

**Sección correspondiente a la  
Guía de Referencia de Transba S.A.  
Período 2002-2009**

**ANEXO 7**

**Sección 3: Estudios de límites y restricciones al  
transporte**

### **7.3.1 ESTUDIOS ESTATICOS**

Los estudios estáticos que se realizaron para la determinación de límites y restricciones que presenta el sistema de transporte, están conformados por:

1. Estudios de restricciones por control de tensión en condiciones de red completa
2. Estudios de restricciones en condiciones N-1

A continuación se presentan los informes de dichos estudios.

#### **7.3.1.1 ESTUDIOS DE RESTRICCIONES POR CONTROL DE TENSION EN CONDICIONES DE RED COMPLETA**

En esta Sección se presentan los estudios que se realizaron para la determinación de los límites de transporte de las líneas del sistema asociados al control de la tensión. Como se mencionó en el Anexo 1 – Sección 3, los límites asociados al control de la tensión que allí se presentan se han determinado para configuración completa de la red. Si bien se han considerado diferentes estados de despacho, se advierte que podrían presentarse casos particulares de operación que impliquen diferentes transferencias a las consideradas.

Se analizaron distintos casos para determinar por separado los límites de las líneas en las zonas donde, de acuerdo a los cálculos realizados de Flujo de Carga, se presentan problemas de control de tensión.

Dado que los límites por tensión dependen fundamentalmente de la topología del sistema y del equipamiento de transformación y control de tensión, los mismos tienen vigencia mientras no se incluyan nuevas instalaciones.

En los presentes estudios sólo se considera el efecto en los límites por tensión de aquellas ampliaciones que posean Solicitudes de Acceso aprobadas.

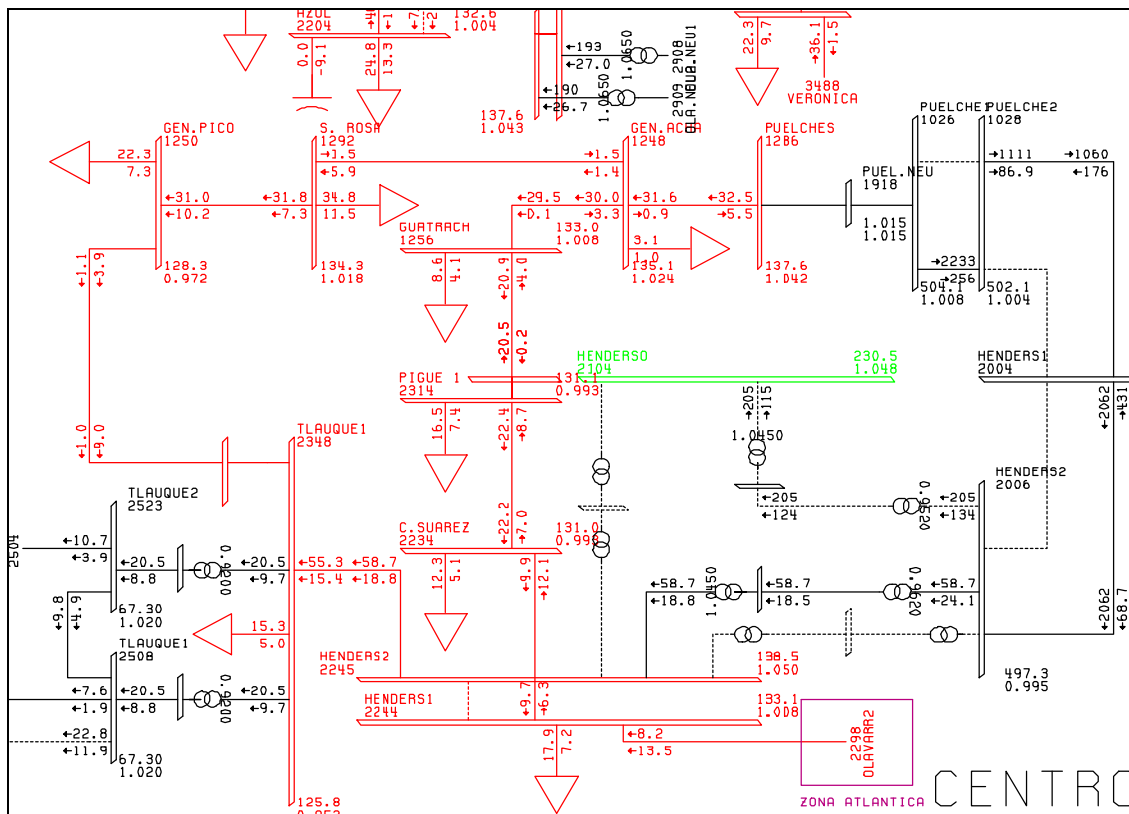
#### **Línea Henderson – Trenque Lauquen de 132 kV**

El estudio del límite por tensión de la línea Henderson – Trenque Lauquen de 132 kV se realiza ante la modificación topológica del nodo Trenque Lauquen debida a la puesta en servicio tanto del cierre Guatraché – Pigue en 132 kV como del nuevo corredor Trenque Lauquen – Macachín 132 kV asociado a la nueva ET 500 kV Macachín.

Para determinar el límite de transferencia de la Línea Henderson – Trenque Lauquen, se encontró el flujo de potencia en dicha línea que establece una tensión de 0.95 pu en barras de 132 kV de Trenque Lauquen, cuando en Henderson, Puelches y Macachín 132 kV se tiene una tensión de 1.05 pu.

Para lograr el mencionado flujo de potencia se modificaron las demandas de las barras vinculadas al corredor en 132 kV entre Henderson y Puelches, como así también las demandas alimentadas en 66 kV desde Trenque Lauquen. Para llegar a los límites de transferencia, la modificación de estos valores de demandas se realizaron manteniendo

la distribución de potencias activas del caso base (pico de verano 2002-2003). Con relación al factor de potencia de dichas demandas se adoptó como hipótesis un valor de 0.95. Cabe aclarar que esto implica considerar incluida en los valores de la demanda la Compensación Shunt existente. Debido a esto, a los efectos de la simulación se la eliminó de los casos analizados. La Figura 7.3.1.1.1 ilustra al respecto.



**Figura 7.3.1.1.1- Límite transferencia línea Henderson – T. Lauquen 132 kV**

Para obtener estos límites se utilizó como metodología reducir las demandas del caso base sin seguir la práctica operativa actual de partir de barras de 132 kV de Puelches con tensiones superiores a 1.05 pu. La reducción de la demanda fue del orden del 11%.

Por lo tanto, aún estando con una tensión de 1.05 pu en barras de 132 kV de Henderson, la tensión en barras de 132 kV de Trenque Lauquen no depende sólo del flujo de potencia por la línea Henderson – Trenque Lauquen sino también de las siguientes condiciones:

- Factor de Potencia de las demandas en las EETT de la zona, tanto del nodo Trenque Lauquen como del sistema de APELP (provincia de La Pampa)
- Nivel de tensión en 132 kV de Puelches
- Nivel de tensión en 132 kV de Henderson
- Nivel de tensión en 132 kV de Macachín
- Configuración de la red del Sistema de APELP
- Disponibilidad de los equipos de compensación shunt de APELP

Como resultado de estos cálculos se determinó un valor límite de transferencia por la línea 1HETL1 por caída de tensión, este es de 62 MVA salientes de Henderson. Se recuerda que este valor es orientativo y no de carácter absoluto por los motivos enumerados anteriormente. Si se compara este valor con el calculado en la Guía 2000-2007, 60 MVA, puede observarse que prácticamente no ha habido modificación del valor límite puesto que a pesar que el nodo Trenque Lauquen recibe reactivo del nuevo corredor en 132 kV desde Macachín este se compensa con el nuevo flujo de activo hacia Pigüe.

### **Línea Henderson – Bragado de 220 kV**

En el caso de la línea Bragado – Henderson de 220 kV, se estableció un flujo de potencia por la misma, tal que produjera la máxima caída admisible (0.95 pu en barra de 220 kV de Bragado, partiendo de 1.05 pu en barra de 220 kV de Henderson).

De los estudios realizados se puede observar que el límite por tensión de esta línea depende fuertemente del factor de potencia que se refleja en barra de 220 kV de Bragado.

Este factor de potencia en 220 kV reflejado en el extremo Bragado depende de las siguientes condiciones:

- Factor de potencia de las demandas en las EETT de la zona.
- Nivel de tensión en barras de 132 kV de Bragado
- Nivel de tensión en barras de 132 kV de Olavarria.
- Despacho de generadores en la Central San Nicolás.
- Si hay uno o dos transformadores de 220/132 kV en servicio en Bragado.

Por todo lo anterior se aclara que el valor límite por caída de tensión que se analiza a continuación no constituye un valor absoluto y que podrá variar según las condiciones detalladas anteriormente.

Para la determinación del valor límite se consideró un escenario de pico de verano con configuración normal de la red y un despacho particular en la Central San Nicolás, con 3 generadores en servicio totalizando 150 MW y dos transformadores 220/132 kV en servicio en Bragado.

Con relación a la metodología seguida para poder realizar el cálculo, se modificó la demanda vinculada a esta línea disminuyendo su valor, a  $\cos \varnothing$  constante, en un 36%, adoptando como hipótesis de trabajo un valor del factor de potencia de 0.95. Esto pone de manifiesto la precariedad de funcionamiento de la zona centro.

En las condiciones mencionadas anteriormente se establece un límite de transferencia en la línea Henderson – Bragado de 220 kV de 183 MVA, originado por caída de tensión en la misma.

En la Figura 7.3.1.1.2 puede observarse el diagrama de flujo de cargas correspondiente a este caso.



## Zona Atlántica

Se realizaron estudios para poder determinar las máximas transferencias admisibles por las distintas líneas de la Zona Atlántica, cuyo comportamiento se ve afectado por las incorporaciones en transmisión que ingresaron durante el año 2001, que permitan mantener todas las tensiones en barras de 132 kV dentro de una banda de  $\pm 5\%$  respecto del valor nominal.

La tensión resultante en barras de 132 kV de esta zona depende de los siguientes factores:

- Factor de potencia de la demanda en las EETT de la zona
- Despacho de generación
- Disponibilidad de los equipos de compensación shunt
- Nivel de tensión en barras de 132 kV de Olavarría
- Nivel de tensión en barras de 132 kV de La Plata
- Nivel de tensión en barras de 132 kV de Nueve de Julio
- Nivel de tensión en barras de 132 kV de Necochea
- Nivel de tensión en barras de 132 kV de Villa Gesell
- Nivel de tensión en barras de 132 kV de Mar de Ajó

Para determinar dichos límites se consideraron dos situaciones de despacho de generación. La primera, con mínima generación forzada en Necochea y Nueve de Julio, la cual se determinó para una transferencia máxima por la línea Olavarría – Tandil de 180 MW. La segunda, con máxima generación forzada en Necochea y Nueve de Julio. En ambos casos se consideraron en servicio las cuatro máquinas correspondientes a las centrales de Mar de Ajó y Villa Gesell, debido a que en este área de la costa es donde se producen los menores valores de tensión.

Se obtuvieron para ambas situaciones de despacho los respectivos flujos de carga que establecen una tensión de 0.95 pu en alguna de las barras de 132 kV de la zona. El nodo con menor tensión para ambos casos es San Clemente 132 kV. Para obtener estos flujos se consideró una tensión de 1.05 pu en barras de 132 kV de Olavarría, La Plata, Necochea y Nueve de Julio. Cabe aclarar que la generación disponible en Mar de Ajó y Villa Gesell no es suficiente como para obtener una tensión de 1.05 pu en barras de 132 kV de dichas EETT.

Respecto del  $\cos \varnothing$  se adoptó como hipótesis para todas las demandas de la zona un valor de 0.95. Esto implica considerar incluida en los valores de la demanda la Compensación Shunt existente. Debido a esto, a los efectos de la simulación, se eliminó la Compensación Shunt de los casos modelados.

En los estudios se conservó la metodología de evaluar los límites a través de la variación de los valores de demanda a  $\cos \varnothing$  constante, pero en lugar de ir incrementando la misma se la fue disminuyendo manteniendo la distribución de potencias activas del caso base (Pico de Verano 2002-2003).



**Figura 7.3.1.1.3 – Transferencias límites Zona Atlántica (mínima generación forzada)**





### Figura 7.3.1.1.5 – Síntesis Caso Base con Mínima Generación

PICO VER 02/03 SADI=14591 BA=2074 \*V03P\_CO\_TBA0209\_V5\*  
 UTE=1308 GBA=6345 EXPCOM=4353 YAC=1520 SGE=660 BRASIL=2000MW

#### COMPENSACION SHUNT EN EL AREA

BUS	BUS-NAME		[MW]	[MVAR]
---	-----		-----	-----
2200	9 JULIO	132	0.00	12.00
2204	AZUL	132	0.00	9.00
2229	CHASCOM2	132	0.00	6.00
2242	PUEYRRED	132	0.00	6.00
2243	PUEYRRE2	132	0.00	6.00
2248	JARA	132	0.00	21.75
2272	TG MAJO2	132	0.00	15.00
2274	M.PLATA1	132	0.00	10.00
2318	PINAMAR	132	0.00	12.00
2340	M.TUYU	132	0.00	9.00
2346	TANDIL1	132	0.00	12.00
2356	V.GESSEL	132	0.00	12.00
2515	9JULBA1	66.0	0.00	3.00
2518	CCASARES	66.0	0.00	3.00
2540	RIVAD	3333.0	0.00	2.00
2544	VILLEG	3333.0	0.00	4.00

TOTALES 142.75

#### GENERACION EN EL AREA

BUS	BUS-NAME	MAQ.	[MW]	[MVAR]	QMAX	RESERVA [MVAR]
---	-----	---	-----	-----	-----	-----
2601	MDPATG2113.2	1	24.00	18.18	18.18	0.00
2603	MDPATG1313.2	3	24.00	18.81	18.81	0.00
2607	MDPATV0713.2	7	25.00	21.33	21.33	0.00
2608	MDPATV0813.2	8	25.00	21.33	21.33	0.00
2613	NECOTV0313.2	3	50.00	21.25	56.70	35.45
2614	NECOTV0413.2	4	50.00	21.25	52.20	30.95
2640	MDAJTG 13.2	5	13.00	5.15	12.38	7.23
2640	MDAJTG 13.2	7	13.00	5.15	12.38	7.23
2670	SIDETV 13.2	1	35.00	15.92	28.29	12.37
2671	SNICTV1113.2	1	60.00	15.81	68.40	52.59
2672	SNICTV1213.2	2	60.00	15.81	68.40	52.59
2673	SNICTV1313.2	3	60.00	15.81	78.30	62.49
2679	SOMITV 13.2	1	23.00	8.31	26.95	18.64
2679	SOMITV 13.2	2	23.00	8.31	26.95	18.64
2679	SOMITV 13.2	3	23.00	8.31	26.95	18.64
2679	SOMITV 13.2	4	23.00	8.31	26.95	18.64
2680	VGESTG 13.2	1	12.00	5.05	10.44	5.39
2680	VGESTG 13.2	2	12.00	5.05	10.44	5.39

TOTALES 555.00 239.14 346.23

GENER. ZONA ATLANTICA (PGA)= 248.0 [MW]

#### TRANSFERENCIAS DE POTENCIA POR CORREDORES DE INTERES

OLA-BK (PL1)= 80.7 [MW]  
 OLA-TD (PL2)= 99.2 [MW]  
 T. CORREDOR (PLC)= 179.9 [MW] [PL1+PL2]

CHASCOMUS - DOLORES (PL3)= 39.6 [MW]  
 G.CHAVEZ - NECOCHEA (PL4)= 59.2 [MW]

#### DEMANDAS TRANSBA

ZONA ATLANTICA = 526.8 [MW] [GEN. ATLAT.+PLC+PL3+PL4]

### Figura 7.3.1.1.6 – Síntesis Caso Final con Mínima Generación

PICO VER 02/03 SADI=14591 BA=2074 \*V03P\_CO\_TBA0209\_V5\*  
 UTE=1308 GBA=6345 EXPCOM=4353 YAC=1520 SGE=660 BRASIL=2000MW

#### COMPENSACION SHUNT EN EL AREA

BUS	BUS-NAME	[MW]	[MVAR]
---	-----	-----	-----
TOTALES		0.00	

#### GENERACION EN EL AREA

BUS	BUS-NAME	MAQ.	[MW]	[MVAR]	QMAX	RESERVA [MVAR]
---	-----	---	-----	-----	-----	-----
2601	MDPATG2113.2	1	16.00	18.18	18.18	0.00
2602	MDPATG1213.2	2	8.00	11.70	11.70	0.00
2603	MDPATG1313.2	3	16.00	18.81	18.81	0.00
2607	MDPATV0713.2	7	18.00	21.33	21.33	0.00
2608	MDPATV0813.2	8	18.00	21.33	21.33	0.00
2611	NECOTV0113.2	1	14.00	12.66	22.50	9.84
2612	NECOTV0213.2	2	14.00	21.01	21.49	0.48
2613	NECOTV0313.2	3	22.00	44.62	56.70	12.08
2614	NECOTV0413.2	4	26.00	44.62	52.20	7.58
2640	MDAJTG 13.2	5	13.00	12.38	12.38	0.00
2640	MDAJTG 13.2	7	13.00	12.38	12.38	0.00
2670	SIDETV 13.2	1	35.00	15.92	28.29	12.37
2671	SNICTV1113.2	1	60.00	16.92	68.40	51.48
2672	SNICTV1213.2	2	60.00	16.92	68.40	51.48
2673	SNICTV1313.2	3	60.00	16.92	78.30	61.38
2679	SOMITV 13.2	1	23.00	8.31	26.95	18.64
2679	SOMITV 13.2	2	23.00	8.31	26.95	18.64
2679	SOMITV 13.2	3	23.00	8.31	26.95	18.64
2679	SOMITV 13.2	4	23.00	8.31	26.95	18.64
2680	VGESTG 13.2	1	12.00	10.44	10.44	0.00
2680	VGESTG 13.2	2	12.00	10.44	10.44	0.00
TOTALES			509.00	359.80		281.26

GENER. ZONA ATLANTICA (PGA)= 202.0 [MW]

#### TRANSFERENCIAS DE POTENCIA POR CORREDORES DE INTERES

OLA-BK (PL1)= 80.5 [MW]  
 OLA-TD (PL2)= 99.4 [MW]  
 T. CORREDOR (PLC)= 179.8 [MW] [PL1+PL2]

CHASCOMUS - DOLORES (PL3)= 34.4 [MW]  
 G.CHAVEZ - NECOCHEA (PL4)= 71.3 [MW]

#### DEMANDAS TRANSBA

ZONA ATLANTICA = 487.6 [MW] [GEN. ATLANT.+PLC+PL3+PL4]

Para la alternativa de generación forzada mínima se debieron disminuir las demandas en un 16%. Asociado a esta alternativa y con el objeto de mantener una transferencia de 180 MW por el corredor Olavarría – Tandil se disminuyó también la generación forzada inicial. Para el caso de máxima generación forzada la disminución fue un 9% y se mantuvo la generación despachada inicialmente.

En las Figuras 7.3.1.1.3 y 7.3.1.1.4 se muestran los diagramas de flujo correspondientes a los casos de mínima y máxima generación forzada respectivamente.

En las Figuras 7.3.1.1.5 y Figura 7.3.1.1.6 se presenta a modo de comparación una Síntesis del Caso Base y otra Síntesis del Caso para mínima generación forzada donde se observa el estado de la Compensación Shunt, la Generación Despachada en el Área y las transferencias por los corredores de interés en ambas situaciones. Del análisis de las mismas se ve claramente que para el Caso Final se mantuvo la transferencia por el corredor Olavarría – Tandil en 180 MW, y que se sacó de servicio la compensación shunt.

Por lo tanto se obtuvieron dos valores distintos de transferencia para cada línea según la situación de despacho considerada, adoptando como valor límite el mayor de los dos. En la siguiente tabla se indican los valores de transferencias límites obtenidos.

**Tabla 7.3.1.1.1 - Transferencias límites Zona Atlántica**

Línea		Transferencias registradas [MVA]		
		Caso mínima Generación	Caso máxima Generación	Valor Límite adoptado
Necochea	González Chávez	78.0	4.2	78
Necochea	Tandil	32.2	39.2	39
Olavarría	Y.Chillar	53.0	6.3	53
Y.Chillar	González Chávez	45.9	2.3	46
Balcarce	Mar del Plata	56.1	8.5	56
Tandil	Balcarce	73.6	12.8	74
Tandil	Las Armas	30.1	59.5	59
Las Armas	Gral. Madariaga	25.4	34.6	35
Gral. Madariaga	Villa Gesell	22.1	30.8	31
Villa Gesell	Pinamar	23.2	30.2	30
Pinamar	Mar de Ajó	3.8	9.6	10
Mar de Ajó	Mar del Tuyú	12.7	12.0	13
Mar del Tuyú	Las Toninas	13.2	9.8	13
Las Toninas	San Clemente	13.4	10.0	13
Dolores	San Clemente	26.9	25.2	27
Dolores	Chascomús	34.8	15.5	35
Chascomús	Verónica	34.9	23.2	35
Monte	Brandsen	22.4	18.3	22
Chascomús	Brandsen	20.0	15.6	20
Monte	Y.Rosas	28.3	24.5	28
Y.Rosas	Las Flores	34.7	30.8	35

Estos valores de transferencias no constituyen un valor límite absoluto, sino que pueden ser tomados como valores de referencia que indican que superados los mismos probablemente aparecerían problemas de tensión en distintos puntos de la Zona Atlántica, ya que como se vió anteriormente los valores de tensión en cada uno de los nodos de la red en esta área dependen de muchos factores.

## **Corredor Bahía Blanca – Henderson/Olavarría 132 kV**

Los valores de tensión en barras de 132 kV de este corredor (Tornquist, Pigüe, Cnel. Suarez y Henderson) dependen de los siguientes factores:

- Factor de potencia de la demanda en las EETT de la zona
- Nivel de tensión en barras de 132 kV de Olavarría
- Nivel de tensión en barras de 132 kV de Bahía Blanca

Cabe aclarar que en Henderson se opera con el interruptor de acoplamiento de barras de 132 kV abierto. En una de las barras se conecta la línea a Trenque Lauquen y el autotransformador de 500/132 kV de 100 MVA que alimenta a dicho nodo, mientras que en la otra barra de 132 kV se conectan las líneas a Olavarría y Cnel. Suarez, y los transformadores de 132/33 kV que alimentan la demanda propia de Henderson. Si se cerrara el interruptor de acoplamiento de barras de 132 kV se produciría una sobrecarga del autotransformador de 500/132 kV de 100 MVA. Es por esta razón que si bien Henderson es un punto de aporte a la red de 132 kV desde el sistema de transporte en 500 kV, que este corredor tiene como puntos de alimentación a Bahía Blanca y Olavarría.

Para establecer los valores límites de transferencia por este corredor se obtuvo el flujo de carga que establece una tensión de 0.95 pu en el nodo de menor tensión de este corredor (Cnel. Suarez) 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 posible (1.031 pu), verificando que no se supere el valor de 1.05 pu en barras de Pedro Luro y Carmen de Patagones.

Para obtener el flujo anteriormente mencionado se incrementaron las demandas de toda la Zona Sur en un 81%, respecto de las demandas consideradas en el caso base (pico de verano 2002-2003), manteniendo la distribución de potencias activas del mismo. Con relación al factor de potencia se adoptó un valor de 0.95 constante en todas las demandas de la zona.

En la Figura 7.3.1.1.7 se muestra el diagrama de flujo resultante obtenido según las condiciones indicadas.



- Línea Bahía Blanca – Tornquist/Pigüe: 46 MVA
- Línea Pigüe – Cnel. Suarez: 29 MVA
- Línea Cnel. Suarez – Henderson: 15 MVA
- Línea Henderson – Olavarría: 33 MVA
- Línea Pigüe – Guatraché: 27 MVA

Los valores de tensión en barras de 132 kV de este corredor (Lincoln, IMSA, Junín, Rojas, Pergamino) dependen de los siguientes factores:

- Factor de Potencia de la demanda en las EETT de la zona.
- Despacho de generación forzada en San Nicolás
- Nivel de tensión en barras de 132 kV de Ramallo
- Nivel de tensión en barras de 132 kV de San Nicolás
- Nivel de tensión en barras de 132 kV de Bragado

Para establecer los valores límites de transferencia originados por caídas de tensión en este corredor se obtuvieron los flujos de carga que establecen una tensión de 0.95 pu en el nodo de menor tensión de este corredor (Junín o IMSA) cuando la tensión en barras de 132 kV de Bragado, Ramallo y San Nicolás es de 1.05 pu.

Para poder obtener una tensión de 1.05 pu en barra de 132 kV de San Nicolás en este escenario, es necesario poner en servicio como mínimo dos generadores en San Nicolás. Por otro lado debe considerarse que estos generadores poseen una baja disponibilidad y la cantidad de máquinas que pueden entrar en servicio están limitadas por razones de potencia de cortocircuito.

Es necesario aclarar que debido a la decisión de postergar en un año las obras propuestas para mejorar el funcionamiento del Sistema de Transba, el autotransformador de 500/220 kV de Henderson presenta un valor de carga superior a su capacidad nominal, por lo cual no es posible establecer un valor de tensión de 1.05 pu en barras de 132 kV de Bragado, ya que esto incrementaría el flujo de potencia reactiva por dicho autotransformador y empeoraría la situación.

Por lo tanto pueden establecerse dos límites de transferencia.

Uno considerando las caídas de tensión independientemente del valor de sobrecarga del autotransformador de 500/220 kV de Henderson, a fin de evaluar las transferencias en este corredor en el supuesto caso de contar con mayor capacidad de transformación en Henderson.

Otro límite resulta de considerar el valor máximo de tensión posible en barras de 132 kV de Bragado sin que esto aumente el valor de sobrecarga del autotransformador de 500/220 kV de Henderson que ya se presenta en el caso base. Esta suposición se puede hacer debido a que se prevé el ingreso de la Línea 132 kV Pehuajó – Lincoln en el Invierno del año 2003 la cual ayudará a descargar este transformador. Esta hipótesis muestra claramente la gravedad de la situación actual en caso que no se tomen las medidas adecuadas que permitan el ingreso de la línea antes mencionada en la fecha propuesta.

Con relación a los flujos anteriormente mencionados, en la primera de las alternativas considerando una tensión de 1.05 pu en Bragado, se plantearon dos casos:

Caso A: se incrementaron las demandas en un 35% y se consideraron 2 generadores en servicio en San Nicolás.

Caso B: se incrementaron las demandas en un 37% y se consideraron 3 generadores en servicio en San Nicolás.

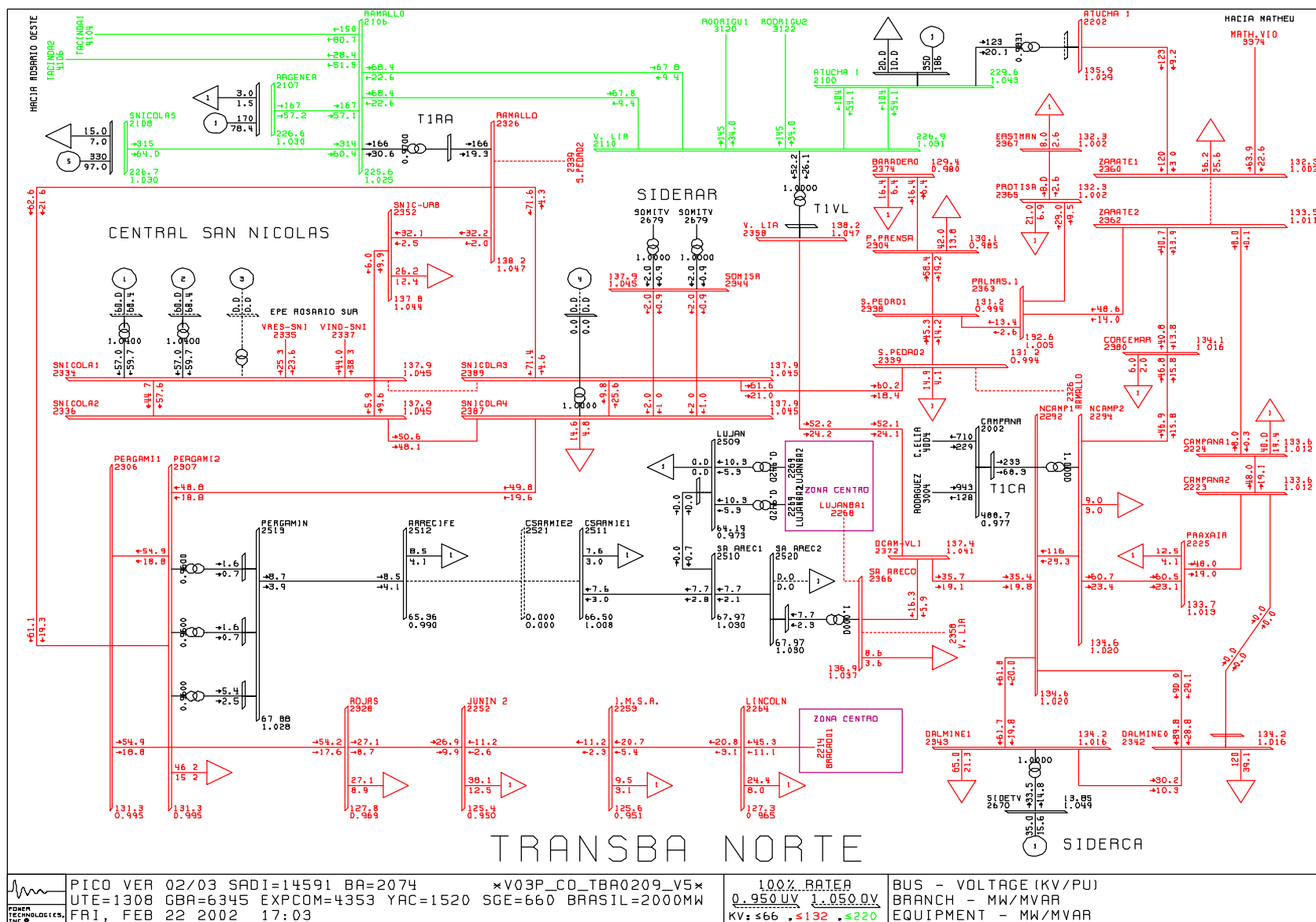
Para la segunda alternativa, en la cual se evita sobrecargar el autotransformador de 500/132 kV de Henderson se analizaron 3 casos:

Caso C: se incrementaron las demandas en un 6% y se consideró 1 generador en servicio en San Nicolás.

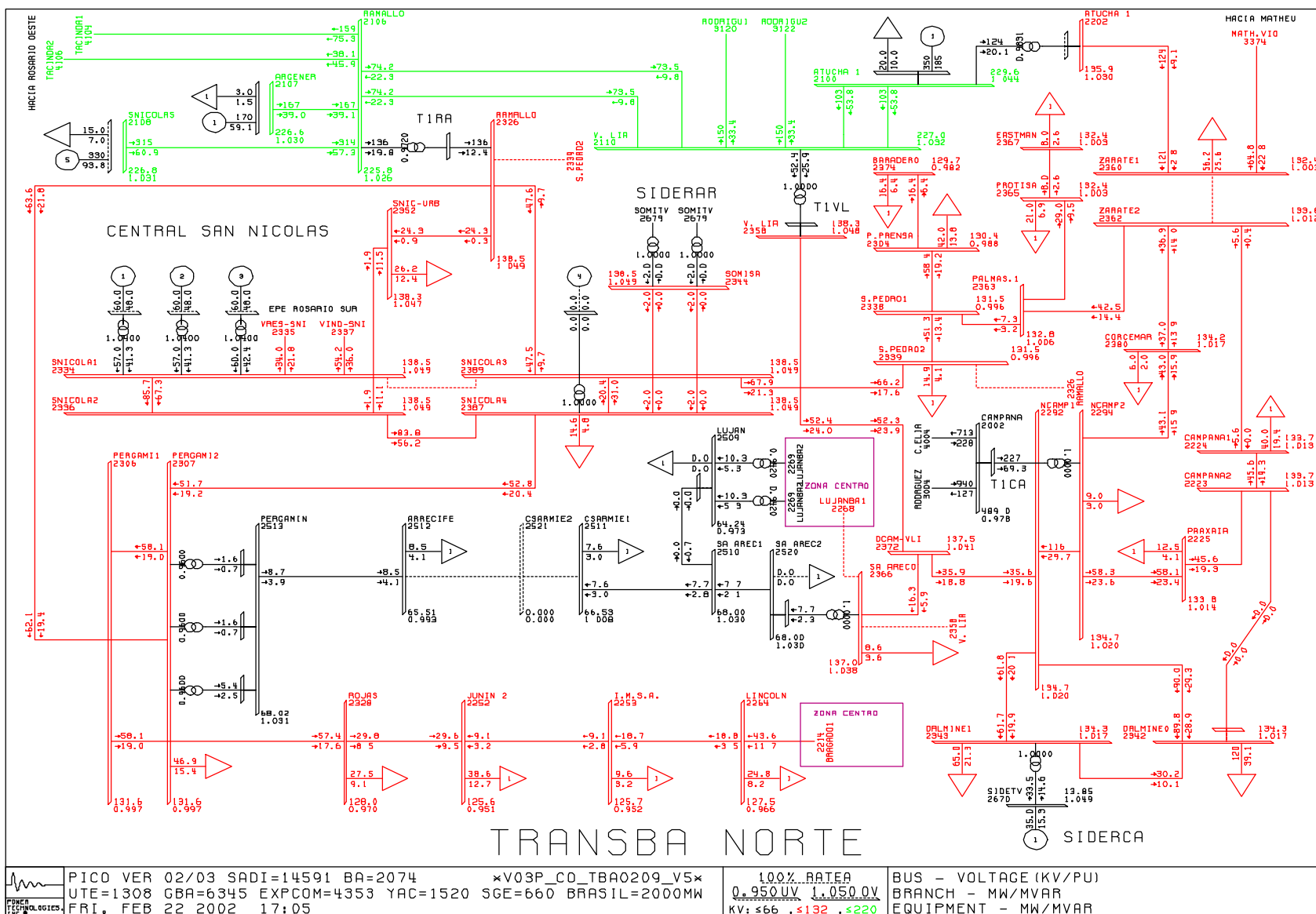
Caso D: se incrementaron las demandas en un 9% y se consideraron 2 generadores en servicio en San Nicolás.

Caso E: se incrementaron las demandas en un 13% y se consideraron 3 generadores en servicio en San Nicolás.

En las Figuras 7.3.1.1.8 a 7.3.1.1.12 se muestran los diagramas de flujo resultantes obtenidos para cada uno de los casos anteriores según las condiciones indicadas.

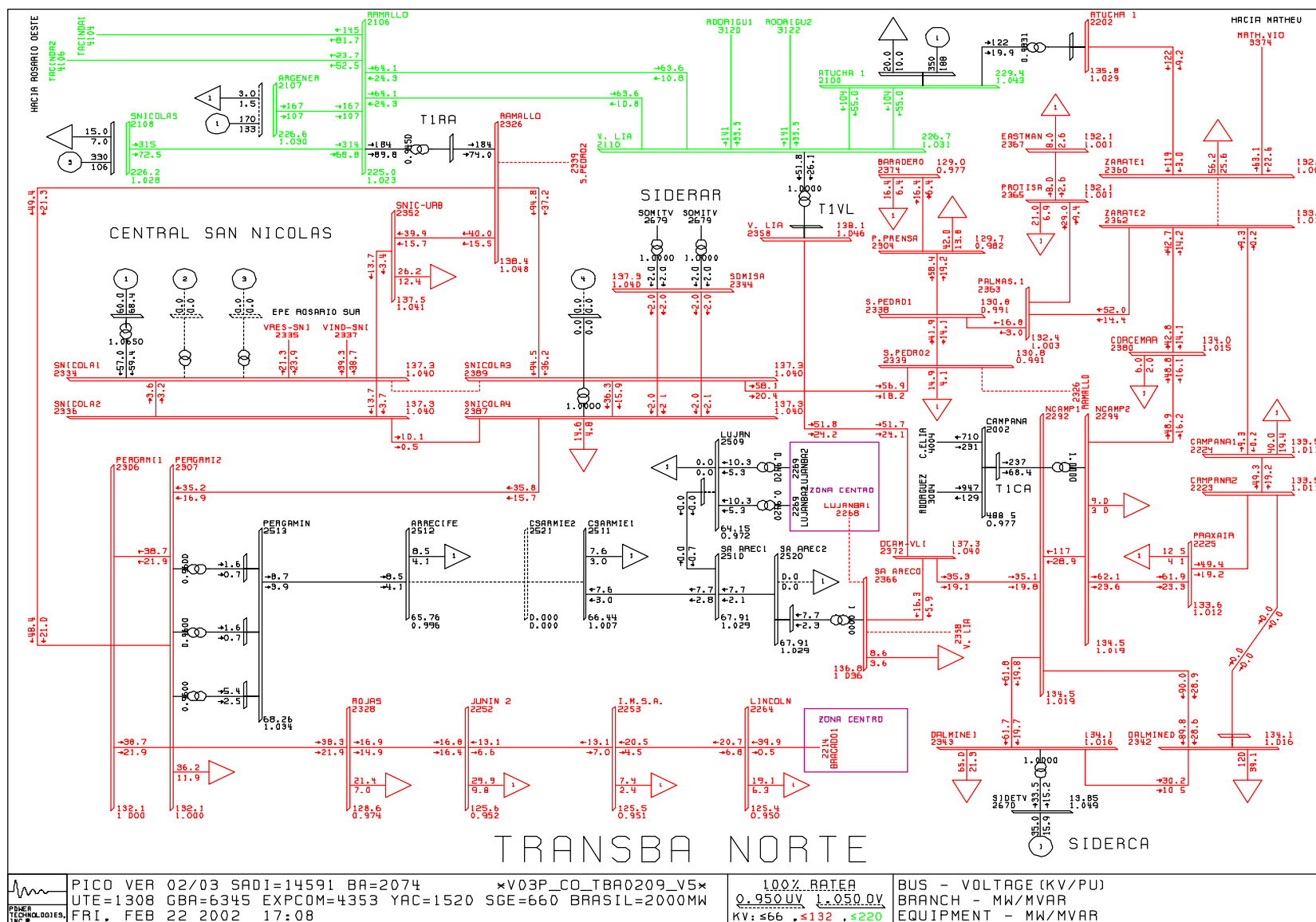


**Figura 7.3.1.1.8 – Caso A - Corredor Bragado – Ramallo/San Nicolás 132 kV (mínima generación en San Nicolás)**

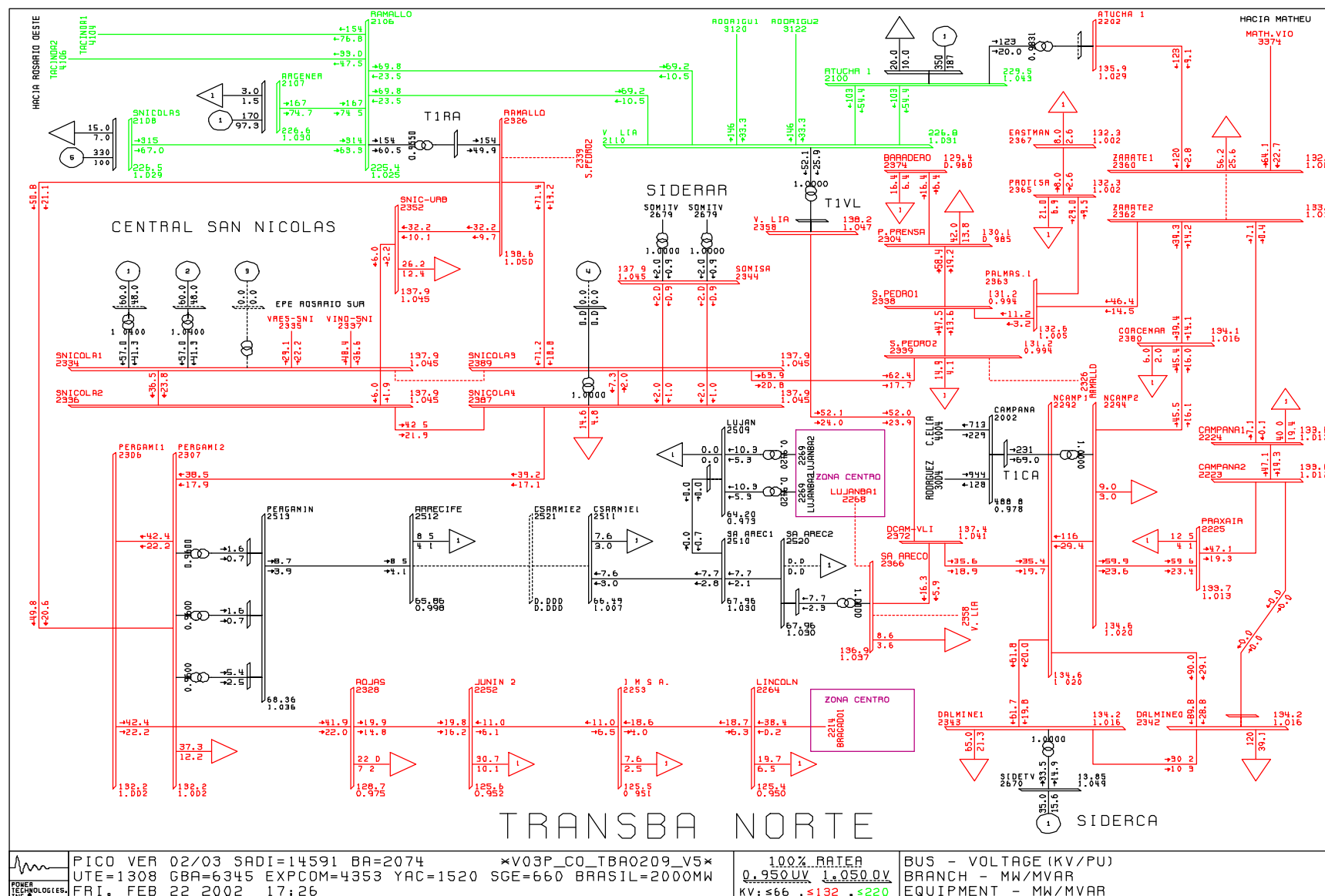


**Figura 7.3.1.1.9 – Caso B - Corredor Bragado – Ramallo/San Nicolás 132 kV (máxima generación en San Nicolás)**

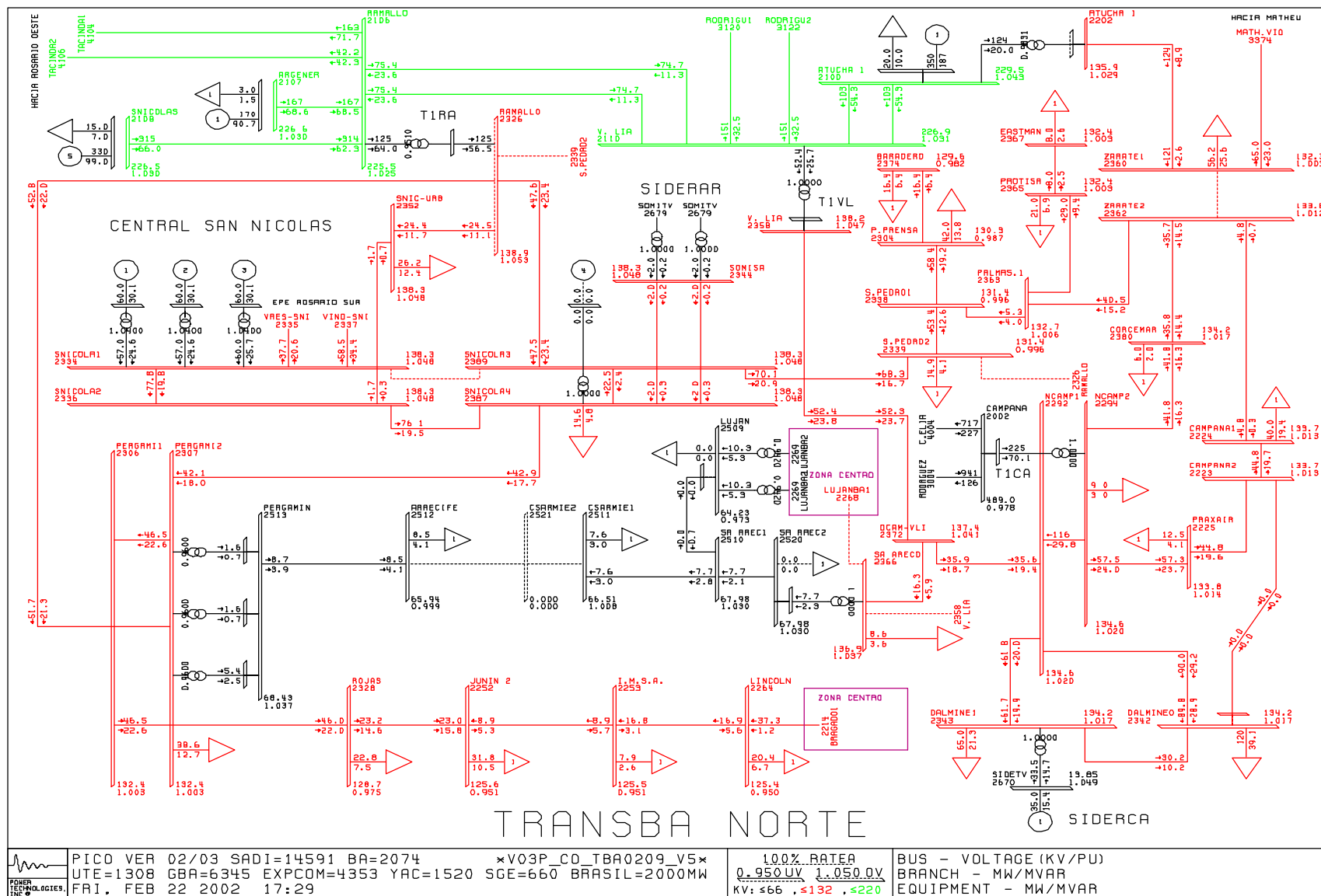




**Figura 7.3.1.1.10 – Caso C - Corredor Bragado – Ramallo/San Nicolás 132 kV**



**Figura 7.3.1.1.11 – Caso D - Corredor Bragado – Ramallo/San Nicolás 132 kV**



**Figura 7.3.1.1.12 – Caso E - Corredor Bragado – Ramallo/San Nicolás 132 kV**

Estos porcentajes de incrementos de demandas se toman con respecto a las demandas consideradas en el caso original (pico de verano 2002-2003), manteniendo la distribución de potencias activas del caso original y adoptando un  $\cos \phi$  de 0.95 constante en las demandas.

En la Tabla 7.3.1.1.2 se indican los valores de transferencias límites resultantes en los flujos de carga correspondientes a los casos A y B, para evaluar las transferencias posibles en este corredor en el supuesto caso que se incorporara mayor capacidad de transformación en Henderson. En la Tabla 7.3.1.1.3 se indican los valores de transferencias límites registrados en los flujos de carga correspondientes a los casos C, D y E. El valor que se adopta como límite para cada línea es el mayor valor de estos últimos tres casos, ya que en estos, con el valor de tensión adoptado en barras de 132 kV de Bragado, se evita la sobrecarga del autotransformador de 500/220 kV de Henderson.

**Tabla 7.3.1.1.2 - Transferencias límites Corredor Bragado – Ramallo/San Nicolás 132 kV – Casos A y B**

Línea		Transferencias registradas [MVA]	
		Caso A min. Gen SN	Caso B max. Gen. SN
Bragado	Lincoln	47.9	46.3
Lincoln	IMSA	21.0	19.1
IMSA	Junín	11.4	9.5
Junín	Rojas	28.7	31.1
Rojas	Pergamino	57.0	60.0
Pergamino	Ramallo	64.1	65.1
Pergamino	San Nicolás	52.3	55.2

**Tabla 7.3.1.1.3 - Transferencias límites Corredor Bragado – Ramallo/San Nicolás 132 kV – Casos C, D y E**

Línea		Transferencias registradas [MVA]			
		Caso C 1 Gen SN	Caso D 2 Gen SN	Caso E 3 Gen SN	Límite Adoptado
Bragado	Lincoln	40.9	39.4	38.2	<b>41</b>
Lincoln	IMSA	21.8	19.7	17.8	<b>22</b>
IMSA	Junín	14.9	12.8	10.6	<b>15</b>
Junín	Rojas	23.5	25.6	27.9	<b>28</b>
Rojas	Pergamino	44.1	47.3	51.0	<b>51</b>
Pergamino	Ramallo	52.8	53.9	55.9	<b>56</b>
Pergamino	San Nicolás	39.0	42.5	45.8	<b>46</b>

Tal como se estableció en casos anteriores se destaca que estos valores de transferencia no constituyen un valor límite absoluto, sino que pueden ser tomados como valores de referencia. Estos indican que una vez superados los mismos

probablemente aparecerán problemas de tensión en distintos puntos del corredor Bragado – Ramallo/San Nicolás 132 kV, ya que como se vio anteriormente los valores de tensión en cada uno de los nodos de este corredor dependen de muchos factores.

### **7.3.1.2 ESTUDIOS DETALLADOS DE RESTRICCIONES EN CONDICIONES N-1**

En esta sección se presentan los estudios realizados para determinar las restricciones estáticas que aparecerían en el sistema de transporte por distribución troncal en condiciones N-1.

Para los estudios realizados se tomó como base el caso típico con obras de Pico de Verano 2002-2003, con el objeto de establecer las restricciones estáticas que aparecerían en un estado de demanda exigente cuando se encuentra fuera de servicio un elemento de transmisión.

Debido a la gran cantidad de líneas y transformadores existentes en el área de concesión de TRANSBA S.A. se analizaron únicamente los casos N-1 que se consideran más críticos.

Los casos críticos analizados son los mismos que se determinaron con los estudios realizados para la Guía de Referencia de Transba S.A. 2000-2007 y que se presentan en dicha Guía en el Anexo 7, Sección 3.1.2 “Análisis Sistemático de Contingencias”. Se puede adoptar esta hipótesis debido a que no se han presentado cambios sustanciales en la topología de la red de Transba S.A. que justifiquen una nueva determinación de los casos críticos.

En cada caso se estableció la configuración operativa que podría adoptarse, así como también el porcentaje de corte de demanda en aquellos casos que fuera necesario, con el objeto de evitar la sobrecarga de transformadores o líneas y la operación fuera de la banda de tensión permitida ( $\pm 5\%$ ). Los porcentajes de corte de demanda que se indican están referidos a las demandas del caso base de Pico de Verano 2002-2003.

Cabe aclarar que en la operación real pueden presentarse escenarios y exigencias diferentes a las que aquí se consideran, por lo tanto las configuraciones operativas que podrían adoptarse en cada situación N-1, así como también los porcentajes de corte de demanda, pueden diferir de los presentados en esta Guía. Existen numerosos factores que condicionan la operación, entre estos se encuentran la disponibilidad de generación forzada, el apartamiento de las tensiones respecto de la banda exigida que pudiera admitir el OED, el estado real de la demanda y su evolución horaria prevista, etc. En todos los casos analizados se tomaron dos hipótesis de trabajo, en primer lugar que el factor de potencia de las demandas tiene un valor de 0.95 y en segundo lugar se sacó de servicio la compensación shunt.

A continuación se da un listado de los N-1 analizados:

- Línea Bragado – Lincoln 132 kV fuera de servicio
- Línea Pergamino - Rojas 132 kV fuera de servicio
- Línea Henderson – Bragado 220 kV fuera de servicio
- Línea Bragado – Chivilcoy 132 kV fuera de servicio
- Línea Luján – Morón #2 132 kV fuera de servicio
- Línea Henderson – Trenque Lauquen 132 kV fuera de servicio
- Línea Bahía – Blanca Tornquist/Pigüe 132 kV fuera de servicio
- Línea Chascomús - Dolores 132 kV fuera de servicio
- Línea Dolores – San Clemente 132 kV fuera de servicio
- Línea Las Armas - Tandil 132 kV fuera de servicio
- Línea Gral. Madariaga - Las Armas 132 kV fuera de servicio
- Línea G. Chaves - Necochea 132 kV fuera de servicio
- Línea Olavarría – Azul 132 kV fuera de servicio
- Línea Azul – Cacharí 132 kV fuera de servicio
- Línea Olavarría – Henderson 132 kV fuera de servicio
- Autotransformador 1 de 500/132 kV de Bahía Blanca fuera de servicio
- Autotransformador 1 de 500/132 kV de Olavarría fuera de servicio
- Autotransformador 1 de 500/132 kV de Campana fuera de servicio
- Autotransformador 1 de 220/132 kV de Ramallo fuera de servicio
- Autotransformador 1 de 500/220 kV de Henderson fuera de servicio
- Autotransformador 2 de 500/132 kV de Henderson fuera de servicio.

### **Con línea Bragado – Lincoln 132 kV fuera de servicio**

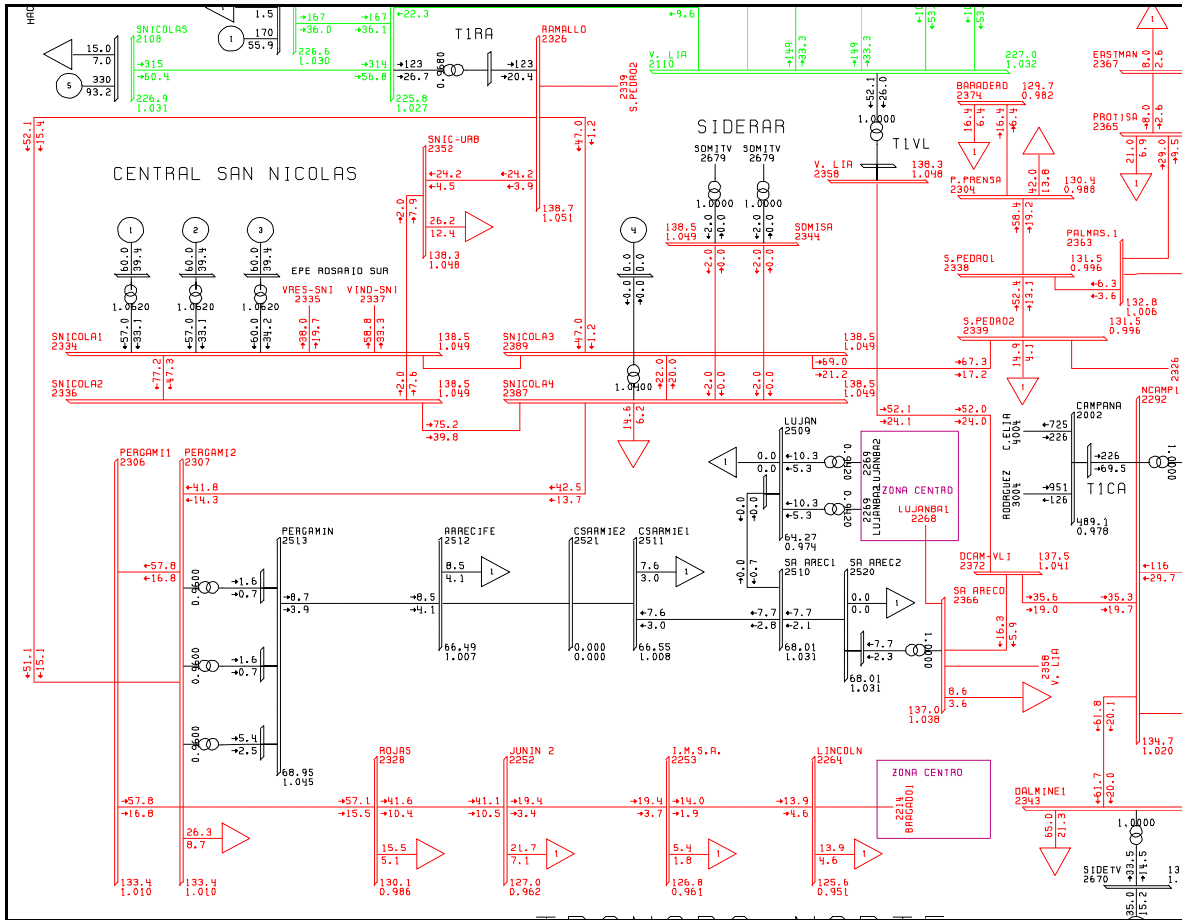
En este caso las EETT Lincoln, IMSA, Junín y Rojas quedan tomando carga en forma radial desde Pergamino y por lo tanto debe verificarse que no se originen sobrecargas en la línea Pergamino – Rojas caso contrario deberá recurrirse al corte de demanda.

Bajo esta hipótesis pueden establecerse nuevos límites de transmisión originados por la caída de tensión en las líneas restantes del corredor Bragado – Ramallo/San Nicolás.

Para obtener estos límites se parte del Flujo de Potencia que establece una tensión de 0.95 pu en barras de 132 kV de Lincoln siendo la tensión en barras de 132 kV de Ramallo y San Nicolás de 1.05 pu. Para poder obtener este nivel de tensión en San Nicolás es necesaria la puesta en servicio de las tres máquinas generadoras en San Nicolás.

Para poder obtener un flujo con las características descriptas es necesario realizar un corte de demanda de 23% en las EETT Junín, IMSA, Lincoln, Pergamino y Rojas (25 MW).

En la Fig. 7.3.1.2.1 puede observarse el diagrama de flujo de cargas correspondiente a este caso.



**Figura 7.3.1.2.1 – Transferencias límites con Bragado – Lincoln fuera de servicio**

Cabe aclarar que respecto del factor de potencia se adoptó la misma hipótesis que para los estudios con red completa por lo tanto se tomó un valor de 0.95.

Los valores de transferencias límites obtenidos en este caso son los siguientes:

- Línea Junín – Lincoln: 20 MVA
- Línea Rojas – Junín: 43 MVA
- Línea Pergamino – Rojas: 60 MVA
- Línea Ramallo – Pergamino: 54 MVA
- Línea San Nicolás – Pergamino: 45 MVA

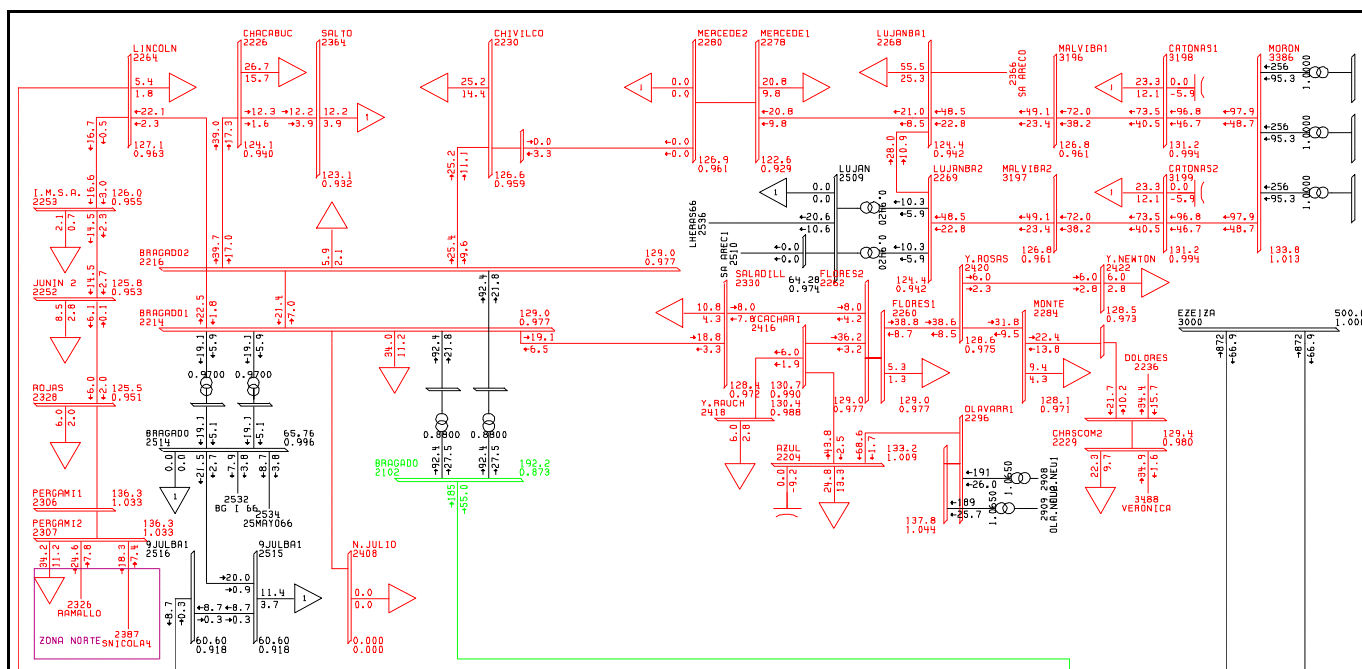
### Con línea Pergamino - Rojas 132 kV fuera de servicio

En este caso las EETT Lincoln, IMSA, Junín y Rojas quedan tomando carga en forma radial desde Bragado. En esta circunstancia aparecen sobrecargas en el autotransformador de 500/220 kV de Henderson y en las líneas Henderson – Bragado 220 kV y Bragado – Lincoln 132 kV. Además las tensiones en barras de 132 kV de estas EETT están por debajo del límite inferior de banda (llegando a valores de 0.6). Debido a esto debe recurrirse al corte de demanda. Esta situación se agrava porque frente al crecimiento vegetativo de la demanda no se han registrado incorporaciones en transmisión en la zona y no existe ninguna solicitud de acceso en trámite. De hecho las



Bajo esta hipótesis pueden establecerse nuevos límites de transmisión originados por las caídas de tensión en las líneas restantes del corredor Bragado – Ramallo/San Nicolás.

Estos límites se obtienen a partir del flujo de potencia que establece una tensión de 0.95 pu en barras de 132 kV de Rojas siendo la tensión en barras de 132 kV de Bragado la máxima que se pueda presentar de modo de evitar las sobrecargas antes mencionadas.



**Figura 7.3.1.2.2 – Transferencias límites con Pergamino – Rojas fuera de servicio**

Para lograr un flujo de cargas en las condiciones anteriormente citadas fue necesario realizar un 70% de corte de demanda en las EETT Junín, IMSA, Lincoln y Rojas (total de 46.2 MW).

En la Figura 7.3.1.2.2 se muestra el diagrama de flujo de cargas correspondiente a este caso.

Los valores de transferencias límites obtenidos en este caso son los siguientes:

- Línea Junín – Lincoln: 15 MVA
- Línea Rojas – Junín: 6 MVA
- Línea Bragado – Lincoln: 23 MVA

### Con línea Henderson – Bragado 220 kV fuera de servicio

Con la línea Henderson – Bragado fuera de servicio es imposible abastecer la totalidad de la demanda de Pico de Verano, debido a las sobrecargas que aparecen en muchas

líneas del sistema (Olavarría – Azul, Pergamino – Rojas, Morón – Luján #1 y #2 en caso de estar cerrado el corredor Bragado – Luján, etc.) y a que los valores de tensión en barras de las EETT cercanas a Bragado toman valores inadmisibles que permiten decir que la zona va al colapso de tensión. Ante esta situación y para evitar el colapso de tensión, queda como único recurso la aplicación de un fuerte corte de demanda en muchas de las EETT de la zona con un esquema tal que permita minimizar los cortes.

Para el caso analizado se estableció la siguiente configuración topológica:

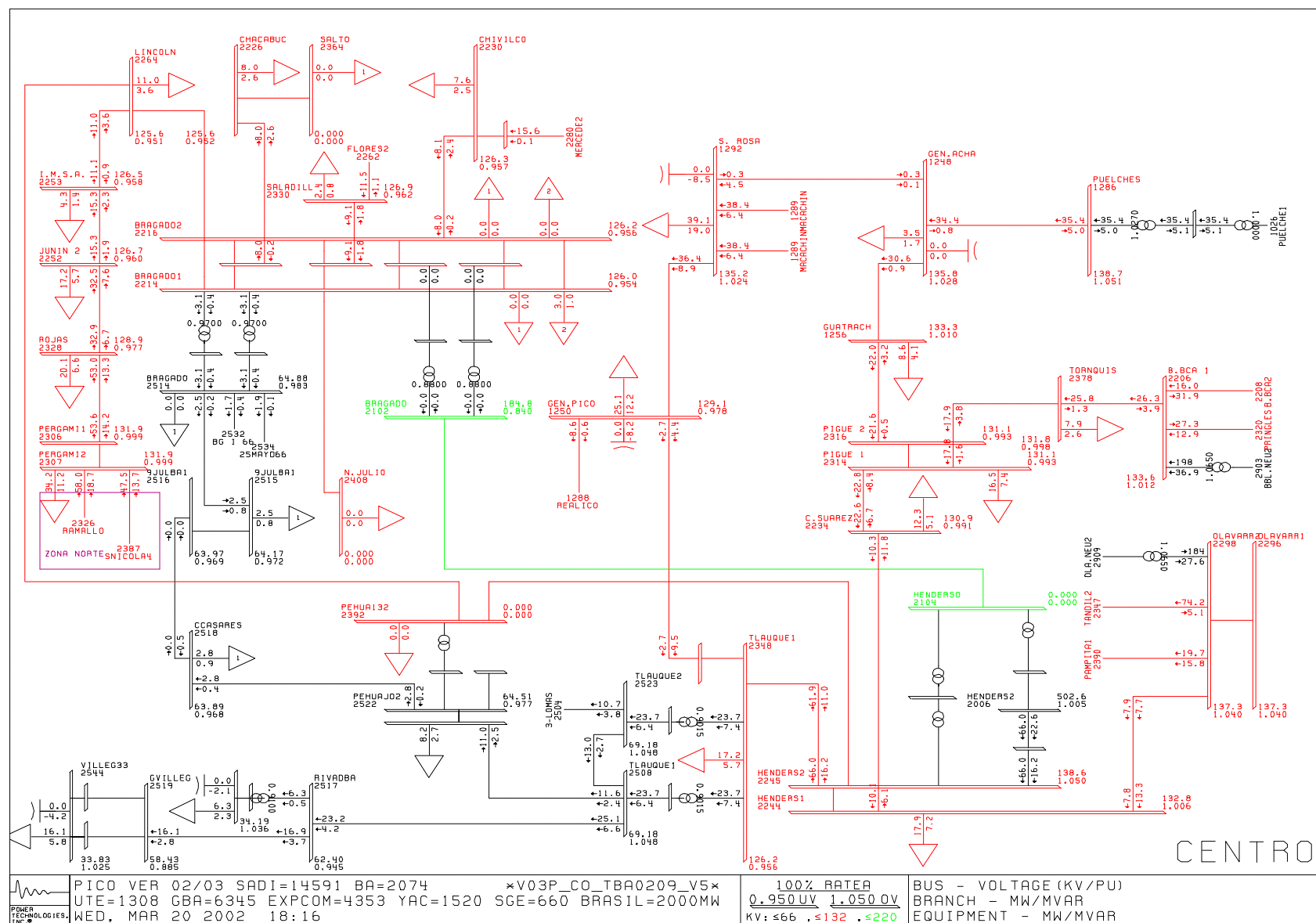
- Carlos Casares toma carga desde T. Lauquen y se abre el interruptor de 9 de Julio salida a C. Casares.
- Salto toma carga en 33 kV desde Arrecifes.
- Se abre el interruptor de acoplamiento de barras de 132 kV de Bragado.
- Se reconecta la línea Mercedes – Luján 132 kV que estaba abierta en el caso original por problemas de tensión en la zona.
- Chacabuco y Chivilcoy 132 kV toman carga desde Luján. Ambas demandas se vinculan a través de una de las barras de 132 kV de la ET Bragado.
- Lincoln, IMSA, Junín y Rojas toman carga en forma radial desde Pergamino, se abre el interruptor de Bragado salida Lincoln.
- Nueve de Julio, Bragado 66, Bragado 132, 25 de Mayo y Saladillo quedan tomando carga en forma radial desde Las Flores.

Los cortes de demandas a aplicar en cada ET de esta zona obedecen a distintos motivos que se describen a continuación:

- Se corta el 100% de la demanda de la Acería Bragado (un total de 34 MW). Existe la posibilidad de alimentar el 50% de la demanda (1 horno), pero en esta situación la tensión en Bragado 132 kV es inferior a 0.95 pu y este valor es insuficiente para encender el horno restante, por lo tanto no se mantiene ningún horno en servicio.
- En Chacabuco y Chivilcoy se debe realizar un 70% de corte de demanda (un total de 36.3 MW) a fin de que no aparezcan sobrecargas en las líneas Morón – Luján #1 y #2, y que la tensión en barra de Chacabuco 132 kV no sea inferior a 0.95 pu.
- En Junín, IMSA y Lincoln se debe realizar un 39% de corte de demanda (un total de 20.7 MW) a fin de que la tensión en barras de 132 kV de Lincoln no sea inferior a 0.95 pu (partiendo con una tensión de 1.05 pu en Ramallo y San Nicolás) y evitar la sobrecarga de la línea Pergamino – Rojas.
- En Saladillo, Bragado 66, 25 de Mayo y 9 de Julio se debe realizar un 78% de corte de demanda (un total de 30 MW) a fin de que la tensión en barras de 132 kV de 9 de Julio no sea inferior a 0.95 pu.
- En Bragado 132 se debe realizar un 50% de corte de demanda (un total de 3 MW) a fin de que la tensión en barras de 132 kV de Bragado no sea inferior a 0.95 pu.
- En Casares 132 kV se debe realizar un 67% de corte de demanda (un total de 5.4 MW) para que las tensiones en barras de 132 kV de C. Casares y Trenque Lauquen no sean inferiores a 0.95 pu.
- En Arrecifes 66 y Salto 33 se debe realizar un 19% de corte de demanda (un total de 3.9 MW) a fin de que las tensiones en barras de 66 kV de Arrecifes y en barras de 33 kV de Salto no sean inferiores a 0.95 pu.

Los cortes totales a aplicar son de 133.3 MW, que corresponden al 52% del total de demandas de dichas EETT.

En la Figura 7.3.1.2.3 se muestra el diagrama de flujo de carga resultante en estas condiciones.



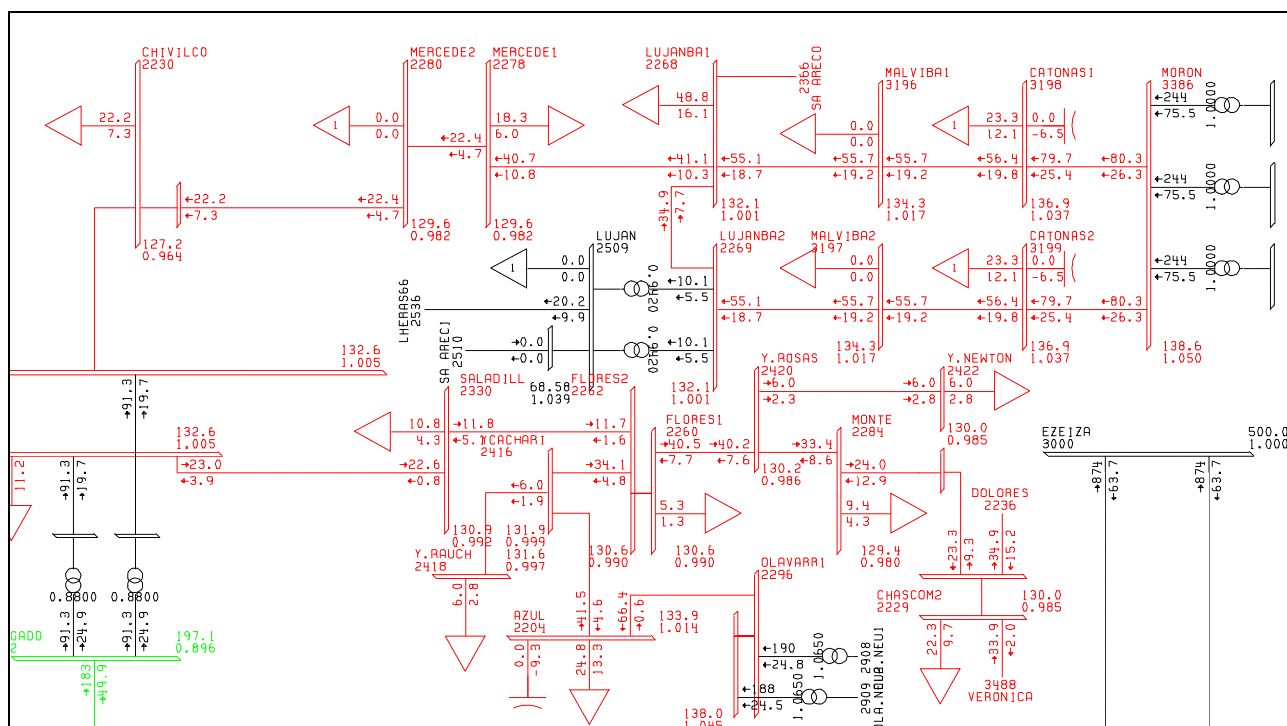
**Figura 7.3.1.2.3 Transferencias Límites con línea Henderson – Bragado 220 kV**

### Con línea Bragado – Chivilcoy 132 kV fuera de servicio

Es necesario aclarar que para el análisis de este caso al quedar fuera de servicio la línea Bragado – Chivilcoy debe ponerse en servicio la línea Mercedes – Luján que en operación normal está abierta por problemas de control de tensión en todo el corredor. Por lo tanto las EETT Chivilcoy y Mercedes quedan tomando carga en forma radial desde Morón. En esta circunstancia la tensión en barras de 132 kV de Chivilcoy es inferior 0.95 pu cuando la tensión en barras de 132 kV de Morón es de 1.05 pu.

Para poder llevar la tensión de Chivilcoy a 0.95 pu el único recurso que queda es recurrir al corte de demanda. Para lograr este flujo de cargas es necesario realizar un 12% de corte de demanda en las EETT Chivilcoy, Mercedes y Luján (un total de 12.2 MW), adicionalmente debe apelarse a la regulación del transformador en Morón para mantener la tensión en 1.05 pu en barras de 132 kV después de la maniobra.

En la Figura 7.3.1.2.4 se muestra el diagrama de flujo de cargas correspondiente a este caso.



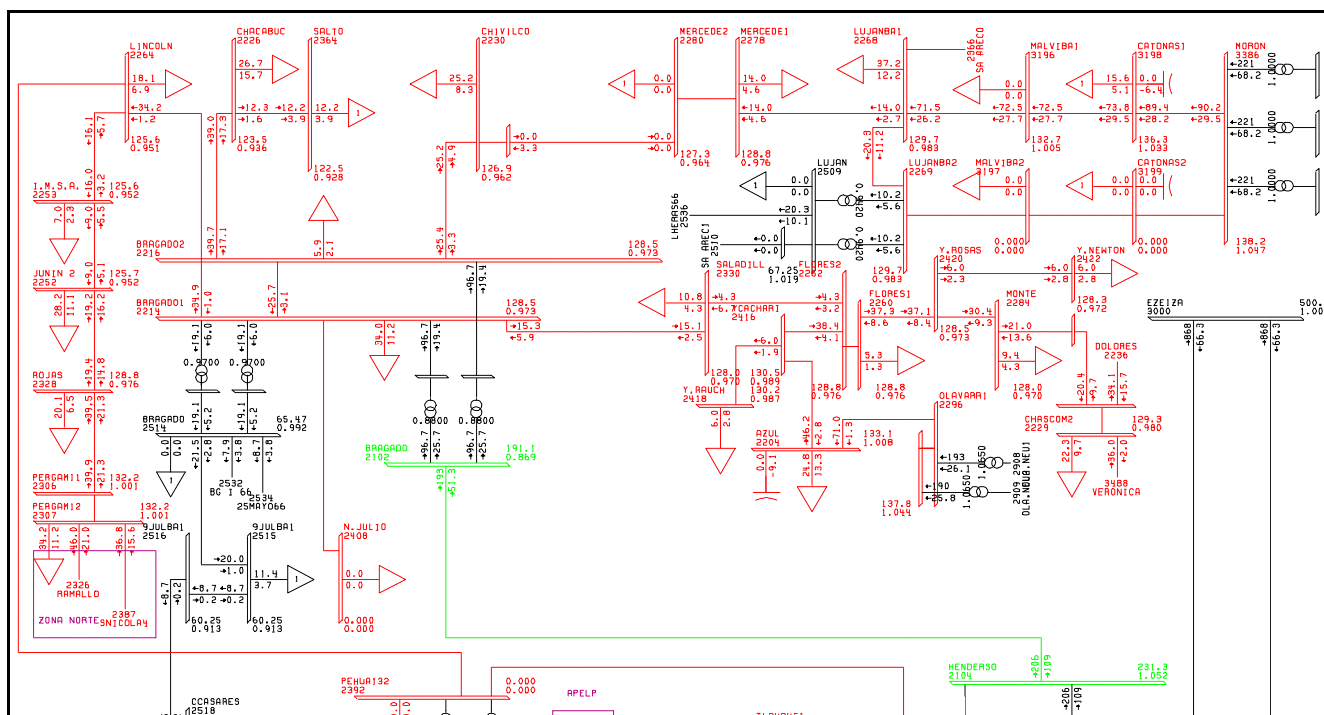
**Figura 7.3.1.2.4. – Transferencias límites previstas con línea Bragado – Chivilcoy 132 kV fuera de servicio**

Cabe aclarar que al entrar en servicio la ET Zappalorto de EDENOR las demandas de la ET Malvinas 132 kV pasan a alimentarse desde la misma lo cual trae como consecuencia que ante la salida de la línea Bragado – Chivilcoy 132 kV no se sobrecarguen las líneas Morón – Luján y el porcentaje de corte de demanda sea menor respecto de años anteriores.

## Con línea Luján – Morón #2 132 kV fuera de servicio

En este caso las EETT Mercedes, Luján y Catonas (estas dos últimas de EDENOR S.A.) quedan tomando carga en forma radial desde Morón a través de la terna restante que vincula Morón con Luján. En esta circunstancia aparecen sobrecargas inadmisibles en la línea Luján – Morón #1 132 kV y niveles de tensión por debajo de 0.95 pu en barras de 132 kV de Luján y Mercedes, aún saliendo con una tensión de 1.05 pu en barras de 132 kV de Morón. Con relación a la demanda de la ET Malvinas, tal como se mencionó anteriormente, se espera que se alimente desde la ET Zappalorto en el primer escenario de estudio de la Guía de Referencia por lo cuál para la red de Transba es como si estuviera desconectada.

A los efectos de evitar las sobrecargas que se presentan queda como único recurso realizar un corte de demanda, debido a que es imposible transferir carga para el nodo Bragado ya que en esta situación se produciría la sobrecarga del autotransformador de 500/220 kV de Henderson. Para lograr un flujo de cargas donde se eviten estas sobrecargas es necesario realizar un 33% de corte de demanda en Mercedes, Luján y Catonas (total 32.8MW).



**Figura 7.3.1.2.5. – Transferencias límite con línea Luján – Morón #2 132 kV fuera de servicio**

Tal como en el caso original, se mantiene abierto el acoplador de barras de 132 kV de Mercedes para evitar caídas de tensión en Bragado 132 kV y barras vinculadas. La demanda de la ET Mercedes se alimenta desde la ET Morón. De la misma manera que en los casos anteriores se adoptó como hipótesis de trabajo un valor de 0.95 para el  $\cos \phi$  de las demandas vinculadas al corredor.

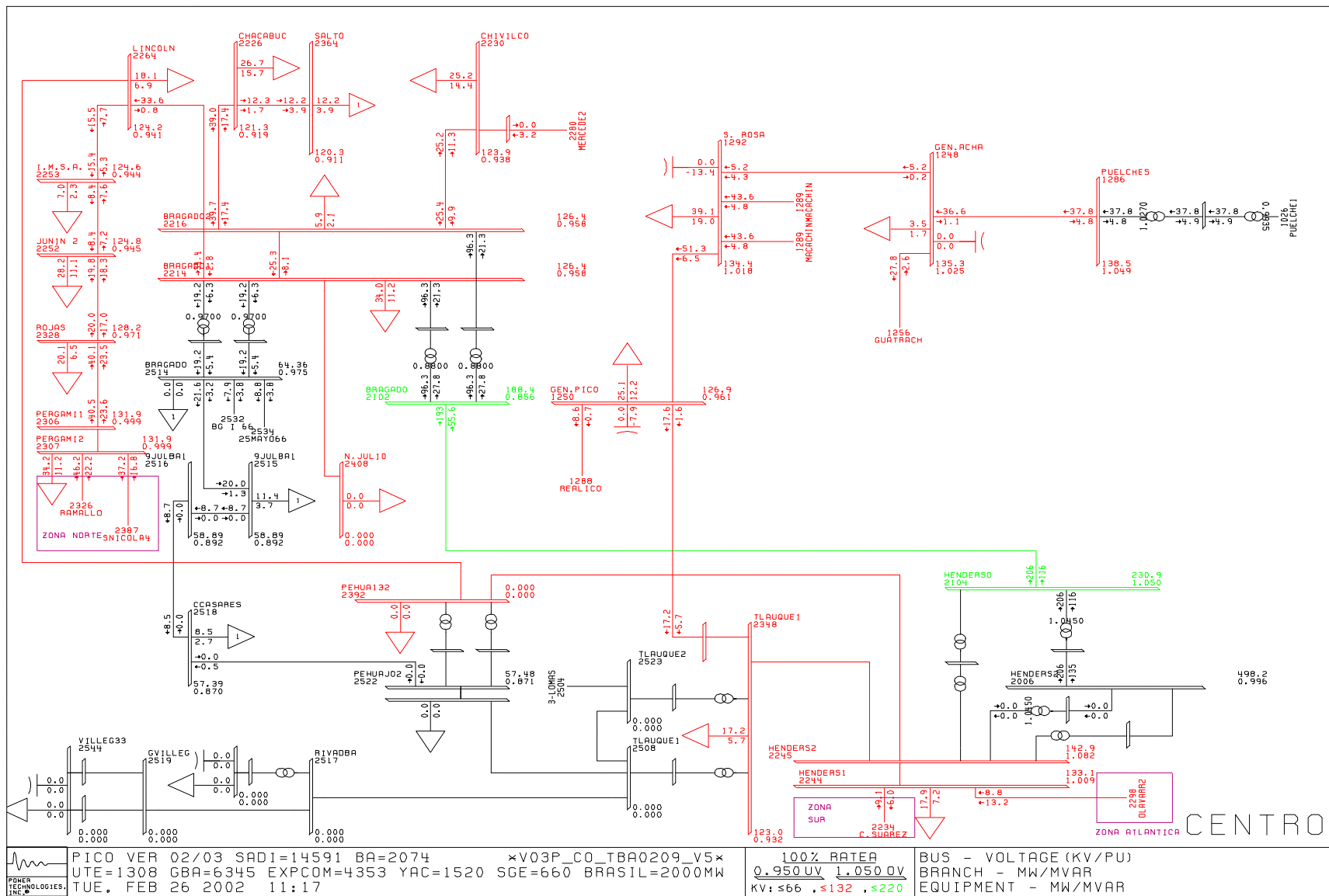
En la Figura 7.3.1.2.5 se muestra el diagrama de flujo de cargas correspondiente a este caso.

### **Con línea Henderson – Trenque Lauquen 132 kV fuera de servicio**

En este caso se produce la pérdida total de las demandas alimentadas desde T. Lauquen y en un escenario de Pico de Verano como el estudiado es imposible reponer parte de la carga a través de la línea T. Lauquen – Gral. Pico 132 kV, debido a que la tensión resultante en barras de 132 kV de T. Lauquen es inferior a 0.95 pu aún saliendo con una tensión de 1.05 pu en barras de 132 kV de Puelches y Macachín. Tampoco es posible transferir parte de la carga de Pehuajó hacia el nodo Bragado ya que en el Caso Base se está partiendo con una sobrecarga en los autotransformadores de 132/66 kV de Bragado y el perfil de tensiones en las barras vinculadas se encuentra por debajo de 0.9 pu debido al atraso en las obras propuestas para este escenario en la Guía de Referencia anterior.

La demanda total que se pierde en este caso es de 41 MW, correspondientes a las demandas totales de T. Lauquen, Pehuajó, Tres Lomas, Saliqueló, Rivadavia y Gral. Villegas (las últimas cuatro EETT pertenecen a EDEN S.A.).

En la Figura 7.3.1.2.6 se muestra el diagrama de flujo de cargas correspondiente a este caso.



**Figura 7.3.1.2.6 – Con línea Henderson – T. Lauquen fuera de servicio**

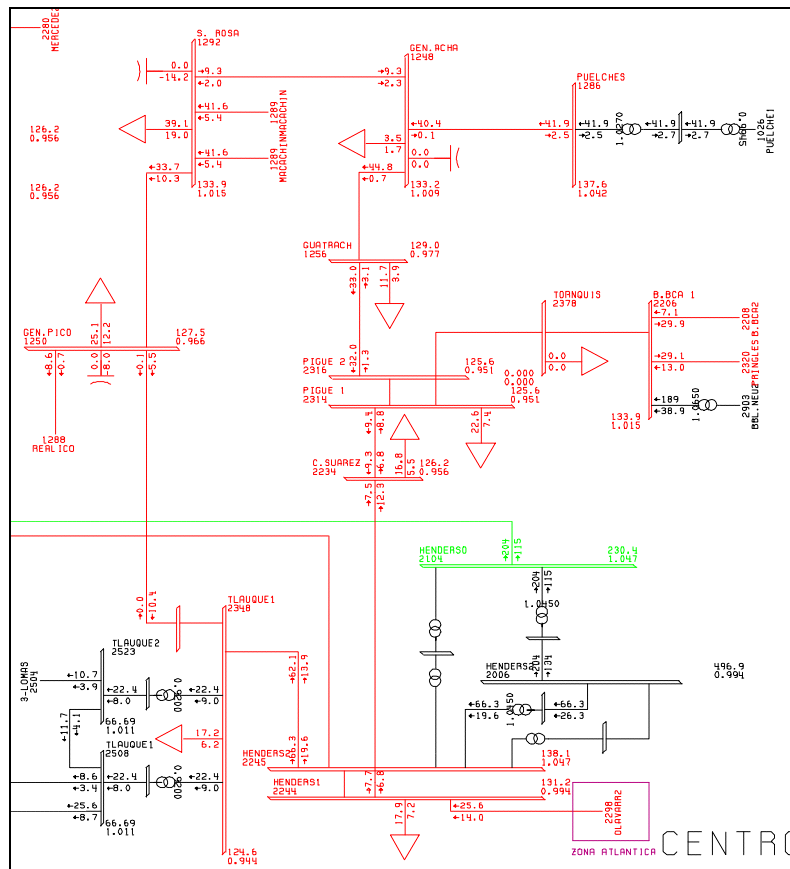


En este caso debido a la nueva línea 132 kV Gral. Acha – Guatrache, ante la apertura de este corredor, las EETT Pigüe, Cnel. Suarez y Henderson se alimentan desde Olavarría, Puelches y Macachín lo cual le da a estas EETT un soporte de tensión muy importante.

Para lograr el flujo en las condiciones anteriormente citadas fue necesario modificar la demanda incrementándola un 37% en las EETT Guatrache, Pigüe, Cnel. Suarez y Henderson (Total de 13.8 MW). De la misma manera que en los casos anteriores se adoptó como hipótesis de trabajo un factor de potencia igual a 0.95.

Los valores de transferencias límites obtenidos en este caso son los siguientes:

- Línea Olavarría – Henderson: 29 MVA
- Línea Henderson – Cnel. Suarez: 10 MVA
- Línea Cnel. Suarez – Pigüe: 12 MVA
- Línea Pigüe - Guatraché: 32 MVA



**Figura 7.3.1.2.7 – Transferencias límites con línea Bahía – Blanca Tornquist/Pigüe 132 kV fuera de servicio**

## **Con línea Chascomús - Dolores 132 kV fuera de servicio**

En este caso las EETT las Armas, Gral. Madariaga, V. Gesell, Pinamar, Mar de Ajó, Mar del Tuyú, San Clemente y Dolores reciben alimentación desde una única línea de 132 kV que las conecta al resto del sistema (Tandil – Las Armas) y desde las CT de V. Gesell y Mar de Ajó. Las tensiones resultantes en barras de 132 kV de estas EETT son muy inferiores a 0.95 pu (del orden de 0.7 pu) (se aclara que tal como en los casos anteriores se adoptó como hipótesis de trabajo un valor de factor de potencia de 0.95 para las demandas y se desconectó la compensación shunt en la zona bajo análisis) presentándose además una sobrecarga en la línea Tandil- Las Armas. A los efectos de compensar la falta de reactivo ocasionada por sacar de servicio la compensación shunt y evitar que la generación alcance valores fuera de la curva de capacidad se debe aumentar la cantidad de máquinas despachadas en Mar del Plata y en Necochea. Adicionalmente al producirse variación en la demanda aparecen problemas de control de tensión. El único recurso que queda para restablecer los valores de tensión en barras de 132 kV a sus niveles permitidos es el corte de carga.

Ante esta situación se pueden obtener nuevos límites de transmisión originados por las caídas de tensión en las líneas restantes de la zona norte de la costa atlántica.

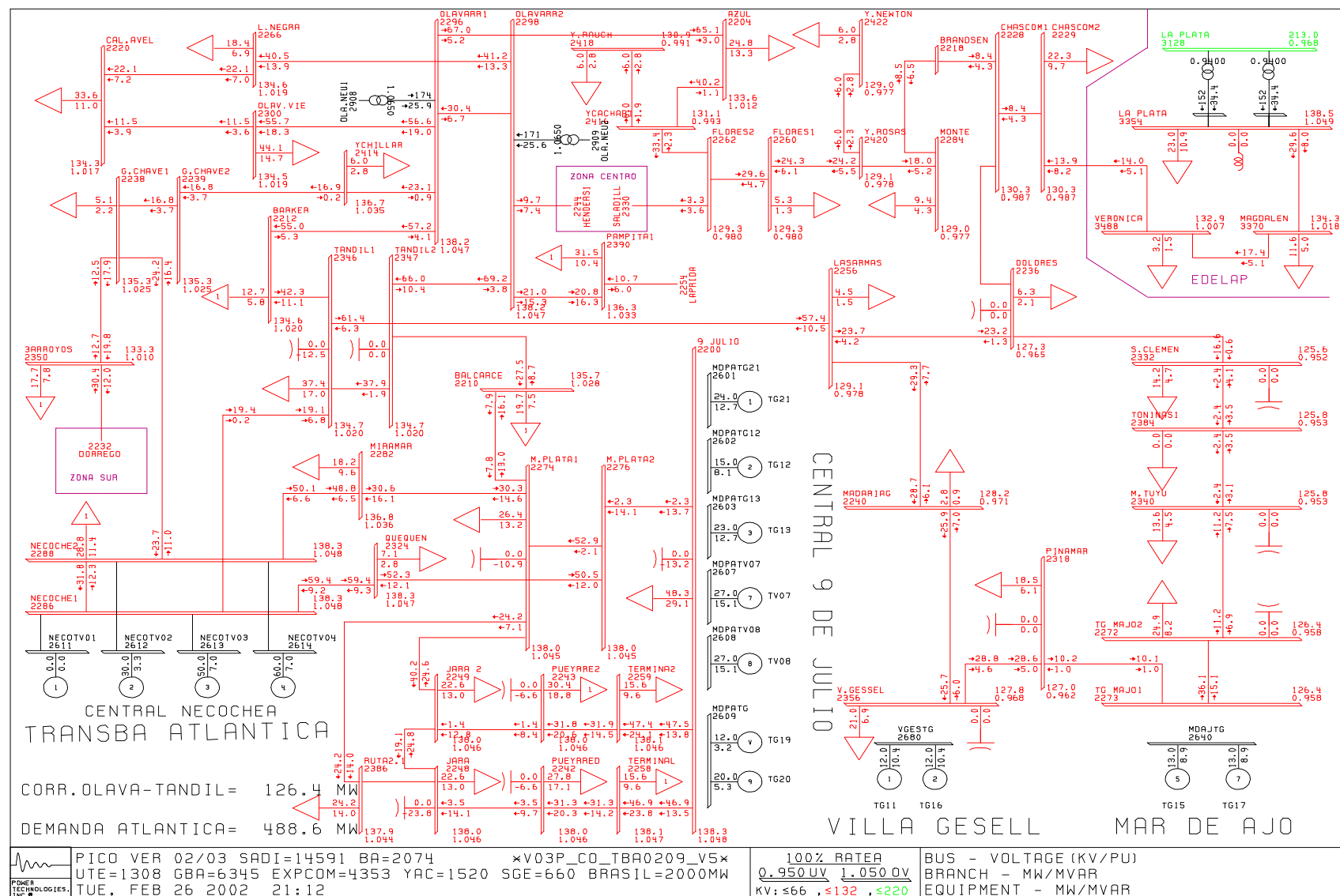
Para obtener el valor de estos límites se debe partir del flujo de potencia que establece una tensión de 0.95 pu en barras de 132 kV de San Clemente ó Mar del Tuyú (nodos de menor tensión) siendo la tensión en barras de 132 kV de Olavarría, Mar del Plata y Necochea de 1.05 pu.

Para lograr el flujo en las condiciones anteriormente citadas fue necesario realizar un 19% de corte de demanda a  $\cos \varnothing$  constante en las EETT Las Armas, Gral. Madariaga, V. Gesell, Pinamar, Mar de Ajó, Mar del Tuyú, San Clemente y Dolores (un total de 22,5 MW). Asimismo se sacó de servicio la compensación shunt en las siguientes EETT Dolores, Villa Gesell, Pinamar, M. Ajó, M. del Tuyú y San Clemente. Cabe aclarar que este valor de corte de demanda es indicativo debido a que es el resultado de una simulación, es probable que en la realidad los problemas de control de tensión sean mayores por lo cual quizás sea necesario recurrir a un mayor corte de demanda.

En la Figura 7.3.1.2.8 se muestra el diagrama de flujo de cargas correspondiente a este caso.

Los valores de transferencias límites obtenidos en este caso son los siguientes:

- Línea Tandil – Las Armas: 62 MVA
- Línea Las Armas – Gral. Madariaga: 30 MVA
- Línea Gral. Madariaga – V- Gesell: 27 MVA
- Línea V. Gesell – Pinamar: 29 MVA
- Línea Pinamar – Mar de Ajó: 10 MVA
- Línea Mar de Ajó – San Clemente: 13 MVA
- Línea San Clemente – Dolores: 17 MVA
- Línea Las Armas – Dolores: 24 MVA



**Figura 7.3.1.2.8 – Con Línea Chascomús – Dolores fuera de servicio**

## **Con línea Dolores – San Clemente 132 kV fuera de servicio**

En este caso las EETT Gral. Madariaga, V. Gesell, Pinamar, Mar de Ajo, Mar del Tuyú y San Clemente reciben alimentación desde una única línea de 132 kV que las conecta al resto del sistema (Las Armas – Gral. Madariaga) y desde las CT de V. Gesell y Mar de Ajó. Las tensiones resultantes en barras de 132 kV de estas EETT son muy inferiores a 0.95 pu – del orden de 0.7 pu - (se aclara que tal como en los casos anteriores se adoptó como hipótesis de trabajo un valor de factor de potencia de 0.95 para las demandas y se desconectó la compensación shunt en la zona bajo análisis) y debe controlarse que no se produzca una sobrecarga sobre la línea Gral. Madariaga – Las Armas. A los efectos de compensar la falta de reactivo ocasionada por sacar de servicio la compensación shunt y evitar que la generación alcance valores fuera de la curva de capacidad se debe aumentar la cantidad de máquinas despachadas en Mar del Plata. Adicionalmente al producirse variación en la demanda aparecen problemas de control de tensión. El único recurso que queda para restablecer los valores de tensión en barras de 132 kV a sus niveles permitidos es el corte de carga.

Ante esta situación se pueden obtener nuevos límites de transmisión originados por las caídas de tensión en las líneas restantes de la zona norte de la costa atlántica.

Para obtener el valor de estos límites se debe partir del flujo de potencia que establece una tensión de 0.95 pu en barras de 132 kV de San Clemente siendo la tensión en barras de 132 kV de Olavarría, La Plata, Mar del Plata y Necochea de 1.05 pu.

Para lograr el flujo en las condiciones anteriormente citadas fue necesario realizar un 29% de corte de demanda a  $\cos \varnothing$  constante en las EETT Gral. Madariaga, V. Gesell, Pinamar, Mar de Ajó, Mar del Tuyú y San Clemente (un total de 32 MW). Asimismo se sacó de servicio la compensación shunt en las siguientes EETT Dolores, Villa Gesell, Pinamar, M. Ajó, M. del Tuyú y San Clemente. Cabe aclarar que este valor de corte de demanda es indicativo debido a que es el resultado de una simulación, es probable que en la realidad los problemas de control de tensión sean mayores por lo cual quizás sea necesario recurrir a un mayor corte de demanda.

En la Figura 7.3.1.2.9 se muestra el diagrama de flujo de cargas correspondiente a este caso.

Los valores de transferencias límites obtenidos en este caso son los siguientes:

- Línea Tandil – Las Armas: 39 MVA
- Línea Las Armas – Gral. Madariaga: 35 MVA
- Línea Gral. Madariaga – V- Gesell: 32 MVA
- Línea V. Gesell – Pinamar: 37 MVA
- Línea Pinamar – Mar de Ajó: 21 MVA
- Línea Mar de Ajó – San Clemente: 25 MVA
- Línea Chascomús – Dolores: 13 MVA
- Línea Dolores - Las Armas: 6 MVA

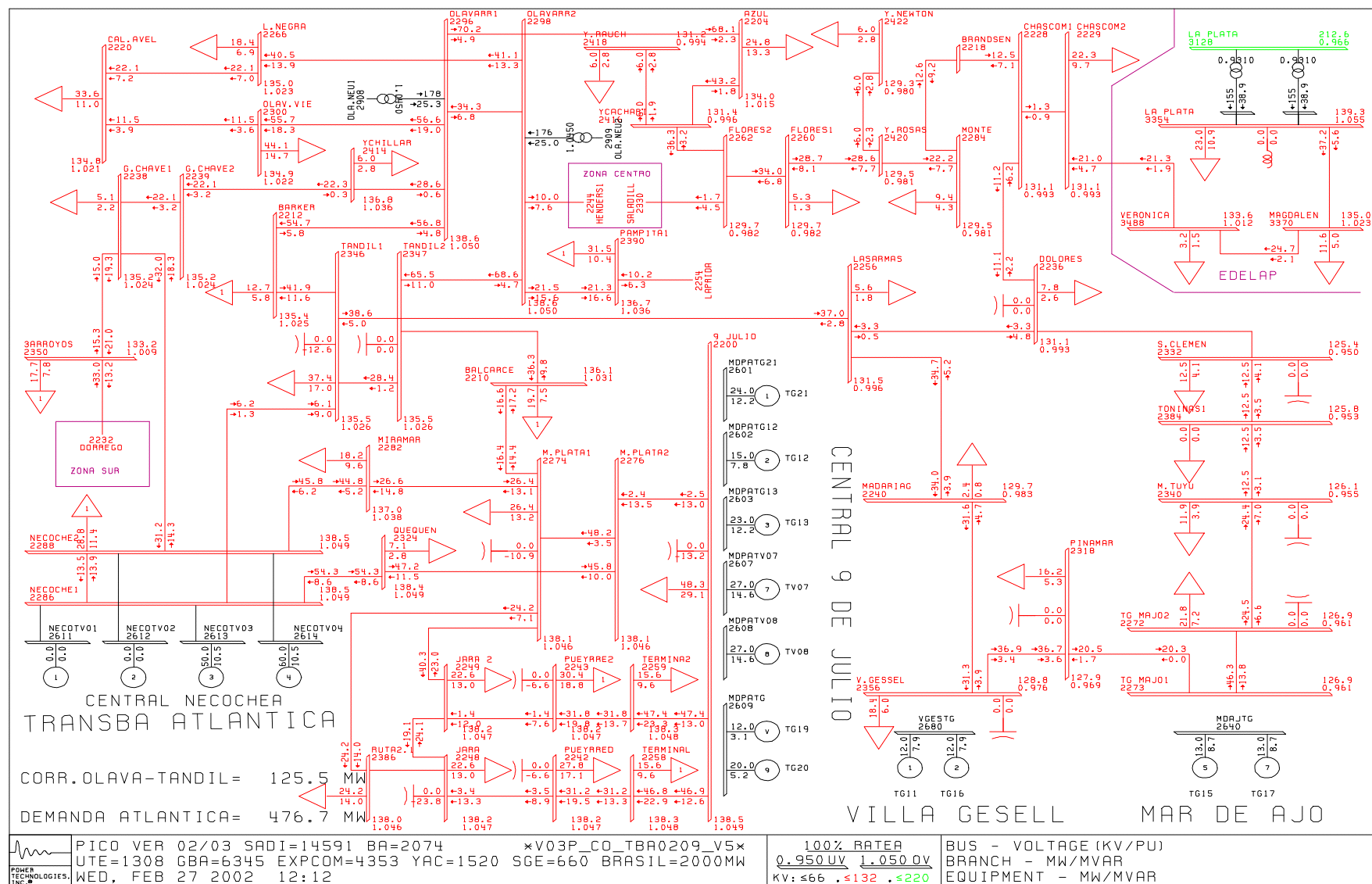


Figura 7.3.1.2.9 – Con Línea Dolores – San Clemente fuera de servicio

## **Con línea Las Armas - Tandil 132 kV fuera de servicio**

En este caso las EETT Las Armas, Gral. Madariaga, V. Gesell, Pinamar, Mar de Ajó, Mar del Tuyú, San Clemente y Dolores reciben alimentación desde una única línea de 132 kV que las conecta al resto del sistema (Chascomús – Dolores) y desde las CT de V. Gesell y Mar de Ajó (cuyo aporte total en caso de estar en servicio las cuatro máquinas es inferior al 45% de la demanda total de dichas EETT). Ante esta situación las tensiones resultantes en barras de 132 kV de estas EETT son inferiores a 0.95 pu (del orden de 0.7 pu) y se presenta sobrecarga en la línea Olavarría – Azul. Se aclara que tal como en los casos anteriores se adoptó como hipótesis de trabajo un valor de factor de potencia de 0.95 para las demandas y se desconectó la compensación shunt en la zona bajo análisis. Asimismo se verifica la existencia de problemas de control de tensión en esta área frente a variaciones de la demanda y también debido a la eliminación de la compensación shunt. El único recurso que queda para restablecer los valores de tensión en barras de 132 kV a sus niveles permitidos es el corte de carga. Por el comportamiento del sistema bajo esta condición de estudio se pueden establecer nuevos límites de transmisión originados por la caída de tensión en las líneas restantes de la zona norte de la costa Atlántica.

Estos límites pueden obtenerse a partir del flujo de potencia que establece una tensión de 0.95 pu en barras de 132 kV de San Clemente o Mar del Tuyú (nodos con menor tensión) siendo la tensión en barras de 132 kV de Olavarría y La Plata de 1.05 pu.

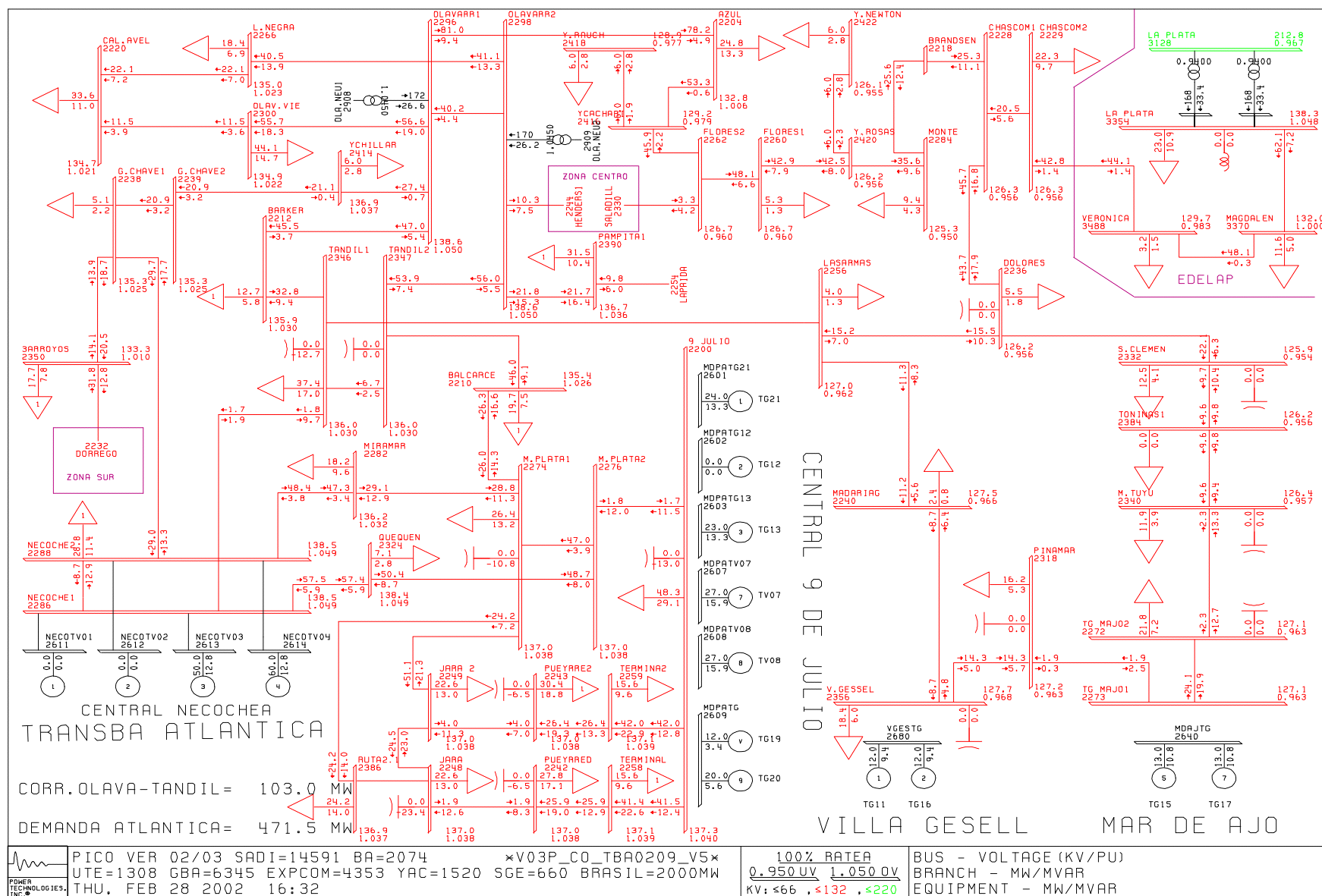
Para lograr el flujo en las condiciones anteriormente citadas fue necesario realizar corte de demanda en las EETT Las Armas, Gral. Madariaga, V. Gesell, Pinamar, Mar de Ajó, Mar del Tuyú, San Clemente y Dolores.

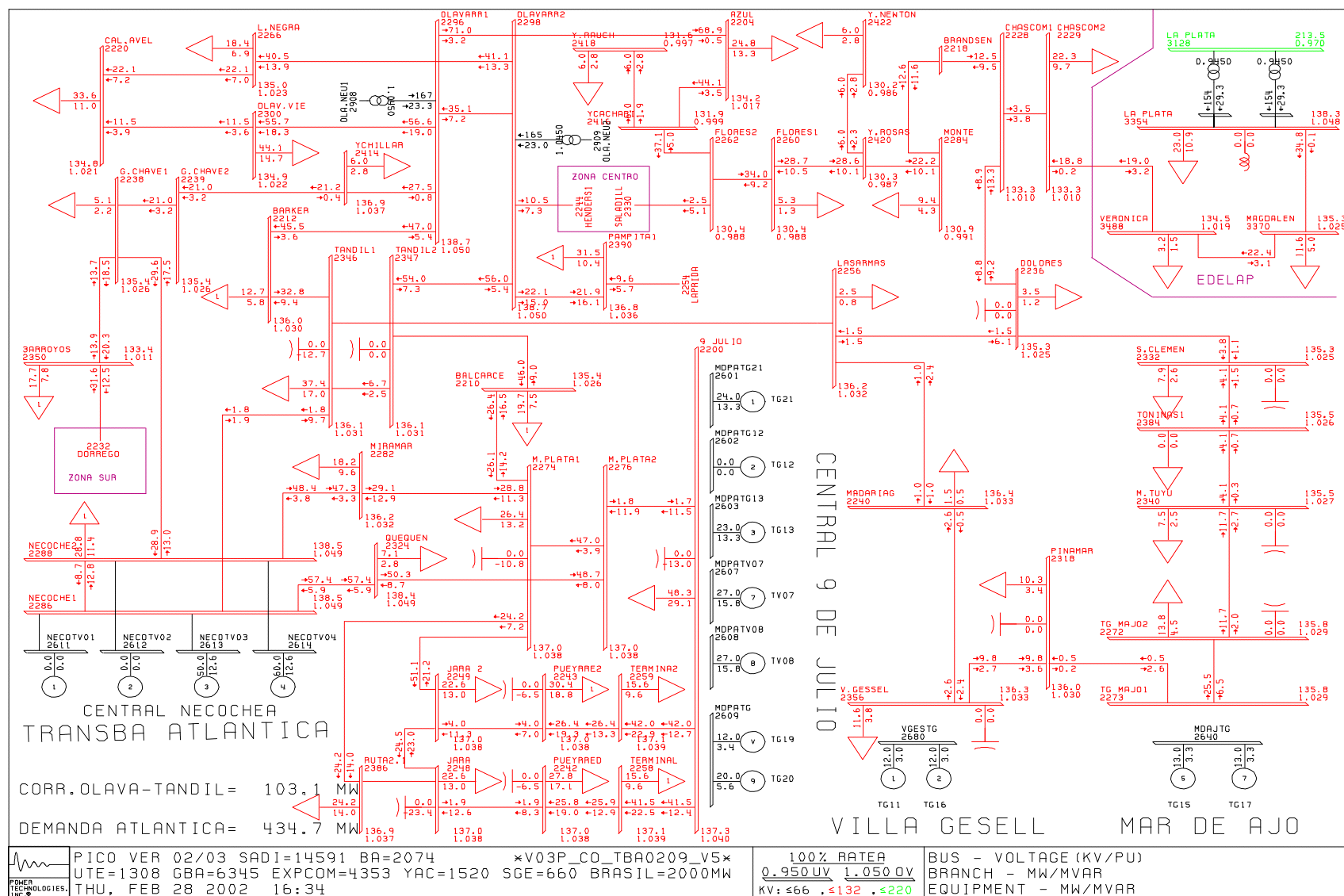
Cabe aclarar que el porcentaje de corte de carga en este caso depende fuertemente de la eliminación de la sobrecarga en la línea Olavarría – Azul. Suponiendo que se cambia el TI de origen de la línea por otro de 600 amp., el corte de demanda que se debe hacer para que la tensión en el nodo de menor tensión sea 0.95 pu, es de 29% (un total de 37 MVA). En el caso que no se realice la modificación antes mencionada para evitar la sobrecarga de la línea se debe realizar un corte de 55% (esto es un total de 70.2 MVA), en esta situación el nodo de menor tensión, San Clemente, presenta un valor de 1.025 pu. En este último caso la demanda del área bajo estudio se alimenta prácticamente de manera local con la generación de Mar de Ajó y Villa Gesell, sólo se importan del resto del sistema alrededor de 8 MVA.

Se destaca que los valores de corte de demanda propuestos son indicativos debido a que son el resultado de una simulación, es probable que en la realidad los problemas de control de tensión sean mayores por lo cual quizás sea necesario recurrir a mayores cortes de demanda.

En las Figuras 7.3.1.2.10 y 7.3.1.2.11 se muestran los diagramas de flujos de cargas correspondientes a cada caso.







**Figura 7.3.1.2.11 – Con Línea Las Armas – Tandil 132 kV fuera de servicio – Sin Sobrecarga Olavarría -Azul**



Los valores de transferencias límites obtenidos en cada caso son los siguientes:

<b>Línea</b>	<b>C/ Sobrecarga Olavarría - Azul [MVA]</b>	<b>S/ Sobrecarga Olavarría - Azul [MVA]</b>
Las Armas – Gral. Madariaga	14	3
Gral. Madariaga – V. Gesell	11	3
V. Gesell – Pinamar	15	10
Pinamar – Mar de Ajó	2	1
Mar de Ajó – San Clemente	13	12
San Clemente – Dolores	23	4
Chascomús – Dolores	49	16
Las Armas - Dolores	17	2

### **Con línea Gral. Madariaga - Las Armas 132 kV fuera de servicio**

En este caso las EETT Gral. Madariaga, V. Gesell, Pinamar, Mar de Ajó, Mar del Tuyú y San Clemente reciben alimentación desde una única línea de 132 kV que las conecta al resto del sistema (Dolores – San Clemente) y desde las CT de V. Gesell y Mar de Ajó (cuyo aporte total en caso de estar en servicio las cuatro máquinas es inferior al 50% de la demanda total de dichas EETT). Ante esta situación las tensiones resultantes en barras de 132 kV de estas EETT son inferiores a 0.95 pu y se presenta sobrecarga en la línea Olavarría – Azul. Se aclara que tal como en los casos anteriores se adoptó como hipótesis de trabajo un valor de factor de potencia de 0.95 para las demandas y se desconectó la compensación shunt en la zona bajo análisis. Asimismo se verifica la existencia de problemas de control de tensión en esta área frente a variaciones de la demanda y también debido a la eliminación de la compensación shunt. El único recurso que queda para restablecer los valores de tensión en barras de 132 kV a sus niveles permitidos es el corte de carga. Por el comportamiento del sistema bajo esta condición de estudio se pueden establecer nuevos límites de transmisión originados por la caída de tensión en las líneas restantes de la zona norte de la costa Atlántica.

Estos límites pueden obtenerse a partir del flujo de potencia que establece una tensión de 0.95 pu en barras de 132 kV de San Clemente o Mar del Tuyú (nodos con menor tensión) siendo la tensión en barras de 132 kV de Olavarría, La Plata, Mar del Plata y Necochea de 1.05 pu.

Para lograr el flujo en las condiciones anteriormente citadas fue necesario realizar corte de demanda en las EETT Gral. Madariaga, V. Gesell, Pinamar, Mar de Ajó, Mar del Tuyú y San Clemente.

Cabe aclarar que el porcentaje de corte de carga en este caso depende fuertemente de la eliminación de la sobrecarga en la línea Olavarría – Azul. Suponiendo que se cambia el TI de destino de la línea (lado Azul) por otro de 600 amp., el corte de demanda que se debe hacer para que la tensión en el nodo de menor tensión sea 0.95 pu, es de 21% (un total de 22 MW). En el caso que no se realice la modificación antes mencionada para evitar la sobrecarga de la línea se debe realizar un corte de 37% (esto es un total de 38 MW). En este último caso la demanda del área bajo estudio se alimenta

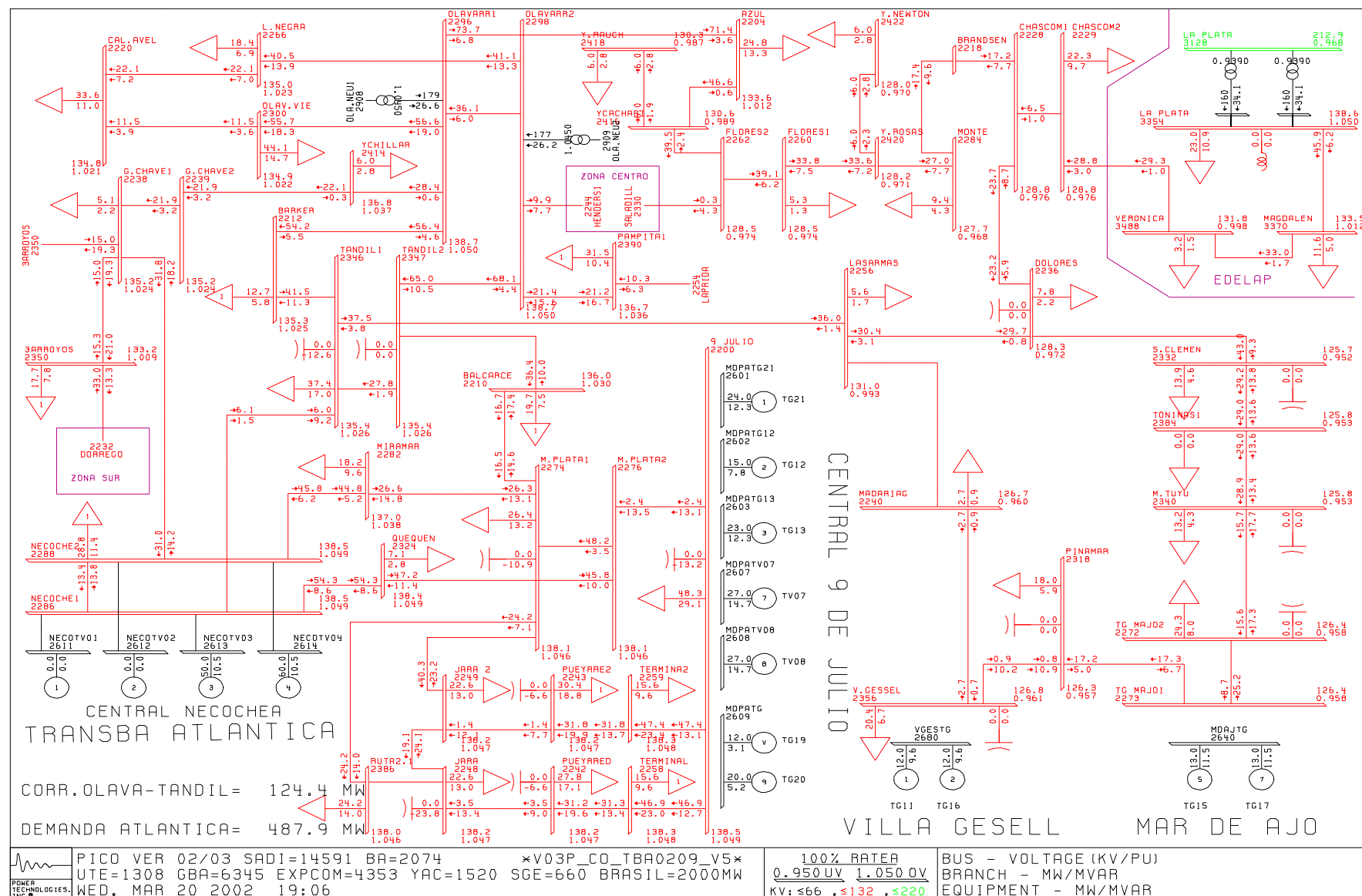
prácticamente de manera local con la generación de Mar de Ajó y Villa Gesell, sólo se importan del resto del sistema alrededor de 12 MVA.

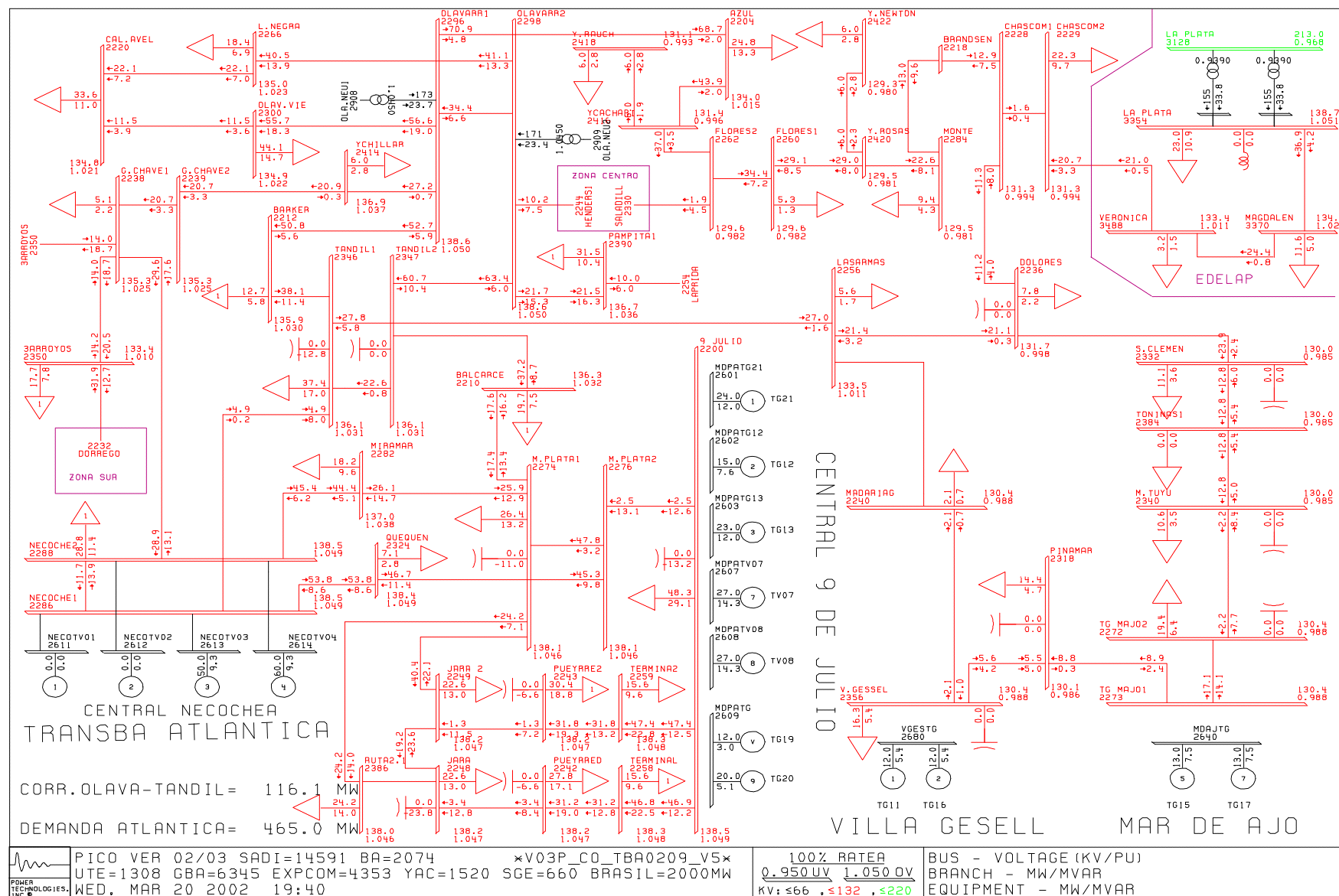
Se destaca que los valores de corte de demanda propuestos son indicativos debido a que son el resultado de una simulación, es probable que en la realidad los problemas de control de tensión sean mayores por lo cual quizás sea necesario recurrir a mayores cortes de demanda.

En las Figura 7.3.1.2.12 y 7.3.1.2.13 se muestran los diagramas de flujos de cargas correspondientes a cada caso.

Los valores de transferencias límites obtenidos en cada caso son los siguientes:

<b>Línea</b>	<b>Caso a C/ Sobrecarga Olavarría - Azul [MVA]</b>	<b>Caso b S/ Sobrecarga Olavarría - Azul [MVA]</b>
Gral. Madariaga – V. Gesell	3	2
V. Gesell – Pinamar	10	7
Pinamar – Mar de Ajó	18	9
Mar de Ajó – San Clemente	32	14
San Clemente – Dolores	44	24
Chascomús – Dolores	25	14
Las Armas – Dolores	31	22
Las Armas – Tandil	36	27





**Figura 7.3.1.2.13 – Caso b – Transferencias límites con línea Gral. Madariaga - Las Armas 132 kV fuera de servicio**

## **Con línea G. Chaves - Necochea 132 kV fuera de servicio**

En este caso las EETT de la Zona Atlántica reciben alimentación desde dos líneas de 132 kV que las conectan al resto del sistema (Chascomús – Dolores y Olavarría – Tandil) y desde las CT Nueve de Julio (Mar del Plata), Necochea, V. Gesell y Mar de Ajó. Ante esta situación las tensiones resultantes en barras de 132 kV de estas EETT son inferiores a 0.95 pu y se presenta sobrecarga en la línea Olavarría – Azul. Se aclara que tal como en los casos anteriores se adoptó como hipótesis de trabajo un valor de factor de potencia de 0.95 para la demanda y se desconectó la compensación shunt en la zona bajo análisis. Asimismo se verifica la existencia de problemas de control de tensión en esta área frente a variaciones de la demanda y también debido a la eliminación de la compensación shunt. El único recurso que queda para restablecer los valores de tensión en barras de 132 kV a sus niveles permitidos es el corte de carga. Por el comportamiento del sistema bajo esta condición de estudio se pueden establecer nuevos límites de transmisión originados por la caída de tensión en las líneas restantes de la zona Atlántica.

Para determinar dichos límites se consideraron dos situaciones de despacho de generación. La primera con mínima generación forzada en Necochea (110 MW), la cuál se determinó para una transferencia máxima por el corredor Olavarría – Tandil de 180 MW. La segunda con máxima generación forzada en Necochea (180 MW). Con relación a los generadores de Nueve de Julio en ambos casos se los despachó al máximo (148 MW). También en ambos casos se consideraron en servicio las cuatro máquinas correspondientes a las centrales de Mar de Ajó y Villa Gesell, debido a que en esta área de la costa es donde se producen los menores valores de tensión.

Estos límites pueden obtenerse a partir del flujo de potencia que establece una tensión de 0.95 pu en barras de 132 kV de San Clemente o Mar del Tuyú (nodos con menor tensión) siendo la tensión en barras de 132 kV de Olavarría, La Plata, Mar del Plata y Necochea de 1.05 pu. Cabe aclarar que la generación disponible en Nueve de Julio no es suficiente como para obtener una tensión de 1.05 pu en barras de 132 kV de dicha EETT.

Para lograr el flujo en las condiciones anteriormente citadas fue necesario realizar corte de demanda en las demandas de toda la Zona Atlántica manteniendo la distribución de potencias activas del caso original (pico de verano 2002-2003).

Se destaca que el porcentaje de corte de carga en este caso depende fuertemente de la eliminación de la sobrecarga en la línea Olavarría – Azul. Suponiendo que se cambia el TI de destino de la línea (lado Azul) por otro de 600 amp., el corte de demanda que se debe hacer para que la tensión en el nodo de menor tensión sea 0.95 pu, es para el caso:

- Caso a1: Mínima generación forzada de 15% (un total de 59 MW).
- Caso b1: Máxima generación forzada de 15 % (un total de 59 MW).

En el caso que no se realice la modificación antes mencionada para evitar la sobrecarga de la línea se debe realizar un corte para el caso de:

- Caso a2: Mínima generación forzada de 32% (esto es un total de 126 MW).

- Caso b2: Máxima generación forzada de 31% (esto es un total de 122 MW).

Los valores de corte de demanda propuestos son indicativos debido a que son el resultado de una simulación, es probable que en la realidad los problemas de control de tensión sean mayores por lo cual quizás sea necesario recurrir a mayores cortes de demanda.

En las Figuras 7.3.1.2.14, 7.3.1.2.15, 7.3.1.2.16 y 7.3.1.2.17 se muestran los diagramas de flujos de cargas correspondientes a cada caso.

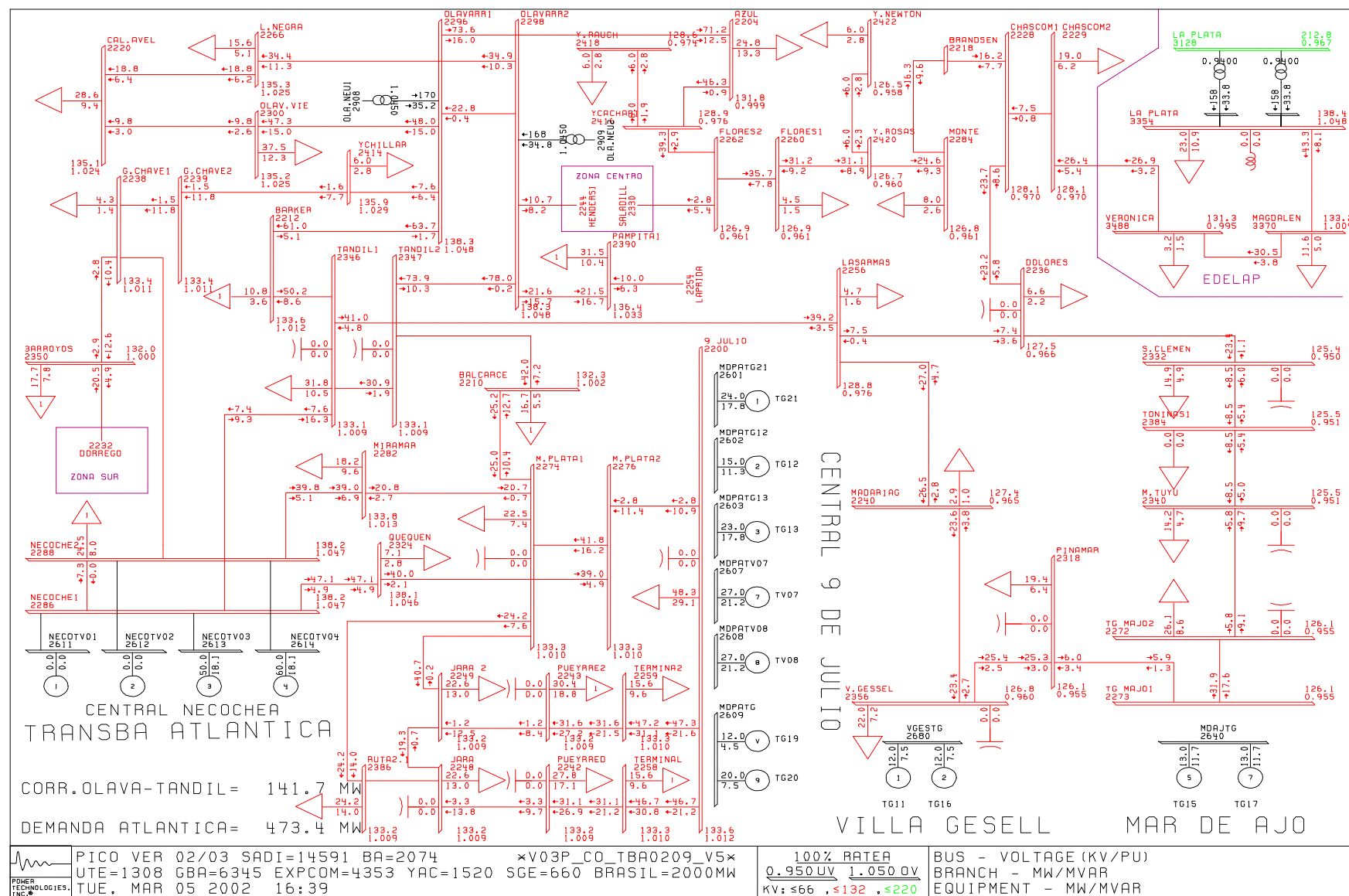
Los valores de transferencias límites obtenidos en cada caso son los siguientes:

### **C/ Sobrecarga Olavarría – Azul [MVA]**

LINEAS	Transferencias Registradas [MVA]		
	Caso mínima generación	Caso máxima generación	Valor límite adoptado
Necochea – Tandil	11.9	34.8	35
Balcarce - Mar del Plata	28.2	2.8	28
Tandil – Balcarce	42.6	15.9	43
Tandil - Las Armas	41.3	53.8	54
Las Armas – Gral. Madariaga	27.4	29.9	30
Gral. Madariaga - Villa Gesell	23.9	26.4	26
Villa Gesell – Pinamar	25.5	27.8	28
Pinamar - Mar de Ajó	6.9	9.4	9
Mar de Ajó – San Clemente	10.4	11.0	11
San Clemente - Dolores	23.4	21.0	23
Dolores – Chascomús	23.9	12.1	24
Chascomús – Verónica	26.9	20.3	27
Monte – Chascomús	28.0	15.5	28
Las Flores – Monte	32.5	29.0	33

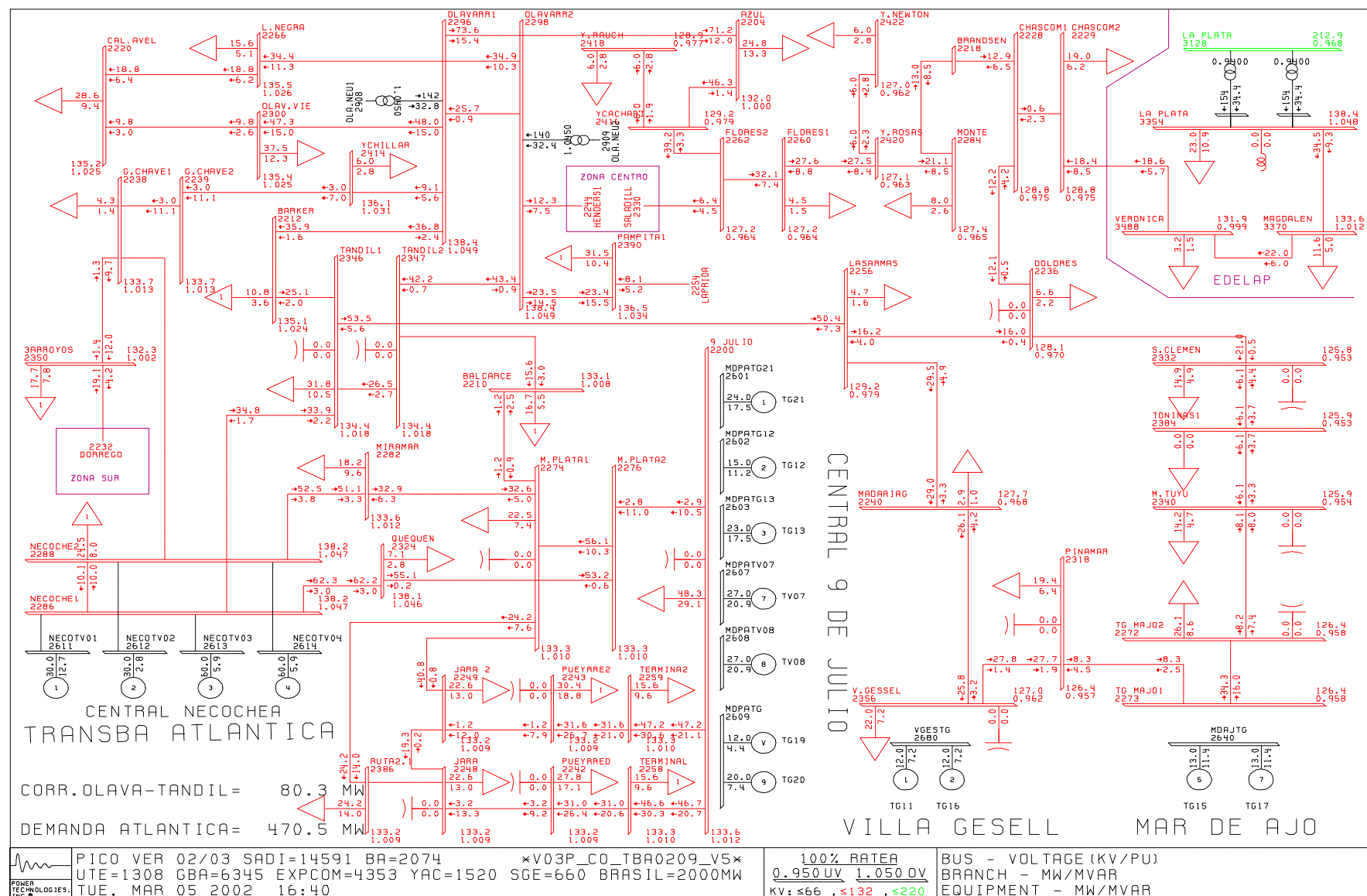
### **S/ Sobrecarga Olavarría – Azul [MVA]**

LINEAS	Transferencias Registradas [MVA]		
	Caso mínima generación	Caso máxima generación	Valor límite adoptado
Necochea - Tandil	2.4	40.9	41
Balcarce - Mar del Plata	23.5	4.4	24
Tandil - Balcarce	35.5	10.3	36
Tandil - Las Armas	32.4	45.2	45
Las Armas - Gral. Madariaga	16.7	19.9	20
Gral. Madariaga - Villa Gesell	14.2	17.3	17
Villa Gesell - Pinamar	20.6	23.3	23
Pinamar - Mar de Ajó	6.5	9.1	9
Mar de Ajó - San Clemente	10.6	12.5	13
San Clemente - Dolores	13.5	12.0	13
Dolores - Chascomús	8.7	3.3	9
Chascomús - Verónica	14.3	11.2	14
Monte - Chascomús	14.5	11.5	14
Las Flores - Monte	26.4	23.3	26



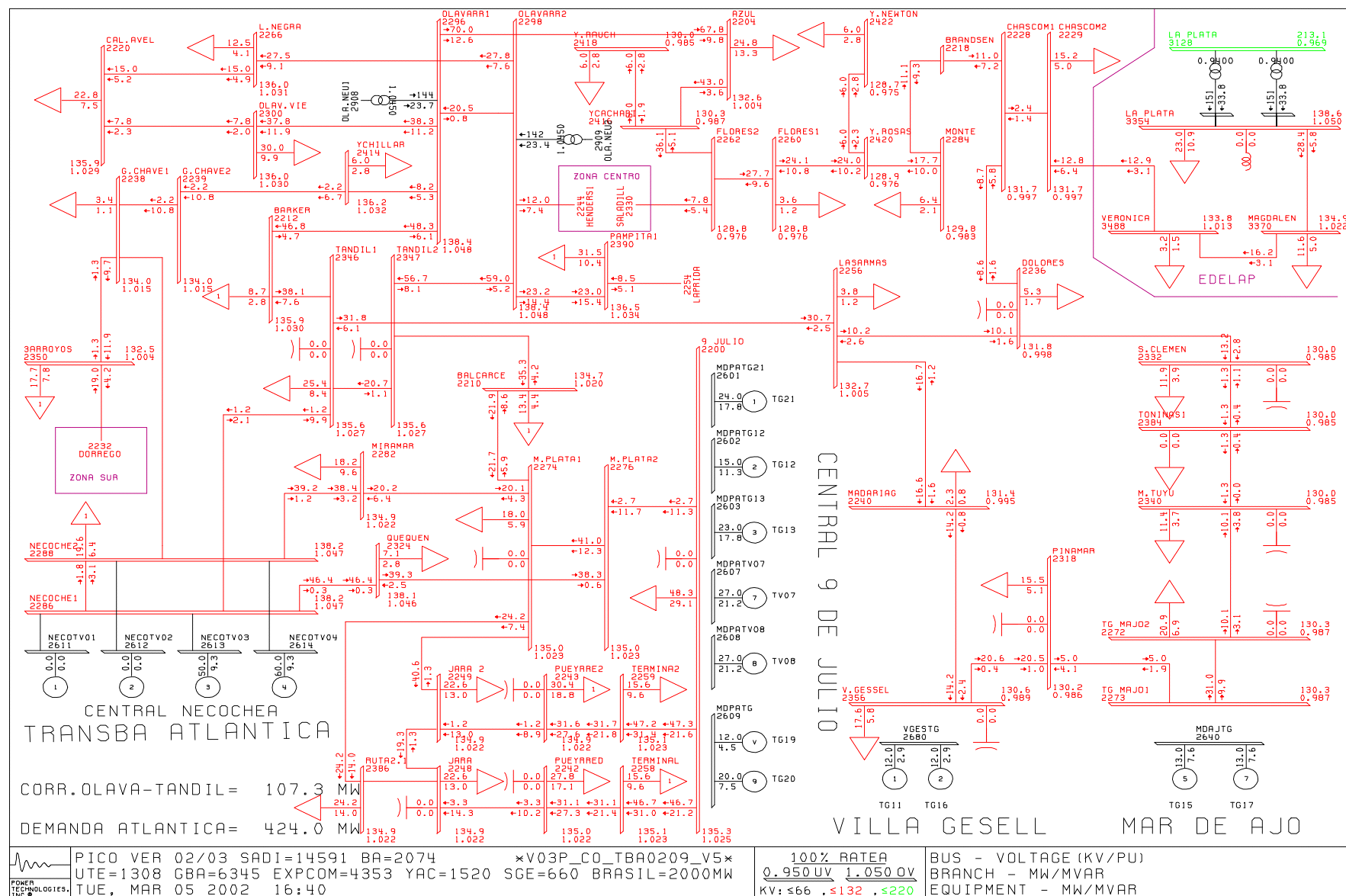
**Figuras 7.3.1.2.14 – Caso a1 - Con línea G. Chaves – Necochea fuera de servicio – Sobrecarga Línea Olavarría - Azul**



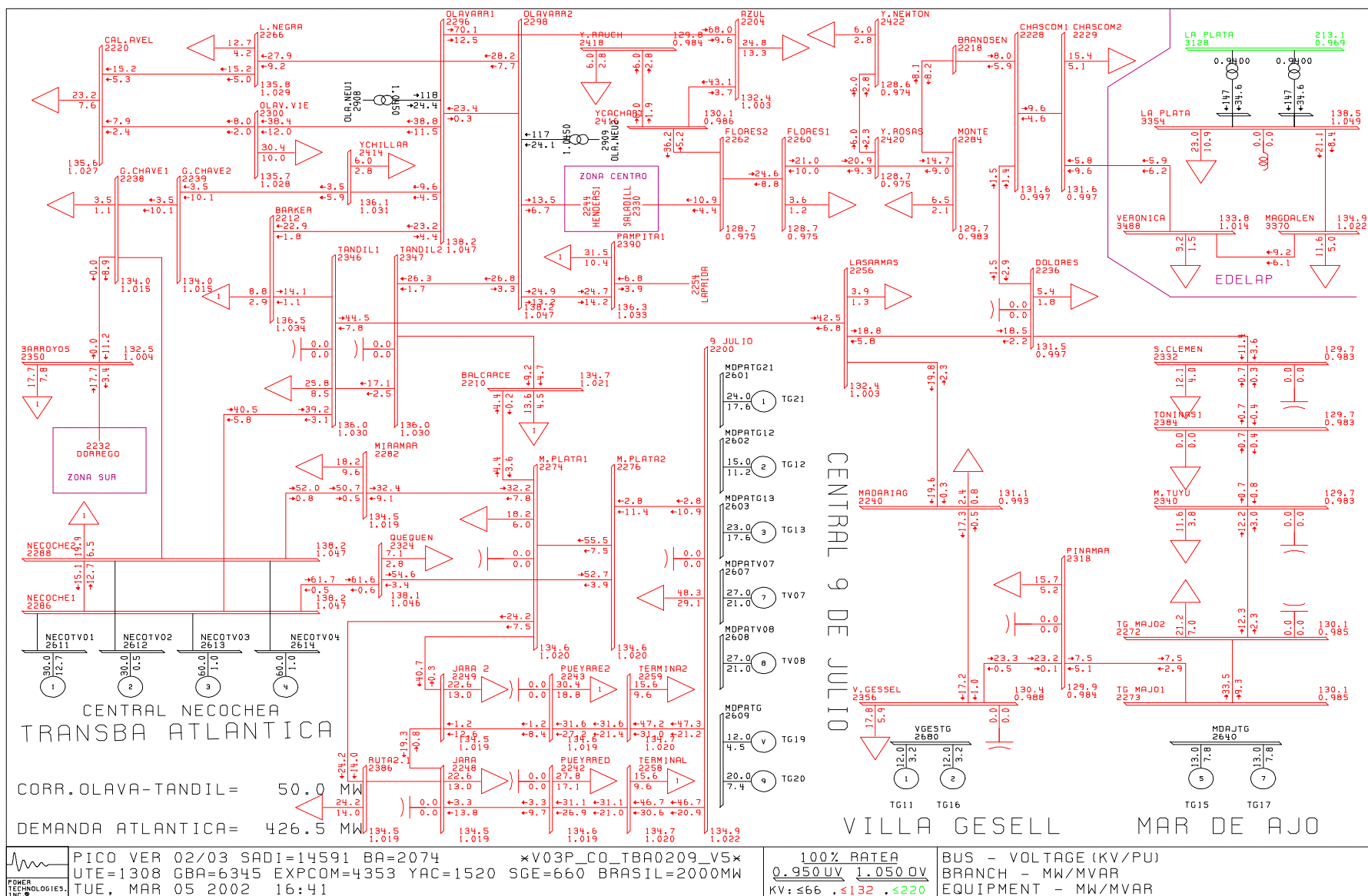


**Figuras 7.3.1.2.15 – Caso b1 - Con línea G. Chaves – Necochea fuera de servicio– Sobrecarga Línea Olavarría - Azul**





**Figuras 7.3.1.2.16 – Caso a2 - Con línea G. Chaves – Necochea fuera de servicio – Sin Sobrecarga Línea Olavarría - Azul**



**Figuras 7.3.1.2.17 – Caso b2 - Con línea G. Chaves – Necochea fuera de servicio – Sin Sobrecarga Línea Olavarría - Azul**

## **Con línea Olavarría – Azul 132 kV fuera de servicio**

En este caso Azul recibe alimentación en forma radial desde Las Flores. Las tensiones resultantes en barras de 132 kV de Azul, Las Flores, Monte, las demandas de YPF y de las EETT de la zona norte de la Costa Atlántica son inferiores a 0.9 pu.

En el caso base Pico de Verano 2002-2003, debido a que se consideró una postergación de un año en el ingreso de las obras propuestas en la Guía de Referencia 2001-2008, se presenta una sobrecarga permanente en el autotransformador 500/220 kV de Henderson y en la línea Henderson – Bragado 220 kV. Al quedar fuera de servicio (F/S) la línea Olavarría – Azul 132 kV, esta situación se agrava produciéndose una sobrecarga aún mayor.

Ante la ocurrencia de este evento y a los efectos de lograr el funcionamiento estable del sistema con esta línea F/S se debe abrir la línea Saladillo – Las Flores, ya que de permanecer cerrada, aún cortando toda la demanda de Azul, Las Flores, Monte y las demandas de YPF, aumentará la sobrecarga de los equipos. El abrir esta línea trae por consecuencia que Saladillo quede tomando carga en forma radial desde Bragado y las EETT Azul, Las Flores, Monte, Rauch y Newton queden tomando carga en forma radial desde Chascomús. Con esta última configuración es imposible abastecer la totalidad de las demandas de Azul, Las Flores, Monte, Rauch y Newton debido a que se generaría la sobrecarga de varias líneas de la zona (los corredores La Plata – Chascomús y Tandil – Las Armas) y las tensiones en barras de 132 kV de todas las EETT de la zona norte de la costa son inferiores a 0.9 pu.

Se aclara que tal como en los casos anteriores se adoptó como hipótesis de trabajo un valor de factor de potencia de 0.95 para todas las demandas del área y se desconectó la compensación shunt en la zona bajo análisis. Asimismo se verifica la existencia de problemas de control de tensión en esta área frente a variaciones de la demanda y también debido al reemplazo de la compensación shunt por la normalización del  $\cos \phi$  de las demandas a 0.95. Dado que la línea permanece abierta y existe el riesgo de un colapso de tensión en esta zona y en la Zona Norte de la Costa Atlántica el único recurso que queda para restablecer los valores de tensión en barras de 132 kV a sus niveles permitidos es el corte de carga. Por el comportamiento del sistema bajo esta condición de estudio se pueden establecer nuevos límites de transmisión originados por la caída de tensión en las líneas que unen Azul con Chascomús y en las de la Zona Norte de la Zona Atlántica.

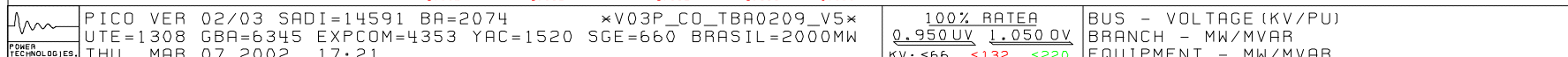
Estos límites se obtienen a partir del flujo de potencia que establece una tensión de 0.95 pu en barras de 132 kV del corredor Azul – Chascomús y en San Clemente o Mar del Tuyú (nodos con menor tensión) siendo la tensión en barras de 132 kV de Olavarría, Necochea, Mar del Plata y La Plata de 1.05 pu, y verificando que no se produzca la sobrecarga de ninguna línea.

Para lograr el flujo en las condiciones anteriormente citadas fue necesario realizar las siguientes operaciones:

1. Corte de demanda de 83% (un total de 18.4 MW) en las EETT Azul, Las Flores, Monte, Rauch y Newton (lleva las tensiones al mínimo admisible 0.95 pu en el corredor Azul – Las Flores pero no las de la zona norte de la costa atlántica)

2. Reconexión de la línea 132 kV Saladillo – Las Flores (mejora el perfil de tensiones de la zona norte de la costa atlántica)
3. Corte de demanda de 19% (un total de 24.8 MW) en las EETT Las Armas, Gral. Madariaga, V. Gesell, Pinamar, M. Ajó, M. del Tuyú, San Clemente y Dolores (lleva las tensiones al mínimo admisible 0.95 pu en las barras de 132 kV de la zona norte de la costa atlántica)

En la Figura 7.3.1.2.18 se muestra el diagrama de flujo de carga correspondiente para este caso.



**Figura 7.3.1.2.18 – Con línea Olavarría – Azul 132 kV fuera de servicio**

Los valores de transferencias límites obtenidos en este caso son los siguientes:

- Línea Azul – Cacharí: 4 MVA
- Línea Cacharí – Las Flores: 6 MVA
- Línea Las Flores – Rosas: 12 MVA
- Línea Rosas – Monte: 8 MVA
- Línea Monte – Brandsen: 5 MVA
- Línea Brandsen – Chascomús: 4 MVA
- Línea Chascomús – Dolores: 15 MVA
- Línea Dolores – San Clemente: 20 MVA
- Línea San Clemente – M. del Tuyú: 8 MVA
- Línea M. del Tuyú – Mar de Ajó: 12 MVA
- Línea M. Ajó – Pinamar: 7 MVA
- Línea Pinamar – V. Gesell: 26 MVA
- Línea V. Gesell – Gral. Madariaga: 24 MVA
- Línea Gral. Madariaga – Las Armas: 27 MVA
- Línea Las Armas – Dolores: 14 MVA

### **Con línea Azul – Cacharí 132 kV fuera de servicio**

Este caso es similar al anterior, la ET Cacharí recibe alimentación en forma radial desde Las Flores. Las tensiones resultantes en barras de 132 kV de Las Flores, Monte, las EETT de YPF y de las EETT de la zona norte de la Costa Atlántica son inferiores a 0.9 pu.

Dada la similitud entre esta situación y la salida de servicio de la línea Olavarría – Azul 132 kV, son válidas las mismas consideraciones y las mismas hipótesis adoptadas. Debido a que la configuración resultante del sistema es distinta al caso anterior en cuanto a la alimentación de la demanda de Azul se pueden establecer nuevos límites de transmisión.

Estos límites se obtienen a partir del flujo de potencia que establece una tensión de 0.95 pu en barras de 132 kV del corredor Cacharí – Chascomús y en San Clemente o Mar del Tuyú (nodos con menor tensión) siendo la tensión en barras de 132 kV de Olavarría, Necochea, Mar del Plata y La Plata de 1.05 pu, y verificando que no se produzca la sobrecarga de ninguna línea.

Para lograr el flujo en las condiciones anteriormente citadas fue necesario realizar las siguientes operaciones:

1. Corte de demanda de 76% (un total de 18.6 MW) en las EETT Azul, Las Flores, Monte Rauch y Newton (lleva las tensiones al mínimo admisible 0.95 pu en la línea Cacharí – Las Flores pero no las de la zona norte de la costa atlántica).
2. Reconexión de la línea 132 kV Saladillo – Las Flores (mejora el perfil de tensiones de la zona norte de la costa atlántica)
3. Reconexión de la línea 132 kV Chivilcoy – Mercedes (estaba abierta en el caso base por problemas de tensión en la zona) y corte de un 30% de la demanda (3.2 MW) de la EETT 132 kV Saladillo, estas permiten llevar la tensión de esta EETT al valor

inferior del límite admisible, 0.95 pu. Adicionalmente mejora el perfil de tensiones en la ET Bragado 132 kV.

4. Inyección del máximo reactivo admisible por parte de los generadores de V. Gesell y Mar de Ajó (44.2 MVAR).
5. Corte de demanda de 13% (un total de 16.3 MW) en las EETT Las Armas, Gral. Madariaga, V. Gesell, Pinamar, M. de Ajó, Mar del Tuyú, San Clemente y Dolores (lleva las tensiones al mínimo admisible 0.95 pu en las barras de 132 kV de la zona norte de la costa atlántica).

En la Figura 7.3.1.2.19 se muestra el diagrama de flujo de carga correspondiente para este caso.

Los valores de transferencias límites obtenidos en este caso son los siguientes:

- Línea Cacharí – Las Flores: 1.5 MVA
- Línea Las Flores – Rosas: 11 MVA
- Línea Rosas – Monte: 7 MVA
- Línea Monte – Brandsen: 4 MVA
- Línea Brandsen – Chascomús: 4 MVA
- Línea Chascomús – Dolores: 21 MVA
- Línea Dolores – San Clemente: 23.5 MVA
- Línea San Clemente – M. del Tuyú: 11 MVA
- Línea M. del Tuyú – Mar de Ajó: 12 MVA
- Línea M. Ajó – Pinamar: 7 MVA
- Línea Pinamar – V. Gesell: 27 MVA
- Línea V. Gesell – Gral. Madariaga: 26 MVA
- Línea Gral. Madariaga – Las Armas: 30 MVA
- Línea Las Armas – Dolores: 12 MVA

Del análisis de estos valores puede observarse que para esta situación los valores de los límites son ligeramente diferentes al caso anterior. Por lo cuál se concluye que la salida de servicio de alguno de los tramos de este corredor no produce modificaciones significativas en los valores de los límites.



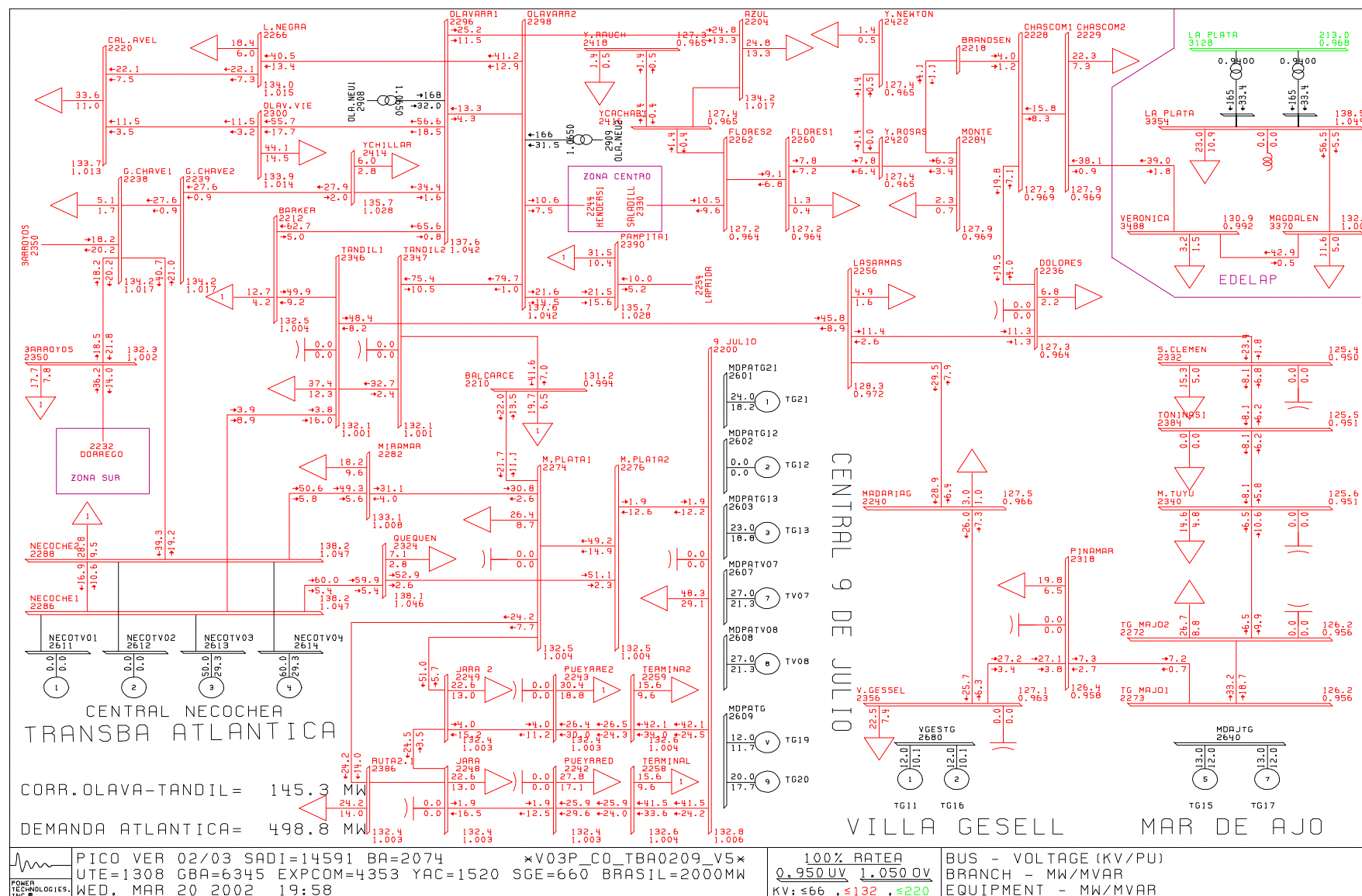


Figura 7.3.1.2.19 – Transferencias límites Con línea Azul – Cacharí 132 kV fuera de servicio



---

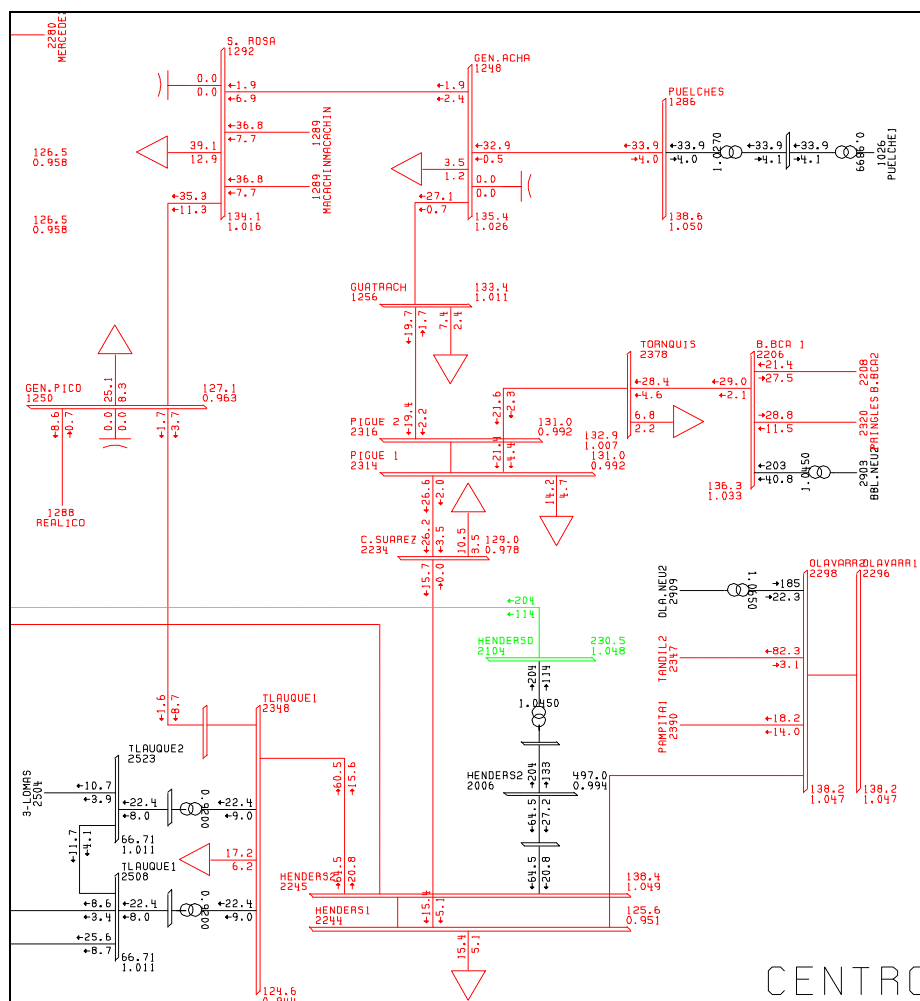
**Con línea Olavarría – Henderson 132 kV fuera de servicio**

En este caso las EETT Tornquist, Pigüe, Cnel. Suarez y Henderson quedan sólo con tres puntos de control de tensión. Por un lado las barras de 132 kV de la ET Bahía Blanca y por otro lado, gracias al cierre Guatraché – Gral. Acha 132 kV, las barras de 132 kV de las EETT Macachín y Puelches. Si bien no se presenta sobrecarga en líneas de esta zona la tensión resultante en barra de 132 kV de la ET Henderson es inferior a 0.95 pu. Es necesario destacar que tal como en los casos anteriores se adoptó como hipótesis de trabajo un valor de factor de potencia de 0.95 para las demandas y se desconectó la compensación shunt existente en la zona bajo análisis. El único recurso que queda para restablecer los valores de tensión en barras de 132 kV a sus niveles permitidos es el corte de carga. Por el comportamiento del sistema bajo esta condición de estudio se pueden establecer nuevos límites de transmisión originados por la caída de tensión en las líneas restantes de la zona.

Estos límites se obtienen a partir del flujo de potencia que establece una tensión de 0.95 pu en barra de 132 kV de Henderson siendo la tensión en barras de 132 kV de Bahía Blanca de 1.031 pu, que es la máxima tensión posible en este escenario para que la tensión en barras de 132 kV de C. de Patagones no supere el valor de 1.05 pu. Para este caso la tensión en barras de 132 kV de Puelches y Macachín se fija en un valor de 1.05 pu.

Para lograr el flujo en las condiciones anteriormente citadas fue necesario realizar un 14% de corte de demanda de las EETT Tornquist, Pigüe, Cnel. Suarez, Henderson y Guatraché (un total de 8.8 MW).

En la Figura 7.3.1.2.20 se muestra el diagrama de flujo de cargas correspondiente a este caso.



**Figura 7.3.1.2.20 – Transferencias límites con línea Olavarría - Henderson 132 kV fuera de servicio**

Los valores de transferencias límites obtenidos en este caso son los siguientes:

- Línea Henderson - Cnel. Suarez: 16 MVA
- Línea Pigüe – Cnel. Suarez: 27 MVA
- Línea Bahía Blanca – Pigüe/Tornquist: 29 MVA
- Línea Gral. Acha – Guatrache: 27 MVA
- Línea Guatrache – Pigüe: 20 MVA

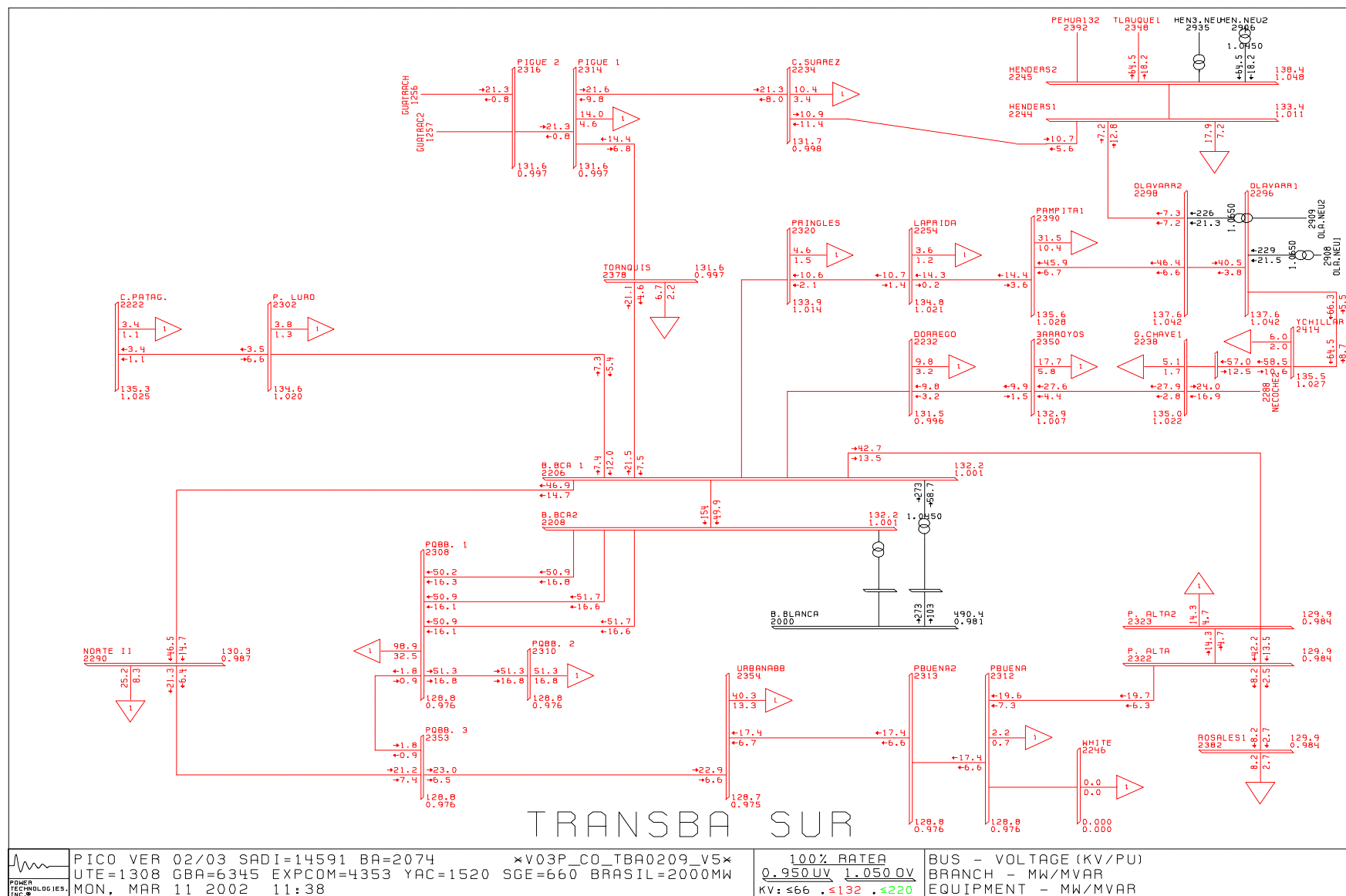
### Con autotransformador 1 de 500/132 kV de Bahía Blanca fuera de servicio

En este caso la demanda de la Región Sur será abastecida por el otro autotransformador de 500/132 kV de Bahía Blanca. Si se intentara abastecer toda la demanda de pico de verano de la Región Sur en estas condiciones se produciría una sobrecarga inadmisibles en el autotransformador de 500/132 kV de Bahía Blanca que queda en servicio. Para eliminar esta sobrecarga se pueden abrir los interruptores de Bahía Blanca salida Cnel. Pringles y Cnel. Dorrego, con lo cual se eliminan los aportes de Bahía Blanca hacia la Región Atlántica. En esta situación las EETT Cnel. Pringles y Laprida quedan tomando carga en forma radial desde Olavarría, las EETT Cnel. Dorrego y Tres Arroyos quedan

tomando carga en forma radial desde G. Chaves. Todas estas medidas no alcanzan para eliminar la sobrecarga del autotransformador 2 de 500/132 kV de Bahía Blanca, por lo tanto deben realizarse cortes de demandas.

Para lograr el flujo en las condiciones anteriormente citadas fue necesario realizar un 15% de corte de demanda en todas las EETT de la Región Sur, con excepción de Cnel. Dorrego y Cnel. Pringles (un total de 49.2 MW). Cabe aclarar que se incluyó entre las demandas cortadas la demanda industrial de Petroquímica Bahía Blanca respetando los valores de corte definidos como demandas interrumpibles en la Programación Estacional de CAMMESA.

En la Figura 7.3.1.2.21 se muestra el diagrama de flujo de cargas correspondiente a este caso.



**Figura 7.3.1.2.21 – Transferencias límites con autotransformador 1 de 500/132 kV de Bahía Blanca fuera de servicio**

### **Con autotransformador 1 de 500/132 kV de Olavarría fuera de servicio**

En este caso las demandas de las EETT de la Zona Atlántica continúan siendo abastecidas por el autotransformador de 500/132 kV restante de Olavarría, por las CT Necochea, Nueve de Julio, Mar de Ajó y Villa Gesell, y por medio de las líneas Chascomús – Dolores y Tres Arroyos – G. Chaves (aporte desde B. Blanca).

En esta situación se origina una sobrecarga en el autotransformador N° 2 de Olavarría la cuál se elimina despachando generación en Necochea y Nueve de Julio (60 MW y 15 MW respectivamente).

Para lograr el flujo en las condiciones anteriormente citadas fue necesario despachar las 4 máquinas en Necochea y la TG12 de Nueve de Julio, fijándose las tensiones en barras de 132 kV de las EETT La Plata, Olavarría, Necochea y Nueve de Julio en 1.05 pu. Las tensiones en barras de 132 kV de las EETT de esta zona permanecen dentro de la banda permitida.

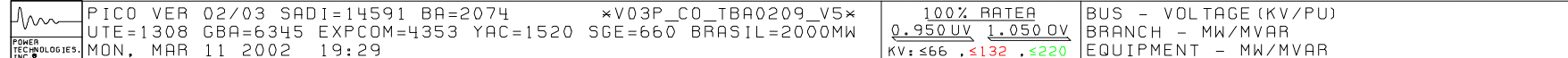
En la Figura 7.3.1.2.22 se muestra el diagrama de flujo de cargas correspondiente a este caso.

### **Con autotransformador 1 de 500/132 kV de Campana fuera de servicio**

En este caso las demandas de las EETT S. A. de Areco, Campana 500, Campana 132, Siderca, Protisa, Eastman, San Pedro, Papel Prensa y Baradero serán abastecidas por el autotransformador de 220/132 kV de Villa Lía y por medio de la línea San Nicolás – San Pedro. Es necesario destacar que se adoptó un valor de factor de potencia de 0.95 y se desconectó la compensación shunt existente en la zona bajo análisis. En esta situación no se puede abastecer la totalidad de la demanda, debido a que las tensiones en barras de 132 kV de estas EETT quedarían por debajo de 0.95 pu y además se registrarían sobrecargas en el autotransformador de 220/132 kV de Villa Lía y en las líneas de 132 kV San Pedro – San Nicolás y Campana – Villa Lía. El único recurso que queda para eliminar estas sobrecargas y restablecer los valores de tensión en barras de 132 kV a sus niveles permitidos es el corte de carga.

Para lograr el flujo en las condiciones anteriormente citadas fue necesario realizar un 48% de corte de demanda en las EETT S. A. de Areco, Siderca y Campana (un total de 116.4 MW). Cabe aclarar que estos cortes de demanda son indicativos por lo cuál esto no implica que en la operación real se vayan a realizar estos cortes exactamente en los mismos lugares. Asimismo se destaca que ya en el flujo de carga original se presentaban problemas de control de tensión en algunas barras de 132 kV de la Zona Norte debido a la postergación en un año de la línea de 132 kV Henderson – Pehuajó – Lincoln.

En la Figura 7.3.1.2.23 se muestra el diagrama del flujo de cargas correspondiente a este caso.



**Figura 7.3.1.2.22 – Transferencias límites con autotransformador 1 de 500/132 kV de Olavarría fuera de servicio**

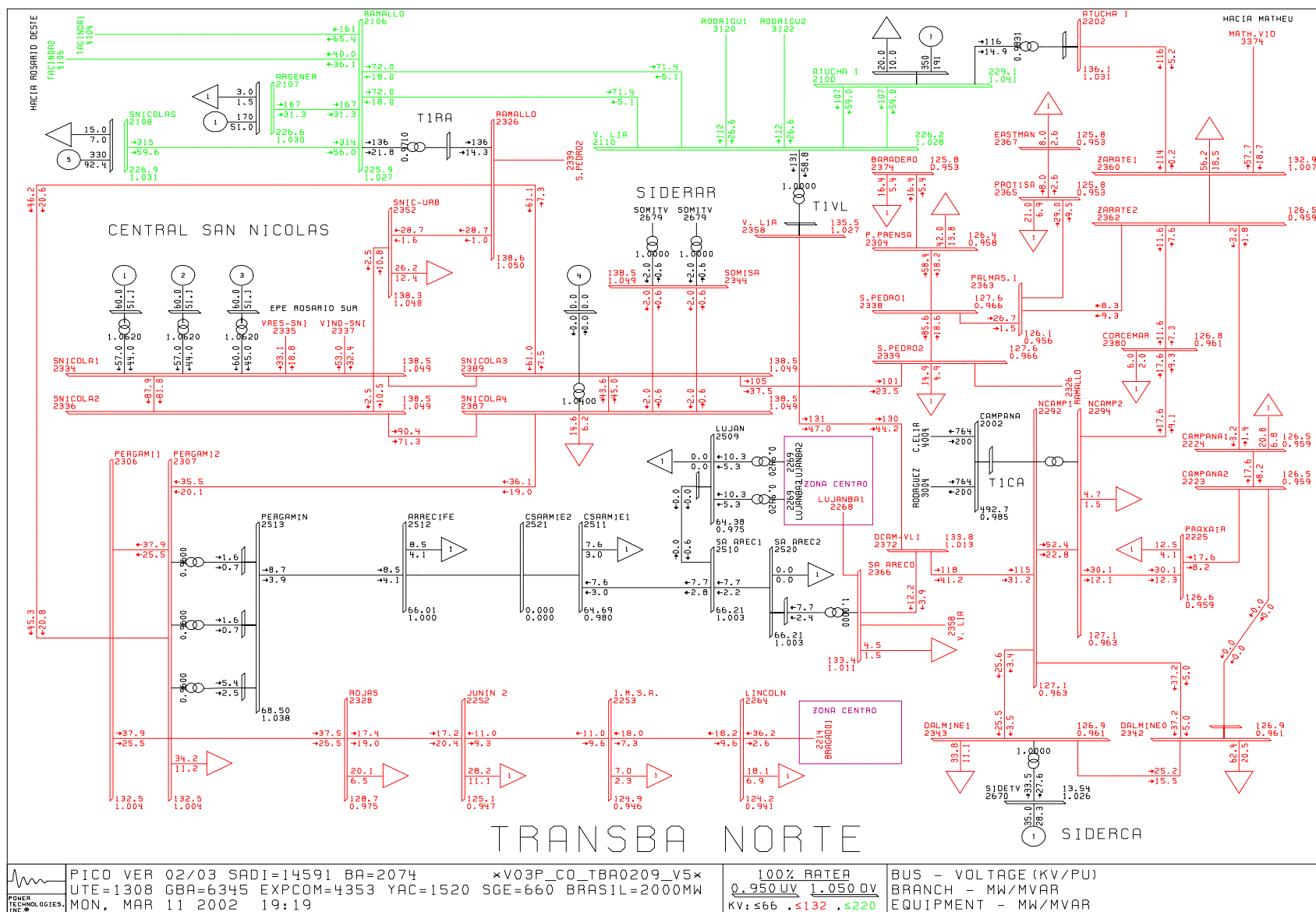


Figura 7.3.1.2.23 – Transferencias límites con autotransformador 1 de 500/132 kV de Campana fuera de servicio



## **Con autotransformador 1 de 220/132 kV de Ramallo fuera de servicio**

Con el autotransformador 1 de 220/132 kV de Ramallo fuera de servicio, hay que considerar que quedan como puntos de abastecimiento y de control de tensión de la zona norte el autotransformador de 500/220 kV de Henderson, el transformador de 500/132 kV de Campana, el transformador de 220/132 kV de V. Lía y la generación forzada de San Nicolás (3 generadores por 60 MW cada uno). Es necesario destacar que tal como en los casos anteriores se adoptó como hipótesis de trabajo un valor de factor de potencia de 0.95 para las demandas y se desconectó la compensación shunt existente en la zona bajo análisis.

Cabe aclarar que en el caso de origen Pico de Verano 2002-2003, debido a la postergación en el ingreso de las líneas de 132 kV propuestas (Henderson – Pehuajó, Pehuajó – Lincoln y San Antonio de Areco – Luján), se presenta una sobrecarga en el autotransformador 500/220 kV de Henderson y tensiones fuera de banda en las barras de 132 kV de Bragado, Junín, IMSA, Lincoln, Chacabuco, Salto y Chivilcoy.

Ante esta situación se pueden presentar tres alternativas considerando 1, 2 ó 3 máquinas de San Nicolás en servicio.

En la primer alternativa (Caso A) si esta en servicio 1 máquina en San Nicolás (con un total de 60 MW de generación forzada) se puede obtener una tensión de 1.05 pu sólo en las barras de 132 kV de Villa Lía y Campana pero no se puede obtener una tensión superior a 0.96 pu en barras de 132 kV de San Nicolás. Asimismo se incrementa la sobrecarga del autotransformador de 500/220 kV de Henderson y caen más las tensiones en las barras de 132 kV de la zona norte, que ya estaban fuera de banda, quedando por debajo de 0.9 pu. Adicionalmente se sobrecarga la línea de 132 kV Atucha – Zarate. El único recurso que queda para eliminar estas sobrecargas y restablecer los valores de tensión en barras de 132 kV a sus niveles permitidos es el corte de carga.

Para lograr el flujo de cargas donde se verifica que las tensiones en barras de 132 kV de todas las EETT del área están dentro de la banda permitida y no se producen las sobrecargas antes mencionadas fue necesario realizar un 42% de corte de demanda en las EETT Pergamino, Rojas, Junín, IMSA, Lincoln, Chacabuco, Salto, Chivilcoy, Bragado, Cap. Sarmiento, Arrecife, Baradero, Zarate, Campana, S. Pedro, S. Nicolás y S. Nicolás Urbana (un total de 194.4 MW). Además es necesario obtener el máximo aporte posible de potencia reactiva por parte del generador y la tensión en barras de 132 kV de Bragado tiene que ser tal que no sobrecargue el autotransformador 500/220 kV de Henderson.

En la segunda alternativa (Caso B) si están en servicio 2 máquinas en San Nicolás (con un total de 120 MW de generación forzada) se puede obtener una tensión de 1.05 pu sólo en las barras de 132 kV de Villa Lía y Campana pero no se puede obtener una tensión superior a 1.01 pu en barras de 132 kV de San Nicolás. Asimismo se incrementa la sobrecarga del autotransformador de 500/220 kV de Henderson y caen más las tensiones en las barras de 132 kV que ya estaban fuera de banda. Adicionalmente se sobrecarga la línea de 132 kV Atucha – Zarate. El único recurso que queda para eliminar estas sobrecargas y restablecer los valores de tensión en barras de 132 kV a sus niveles permitidos es el corte de carga.



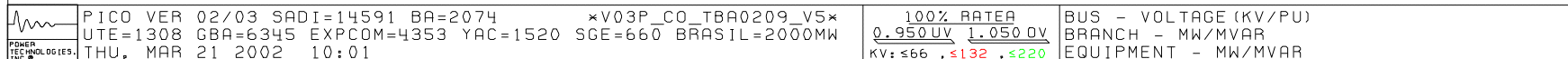
Para lograr el flujo de cargas donde se verifica que las tensiones en barras de 132 kV de todas las EETT del área están dentro de la banda permitida y no se producen las sobrecargas antes mencionadas fue necesario realizar un 38% de corte de demanda en las EETT Pergamino, Rojas, Junín, IMSA, Lincoln, Chacabuco, Salto, Chivilcoy, Bragado, Cap. Sarmiento, Arrecife, Baradero, Zarate, Campana, S. Pedro, S. Nicolás y S. Nicolás Urbana (un total de 179.1 MW). Además es necesario obtener el máximo aporte posible de potencia reactiva por parte de los generadores y la tensión en barras de 132 kV de Bragado tiene que ser tal que no sobrecargue el autotransformador 500/220 kV de Henderson.

Se aclara que estos cortes de demanda son indicativos por lo cuál esto no implica que en la operación real se vayan a realizar estos cortes exactamente en los mismos lugares.

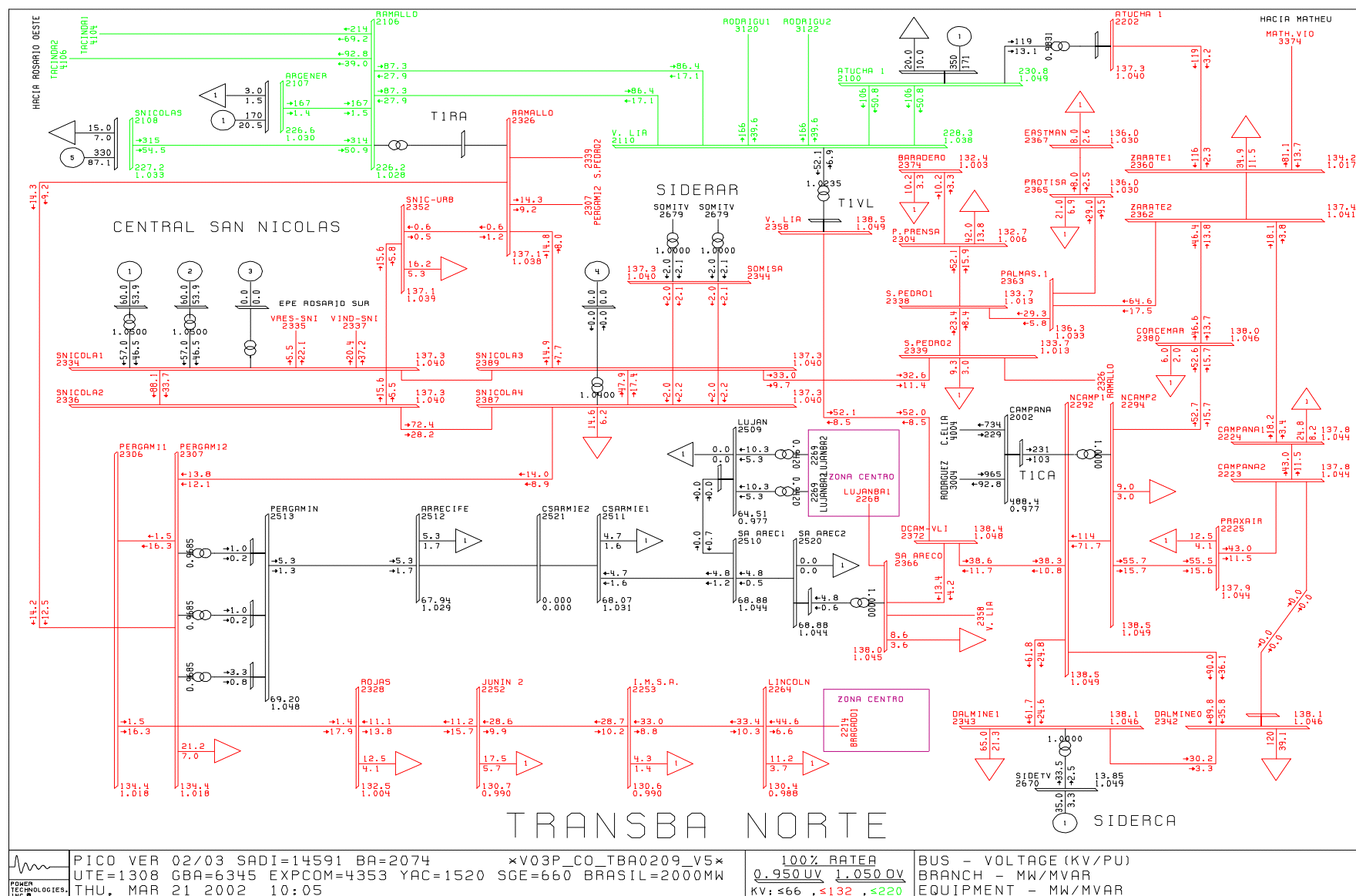
En la tercer alternativa (Caso C) si están en servicio 3 máquinas en San Nicolás (con un total de 180 MW de generación forzada) y las tensiones en barras de 132 kV de Campana, San Nicolás y Villa Lía están en 1.05 pu se incrementa la sobrecarga del autotransformador de 500/220 kV de Henderson y caen más las tensiones en las barras de 132 kV que ya estaban fuera de banda. Adicionalmente se sobrecarga la línea de 132 kV Atucha – Zarate. El único recurso que queda para eliminar estas sobrecargas y restablecer los valores de tensión en barras de 132 kV a sus niveles permitidos es el corte de carga.

Para lograr el flujo donde se verifica que las tensiones en barras de 132 kV de todas las EETT del área están dentro de la banda permitida y no se producen las sobrecargas antes mencionadas fue necesario realizar un 27% de corte de demanda en las EETT Pergamino, Rojas, Junín, IMSA, Lincoln, Chacabuco, Salto, Chivilcoy, Bragado, Cap. Sarmiento, Arrecife, Baradero, Zarate, Campana, S. Pedro, S. Nicolás y S. Nicolás Urbana (un total de 137.2 MW). Cabe aclarar que estos cortes de demanda son indicativos por lo cuál esto no implica que en la operación real se vayan a realizar estos cortes exactamente en los mismos lugares.

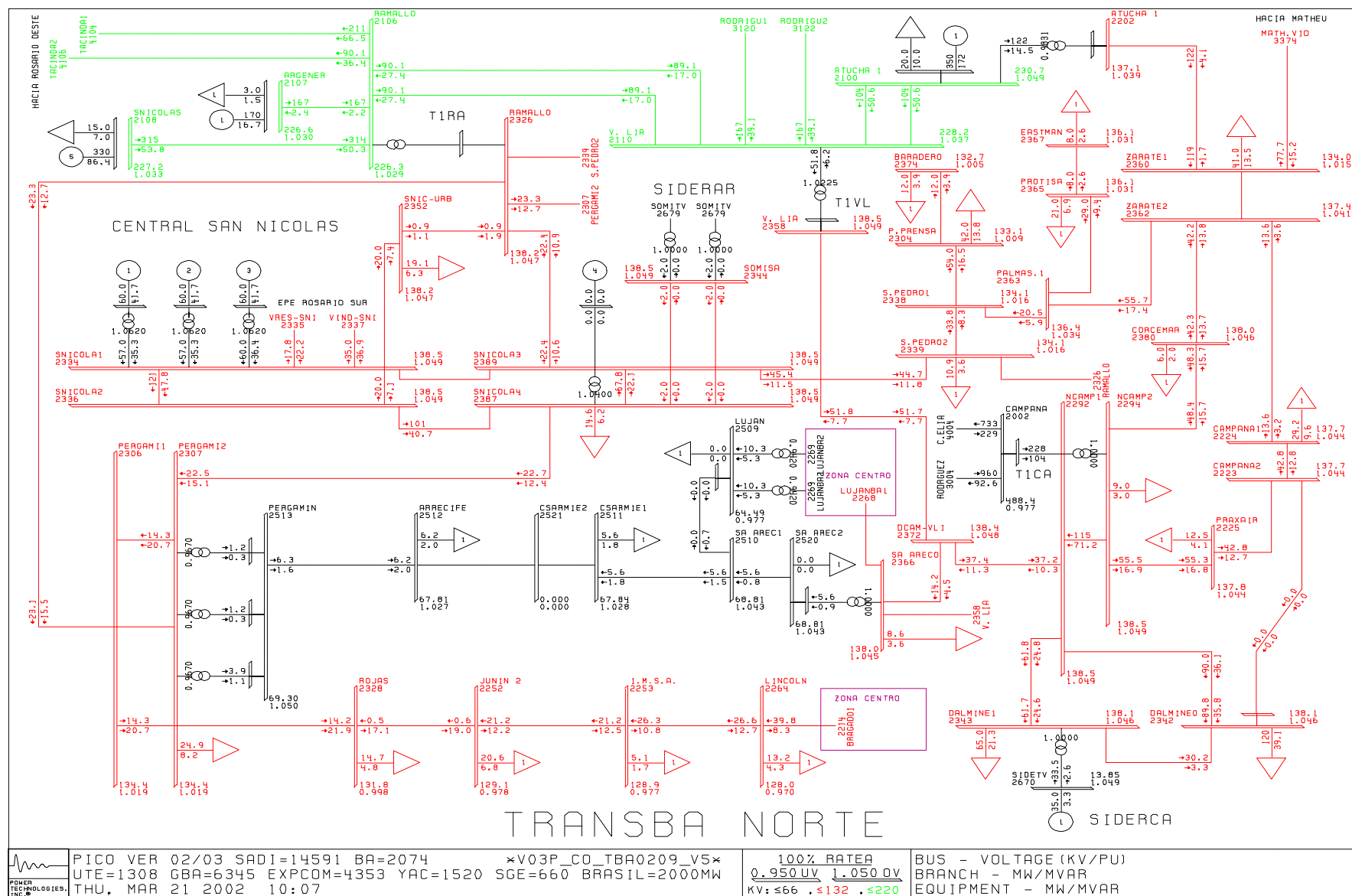
En las Figuras 7.3.1.2.23 a 7.3.1.2.25 Se muestran los diagramas de flujo de cargas correspondientes a los Casos A, B y C respectivamente.



**Figura 7.3.1.2.23 - Caso A – Transferencias límites con autotransformador 1 de 220/132 kV de Ramallo fuera de servicio**



**Figura 7.3.1.2.24 - Caso B – Transferencias límites con autotransformador 1 de 220/132 kV de Ramallo fuera de servicio**



**Figura 7.3.1.2.25 - Caso C – Transferencias límites con autotransformador 1 de 220/132 kV de Ramallo fuera de servicio**

## **Con autotransformador 1 de 500/220 kV de Henderson fuera de servicio**

Esta situación es muy similar a la resultante de considerar la línea Henderson – Bragado 220 kV fuera de servicio con la diferencia de que en el presente caso bajo análisis se puede abastecer parte de la demanda, recurriendo al transformador de Henderson T4HE de 220/132 kV de 40 MVA y a la línea Henderson – Bragado 220 kV. El transformador T4HE usualmente está energizado y en vacío y se lo utiliza cuando sale de servicio el T1HE, que es la situación que se está estudiando. Para este escenario de Pico de Verano 2002-2003, no puede abastecerse toda la demanda porque se producen sobrecargas inadmisibles en el autotransformador 2 de 500/132 kV, 100 MVA, de Henderson, en el transformador de Henderson T4HE de 220/132 kV, 40 MVA, y en las líneas de 132 kV Olavarría – Azul, Azul – Cacharí, Cacharí – Las Flores, Las Flores – Saladillo, Saladillo – Bragado, Bragado – Chacabuco, y Pergamino - Ramallo. En general las tensiones de las barras de 132 kV cercanas a Bragado toman valores inadmisibles que permiten decir que la zona va al colapso de tensión.

Ante esta situación y para evitar el colapso de tensión, queda como único recurso la aplicación de un fuerte corte de demanda en muchas de las EETT de la zona con un esquema tal que permita minimizar los cortes.

Para el caso analizado se estableció la siguiente configuración topológica:

- Chivilcoy toma carga desde Luján y se abre el interruptor de Chivilcoy salida Bragado.
- Lincoln, IMSA, Junín y Rojas toman carga en forma radial desde Pergamino, se abre el interruptor de Bragado salida Lincoln.
- Salto toma carga en 33 kV desde Arrecifes.
- Se abre el interruptor de acoplamiento de barras de 132 kV de Bragado.
- Chacabuco, Nueve de Julio, 25 de Mayo, C. Casares y la demanda en 66 kV de Bragado quedan tomando carga desde Henderson por medio del transformador de Henderson T4HE de 220/132 kV de 40 MVA y de la línea Henderson – Bragado 220 kV.
- Saladillo y la demanda en 132 kV de Bragado quedan tomando carga en forma radial desde Las Flores.

Los cortes de demandas a aplicar en cada ET de esta zona obedecen a distintos motivos, los que se describen a continuación:

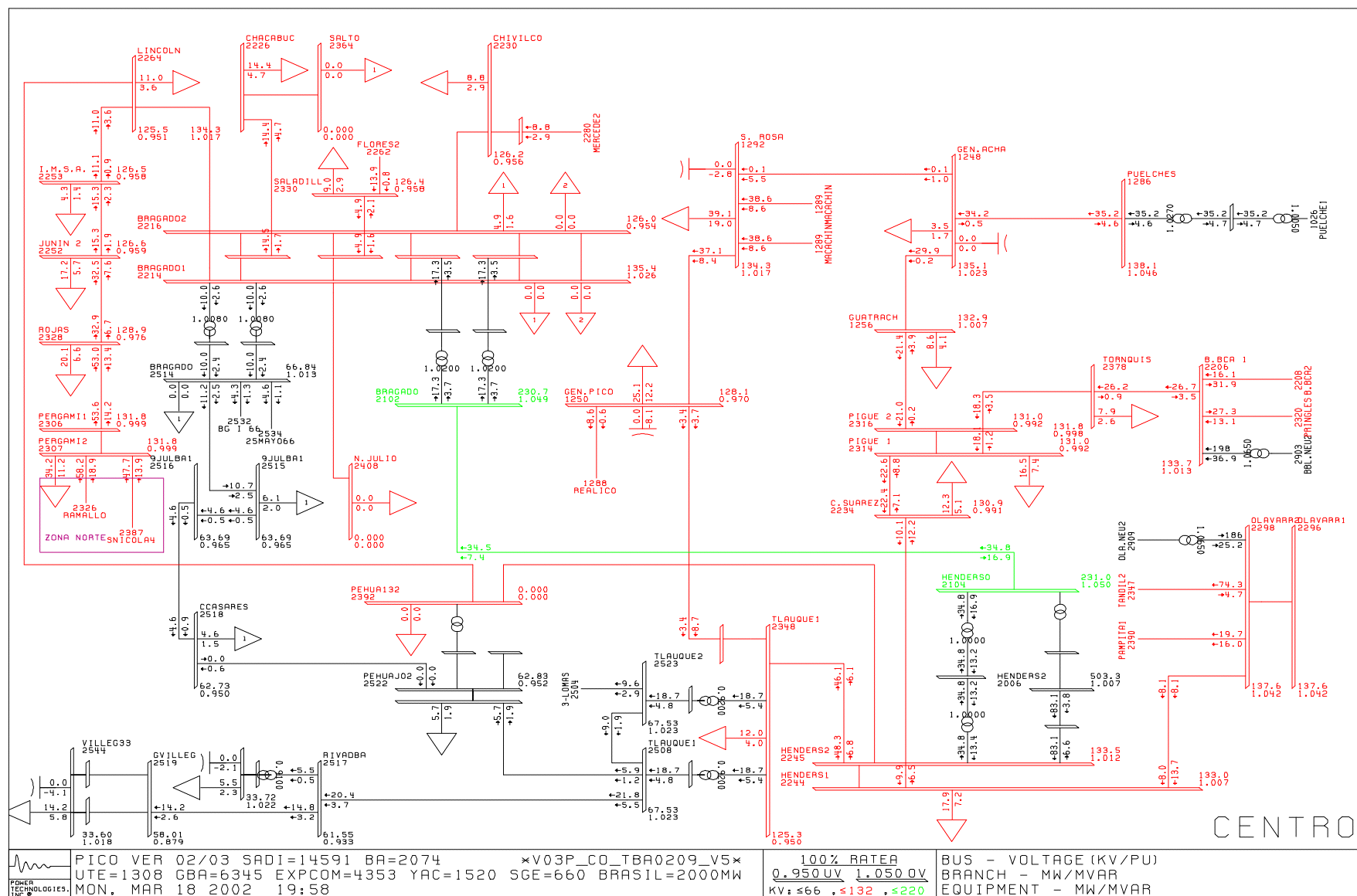
- Se corta el 100% de la demanda de la Acería Bragado (un total de 34 MW). Existe la posibilidad de alimentar el 50% de la demanda (1 horno), pero en esta situación la tensión en Bragado 132 kV es inferior a 0.95 pu, este valor es insuficiente para encender el horno restante, por lo tanto se corta la totalidad de la demanda.
- En Chivilcoy se debe realizar un 65% de corte de demanda (un total de 16.4 MW) para que no aparezcan sobrecargas en las líneas Morón – Luján #1 y #2.
- En Junín, IMSA y Lincoln se debe realizar un 39% de corte de demanda (un total de 20.7 MW) para que la tensión en barras de 132 kV de Lincoln no sea inferior a 0.95 pu (partiendo con una tensión de 1.05 pu en Ramallo y San Nicolás) y evitar que se sobrecargue la línea Pergamino – Rojas.
- En Chacabuco, Bragado 66 kV, Nueve de Julio, 25 de Mayo y C. Casares se debe realizar un 46% de corte de demanda (un total de 28.9 MW) para no sobrecargar el

autotransformador 2 de 500/132 kV 100 MVA de Henderson y el transformador de Henderson T4HE de 220/132 kV 40 MVA.

- En Saladillo y Bragado 132 kV se debe realizar un 17% de corte de demanda (un total de 2.8 MW) para que la tensión en barra de 132 kV de Bragado no sea inferior a 0.95 pu (partiendo con una tensión de 1.05 pu en Olavarría).
- En Arrecifes se debe realizar un 17% de corte de demanda (un total de 3.5 MW) para que la tensión en barra de 66 kV de Arrecifes no sea inferior a 0.95 pu. Se recuerda que en este caso la demanda de Salto se alimenta desde Arrecifes 33 kV.
- En Trenque Lauquen 132 kV y Pehuajó 66 kV se debe realizar un 30% de corte de demanda (un total de 7.6 MW) para que la tensión en barra de 132 kV de T. Lauquen no sea inferior a 0.95 pu.
- En Tres Lomas 66 kV se debe realizar un 17% de corte de demanda (un total de 1 MW) para que la tensión en barras de 132 kV de T. Lauquen no sea inferior a 0.95 pu
- En Rivadavia y Villegas 66 kV se debe realizar un 12% de corte de demanda (un total de 2.7 MW) para que la tensión en barras de 132 kV de T. Lauquen no sea inferior a 0.95 pu

Los cortes totales a aplicar son de 117.6 MW.

En la Figura 7.3.1.2.26 se muestra el diagrama de flujo de carga obtenido en estas condiciones.



**Figura 7.3.1.2.26 – Transferencias límites con autotransformador de 500/220 kV de Henderson fuera de servicio**



**Con autotransformador 2 de 500/132 kV de Henderson fuera de servicio.**

Esta es la misma situación analizada cuando se evaluó la salida de servicio de la línea Henderson – Trenque Lauquen 132 kV. Por medio del transformador de Henderson T4HE de 220/132 kV de 40 MVA no se puede recuperar algo de la demanda debido a que se produciría una sobrecarga del autotransformador 1 de 500/220 kV – 200 MVA de Henderson.