.0	83.8					9	47.72	99.46		
	CARLOS CASARES	PEHUAJO		66.0	53.1	1	0.08			9	47.93	99.45		
	CHIVILCOY	MERCEDES BS.AS.		132.0	69.1					14	75.73	99.14		
	HENDERSON	CNEL.SUAREZ		132.0	126.9	2	0.23			8	56.63	99.35	4.0	0.2
	HENDERSON	TRENQUE LAUQUEN		132.0	105.4					5	38.45	99.56		
	TRENQUE LAUQUEN	GENERAL PICO		132.0	77.4					4	23.97	99.73		
	LINCOLN	BRAGADO		132.0	109.4	1	0.03			8	44.73	99.49		
	LUJAN II	MORON		132.0	38.3					4	42.82	99.51		
	LUJÁN	LUJÁN II		132.0	9.0					5	34.70	99.60		
	LUJAN	MORON	2	132.0	44.6					6	45.62	99.48		
	CPTAN SARMIENTO	SAN A. DE ARECO		66.0	31.5					8	49.22	99.44		
	LUJAN	SAN A. DE ARECO		66.0	49.8	1	0.10			16	118.73	98.64	3.0	0.3
	MERCEDES BS.AS.	LUJAN		132.0	41.3					10	72.23	99.18		
	9 DE JULIO - BS.AS.	CARLOS CASARES		66.0	46.8	2	5.97			11	45.85	99.41	5.0	0.4
	PEHUAJO	TRENQUE LAUQUEN		66.0	80.1	1	0.02			5	26.88	99.69		
	SALADILLO	LAS FLORES		132.0	76.2	1	8.53			11	39.00	99.46		

Codigo Ident.	E.T. Origen	E.T. Destino	Ter na	Tensión	Long.	Forzadas no Autorizadas		Forzadas autorizadas		Programadas		Indice de	Pcorte	ENS
			Nº	kV	Km	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Disponib	MW	MWh
	ARRECIFES	PERGAMINO		66.0	43.8					5	38.33	99.56		
	ATUCHA I	ZARATE		132.0	22.1					17	115.85	98.68		
	CPTAN SARMIENTO	ARRECIFES		66.0	31.9	3	43.37			14	97.30	98.39	29.0	7.2
	NUEVA CAMPANA	SIDERCA 0		132.0	2.2					9	60.93	99.30		
	NUEVA CAMPANA	SIDERCA 1		132.0	3.2					7	47.25	99.46		
	NUEVA CAMPANA	PRAXAIR		132.0	6.1					7	40.37	99.54		
	CAMPANA	PRAXAIR		132.0	0.7					3	18.62	99.79		
	CAMPANA	SIDERCA 0		132.0	0.3					3	16.02	99.82		
	IMSA	LINCOLN		132.0	61.5	2	0.08			6	54.17	99.38	28.0	1.4
	JUNÍN	IMSA		132.0	8.5	1	1.62			5	26.22	99.68		
	PERGAMINO	ROJAS		132.0	36.0	1	5.17			13	84.35	98.98		
	PERGAMINO	COLÓN		132.0	52.7							100.00		
	ROJAS	JUNIN		132.0	47.7	1	0.03			6	37.52	99.57		
	SAN NICOLAS	V.CONSTIT.IND.		132.0	13.6					18	113.07	98.71		
	SAN NICOLAS	V.CONSTIT.RES.		132.0	14.7					8	56.00	99.36		
	URBANA S.NICOLAS	RAMALLO		132.0	12.9					3	21.47	99.75		
	PERGAMINO	RAMALLO		132.0	67.0					6	34.70	99.60		
	SAN NICOLAS	PERGAMINO		132.0	70.8					5	30.85	99.65		
	SAN NICOLAS	RAMALLO INDUSTRIAL		132.0	23.5					8	40.10	99.54		
	SAN PEDRO BS.AS.	RAMALLO INDUSTRIAL		132.0	58.0	3	8.58			7	44.17	99.40		
	SAN NICOLAS	URBANA S.NICOLAS		132.0	6.5					6	38.93	99.56		
	SAN PEDRO BS.AS.	PAPEL PRENSA		132.0	10.9							100.00		
	BARADERO	PAPEL PRENSA		132.0	24.0					1	8.27	99.91		
	SAN PEDRO BS.AS.	EASTMAN T		132.0	63.1	1	0.02			1	9.02	99.90	17.0	0.3
	ZARATE	EASTMAN T		132.0	11.0	1	0.03			1	9.02	99.90		
	EASTMAN T	PROTISA		132.0	5.0					1	9.00	99.90		
	PROTISA	EASTMAN		132.0	1.5					6	35.42	99.60		
	VILLA LIA	T V.LIA N CAMPANA		132.0	8.0					1	1.78	99.98		
	NUEVA CAMPANA	T V.LIA N CAMPANA		132.0	35.0					5	29.18	99.67		
	T V.LIA N CAMPANA	SAN A. DE ARECO		132.0	18.4					1	11.00	99.87		
	ZARATE	CAMPANA		132.0	9.4					5	29.68	99.66		
	MINETTI	NUEVA CAMPANA		132.0	5.0					4	31.08	99.65		

Codigo Ident.	E.T. Origen	E.T. Destino	Ter na	Tensión	Long.	Forzadas no Autorizadas		Forzadas autorizadas		Programadas		Indice de	Pcorte	ENS
			Nº	kV	Km	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Disponib	MW	MWh
	MINETTI	ZARATE		132.0	7.0					2	22.22	99.75		
	ZARATE	MATHEU		132.0	37.7					20	173.37	98.02		
	BAHIA BLANCA	NORTE II		132.0	19.0					12	77.58	99.11		
	BAHIA BLANCA	P.LURO		132.0	141.0	2	12.27			9	48.77	99.30	13.7	4.4
	BAHIA BLANCA	PRINGLES		132.0	102.1	2	5.88			19	126.73	98.49		
	PRINGLES	INDIO RICO		132.0	44.1	1	0.73			1	7.32	99.91	1.0	0.7
	CNEL. ROSALES	PUNTA ALTA		132.0	4.1							100.00		
	CNEL. DORREGO	BAHIA BLANCA		132.0	77.5	4	3.85			10	62.68	99.24		
	CNEL. SUAREZ	PIGUE		132.0	47.6	1	5.73			8	55.52	99.30		
	PIEDRABUENA 132	PUNTA ALTA		132.0	25.0	1	0.92			8	57.23	99.34		
	NORTE II	PETROQ. B.BLANCA		132.0	30.0	3	3.58			12	81.90	99.02	27.2	34.0
	PUNTA ALTA	BAHIA BLANCA		132.0	24.1	1	6.12			8	50.62	99.35		
	P.LURO	C.PATAGONES		132.0	151.0	6	55.17			20	151.47	97.64	31.7	60.3
	C. PATAGONES	VIDMA		132.0	2.7					3	20.92	99.76		
	PETROQ. B.BLANCA	BAHIA BLANCA	1	132.0	29.8	1	5.72			7	51.78	99.34		
	PETROQ. B.BLANCA	BAHIA BLANCA	2	132.0	29.8	2	0.05			10	68.60	99.22		
	PETROQ. B.BLANCA	BAHIA BLANCA	3	132.0	29.8	1	4.08			6	34.35	99.56		
	PETROQ. B.BLANCA	URBANA B. BLANCA		132.0	3.2					3	17.83	99.80		
	URBANA B. BLANCA	PIEDRABUENA		132.0	1.9					5	54.48	99.38		
	PETROQ. B.BLANCA	PROFERTIL		132.0	1.8	1	1.98			2	21.33	99.73	2.7	5.31
	TORNQUIST	PIGUÉ		132.0	55.0					5	41.23	99.53		
	BAHÍA BLANCA	TORNQUIST		132.0	77.3					4	32.07	99.63		
	PIGUE	GUATRACHE		132.0	102.0					10	79.45	99.09		
	PRINGLES	LAPRIDA		132.0	71.5					11	85.20	99.03		
	TRES ARROYOS	CNEL.DORREGO		132.0	99.0	1	0.08			7	46.52	99.47		

Tabla 9.1.13.4. Puntos de conexión (por estación) - Año 2008

Estación Transformadora	Cantidad de puntos de conexión	Forz N. Autorizadas		Forz autorizadas		Programadas		P. corte	ENS	Disp. Global
		Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	MW	MWh	(%)
9 DE JULIO	5					17	50.68			99.884
ARRECIFES	6					13	48.87			99.907
AZUL	7					5	16.05			99.974
BALCARCE	11					18	66.25			99.931
BARADERO	6					4	14.82			99.972
BARKER	5					5	97.33			99.778
BRAGADO	5					14	88.02			99.799
CAMPANA	14					13	84.83			99.931
CAP. SARMIENTO	6					11	42.92			99.918
CARLOS CASARES	5	2	0.37			19	96.00			99.780
CHACABUCO	10					8	20.73			99.976
CHACABUCO INDUSTRIAL	6					7	17.17			99.967
CHASCOMUS	11					15	82.48			99.914
CHILLAR	1					1	4.47			99.949
CHIVILCOY	13					12	42.87			99.962
COLÓN	5					2	3.38			99.992
CORONEL ROSALES	2									100.000
DOLORES	4					9	38.47			99.890
DORREGO	3					5	32.13			99.878
EASTMAN	1									100.000
G.CHAVES	7					7	40.87			99.933
HENDERSON	6					12	61.70			99.883
IMSA	4					4	11.85			99.966
JUNIN	13					36	236.35			99.792
LAPRIDA	3					3	14.07			99.946
LAS ARMAS	3					5	25.50			99.903

Estación Transformadora	Cantidad de puntos de conexión	Forz N. Autorizadas		Forz autorizadas		Programadas		P. corte	ENS	Disp. Global
		Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	MW	MWh	(%)
LAS FLORES	3					3	4.83			99.982
LA PAMPITA	2					2	4.97			99.972
LAS TONINAS	6					8	29.90			99.943
LINCOLN	10					11	39.90			99.954
LOS CHAÑARES	2									100.000
LUJAN	15					12	40.13			99.969
LUJAN II	7					5	19.48			99.968
MADARIAGA	2					4	30.10			99.828
MAR DE AJO	12					20	99.57			99.905
MAR DEL TUYÚ	2									100.000
MERCEDES	10					12	33.42			99.962
MINETTI	1					1	5.13			99.941
MIRAMAR	8					5	18.92			99.973
MONTE	6	1	30.52			5	6.30			99.930
NECOCHEA	11					5	27.65			99.971
NORTE 2	6					3	14.27			99.973
OLAVARRIA	10					14	78.37			99.911
PAPEL PRENSA	3					4	14.97			99.943
PATAGONES	5					4	27.30			99.938
PEDRO LURO	4					4	29.87			99.915
PEHUAJÓ	6					8	28.38			99.946
PERGAMINO	14					30	79.92			99.935
PETROQUIMICA	19					9	54.38			99.967
PIGUE	8					8	55.50			99.921
PINAMAR	9					7	28.15			99.964
PRAXAIR	1					1	7.53			99.914
PRINGLES	2					2	12.32			99.930
PROFERTIL	1									100.000
PROTISA	1									100.000
PUNTA ALTA	8					14	64.78			99.908

Estación Transformadora	Cantidad de puntos de conexión	Forz N. Autorizadas		Forz autorizadas		Programadas		P. corte	ENS	Disp. Global
		Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	MW	MWh	(%)
QUEQUEN	6	1	1.22			6	27.52			99.945
RAMALLO INDUSTRIAL	3					4	32.15			99.878
ROJAS	7			1	2.85	6	22.90			99.958
SAN CLEMENTE	7					11	46.03			99.925
SALADILLO	6					7	31.08			99.941
SALTO	6					2	3.53			99.993
SAN A. de ARECO	6	1	8.65			10	27.80			99.931
SAN NICOLAS	12					19	168.78			99.839
SAN PEDRO	8					17	65.20			99.907
SUAREZ	8					8	45.32			99.935
T. LAUQUEN	8	2	0.17			17	59.15			99.915
TANDIL	13					13	34.08			99.970
TORNQUIST	2					4	39.68			99.773
TRES ARROYOS	8					19	80.03			99.886
URBANA BBKA	6					11	75.82			99.856
URBANA SAN NICOLAS	14					9	32.97			99.973
VILLA GESELL	12					12	41.25			99.961
ZARATE	12					6	22.83			99.978

Tabla 9.1.13.5. Indisponibilidades de Transformadores - Año 2008

Estación	Identificación Transf	Potencia MVA	Forzadas N. Autorizadas		Forzadas Autorizadas		Programadas		Indice de Disponibili dad	P. corte MW	ENS MWh
			Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)			
AZUL	Trafo 1 132/33/13.2	10	1	2.43			5	15.55	99.82		
	Trafo 2 132/33/13.2	15					3	13.10	99.82		
	Trafo 3 132/33/13.2	10					6	38.63	99.56		
BALCARCE	Trafo 1 132/33/13.2	15	2	4.30			4	15.92	99.77	20.2	28.5
	Trafo 2 132/33/13.2	30					2	5.98	99.93		
BARKER	Trafo 1 132/33/13.2	15	2	55.55			1	0.32	100.00	6.5	5.5
	Trafo 2 132/33/13.2	10					6	28.38	99.04		
	Trafo 3 33/13,2	5					1	7.48	99.91		
	Trafo 33/13,2	1.5					2	13.85	99.84		
CHASCOMUS	Trafo 1 132/33/13.2	15	1	2.45			5	63.68	99.25	10.4	27.4
	Trafo 2 132/33/13.2	15	1	9.60			4	21.10	99.65		
DOLORES	Trafo 1 132/33/13.2	15	1	0.38	1	17.23	4	21.45	99.55	2.6	1.0
	Trafo 2 132/33/13.2	15					4	18.67	99.79		
G.CHAVES	Trafo 132/33/13.2	10	2	0.80			4	29.07	99.67	3.9	1.6
	Trafo 33/13,2	5					5	28.80	99.66		
LAPRIDA	Trafo 1 132/33/13.2	10					2	10.92	99.88		
	Trafo 2 132/33/13.2	10					1	5.10	99.94		
	Trafo 33/13.2	5					3	16.20	99.82		
LAS ARMAS	Trafo 132/33/13.2	10					3	17.22	99.80		
	Trafo 33/13.2	1					3	15.08	99.83		
LAS FLORES	Trafo 1 132/33/13.2	15	1	5.15			9	31.00	99.59		
	Trafo 2 132/33/13.2	15					4	17.27	99.80		
LAS TONINAS	Trafo 1 132/33/13.2	30					2	12.22	99.86		
MADARIAGA	Trafo 1 132/33/13.2	15					3	26.92	99.69		
	Trafo 2 33/13.2	5					2	16.23	99.81		

Estación	Identificación Transf	Potencia MVA	Forzadas N. Autorizadas		Forzadas Autorizadas		Programadas		Indice de Disponibili dad	P. corte MW	ENS MWh
			Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)			
MAR DE AJO	Trafo 1 132/33/13.2	30	1	2.17			5	26.28	99.68	5.9	12.9
	Trafo 2 132/33/13.2	15	2	1.68			6	26.77	99.68	5.5	1.7
	Trafo 3 132/33/13.2	44	1	0.48			6	39.38	99.54		
MAR DEL TUYU	Trafo 132/33/13,2	20					3	12.10	99.86		
MIRAMAR	Trafo 1 132/33/13.2	15	1	15.10			8	39.60	99.38	6.3	4.1
	Trafo 2 132/33/13.2	15	2	11.08			4	27.45	99.56	10.0	0.3
MONTE	Tr 1 132/33/13,2	15	2	2.78	1	1.32	5	19.22	99.73	7.1	6.6
	Tr 2 132/33/13,2	15	1	1.08					99.99	4.4	5.0
	Tr 3 33/13,2	14	1	22.92			1	2.55	99.71	5.0	5.3
NECOCHEA	Trafo 1 132/13,2	10	2	1.72			12	47.73	99.44		
	Trafo 2 132/13,2	30					6	46.58	99.47		
	Trafo 3 132/33/13.2	15					5	26.88	99.69		
OLAVARRIA	Trafo 1 132/33/13.2	30	2	2.80			4	18.88	99.75	38.6	17.4
	Trafo 2 132/33/13.2	30	1	20.22			11	63.08	99.05		
	Trafo 3 132/33/13.2	30	1	0.93			10	50.22	99.42	18.0	16.8
PINAMAR	Trafo 1 132/33/13,2	15					5	35.62	99.59		
	Trafo 2 132/33/13,2	30	1	0.60			5	27.87	99.68	10.2	6.1
QUEQUEN	Trafo 132/33/13.2	15					9	73.18	99.16		
S.CLEMENTE	Trafo 1 132/33/13,2	15					6	41.65	99.52		
	Trafo 2 132/33/13,2	15					8	43.37	99.50		
TANDIL	Trafo 1 132/33/13.2	30	1	2.97			2	14.92	99.80	5.0	3.5
	Trafo 2 132/33/13.2	30					3	13.80	99.84		
	Trafo 3 132/33/13.2	30	1	0.67			3	16.25	99.81	12.3	8.8
TRES ARROYOS	Trafo 132/33/13.2	15	3	1.83			11	65.22	99.23	27.6	16.8
	Trafo 132/33/13.2	30							100.00		
VILLA GESELL	Trafo 1 132/33/13.2	30	1	0.45			4	23.38	99.73	10.0	5.0
	Trafo 2 132/33/13.2	15	1	0.28			4	23.03	99.73	3.7	1.1
	Trafo 3 132/13.2	40					6	37.12	99.58		

Estación	Identificación Transf	Potencia MVA	Forzadas N. Autorizadas		Forzadas Autorizadas		Programadas		Indice de Disponibili dad	P. corte MW	ENS MWh
			Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)			
9 DE JULIO	Trafo 1 66/13,2	10					6	14.93	99.83		
	Trafo 2 66/13,2	10					6	17.40	99.80		
BRAGADO	ATr1 220/132	150					2	12.05	99.86		
	ATr2 220/132	150					3	28.48	99.67		
	Tr 1 132/33/13,2	10					8	37.18	99.58		
	ATr3 132/66	20	1	0.58			4	16.00	99.81	15.0	9.5
	ATr4 132/66	20	2	0.95			3	17.52	99.79	22.0	17.7
CARLOS CASARES	Tr 1 66/33	5					2	8.92	99.90		
	Tr 2 66/13,2	5	1	0.18			13	34.68	99.60	6.2	1.8
	Tr 3 66/13,2	5	2	3.92	1	0.82	21	136.72	98.39	9.9	3.5
CHACABUCO	Tr 1 132/33/13,2	15	1	8.15			1	5.80	99.84	11.6	5.0
	Tr 2 132/33/13,2	15	1	0.45			2	6.78	99.92	2.0	0.5
CHACABUCO INDUSTRIAL	Tr 1 132/33/13,2	15	3	1.03			3	735.75	91.59	12.0	4.2
CHIVILCOY	Tr 1 132/33/13,2	30					6	23.15	99.74		
	Tr 2 132/33/13,2	30					2	7.73	99.91		
HENDERSON	Tr 4 220/132	40					4	20.42	99.77		
	Tr5 132/33/13,2	15	1	0.12			4	19.62	99.77		
	Tr6 132/33/13,2	20	1	0.22			4	25.70	99.70		
LINCOLN	Tr 1 132/33/13,2	15	1	0.05			8	58.60	99.33	2.8	0.1
	Tr 2 132/33/13,2	15					6	46.32	99.47		
LUJAN	Tr 1 132/33/13,2	30					1	6.87	99.92		
	Tr 2 132/33/13,2	30					2	16.08	99.82		
	Tr 3 132/66	15					1	7.87	99.91		
	Tr 4 132/66	15					1	6.03	99.93		
LUJAN II	Tr 1 132/33/13,2	30	2	1.35			1	3.92	99.94	11.1	19.8
MERCEDES	Tr 1 132/33/13,2	30	1	1.28			2	9.72	99.87		
	Tr 2 132/33/13,2	30	1	1.28			2	12.42	99.84	19.0	25.7

Estación	Identificación Transf	Potencia MVA	Forzadas N. Autorizadas		Forzadas Autorizadas		Programadas		Indice de Disponibili dad	P. corte MW	ENS MWh
			Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)			
PEHUAJÓ	Tr 1 66/13.2	5					6	34.82	99.60		
	Tr 2 66/13.2	5					7	38.00	99.57		
	Tr 3 66/13.2	16	1	0.85			10	48.92	99.43	8.0	2.3
SALADILLO	Tr 1 132/33/13,2	15	1	0.37			3	10.38	99.88	6.5	2.8
	Tr 2 132/33/13,2	15					3	11.97	99.86		
SALTO	Tr 1 132/33/13,2	30	1	19.43			2	8.60	99.68	15.3	8.2
SAN A. de ARECO	Tr 1 66/13,2	5	2	8.27			6	20.68	99.67		
	Tr 2 66/13,2	5	2	8.23			5	21.25	99.66		
	Tr 4 132/33/13,2	15	4	8.85			4	37.17	99.47	28.1	34.9
T. LAUQUEN	Tr 3 132/33/13,2	30	1	0.80	1	5.82	12	61.10	99.23	11.8	9.4
	Tr1 66/13,2	5					8	35.18	99.60		
	Tr 6 132/33/13,2	30					3	9.52	99.89		
	Tr2 66/13,2	5					8	34.37	99.61		
	Tr4 132/66	40	1	1.18			5	26.48	99.68		
	Tr5 132/66	40					4	24.43	99.72		
ARRECIFES	Tr 1 66/13,2	10	1	6.17			2	10.50	99.81	4.4	9.1
	Tr 4 66/13,2	7.5					4	18.42	99.79		
	ATr 2 66/33	5					4	16.47	99.81		
	ATr 5 66/33	5					5	27.98	99.68		
	Tr3 66/33	7.5					2	10.75	99.88		
BARADERO	Trafo 1 132/33/13.2	30	1	3.68			1	8.92	99.86		
CAMPANA	Trafo 1 132/33/13.2	30	1	0.60					99.99	4.5	2.6
	Trafo 2 132/33/13.2	30					1	9.67	99.89		
CAP. SARMIENTO	Tr 1 66/33/13,2	10					5	27.63	99.68		
	Tr 2 66/33/13,2	10					5	26.20	99.70		
IMSA	Tr 1 132/33/13,2	15					2	19.72	99.77		
	Trafo 33/13,2	5							100.00		
COLÓN	Tr 1 132/33/13,2	30					2	3.75	99.96		

Estación	Identificación Transf	Potencia MVA	Forzadas N. Autorizadas		Forzadas Autorizadas		Programadas		Indice de Disponibili dad	P. corte MW	ENS MWh
			Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)			
JUNIN	Tr 1 132/33/13,2	30					9	82.57	99.06		
	Tr 2 132/33/13,2	30	1	0.20			13	121.67	98.61	7.5	1.6
PAPEL PRENSA	Trafo 132/33/13.2	15	1	0.20			3	12.52	99.85	6.0	2.3
PERGAMINO	Tr 1 132/33/13,2	30	1	0.03			11	50.87	99.42	6.5	8.5
	Tr 2 132/33/13,2	30	2	3.98			5	20.52	99.72	22.5	14.1
	Tr 6 132/33/13,2	30	1	0.60			12	50.38	99.42	8.5	6.0
RAMALLO INDUSTRIAL	Trafo 1 132/33/13.2	30					1	8.12	99.91		
ROJAS	Trafo 1 132/33/13.2	15					2	11.13	99.87		
	Trafo 2 132/33/13.2	15					2	13.37	99.85		
SAN NICOLAS	Trafo 6 132/33/13.2	30					5	30.58	99.65		
	Trafo 7 132/33/13.2	30					5	27.25	99.69		
SAN PEDRO	Trafo 1 132/33/13.2	15					4	24.45	99.72		
	Trafo 2 132/33/13.2	15					2	12.42	99.86		
URBANA SAN NICOLAS	Trafo 1 132/33/13.2	44					6	28.27	99.68		
	Trafo 2 132/33/13.2	44					7	34.73	99.60		
VILLA LIA	Autotrafo 220/132/13.2	150	1	1.63			7	46.17	99.45		
ZARATE	Trafo 1 132/33/13.2	15					2	17.08	99.80		
	Trafo 2 132/33/13.2	30	2	0.85			1	6.82	99.91	36.2	15.6
	Trafo 3 132/33/13.2	30	3	4.22			1	5.32	99.89	45.0	20.0
	Trafo 4 132/33/13.2	15	1	0.28			2	42.15	99.52	24.8	9.1
DORREGO	Trafo 1 132/33/13.2	10					3	17.67	99.80		
	Trafo 2 132/33/13.2	10					14	54.38	99.38		
	Trafo 3 13.2/33	10					4	18.62	99.79		
	Trafo 4 13.2/33	5					3	18.20	99.79		
NORTE 2	Trafo1 132/33/13	40	1	0.08			2	5.98	99.93		
	Trafo 2 132/33/13	20	1	2.07			7	27.32	99.66	8.6	7.9

Estación	Identificación Transf	Potencia MVA	Forzadas N. Autorizadas		Forzadas Autorizadas		Programadas		Indice de Disponibili dad	P. corte MW	ENS MWh
			Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)			
PATAGONES	Trafo 132/33/13.2	15	1	0.53			1	4.73	99.94	3.0	1.6
PEDRO LURO	Trafo 132/33/13.2	15					2	14.15	99.84		
PETROQUIMICA	Trafo 1 132/33/13.2	15					11	85.20	99.03		
	Trafo 2 132/33/13.2	40					9	71.02	99.19		
	Trafo 3 132/33/13.2	40					11	70.53	99.19		
PIGUE	Trafo 1 132/33/13.2	15	1	0.07			7	77.18	99.12	2.5	0.3
	Trafo 2 132/33/13.2	15	2	0.27			4	22.77	99.74	7.5	0.8
	Trafo 33/66	7.5					3	15.75	99.82		
PRINGLES	Trafo 1 132/33/13.2	10					3	19.18	99.78		
	Trafo 2 132/33/13.2	10					3	15.97	99.82		
PUNTA ALTA	Trafo 132/33/13.2	15					5	19.53	99.78		
	Trafo 132/33/13.2	15	2	2.35			4	16.27	99.79	6.3	0.8
SUAREZ	Trafo 132/33/13.2	15	3	8.18			8	52.95	99.30	2.3	0.4
	Trafo 132/33/13.2	15	3	8.15			3	16.25	99.72	10.0	80.0
TORNQUIST	Trafo 132/33/13.2	15					3	29.00	99.67		
URBANA BBKA	Trafo 1 132/33/13.2	40	2	4.12			1	9.33	99.85	46.5	71.5
	Trafo 2 132/33/13.2	40	1	1.10	1	1.97	1	10.05	99.85	17.0	21.0

Tabla 9.1.13.6. Tipificación de Faltas - Año 2008

Tensión	Cantidad de faltas					Totales
	Permanentes			Transitorias		
	Monofásica a Tierra	Bifásica	Trifásica	Monofásica c/ recierre exitoso	(1) Trifásica c/ recierre exitoso	
220	0	0	0	2		2
132	54	16	9	516		595
66	9	0	0	30	3	42

ANEXO 9

Sub-Sección 1.14: Año 2009

Tabla 9.1.13.1. Indisponibilidades de líneas - Año 2009

Tensión nominal	Long total	Forzadas N. A.		Forzada autorizada		Programadas		Tasa de sal forzada	Indice de Disp	P. Corte	ENS
		Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)				
kV	km							C sal/100km-año	(%)	MW	MWh
220	177.0	2	5.43			3	27.27	1.13	99.627	59.2	23.6
132	5533.5	91	241.15			746	5562.32	1.64	99.300	816.8	561.6
66	398.0	6	36.37			89	619.08	1.51	99.148	50.5	14.7
Total	6108.5	99	282.95			838	6208.67	1.62	99.300	926.5	600.0

Tabla 9.1.13.2. Causa de salidas forzadas de líneas (Global) - Año 2009

Descripción	Ident (*)	Cantidad de salidas		Energía no suministrada		Potencia cortada	
		Nro	% Particip	MW-h	% Particip	MW	% Particip
Falla interna en el equipo de potencia	1	43	43.43	315.6	52.60	394.5	42.58
Tormenta eléctrica	2	11	11.11	76.2	12.70	59.2	6.39
Incendio de campos	3		0.00		0.00		0.00
Animales, plantaciones y otros objetos que afecten la instalacion	4	4	4.04	4.0	0.66	17.9	1.93
Error humano / maniobra.	5	5	5.05	85.5	14.26	246.0	26.55
Meteoro	6	4	4.04	2.6	0.44	5.4	0.58
Atentado / Vandalismo	7		0.00		0.00		0.00
Actuación incorrecta de los sistemas de protecciones y comunicaciones.	8	12	12.12	35.6	5.94	39.2	4.23
Falla en barras.	9		0.00		0.00		0.00
Actuación de protecciones en zona de respaldo remoto.	10	8	8.08	12.8	2.14	14.8	1.60
Protección de sobretensión, subfrecuencia, sobrefrecuencia.	11		0.00		0.00		0.00
Sobrecarga.	12		0.00		0.00		0.00
Oscilaciones de potencia.	13		0.00		0.00		0.00
Actuación correcta de automatismos del SADI.	14		0.00		0.00		0.00
Actuación incorrecta de automatismos del SADI.	15		0.00		0.00		0.00
Desconocidas	16	9	9.09	26.0	4.33	61.5	6.64
Otras	17	3	3.03	41.7	6.94	88.0	9.50
Total		99	100.00	600.0	100.00	926.5	100.00

Tabla 9.1.13.3. Salidas forzadas y programadas por línea - Año 2009

Codigo Ident.	E.T. Origen	E.T. Destino	Ter na	Tensión	Long.	Forzadas no Autorizadas		Forzadas autorizadas		Programadas		Indice de	Pcorte	ENS
			Nº	kV	Km	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Disponib	MW	MWh
	AZUL	OLAVARRIA		132.0	51.4					4	29.07	99.67		
	BALCARCE	MAR DEL PLATA		132.0	62.9	2	0.40			10	86.48	99.01		
	CALER.AVELLANEDA	LOMA NEGRA		132.0	5.3					6	32.05	99.63		
	CHASCOMUS	MONTE		132.0	114.0	1	0.43			15	120.35	98.62		
	CHASCOMUS	VERONICA		132.0	70.8	3	12.52			7	48.07	99.31		
	DOLORES	SAN CLEMENTE		132.0	102.6					9	53.42	99.39		
	DOLORES	CHASCOMUS		132.0	90.2					11	69.12	99.21		
	GONZALEZ CHAVEZ	TRES ARROYOS		132.0	40.2	2	0.62			11	69.63	99.20		
	LOMA NEGRA	OLAVARRIA		132.0	51.5	2	0.05			15	53.65	99.39		
	LA PAMPITA	OLAVARRIA		132.0	27.5					2	15.73	99.82		
	LA PAMPITA	LAPRIDA		132.0	72.2	1	4.08			7	54.93	99.33	3.3	2.5
	LAS ARMAS	DOLORES		132.0	88.2					6	47.73	99.46		
	LAS ARMAS	GRAL. MADARIAGA		132.0	64.4	1	1.23			8	54.08	99.37		
	AZUL	CACHARÍ		132.0	55.7					3	16.22	99.81		
	CACHARÍ	LAS FLORES		132.0	51.3					3	10.78	99.88		
	CACHARÍ	RAUCH		132.0	19.6					3	20.30	99.77		
	MAR DEL PLATA	MIRAMAR		132.0	39.3	1	0.33			9	73.67	99.16	160.0	64.0
	GRAL. MADARIAGA	VILLA GESELL		132.0	35.0	2	2.07			11	72.28	99.15		
	LAS TONINAS	SAN CLEMENTE		132.0	15.4					3	22.73	99.74		
	LAS TONINAS	MAR DEL TUYÚ		132.0	13.1					3	42.95	99.51		
	MAR DE AJÓ	MAR DEL TUYÚ		132.0	16.5					2	35.68	99.59		
	LAS FLORES	ROSAS		132.0	28.4	4	26.90			5	35.25	99.29	5.8	12.8
	MONTE	ROSAS		132.0	58.4	1	7.45			5	34.42	99.52		
	NEWTON	ROSAS		132.0	11.0	1	1.05			1	1.97	99.97		
	NECOCHEA	GONZALEZ CHAVEZ		132.0	138.9	3	1.32			10	86.98	98.99	20.2	28.6
	NECOCHEA	MAR DEL PLATA		132.0	129.0							100.00		
	NECOCHEA	MIRAMAR		132.0	103.3	2	0.92			9	69.58	99.20	11.2	15.4
	NECOCHEA	TANDIL		132.0	149.2	4	6.25			9	65.75	99.18		
	OLAVARRIA VIEJA	CALER.AVELLANEDA		132.0	6.3					4	16.37	99.81		

Codigo Ident.	E.T. Origen	E.T. Destino	Ter na	Tensión	Long.	Forzadas no Autorizadas		Forzadas autorizadas		Programadas		Indice de	Pcorte	ENS
			Nº	kV	Km	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Disponib	MW	MWh
	CHILLAR	GONZALEZ CHAVEZ		132.0	89.1	2	17.47			11	68.28	99.02		
	CHILLAR	OLAVARRIA		132.0	73.4					4	15.95	99.82		
	OLAVARRIA	OLAVARRIA VIEJA		132.0	35.6	2	4.32			9	47.48	99.41	84.0	37.9
	OLAVARRIA	HENDERSON		132.0	139.9					8	56.88	99.35		
	OLAVARRIA	BARKER		132.0	139.4					1	10.18	99.88		
	PINAMAR	MAR DE AJO		132.0	46.4	3	7.42			13	76.87	99.04	12.3	43.3
	TANDIL	BALCARCE		132.0	103.6	1	5.57			4	29.95	99.59		
	TANDIL	BARKER		132.0	47.7					3	16.87	99.81		
	TANDIL	LAS ARMAS		132.0	122.2					6	45.60	99.48		
	TANDIL	OLAVARRIA		132.0	133.2					7	46.92	99.46		
	VILLA GESELL	PINAMAR		132.0	20.3					13	104.27	98.81		
	BRAGADO	9 DE JULIO - BS.AS.		66.0	60.9	1	6.50			10	51.25	99.34		
	BRAGADO	CHACABUCO		132.0	60.6	1	2.73			1	8.68	99.87	17.0	27.1
	CHACABUCO	CHACABUCO IND.		132.0	15.9					3	17.38	99.80		
	CHACABUCO IND.	SALTO		132.0	48.6					2	21.93	99.75		
	BRAGADO	CHIVILCOY		132.0	49.0					5	22.72	99.74		
	BRAGADO	HENDERSON		220.0	177.0	2	5.43			3	27.27	99.63	59.2	23.6
	BRAGADO	SALADILLO BS.AS.		132.0	83.8	1	0.67			4	21.85	99.74	10.8	8.3
	CARLOS CASARES	PEHUAJO		66.0	53.1	1	0.12			12	53.12	99.39		
	CHIVILCOY	MERCEDES BS.AS.		132.0	69.1					11	53.95	99.38		
	HENDERSON	CNEL.SUAREZ		132.0	126.9					10	66.33	99.24		
	HENDERSON	TRENQUE LAUQUEN		132.0	105.4					4	37.75	99.57		
	TRENQUE LAUQUEN	GENERAL PICO		132.0	77.4					3	20.02	99.77		
	LINCOLN	BRAGADO		132.0	109.4	1	0.08			4	18.70	99.79		
	LUJAN II	MORON		132.0	38.3					1	39.88	99.54		
	LUJÁN	LUJÁN II		132.0	9.0					2	23.35	99.73		
	LUJAN	MORON	2	132.0	44.6	2	20.65			3	25.88	99.47		
	CPTAN SARMIENTO	SAN A. DE ARECO		66.0	31.5					13	179.55	97.95		
	LUJAN	SAN A. DE ARECO		66.0	49.8					17	123.77	98.59		
	MERCEDES BS.AS.	LUJAN		132.0	41.3	1	19.22			5	26.93	99.47		
	9 DE JULIO - BS.AS.	CARLOS CASARES		66.0	46.8					11	50.88	99.42		
	PEHUAJO	TRENQUE LAUQUEN		66.0	80.1	2	10.47			10	41.42	99.41	5.4	2.6
	SALADILLO	LAS FLORES		132.0	76.2	3	21.45			13	74.92	98.90		

Codigo Ident.	E.T. Origen	E.T. Destino	Ter na	Tensión	Long.	Forzadas no Autorizadas		Forzadas autorizadas		Programadas		Indice de	Pcorte	ENS
			Nº	kV	Km	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Disponib	MW	MWh
	ARRECIFES	PERGAMINO		66.0	43.8	2	19.28			6	30.07	99.44	45.1	12.1
	ATUCHA I	ZARATE		132.0	22.1	2	3.27			4	26.52	99.66		
	CPTAN SARMIENTO	ARRECIFES		66.0	31.9					10	89.03	98.98		
	NUEVA CAMPANA	SIDERCA 0		132.0	2.2					7	47.58	99.46		
	NUEVA CAMPANA	SIDERCA 1		132.0	3.2					7	52.40	99.40		
	NUEVA CAMPANA	PRAXAIR		132.0	6.1					9	76.55	99.13		
	CAMPANA	PRAXAIR		132.0	0.7					4	24.38	99.72		
	CAMPANA	SIDERCA 0		132.0	0.3					4	24.82	99.72		
	IMSA	LINCOLN		132.0	61.5	1	0.08			7	41.73	99.52	4.3	0.4
	JUNÍN	IMSA		132.0	8.5					5	42.67	99.51		
	PERGAMINO	ROJAS		132.0	36.0	1	8.23			4	20.18	99.68		
	PERGAMINO	COLÓN		132.0	52.7					2	13.45	99.85		
	ROJAS	JUNIN		132.0	47.7					8	44.35	99.49		
	SAN NICOLAS	V.CONSTIT.IND.		132.0	13.6	2	3.97			5	43.97	99.45		
	SAN NICOLAS	V.CONSTIT.RES.		132.0	14.7					4	34.10	99.61		
	URBANA S.NICOLAS	RAMALLO		132.0	12.9					4	27.70	99.68		
	PERGAMINO	RAMALLO		132.0	67.0	1	0.05			7	25.97	99.70		
	SAN NICOLAS	PERGAMINO		132.0	70.8	1	1.55			6	32.48	99.61		
	SAN NICOLAS	RAMALLO INDUSTRIAL		132.0	23.5					4	26.15	99.70		
	RAMALLO	RAMALLO INDUSTRIAL		132.0	17.7					1	5.75	99.93		
	RAMALLO	SAN NICOLAS	2	132.0	6.2	1	1.38			3	17.45	99.79		
	SAN PEDRO BS.AS.	RAMALLO INDUSTRIAL		132.0	58.0	2	8.85			8	62.45	99.19	102.5	75.3
	SAN NICOLAS	URBANA S.NICOLAS		132.0	6.5					10	57.00	99.35		
	SAN PEDRO BS.AS.	PAPEL PRENSA		132.0	10.9					1	7.73	99.91		
	BARADERO	PAPEL PRENSA		132.0	24.0					1	8.65	99.90		
	SAN PEDRO BS.AS.	EASTMAN T		132.0	63.1	2	6.17			2	42.13	99.45	95.0	109.1
	LAS PALMAS	SAN PEDRO		132.0	67.3					4	32.20	99.63		
	ZARATE	EASTMAN T		132.0	11.0	3	1.47			1	34.47	99.59		
	EASTMAN T	PROTISA		132.0	5.0					1	35.67	99.59		
	PROTISA	EASTMAN		132.0	1.5					1	35.93	99.59		
	VILLA LIA	T V.LIA N CAMPANA		132.0	8.0	1	0.15			5	30.15	99.65		

Codigo Ident.	E.T. Origen	E.T. Destino	Ter na	Tensión	Long.	Forzadas no Autorizadas		Forzadas autorizadas		Programadas		Indice de	Pcorte	ENS
			Nº	kV	Km	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Disponib	MW	MWh
	NUEVA CAMPANA	T V.LIA N CAMPANA		132.0	35.0	1	0.17			7	34.88	99.60	13.6	3.6
	T V.LIA N CAMPANA	SAN A. DE ARECO		132.0	18.4	1	0.25			3	22.63	99.74		
	ZARATE	CAMPANA		132.0	9.4					14	108.03	98.77		
	MINETTI	NUEVA CAMPANA		132.0	5.0	3	0.87			5	29.12	99.66	10.5	14.6
	MINETTI	ZARATE		132.0	7.0					5	27.73	99.68		
	ZARATE	MATHEU		132.0	37.7	2	0.13			6	63.98	99.27	146.0	51.0
	CAMPANA III	ZARATE		132.0	16.8					5	338.87	96.13		
	CAMPANA III	MATHEU		132.0	21.0					5	69.25	99.21		
	BAHIA BLANCA	NORTE II		132.0	19.0					9	54.72	99.38		
	BAHIA BLANCA	P.LURO		132.0	141.0	2	1.82			32	249.90	97.13	28.0	12.2
	BAHIA BLANCA	PRINGLES		132.0	102.1	3	0.98			16	92.10	98.94	2.0	6.2
	PRINGLES	INDIO RICO		132.0	44.1					1	9.77	99.89		
	CNEL. ROSALES	PUNTA ALTA		132.0	4.1					1	9.20	99.89		
	CNEL. DORREGO	BAHIA BLANCA		132.0	77.5	1	8.53			12	73.35	99.07		
	CNEL. SUAREZ	PIGUE		132.0	47.6	1	0.25			10	58.93	99.32		
	PIEDRABUENA 132	PUNTA ALTA		132.0	25.0	2	3.68			14	73.75	99.12		
	LOS CHAÑARES	PETROQ. B.BLANCA		132.0	15.7					8	47.12	99.46		
	LOS CHAÑARES	NORTE II		132.0	15.7					4	20.90	99.76		
	PUNTA ALTA	BAHIA BLANCA		132.0	24.1	2	8.38			10	48.75	99.35	18.3	22.0
	P.LURO	C.PATAGONES		132.0	151.0	4	16.58			32	263.20	96.81	52.3	19.2
	C. PATAGONES	VIDMA		132.0	2.7					9	69.42	99.21		
	PETROQ. B.BLANCA	BAHIA BLANCA	1	132.0	29.8					10	62.53	99.29		
	PETROQ. B.BLANCA	BAHIA BLANCA	2	132.0	29.8					5	28.40	99.68		
	PETROQ. B.BLANCA	BAHIA BLANCA	3	132.0	29.8					11	60.28	99.31		
	PETROQ. B.BLANCA	URBANA B. BLANCA		132.0	3.2					5	28.58	99.67		
	URBANA B. BLANCA	PIEDRABUENA		132.0	1.9					4	24.33	99.72		
	PETROQ. B.BLANCA	PROFERTIL		132.0	1.8							100.00		
	TORNQUIST	PIGUÉ		132.0	55.0	1	0.50			2	16.12	99.81		
	BAHÍA BLANCA	TORNQUIST		132.0	77.3	2	0.50			2	17.48	99.79	19.7	8.2
	PIGUE	GUATRACHE		132.0	102.0					10	62.33	99.29		
	PRINGLES	LAPRIDA		132.0	71.5	2	4.78			13	87.57	98.95		
	TRES ARROYOS	CNEL.DORREGO		132.0	99.0					8	43.37	99.50		

Tabla 9.1.13.4. Puntos de conexión (por estación) - Año 2009

Estación Transformadora	Cantidad de puntos de conexión	Forz N. Autorizadas		Forz autorizadas		Programadas		P. corte MW	ENS MWh	Disp. Global (%)
		Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)			
9 DE JULIO	5					4	8.60			99.980
ARRECIFES	6					12	40.67			99.923
AZUL	7					6	20.77			99.966
BALCARCE	11					13	29.95			99.969
BARADERO	6					7	29.58			99.944
BARKER	5					7	28.60			99.935
BRAGADO	5	1	2.30			8	39.95			99.904
CAMPANA	14					17	86.17			99.930
CAMPANA III	2	1	0.68							99.996
CAP. SARMIENTO	6					5	19.60			99.963
CARLOS CASARES	5					8	41.97			99.904
CHACABUCO	10	6	2.00			12	33.88	11.9	3.9	99.959
CHACABUCO INDUSTRIAL	6					2	5.28			99.990
CHASCOMUS	12					14	85.07			99.919
CHILLAR	1					2	4.23			99.952
CHIVILCOY	13					7	28.30			99.975
COLÓN	5					4	10.95			99.975
CORONEL ROSALES	2					2	18.87			99.892
DOLORES	4					9	41.50			99.882
DORREGO	3					1	4.18			99.984
EASTMAN	1									100.000
G.CHAVES	7					11	59.35			99.903
HENDERSON	7			1	0.60	9	54.05			99.911
IMSA	4					4	10.50			99.970
JUNIN	13					15	64.45			99.943
LAPRIDA	3					5	17.75			99.932

Estación Transformadora	Cantidad de puntos de conexión	Forz N. Autorizadas		Forz autorizadas		Programadas		P. corte	ENS	Disp. Global
		Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	MW	MWh	(%)
LAS ARMAS	3					3	15.08			99.943
LAS FLORES	3					3	8.10			99.969
LA PAMPITA	2					1	4.25			99.976
LAS TONINAS	6					4	19.35			99.963
LINCOLN	10					11	36.28			99.959
LOS CHAÑARES	5									100.000
LUJAN	15	7	0.82			19	64.35	23.1	3.1	99.950
LUJAN II	7					6	17.30			99.972
MADARIAGA	2					3	21.33			99.878
MAR DE AJO	12					14	81.48			99.922
MAR DEL TUYÚ	2									100.000
MERCEDES	10					8	26.35			99.970
MINETTI	1					1	7.25			99.917
MIRAMAR	8	1	2.13			15	66.27			99.902
MONTE	6					6	22.20			99.958
NECOCHEA	11					11	56.78			99.941
NORTE 2	6	4	5.92			5	32.38	8.3	4.1	99.927
OLAVARRIA	11	1	23.70			10	50.88			99.923
PAPEL PRENSA	3					3	19.37			99.926
PATAGONES	5					4	22.33			99.949
PEDRO LURO	4					7	45.42			99.870
PEHUAJÓ	6	5	1.57			9	23.45	7.8	0.6	99.952
PERGAMINO	14					9	30.93			99.975
PETROQUIMICA	19					10	71.52			99.957
PIGUE	8					12	78.58			99.888
PINAMAR	9	3	6.45			9	35.32			99.947
PRAXAIR	1					2	15.05			99.828
PRINGLES	2					1	4.98			99.972
PROFERTIL	1									100.000
PROTISA	1									100.000

Estación Transformadora	Cantidad de puntos de conexión	Forz N. Autorizadas		Forz autorizadas		Programadas		P. corte	ENS	Disp. Global
		Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	MW	MWh	(%)
PUNTA ALTA	8					6	30.67			99.956
QUEQUEN	6					9	45.55			99.913
RAMALLO INDUSTRIAL	3					1	13.58			99.948
ROJAS	7					9	37.35			99.939
SAN CLEMENTE	7					10	30.58			99.950
SALADILLO	6					4	10.10			99.981
SALTO	6					4	6.73			99.987
SAN A. de ARECO	6					11	20.33			99.961
SAN NICOLAS	12					19	82.42			99.922
SAN PEDRO	8					6	26.23			99.963
SUAREZ	8	1	3.10			16	102.88			99.849
T. LAUQUEN	9	2	1.07	1	0.18	8	25.20			99.966
TANDIL	13	1	28.03			10	36.00			99.944
TORNQUIST	3					2	18.63			99.929
TRES ARROYOS	8					12	179.32			99.744
URBANA BBKA	6					21	165.17			99.686
URBANA SAN NICOLAS	14					6	21.88			99.982
VILLA GESELL	12					7	13.90			99.987
ZARATE	12	1	5.77			10	42.02			99.955

Tabla 9.1.13.5. Indisponibilidades de Transformadores - Año 2009

Estación	Identificación Transf	Potencia MVA	Forzadas No Autorizadas		Forzadas Autorizadas		Programadas		Indice de Disponibilidad	P. corte MW	ENS MW h
			Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)			
AZUL	Trafo 1 132/33/13.2	10	1	3.37			5	18.50	99.75		
	Trafo 2 132/33/13.2	15					3	8.62	99.90		
	Trafo 3 132/33/13.2	10					5	20.78	99.76		
BALCARCE	Trafo 1 132/33/13.2	15	1	0.43			4	15.55	99.82	11.5	5.6
	Trafo 2 132/33/13.2	30					1	7.50	99.91		
BARKER	Trafo 1 132/33/13.2	15					2	10.08	99.88		
	Trafo 2 132/33/13.2	10	1	24.75			3	11.12	99.59	3.0	1.4
	Trafo 3 33/13,2	5					1	4.45	99.95		
	Trafo 33/13,2	1.5					3	8.90	99.90		
CHASCOMUS	Trafo 1 132/33/13.2	15	1	0.98			3	34.78	99.59	2.6	2.8
	Trafo 2 132/33/13.2	15	1	2.15			4	25.23	99.69	3.9	2.0
DOLORES	Trafo 1 132/33/13.2	15	1	17.42			6	33.42	99.42	2.5	1.9
	Trafo 2 132/33/13.2	15					5	32.28	99.63		
G.CHAVES	Trafo 132/33/13.2	10					6	32.18	99.63		
	Trafo 33/13,2	5					4	27.63	99.68		
LAPRIDA	Trafo 1 132/33/13.2	10	1	32.72			4	22.45	99.37	3.0	2.0
	Trafo 2 132/33/13.2	10					5	27.92	99.68		
	Trafo 33/13.2	5					1	3.73	99.96		
LAS ARMAS	Trafo 132/33/13.2	10	2	3.02			3	135.70	98.42	5.0	4.2
	Trafo 33/13.2	1					2	16.70	99.81		
LAS FLORES	Trafo 1 132/33/13.2	15	1	13.40			4	14.87	99.68		
	Trafo 2 132/33/13.2	15					4	6.12	99.93		
LAS TONINAS	Trafo 1 132/33/13.2	30	2	6.73			4	20.78	99.69	2.2	3.5
MADARIAGA	Trafo 1 132/33/13.2	15					3	26.87	99.69		
	Trafo 2 33/13.2	5					3	27.18	99.69		
MAR DE AJO	Trafo 1 132/33/13.2	30	1	3.12			4	23.58	99.70		
	Trafo 2 132/33/13.2	15					7	35.60	99.59		

Estación	Identificación Transf	Potencia MVA	Forzadas No Autorizadas		Forzadas Autorizadas		Programadas		Indice de Disponibilidad	P. corte MW	ENS MW h
			Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)			
	Trafo 3 132/33/13.2	44					1	5.57	99.94		
MAR DEL TUYU	Trafo 132/33/13,2	20					3	23.15	99.74	4.2	4.8
MIRAMAR	Trafo 1 132/33/13.2	15	3	4.12			4	27.37	99.64	12.6	17.3
	Trafo 2 132/33/13.2	15	1	0.68			6	42.23	99.51	1.6	5.3
MONTE	Tr 1 132/33/13,2	15	2	0.78			5	34.57	99.60	14.6	8.2
	Tr 2 132/33/13,2	15	1	142.98			3	16.77	98.18	13.4	15.0
	Tr 3 33/13,2	14	1	1.92			3	21.48	99.73		
NECOCHEA	Trafo 1 132/13,2	10					22	57.05	99.35		
	Trafo 2 132/13,2	30					2	9.63	99.89		
	Trafo 3 132/33/13.2	15					16	83.70	99.04		
OLAVARRIA	Trafo 1 132/33/13.2	30	1	0.68			4	17.57	99.79		
	Trafo 2 132/33/13.2	30	1	2.95			7	1526.33	82.54	17.0	14.1
	Trafo 3 132/33/13.2	30					4	14.25	99.84		
PINAMAR	Trafo 1 132/33/13,2	15	1	2.30			5	29.53	99.64	5.8	12.3
	Trafo 2 132/33/13,2	30					4	25.83	99.71		
QUEQUEN	Trafo 132/33/13.2	15	1	1.33			6	34.58	99.59	4.0	5.2
S.CLEMENTE	Trafo 1 132/33/13,2	15	2	338.37			5	22.47	95.88	7.2	2.4
	Trafo 2 132/33/13,2	15	1	0.68			4	31.00	99.64	2.0	1.4
TANDIL	Trafo 1 132/33/13.2	30					2	9.28	99.89		
	Trafo 2 132/33/13.2	30	1	0.77			4	182.23	97.91	7.0	6.2
	Trafo 3 132/33/13.2	30	1	0.82			2	10.40	99.87	14.3	11.7
TRES ARROYOS	Trafo 132/33/13.2	15					5	216.62	97.53		
	Trafo 132/33/13.2	30	1	0.88			1	94.30	98.91	16.9	2.5
VILLA GESELL	Trafo 1 132/33/13.2	30	1	3.72			4	27.03	99.65	17.0	44.7
	Trafo 2 132/33/13.2	15					2	15.07	99.83		
	Trafo 3 132/13.2	40	2	9.28			3	18.68	99.68		
9 DE JULIO	Trafo 1 66/13,2	10					2	9.80	99.89		
	Trafo 2 66/13,2	10					3	13.55	99.85		
BRAGADO	ATr1 220/132	150					1	8.63	99.90		
	ATr2 220/132	150					1	9.83	99.89		

Estación	Identificación Transf	Potencia MVA	Forzadas No Autorizadas		Forzadas Autorizadas		Programadas		Indice de Disponibilidad	P. corte MW	ENS MW h
			Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)			
	Tr 1 132/33/13,2 ATr3 132/66 ATr4 132/66	10 20 20	1	3.30			3 4 2	13.00 21.58 10.38	99.85 99.72 99.88		
CARLOS CASARES	Tr 1 66/33 Tr 2 66/13,2 Tr 3 66/13,2	5 5 5	1	11.67	1	5.95	5 6 7	30.40 21.03 20.65	99.65 99.76 99.56	4.5	1.6
CHACABUCO	Tr 1 132/33/13,2 Tr 2 132/33/13,2	15 15					1 4	5.42 13.32	99.94 99.85		
CHACABUCO INDUSTRIAL	Tr 1 132/33/13,2	15					3	21.52	99.75		
CHIVILCOY	Tr 1 132/33/13,2 Tr 2 132/33/13,2	30 30	1	1.82			1 6	5.77 30.65	99.93 99.63	13.6	39.2
HENDERSON	Tr 4 220/132 Tr5 132/33/13,2 Tr6 132/33/13,2	40 15 20					5 8 3	25.93 29.83 17.22	99.70 99.66 99.80		
LINCOLN	Tr 1 132/33/13,2 Tr 2 132/33/13,2	15 15					3 4	17.32 13.85	99.80 99.84		
LUJAN	Tr 1 132/33/13,2 Tr 2 132/33/13,2 Tr 3 132/66 Tr 4 132/66	30 30 15 15	1 1	88.82 0.23			4 2 2 2	22.87 17.82 10.25 10.40	98.73 99.79 99.88 99.88	11.5 24.5	7.3 14.7
LUJAN II	Tr 1 132/33/13,2	30					1	8.70	99.90		
MERCEDES	Tr 1 132/33/13,2 Tr 2 132/33/13,2	30 30					7 4	33.58 18.43	99.62 99.79	9.3	2.6
PEHUAJÓ	Tr 1 66/13.2 Tr 2 66/13.2 Tr 3 66/13.2	5 5 16	1	8.88			4 5 6	19.27 22.00 22.13	99.68 99.75 99.75		
SALADILLO	Tr 1 132/33/13,2 Tr 2 132/33/13,2	15 15	1	0.67	1	6.85	4 4	18.87 16.98	99.78 99.72	3.7	1.7
SALTO	Tr 1 132/33/13,2	30					1	1.83	99.98	16.5	4.1
SAN A. de ARECO	Tr 1 66/13,2	5					3	17.17	99.80		

Estación	Identificación Transf	Potencia MVA	Forzadas No Autorizadas		Forzadas Autorizadas		Programadas		Indice de Disponibilidad	P. corte MW	ENS MW h
			Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)			
	Tr 2 66/13,2 Tr 4 132/33/13,2	5 15					3 2	17.17 19.37	99.80 99.78	5.0	3.1
T. LAUQUEN	Tr 3 132/33/13,2 Tr 6 132/33/13,2 Tr1 66/13,2 Tr2 66/13,2 Tr4 132/66 Tr5 132/66	30 30 5 5 40 40	1 1	2.25 7.48			4 3 2 2 2 3	19.82 9.62 9.85 9.85 9.48 13.62	99.77 99.86 99.89 99.89 99.81 99.84		
ARRECIFES	Tr 1 66/13,2 Tr 4 66/13,2 ATr 2 66/33 ATr 5 66/33 Tr3 66/33	10 7.5 5 5 7.5					3 6 7 6 5	16.43 18.60 27.15 71.60 18.27	99.81 99.79 99.69 99.18 99.79		
BARADERO	Trafo 1 132/33/13.2	30					1	8.98	99.90		
CAMPANA	Trafo 1 132/33/13.2 Trafo 2 132/33/13.2	30 30	2 2	0.27 1.35			1 3	9.40 36.73	99.89 99.57	25.9 17.8	3.4 10.0
CAMPANA III	Trafo 1 132/33/13.2 (prov)	10	2	3.68					99.96	9.2	15.9
CAP. SARMIENTO	Tr 1 66/33/13,2 Tr 2 66/33/13,2	10 10	1	6.28			2 3	14.70 16.45	99.76 99.81		
IMSA	Tr 1 132/33/13,2 Trafo 33/13,2	15 5	1	6.15			4	29.28	99.60 100.00	4.5	7.2
COLÓN	Tr 1 132/33/13,2	30					1	9.93	99.89		
JUNIN	Tr 1 132/33/13,2 Tr 2 132/33/13,2	30 30	1	1.00			11 13	60.05 60.63	99.31 99.30	15.6	1.8
PAPEL PRENSA	Trafo 132/33/13.2	15					6	34.12	99.61		
PERGAMINO	Tr 1 132/33/13,2 Tr 2 132/33/13,2 Tr 6 132/33/13,2	30 30 30					8 3 6	53.92 20.13 110.53	99.38 99.77 98.74		
RAMALLO INDUSTRIAL	Trafo 1 132/33/13.2	30	1	4.58			1	8.63	99.85	6.7	30.8
ROJAS	Trafo 1 132/33/13.2	15	1	1.08			5	29.77	99.65	2.8	2.8

Estación	Identificación Transf	Potencia MVA	Forzadas No Autorizadas		Forzadas Autorizadas		Programadas		Indice de Disponibilidad	P. corte MW	ENS MW h
			Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)			
	Trafo 2 132/33/13.2	15	1	0.90			6	29.88	99.65	3.3	3.3
SAN NICOLAS	Trafo 6 132/33/13.2	30					5	27.28	99.69		
	Trafo 7 132/33/13.2	30					5	24.22	99.72		
SAN PEDRO	Trafo 1 132/33/13.2	15	1	10.78			3	16.28	99.69	1.8	2.1
	Trafo 2 132/33/13.2	15	3	15.58			6	33.12	99.44	15.9	14.0
URBANA SAN NICOLAS	Trafo 1 132/33/13.2	44					7	37.85	99.57		
	Trafo 2 132/33/13.2	44					4	25.30	99.71		
VILLA LIA	Autotrafo 220/132/13.2	150					4	20.82	99.76		
ZARATE	Trafo 1 132/33/13.2	15					2	15.20	99.83		
	Trafo 2 132/33/13.2	30	1	0.35			1	7.73	99.91	18.1	7.3
	Trafo 3 132/33/13.2	30	1	0.35					100.00	8.5	3.4
	Trafo 4 132/33/13.2	15	1	0.33					100.00		
DORREGO	Trafo 1 132/33/13.2	10	1	12.22			2	13.07	99.71	5.0	6.0
	Trafo 2 132/33/13.2	10					3	14.78	99.83		
	Trafo 3 13.2/33	10					2	11.57	99.87		
	Trafo 4 13.2/33	5					2	13.75	99.84		
LOS CHAÑARES	Trafo 1 132/33/13.2	30					5	33.13	99.62		
	Trafo 2 132/33/13.2	30					3	17.48	99.80		
NORTE 2	Trafo1 132/33/13	40					4	33.05	99.62		
	Trafo 2 132/33/13	20	1	21.72			3	14.50	99.59	8.5	9.9
PATAGONES	Trafo 132/33/13.2	15							100.00		
PEDRO LURO	Trafo 132/33/13.2	15					2	14.88	99.83		
PETROQUIMICA	Trafo 1 132/33/13.2	15	1	1.87			5	32.80	99.60	6.7	13.5
	Trafo 2 132/33/13.2	40	1	0.20			7	35.82	99.59	8.6	1.7
	Trafo 3 132/33/13.2	40					2	11.17	99.87		
PIGUE	Trafo 1 132/33/13.2	15					7	49.78	99.43		
	Trafo 2 132/33/13.2	15	1	7.23			6	34.72	99.52	2.3	2.2
	Trafo 33/66	7.5					2	12.67	99.86		
PRINGLES	Trafo 1 132/33/13.2	10					3	19.95	99.77		
	Trafo 2 132/33/13.2	10					4	24.58	99.72		
PUNTA ALTA	Trafo 132/33/13.2	15					4	19.47	99.78		

Estación	Identificación Transf	Potencia MVA	Forzadas No Autorizadas		Forzadas Autorizadas		Programadas		Indice de Disponibilidad	P. corte MW	ENS MW h
			Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)			
	Trafo 132/33/13.2	15	2	44.43			5	23.73	99.22	19.3	21.1
SUAREZ	Trafo 132/33/13.2	15	2	1.72			5	25.77	99.69	2.3	5.4
	Trafo 132/33/13.2	15	1	9.18			7	40.60	99.43	7.0	4.0
TORNQUIST	Trafo 132/33/13.2	15					1	9.20	99.89		
URBANA BBKA	Trafo 1 132/33/13.2	40					7	52.55	99.40		
	Trafo 2 132/33/13.2	40					5	33.45	99.62		

Tabla 9.1.13.6. Tipificación de Faltas - Año 2009

Tensión	Cantidad de faltas					Totales
	Permanentes			Transitorias		
	Monofásica a Tierra	Bifásica	Trifásica	Monofásica c/ recierre exitoso	(1) Trifásica c/ recierre exitoso	
220	2	0	0	1	0	3
132	57	18	16	480	4	575
66	4	1	1	55	2	63

ANEXO 9

Sub-Sección 1.15: Año 2010

Tabla 9.1.15.1. Indisponibilidades de líneas - Año 2010

Tensión nominal	Long total	Forzadas N. A.		Forzada autorizada		Programadas		Tasa de sal forzada	Indice de Disp	P. Corte	ENS
		Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	C sal/100km-año	(%)	MW	MWh
220	177.0	1	1.93			3	26.93	0.56	99.670	0.0	0.0
132	5535.4	67	156.72			721	5307.87	1.21	99.332	773.1	917.9
66	398.0	7	29.30			70	390.43	1.76	99.403	27.0	6.2
Total	6110.4	75	187.95			794	5725.23	1.23	99.346	800.1	924.1

Tabla 9.1.15.2. Causa de salidas forzadas de líneas (Global) - Año 2010

Descripción	Ident (*)	Cantidad de salidas		Energía no suministrada		Potencia cortada	
		Nro	% Particip	MW-h	% Particip	MW	% Particip
Falla interna en el equipo de potencia	1	33	44.00	265.5	28.73	194.2	24.27
Tormenta eléctrica	2	2	2.67	55.0	5.95	86.6	10.82
Incendio de campos	3	1	1.33		0.00		0.00
Animales, plantaciones y otros objetos que afecten la instalacion	4	9	12.00	13.0	1.40	48.6	6.07
Error humano / maniobra.	5	1	1.33	0.6	0.06	4.5	0.56
Meteoro	6		0.00		0.00		0.00
Atentado / Vandalismo	7	1	1.33		0.00		0.00
Actuación incorrecta de los sistemas de protecciones y comunicaciones.	8	7	9.33	409.9	44.36	391.5	48.93
Falla en barras.	9	1	1.33		0.00		0.00
Actuación de protecciones en zona de respaldo remoto.	10	9	12.00	24.4	2.64	19.0	2.37
Protección de sobretensión, subfrecuencia, sobrefrecuencia.	11		0.00		0.00		0.00
Sobrecarga.	12		0.00		0.00		0.00
Oscilaciones de potencia.	13		0.00		0.00		0.00
Actuación correcta de automatismos del SADI.	14		0.00		0.00		0.00
Actuación incorrecta de automatismos del SADI.	15		0.00		0.00		0.00
Desconocidas	16	10	13.33	29.7	3.22	44.7	5.59
Otras	17	1	1.33	126.0	13.63	11.0	1.37
Total		75	100.00	924.1	100.00	800.1	100.00

Tabla 9.1.15.3. Salidas forzadas y programadas por línea - Año 2010

Codigo Ident.	E.T. Origen	E.T. Destino	Ter na	Tensión	Long.	Forzadas no Autorizadas		Forzadas autorizadas		Programadas		Indice de	Pcorte	ENS
			Nº	kV	Km	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Disponib	MW	MWh
	AZUL	OLAVARRIA		132.0	51.4					4	30.90	99.65		
	BALCARCE	MAR DEL PLATA		132.0	62.9	2	6.58			11	78.62	99.03		
	CALER.AVELLANEDA	LOMA NEGRA		132.0	5.3	1	1.28			5	27.23	99.67	19.0	24.4
	CHASCOMUS	MONTE		132.0	114.0					8	59.45	99.32		
	CHASCOMUS	VERONICA		132.0	70.8					2	13.13	99.85		
	DOLORES	SAN CLEMENTE		132.0	102.6	1	8.42			19	132.22	98.39		
	DOLORES	CHASCOMUS		132.0	90.2	1	4.33			8	66.65	99.19		
	GONZALEZ CHAVEZ	TRES ARROYOS		132.0	40.2	1	0.57			7	45.78	99.47	15.0	0.3
	LOMA NEGRA	OLAVARRIA		132.0	51.5	2	3.33			9	58.10	99.30	68.0	59.9
	LA PAMPITA	OLAVARRIA		132.0	27.5					4	29.13	99.67		
	LA PAMPITA	LAPRIDA		132.0	72.2					7	56.77	99.35		
	LAS ARMAS	DOLORES		132.0	88.2	1	0.13			8	40.02	99.54		
	LAS ARMAS	GRAL. MADARIAGA		132.0	64.4					11	84.40	99.04		
	AZUL	CACHARÍ		132.0	55.7	2	1.22			3	22.40	99.73	11.0	9.9
	CACHARÍ	LAS FLORES		132.0	51.3					3	20.35	99.77		
	CACHARÍ	RAUCH		132.0	19.6					1	7.05	99.92		
	MAR DEL PLATA	MIRAMAR		132.0	39.3					3	14.75	99.83		
	GRAL. MADARIAGA	VILLA GESELL		132.0	35.0					9	50.80	99.42		
	LAS TONINAS	SAN CLEMENTE		132.0	15.4					2	12.07	99.86		
	LAS TONINAS	MAR DEL TUYÚ		132.0	13.1							100.00		
	MAR DE AJÓ	MAR DEL TUYÚ		132.0	16.5							100.00		
	LAS FLORES	ROSAS		132.0	28.4	2	8.37			4	8.22	99.81		
	MONTE	ROSAS		132.0	58.4					4	17.12	99.80		
	NEWTON	ROSAS		132.0	11.0					1	4.62	99.95		
	NECOCHEA	GONZALEZ CHAVEZ		132.0	138.9	1	0.05			9	68.85	99.21		
	NECOCHEA	MAR DEL PLATA		132.0	129.0					1	9.27	99.89		
	NECOCHEA	MIRAMAR		132.0	103.3					5	47.27	99.46		
	NECOCHEA	TANDIL		132.0	149.2	2	0.38			7	59.83	99.31		
	OLAVARRIA VIEJA	CALER.AVELLANEDA		132.0	6.3					7	31.33	99.64		

Codigo Ident.	E.T. Origen	E.T. Destino	Ter na	Tensión	Long.	Forzadas no Autorizadas		Forzadas autorizadas		Programadas		Indice de	Pcorte	ENS
			Nº	kV	Km	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Disponib	MW	MWh
	CHILLAR	GONZALEZ CHAVEZ		132.0	89.1					3	26.43	99.70		
	CHILLAR	OLAVARRIA		132.0	73.4	1	1.67			6	39.28	99.53		
	OLAVARRIA	OLAVARRIA VIEJA		132.0	35.6					7	44.47	99.49		
	OLAVARRIA	HENDERSON		132.0	139.9					2	11.38	99.87		
	OLAVARRIA	BARKER		132.0	139.4	1	0.12			3	25.23	99.71		
	PINAMAR	MAR DE AJO		132.0	46.4					10	69.18	99.21		
	TANDIL	BALCARCE		132.0	103.6					4	30.38	99.65		
	TANDIL	BARKER		132.0	47.7					1	8.67	99.90		
	TANDIL	LAS ARMAS		132.0	122.2					6	44.48	99.49		
	TANDIL	OLAVARRIA		132.0	133.2					4	28.50	99.67		
	PINAMAR	VALERIA DEL MAR		132.0	6.0					4	21.53	99.75		
	VALERIA DEL MAR	VILLA GESELL		132.0	14.3	1	3.90			7	35.35	99.55		
	BRAGADO	9 DE JULIO - BS.AS.		66.0	60.9	1	3.28			7	30.03	99.62	8.0	0.7
	BRAGADO	CHACABUCO		132.0	60.6	2	2.97			1	8.55	99.87	55.0	62.5
	CHACABUCO	CHACABUCO IND.		132.0	15.9					1	9.55	99.89		
	CHACABUCO IND.	SALTO		132.0	48.6					2	19.02	99.78	28.0	130.0
	BRAGADO	CHIVILCOY		132.0	49.0	1	0.32			7	30.77	99.65		
	BRAGADO	HENDERSON		220.0	177.0	1	1.93			3	26.93	99.67		
	BRAGADO	SALADILLO BS.AS.		132.0	83.8	3	8.17			7	29.72	99.57		
	CARLOS CASARES	PEHUAJO		66.0	53.1					8	32.78	99.63		
	CHIVILCOY	MERCEDES BS.AS.		132.0	69.1					11	40.77	99.53		
	HENDERSON	CNEL.SUAREZ		132.0	126.9	3	8.20			8	57.60	99.25	12.0	13.3
	HENDERSON	TRENQUE LAUQUEN		132.0	105.4					6	45.93	99.48		
	TRENQUE LAUQUEN	GENERAL PICO		132.0	77.4					3	20.03	99.77		
	LINCOLN	BRAGADO		132.0	109.4	1	8.62			29	183.37	97.81		
	LUJAN II	MORON		132.0	38.3					1	12.65	99.86		
	LUJÁN	LUJÁN II		132.0	9.0					1	3.58	99.96		
	LUJAN	MORON	2	132.0	44.6					5	43.97	99.50		
	CPTAN SARMIENTO	SAN A. DE ARECO		66.0	31.5					9	50.57	99.42		
	LUJAN	SAN A. DE ARECO		66.0	49.8					14	89.47	98.98		
	MERCEDES BS.AS.	LUJAN		132.0	41.3					4	21.65	99.75		
	9 DE JULIO - BS.AS.	CARLOS CASARES		66.0	46.8	3	2.52			11	53.05	99.37		
	PEHUAJO	TRENQUE LAUQUEN		66.0	80.1	2	13.23			8	43.50	99.35		

Codigo Ident.	E.T. Origen	E.T. Destino	Ter na	Tensión	Long.	Forzadas no Autorizadas		Forzadas autorizadas		Programadas		Indice de	Pcorte	ENS
			Nº	kV	Km	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Disponib	MW	MWh
	SALADILLO	LAS FLORES		132.0	76.2	1	5.47			6	25.32	99.65		
	ARRECIFES	PERGAMINO		66.0	43.8	1	10.27			5	41.37	99.41	19.0	5.6
	ATUCHA I	ZARATE		132.0	22.1					14	131.88	98.49		
	CPTAN SARMIENTO	ARRECIFES		66.0	31.9					8	49.67	99.43		
	NUEVA CAMPANA	SIDERCA 0		132.0	2.2	3	8.83			6	66.47	99.14	369.1	409.2
	NUEVA CAMPANA	SIDERCA 1		132.0	3.2					2	11.32	99.87		
	NUEVA CAMPANA	PRAXAIR		132.0	6.1	1	0.22			4	20.47	99.76		
	CAMPANA	PRAXAIR		132.0	0.7					5	29.57	99.66		
	CAMPANA	SIDERCA 0		132.0	0.3	2	2.12			1	5.48	99.91		
	IMSA	LINCOLN		132.0	61.5	1	0.03			9	69.93	99.20	10.0	0.3
	JUNÍN	IMSA		132.0	8.5	2	0.78			3	23.98	99.72	12.6	5.7
	PERGAMINO	ROJAS		132.0	36.0					6	31.18	99.64		
	PERGAMINO	COLÓN		132.0	52.7					1	7.80	99.91		
	ROJAS	JUNIN		132.0	47.7					4	24.77	99.72		
	SAN NICOLAS	V.CONSTIT.IND.		132.0	13.6	1	0.93			14	82.53	99.05		
	SAN NICOLAS	V.CONSTIT.RES.		132.0	14.7					3	19.48	99.78		
	URBANA S.NICOLAS	RAMALLO		132.0	12.9					4	23.22	99.73		
	PERGAMINO	RAMALLO		132.0	67.0					7	37.28	99.57		
	SAN NICOLAS	PERGAMINO		132.0	70.8					5	29.77	99.66		
	SAN NICOLAS	RAMALLO INDUSTRIAL		132.0	23.5							100.00		
	RAMALLO	RAMALLO INDUSTRIAL		132.0	17.7							100.00		
	RAMALLO	SAN NICOLAS	2	132.0	6.2					22	205.57	97.65		
	SAN PEDRO BS.AS.	RAMALLO INDUSTRIAL		132.0	58.0	1	4.68			4	22.63	99.69		
	SAN NICOLAS	URBANA S.NICOLAS		132.0	6.5					4	20.77	99.76		
	SAN PEDRO BS.AS.	PAPEL PRENSA		132.0	10.9					1	8.08	99.91		
	BARADERO	PAPEL PRENSA		132.0	24.0	1	0.17			1	9.48	99.89	18.1	4.8
	LAS PALMAS	SAN PEDRO		132.0	67.3	1	0.03			5	24.50	99.72		
	LAS PALMAS	ZÁRATE		132.0	8.7					1	3.32	99.96		
	LAS PALMAS	PROTISA		132.0	4.4							100.00		
	PROTISA	EASTMAN		132.0	1.5	1	14.88			1	7.77	99.74	8.0	119.0
	VILLA LIA	T V.LIA N CAMPANA		132.0	8.0	1	0.08			3	19.07	99.78		

Codigo Ident.	E.T. Origen	E.T. Destino	Ter na	Tensión	Long.	Forzadas no Autorizadas		Forzadas autorizadas		Programadas		Indice de	Pcorte	ENS
			Nº	kV	Km	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Disponib	MW	MWh
	NUEVA CAMPANA	T V.LIA N CAMPANA		132.0	35.0	2	0.22			8	38.55	99.56	20.1	1.3
	T V.LIA N CAMPANA	SAN A. DE ARECO		132.0	18.4	2	5.42			4	29.90	99.60	12.6	16.1
	ZARATE	CAMPANA		132.0	9.4	1	0.28			3	13.35	99.84		
	MINETTI	NUEVA CAMPANA		132.0	5.0					3	18.23	99.79		
	MINETTI	ZARATE		132.0	7.0					5	26.72	99.70		
	CAMPANA III	ZARATE		132.0	16.8					8	462.10	94.72		
	CAMPANA III	MATHEU		132.0	21.0	1	0.27			11	110.30	98.74	4.5	2.3
	BAHIA BLANCA	NORTE II		132.0	19.0					12	76.19	99.13		
	BAHIA BLANCA	P.LURO		132.0	141.0	2	2.03			55	389.72	95.53	73.6	19.3
	BAHIA BLANCA	PRINGLES		132.0	102.1	2	2.05			13	104.53	98.78		
	PRINGLES	INDIO RICO		132.0	44.1					3	16.17	99.82		
	CNEL. ROSALES	PUNTA ALTA		132.0	4.1							100.00		
	CNEL. DORREGO	BAHIA BLANCA		132.0	77.5	2	1.12			9	64.62	99.25		
	CNEL. SUAREZ	PIGUE		132.0	47.6	3	5.53			8	56.00	99.30		
	PIEDRABUENA 132	PUNTA ALTA		132.0	25.0					8	42.32	99.52		
	LOS CHAÑARES	PETROQ. B.BLANCA		132.0	15.7					5	31.27	99.64		
	LOS CHAÑARES	NORTE II		132.0	15.7	2	13.40			6	39.87	99.39	32.0	39.0
	PUNTA ALTA	BAHIA BLANCA		132.0	24.1	1	6.83			30	201.73	97.62		
	P.LURO	C.PATAGONES		132.0	151.0					13	93.82	98.93		
	C. PATAGONES	VIDMA		132.0	2.7	1	3.48			5	33.45	99.58		
	PETROQ. B.BLANCA	BAHIA BLANCA	1	132.0	29.8					5	41.43	99.53		
	PETROQ. B.BLANCA	BAHIA BLANCA	2	132.0	29.8	1	2.98			3	16.15	99.78		
	PETROQ. B.BLANCA	BAHIA BLANCA	3	132.0	29.8					10	70.17	99.20		
	PETROQ. B.BLANCA	URBANA B. BLANCA		132.0	3.2					7	30.80	99.65		
	URBANA B. BLANCA	PIEDRABUENA		132.0	1.9	1	6.13			8	46.85	99.40		
	PETROQ. B.BLANCA	PROFERTIL		132.0	1.8					2	17.95	99.80		
	TORNQUIST	PIGUÉ		132.0	55.0					3	43.93	99.50		
	BAHÍA BLANCA	TORNQUIST		132.0	77.3					3	18.55	99.79		
	PIGUE	GUATRACHE		132.0	102.0					14	96.73	98.90		
	PRINGLES	LAPRIDA		132.0	71.5	1	0.12			7	48.55	99.44	4.5	0.6
	TRES ARROYOS	CNEL.DORREGO		132.0	99.0					9	57.93	99.34		

Tabla 9.1.15.4. Puntos de conexión (por estación) - Año 2010

Estación Transformadora	Cantidad de puntos de conexión	Forz N. Autorizadas		Forz autorizadas		Programadas		P. corte MW	ENS MWh	Disp. Global (%)
		Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)			
9 DE JULIO	5	6	1.18			3	7.25	9.3	0.6	99.981
ARRECIFES	6					8	31.38			99.940
AZUL	7					5	17.43			99.972
BALCARCE	11					12	36.48			99.962
BARADERO	6									100.000
BARKER	5					3	9.45			99.978
BRAGADO	5					18	88.57			99.798
CAMPANA	14					14	84.73			99.931
CAMPANA III	3					1	3.73			99.986
CAP. SARMIENTO	6					3	14.73			99.972
CARLOS CASARES	5	4	1.08			5	28.92			99.932
CHACABUCO	10	6	0.50			12	34.72	17	1.8	99.960
CHACABUCO INDUSTRIAL	6					7	39.07			99.926
CHASCOMUS	12	1	0.18			17	78.08			99.926
CHILLAR	1					1	2.87			99.967
CHIVILCOY	13					9	26.50			99.977
COLÓN	6					6	15.43			99.971
CORONEL ROSALES	2					1	9.67			99.945
DOLORES	4					4	25.20			99.928
DORREGO	3					5	30.67			99.883
EASTMAN	1									100.000
G.CHAVES	7					8	43.45			99.929
HENDERSON	7	1	0.42			14	73.23			99.880
IMSA	4					7	19.98			99.943
JUNIN	13					13	58.78			99.948
LAPRIDA	3					3	12.82			99.951

Estación Transformadora	Cantidad de puntos de conexión	Forz N. Autorizadas		Forz autorizadas		Programadas		P. corte MW	ENS MWh	Disp. Global (%)
		Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)			
LAS ARMAS	3					6	27.73			99.894
LAS FLORES	3					9	36.72			99.860
LAS PALMAS	5									100.000
LA PAMPITA	2									100.000
LAS TONINAS	6					6	41.45			99.921
LINCOLN	10	8	0.93			17	77.30	13.5	1.6	99.911
LOS CHAÑARES	7					1	5.23			99.991
LUJAN	15	6	0.57			12	45.85	20.2	3.7	99.965
LUJAN II	7					6	14.23			99.977
MADARIAGA	4					6	34.87			99.900
MAR DE AJO	12					12	61.78			99.941
MAR DEL TUYÚ	1									100.000
MERCEDES	10	13	4.97			22	82.38	24.3	3.9	99.900
MINETTI	1									100.000
MIRAMAR	8					11	49.37			99.930
MONTE	6					8	20.68			99.961
NECOCHEA	11	2	0.62			10	51.60	6.4	2.0	99.946
NORTE 2	6	4	2.88			8	44.43			99.910
OLAVARRIA	11	6	170.60			23	104.98	11.1	2.9	99.714
PAPEL PRENSA	3					1	31.68			99.879
PATAGONES	5					4	48.30			99.890
PEDRO LURO	4					4	25.48			99.927
PEHUAJÓ	6	3	0.87			5	9.67	2.1	0.4	99.980
PERGAMINO	14					14	40.33			99.967
PETROQUIMICA	19					10	89.15			99.946
PIGUE	8					10	58.00			99.917
PINAMAR	9	1	2.02			7	26.10			99.964
PRAXAIR	1					1	7.48			99.915
PRINGLES	2					2	13.08			99.925
PROFERTIL	1									100.000

Estación Transformadora	Cantidad de puntos de conexión	Forz N. Autorizadas		Forz autorizadas		Programadas		P. corte	ENS	Disp. Global
		Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	MW	MWh	(%)
PROTISA	1									100.000
PUNTA ALTA	8					6	31.05			99.956
QUEQUEN	6					5	20.60			99.961
RAMALLO INDUSTRIAL	3					3	23.45			99.911
ROJAS	7					7	36.23			99.941
SAN CLEMENTE	7					6	32.23			99.947
SALADILLO	6					5	15.65			99.970
SALTO	7	3	8.10			4	30.27			99.937
SAN A. de ARECO	6					5	24.45			99.953
SAN NICOLAS	12	1	1.17			26	166.70			99.840
SAN PEDRO	9					38	227.77			99.711
SIDERAR	4									100.000
SUAREZ	8					6	42.42			99.939
T. LAUQUEN	9	2	1.77			14	45.35	34	30.2	99.940
TANDIL	13					16	50.70			99.955
TORNQUIST	3					2	15.98			99.939
TRES ARROYOS	8					15	85.73			99.878
URBANA BBKA	6					6	37.35			99.929
URBANA SAN NICOLAS	15					9	44.18			99.966
VALERIA DEL MAR	3					3	25.55			99.903
VILLA GESELL	12					11	28.25			99.973
ZARATE	12					3	8.73			99.992

Tabla 9.1.15.5. Indisponibilidades de Transformadores - Año 2010

Estación	Identificación Transf	Potencia MVA	Forzadas N. Autorizadas		Forzadas Autorizadas		Programadas		Indice de Disponibili dad	P. corte MW	ENS MWh
			Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)			
AZUL	Trafo 1 132/33/13.2	10	1	0.25			1	2.43	99.97	3.0	0.8
	Trafo 2 132/33/13.2	15	1	0.08			1	6.22	99.93	5.0	0.7
	Trafo 3 132/33/13.2	10	1	0.15			2	9.40	99.89	5.0	0.4
BALCARCE	Trafo 1 132/33/13.2	15	1	0.03			3	8.37	99.90	3.6	0.1
	Trafo 2 132/33/13.2	30					3	11.93	99.86		
BARKER	Trafo 1 132/33/13.2	15							100.00		
	Trafo 2 132/33/13.2	10					2	10.25	99.88		
	Trafo 3 33/13,2	5					1	3.07	99.96		
	Trafo 33/13,2	1.5					2	3.97	99.95		
CHASCOMUS	Trafo 1 132/33/13.2	15	5	24.68			1	5.03	99.66	32.9	101.3
	Trafo 2 132/33/13.2	15	2	61.35			6	29.53	98.96	13.9	73.5
DOLORES	Trafo 1 132/33/13.2	15					5	28.62	99.67		
	Trafo 2 132/33/13.2	15					5	26.70	99.70		
G.CHAVES	Trafo 132/33/13.2	10					3	19.55	99.78		
	Trafo 33/13,2	5	2	2.45			5	32.98	99.60	6.2	7.7
LAPRIDA	Trafo 1 132/33/13.2	10					3	16.45	99.81		
	Trafo 2 132/33/13.2	10					6	19.68	99.78		
	Trafo 33/13.2	5					4	17.07	99.81		
LAS ARMAS	Trafo 132/33/13.2	10	2	22.05			3	15.72	99.57	11.5	4.8
	Trafo 33/13.2	1	1	0.82			1	2.05	99.97	0.4	2.5
LAS FLORES	Trafo 1 132/33/13.2	15	1	5.15			2	5.10	99.88	4.0	2.1
	Trafo 2 132/33/13.2	15					4	13.23	99.85		
LAS TONINAS	Trafo 1 132/33/13.2	30					1	6.23	99.93		
MADARIAGA	Trafo 1 132/33/13.2	15	2	3.18			3	29.38	99.63	2.9	0.8
	Trafo 2 33/13.2	5	1	0.42			1	9.43	99.89	1.0	0.4

Estación	Identificación Transf	Potencia MVA	Forzadas N. Autorizadas		Forzadas Autorizadas		Programadas		Indice de Disponibili dad	P. corte MW	ENS MWh
			Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)			
MAR DE AJO	Trafo 1 132/33/13.2	30	2	1.87			9	54.23	99.38	11.3	6.1
	Trafo 2 132/33/13.2	15					7	44.60	99.47		
	Trafo 3 132/33/13.2	44					4	18.03	99.79		
MAR DEL TUYU	Trafo 132/33/13,2	20					4	19.22	99.78	8.7	0.6
MIRAMAR	Trafo 1 132/33/13.2	15	1	0.22			5	30.43	99.65	8.2	2.6
	Trafo 2 132/33/13.2	15	1	3.80			5	30.55	99.61	1.1	0.5
MONTE	Tr 1 132/33/13,2	15	2	0.78			2	4.28	99.94	6.2	2.6
	Tr 2 132/33/13,2	15	3	24.30			2	9.78	99.61	10.4	5.9
	Tr 3 33/13,2	14	1	0.57			1	1.13	99.98		
NECOCHEA	Trafo 1 132/13,2	10					26	88.37	98.99		
	Trafo 2 132/13,2	30					6	27.37	99.69		
	Trafo 3 132/33/13.2	15					18	64.00	99.27		
OLAVARRIA	Trafo 1 132/33/13.2	30	2	11.23			3	11.60	99.74	45.8	83.7
	Trafo 2 132/33/13.2	30	1	3.32			8	36.80	99.54	17.8	59.2
	Trafo 3 132/33/13.2	30	2	16.47			3	16.62	99.62	15.0	17.5
PINAMAR	Trafo 1 132/33/13,2	15	2	3.57			3	12.72	99.81	7.3	7.7
	Trafo 2 132/33/13,2	30					4	15.10	99.83		
QUEQUEN	Trafo 132/33/13.2	15	1	1.30	1	0.37	5	29.83	99.64	4.4	7.0
S.CLEMENTE	Trafo 1 132/33/13,2	15	1	0.43			6	41.27	99.52	2.5	1.6
	Trafo 2 132/33/13,2	15	1	0.62			3	19.97	99.77		
TANDIL	Trafo 1 132/33/13.2	30					2	15.12	99.83		
	Trafo 2 132/33/13.2	30					3	17.22	99.80		
	Trafo 3 132/33/13.2	30					1	5.73	99.93		
TRES ARROYOS	Trafo 132/33/13.2	15					8	41.25	99.53		
	Trafo 132/33/13.2	30	1	0.58			6	33.05	99.62	4.0	3.0
VALERIA DEL MAR VILLA GESELL	Trafo 1 132/33/13,2	15					1	1.47	99.98		
	Trafo 1 132/33/13.2	30					4	17.93	99.80	12.8	6.2
	Trafo 2 132/33/13.2	15	1	1.32			5	30.72	99.63	5.1	1.6

Estación	Identificación Transf	Potencia MVA	Forzadas N. Autorizadas		Forzadas Autorizadas		Programadas		Indice de Disponibili dad	P. corte MW	ENS MWh
			Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)			
	Trafo 3 132/13.2	40					5	21.02	99.76		
9 DE JULIO	Trafo 1 66/13,2	10					3	11.23	99.87		
	Trafo 2 66/13,2	10					1	4.27	99.95		
BRAGADO	ATr1 220/132	150	1	7.13			1	8.82	99.82		
	ATr2 220/132	150	1	3.22			2	16.88	99.77		
	Tr 1 132/33/13.2	10	1	18.92			7	32.50	99.41	3.1	1.9
	ATr3 132/66	20					3	12.92	99.85		
	ATr4 132/66	20					2	11.58	99.87	37.4	20.1
CARLOS CASARES	Tr 1 66/33	5					3	13.78	99.84		
	Tr 2 66/13,2	5					4	23.15	99.74		
	Tr 3 66/13,2	5	1	3.68			9	28.28	99.64	4.0	1.9
CHACABUCO	Tr 1 132/33/13,2	15					1	8.77	99.90		
	Tr 2 132/33/13,2	15					1	8.82	99.90		
CHACABUCO INDUSTRIAL	Tr 1 132/33/13,2	15					2	10.90	99.88		
CHIVILCOY	Tr 1 132/33/13,2	30					2	8.83	99.90		
	Tr 2 132/33/13,2	30	1	0.27			2	9.55	99.89	4.8	1.7
HENDERSON	Tr 4 220/132	40					2	11.97	99.86		
	Tr5 132/33/13,2	15					2	12.80	99.85		
	Tr6 132/33/13,2	20					1	7.85	99.91		
LINCOLN	Tr 1 132/33/13,2	15	1	1.22			3	17.02	99.79		
	Tr 2 132/33/13,2	15					5	21.53	99.75		
LUJAN	Tr 1 132/33/13,2	30					1	8.65	99.90		
	Tr 2 132/33/13,2	30					2	18.22	99.79		
	Tr 3 132/66	15					1	7.22	99.92		
	Tr 4 132/66	15					1	6.10	99.93		
LUJAN II	Tr 1 132/33/13,2	30	3	3.82			1	8.33	99.86	30.2	43.7
MERCEDES	Tr 1 132/33/13,2	30	2	8.58			5	20.80	99.66	5.9	5.4

Estación	Identificación Transf	Potencia MVA	Forzadas N. Autorizadas		Forzadas Autorizadas		Programadas		Indice de Disponibili dad	P. corte MW	ENS MWh
			Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)			
	Tr 2 132/33/13,2	30	1	2.10			3	14.32	99.81	15.6	72.0
PEHUAJÓ	Tr 1 66/13.2	5					2	10.72	99.88		
	Tr 2 66/13.2	5					2	10.72	99.88		
	Tr 3 66/13.2	16					4	13.75	99.84		
SALADILLO	Tr 1 132/33/13,2	30	2	0.40			3	81.12	99.07	8.3	1.6
	Tr 2 132/33/13,2	30	2	0.40			6	48.78	99.44	15.4	3.1
SALTO	Tr 1 132/33/13,2	30	1	61.78			1	8.52	99.20	12.5	140.0
SAN A. de ARECO	Tr 1 66/13,2	5					2	9.43	99.89		
	Tr 2 66/13,2	5					3	14.13	99.84		
	Tr 4 132/33/13,2	15	2	4.70			2	11.25	99.82	10.5	7.8
T. LAUQUEN	Tr 3 132/33/13,2	30	1	4.78			5	16.50	99.76	6.0	28.9
	Tr 6 132/33/13,2	30	1	4.52			3	10.27	99.83	9.0	41.9
	Tr1 66/13,2	5					5	18.30	99.79		
	Tr2 66/13,2	5					2	7.57	99.91		
	Tr4 132/66	40					4	20.27	99.77		
	Tr5 132/66	40	1	13.77			2	14.78	99.67		
ARRECIFES	Tr 1 66/13,2	10					2	13.95	99.84		
	Tr 4 66/13,2	7.5	1	0.05			2	5.93	99.93	2.7	0.1
	ATr 2 66/33	5					2	11.48	99.87		
	ATr 5 66/33	5					1	4.82	99.95		
	Tr3 66/33	7.5					2	10.23	99.88		
BARADERO	Trafo 1 132/33/13.2	30					1	9.55	99.89		
CAMPANA	Trafo 1 132/33/13.2	30					2	12.62	99.86		
	Trafo 2 132/33/13.2	30					2	9.13	99.90		
CAMPANA III	Trafo 1 132/33/13.2	40					7	25.57	99.71		
	Trafo 2 132/33/13.2	40					5	20.47	99.77		
CAP. SARMIENTO	Tr 1 66/33/13,2	10	1	0.05			3	11.57	99.87	3.0	0.2
	Tr 2 66/33/13,2	10					5	28.18	99.68		

Estación	Identificación Transf	Potencia MVA	Forzadas N. Autorizadas		Forzadas Autorizadas		Programadas		Indice de Disponibili dad	P. corte MW	ENS MWh
			Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)			
IMSA	Tr 1 132/33/13,2	15	2	1.33			1	7.00	99.90	10.5	16.8
COLÓN	Trafo 33/13,2	5							100.00		
	Tr 1 132/33/13,2	30	3	1.35			1	8.03	99.89	23.7	11.7
JUNIN	Tr 1 132/33/13,2	30	1	0.80			5	19.52	99.77	4.4	3.8
LAS PALMAS PAPEL PRENSA	Tr 2 132/33/13,2	30					4	19.82	99.77		
	Tr 1 132/33/13,2	30							100.00		
	Trafo 132/33/13.2	15					3	16.62	99.81		
PERGAMINO	Tr 1 132/33/13,2	30					5	37.45	99.57		
	Tr 2 132/33/13,2	30					3	21.90	99.75		
	Tr 6 132/33/13,2	30					2	13.62	99.84		
RAMALLO INDUSTRIAL ROJAS	Trafo 1 132/33/13.2	30					1	6.63	99.92		
	Trafo 1 132/33/13.2	15					5	22.05	99.75		
SAN NICOLAS	Trafo 2 132/33/13.2	15	4	5.52			8	25.92	99.64	1.4	0.2
	Trafo 6 132/33/13.2	30					5	26.50	99.70		
SAN PEDRO	Trafo 7 132/33/13.2	30					7	37.45	99.57		
	Trafo 1 132/33/13.2	15	1	1.60			14	83.95	99.02	2.0	3.6
	Trafo 2 132/33/13.2	15					20	120.30	98.63	4.2	4.0
URBANA SAN NICOLAS	Trafo 1 132/33/13.2	44					5	27.98	99.68		
	Trafo 2 132/33/13.2	44					3	15.75	99.82		
VILLA LIA ZARATE	Autotrafo 220/132/13.2	150					4	17.42	99.80		
	Trafo 1 132/33/13.2	15					3	15.12	99.83		
DORREGO	Trafo 2 132/33/13.2	30	5	28.00			3	15.97	99.50	71.0	49.1
	Trafo 3 132/33/13.2	30	2	2.68			2	16.12	99.79	36.4	21.3
	Trafo 4 132/33/13.2	15					1	6.92	99.92		
	Trafo 1 132/33/13.2	10					3	19.93	99.77		
	Trafo 2 132/33/13.2	10					3	22.50	99.74		

Estación	Identificación Transf	Potencia MVA	Forzadas N. Autorizadas		Forzadas Autorizadas		Programadas		Indice de Disponibili dad	P. corte MW	ENS MWh
			Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)			
	Trafo 3 13.2/33	10					1	6.02	99.93		
	Trafo 4 13.2/33	5					2	9.98	99.89		
LOS CHAÑARES	Trafo 1 132/33/13.2	30					3	11.15	99.87		
NORTE 2	Trafo 2 132/33/13.2	30					4	17.10	99.80		
	Trafo1 132/33/13	40					6	36.82	99.58		
	Trafo 2 132/33/13	20	3	16.85			5	40.90	99.34	23.8	25.4
PATAGONES	Trafo 132/33/13.2	15					1	7.47	99.91		
PEDRO LURO	Trafo 132/33/13.2	15					2	13.57	99.85		
PETROQUIMICA	Trafo 1 132/33/13.2	15					8	43.32	99.51		
	Trafo 2 132/33/13.2	40					6	32.92	99.62		
	Trafo 3 132/33/13.2	40					6	34.05	99.61		
PIGUE	Trafo 1 132/33/13.2	15					3	18.85	99.78		
	Trafo 2 132/33/13.2	15					4	22.73	99.74		
	Trafo 33/66	7.5					2	9.32	99.89		
PRINGLES	Trafo 1 132/33/13.2	10					5	30.52	99.65		
	Trafo 2 132/33/13.2	10					5	25.18	99.71		
PUNTA ALTA	Trafo 132/33/13.2	15					2	11.42	99.87		
	Trafo 132/33/13.2	15					7	43.13	99.51		
SUAREZ	Trafo 132/33/13.2	15	1	6.98			3	18.52	99.71	3.2	9.6
	Trafo 132/33/13.2	15					9	61.25	99.30		
TORNQUIST	Trafo 132/33/13.2	15					2	11.23	99.87		
URBANA BBKA	Trafo 1 132/33/13.2	40					4	20.92	99.76		
	Trafo 2 132/33/13.2	40	1	0.12			3	12.92	99.85	8.9	1.0

Tabla 9.1.15.6. Tipificación de Faltas - Año 2010

Tensión	Cantidad de faltas					Totales
	Permanentes			Transitorias		
	Monofásica a Tierra	Bifásica	Trifásica	Monofásica c/ recierre exitoso	(1) Trifásica c/ recierre exitoso	
220	0	1	0	4	0	5
132	59	0	8	553	0	620
66	6	0	1	35	3	45

ANEXO 9

Sub-Sección 1.16:

Año 2011

Tabla 9.1.16.1. Indisponibilidades de líneas - Año 2011

Tensión nominal	Long total	Forzadas N. A.		Forzada autorizada		Programadas		Tasa de sal forzada	Indice de Disp	P. Corte	ENS
		Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	C sal/100km-año	(%)	MW	MWh
220	177.0	1	5.60			4	26.33	0.56	99.635	0.0	0.0
132	5535.4	81	331.35			692	4756.98	1.46	99.324	422.4	466.0
66	398.0	7	23.13			73	439.42	1.76	99.351	28.6	53.9
Total	6110.4	89	360.08			769	5222.73	1.46	99.335	451.0	519.9

Tabla 9.1.16.2. Causa de salidas forzadas de líneas (Global) - Año 2011

Descripción	Ident (*)	Cantidad de salidas		Energía no suministrada		Potencia cortada	
		Nro	% Particip	MW-h	% Particip	MW	% Particip
Falla interna en el equipo de potencia	1	41	46.07	135.4	26.03	136.3	30.22
Tormenta eléctrica	2	2	2.25		0.00		0.00
Incendio de campos	3	1	1.12		0.00		0.00
Animales, plantaciones y otros objetos que afecten la instalacion	4	10	11.24	14.3	2.76	46.3	10.27
Error humano / maniobra.	5	2	2.25		0.00		0.00
Meteoro	6		0.00		0.00		0.00
Atentado / Vandalismo	7	1	1.12	1.7	0.33	5.5	1.22
Actuación incorrecta de los sistemas de protecciones y comunicaciones.	8	4	4.49	24.6	4.73	52.3	11.60
Falla en barras.	9		0.00		0.00		0.00
Actuación de protecciones en zona de respaldo remoto.	10	12	13.48	265.1	51.00	138.2	30.64
Protección de sobretensión, subfrecuencia, sobrefrecuencia.	11		0.00		0.00		0.00
Sobrecarga.	12		0.00		0.00		0.00
Oscilaciones de potencia.	13		0.00		0.00		0.00
Actuación correcta de automatismos del SADI.	14		0.00		0.00		0.00
Actuación incorrecta de automatismos del SADI.	15		0.00		0.00		0.00
Desconocidas	16	12	13.48	6.7	1.28	35.9	7.96
Otras	17	4	4.49	72.1	13.87	36.5	8.09
Total		89	100.00	519.9	100.00	451.0	100.00

Tabla 9.1.16.3. Salidas forzadas y programadas por línea - Año 2011

Codigo Ident.	E.T. Origen	E.T. Destino	Ter na	Tensión	Long.	Forzadas no Autorizadas		Forzadas autorizadas		Programadas		Indice de Disponib	Pcorte MW	ENS MWh
						Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)			
	AZUL	OLAVARRIA		132.0	51.4					6	28.83	99.67		
	BALCARCE	MAR DEL PLATA		132.0	62.9	4	1.95			10	76.77	99.10		
	CALER.AVELLANEDA	LOMA NEGRA		132.0	5.3					4	24.92	99.72		
	CHASCOMUS	MONTE		132.0	114.0	5	16.03			10	75.05	98.96		
	CHASCOMUS	VERONICA		132.0	70.8	3	31.23			7	61.80	98.94		
	DOLORES	SAN CLEMENTE		132.0	102.6	2	3.15			11	80.90	99.04		
	DOLORES	CHASCOMUS		132.0	90.2	3	9.82			14	83.37	98.94		
	GONZALEZ CHAVEZ	TRES ARROYOS		132.0	40.2	2	0.87			7	43.55	99.49		
	LOMA NEGRA	OLAVARRIA		132.0	51.5					7	37.33	99.57		
	LA PAMPITA	OLAVARRIA		132.0	27.5					4	28.80	99.67		
	LA PAMPITA	LAPRIDA		132.0	72.2					5	37.78	99.57		
	LAS ARMAS	DOLORES		132.0	88.2	1	0.08			11	79.83	99.09	5.3	6.3
	LAS ARMAS	GRAL. MADARIAGA		132.0	64.4					2	6.20	99.93		
	AZUL	CACHARÍ		132.0	55.7					2	8.82	99.90		
	CACHARÍ	LAS FLORES		132.0	51.3					2	17.47	99.80		
	CACHARÍ	RAUCH		132.0	19.6					2	12.72	99.85		
	MAR DEL PLATA	MIRAMAR		132.0	39.3	1	0.02			2	8.87	99.90		
	GRAL. MADARIAGA	VILLA GESELL		132.0	35.0	1	0.08			6	37.92	99.57		
	LAS TONINAS	SAN CLEMENTE		132.0	15.4					1	8.30	99.91		
	LAS TONINAS	MAR DEL TUYÚ		132.0	13.1					1	7.45	99.91		
	MAR DE AJÓ	MAR DEL TUYÚ		132.0	16.5					1	7.45	99.91		
	LAS FLORES	ROSAS		132.0	28.4					3	25.33	99.71		
	MONTE	ROSAS		132.0	58.4	2	10.27			5	36.67	99.46	12.0	10.6
	NEWTON	ROSAS		132.0	11.0					2	12.67	99.86		
	NECOCHEA	GONZALEZ CHAVEZ		132.0	138.9	6	15.30			7	62.22	99.12	34.1	59.9
	NECOCHEA	MAR DEL PLATA		132.0	129.0					5	40.17	99.54		
	NECOCHEA	MIRAMAR		132.0	103.3	2	1.95			7	58.52	99.31	14.8	13.3
	NECOCHEA	TANDIL		132.0	149.2	1	0.33			15	101.93	98.83		
	OLAVARRIA VIEJA	CALER.AVELLANEDA		132.0	6.3					2	10.42	99.88		

Codigo Ident.	E.T. Origen	E.T. Destino	Ter na	Tensión	Long.	Forzadas no Autorizadas		Forzadas autorizadas		Programadas		Indice de	Pcorte	ENS
			Nº	kV	Km	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Disponib	MW	MWh
	CHILLAR	GONZALEZ CHAVEZ		132.0	89.1					3	24.08	99.73		
	CHILLAR	OLAVARRIA		132.0	73.4					2	11.95	99.86		
	OLAVARRIA	OLAVARRIA VIEJA		132.0	35.6					8	51.97	99.41		
	OLAVARRIA	HENDERSON		132.0	139.9	1	3.42			8	105.42	98.76		
	OLAVARRIA	BARKER		132.0	139.4	1	4.18			1	9.17	99.85		
	PINAMAR	MAR DE AJO		132.0	46.4	1	4.28			5	35.00	99.55		
	TANDIL	BALCARCE		132.0	103.6	2	6.13			4	36.62	99.51	27.4	4.9
	TANDIL	BARKER		132.0	47.7					4	22.78	99.74		
	TANDIL	LAS ARMAS		132.0	122.2					4	22.25	99.75		
	TANDIL	OLAVARRIA		132.0	133.2					7	55.17	99.37		
	PINAMAR	VALERIA DEL MAR		132.0	6.0	2	3.87			3	19.50	99.73		
	VALERIA DEL MAR	VILLA GESELL		132.0	14.3	1	8.83			3	13.85	99.74		
	BRAGADO	9 DE JULIO - BS.AS.		66.0	60.9	2	8.22			4	19.45	99.68	4.0	1.1
	BRAGADO	CHACABUCO		132.0	60.6	3	3.07			1	8.73	99.87	102.1	91.4
	CHACABUCO	CHACABUCO IND.		132.0	15.9					2	17.23	99.80		
	CHACABUCO IND.	SALTO		132.0	48.6					2	18.98	99.78		
	BRAGADO	CHIVILCOY		132.0	49.0	2	1.88			6	26.45	99.68	43.2	23.7
	BRAGADO	HENDERSON		220.0	177.0	1	5.60			4	26.33	99.64		
	BRAGADO	SALADILLO BS.AS.		132.0	83.8					17	91.88	98.95		
	CARLOS CASARES	PEHUAJO		66.0	53.1					6	63.38	99.28		
	CHIVILCOY	MERCEDES BS.AS.		132.0	69.1	1	3.78			8	35.02	99.56		
	HENDERSON	CNEL.SUAREZ		132.0	126.9					9	46.72	99.47		
	HENDERSON	TRENQUE LAUQUEN		132.0	105.4					4	38.13	99.56		
	TRENQUE LAUQUEN	GENERAL PICO		132.0	77.4					3	9.17	99.90		
	LINCOLN	BRAGADO		132.0	109.4					18	92.72	98.94		
	LUJAN II	MORON		132.0	38.3					3	32.53	99.63		
	LUJÁN	LUJÁN II		132.0	9.0					3	17.77	99.80		
	LUJAN	MORON	2	132.0	44.6	2	29.67			2	19.48	99.44		
	CPTAN SARMIENTO	SAN A. DE ARECO		66.0	31.5					9	54.18	99.38		
	LUJAN	SAN A. DE ARECO		66.0	49.8					21	121.35	98.61		
	MERCEDES BS.AS.	LUJAN		132.0	41.3					4	20.47	99.77		
	9 DE JULIO - BS.AS.	CARLOS CASARES		66.0	46.8	2	7.28			15	90.87	98.88	5.5	49.5
	PEHUAJO	TRENQUE LAUQUEN		66.0	80.1	2	6.90			6	29.35	99.59	10.0	2.3

Codigo Ident.	E.T. Origen	E.T. Destino	Ter na	Tensión	Long.	Forzadas no Autorizadas		Forzadas autorizadas		Programadas		Indice de	Pcorte	ENS
			Nº	kV	Km	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Disponib	MW	MWh
	SALADILLO	LAS FLORES		132.0	76.2	4	13.03			7	35.95	99.44		
	ARRECIFES	PERGAMINO		66.0	43.8					6	30.82	99.65		
	ATUCHA I	ZARATE		132.0	22.1					8	51.57	99.41		
	CPTAN SARMIENTO	ARRECIFES		66.0	31.9	1	0.73			6	30.02	99.65	9.1	0.9
	NUEVA CAMPANA	SIDERCA 0		132.0	2.2							100.00		
	NUEVA CAMPANA	SIDERCA 1		132.0	3.2					1	33.55	99.62		
	NUEVA CAMPANA	PRAXAIR		132.0	6.1					4	21.50	99.75		
	CAMPANA	PRAXAIR		132.0	0.7					3	16.05	99.82		
	CAMPANA	SIDERCA 0		132.0	0.3					2	11.07	99.87		
	IMSA	LINCOLN		132.0	61.5	1	1.07			7	49.22	99.43	6.7	4.0
	JUNIN	IMSA		132.0	8.5	1	0.60			3	11.33	99.86		
	PERGAMINO	ROJAS		132.0	36.0	1	0.63			5	17.47	99.79		
	PERGAMINO	COLÓN		132.0	52.7					3	21.85	99.75		
	ROJAS	JUNIN		132.0	47.7	2	0.70			5	25.87	99.70		
	SAN NICOLAS	V.CONSTIT.IND.		132.0	13.6					9	51.52	99.41		
	SAN NICOLAS	V.CONSTIT.RES.		132.0	14.7					6	37.97	99.57		
	URBANA S.NICOLAS	RAMALLO		132.0	12.9					3	18.33	99.79		
	PERGAMINO	RAMALLO		132.0	67.0					1	6.28	99.93		
	SAN NICOLAS	PERGAMINO		132.0	70.8					5	31.17	99.64		
	SAN NICOLAS	RAMALLO INDUSTRIAL		132.0	23.5							100.00		
	RAMALLO	RAMALLO INDUSTRIAL		132.0	17.7					2	13.32	99.85		
	RAMALLO	SIDERAR		132	6.8					2	15.88	99.82		
	SAN NICOLÁS	SIDERAR		132	1.3					2	12.82	99.85		
	SAN PEDRO BS.AS.	RAMALLO INDUSTRIAL		132.0	58.0							100.00		
	SAN NICOLAS	URBANA S.NICOLAS		132.0	6.5					7	39.82	99.55		
	SAN PEDRO BS.AS.	PAPEL PRENSA		132.0	10.9	1	1.85			1	7.95	99.89	89.3	191.9
	BARADERO	PAPEL PRENSA		132.0	24.0					2	17.10	99.80		
	LAS PALMAS	SAN PEDRO		132.0	67.3					7	39.57	99.55		
	LAS PALMAS	ZÁRATE		132.0	8.7	1	54.28			1	9.60	99.27		
	LAS PALMAS	PROTISA		132.0	4.4					2	15.62	99.82		
	PROTISA	EASTMAN		132.0	1.5					2	16.87	99.81		

Codigo Ident.	E.T. Origen	E.T. Destino	Ter na	Tensión	Long.	Forzadas no Autorizadas		Forzadas autorizadas		Programadas		Indice de	Pcorte	ENS
			Nº	kV	Km	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Disponib	MW	MWh
	VILLA LIA	T V.LIA N CAMPANA		132.0	8.0					2	17.72	99.80		
	NUEVA CAMPANA	T V.LIA N CAMPANA		132.0	35.0					5	24.60	99.72		
	T V.LIA N CAMPANA	SAN A. DE ARECO		132.0	18.4					3	18.62	99.79		
	ZARATE	CAMPANA		132.0	9.4	1	1.45			5	24.95	99.70		
	MINETTI	NUEVA CAMPANA		132.0	5.0					4	23.43	99.73		
	MINETTI	ZARATE		132.0	7.0	2	1.73			2	8.80	99.88		
	CAMPANA III	ZARATE		132.0	16.8	2	12.87			6	29.27	99.52	50.0	14.0
	CAMPANA III	MATHEU		132.0	21.0					3	18.80	99.79		
	BAHIA BLANCA	NORTE II		132.0	19.0					18	128.22	98.54		
	BAHIA BLANCA	P.LURO		132.0	141.0	1	6.95			17	128.40	98.45	7.8	27.2
	BAHIA BLANCA	PRINGLES		132.0	102.1	1	1.72			13	87.97	98.98		
	PRINGLES	INDIO RICO		132.0	44.1					1	8.80	99.90		
	CNEL. ROSALES	PUNTA ALTA		132.0	4.1							100.00		
	CNEL. DORREGO	BAHIA BLANCA		132.0	77.5	3	5.78			7	59.38	99.26		
	CNEL. SUAREZ	PIGUE		132.0	47.6	2	1.25			21	174.85	97.99		
	PIEDRABUENA 132	PUNTA ALTA		132.0	25.0	1	0.92			12	90.12	98.96		
	LOS CHAÑARES	PETROQ. B.BLANCA		132.0	15.7					15	83.62	99.05		
	LOS CHAÑARES	NORTE II		132.0	15.7	2	12.72			28	209.93	97.46		
	PUNTA ALTA	BAHIA BLANCA		132.0	24.1	1	3.37			22	151.22	98.24	17.7	17.8
	P.LURO	C.PATAGONES		132.0	151.0	2	28.67			31	233.05	97.01	5.7	0.4
	C. PATAGONES	VIDMA		132.0	2.7					7	49.98	99.43		
	PETROQ. B.BLANCA	BAHIA BLANCA	1	132.0	29.8	1	0.08			7	46.98	99.46		
	PETROQ. B.BLANCA	BAHIA BLANCA	2	132.0	29.8					4	19.68	99.78		
	PETROQ. B.BLANCA	BAHIA BLANCA	3	132.0	29.8					10	69.47	99.21		
	PETROQ. B.BLANCA	URBANA B. BLANCA		132.0	3.2					8	72.58	99.17		
	URBANA B. BLANCA	PIEDRABUENA		132.0	1.9					4	18.93	99.78		
	PETROQ. B.BLANCA	PROFERTIL		132.0	1.8							100.00		
	TORNQUIST	PIGUÉ		132.0	55.0					5	43.87	99.50		
	BAHÍA BLANCA	TORNQUIST		132.0	77.3					7	60.93	99.30		
	PIGUE	GUATRACHE		132.0	102.0					8	65.13	99.26		
	PRINGLES	LAPRIDA		132.0	71.5					16	117.68	98.66		
	TRES ARROYOS	CNEL.DORREGO		132.0	99.0	2	11.48			5	30.90	99.52	6.3	0.5

Tabla 9.1.16.4. Puntos de conexión (por estación) - Año 2011

Estación Transformadora	Cantidad de puntos de conexión	Forz. No Autorizadas		Forz. autorizadas		Programadas		P. corte MW	ENS MWh	Disp. Global (%)
		Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)			
9 DE JULIO	5					5	14.33			99.967
ARRECIFES	6					19	100.53			99.809
AZUL	7					6	26.68			99.956
BALCARCE	11					10	30.62			99.968
BARADERO	6					6	36.35			99.931
BARKER	5					4	17.03			99.961
BRAGADO	6	2	0.97			9	56.65	3.8	0.1	99.890
CAMPANA	14					15	129.33			99.895
CAMPANA III	7					3	7.05			99.989
CAP. SARMIENTO	6					15	78.60			99.850
CARLOS CASARES	5	7	105.05			10	57.85			99.628
CHACABUCO	10	8	1.10			12	39.83	10.2	0.5	99.953
CHACABUCO INDUSTRIAL	6									100.000
CHASCOMUS	12	8	698.20	3	1124.55	11	50.00			98.218
CHILLAR	1					1	2.92			99.967
CHIVILCOY	13					11	91.08			99.920
COLÓN	7					6	19.35			99.968
CORONEL ROSALES	2									100.000
DOLORES	4					6	22.73			99.935
DORREGO	3					5	29.27			99.889
EASTMAN	1									100.000
G.CHAVES	7					12	61.45			99.900
HENDERSON	7					20	172.12			99.719
IMSA	4					4	30.35			99.913
JUNIN	13	1	5.57			16	102.67			99.905
LAPRIDA	3					5	18.63			99.929

Estación Transformadora	Cantidad de puntos de conexión	Forz. No Autorizadas		Forz. autorizadas		Programadas		P. corte	ENS	Disp. Global
		Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	MW	MWh	(%)
LAS ARMAS	4	1	56.33			4	22.40			99.775
LAS FLORES	3					4	5.77			99.978
LAS PALMAS	5					1	2.17			99.995
LA PAMPITA	2					3	11.25			99.936
LAS TONINAS	6					1	6.65			99.987
LINCOLN	12	1	2.57			13	74.97			99.926
LOS CHAÑARES	7					9	54.42			99.911
LUJAN	14					13	60.93			99.950
LUJAN II	7					6	25.35			99.959
MADARIAGA	4					8	48.37			99.862
MAR DE AJO	13					11	56.03			99.951
MAR DEL TUYÚ	1	1	1.23							99.986
MERCEDES	10	2	17.07			7	34.33			99.941
MINETTI	1									100.000
MIRAMAR	8					8	28.60			99.959
MONTE	6			2	22.05	7	21.47			99.917
NECOCHEA	11					16	106.40			99.890
NORTE 2	6					9	46.23			99.912
OLAVARRIA	11					11	56.48			99.941
PAPEL PRENSA	3					3	16.42			99.938
PATAGONES	5					4	25.32			99.942
PEDRO LURO	4					5	39.25			99.888
PEHUAJÓ	6	9	1.95			9	17.30	5.1	0.3	99.963
PERGAMINO	14					16	44.32			99.964
PETROQUIMICA	19					16	95.97			99.942
PIGUE	8					9	68.47			99.902
PINAMAR	9					9	36.43			99.954
PRAXAIR	1					2	12.65			99.856
PRINGLES	2					2	13.00			99.926
PROFERTIL	1									100.000

Estación Transformadora	Cantidad de puntos de conexión	Forz. No Autorizadas		Forz. autorizadas		Programadas		P. corte	ENS	Disp. Global
		Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	MW	MWh	(%)
PROTISA	1									100.000
PUNTA ALTA	8					14	58.22			99.917
QUEQUEN	6					12	69.33			99.868
RAMALLO INDUSTRIAL	3					3	25.75			99.902
ROJAS	7			1	2.00	9	45.10			99.923
SAN CLEMENTE	7	2	0.60			7	34.50			99.943
SALADILLO	6					9	22.97			99.956
SALTO	8					12	78.10			99.889
SAN A. de ARECO	6					10	77.05			99.853
SAN NICOLAS	12					22	110.85			99.895
SAN PEDRO	9					21	89.60			99.886
SIDERAR	4					3	15.10			99.957
SUAREZ	8	1	11.03			14	85.95			99.862
T. LAUQUEN	9					8	22.82			99.971
TANDIL	13					15	60.58			99.947
TORNQUIST	3					2	20.47			99.922
TRES ARROYOS	8					13	56.58			99.919
URBANA BBKA	6	4	12.92			4	17.83	23	46.3	99.941
URBANA SAN NICOLAS	15					15	78.32			99.940
VALERIA DEL MAR	3					3	9.53			99.964
VILLA GESELL	13					8	34.03			99.970
ZARATE	12					1	3.78			99.996

Tabla 9.1.16.5. Indisponibilidades de Transformadores - Año 2011

Estación	Identificación Transf	Potencia MVA	Forzadas N. Autorizadas		Forzadas Autorizadas		Programadas		Indice de Disponibili dad	P. corte MW	ENS MWh
			Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)			
AZUL	Trafo 1 132/33/13.2	10					2	11.12	99.87		
	Trafo 2 132/33/13.2	15	1	0.93			3	10.03	99.87	4.2	4.6
	Trafo 3 132/33/13.2	10					1	5.08	99.94		
BALCARCE	Trafo 1 132/33/13.2	15					2	11.60	99.87		
	Trafo 2 132/33/13.2	30					1	9.27	99.89		
BARKER	Trafo 1 132/33/13.2	15					4	34.45	99.61		
	Trafo 2 132/33/13.2	10	2	3.02			5	35.83	99.56	0.6	0.3
	Trafo 3 33/13,2	5	2	1.17			4	6.73	99.91	1.5	0.9
	Trafo 33/13,2	1.5					3	14.20	99.84		
CHASCOMUS	Trafo 1 132/33/13.2	15					4	34.45	99.61		
	Trafo 2 132/33/13.2	10	2	3.02			5	35.83	99.56	0.6	0.3
DOLORES	Trafo 3 33/13,2	5	2	1.17			4	6.73	99.91	1.5	0.9
	Trafo 33/13,2	1.5					3	14.20	99.84		
G.CHAVES	Trafo 1 132/33/13.2	10					4	21.88	99.75		
	Trafo 33/13,2	5	1	0.97			4	20.90	99.75	2.2	2.2
LAPRIDA	Trafo 1 132/33/13.2	10					1	7.17	99.92		
	Trafo 2 132/33/13.2	10					3	13.12	99.85		
	Trafo 33/13.2	5	1	0.67			2	8.82	99.89	2.4	1.7
LAS ARMAS	Trafo 132/33/13.2	10	1	0.52			2	14.47	99.83	4.3	1.1
	Trafo 33/13.2	1					4	16.83	99.81		
LAS FLORES	Trafo 1 132/33/13.2	15	1	2.00			5	24.37	99.70		
	Trafo 2 132/33/13.2	15					2	11.10	99.87		
LAS TONINAS	Trafo 1 132/33/13.2	30	1	1.23			4	24.80	99.70	2.2	3.0
MADARIAGA	Trafo 1 132/33/13.2	15	1	0.65			5	52.73	99.39	4.4	4.0
	Trafo 2 33/13.2	5					2	12.93	99.85		

Estación	Identificación Transf	Potencia MVA	Forzadas N. Autorizadas		Forzadas Autorizadas		Programadas		Indice de Disponibili dad	P. corte MW	ENS MWh
			Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)			
MAR DE AJO	Trafo 1 132/33/13.2	30	2	4.48			5	33.00	99.57	9.4	7.5
	Trafo 2 132/33/13.2	15	1	0.13			4	21.73	99.75		
	Trafo 3 132/33/13.2	44					4	23.25	99.73		
MAR DEL TUYU	Trafo 132/33/13,2	20					5	33.02	99.62		
MIRAMAR	Trafo 1 132/33/13.2	15					6	32.57	99.63		
	Trafo 2 132/33/13.2	15					6	30.33	99.65		
MONTE	Tr 1 132/33/13,2	15	1	5.18			2	6.42	99.87	5.2	3.0
	Tr 2 132/33/13,2	15	1	7.05			1	6.72	99.84		
	Tr 3 33/13,2	14					2	10.35	99.88		
NECOCHEA	Trafo 1 132/13,2	10					14	205.80	97.65	13.0	18.2
	Trafo 2 132/13,2	30	1	1.05			12	40.58	99.52		
	Trafo 3 132/33/13.2	15					10	69.92	99.20		
OLAVARRIA	Trafo 1 132/33/13.2	30					6	28.97	99.67		
	Trafo 2 132/33/13.2	30					6	34.60	99.61		
	Trafo 3 132/33/13.2	30					2	10.65	99.88		
PINAMAR	Trafo 1 132/33/13,2	15	1	2.82			5	36.55	99.55	3.2	2.1
	Trafo 2 132/33/13,2	30					4	25.32	99.71		
QUEQUEN	Trafo 132/33/13.2	15					6	48.15	99.45		
S.CLEMENTE	Trafo 1 132/33/13,2	15	1	0.28			6	39.78	99.54	2.0	0.8
	Trafo 2 132/33/13,2	15	1	0.22			4	29.68	99.66		
TANDIL	Trafo 1 132/33/13.2	30	2	11.07			3	15.95	99.69	27.1	12.6
	Trafo 2 132/33/13.2	30					5	20.22	99.77		
	Trafo 3 132/33/13.2	30	1	0.28			2	14.12	99.84		
TRES ARROYOS	Trafo 132/33/13.2	30					4	25.00	99.71		
	Trafo 132/33/13.2	30					5	27.22	99.69		
VALERIA DEL MAR	Trafo 1 132/33/13,2	15							100.00		
VILLA GESELL	Trafo 1 132/33/13.2	30					5	33.03	99.62		
	Trafo 2 132/33/13.2	15	1	2.97			5	31.53	99.61	2.9	1.5

Estación	Identificación Transf	Potencia MVA	Forzadas N. Autorizadas		Forzadas Autorizadas		Programadas		Indice de Disponibili dad	P. corte MW	ENS MWh
			Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)			
	Trafo 3 132/13.2	40					3	13.25	99.85		
9 DE JULIO	Trafo 1 66/13,2	10	1	0.53			5	11.80	99.86	5.3	3.0
	Trafo 2 66/13,2	10	2	2.20			2	14.53	99.81	6.8	4.5
BRAGADO	ATr1 220/132	150	2	1.10			3	17.03	99.79	0.4	0.2
	ATr2 220/132	150	1	5.07			5	45.23	99.43		
	Tr 1 132/33/13.2	10					2	10.50	99.88		
	ATr3 132/66	20					3	14.98	99.83		
	ATr4 132/66	20	1	0.22			8	35.90	99.59	12.0	2.8
CARLOS CASARES	Tr 1 66/33	5	1	73.10			2	9.73	99.05		
	Tr 2 66/13,2	5					4	15.83	99.82		
	Tr 3 66/13,2	5					1	4.43	99.95		
CHACABUCO	Tr 1 132/33/13,2	15					1	9.10	99.90		
	Tr 2 132/33/13,2	15					1	8.58	99.90		
CHACABUCO INDUSTRIAL	Tr 1 132/33/13,2	15					2	17.45	99.80		
CHIVILCOY	Tr 1 132/33/13,2	30					3	16.10	99.82		
	Tr 2 132/33/13,2	30					1	8.48	99.90		
HENDERSON	Tr 4 220/132	40					3	14.43	99.84	10.0	17.7
	Tr5 132/33/13,2	15					7	28.65	99.67		
	Tr6 132/33/13,2	20	1	1.52			1	6.13	99.91		
LINCOLN	Tr 1 132/33/13,2	15					10	45.32	99.48		
	Tr 2 132/33/13,2	15					10	37.62	99.57		
LUJAN	Tr 1 132/33/13,2	30					3	17.70	99.80		
	Tr 2 132/33/13,2	30					2	12.72	99.85		
	Tr 3 132/66	15					1	9.07	99.90		
	Tr 4 132/66	15					1	8.02	99.91		
LUJAN II	Tr 1 132/33/13,2	30					1	8.92	99.90		
MERCEDES	Tr 1 132/33/13,2	30	2	2.78			4	13.22	99.82		

Estación	Identificación Transf	Potencia MVA	Forzadas N. Autorizadas		Forzadas Autorizadas		Programadas		Indice de Disponibili dad	P. corte MW	ENS MWh
			Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)			
	Tr 2 132/33/13,2	30	4	3.40			4	11.98	99.82	42.2	31.7
PEHUAJÓ	Tr 1 66/13,2	5					4	20.15	99.77		
	Tr 2 66/13,2	5					1	3.82	99.96		
	Tr 3 66/13,2	16	1	3.20			5	14.48	99.80		
SALADILLO	Tr 1 132/33/13,2	30					12	112.98	98.71		
	Tr 2 132/33/13,2	30					12	169.10	98.07		
SALTO	Tr 1 132/33/13,2	30					3	22.07	99.75		
SAN A. de ARECO	Tr 1 66/13,2	5	1	6.72			4	20.03	99.69		
	Tr 2 66/13,2	5	1	125.45			3	15.87	98.39		
	Tr 4 132/33/13,2	15	1	1.55			2	14.50	99.82	13.2	58.3
T. LAUQUEN	Tr 3 132/33/13,2	30					3	12.25	99.86		
	Tr 6 132/33/13,2	30					3	11.83	99.86		
	Tr1 66/13,2	5					3	7.03	99.92		
	Tr2 66/13,2	5					4	12.45	99.86		
	Tr4 132/66	40					2	6.13	99.93		
	Tr5 132/66	40					3	17.27	99.80		
ARRECIFES	Tr 1 66/13,2	10					5	26.62	99.70		
	Tr 4 66/13,2	7.5					3	14.92	99.83		
	ATr 2 66/33	5					6	29.98	99.66		
	ATr 5 66/33	5					8	34.42	99.61		
	Tr3 66/33	7.5					5	20.07	99.77		
BARADERO	Trafo 1 132/33/13.2	30					1	9.03	99.90		
CAMPANA	Trafo 1 132/33/13.2	30					2	37.65	99.57		
	Trafo 2 132/33/13.2	30					2	15.50	99.82		
CAMPANA III	Trafo 1 132/33/13.2	40	1	2.58			6	23.60	99.70	10.0	12.4
	Trafo 2 132/33/13.2	40	1	0.20			3	6.45	99.92	10.1	2.0
CAP. SARMIENTO	Tr 1 66/33/13,2	10					4	16.30	99.81		
	Tr 2 66/33/13,2	10					4	20.17	99.77		

Estación	Identificación Transf	Potencia MVA	Forzadas N. Autorizadas		Forzadas Autorizadas		Programadas		Indice de Disponibili dad	P. corte MW	ENS MWh
			Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)			
IMSA	Tr 1 132/33/13,2 Trafo 33/13,2	15 5	2	1.83			3	15.75	99.80 100.00	45.8	39.0
COLÓN	Tr 1 132/33/13,2	30					3	24.38	99.72		
JUNIN	Tr 1 132/33/13,2	30	2	1.97			4	21.73	99.73	21.3	25.3
	Tr 2 132/33/13,2	30	4	22.68			3	19.73	99.52	37.1	29.1
LAS PALMAS	Tr 1 132/33/13,2	30	1	1.03			1	8.57	99.89	15.1	15.6
PAPEL PRENSA	Trafo 132/33/13.2	15					6	33.40	99.62		
PERGAMINO	Tr 1 132/33/13,2	30	2	6.32			7	42.43	99.44	24.0	21.0
	Tr 2 132/33/13,2	30	1	0.73			4	19.83	99.77	10.0	7.3
	Tr 6 132/33/13,2	30	1	0.72			5	22.50	99.73	2.0	1.4
RAMALLO INDUSTRIAL	Trafo 1 132/33/13.2	30					1	7.55	99.91		
ROJAS	Trafo 1 132/33/13.2	15					5	26.07	99.70		
	Trafo 2 132/33/13.2	15					5	24.23	99.72		
SAN NICOLAS	Trafo 6 132/33/13.2	30					4	23.98	99.73		
	Trafo 7 132/33/13.2	30					4	23.02	99.74		
SAN PEDRO	Trafo 1 132/33/13.2	15					7	34.42	99.61		
	Trafo 2 132/33/13.2	15					8	39.65	99.55		
URBANA SAN NICOLAS	Trafo 1 132/33/13.2	44					2	13.32	99.85		
	Trafo 2 132/33/13.2	44					3	18.85	99.78		
VILLA LIA	Autotrafo 220/132/13.2	150					3	22.17	99.75		
ZARATE	Trafo 1 132/33/13.2	15					3	11.85	99.86		
	Trafo 2 132/33/13.2	30					2	19.48	99.78		
	Trafo 3 132/33/13.2	30					1	9.45	99.89		
	Trafo 4 132/33/13.2	15	1	5.43			1	8.18	99.84	20.0	61.6
DORREGO	Trafo 1 132/33/13.2	10					3	18.87	99.78		

Estación	Identificación Transf	Potencia MVA	Forzadas N. Autorizadas		Forzadas Autorizadas		Programadas		Indice de Disponibili dad	P. corte MW	ENS MWh
			Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)			
	Trafo 2 132/33/13.2	10					3	17.25	99.80		
	Trafo 3 13.2/33	10					3	20.50	99.77		
	Trafo 4 13.2/33	5					2	9.68	99.89		
LOS CHAÑARES	Trafo 1 132/33/13.2	30					4	16.97	99.81		
	Trafo 2 132/33/13.2	30					3	13.25	99.85		
NORTE 2	Trafo1 132/33/13	40					6	36.10	99.59		
	Trafo 2 132/33/13	20					2	17.63	99.80		
PATAGONES	Trafo 132/33/13.2	15	1	2.15					99.98	4.3	9.3
PEDRO LURO	Trafo 132/33/13.2	15	1	4.32					99.95	3.6	12.6
PETROQUIMICA	Trafo 1 132/33/13.2	15	1	10.72			6	33.30	99.50		
	Trafo 2 132/33/13.2	40					11	69.18	99.21		
	Trafo 3 132/33/13.2	40					5	33.07	99.62		
PIGUE	Trafo 1 132/33/13.2	15					7	36.47	99.58		
	Trafo 2 132/33/13.2	15					8	43.83	99.50		
	Trafo 33/66	7.5					6	36.08	99.59		
PRINGLES	Trafo 1 132/33/13.2	10					6	40.72	99.54		
	Trafo 2 132/33/13.2	10					7	57.03	99.35		
PUNTA ALTA	Trafo 132/33/13.2	15					5	20.93	99.76		
	Trafo 132/33/13.2	15					5	24.33	99.72		
SUAREZ	Trafo 132/33/13.2	15	2	3.73			8	44.98	99.44	1.9	2.8
	Trafo 132/33/13.2	15	3	22.28			8	46.45	99.22	14.0	7.4
TORNQUIST	Trafo 132/33/13.2	15	2	177.17			4	31.90	97.61	14.2	227.9
URBANA BBKA	Trafo 1 132/33/13.2	40					8	41.70	99.52		
	Trafo 2 132/33/13.2	40					3	21.40	99.76		

Tabla 9.1.16.6. Tipificación de Faltas - Año 2011

Tensión	Cantidad de faltas					Totales
	Permanentes			Transitorias		
	Monofásica a Tierra	Bifásica	Trifásica	Monofásica c/ recierre exitoso	(1) Trifásica c/ recierre exitoso	
220	1			4		5
132	63	10	8	425	9	515
66	3	3	1	31	3	41

ANEXO 9

Sub-Sección 1.17:

Año 2012

Tabla 9.1.17.1. Indisponibilidades de líneas - Año 2012

Tensión nominal	Long total	Forzadas N. A.		Forzada autorizada		Programadas		Tasa de sal forzada	Indice de Disp	P. Corte	ENS
		Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	C sal/100km-año	(%)	MW	MWh
220	177.0	1	10.32			1	8.63	0.56	99.784		
132	5583.3	75	314.43			618	3901.70	1.34	99.447	494.2	423.8
66	398.0	17	119.05			54	272.18	4.27	99.408	76.8	33.4
Total	6158.3	93	443.80			673	4182.52	1.51	99.455	571.0	457.2

Tabla 9.1.17.2. Causa de salidas forzadas de líneas (Global) - Año 2012

Descripción	Ident (*)	Cantidad de salidas		Energía no suministrada		Potencia cortada	
		Nro	% Particip	MW-h	% Particip	MW	% Particip
Falla interna en el equipo de potencia	1	47	50.54	47.2	10.31	132.6	23.22
Tormenta eléctrica	2	5	5.38	12.8	2.79	24.3	4.26
Incendio de campos	3		0.00		0.00		0.00
Animales, plantaciones y otros objetos que afecten la instalacion	4	8	8.60		0.00		0.00
Error humano / maniobra.	5		0.00		0.00		0.00
Meteoro	6	4	4.30	340.8	74.54	249.5	43.70
Atentado / Vandalismo	7	1	1.08	10.9	2.38	16.0	2.80
Actuación incorrecta de los sistemas de protecciones y comunicaciones.	8	8	8.60	26.7	5.83	113.7	19.91
Falla en barras.	9		0.00		0.00		0.00
Actuación de protecciones en zona de respaldo remoto.	10	6	6.45		0.00		0.00
Protección de sobretensión, subfrecuencia, sobrefrecuencia.	11		0.00		0.00		0.00
Sobrecarga.	12		0.00		0.00		0.00
Oscilaciones de potencia.	13		0.00		0.00		0.00
Actuación correcta de automatismos del SADI.	14		0.00		0.00		0.00
Actuación incorrecta de automatismos del SADI.	15		0.00		0.00		0.00
Desconocidas	16	8	8.60	13.9	3.04	14.9	2.61
Otras	17	6	6.45	5.0	1.10	20.0	3.50
Total		93	100.00	457.2	100.00	571.0	100.00

Tabla 9.1.17.3. Salidas forzadas y programadas por línea - Año 2012

Codigo Ident.	E.T. Origen	E.T. Destino	Ter na Nº	Tensión kV	Long. Km	Forzadas no Autorizadas		Forzadas autorizadas		Programadas		Indice de Disponib	Pcorte MW	ENS MWh
						Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)			
	AZUL	OLAVARRIA		132.0	51.4	1	9.37			5	39.92	99.44		
	BALCARCE	MAR DEL PLATA		132.0	62.9	1	6.37			2	16.17	99.74		
	CALER.AVELLANEDA	LOMA NEGRA		132.0	5.3					3	14.05	99.84		
	CHASCOMUS	MONTE		132.0	114.0	1	4.72			11	74.27	99.10		
	CHASCOMUS	VERONICA		132.0	70.8	1	7.20			5	34.30	99.53		
	DOLORES	SAN CLEMENTE		132.0	102.6	2	3.63			11	73.03	99.13		
	DOLORES	CHASCOMUS		132.0	90.2	1	0.67			7	41.03	99.53		
	GONZALEZ CHAVEZ	TRES ARROYOS		132.0	40.2	2	2.02			2	16.30	99.79		
	LOMA NEGRA	OLAVARRIA		132.0	51.5	1	0.22			5	27.78	99.68		
	LA PAMPITA	OLAVARRIA		132.0	27.5					6	47.07	99.46		
	LA PAMPITA	LAPRIDA		132.0	72.2	1	2.75			7	47.00	99.43	4.0	1.5
	LAS ARMAS	DOLORES		132.0	88.2					8	44.32	99.50		
	LAS ARMAS	GRAL. MADARIAGA		132.0	64.4					5	36.00	99.59		
	AZUL	CACHARÍ		132.0	55.7	1	4.32			4	16.38	99.76		
	CACHARÍ	LAS FLORES		132.0	51.3					2	5.23	99.94		
	CACHARÍ	RAUCH		132.0	19.6					1	6.88	99.92		
	MAR DEL PLATA	MIRAMAR		132.0	39.3					4	27.98	99.68		
	GRAL. MADARIAGA	VILLA GESELL		132.0	35.0	2	6.78			7	57.55	99.27		
	LAS TONINAS	SAN CLEMENTE		132.0	15.4	1	0.58			3	15.75	99.81		
	AZUL	OLAVARRIA		132.0	51.4	1	9.37			5	39.92	99.44		
	LAS TONINAS	MAR DEL TUYÚ		132.0	13.1					1	1.05	99.99		
	MAR DE AJÓ	MAR DEL TUYÚ		132.0	16.5	2	5.70			3	10.60	99.81		
	LAS FLORES	ROSAS		132.0	28.4					3	8.85	99.90		
	MONTE	ROSAS		132.0	58.4	2	31.15			4	23.97	99.37		
	NEWTON	ROSAS		132.0	11.0					2	9.03	99.90		
	NECOCHEA	GONZALEZ CHAVEZ		132.0	138.9	2	20.48			4	36.75	99.35		
	NECOCHEA	MAR DEL PLATA		132.0	129.0					2	12.40	99.86		
	NECOCHEA	MIRAMAR		132.0	103.3	1	28.77			5	38.73	99.23		
	NECOCHEA	TANDIL		132.0	149.2	3	6.52			1	10.42	99.81	243.0	337.0

Codigo Ident.	E.T. Origen	E.T. Destino	Ter na	Tensión	Long.	Forzadas no Autorizadas		Forzadas autorizadas		Programadas		Indice de	Pcorte	ENS
			Nº	kV	Km	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Disponib	MW	MWh
	OLAVARRIA VIEJA	CALER.AVELLANEDA		132.0	6.3					2	9.80	99.89		
	CHILLAR	GONZALEZ CHAVEZ		132.0	89.1					3	23.73	99.73		
	CHILLAR	OLAVARRIA		132.0	73.4	2	11.48			3	22.62	99.61		
	OLAVARRIA	OLAVARRIA VIEJA		132.0	35.6	1	0.12			20	135.35	98.46		
	OLAVARRIA	HENDERSON		132.0	139.9					5	35.53	99.60		
	OLAVARRIA	BARKER		132.0	139.4	3	4.77			4	16.53	99.76		
	PINAMAR	MAR DE AJO		132.0	46.4					6	49.07	99.44		
	TANDIL	BALCARCE		132.0	103.6					3	26.12	99.70		
	TANDIL	BARKER		132.0	47.7	2	1.60			2	10.33	99.86		
	TANDIL	LAS ARMAS		132.0	122.2					8	53.58	99.39		
	TANDIL	OLAVARRIA		132.0	133.2					3	25.53	99.71		
	PINAMAR	VALERIA DEL MAR		132.0	6.0							100.00		
	VALERIA DEL MAR	VILLA GESELL		132.0	14.3					1	2.88	99.97		
	BRAGADO	9 DE JULIO - BS.AS.		66.0	60.9	1	1.70			8	34.72	99.59		
	BRAGADO	CHACABUCO		132.0	60.6	2	0.28			3	24.78	99.71	88.9	18.6
	CHACABUCO	CHACABUCO IND.		132.0	15.9	1	0.28			1	4.53	99.95		
	CHACABUCO IND.	SALTO		132.0	48.6					4	16.70	99.81		
	BRAGADO	CHIVILCOY		132.0	49.0	4	0.48			3	16.92	99.80	17.4	1.2
	BRAGADO	HENDERSON		220.0	177.0	1	10.32			1	8.63	99.78		
	BRAGADO	SALADILLO BS.AS.		132.0	83.8	1	0.18			22	115.42	98.68		
	CARLOS CASARES	PEHUAJO		66.0	53.1	4	20.62			4	11.72	99.63	1.5	3.0
	CHIVILCOY	MERCEDES BS.AS.		132.0	69.1	3	21.97			15	85.98	98.77	27.0	7.5
	HENDERSON	CNEL.SUAREZ		132.0	126.9					6	37.95	99.57		
	HENDERSON	TRENQUE LAUQUEN		132.0	105.4	1	0.15			5	42.83	99.51	12.6	1.3
	TRENQUE LAUQUEN	GENERAL PICO		132.0	77.4					5	26.12	99.70		
	LINCOLN	BRAGADO		132.0	109.4	3	16.00			9	48.00	99.27		
	LUJAN II	MORON		132.0	38.3					2	23.50	99.73		
	LUJÁN	LUJÁN II		132.0	9.0					2	9.80	99.89		
	LUJAN	MORON	2	132.0	44.6					4	40.60	99.54		
	CPTAN SARMIENTO	SAN A. DE ARECO		66.0	31.5					2	12.65	99.86		
	LUJAN	SAN A. DE ARECO		66.0	49.8					7	42.80	99.51		
	MERCEDES BS.AS.	LUJAN		132.0	41.3					10	41.93	99.52		
	9 DE JULIO - BS.AS.	CARLOS CASARES		66.0	46.8	3	27.88			9	43.37	99.19		

Codigo Ident.	E.T. Origen	E.T. Destino	Ter na	Tensión	Long.	Forzadas no Autorizadas		Forzadas autorizadas		Programadas		Indice de	Pcorte	ENS
			Nº	kV	Km	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Disponib	MW	MWh
	PEHUAJO	TRENQUE LAUQUEN		66.0	80.1	5	39.67			6	28.53	99.22	13.9	10.7
	SALADILLO	LAS FLORES		132.0	76.2	1	3.40			3	18.33	99.75		
	ARRECIFES	PERGAMINO		66.0	43.8	3	24.02			12	70.73	98.92	50.5	18.3
	ATUCHA I	ZARATE		132.0	22.1					2	12.87	99.85		
	CPTAN SARMIENTO	ARRECIFES		66.0	31.9	1	5.17			6	27.67	99.63	10.9	1.4
	NUEVA CAMPANA	SIDERCA 0		132.0	2.2					3	20.68	99.76		
	NUEVA CAMPANA	SIDERCA 1		132.0	3.2					2	12.18	99.86		
	NUEVA CAMPANA	PRAXAIR		132.0	6.1					7	33.18	99.62		
	CAMPANA	PRAXAIR		132.0	0.7					2	6.75	99.92		
	CAMPANA	SIDERCA 0		132.0	0.3					2	9.05	99.90		
	IMSA	LINCOLN		132.0	61.5	1	0.33			3	24.58	99.72	8.0	2.8
	JUNÍN	IMSA		132.0	8.5					5	31.82	99.64		
	PERGAMINO	ROJAS		132.0	36.0					7	28.87	99.67		
	PERGAMINO	COLÓN		132.0	52.7	1	1.07			1	9.17	99.88	10.9	12.4
	ROJAS	JUNIN		132.0	47.7					1	6.82	99.92		
	SAN NICOLAS	V.CONSTIT.IND.		132.0	13.6	1	9.37			9	52.38	99.30		
	SAN NICOLAS	V.CONSTIT.RES.		132.0	14.7					6	76.98	99.12		
	URBANA S.NICOLAS	RAMALLO		132.0	12.9					2	12.47	99.86		
	PERGAMINO	RAMALLO		132.0	67.0					4	20.93	99.76		
	SAN NICOLAS	PERGAMINO		132.0	70.8					8	36.70	99.58		
	RAMALLO	RAMALLO INDUSTRIAL		132.0	17.7					1	5.90	99.93		
	SAN PEDRO BS.AS.	RAMALLO INDUSTRIAL		132.0	58.0					3	19.32	99.78		
	RAMALLO	SIDERAR		132.0	6.8					1	5.52	99.94		
	SAN NICOLÁS	SIDERAR		132.0	1.3					2	12.62	99.86		
	SAN NICOLAS	URBANA S.NICOLAS		132.0	6.5					4	23.77	99.73		
	SAN PEDRO BS.AS.	PAPEL PRENSA		132.0	10.9					1	6.02	99.93		
	BARADERO	PAPEL PRENSA		132.0	24.0	1	0.83			2	16.23	99.81	17.3	14.4
	LAS PALMAS	SAN PEDRO		132.0	67.3	3	21.18			3	20.30	99.53		
	LAS PALMAS	ZÁRATE		132.0	8.7							100.00		
	LAS PALMAS	PROTISA		132.0	4.4							100.00		
	PROTISA	EASTMAN		132.0	1.5					2	12.42	99.86		
	VILLA LIA	T V.LIA N CAMPANA		132.0	8.0					4	24.18	99.72		

Codigo Ident.	E.T. Origen	E.T. Destino	Ter na	Tensión	Long.	Forzadas no Autorizadas		Forzadas autorizadas		Programadas		Indice de	Pcorte	ENS
			Nº	kV	Km	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Disponib	MW	MWh
	NUEVA CAMPANA	T V.LIA N CAMPANA		132.0	35.0					5	18.17	99.79		
	T V.LIA N CAMPANA	SAN A. DE ARECO		132.0	18.4					2	16.67	99.81		
	ZARATE	CAMPANA		132.0	9.4					3	10.90	99.88		
	MINETTI	NUEVA CAMPANA		132.0	5.0					4	20.05	99.77		
	MINETTI	ZARATE		132.0	7.0					5	29.00	99.67		
	CAMPANA III	ZARATE		132.0	16.8					4	26.43	99.70		
	CAMPANA III	MATHEU		132.0	21.0					4	23.18	99.74		
	BAHIA BLANCA	NORTE II		132.0	19.0					9	42.70	99.51		
	BAHIA BLANCA	P.LURO		132.0	141.0	1	6.27			22	145.92	98.27	19.3	2.9
	BAHIA BLANCA	PRINGLES		132.0	102.1	2	15.10			10	58.72	99.16		
	PRINGLES	INDIO RICO		132.0	44.1					3	18.73	99.79		
	CNEL. ROSALES	PUNTA ALTA		132.0	4.1	1	0.58					99.99	11.7	11.5
	CNEL. DORREGO	BAHIA BLANCA		132.0	77.5	1	0.18			7	53.68	99.39		
	CNEL. SUAREZ	PIGUE		132.0	47.6	2	0.33			30	238.57	97.28		
	PIEDRABUENA 132	PUNTA ALTA		132.0	25.0	1	5.38			7	29.23	99.61		
	LOS CHAÑARES	PETROQ. B.BLANCA		132.0	15.7	2	6.13			5	21.83	99.68		
	LOS CHAÑARES	NORTE II		132.0	15.7					5	22.85	99.74		
	PUNTA ALTA	BAHIA BLANCA		132.0	24.1					6	32.70	99.63		
	P.LURO	C.PATAGONES		132.0	151.0	2	12.12			21	156.27	98.08	34.1	12.8
	C. PATAGONES	VIDMA		132.0	2.7	2	8.08			9	67.33	99.14		
	PETROQ. B.BLANCA	BAHIA BLANCA	1	132.0	29.8					13	73.32	99.17		
	PETROQ. B.BLANCA	BAHIA BLANCA	2	132.0	29.8					13	74.62	99.15		
	PETROQ. B.BLANCA	BAHIA BLANCA	3	132.0	29.8	1	4.25			11	64.07	99.22		
	PETROQ. B.BLANCA	URBANA B. BLANCA		132.0	3.2					11	54.07	99.38		
	URBANA B. BLANCA	PIEDRABUENA		132.0	1.9					5	23.58	99.73		
	PETROQ. B.BLANCA	PROFERTIL		132.0	1.8							100.00		
	TORNQUIST	PIGUÉ		132.0	55.0					8	52.08	99.41		
	BAHÍA BLANCA	TORNQUIST		132.0	77.3					4	25.35	99.71		
	PIGUE	GUATRACHE		132.0	102.0	2	8.10			13	96.05	98.81		
	PRINGLES	LAPRIDA		132.0	71.5	2	13.17			10	65.83	99.10		
	TRES ARROYOS	CNEL.DORREGO		132.0	99.0					5	40.80	99.54		

Tabla 9.1.17.4. Puntos de conexión (por estación) - Año 2012

Estación Transformadora	Cantidad de puntos de conexión	Forz. No Autorizadas		Forz. autorizadas		Programadas		P. corte MW	ENS MWh	Disp. Global (%)
		Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)			
9 DE JULIO	6	3	0.13			9	35.55	10	0.3	99.932
ARRECIFES	6	1	1.22			10	45.78			99.911
AZUL	7					1	1.60			99.997
BALCARCE	11					7	21.62			99.978
BARADERO	11					6	36.23			99.962
BARKER	5					9	47.43			99.892
BRAGADO	8					14	83.85			99.880
CAMPANA	14					16	96.73			99.921
CAMPANA III	7					6	21.13			99.966
CAP. SARMIENTO	6	3	0.47			7	29.83			99.942
CARLOS CASARES	5	5	7.67			7	39.37	10	2.4	99.893
CHACABUCO	10					9	30.93			99.965
CHACABUCO INDUSTRIAL	6					7	36.33			99.931
CHASCOMUS	12	1	9.93			17	70.17			99.924
CHILLAR	1					1	3.45			99.961
CHIVILCOY	13					11	30.73			99.973
COLÓN	8					9	31.37			99.955
CORONEL ROSALES	2							21.2	21.5	100.000
DOLORES	4					6	19.27			99.945
DORREGO	3					6	28.63			99.891
EASTMAN	1									100.000
G.CHAVES	7					8	37.87			99.938
HENDERSON	8					9	45.17			99.936
IMSA	4					9	16.15			99.954
JUNIN	13					7	29.02			99.975
LAPRIDA	3					3	19.33			99.926
LAS ARMAS	4					8	43.65			99.875

Estación Transformadora	Cantidad de puntos de conexión	Forz. No Autorizadas		Forz. autorizadas		Programadas		P. corte	ENS	Disp. Global
		Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	MW	MWh	(%)
LAS FLORES	4					2	8.65			99.975
LAS PALMAS	5					2	8.40			99.981
LA PAMPITA	2					1	5.75			99.967
LAS TONINAS	6					10	49.27			99.906
LINCOLN	12	10	10.75			17	65.43			99.928
LOS CHAÑARES	7					4	24.00			99.961
LUJAN	14	25	3.02			13	61.47	60.3	6.7	99.947
LUJAN II	7					7	23.80			99.961
MADARIAGA	4	1	1.42			6	26.40			99.921
MAR DE AJO	13	3	5.12			18	124.12			99.887
MAR DEL TUYÚ	2									100.000
MERCEDES	10					23	104.45			99.881
MINETTI	1					2	10.47			99.881
MIRAMAR	10	1	24.48			18	164.80			99.784
MONTE	6					2	5.48			99.990
MONTE HERMOSO	5									100.000
NECOCHEA	11					10	53.57			99.944
NORTE 2	6	1	1.32			11	59.37			99.885
OLAVARRIA	11	1	0.08			21	96.93			99.899
PAPEL PRENSA	3	1	0.25			4	23.13	6.6	1.7	99.911
PATAGONES	5					5	34.25			99.922
PEDRO LURO	4					6	37.12			99.894
PEHUAJÓ	6	11	10.73			4	19.08			99.943
PERGAMINO	14					14	47.98			99.961
PETROQUIMICA	19					8	574.43			99.655
PIGUE	8					11	63.90			99.909
PINAMAR	9	2	1.37			9	50.58			99.934
PRAXAIR	1					1	7.70			99.912
PRINGLES	2					4	9.00			99.949
PROFERTIL	1									100.000
PROTISA	1									100.000

Estación Transformadora	Cantidad de puntos de conexión	Forz. No Autorizadas		Forz. autorizadas		Programadas		P. corte	ENS	Disp. Global
		Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	MW	MWh	(%)
PUNTA ALTA	8			1	31.00	10	40.02			99.899
QUEQUEN	6					5	22.02			99.958
RAMALLO INDUSTRIAL	3					3	24.58			99.906
ROJAS	7	2	0.30			8	29.22			99.952
SAN CLEMENTE	7					10	40.03			99.935
SALADILLO	6					9	45.35			99.914
SALTO	9					8	29.12			99.963
SAN A. de ARECO	6	1	9.92			4	8.22			99.965
SAN NICOLAS	12	2	13.05			17	109.08			99.884
SAN PEDRO	9	6	0.70			23	93.85			99.880
SIDERAR	4					7	31.07			99.911
SUAREZ	8					10	110.63			99.842
T. LAUQUEN	9	3	5.70			14	37.85	8	44.3	99.945
TANDIL	13					7	23.92			99.979
TORNQUIST	3					6	64.10			99.756
TRES ARROYOS	8	1	6.32			15	101.07			99.847
URBANA BBKA	6	3	1.52			19	90.22	15.1	6.1	99.825
URBANA SAN NICOLAS	15					9	36.83			99.972
VALERIA DEL MAR	3					2	16.88			99.936
VILLA GESELL	13	2	1.68			14	55.82			99.950
ZARATE	12					13	60.23			99.943

Tabla 9.1.17.5. Indisponibilidades de Transformadores - Año 2012

Estación	Identificación Transf	Potencia MVA	Forzadas N. Autorizadas		Forzadas Autorizadas		Programadas		Indice de Disponibili- dad	P. corte MW	ENS MWh
			Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)			
AZUL	Trafo 1 132/33/13.2	10	2	1.60			2	299.72	96.56	8.0	12.8
	Trafo 2 132/33/13.2	15	1	0.15			8	54.43	99.38	3.4	1.3
	Trafo 3 132/33/13.2	10	4	16.57			3	9.02	99.71	11.5	18.3
BALCARCE	Trafo 1 132/33/13.2	15							100.00		
	Trafo 2 132/33/13.2	30	3	8.88			1	3.52	99.86	38.8	79.3
BARKER	Trafo 1 132/33/13.2	15					5	27.60	99.68		
	Trafo 2 132/33/13.2	40	1	18.55	1	0.38	6	473.45	94.38	14.2	51.3
	Trafo 3 33/13,2	5					1	219.15	97.50		
	Trafo 33/13,2	1.5					1	149.80	98.29		
CHASCOMUS	Trafo 1 132/33/13.2	15					3	25.43	99.71		
	Trafo 2 132/33/13.2	15	1	31.75			5	34.98	99.24	5.6	9.3
DOLORES	Trafo 1 132/33/13.2	15					3	25.43	99.71		
	Trafo 2 132/33/13.2	15	1	31.75			5	34.98	99.24	5.6	9.3
G.CHAVES	Trafo 1 132/33/13.2	10	2	45.73			3	16.67	99.29	5.1	2.2
	Trafo 33/13,2	5					3	16.02	99.82		
LAPRIDA	Trafo 1 132/33/13.2	10	1	0.98			3	16.87	99.80	7.7	9.5
	Trafo 2 132/33/13.2	10					1	6.68	99.92		
	Trafo 33/13.2	5					1	7.48	99.91		
LAS ARMAS	Trafo 132/33/13.2	10					3	22.67	99.74		
	Trafo 33/13.2	1					3	19.98	99.77		
LAS FLORES	Trafo 1 132/33/13.2	15	1	5.42			10	68.20	99.16	5.0	3.3
	Trafo 2 132/33/13.2	15					12	78.02	99.11		
LAS TONINAS	Trafo 1 132/33/13.2	30					4	28.40	99.68		
MADARIAGA	Trafo 1 132/33/13.2	15	2	7.68			2	16.32	99.73	3.3	5.4
	Trafo 2 33/13.2	5					2	14.52	99.83		

Estación	Identificación Transf	Potencia MVA	Forzadas N. Autorizadas		Forzadas Autorizadas		Programadas		Indice de Disponibili dad	P. corte MW	ENS MWh
			Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)			
MAR DE AJO	Trafo 1 132/33/13.2	30	1	2.53			5	36.77	99.55	5.1	2.7
	Trafo 2 132/33/13.2	15	1	1.38			5	37.48	99.56		
	Trafo 3 132/33/13.2	44			1	1.47	4	23.67	99.71		
MAR DEL TUYU	Trafo 132/33/13,2	20	1	8.42			5	30.10	99.56	2.9	0.3
MIRAMAR	Trafo 1 132/33/13.2	15	1	2.28			9	79.30	99.07		
	Trafo 2 132/33/13.2	15					5	74.77	99.15		
MONTE	Tr 1 132/33/13,2	15					2	13.12	99.85	17.5	16.1
	Tr 2 132/33/13,2	15	3	28.57			3	10.48	99.55		
	Tr 3 33/13,2	14					1	4.32	99.95		
NECOCHEA	Trafo 1 132/13,2	10	2	7.67			10	63.07	99.19	9.3	11.8
	Trafo 2 132/13,2	30					1	0.63	99.99		
	Trafo 3 132/33/13.2	15	1	58.58			6	35.65	98.92		
OLAVARRIA	Trafo 1 132/33/13.2	30					6	12.95	99.85		
	Trafo 2 132/33/13.2	30					10	41.95	99.52		
	Trafo 3 132/33/13.2	30					3	19.30	99.78		
PINAMAR	Trafo 1 132/33/13,2	15			1	0.27	4	27.68	99.68	4.5	1.3
	Trafo 2 132/33/13,2	30					4	28.55	99.67		
QUEQUEN	Trafo 132/33/13.2	15	2	2.42					99.97	1.2	0.4
S.CLEMENTE	Trafo 1 132/33/13,2	15					5	36.58	99.58	12.7	7.7
	Trafo 2 132/33/13,2	15	3	81.15			4	30.92	98.72		
TANDIL	Trafo 1 132/33/13.2	30	2	224.43			3	5.83	97.37	11.4	9.4
	Trafo 2 132/33/13.2	30	1	0.58			1	7.73	99.91	12.9	8.2
	Trafo 3 132/33/13.2	30	3	8.02			2	9.82	99.80	42.6	26.4
TRES ARROYOS	Trafo 132/33/13.2	30					6	34.32	99.61		
	Trafo 132/33/13.2	30					7	37.93	99.57		
VALERIA DEL MAR	Trafo 1 132/33/13,2	15							100.00		
VILLA GESELL	Trafo 1 132/33/13.2	30					4	26.20	99.70	7.0	7.0
	Trafo 2 132/33/13.2	15	1	2.20			4	26.63	99.67		

Estación	Identificación Transf	Potencia MVA	Forzadas N. Autorizadas		Forzadas Autorizadas		Programadas		Indice de Disponibili dad	P. corte MW	ENS MWh
			Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)			
	Trafo 3 132/13.2	40					3	21.38	99.76		
9 DE JULIO	Trafo 1 66/13,2	10					1	7.12	99.92		
	Trafo 2 66/13,2	10					3	11.03	99.87		
BRAGADO	ATr1 220/132	150					1	7.55	99.91		
	ATr2 220/132	150	2	19.18			5	36.35	99.37	72.7	300.0
	Tr 5 132/33/13.2	10	2	2.95			5	212.65	97.54	12.0	3.2
	Tr 6 132/33/13.2	15							100.00		
	ATr3 132/66	20	1	3.38			8	34.85	99.56		
	ATr4 132/66	20					4	23.38	99.73		
CARLOS CASARES	Tr 1 66/33	5					5	28.15	99.68		
	Tr 2 66/13,2	5	1	0.88			2	8.83	99.89	4.6	4.5
	Tr 3 66/13,2	5	1	0.90			2	10.53	99.87	4.6	4.5
	Tr 4 66/13,2	15							100.00		
CHACABUCO	Tr 1 132/33/13,2	15					2	15.20	99.83		
	Tr 2 132/33/13,2	15					1	8.58	99.90		
CHACABUCO INDUSTRIAL	Tr 1 132/33/13,2	15					1	10.93	99.88		
CHIVILCOY	Tr 1 132/33/13,2	30					3	15.38	99.82		
	Tr 2 132/33/13,2	30					2	14.88	99.83		
HENDERSON	Tr 4 220/132	40	1	2.27			5	28.82	99.65		
	Tr5 132/33/13,2	15	1	0.32			6	25.95	99.70	4.2	1.3
	Tr6 132/33/13,2	20							100.00		
LINCOLN	Tr 1 132/33/13,2	15			1	0.37	7	35.50	99.59		
	Tr 2 132/33/13,2	15					4	21.17	99.76		
LUJAN	Tr 1 132/33/13,2	30	1	3.53			3	50.10	99.39	14.8	59.0
	Tr 2 132/33/13,2	30					1	7.47	99.91		
	Tr 3 132/66	15					1	8.10	99.91		
	Tr 4 132/66	15					1	7.57	99.91		

Estación	Identificación Transf	Potencia MVA	Forzadas N. Autorizadas		Forzadas Autorizadas		Programadas		Indice de Disponibili dad	P. corte MW	ENS MWh
			Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)			
LUJAN II	Tr 1 132/33/13,2	30	2	3.40			3	15.12	99.79	30.4	48.1
MERCEDES	Tr 1 132/33/13,2	30	1	1.78			3	13.68	99.82	24.1	178.4
	Tr 2 132/33/13,2	30	1	6.70			5	25.43	99.63		
PEHUAJÓ	Tr 1 66/13.2	5					4	20.02	99.77		
	Tr 2 66/13.2	5					3	15.28	99.83		
	Tr 3 66/13.2	16	1	3.42			4	15.72	99.78	9.2	0.2
SALADILLO	Tr 1 132/33/13,2	30					3	8.42	99.90		
	Tr 2 132/33/13,2	30					2	10.82	99.88		
SALTO	Tr 1 132/33/13,2	30					1	6.62	99.92		
SAN A. de ARECO	Tr 1 66/13,2	5					2	7.65	99.91	16.6	9.9
	Tr 2 66/13,2	5					2	7.65	99.91		
	Tr 4 132/33/13,2	15	2	0.78			1	7.50	99.91		
T. LAUQUEN	Tr 3 132/33/13,2	30					6	21.70	99.75		
	Tr 6 132/33/13,2	30					3	15.62	99.82		
	Tr1 66/13,2	5					1	4.98	99.94		
	Tr2 66/13,2	5	1	46.52			3	12.23	99.33		
	Tr4 132/66	40					6	18.80	99.79		
	Tr5 132/66	40					4	13.55	99.85		
ARRECIFES	Tr 1 66/13,2	10	2	16.62			1	6.95	99.73	9.6	13.4
	Tr 4 66/13,2	7.5					1	7.82	99.91		
	ATr 2 66/33	5			1	4.77	3	19.05	99.73		
	ATr 5 66/33	5					4	16.97	99.81		
	Tr3 66/33	7.5	1	3.37			4	22.10	99.71		
BARADERO	Trafo 1 132/33/13.2	30	2	2.57			6	45.33	99.45	22.5	40.2
	Trafo 2 132/33/13.2	30	1	0.70					99.99	10.1	6.0
CAMPANA	Trafo 1 132/33/13.2	30					2	13.52	99.85		
	Trafo 2 132/33/13.2	30	1	0.52			3	18.95	99.78	7.2	3.7
CAMPANA III	Trafo 1 132/33/13.2	40					3	16.27	99.81		

Estación	Identificación Transf	Potencia MVA	Forzadas N. Autorizadas		Forzadas Autorizadas		Programadas		Indice de Disponibili dad	P. corte MW	ENS MWh
			Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)			
	Trafo 2 132/33/13.2	40					3	16.40	99.81		
CAP. SARMIENTO	Tr 1 66/33/13,2	10					7	20.83	99.76		
	Tr 2 66/33/13,2	10	1	1.17			3	12.67	99.84		
IMSA	Tr 1 132/33/13,2	15					1	9.50	99.89		
	Trafo 33/13,2	5							100.00		
COLÓN	Tr 1 132/33/13,2	30	2	2.70			1	9.23	99.86	15.2	28.1
JUNIN	Tr 1 132/33/13,2	30					4	20.92	99.76		
	Tr 2 132/33/13,2	30					10	51.55	99.41		
LAS PALMAS	Tr 1 132/33/13,2	30	2	116.02					98.68	25.1	240.4
PAPEL PRENSA	Trafo 132/33/13.2	15					4	24.83	99.72		
PERGAMINO	Tr 1 132/33/13,2	30	2	2.03			6	38.47	99.54	14.5	10.4
	Tr 2 132/33/13,2	30					8	34.18	99.61		
	Tr 6 132/33/13,2	30	1	1.07			4	17.62	99.79	7.4	8.6
RAMALLO INDUSTRIAL	Trafo 1 132/33/13.2	30					2	7.58	99.91		
ROJAS	Trafo 1 132/33/13.2	15	1	0.18			4	21.80	99.75	4.7	1.2
	Trafo 2 132/33/13.2	15	2	0.67			7	35.02	99.59	5.4	1.6
SAN NICOLAS	Trafo 6 132/33/13.2	30	2	3.88			3	17.33	99.76	2.8	29.4
	Trafo 7 132/33/13.2	30	2	17.67			5	31.10	99.44	13.6	8.1
SAN PEDRO	Trafo 1 132/33/13.2	15	1	0.03			2	11.23	99.87		
	Trafo 2 132/33/13.2	15					4	18.38	99.79		
URBANA SAN NICOLAS	Trafo 1 132/33/13.2	44					3	16.83	99.81		
	Trafo 2 132/33/13.2	44					3	20.23	99.77		
VILLA LIA	Autotrafo 220/132/13.2	150					2	12.10	99.86		
ZARATE	Trafo 1 132/33/13.2	15					4	15.65	99.82		
	Trafo 2 132/33/13.2	30					2	17.52	99.80		
	Trafo 3 132/33/13.2	30					2	16.85	99.81		

Estación	Identificación Transf	Potencia MVA	Forzadas N. Autorizadas		Forzadas Autorizadas		Programadas		Indice de Disponibili dad	P. corte MW	ENS MWh
			Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)			
	Trafo 4 132/33/13.2	15					1	8.77	99.90		
DORREGO	Trafo 1 132/33/13.2	10	1	0.93			4	19.93	99.76	6.2	5.0
	Trafo 2 132/33/13.2	10					3	15.08	99.83		
	Trafo 3 13.2/33	10					3	12.43	99.86		
	Trafo 4 13.2/33	5					2	5.27	99.94		
LOS CHAÑARES	Trafo 1 132/33/13.2	30	1	13.03			2	13.05	99.70	5.0	1.9
	Trafo 2 132/33/13.2	30					3	13.97	99.84		
MONTE HERMOSO	Trafo 1 132/33/13.2	15							100.00		
NORTE 2	Trafo1 132/33/13	40					5	24.58	99.72		
	Trafo 2 132/33/13	20	1	3.25			4	17.27	99.77	6.9	13.1
PATAGONES	Trafo 1 132/33/13.2	15							100.00		
	Trafo 2 132/33/13.2	15							100.00		
PEDRO LURO	Trafo 132/33/13.2	15					2	6.15	99.93		
PETROQUIMICA	Trafo 1 132/33/13.2	15	1	11.47			5	33.15	99.49		
	Trafo 2 132/33/13.2	40					8	51.23	99.42		
	Trafo 3 132/33/13.2	40					13	94.65	98.92		
PIGUE	Trafo 1 132/33/13.2	15							100.00		
	Trafo 2 132/33/13.2	15					3	17.67	99.80		
	Trafo 33/66	7.5					2	11.17	99.87		
PRINGLES	Trafo 1 132/33/13.2	10					3	19.47	99.78		
	Trafo 2 132/33/13.2	10					2	10.22	99.88		
PUNTA ALTA	Trafo 132/33/13.2	15					4	17.20	99.80		
	Trafo 132/33/13.2	15	1	5.83			5	28.70	99.61		
SUAREZ	Trafo 132/33/13.2	15					5	35.60	99.59		
	Trafo 132/33/13.2	15	1	1.18			5	30.00	99.64	1.6	2.0
TORNQUIST	Trafo 132/33/13.2	15					2	14.65	99.83		
URBANA BBKA	Trafo 1 132/33/13.2	40	2	605.68			10	47.72	92.54	25.3	64.5
	Trafo 2 132/33/13.2	40	3	534.28			3	14.97	93.73	35.6	31.7

Tabla 9.1.17.6. Tipificación de Faltas - Año 2012

Tensión	Cantidad de faltas					Totales
	Permanentes			Transitorias		
	Monofásica a Tierra	Bifásica	Trifásica	Monofásica c/ recierre exitoso	(1) Trifásica c/ recierre exitoso	
220	1			1		2
132	59	7	9	590	18	683
66	10	4	3	25	4	46

ANEXO 9

Sub-Sección 1.18:

Año 2013

Tabla 9.1.18.1. Indisponibilidades de líneas - Año 2013

Tensión nominal	Long total	Forzadas N. A.		Forzada autorizada		Programadas		Tasa de sal forzada	Indice de Disp	P. Corte	ENS
		Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	C sal/100km-año	(%)	MW	MWh
220	177.0	1	3.17			3	26.98	0.56	99.656	11.4	8.4
132	5583.3	70	227.40			719	5124.18	1.25	99.393	474.3	1152.2
66	398.0	18	102.88			90	588.85	4.52	99.061	107.8	102.0
Total	6158.3	89	333.45			812	5740.02	1.45	99.379	593.5	1262.6

Tabla 9.1.18.2. Causa de salidas forzadas de líneas (Global) - Año 2013

Descripción	Ident (*)	Cantidad de salidas		Energía no suministrada		Potencia cortada	
		Nro	% Particip	MW-h	% Particip	MW	% Particip
Falla interna en el equipo de potencia	1	35	39.33	431.5	34.18	252.0	42.46
Tormenta eléctrica	2	3	3.37		0.00		0.00
Incendio de campos	3	2	2.25		0.00		0.00
Animales, plantaciones y otros objetos que afecten la instalacion	4	11	12.36	414.9	32.86	156.4	26.35
Error humano / maniobra.	5	1	1.12		0.00		0.00
Meteoro	6	3	3.37	383.7	30.39	108.0	18.20
Atentado / Vandalismo	7	2	2.25		0.00		0.00
Actuación incorrecta de los sistemas de protecciones y comunicaciones.	8	7	7.87	5.6	0.44	28.1	4.73
Falla en barras.	9		0.00		0.00		0.00
Actuación de protecciones en zona de respaldo remoto.	10	9	10.11	3.0	0.24	20.4	3.44
Protección de sobretensión, subfrecuencia, sobrefrecuencia.	11		0.00		0.00		0.00
Sobrecarga.	12		0.00		0.00		0.00
Oscilaciones de potencia.	13		0.00		0.00		0.00
Actuación correcta de automatismos del SADI.	14		0.00		0.00		0.00
Actuación incorrecta de automatismos del SADI.	15		0.00		0.00		0.00
Desconocidas	16	11	12.36	23.8	1.88	28.6	4.82
Otras	17	5	5.62		0.00		0.00
Total		89	100.00	1262.6	100.00	593.5	100.00

Tabla 9.1.18.3. Salidas forzadas y programadas por línea - Año 2013

Codigo Ident.	E.T. Origen	E.T. Destino	Ter na Nº	Tensión kV	Long. Km	Forzadas no Autorizadas		Forzadas autorizadas		Programadas		Indice de Disponib	Pcorte MW	ENS MWh
						Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)			
	AZUL	OLAVARRIA		132.0	51.4	1	0.82			3	23.48	99.72	14.1	12.9
	BALCARCE	MAR DEL PLATA		132.0	62.9					4	29.12	99.67		
	CALER.AVELLANEDA	LOMA NEGRA		132.0	5.3	1	1.28			8	54.93	99.36		
	CHASCOMUS	MONTE		132.0	114.0	1	7.03			14	88.27	98.92		
	CHASCOMUS	VERONICA		132.0	70.8	1	6.90			10	59.37	99.25		
	DOLORES	SAN CLEMENTE		132.0	102.6					12	72.55	99.17		
	DOLORES	CHASCOMUS		132.0	90.2	1	1.77			9	54.10	99.36		
	GONZALEZ CHAVEZ	TRES ARROYOS		132.0	40.2					2	14.17	99.84		
	LOMA NEGRA	OLAVARRIA		132.0	51.5					6	27.63	99.69		
	LA PAMPITA	OLAVARRIA		132.0	27.5					5	27.17	99.69		
	LA PAMPITA	LAPRIDA		132.0	72.2	1	0.27			6	33.52	99.62		
	LAS ARMAS	DOLORES		132.0	88.2	1	0.63			4	29.58	99.66		
	LAS ARMAS	GRAL. MADARIAGA		132.0	64.4					5	32.52	99.63		
	AZUL	CACHARÍ		132.0	55.7					2	15.10	99.83		
	CACHARÍ	LAS FLORES		132.0	51.3					3	18.60	99.79		
	CACHARÍ	RAUCH		132.0	19.6					2	9.47	99.89		
	MAR DEL PLATA	MIRAMAR		132.0	39.3	1	6.88			2	15.75	99.74		
	GRAL. MADARIAGA	VILLA GESELL		132.0	35.0					8	58.70	99.33		
	LAS TONINAS	SAN CLEMENTE		132.0	15.4					3	20.20	99.77		
	LAS TONINAS	MAR DEL TUYÚ		132.0	13.1					2	9.43	99.89		
	MAR DE AJÓ	MAR DEL TUYÚ		132.0	16.5							100.00		
	LAS FLORES	ROSAS		132.0	28.4					3	16.00	99.82		
	MONTE	ROSAS		132.0	58.4	1	0.35			6	32.27	99.63		
	NEWTON	ROSAS		132.0	11.0					2	6.47	99.93		
	NECOCHEA	GONZALEZ CHAVEZ		132.0	138.9	3	8.95			4	37.80	99.47		
	NECOCHEA	MAR DEL PLATA		132.0	129.0	1	0.27			2	18.53	99.79	4.0	1.1
	NECOCHEA	MIRAMAR		132.0	103.3	2	10.18			3	13.05	99.74		
	NECOCHEA	TANDIL		132.0	149.2	2	1.48			6	29.52	99.65		
	OLAVARRIA VIEJA	CALER.AVELLANEDA		132.0	6.3					3	17.57	99.80		

Codigo Ident.	E.T. Origen	E.T. Destino	Ter na	Tensión	Long.	Forzadas no Autorizadas		Forzadas autorizadas		Programadas		Indice de	Pcorte	ENS
			Nº	kV	Km	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Disponib	MW	MWh
	CHILLAR	GONZALEZ CHAVEZ		132.0	89.1							100.00		
	CHILLAR	OLAVARRIA		132.0	73.4					3	24.37	99.72		
	OLAVARRIA	OLAVARRIA VIEJA		132.0	35.6	1	1.02			6	24.07	99.71		
	OLAVARRIA	HENDERSON		132.0	139.9					7	27.70	99.68		
	OLAVARRIA	BARKER		132.0	139.4					6	55.88	99.36		
	PINAMAR	MAR DE AJO		132.0	46.4	1	2.90			9	66.70	99.21		
	TANDIL	BALCARCE		132.0	103.6					1	8.97	99.90		
	TANDIL	BARKER		132.0	47.7					1	8.52	99.90		
	TANDIL	LAS ARMAS		132.0	122.2					6	45.27	99.48		
	TANDIL	OLAVARRIA		132.0	133.2					5	43.95	99.50		
	PINAMAR	VALERIA DEL MAR		132.0	6.0					2	11.93	99.86		
	VALERIA DEL MAR	VILLA GESELL		132.0	14.3					5	34.00	99.61		
	BRAGADO	9 DE JULIO - BS.AS.		66.0	60.9	1	5.72			3	18.90	99.72		
	BRAGADO	CHACABUCO		132.0	60.6	1	5.18			1	9.35	99.83	92.9	436.1
	CHACABUCO	CHACABUCO IND.		132.0	15.9					3	17.10	99.81		
	CHACABUCO IND.	SALTO		132.0	48.6					6	52.42	99.40		
	BRAGADO	CHIVILCOY		132.0	49.0	1	3.32			6	48.33	99.41		
	BRAGADO	HENDERSON		220.0	177.0	1	3.17			3	26.98	99.66	11.4	8.4
	BRAGADO	SALADILLO BS.AS.		132.0	83.8					17	92.32	98.95		
	CARLOS CASARES	PEHUAJO		66.0	53.1	5	29.73			12	92.37	98.61		
	CHIVILCOY	MERCEDES BS.AS.		132.0	69.1					15	102.02	98.84		
	HENDERSON	CNEL.SUAREZ		132.0	126.9	1	0.73			9	47.42	99.45		
	HENDERSON	TRENQUE LAUQUEN		132.0	105.4	2	1.40			6	34.05	99.60	57.1	38.4
	TRENQUE LAUQUEN	GENERAL PICO		132.0	77.4					4	16.55	99.81		
	LINCOLN	BRAGADO		132.0	109.4	3	10.33			13	75.43	99.02		
	LUJAN II	MORON		132.0	38.3	1	3.83			2	17.47	99.76	28.3	28.1
	LUJÁN	LUJÁN II		132.0	9.0	2	3.92			3	16.25	99.77	47.7	102.7
	LUJAN	MORON	2	132.0	44.6	4	16.60			1	6.58	99.74	56.4	175.1
	CPTAN SARMIENTO	SAN A. DE ARECO		66.0	31.5	1	5.98			13	83.40	98.98		
	LUJAN	SAN A. DE ARECO		66.0	49.8	3	24.60			24	167.72	97.81		
	MERCEDES BS.AS.	LUJAN		132.0	41.3	2	18.68			4	26.47	99.49	40.3	120.3
	9 DE JULIO - BS.AS.	CARLOS CASARES		66.0	46.8					12	69.32	99.21		
	PEHUAJO	TRENQUE LAUQUEN		66.0	80.1	2	12.03			4	26.42	99.56	20.1	9.7

Codigo Ident.	E.T. Origen	E.T. Destino	Ter na	Tensión	Long.	Forzadas no Autorizadas		Forzadas autorizadas		Programadas		Indice de	Pcorte	ENS
			Nº	kV	Km	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Disponib	MW	MWh
	SALADILLO	LAS FLORES		132.0	76.2	1	3.85			6	31.02	99.60		
	ARRECIFES	PERGAMINO		66.0	43.8	3	15.95			13	72.65	98.99	24.2	35.4
	ATUCHA I	ZARATE		132.0	22.1					1	3.55	99.96		
	CPTAN SARMIENTO	ARRECIFES		66.0	31.9	3	8.87			9	58.08	99.24	31.0	10.6
	NUEVA CAMPANA	SIDERCA 0		132.0	2.2					5	35.33	99.60		
	NUEVA CAMPANA	SIDERCA 1		132.0	3.2					1	154.90	98.24		
	NUEVA CAMPANA	PRAXAIR		132.0	6.1					7	30.30	99.66		
	CAMPANA	PRAXAIR		132.0	0.7					5	26.52	99.70		
	CAMPANA	SIDERCA 0		132.0	0.3					3	165.92	98.11		
	IMSA	LINCOLN		132.0	61.5	1	0.95			6	46.13	99.46		
	JUNÍN	IMSA		132.0	8.5					5	31.05	99.65		
	PERGAMINO	ROJAS		132.0	36.0	2	6.15			2	8.42	99.83		
	PERGAMINO	COLÓN		132.0	52.7					1	9.67	99.89		
	ROJAS	JUNIN		132.0	47.7	2	6.32			6	23.22	99.66	12.7	6.4
	SAN NICOLAS	V.CONSTIT.IND.		132.0	13.6					1	4.72	99.95		
	SAN NICOLAS	V.CONSTIT.RES.		132.0	14.7	1	5.33			8	57.43	99.29		
	URBANA S.NICOLAS	RAMALLO		132.0	12.9	1	0.03			4	24.13	99.72		
	PERGAMINO	RAMALLO		132.0	67.0					5	18.70	99.79		
	SAN NICOLAS	PERGAMINO		132.0	70.8	1	2.52			9	60.68	99.28		
	RAMALLO	RAMALLO INDUSTRIAL		132.0	17.7					1	9.22	99.90		
	SAN PEDRO BS.AS.	RAMALLO INDUSTRIAL		132.0	58.0	1	5.78			3	13.07	99.79		
	RAMALLO	SIDERAR		132.0	6.8					1	5.50	99.94		
	SAN NICOLÁS	SIDERAR		132.0	1.3					4	17.35	99.80		
	SAN NICOLAS	URBANA S.NICOLAS		132.0	6.5					9	58.90	99.33		
	SAN PEDRO BS.AS.	PAPEL PRENSA		132.0	10.9	2	0.45			2	9.07	99.89		
	BARADERO	PAPEL PRENSA		132.0	24.0	2	18.65			2	9.80	99.68	28.4	193.4
	LAS PALMAS	SAN PEDRO		132.0	67.3					12	74.90	99.15		
	LAS PALMAS	ZÁRATE		132.0	8.7					1	7.33	99.92		
	LAS PALMAS	PROTISA		132.0	4.4					1	10.18	99.88		
	PROTISA	EASTMAN		132.0	1.5					1	10.27	99.88		
	VILLA LIA	T V.LIA N CAMPANA		132.0	8.0					4	22.65	99.74		
	NUEVA CAMPANA	T V.LIA N CAMPANA		132.0	35.0					7	29.68	99.66		

Codigo Ident.	E.T. Origen	E.T. Destino	Ter na	Tensión	Long.	Forzadas no Autorizadas		Forzadas autorizadas		Programadas		Indice de	Pcorte	ENS
			Nº	kV	Km	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Disponib	MW	MWh
	T V.LIA N CAMPANA	SAN A. DE ARECO		132.0	18.4					5	24.03	99.73		
	ZARATE	CAMPANA		132.0	9.4	1	9.65			7	33.97	99.50	109.0	95.2
	MINETTI	NUEVA CAMPANA		132.0	5.0					4	24.65	99.72		
	MINETTI	ZARATE		132.0	7.0	1	0.12			4	23.37	99.73		
	CAMPANA III	ZARATE		132.0	16.8					6	22.23	99.75		
	CAMPANA III	MATHEU		132.0	21.0					5	38.83	99.56		
	BAHIA BLANCA	NORTE II		132.0	19.0					52	338.98	96.14		
	BAHIA BLANCA	P.LURO		132.0	141.0					24	190.42	97.83		
	BAHIA BLANCA	PRINGLES		132.0	102.1	1	0.12			23	171.72	98.04		
	PRINGLES	INDIO RICO		132.0	44.1					1	6.45	99.93		
	CNEL. ROSALES	PUNTA ALTA		132.0	4.1							100.00		
	BAHIA BLANCA	MONTE HERMOSO		132.0	90.0	2	5.35			6	45.27	99.42		
	CNEL. DORREGO	MONTE HERMOSO		132	35.4	1	0.43			6	33.65	99.61		
	CNEL. SUAREZ	PIGUE		132.0	47.6	1	0.13			16	130.17	98.52		
	PIEDRABUENA 132	PUNTA ALTA		132.0	25.0					12	66.25	99.25		
	LOS CHAÑARES	PETROQ. B.BLANCA		132.0	15.7					15	83.95	99.04		
	LOS CHAÑARES	NORTE II		132.0	15.7					22	161.30	98.16		
	PUNTA ALTA	BAHIA BLANCA		132.0	24.1					9	52.42	99.40		
	P.LURO	C.PATAGONES		132.0	151.0	4	34.72			13	101.05	98.45	53.4	9.5
	C. PATAGONES	VIDMA		132.0	2.7	1	0.23			7	53.27	99.39	3.4	0.9
	PETROQ. B.BLANCA	BAHIA BLANCA	1	132.0	29.8					9	55.47	99.37		
	PETROQ. B.BLANCA	BAHIA BLANCA	2	132.0	29.8	1	2.45			7	38.13	99.54		
	PETROQ. B.BLANCA	BAHIA BLANCA	3	132.0	29.8					4	20.65	99.76		
	PETROQ. B.BLANCA	URBANA B. BLANCA		132.0	3.2					11	61.57	99.30		
	URBANA B. BLANCA	PIEDRABUENA		132.0	1.9					4	23.05	99.74		
	PETROQ. B.BLANCA	PROFERTIL		132.0	1.8					1	127.35	98.55		
	TORNQUIST	PIGUÉ		132.0	55.0					1	53.90	99.39		
	BAHÍA BLANCA	TORNQUIST		132.0	77.3					1	53.32	99.39		
	PIGUE	GUATRACHE		132.0	102.0	2	5.78			18	145.85	98.27		
	PRINGLES	LAPRIDA		132.0	71.5	4	3.48			20	130.95	98.47		
	TRES ARROYOS	CNEL.DORREGO		132.0	99.0	1	0.17			3	24.43	99.72		

Tabla 9.1.18.4. Puntos de conexión (por estación) - Año 2013

Estación Transformadora	Cantidad de puntos de conexión	Forz. No Autorizadas		Forz. autorizadas		Programadas		P. corte MW	ENS MWh	Disp. Global (%)
		Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)			
9 DE JULIO	6	3	0.40			7	25.55			99.951
ARRECIFES	6	1	0.13			7	37.75			99.928
AZUL	7					8	136.80			99.777
BALCARCE	11					22	97.55			99.899
BARADERO	11					5	24.92			99.974
BARKER	5	1	45.20			8	29.47	6.4	4.5	99.830
BRAGADO	8					16	78.32			99.888
CAMPANA	14					7	23.73			99.981
CAMPANA III	7					4	14.62			99.976
CAP. SARMIENTO	6	6	4.17			5	18.50	6.9	9.2	99.957
CARLOS CASARES	5	11	7.18			7	37.65	8.7	2.9	99.898
CHACABUCO	10					11	30.25			99.965
CHACABUCO INDUSTRIAL	6					7	56.52			99.892
CHASCOMUS	12					21	119.78			99.886
CHILLAR	1					1	1.63			99.981
CHIVILCOY	13					12	41.63			99.963
COLÓN	8					9	33.85			99.952
CORONEL ROSALES	2									100.000
DOLORES	4					6	22.32			99.936
DORREGO	3	4	2.67			4	27.65	4	2.6	99.885
EASTMAN	1									100.000
G.CHAVES	7					8	32.08			99.948
HENDERSON	8					13	87.72			99.875
IMSA	4					4	14.57			99.958
JUNIN	13					19	115.78			99.898
LAPRIDA	3					5	15.18			99.942
LAS ARMAS	4					7	32.53			99.907

Estación Transformadora	Cantidad de puntos de conexión	Forz. No Autorizadas		Forz. autorizadas		Programadas		P. corte	ENS	Disp. Global
		Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	MW	MWh	(%)
LAS FLORES	4					5	19.18			99.945
LAS PALMAS	5					1	3.85			99.991
LA PAMPITA	2					3	37.42			99.786
LAS TONINAS	6					8	35.32			99.933
LINCOLN	12					17	67.65			99.936
LOS CHAÑARES	7									100.000
LUJAN	14	9	7.22			14	73.52			99.934
LUJAN II	7					7	55.12			99.910
MADARIAGA	4					6	37.65			99.893
MAR DE AJO	13					14	93.67			99.918
MAR DEL TUYÚ	2									100.000
MERCEDES	10	7	7.62			14	73.70			99.907
MINETTI	1					1	9.97			99.886
MIRAMAR	10	1	0.95			10	41.83			99.951
MONTE	6					9	22.92			99.956
MONTE HERMOSO	5					8	46.42			99.894
NECOCHEA	11					18	102.35			99.894
NORTE 2	6					3	13.12			99.975
OLAVARRIA	11					18	149.52			99.845
PAPEL PRENSA	3	2	5.87	4	0.88	6	24.62			99.881
PATAGONES	5					4	27.22			99.938
PEDRO LURO	4	1	1.23			4	34.15			99.899
PEHUAJÓ	6	19	7.22			6	26.10	7.9	1.6	99.937
PERGAMINO	14					16	49.63			99.960
PETROQUIMICA	19					8	56.50			99.966
PIGUE	8	1	7.32	1	7.38	8	55.08	7.5	55.4	99.900
PINAMAR	9					9	48.23			99.939
PRAXAIR	1					3	20.20			99.769
PRINGLES	2					2	8.50			99.951
PROFERTIL	1									100.000
PROTISA	1									100.000

Estación Transformadora	Cantidad de puntos de conexión	Forz. No Autorizadas		Forz. autorizadas		Programadas		P. corte	ENS	Disp. Global
		Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	MW	MWh	(%)
PUNTA ALTA	8					6	27.67			99.961
QUEQUEN	6					8	35.28			99.933
RAMALLO INDUSTRIAL	3					2	13.87			99.947
ROJAS	7	1	3.20			9	38.70			99.932
SAN CLEMENTE	7					11	36.97			99.940
SALADILLO	6					9	42.10			99.920
SALTO	9	3	0.10			14	290.28			99.632
SAN A. de ARECO	6					18	69.03			99.869
SAN NICOLAS	12					13	71.70			99.932
SAN PEDRO	9					14	58.67			99.926
SIDERAR	4					7	39.68			99.887
SUAREZ	8					11	65.78			99.906
T. LAUQUEN	9	6	4.60			11	54.18			99.925
TANDIL	13					18	64.28			99.944
TORNQUIST	3					3	27.65			99.895
TRES ARROYOS	8					13	65.52			99.907
URBANA BBKA	6					10	53.77			99.898
URBANA SAN NICOLAS	15					14	59.72			99.955
VALERIA DEL MAR	3					3	13.37			99.949
VILLA GESELL	13					16	54.32			99.952
ZARATE	12	1	0.50			1	2.98			99.997

Tabla 9.1.18.5. Indisponibilidades de Transformadores - Año 2013

Estación	Identificación Transf	Potencia MVA	Forzadas N. Autorizadas		Forzadas Autorizadas		Programadas		Indice de Disponibilidad	P. corte MW	ENS MWh
			Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)			
AZUL	Trafo 1 132/33/13.2	30					6	61.68	99.30		
	Trafo 2 132/33/13.2	15					9	101.27	98.84		
	Trafo 3 132/33/13.2	10	1	2.65			6	29.92	99.63	4.2	1.6
BALCARCE	Trafo 1 132/33/13.2	15					5	34.47	99.61		
	Trafo 2 132/33/13.2	30	2	24.67			2	13.13	99.57	24.4	50.4
BARKER	Trafo 1 132/33/13.2	15					4	31.32	99.64		
	Trafo 2 132/33/13.2	40	1	0.65			4	27.33	99.68		
	Trafo 3 33/13,2	5					3	21.07	99.76		
	Trafo 33/13,2	1.5					2	7.43	99.92		
CHASCOMUS	Trafo 1 132/33/13.2	30					1	7.85	99.91		
	Trafo 2 132/33/13.2	15					5	32.72	99.63		
DOLORES	Trafo 1 132/33/13.2	15	1	1.08			7	42.15	99.51	2.0	0.6
	Trafo 2 132/33/13.2	15	1	2.43			4	26.55	99.67	9.3	6.5
G.CHAVES	Trafo 1 132/33/13.2	10	1	9.12			7	44.10	99.39	2.0	1.8
	Trafo 33/13,2	5	1	14.57			4	25.47	99.54	3.5	3.6
LAPRIDA	Trafo 1 132/33/13.2	10					3	16.08	99.82		
	Trafo 2 132/33/13.2	10	1	28.33			4	26.28	99.38	2.3	1.7
	Trafo 33/13.2	5	1	0.75			1	10.02	99.88	2.3	1.7
LAS ARMAS	Trafo 132/33/13.2	10	1	0.28			4	32.45	99.63	7.0	5.9
	Trafo 33/13.2	1					2	19.68	99.78		
LAS FLORES	Trafo 1 132/33/13.2	15					3	13.17	99.85		
	Trafo 2 132/33/13.2	15					3	12.02	99.86		
LAS TONINAS	Trafo 1 132/33/13.2	30	1	1.08			1	7.23	99.91	0.7	0.8
MADARIAGA	Trafo 1 132/33/13.2	15	1	0.60			2	19.03	99.78	1.2	0.8
	Trafo 2 33/13.2	5	1	0.47			1	9.62	99.88	1.5	1.5
MAR DE AJO	Trafo 1 132/33/13.2	30					5	27.80	99.68		

Estación	Identificación Transf	Potencia MVA	Forzadas N. Autorizadas		Forzadas Autorizadas		Programadas		Indice de Disponibili dad	P. corte MW	ENS MWh
			Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)			
	Trafo 2 132/33/13.2	15					6	39.00	99.55		
	Trafo 3 132/33/13.2	44					3	22.43	99.74		
MAR DEL TUYU	Trafo 132/33/13,2	20					6	39.25	99.55		
MIRAMAR	Trafo 1 132/33/13.2	15	3	185.62			6	30.50	97.53	14.6	15.0
	Trafo 2 132/33/13.2	15	1	34.15			2	14.35	99.45	3.9	2.9
MONTE	Tr 1 132/33/13,2	15					2	11.15	99.87		
	Tr 2 132/33/13,2	15	1	2.82			2	10.10	99.85		
	Tr 3 33/13,2	14					1	8.37	99.90		
NECOCHEA	Trafo 1 132/13,2	10	1	19.90			12	72.47	98.95		
	Trafo 2 132/13,2	30	1	3.20			3	24.78	99.68	21.0	34.2
	Trafo 3 132/33/13.2	15					10	62.60	99.29		
OLAVARRIA	Trafo 1 132/33/13.2	30					7	25.48	99.71		
	Trafo 2 132/33/13.2	30					7	16.47	99.81		
	Trafo 3 132/33/13.2	30					5	21.98	99.75		
PINAMAR	Trafo 1 132/33/13,2	15					3	21.32	99.76		
	Trafo 2 132/33/13,2	30	1	2.17			4	26.67	99.67	4.6	2.3
QUEQUEN	Trafo 132/33/13.2	15	1	17.25			4	18.82	99.59	7.7	10.6
S.CLEMENTE	Trafo 1 132/33/13,2	15					5	36.63	99.58		
	Trafo 2 132/33/13,2	15	1	0.72			4	33.00	99.62	2.5	1.8
TANDIL	Trafo 1 132/33/13.2	30					2	11.28	99.87		
	Trafo 2 132/33/13.2	30					2	13.73	99.84		
	Trafo 3 132/33/13.2	30	2	1.17	1	33.30	3	15.73	99.43	32.0	19.5
TRES ARROYOS	Trafo 132/33/13.2	30	1	1.42			3	20.87	99.75	11.8	18.7
	Trafo 132/33/13.2	30					5	27.17	99.69		
VALERIA DEL MAR	Trafo 1 132/33/13,2	15	1	0.37			3	20.63	99.76	3.3	1.2
VILLA GESELL	Trafo 1 132/33/13.2	30	1	1.77			4	29.38	99.64	16.3	21.8
	Trafo 2 132/33/13.2	15	3	14.75			4	32.58	99.46	9.7	8.4
	Trafo 3 132/13.2	40			1	1.80	3	18.78	99.77		

Estación	Identificación Transf	Potencia MVA	Forzadas N. Autorizadas		Forzadas Autorizadas		Programadas		Indice de Disponibili dad	P. corte MW	ENS MWh
			Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)			
9 DE JULIO	Trafo 1 66/13,2	10					2	15.37	99.82		
	Trafo 2 66/13,2	10					1	7.93	99.91		
BRAGADO	ATr1 220/132	150					3	20.13	99.77		
	ATr2 220/132	150					2	11.15	99.87		
	Tr 5 132/33/13.2	10					4	18.72	99.79		
	Tr 6 132/33/13.2	15					2	8.92	99.90		
	ATr3 132/66	20	2	8.77			3	19.18	99.68	15.8	9.4
	ATr4 132/66	20	1	0.42			3	21.40	99.75	15.8	9.4
CARLOS CASARES	Tr 1 66/33	5					3	204.37	97.67		
	Tr 2 66/13,2	5					5	19.37	99.78		
	Tr 3 66/13,2	5					1	6.98	99.92		
	Tr 4 66/13,2	15							100.00		
CHACABUCO	Tr 1 132/33/13,2	15					1	8.83	99.90		
	Tr 2 132/33/13,2	15					2	13.83	99.84		
CHACABUCO INDUSTRIAL	Tr 1 132/33/13,2	15					2	16.30	99.81		
CHIVILCOY	Tr 1 132/33/13,2	30	1	2.45			1	8.10	99.88	11.4	5.5
	Tr 2 132/33/13,2	30					1	8.83	99.90		
HENDERSON	Tr 4 220/132	40					3	16.17	99.82		
	Tr5 132/33/13,2	15					3	28.32	99.68		
	Tr6 132/33/13,2	20					1	7.62	99.91		
LINCOLN	Tr 1 132/33/13,2	15					5	22.85	99.74		
	Tr 2 132/33/13,2	15					5	17.13	99.80		
LUJAN	Tr 1 132/33/13,2	30	2	3.22			1	2.07	99.94	47.1	77.8
	Tr 2 132/33/13,2	30							100.00		
	Tr 3 132/66	15					10	66.18	99.24		
	Tr 4 132/66	15					5	37.30	99.57		
LUJAN II	Tr 1 132/33/13,2	30					1	8.33	99.90		

Estación	Identificación Transf	Potencia MVA	Forzadas N. Autorizadas		Forzadas Autorizadas		Programadas		Indice de Disponibili dad	P. corte MW	ENS MWh
			Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)			
MERCEDES	Tr 1 132/33/13,2	30					2	10.50	99.88		
	Tr 2 132/33/13,2	30					2	9.28	99.89		
PEHUAJÓ	Tr 1 66/13.2	5	1	16.58			3	17.32	99.61		
	Tr 2 66/13.2	5					2	10.65	99.88		
	Tr 3 66/13.2	16	1	0.48			2	14.02	99.83	9.0	4.5
SALADILLO	Tr 1 132/33/13,2	30					5	19.73	99.77		
	Tr 2 132/33/13,2	30					5	24.28	99.72		
SALTO	Tr 1 132/33/13,2	30	1	0.15			5	112.72	98.71	17.9	3.6
	Tr 2 132/33/13,2	30							100.00		
SAN A. de ARECO	Tr 1 66/13,2	5					5	18.92	99.78		
	Tr 2 66/13,2	5					5	18.97	99.78		
	Tr 4 132/33/13,2	15	3	0.43			5	19.12	99.78	25.7	5.2
T. LAUQUEN	Tr 3 132/33/13,2	30					3	19.58	99.78		
	Tr 6 132/33/13,2	30					6	29.68	99.66		
	Tr1 66/13,2	5	1	22.25					99.75		
	Tr2 66/13,2	5					1	7.20	99.92		
	Tr4 132/66	40					3	19.37	99.78		
	Tr5 132/66	40					2	19.10	99.78		
ARRECIFES	Tr 1 66/13,2	10	1	2.28			4	24.30	99.70	5.0	9.2
	Tr 4 66/13,2	7.5					1	8.35	99.90		
	ATr 2 66/33	5					2	8.53	99.90		
	ATr 5 66/33	5					2	11.23	99.87		
	Tr3 66/33	7.5					8	31.07	99.65		
BARADERO	Trafo 1 132/33/13.2	30					2	16.58	99.81		
	Trafo 2 132/33/13.2	30					2	11.60	99.87		
CAMPANA	Trafo 1 132/33/13.2	30	1	2.03			3	14.37	99.81	23.2	20.8
	Trafo 2 132/33/13.2	30	1	1.10			2	12.52	99.84	9.1	6.3
CAMPANA III	Trafo 1 132/33/13.2	40					3	10.05	99.89		

Estación	Identificación Transf	Potencia MVA	Forzadas N. Autorizadas		Forzadas Autorizadas		Programadas		Indice de Disponibili dad	P. corte MW	ENS MWh
			Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)			
	Trafo 2 132/33/13.2	40	1	0.23			3	11.55	99.87	6.5	1.7
CAP. SARMIENTO	Tr 1 66/33/13,2	10	1	0.12			2	15.50	99.82		
	Tr 2 66/33/13,2	10					1	7.90	99.91		
CORCEMAR	Trafo 2 132/33/13.2	30					1	2.57	99.97		
IMSA	Tr 1 132/33/13,2	15					2	12.78	99.85		
	Trafo 33/13,2	5							100.00		
COLÓN	Tr 1 132/33/13,2	30					1	9.82	99.89		
JUNIN	Tr 1 132/33/13,2	30					5	26.42	99.70		
	Tr 2 132/33/13,2	30					6	35.48	99.59		
LAS PALMAS	Tr 1 132/33/13,2	30							100.00		
PAPEL PRENSA	Trafo 132/33/13.2	15	1	2.43			8	37.83	99.54		
PERGAMINO	Tr 1 132/33/13,2	30					7	46.55	99.47		
	Tr 2 132/33/13,2	30					4	21.12	99.76		
	Tr 6 132/33/13,2	30	3	0.68			4	22.08	99.74	32.7	8.0
RAMALLO INDUSTRIAL	Trafo 1 132/33/13.2	30					1	5.58	99.94		
ROJAS	Trafo 1 132/33/13.2	15	3	0.73			5	22.68	99.73	5.3	0.6
	Trafo 2 132/33/13.2	15	3	0.97			5	23.48	99.72	5.5	0.7
SAN NICOLAS	Trafo 6 132/33/13.2	30	1	0.72			4	20.37	99.76	8.4	6.0
	Trafo 7 132/33/13.2	30	1	0.72			5	21.68	99.74	8.1	5.7
SAN PEDRO	Trafo 1 132/33/13.2	15	1	0.98			4	30.95	99.64	2.5	2.5
	Trafo 2 132/33/13.2	15					7	36.92	99.58		
URBANA SAN NICOLAS	Trafo 1 132/33/13.2	44					5	19.33	99.78		
	Trafo 2 132/33/13.2	44					5	20.70	99.76		
VILLA LIA	Autotrafo 220/132/13.2	150					10	66.05	99.25		
ZARATE	Trafo 1 132/33/13.2	15					2	9.90	99.89		
	Trafo 2 132/33/13.2	30	2	4.15			2	12.88	99.81	6.5	3.3

Estación	Identificación Transf	Potencia MVA	Forzadas N. Autorizadas		Forzadas Autorizadas		Programadas		Indice de Disponibili dad	P. corte MW	ENS MWh
			Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)			
	Trafo 3 132/33/13.2	30	1	85.48			2	8.70	98.92		
	Trafo 4 132/33/13.2	15					1	8.88	99.90		
DORREGO	Trafo 1 132/33/13.2	10	1	0.67			2	13.27	99.85		
	Trafo 2 132/33/13.2	10					4	22.87	99.74		
	Trafo 3 13.2/33	10					2	13.10	99.84		
	Trafo 4 13.2/33	5					2	11.20	99.87		
LOS CHAÑARES	Trafo 1 132/33/13.2	30					2	7.63	99.91		
	Trafo 2 132/33/13.2	30					6	28.43	99.68		
MONTE HERMOSO	Trafo 1 132/33/13.2	15	1	0.50			1	9.17	99.89	1.9	2.1
NORTE 2	Trafo1 132/33/13	40	1	2.43			8	31.00	99.62		
	Trafo 2 132/33/13	45					2	0.43	100.00		
PATAGONES	Trafo 1 132/33/13.2	15	2	202.77			5	41.05	97.22	4.4	4.1
	Trafo 2 132/33/13.2	15	1	1.60			4	25.83	99.69	1.8	3.9
PEDRO LURO	Trafo 132/33/13.2	15	2	6.65			1	9.10	99.82	10.9	35.8
PETROQUIMICA	Trafo 1 132/33/13.2	15	1	0.22			9	54.50	99.38	15.9	2.8
	Trafo 2 132/33/13.2	40					3	15.33	99.82		
	Trafo 3 132/33/13.2	40					4	23.00	99.74		
PIGUE	Trafo 1 132/33/13.2	15	1	0.88			2	13.37	99.85	2.0	1.9
	Trafo 2 132/33/13.2	15					1	1.50	99.97		
PRINGLES	Trafo 1 132/33/13.2	10	1	0.42			9	73.75	99.15	5.5	2.3
	Trafo 2 132/33/13.2	10					3	22.42	99.74		
PUNTA ALTA	Trafo 132/33/13.2	15					4	16.90	99.81		
	Trafo 132/33/13.2	15					4	19.48	99.78		
SUAREZ	Trafo 132/33/13.2	15					5	29.32	99.67		
	Trafo 132/33/13.2	15					4	23.70	99.73		
TORNQUIST	Trafo 132/33/13.2	15					1	7.63	99.91		
URBANA BBKA	Trafo 1 132/33/13.2	40	1	22.48	1	202.02	10	228.35	94.83	8.6	10.9
	Trafo 2 132/33/13.2	40						100.00			

Tabla 9.1.18.6. Tipificación de Faltas - Año 2013

Tensión	Cantidad de faltas					Totales
	Permanentes			Transitorias		
	Monofásica a Tierra	Bifásica	Trifásica	Monofásica c/ recierre exitoso	(1) Trifásica c/ recierre exitoso	
220		1		2		3
132	45	16	9	404	9	483
66	12	4	2	40	5	63

ANEXO 9

Sub-Sección 1.1- :

**Síntesis histórica de
indisponibilidad de líneas**

Tabla 9.1.19.1. Indisponibilidades de líneas de 66 kV

Año	Long. total	Forzadas N. A.		Forzada autorizada		Programadas		Tasa de sal forzada	Indice de Disp	P. Corte
	km	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	sal/100km-año	(%)	MW
1994	390,82	44	98,72			109	620,52	11,26	98,95	163,7
1995	390,82	57	150,56			94	892,09	14,58	98,29	130,4
1996	390,82	41	109,41			114	762,66	10,49	98,75	190,7
1997	390,82	33	29,87			75	457,60	8,44	99,29	189,9
1998	390,82	19	123,52			62	369,88	4,86	99,29	99,1
1999	390,82	22	85,93			74	432,40	5,63	99,29	76,0
2000	391,00	29	165,12			107	577,07	7,42	98,74	150,6
2001	391,00	16	130,93			83	502,65	4,09	99,05	56,6
2002	391,00	10	73,52			111	636,28	2,56	98,97	40,0
2003	391,00	10	51,28			79	450,55	2,56	99,31	39,3
2004	391,00	10	37,97			80	500,92	2,56	99,25	73,0
2005	391,00	19	76,32			61	325,50	4,86	99,42	123,1
2006	391,00	10	16,05			68	402,22	2,56	99,42	89,5
2007	391,00	7	23,18			76	456,62	1,79	99,339	15,3
2008	398,00	9	49,57			72	448,97	2,26	99,362	37,0
2009	398,00	6	36,37			89	619,08	1,51	99,148	50,5
2010	398,00	7	29,30			70	390,43	1,76	99,403	27,0
2011	398,00	7	23,13			73	439,42	1,76	99,351	28,6
2012	398,00	17	119,05			54	272,18	4,27	99,408	76,8
2013	398,00	18	102,88			90	588,85	4,52	99,061	107,8

Tabla 9.1.19.2. Indisponibilidades de líneas de 132 kV

Año	Long total	Forzadas N. A.		Forzada autorizada		Programadas		Tasa de sal forzada	Indice de Disp	P. Corte
	km	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	sal/100km-año	(%)	MW
1994	4717,58	176	791,54			1051	7440,22	3,73	98,64	415,6
1995	4846,58	175	917,84			1122	7645,58	3,61	98,37	323,6
1996	4929,62	169	635,38			936	6332,64	3,43	98,70	909,0
1997	4943,20	153	841,00			686	4555,70	3,10	99,01	568,5
1998	4968,10	152	505,71			712	4584,03	3,06	99,01	856,7
1999	5106,90	192	489,42			756	5283,43	3,76	99,04	1296,4
2000	5195,00	158	705,63			782	5735,82	3,04	99,18	960,5
2001	5333,30	152	541,27			760	5516,63	2,85	99,24	503,0
2002	5407,90	105	547,82			767	5912,38	1,94	99,11	238,4
2003	5421,20	112	483,10			873	6165,28	2,07	99,13	364,7
2004	5421,20	87	411,18			712	4953,77	1,60	99,35	624,7
2005	5437,30	101	329,58			692	4940,94	1,86	99,40	197,1
2006	5437,30	108	324,80			706	4798,63	1,99	99,31	887,2
2007	5437,30	85	314,62			714	5226,68	1,56	99,35	410,9
2008	5531,00	79	247,17			726	4948,15	1,43	99,341	891,1
2009	5533.5	91	241.15			746	5562.32	1.64	99.300	816.8
2010	5535.4	67	156.72			721	5307.87	1.21	99.332	773.1
2011	5532.4	81	331.35			692	4756.98	1.46	99.324	422.4
2012	5583.3	75	314.43			618	3901.70	1.34	99.447	494.2
2013	5583.3	70	227.40			719	5124.18	1.25	99.393	474.3

Tabla 9.1.19.3. Indisponibilidades de líneas de 220 kV

Año	Long total	Forzadas N. A.		Forzada autorizada		Programadas		Tasa de sal forzada	Indice de Disp	P. Corte
	km	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	C sal/100km-año	(%)	MW
1994	177,00	2	15,82			5	26,5	1,13	99,52	0,0
1995	177,00	2	10,50			18	200,77	1,13	97,59	74,0
1996	177,00	1	1,15			8	73,63	0,56	99,15	0,0
1997	177,00	0	0			3	30,98	0,00	99,65	0,0
1998	177,00	1	1,78			13	115,28	0,56	98,66	0,0
1999	177,00	1	0,15			1	9,25	0,56	99,89	0,0
2000	177,00	4	26,27			8	62,83	2,26	98,98	0,0
2001	177,00	1	0,12			6	52	0,56	99,41	0,0
2002	177,00	0	0,00			1	8,17	0,00	99,91	0,0
2003	177,00	0	0,00			2	18,22	0,00	99,79	0,0
2004	177,00	2	0,10			2	18,67	1,13	99,79	0,0
2005	177,00	3	7,08			6	60,62	1,69	99,23	35,0
2006	177,00	1	16,70			2	19,15	0,56	99,59	0,0
2007	177,00	0	0,00			2	20,62	0,00	99,76	0,0
2008	177,00	0	0,00			7	58,30	0,00	99.336	0.0
2009	177.00	2	5.43			3	27.27	1.13	99.627	59.2
2010	177.00	1	1.93			3	26.93	0.56	99.670	0.0
2011	177.00	1	5.60			4	26.33	0.56	99.635	0
2012	177.00	1	10.32			1	8.63	0.56	99.784	0
2013	177.00	1	3.17			3	26.98	0.56	99.656	11.4

ANEXO 9

Sección 2: Consecuencias de las indisponibilidades

9.2 CONSECUENCIAS DE LAS INDISPONIBILIDADES

En la Tabla 9.2.1 pueden observarse los valores estimados de energía no suministrada (ENS) para el período 1994-2013. No hay datos disponibles para años anteriores. En la Tabla 9.2.2 se presenta el indicador técnico IT2 (número de disturbios mayores en la red de transmisión) para los últimos cinco años que requiere el Procedimiento Técnico 12.

Tabla 9.2.1 Energía no suministrada en "Minutos del Sistema" - Indicador Técnico IT1

Año	ENS (MWh)	Potencia pico anual (MW)	Energía no suministrada en Minutos del Sistema
1994	1907	1250	91.54
1995	916	1320	41.64
1996	1018	1390	43.94
1997	679	1450	28.10
1998	1275	1476	51.83
1999	1763	1505	70.29
2000	1361	1560	52.35
2001	1100	1618	40.79
2002	514	1532	20.13
2003	1955	1739	67.45
2004	433	1879	13.83
2005	884	1881	28.20
2006	1442	2019	42.85
2007	1202	2086	34.57
2008	1349	2046	39.56
2009	1075	2068	31.19
2010	1896	2189	51.97
2011	1517	2231	40.80
2012	1947	2339	49.94
2013	1893	2350	48.33

Tabla 9.2.2 Número de Disturbios Mayores en la Red de Transmisión - Indicador Técnico IT2

Año	Número de Disturbios Mayores	ENS [MWh]	Suma de Potencia Cortada [MW]
2008	5	686.4	582.3
2009	7	413.4	484.4
2010	11	1253.6	609.4
2011	9	1098.0	233.1
2012	9	1,260.5	414.7
2013	10	1,299.1	447.4

Tabla 9.2.3 Disturbios Mayores en la Red de Transmisión - Indicador Técnico IT2 - Año2013

Fecha	Equipo Principal	Otros Equipos Afectados	ENS [MWh]	Potencia Cortada [MW]
12/02/13	Línea 132 kV Bragado - Chacabuco	ET Chacabuco, Chacabuco Industrial y Salto sin tensión. Central Salto fuera de servicio.	123.4	42.2
09/03/13	Línea 132 kV Baradero - Papel Prensa	ET Baradero sin tensión. ET Papel Prensa: transformador N°1 abierto lado 132 kV y alimentador de 33 kV sin tensión.	193.4	28.4
09/03/13	Línea 66 kV Arrecifes - Pergamino	EETT Arrecifes y Capitán Sarmiento sin tensión.	43.7	21.7
07/05/13	Línea 132 kV Campana - Zárate.	Línea de 132kV Ramallo Industrial – San Pedro abierta en el extremo Ramallo Industrial y sin tensión. Línea de 132kV Corcemar - Zárate abierta en el extremo Zárate, con tensión de retorno. EETT Eastman, Protisa, San Pedro, Papel <Prensa, Baradero y Las Palmas sin tensión.	95.2	109.0
18/07/13	ET Pigué - Salida 33 kV a Puán.	_____	55.4	7.5
29/09/13	Línea 132 kV Luján - Mercedes	Línea de 132 kV Luján - Luján Dos abierta en el extremo Luján Dos. Línea de 132 kV Luján - Morón abierta en el extremo Morón. ET Luján sin tensión, con los alimentadores seteados para DAC por subtencción abiertos y el resto vinculados. ET Catonas (SACME) sin tensión, vinculada en "T" a la línea Luján – Morón.	120.3	40.3
14/11/13	Línea 132 kV Bragado - Chacabuco	EETT Chacabuco, Chacabuco Industrial y Salto sin tensión.	312.7	50.7
02/12/13	Líneas 132 kV Luján -Morón terna 2 y Luján II - Morón.	ET Catonas (EDENOR) Transformador N°1 y N°2 Vinculados y sin Tensión E.T. Luján: Alimentadores de 13,2kV 1, 2, 3, 4, 7, 8 y Alimentador a Capilla del Señor de 33kV abiertos.	175.1	56.4
	ET Luján - Transformadores N° 1 y 2	Alimentadores de 33 kV a Luján; Capilla; Flandria; Brahma y Giles, vinculados y sin tensión. Alimentadores de 13,2 kV N°1; 2; 3; 4; 5; 6; 7 y 8, vinculados y sin tensión.	77.3	43.5
16/12/13	Línea 132 kV Luján -Luján II.	Aperura de alimentadores de ET Luján N° 1, 2, 3, 4, 6, 7, 8 de 13,2kV y Flandria, Luján 2 y Capilla por subtencción.	102.7	47.7

ANEXO 9

Sección 3: Distorsiones en la forma de onda de las tensiones

9.3 DISTORSIONES EN LA FORMA DE ONDA DE LAS TENSIONES

Introducción

El ítem “e.4” del Procedimiento Técnico 12 requiere se identifiquen los puntos críticos del sistema donde la forma de onda se encuentre fuera de los límites recomendados por la Norma IEEE Std 519.

En esta Sección se presentan los resultados obtenidos a partir de mediciones realizadas con tal objeto en estaciones transformadoras de Transba S.A.

Índices de distorsión

Para cuantificar la distorsión de la forma de onda de una tensión en un sistema eléctrico de potencia es práctica habitual analizar su contenido espectral en frecuencia (armónicas) y medir los apartamientos respecto de la componente fundamental.

Para ello se usarán las siguientes definiciones:

- *THD (Total Harmonic voltage Distortion)*
- *IVD (Individual Voltage Distortion)*

La distorsión total de armónicas de tensión THD se expresa en tanto por ciento y mide la relación entre el valor eficaz del contenido de armónicas y el valor eficaz de la componente fundamental:

$$THD = \sqrt{\frac{E_2^2 + E_3^2 + E_4^2 + \dots}{E_1^2}} \cdot 100\%$$

La distorsión IVD que introduce una armónica en particular también se expresa en tanto por ciento y mide la relación entre el valor eficaz de esa armónica y el valor eficaz de la componente fundamental:

Valores límites de referencia

Tal como lo establece la normativa, la publicación utilizada como referencia es la citada a continuación:

IEEE Std 519-1992: IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems

En la Tabla 9.3.1. se transcriben los límites de distorsión de tensión que aparecen en la Sección 11 de dicha norma (*Recommended Practices for Utilities*).

Los límites que aparecen en dicha tabla deberían ser usados como valores de diseño para el “peor caso” de operación normal (condiciones de duración superior a una hora). Para períodos más cortos, durante arranques o condiciones inusuales, los límites pueden ser excedidos en un 50%.

Tabla 9.3.1. Límites de distorsión de tensiones - IEEE Std 519-1992.

Bus Voltage at PCC	IVD (%)	THD (%)
69 kV and below	3.0	5.0
69.001 kV through 161 kV	1.5	2.5
161.001 kV and above	1.0	1.5

Dichos valores establecen la distorsión máxima de tensión en los puntos de vinculación con los clientes (textualmente en la norma PCC: point of common coupling with each consumer).

Cabe aclarar que el ámbito de mayor interés para la observabilidad del grado de contaminación armónica de las tensiones es en los niveles de tensión de los consumidores, ya sea porque sus cargas alineales o diferentes equipos generen armónicas o porque se vean afectados por las mismas. Este hecho motiva, por ejemplo, que no haya normas a nivel internacional para niveles de tensión de 220 kV, encontrándose en cambio y por lo general sólo recomendaciones.

Resolución ENRE N° 184/2000

El ítem 6.2 –“Calidad de la tensión, frecuencia y factor de potencia de servicio”- del “Reglamento de diseño y calidad del sistema de transporte en alta tensión” (Anexo 16 de Los Procedimientos: “Reglamentaciones del Sistema de Transporte”) establece textualmente en su inciso 1 lo siguiente:

1) El nivel máximo de distorsión de armónicas en el SISTEMA DE TRANSPORTE en condiciones normales de operación deberá ser inferior a los límites establecidos por la Conferencia Internacional de Grandes Redes Eléctricas (CIGRE).

Probablemente esta exigencia tenga relación con la siguiente referencia de CIGRE:

WG 36.05, Revista Electra 123 (1989), “Equipment producing harmonics and conditions governing their connection to the mains power supply”

En ésta no se establecen valores límites (CIGRE no produce normas), sino tan solo valores indicativos.

Con posterioridad a la redacción del mencionado Reglamento, el Anexo I de la Resolución ENRE N° 184/2000, estableció la “Base Metodológica para el Control de la Calidad del Producto Técnico”. En la Tabla 2 de su punto 3.2.2 –“Niveles de Referencia para Tensiones Armónicas”-, que aquí se presenta como Tabla 9.3.2, definió los “Niveles de Referencia para las Armónicas de tensión en MT y AT, que no deben ser superados durante más del 5 % del período de medición”.

Cabe destacar que la Resolución ENRE N° 184/2000 guarda una relación mucho más estrecha con lo publicado por CIGRE o IEC, que con la Norma IEEE Std 519-1992.

Si bien la Metodología establecida por el ENRE es de plena aplicación para EDENOR, EDESUR y EDELAP, el punto 3.6 del Anexo I de dicha Norma – “ALCANCE DE LA NORMA PARA AGENTES DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA”- estableció textualmente:

Los Niveles de Referencia definidos en la presente Norma son de cumplimiento obligatorio para los distintos agentes del Mercado Eléctrico Mayorista, y en el caso de presumirse un apartamiento a los mismos se deberán efectuar las mediciones con el equipamiento normalizado definido en los Subanexos N° 8 y 9, de acuerdo a los criterios establecidos en la presente norma.

Asimismo el ENRE podrá verificar de oficio los Niveles de Referencia en los casos en que lo considere necesario.

En caso de detectarse valores superiores a los Niveles de Referencia la empresa prestataria del servicio deberá identificar las causas que dieron origen a la perturbación, y realizar las acciones adecuadas para la resolución del problema en los plazos que establezca el ENRE en cada oportunidad.

En los casos en que la emisión de la perturbación fuere generada por actores distintos al prestador del servicio, éste deberá actuar sobre los mismos para limitar y/o eliminar la emisión de la perturbación. A tal efecto podrá hacer uso de la reglamentación establecida en la Resolución ENRE N° 99/97 "Base Metodológica para el control de la emisión de perturbaciones".

Así mismo, la Resolución establece:

Los niveles de Tensiones Armónicas presentes en los puntos de suministro (Tasas de distorsión individual y total de las tensiones Armónicas medidas en valor eficaz cada 10 minutos), no deberán sobrepasar los Niveles de Referencia indicados en la Tabla 9.3.2 para puntos de suministro en MT ($1\text{kV} < U < 66\text{kV}$) y AT ($U \geq 66\text{kV}$), durante más de un 5 % del tiempo total del período de medición.

Los Niveles de Referencia son obligatorios para las Armónicas hasta el orden 40 (inclusive). La Tasa de Distorsión Total se define así como:

$$\text{TDT} = \sqrt{\sum_{i=2}^{40} \left(\frac{U_i}{U_1} \right)^2}$$

Donde,

U_i amplitud de la tensión de la armónica de orden i ;

U_1 amplitud de la tensión fundamental.

Tabla 9.3.2. Niveles de Referencia para las Armónicas de tensión en MT y AT, que no deben ser superados durante más del 5 % del período de medición. Resolución ENRE N° 184/2000

Orden de la armónica (n)	Nivel de Referencia de la armónica (en % con respecto a la fundamental)	
	MT (1 kV < U < 66 kV)	AT 66 kV ≤ U ≤ 220 kV
(impares no múltiplos de 3)		
5	6,0	2,0
7	5,0	2,0
11	3,5	1,5
13	3,0	1,5
17	2,0	1,0
19	1,5	1,0
23	1,5	0,7
25	1,5	0,7
>25	$0,2 \times (1 + \frac{25}{n})$	$0,1 \times (1 + \frac{25}{n})$
(impares múltiplos de 3)		
3	5,0	1,5
9	1,5	1,0
15	0,3	0,3
21	0,2	0,2
>21	0,2	0,2
(pares)		
2	2,0	1,5
4	1,0	1,0
6	0,5	0,5
8	0,5	0,2
10	0,5	0,2
12	0,2	0,2
>12	0,2	0,2
Tasa de Distorsión Total:	TDT 8 %	TDT 3 %

Los Niveles de Referencia indicados en la tabla anterior garantizan la compatibilidad entre equipos y redes de suministro en lo referente a los efectos térmicos, caracterizados por su variación lenta considerando los efectos de largo plazo de las Armónicas.

Para efectos transitorios caracterizados por el valor eficaz de cada armónica en intervalos efectivos de medición de 3 segundos, serán considerados como niveles de referencia orientativos los mismos valores de la tabla anterior multiplicados por 1,5 veces.

Identificación de puntos críticos del sistema

Respondiendo a los requerimientos del PT 12 y de acuerdo con resultados de mediciones de armónicas realizados por TRANSBA S.A. en distintas campañas, a continuación se indicarán los puntos críticos del sistema donde la forma de onda se encuentra fuera de los límites recomendados por la Norma IEEE Std 519.

Durante dichas campañas, en cada estación transformadora se midieron durante aproximadamente 24 horas las tensiones de las tres fases, cubriendo así diferentes estados de carga. Se adquirieron digitalmente datos con un intervalo de dos minutos entre muestras, registrándose en cada caso la distorsión armónica total (THD) hasta la armónica número 50, además del valor de una armónica elegida de antemano (en general la quinta, por ser en la mayoría de los casos la de mayor amplitud). Para registros especiales realizados adicionalmente ad-hoc, se almacenó la composición espectral en frecuencia hasta la armónica 50 y el valor de THD asociado.

Con respecto a la Norma IEEE Std 519, se han verificado excesos en los índices de distorsión armónica total (THD) e individual (IVD) en barras de 132 kV de la E.T. Bragado, por problemas de quinta armónica, aunque cabe aclarar que en los casos en que se efectuaron tales constataciones, no se superaron los niveles establecidos en la Resolución ENRE N° 184/2000.

También se investigaron barras potencialmente críticas de estaciones transformadoras de 13.2 kV del sistema (Junín, Chacabuco, Chivilcoy, Mercedes, Nueve de Julio y Carlos Casares), por la presencia de bancos de capacitores shunt en las mismas. No se verificó la superación del valor límite de THD establecido por el ENRE en su Resolución 184/00, que para este nivel de tensión es del 8%. Con respecto al valor límite del 5% de referencia establecido por la Norma IEEE Std 519 para THD, sólo en el caso particular de la E.T. Mercedes se verificó su superación, por problemas de quinta armónica.

Con respecto al índice IVD, en relación con el límite establecido por la Resolución ENRE 184/00, sólo se verificó un exceso en el caso de la ET Mercedes en el valor porcentual de 5to armónico de tensión, ya que se ubicó por encima del 6% del valor de la fundamental en un tiempo mayor al 5% del medido (durante el 38% del tiempo). Con respecto al valor límite del 3% de referencia establecido por la Norma IEEE Std 519 para IVD para esos niveles de tensión, el mismo fue superado en prácticamente todas las EE.TT. citadas, con la única excepción de la E.T. Nueve de Julio.

ANEXO 9

Sección 4: Niveles de tensión fuera de los valores admisibles

9.4 NODOS CON NIVELES DE TENSIÓN FUERA DE LOS VALORES PERMITIDOS – AÑO 2013

Tabla 9.4.1: Nodos con tensión por debajo del valor permitido (0.95 pu)

TENSION	ESTACION TRANSFORMADORA	DESVIACION MAXIMA	DESVIACION MEDIA	TIEMPO AL AÑO	
[kV]		[%]	[%]	HORAS	[%]
220	HENDERSON	--	--	--	--
220	BRAGADO	-18.4	-8.3	4402.5	50.3
132	BAHIA BLANCA	--	--	--	--
132	PETROQUIMICA	--	--	--	--
132	PROFERTIL	--	--	--	--
132	NORTE DOS	-5.9	-5.3	3.5	0.04
132	CHAÑARES	--	--	--	--
132	BAHÍA BLANCA URBANA	--	--	--	--
132	LUIS PIEDRABUENA	--	--	--	--
132	PUNTA ALTA	--	--	--	--
132	CORONEL ROSALES	--	--	--	--
132	PEDRO LURO	-15.3	-6.4	37.5	0.4
132	PATAGONES	-19.3	-7.6	621.0	7.1
132	TORNQUIST	--	--	--	--
132	PIGÜE	--	--	--	--
132	CORONEL SUAREZ	-5.2	-5.2	0.5	0.01
132	CORONEL PRINGLES	--	--	--	--
132	INDIO RICO	--	--	--	--
132	MONTE HERMOSO	--	--	--	--
132	CORONEL DORREGO	--	--	--	--
132	TRES ARROYOS	-5.9	-5.3	4.5	0.1
132	OLAVARRIA	--	--	--	--
132	OLAVARRIA 132	-8.7	-6.2	6.0	0.1
132	CALERA AVELLANEDA	-8.3	-5.5	7.5	0.1
132	LOMA NEGRA	-7.5	-5.9	4.0	0.05
132	LA PAMPITA	-6.4	-5.8	2.5	0.03
132	LAPRIDA	--	--	--	--
132	AZUL	-9.9	-6.9	7.0	0.1
132	CACHARI	-7.6	-6.0	2.5	0.03
132	RAUCH	-7.9	-6.0	3.0	0.03
132	LAS FLORES	-8.6	-6.2	13.5	0.2
132	ROSAS	-8.4	-6.1	19.0	0.2
132	NEWTON	-8.2	-6.0	19.0	0.2
132	CHILLAR	--	--	--	--
132	GONZALES CHAVES	-5.0	-5.0	0.5	0.01
132	BARKER	--	--	--	--
132	TANDIL	-9.7	-7.5	3.5	0.04
132	BALCARCE	-9.1	-5.6	117.0	1.3
132	MAR DEL PLATA	-7.7	-6.1	17.0	0.2
132	MIRAMAR	-9.3	-6.0	40.5	0.5
132	QUEQUEN	--	--	--	--
132	NECOCHEA	--	--	--	--
132	CHASCOMUS	-6.1	-5.4	8.5	0.1
132	MONTE	-8.5	-5.6	42.5	0.5
132	DOLORES	-5.2	-5.1	1.5	0.02
132	LAS ARMAS	--	--	--	--

132	GENERAL MADARIAGA	-7.2	-6.0	6.5	0.1
132	VILLA GESELL	-8.1	-6.2	9.0	0.1
132	VALERIA DEL MAR	-8.4	-6.1	10.5	0.1
132	PINAMAR	-9.0	-6.1	13.5	0.2
132	MAR DE AJO	-9.6	-6.0	21.0	0.2
132	MAR DEL TUYU	-10.5	-5.6	101.0	1.2
132	LAS TONINAS	-9.5	-5.6	43.5	0.5
132	SAN CLEMENTE	-9.0	-5.7	19.5	0.2
132	HENDERSON	--	--	--	--
132	TRENQUE LAUQUEN	-14.3	-6.6	884.0	10.1
132	BRAGADO	-13.2	-6.3	54.0	0.6
132	CHACABUCO	-14.9	-6.3	185.5	2.1
132	CHACABUCO INDUSTRIAL	-16.1	-6.1	232.0	2.6
132	SALTO	-16.2	-6.1	512.5	5.9
132	LINCOLN	-13.3	-6.3	382.5	4.4
132	IMSA	-14.1	-6.3	655.0	7.5
132	JUNIN	-15.0	-6.3	900.5	10.3
132	CHIVILCOY	-15.5	-6.6	288.5	3.3
132	MERCEDES	-16.9	-6.2	492.0	5.6
132	LUJAN	-9.7	-7.0	8.0	0.1
132	LUJAN DOS	-13.6	-6.2	114.5	1.3
132	SALADILLO	-14.1	-6.0	166.5	1.9
132	SAN NICOLAS	--	--	--	--
132	SAN NICOLAS URBANA	--	--	--	--
132	SIDERAR	--	--	--	--
132	PERGAMINO	-10.7	-6.5	50.5	0.6
132	COLON	-9.6	-5.7	164.5	1.9
132	ROJAS	-18.6	-6.1	846.0	9.7
132	RAMALLO INDUSTRIAL	--	--	--	--
132	SAN PEDRO	-8.9	-5.8	78.5	0.9
132	PAPEL PRENSA	-9.4	-5.6	355.0	4.1
132	BARADERO	-9.8	-5.7	600.5	6.9
132	LAS PALMAS	-7.7	-6.6	8.5	0.1
132	PROTISA	-5.4	-5.2	1.5	0.02
132	EASTMAN	-5.6	-5.5	1.0	0.01
132	VILLA LIA	--	--	--	--
132	SAN ANTONIO DE ARECO	--	--	--	--
132	CAMPANA	--	--	--	--
132	CORCEMAR	--	--	--	--
132	PRAXAIR	--	--	--	--
132	CAMPANA 132	--	--	--	--
132	ZARATE	-6.6	-5.5	6.5	0.1
132	CAMPANA TRES	-8.6	-6.3	1.5	0.02
66	BRAGADO	-11.5	-8.2	15.5	0.2
66	NUEVE DE JULIO	-21.4	-8.9	239.0	2.7
66	CARLOS CASARES	-17.0	-8.6	194.0	2.2
66	PEHUAJO	-8.7	-7.6	3.0	0.03
66	TRENQUE LAUQUEN	--	--	--	--
66	LUJAN	-21.0	-9.6	3.5	0.04
66	SAN ANTONIO DE ARECO	-8.7	-8.0	4.0	0.05
66	CAPITAN SARMIENTO	-22.2	-9.4	1996.0	22.8
66	ARRECIFES	-16.9	-8.2	422.0	4.8
66	PERGAMINO	--	--	--	--

Tabla 9.4.2: Nodos con tensión por arriba del valor permitido (1.05 pu)

TENSION	ESTACION TRANSFORMADORA	DESVIACION MAXIMA	DESVIACION MEDIA	TIEMPO AL AÑO	
[kV]		[%]	[%]	HORAS	[%]
220	HENDERSON	12.9	8.0	8590.5	98.1
220	BRAGADO	10.2	6.1	105.0	1.2
132	BAHIA BLANCA	9.0	5.5	405.5	4.6
132	PETROQUIMICA	5.9	5.4	1.5	0.02
132	PROFERTIL	5.2	5.1	2.5	0.03
132	NORTE DOS	6.7	5.5	8.0	0.1
132	CHAÑARES	5.3	5.2	3.0	0.03
132	BAHÍA BLANCA URBANA	5.9	5.9	0.5	0.01
132	LUIS PIEDRABUENA	5.9	5.9	0.5	0.01
132	PUNTA ALTA	6.0	5.3	4.5	0.1
132	CORONEL ROSALES	6.1	5.1	6.5	0.1
132	PEDRO LURO	7.7	5.5	301.5	3.4
132	PATAGONES	8.7	5.7	770.0	8.8
132	TORNQUIST	6.5	5.3	190.0	2.2
132	PIGÜE	6.7	5.3	419.0	4.8
132	CORONEL SUAREZ	9.3	5.7	3039.5	34.7
132	CORONEL PRINGLES	9.5	5.8	1825.0	20.8
132	INDIO RICO	9.1	5.7	1249.0	14.3
132	MONTE HERMOSO	5.7	5.2	11.5	0.1
132	CORONEL DORREGO	5.7	5.2	14.0	0.2
132	TRES ARROYOS	6.1	5.3	23.0	0.3
132	OLAVARRIA	11.4	7.0	3697.0	42.2
132	OLAVARRIA 132	10.1	5.9	1571.0	17.9
132	CALERA AVELLANEDA	9.5	5.8	1008.5	11.5
132	LOMA NEGRA	9.4	5.9	1230.0	14.0
132	LA PAMPITA	11.0	6.7	3256.0	37.2
132	LAPRIDA	9.4	6.0	2243.5	25.6
132	AZUL	8.6	5.8	1341.5	15.3
132	CACHARI	8.9	5.5	227.0	2.6
132	RAUCH	8.8	5.5	137.0	1.6
132	LAS FLORES	7.1	5.3	53.0	0.6
132	ROSAS	7.2	5.4	13.0	0.1
132	NEWTON	7.2	5.3	17.0	0.2
132	CHILLAR	10.2	5.9	1829.0	20.9
132	GONZALES CHAVES	7.9	5.4	113.0	1.3
132	BARKER	6.6	5.4	40.5	0.5
132	TANDIL	6.3	5.3	23.5	0.3
132	BALCARCE	6.6	5.6	17.5	0.2
132	MAR DEL PLATA	8.6	5.6	146.0	1.7
132	MIRAMAR	7.7	5.6	85.0	1.0
132	QUEQUEN	7.7	5.6	790.5	9.0
132	NECOCHEA	7.6	5.6	693.0	7.9
132	CHASCOMUS	5.1	5.0	2.5	0.03
132	MONTE	5.4	5.2	3.0	0.03
132	DOLORES	7.2	5.5	125.5	1.4
132	LAS ARMAS	7.7	5.6	355.0	4.1
132	GENERAL MADARIAGA	7.7	5.5	201.0	2.3

132	VILLA GESELL	8.3	5.6	429.5	4.9
132	VALERIA DEL MAR	8.8	5.5	481.0	5.5
132	PINAMAR	8.9	5.5	481.5	5.5
132	MAR DE AJO	8.7	5.5	364.5	4.2
132	MAR DEL TUYU	7.8	5.4	78.5	0.9
132	LAS TONINAS	8.0	5.5	120.5	1.4
132	SAN CLEMENTE	8.3	5.5	211.5	2.4
132	HENDERSON	9.9	6.8	8256.5	94.3
132	TRENQUE LAUQUEN	6.4	5.6	5.5	0.1
132	BRAGADO	9.7	5.4	571.0	6.5
132	CHACABUCO	8.3	5.5	62.0	0.7
132	CHACABUCO INDUSTRIAL	8.6	5.5	33.0	0.4
132	SALTO	7.4	5.7	28.5	0.3
132	LINCOLN	8.7	5.4	6.0	0.1
132	IMSA	7.9	6.6	1.0	0.01
132	JUNIN	--	--	--	--
132	CHIVILCOY	8.7	6.7	5.0	0.1
132	MERCEDES	7.0	7.0	1.0	0.01
132	LUJAN	5.7	5.7	1.0	0.01
132	LUJAN DOS	7.0	7.0	1.0	0.01
132	SALADILLO	6.1	5.3	10.0	0.1
132	SAN NICOLAS	6.2	5.3	228.5	2.6
132	SAN NICOLAS URBANA	6.0	5.2	36.5	0.4
132	SIDERAR	6.6	5.2	179.0	2.0
132	PERGAMINO	5.6	5.4	1.5	0.02
132	COLON	6.1	5.7	3.0	0.03
132	ROJAS	--	--	--	--
132	RAMALLO INDUSTRIAL	--	--	--	--
132	SAN PEDRO	--	--	--	--
132	PAPEL PRENSA	--	--	--	--
132	BARADERO	--	--	--	--
132	LAS PALMAS	5.3	5.3	1.0	0.01
132	PROTISA	6.8	5.5	9.5	0.1
132	EASTMAN	5.3	5.3	0.5	0.01
132	VILLA LIA	10.2	5.7	1606.0	18.3
132	SAN ANTONIO DE ARECO	12.0	6.0	4194.0	47.9
132	CAMPANA	8.5	5.4	280.0	3.2
132	CORCEMAR	10.4	6.0	928.5	10.6
132	PRAXAIR	8.0	5.4	106.0	1.2
132	CAMPANA 132	8.6	5.4	514.5	5.9
132	ZARATE	6.9	5.3	19.5	0.2
132	CAMPANA TRES	6.3	5.3	31.0	0.4
66	BRAGADO	13.7	8.6	3239.5	37.0
66	NUEVE DE JULIO	8.8	7.4	17.5	0.2
66	CARLOS CASARES	10.2	7.7	38.5	0.4
66	PEHUAJO	11.5	8.3	601.0	6.9
66	TRENQUE LAUQUEN	13.9	8.4	5074.5	57.9
66	LUJAN	16.5	8.2	3764.0	43.0
66	SAN ANTONIO DE ARECO	8.9	7.5	12.5	0.1
66	CAPITAN SARMIENTO	8.6	7.7	2.0	0.02
66	ARRECIFES	10.4	7.7	279.0	3.2
66	PERGAMINO	13.8	8.6	4112.5	46.9

ANEXO 10

Información de Interés General relativa a la Guía de Referencia

ANEXO 10

Sección 1: Información relativa a la edición y distribución de la Guía

10.1 - INFORMACION DE INTERES GENERAL RELATIVA A LA GUIA DE REFERENCIA

EDITADA POR:

Gerencia de Planificación y Operación de la Red
Departamento Planeamiento de la Red
Av. Paseo Colón 728 – 9° Piso – (C1063ACU) Ciudad Autónoma de Buenos Aires

Casilla de correo electrónico para eventuales consultas:

infoguia-transba@transba.com.ar

Responsables de la publicación:

<i>Ing. Juan Weigandt</i>	Gerente de Planificación y Operación de la Red Tel: (54 - 11) 5167 – 9150 Fax: (54 - 11) 5167 - 9219
<i>Ing. Jorge A. Nizovoy</i>	Jefe de Departamento de Planeamiento de la Red Tel: (54 - 11) 5167 - 9224 Fax: (54 - 11) 5167 - 9219
<i>Ing. Martín Elié</i>	Ings. en Planificación y Estudios Especiales Depto. Planeamiento de la Red Tel: (54 - 11) 5167 - 9229
<i>Ing. Pablo Gill Estévez</i>	Tel: (54 - 11) 5167 - 9226
<i>Ing. Julia Elena Pardo</i>	Tel: (54 - 11) 5167 - 9220
<i>Pablo Ignacio Gigli</i>	Tel: (54 - 11) 5167 - 9228 Fax: (54 - 11) 5167 - 9219

FECHA DE CIERRE DE DATOS DE ENTRADA DE LA GUÍA:

31 de marzo de 2014

RECEPCIÓN DE DATOS DE TERCEROS PARA NUEVAS GUÍAS:

Se recuerda e invita a todos los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista a suministrarle a Transba S.A. los datos técnicos correspondientes a sus áreas de incumbencia (parámetros de equipos, incorporaciones, pronósticos de demanda, etc.), para poder disponer de la mejor información posible en la elaboración de la Guía de Referencia, debiéndose tener en cuenta que el 31 de marzo de cada año es la fecha límite para la entrega de los datos correspondientes a la Guía de los ocho años siguientes. El formato para el suministro de la información está previsto en el Procedimiento Técnico 12 (\Archivos\Docu\Proced_Tecn_n°12\PT12.pdf).

ANEXO 10

Sección 2: Observaciones del OED a la presente edición