

# GUÍA DE REFERENCIA

DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ALTA TENSIÓN

DIRECCIÓN TÉCNICA • GERENCIA DE PLANIFICACIÓN Y OPERACIÓN DE LA RED • DEPARTAMENTO PLANEAMIENTO DE LA RED

**2 0 2 6 • 2 0 3 3**

## GUÍA DE REFERENCIA DEL SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSIÓN 2026 - 2033

### CONTENIDO

<b>Advertencias</b> .....	(3 pág.)
<b>Resumen Ejecutivo</b> .....	(41 pág.)
<b>Introducción</b> .....	(3 pág.)
<b>Conclusiones</b> .....	(45 pág.)
<b>Anexo 1: Tablas de Límites de Transferencia del Sistema de Transmisión</b>	
<b>Sección 1:</b> Corrientes admisibles en líneas y cables .....	(4 pág.)
<b>Sección 2:</b> Datos y límites de capacitores serie .....	(3 pág.)
<b>Sección 3:</b> Datos y límites de transformadores .....	(5 pág.)
<b>Sección 4:</b> Tabla resumen de límites .....	(4 pág.)
<b>Anexo 2: Control de Emergencia y Normas Operativas</b>	
<b>Sección 1:</b> Control de emergencia .....	(4 pág.)
<b>Sección 2:</b> Normas operativas .....	(2 pág.)
<b>Anexo 3: Carga de Transformadores</b>	
<b>Sección 1:</b> Transferencias máximas registradas .....	(12 pág.)
<b>Sección 2:</b> Transferencias previstas .....	(6 pág.)
<b>Anexo 4: Niveles de Cortocircuito</b> .....	(8 pág.)
<b>Anexo 5: Detalle de las Inversiones Necesarias para Minimizar las Restricciones del Transporte</b> .....	(17 pág.)
<b>Anexo 6: Esquemas Geográficos y Unifilares</b>	
<b>Sección 1:</b> Descripción de la Red de Transener S.A. ....	(12 pág.)
<b>Sección 2:</b> Descripción de Transportistas Independientes .....	(4 pág.)
<b>Sección 3:</b> Esquemas geográficos de expansión de la Red de Alta Tensión.....	(7 pág.)
<b>Sección 4:</b> Mapas y esquemas unifilares del sistema .....	(3 pág.)
<b>Sección 5:</b> Esquemas unifilares de estaciones transformadoras. ....	(80 pág.)
<b>Sección 6:</b> Esquemas de sistemas de comunicaciones. ....	(2 pág.)
<b>Anexo 7: Estudios del Sistema de Transporte para el Corto y Mediano Plazo</b>	
<b>Sección 1:</b> Estudios de flujos de carga	
<i>Introducción</i> .....	(1 pág.)
<i>Presentación de resultados obtenidos en esquemas unifilares</i> .....	(2 pág.)
<b>1.1</b> Flujos de potencia típicos .....	(22 pág.)
Apéndice I.a – Resúmenes de generación y demandas – Flujos de potencia típicos .....	(21 pág.)
Apéndice I.b – Reportes de tensiones fuera de banda permitida y sobrecargas – Flujos de potencia típicos .....	(21 pág.)
Apéndice I.c – Esquemas unifilares – Flujos de potencia típicos .....	(84 pág.)
<b>Sección 2:</b> Estudios de cortocircuito.....	(10 pág.)
<b>Anexo 8: Información del Sistema Empleada para los Estudios</b>	
<b>Sección 1:</b> Fuentes de información básica .....	(1 pág.)
<b>Sección 2:</b> Pronósticos de demandas .....	(26 pág.)
<b>Sección 3:</b> Características técnicas del equipamiento del Sistema de Transporte en Alta Tensión.....	(2 pág.)
.....	<a href="#">Lin_tran.xls</a>
.....	<a href="#">Trafos1.xls</a>



	Trafos2.xls	
	Gener1.xls	
	Gener2.xls	
	Interrup1.xls	
	Cserie.xls	
	Cshunt.xls	
	Tensión.xls	
	Dem_tran.xls	
	Obras_tran.xls	
<b>Sección 4:</b>	Datos de protecciones	(1 pág.)
<b>Sección 5:</b>	Características técnicas de los equipamientos de generadores, distribuidores y grandes usuarios que afectan el comportamiento del Sistema de Transporte	(1 pág.)
<b>5.1</b>	Bases de datos usadas en los estudios	(1 pág.)
<b>Sección 6:</b>	Ampliaciones previstas	
<b>6.1</b>	Equipamiento de transmisión	(12 pág.)
<b>6.2</b>	Equipamiento de generación	(4 pág.)
<b>Anexo 9:</b>	<b>Calidad de Servicio del Sistema de Transporte</b>	
<b>Sección 1:</b>	Presentación de datos de indisponibilidad de líneas y equipos	(1 pág.)
<b>1.1</b>	Transener S.A.	
<b>1.1.1</b>	Año 2017	(20 pág.)
<b>1.1.2</b>	Año 2018	(20 pág.)
<b>1.1.3</b>	Año 2019	(20 pág.)
<b>1.1.4</b>	Año 2020	(21 pág.)
<b>1.1.5</b>	Año 2021	(21 pág.)
<b>1.1.6</b>	Año 2022	(21 pág.)
<b>1.1.7</b>	Año 2023	(22 pág.)
<b>1.1.8</b>	Año 2024	(22 pág.)
<b>1.2</b>	Transportistas Independientes	
<b>1.2.1</b>	LITSA	
<b>1.2.1.1</b>	Año 2017	(4 pág.)
<b>1.2.1.2</b>	Año 2018	(4 pág.)
<b>1.2.1.3</b>	Año 2019	(4 pág.)
<b>1.2.1.4</b>	Año 2020	(4 pág.)
<b>1.2.1.5</b>	Año 2021	(4 pág.)
<b>1.2.1.6</b>	Año 2022	(4 pág.)
<b>1.2.1.7</b>	Año 2023	(4 pág.)
<b>1.2.1.8</b>	Año 2024	(4 pág.)
<b>1.2.2</b>	TIBA S.A.	
<b>1.2.2.1</b>	Año 2017	(2 pág.)
<b>1.2.2.2</b>	Año 2018	(2 pág.)
<b>1.2.2.3</b>	Año 2019	(2 pág.)
<b>1.2.2.4</b>	Año 2020	(2 pág.)
<b>1.2.2.5</b>	Año 2021	(2 pág.)
<b>1.2.2.6</b>	Año 2022	(2 pág.)
<b>1.2.2.7</b>	Año 2023	(2 pág.)
<b>1.2.2.8</b>	Año 2024	(2 pág.)
<b>1.2.3</b>	YACYLEC S.A.	
<b>1.2.3.1</b>	Año 2017	(4 pág.)
<b>1.2.3.2</b>	Año 2018	(4 pág.)
<b>1.2.3.3</b>	Año 2019	(4 pág.)
<b>1.2.3.4</b>	Año 2020	(4 pág.)
<b>1.2.3.5</b>	Año 2021	(4 pág.)
<b>1.2.3.6</b>	Año 2022	(4 pág.)
<b>1.2.3.7</b>	Año 2023	(4 pág.)
<b>1.2.3.8</b>	Año 2024	(4 pág.)

<b>1.2.4</b>	<b>LIMS</b>	
1.2.4.1	Año 2017	(4 pág.)
1.2.4.2	Año 2018	(4 pág.)
1.2.4.3	Año 2019	(4 pág.)
1.2.4.4	Año 2020	(4 pág.)
1.2.4.5	Año 2021	(4 pág.)
1.2.4.6	Año 2022	(4 pág.)
1.2.4.7	Año 2023	(4 pág.)
1.2.4.8	Año 2024	(4 pág.)

<b>1.2.5</b>	<b>LINS</b>	
1.2.5.1	Año 2017	(5 pág.)
1.2.5.2	Año 2018	(5 pág.)
1.2.5.3	Año 2019	(5 pág.)
1.2.5.4	Año 2020	(5 pág.)
1.2.5.5	Año 2021	(5 pág.)
1.2.5.6	Año 2022	(5 pág.)
1.2.5.7	Año 2023	(5 pág.)
1.2.5.8	Año 2024	(5 pág.)

<b>1.3</b>	<b>Síntesis histórica de indisponibilidad de líneas</b>	(14 pág.)
<b>Sección 2:</b>	<b>Consecuencias de las indisponibilidades</b>	(12 pág.)
<b>Sección 3:</b>	<b>Estadística de caídas de estructuras</b>	(3 pág.)
<b>Sección 4:</b>	<b>Distorsiones en la forma de onda de las tensiones</b>	(5 pág.)
<b>Sección 5:</b>	<b>Niveles de tensión fuera de los valores permitidos</b>	(8 pág.)

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

<b>Sección 1:</b>	<b>Información relativa a la edición y venta de la Guía</b>	(2 pág.)
<b>Sección 2:</b>	<b>Observaciones del OED a la presente edición</b>	(xx pág.)

#### **Información adicional suministrada con esta Guía:**

<b>Directorio</b>	<b>Contenido</b>
<b>\Ayuda.pdf</b>	Información para facilitar la lectura de la Guía
<b>\AcroRead</b>	Programa de instalación del software necesario para la visualización completa de la Guía (Adobe Acrobat Reader 11 en español)
<b>\GuíaRef_Tr_2633.pdf</b>	Guía de Referencia 2026-2033 de TRANSENER S.A.
<b>\Archivos\PED_May25-Oct25</b>	Programación Estacional Definitiva de CAMMESA Mayo 2025 – Octubre 2025
<b>\Archivos\PED_Nov25-Abr26</b>	Programación Estacional Definitiva de CAMMESA Noviembre 2025 – Abril 2026
<b>\Archivos\Flujos</b>	Bases de datos usadas en los estudios en formato PSS/E, según lo indicado en el Anexo 8, Sección 5.1
<b>\Archivos\Planillas</b>	Planillas requeridas por el Procedimiento Técnico N° 12 en formato Microsoft Excel, ver Anexo 8, Sección 3
<b>\Archivos\DiagBlock</b>	Diagramas de bloques y ajustes de parámetros de los modelos usados en las simulaciones dinámicas



<b>\Archivos\Docu\Procedimientos</b>	Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios. Versión XXXIV
<b>\Archivos\Docu\PT N°12</b>	Procedimiento Técnico N° 12 (PT 12)
<b>\Archivos\Docu\DAG-SIP</b>	Informe de ABB que describe el funcionamiento de la DAG SIP
<b>\Archivos\Docu\Estudios\Exp_NEA</b>	Incremento del límite de exportación del Nodo Rincón
<b>\Archivos\Docu\Estudios\Comp_Serie_COM-CUY-GBA</b>	Análisis de la Compensación Serie Futura de los Corredores Comahue – Cuyo y Cuyo – Buenos Aires
<b>\Archivos\Docu\Estudios\Inf_MA-ST_vs_minera</b>	Alternativas para incrementar la importación de las áreas NOA y norte de EPEC
<b>\Archivos\Docu\Estudios\EETT_CC_Diseño</b>	Descripción de la capacidad de diferentes componentes de una estación transformadora que definen su aptitud para soportar corrientes de cortocircuito
<b>\Archivos\Docu\Estudios\Ampl-Cap-Transp_Sist-Pat</b>	Análisis de alternativas de ampliación de la capacidad de transporte en el corredor patagónico de 500 kV
<b>\Archivos\Docu\Estudios\Lím_CC</b>	Informe sobre alternativas para limitar la potencia de cortocircuito en la Red de 500 kV
<b>\Archivos\Docu\Estudios\Sec_Ampl_GBA</b>	Informe sobre alternativas de secuenciamiento de ampliaciones en área GBA
<b>Archivos\Docu\notas Cortocircuito EETT</b>	Notas enviadas por Transener SA a efectos de resolver problemas de Cortocircuito en EETT del SADI.
<b>Archivos\Docu\Modificaciones DAG</b>	Presentación sobre las necesidades de adecuación de los Automatismos DAG en el SADI asociadas a nuevas obras de Transporte y Generación.
<b>\Archivos\Docu\Interconexión SADI-SINP</b>	Resumen sobre cambios previstos a corto plazo en la operación del SADI vinculado con el sistema SINP-ITAPÚ
<b>\Archivos\Docu\Informes situaciones relevantes</b>	Informes de Previsión de Situaciones Relevantes de la Red de Transporte de Extra Alta Tensión para Invierno 2025 y Verano 2025-2026.
<b>\Archivos\Ord_Servicio:</b>	
• \Os_02-Codigos_ET_y_Equipos_TNR	Orden de servicio N° 2, Anexo 1
• \Os_15- DAG_COM	Orden de servicio N° 15, Anexos 1 y 3
• \Os_19-Control_V_y_Reserva_Q_ET_EZ	Orden de servicio N° 19, Anexo 1
• \Os_21-DAG_DAD_NEA	Orden de servicio N° 21, Anexo 1

- 
- |                                      |   |
|--------------------------------------|---|
| • \Os_24-Operacion_ET_BR             | Orden de servicio N° 24                     |
| • \Os_25-Operacion_Corredor_Sur_PTPB | Orden de servicio N° 25                     |
| • \Os_34-DAG_NOA                     | Orden de servicio N° 34, Anexos 1, 2, 3 y 4 |
| • \Os_39-DAT_EZ_RD                   | Orden de servicio N° 39, Anexo 1            |
| • \Os_45-Automatismo_EPEC_ET_MA      | Orden de servicio N° 45                     |
| • \Os_47-DAG_GMZ                     | Anexos 3 y 4 de Orden de servicio N° 47     |
| • \Os_54-Operacion_SIP               | Orden de servicio N° 54, Anexo 2            |

**\Archivos\Plantipo**

Planillas tipo en formato Excel, previstas por el PT N°12 para el suministro de información técnica



## **ADVERTENCIAS**

*Transener S.A. publica la Guía de Referencia del Sistema de Transporte en Alta Tensión, 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 Transener S.A., o a cualquier otro sistema, no podrán utilizarse las Guías de Referencia de Transener S.A. como fuente de información inobjetable sin la validación y el consentimiento escrito por parte de esta empresa.*

*Se aclara que los límites operativos se establecen exclusivamente en la Programación Estacional de CAMMESA y para un período determinado en el tiempo, en el cual se han identificado con la máxima precisión posible cuáles van a ser las condiciones de operación del sistema. Esta razón le asigna sólo el carácter de indicativos a los límites a futuro publicados en la Guía de Referencia, no constituyendo compromiso alguno de capacidad de transporte por parte de Transener S.A.*

*Las propuestas indicativas de ampliación de capacidad de transporte que se presentan en la Guía de Referencia de ninguna manera evitan la necesidad y obligación por parte de terceros interesados en implementarlas de realizar los estudios detallados que exige el Procedimiento Técnico 1 de CAMMESA (PT 1), para asegurar su factibilidad y poder definir las respectivas especificaciones básicas. Consecuentemente, se considera prudente advertir que las ampliaciones propuestas por Transener S.A. están sujetas a perfeccionamiento y validación en dicho marco reglamentario.*

*Para la elaboración de escenarios futuros en estudios eléctricos de “Etapas 1” que involucren 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 de transporte recomendadas por los Transportistas o asumidas por el Solicitante no se implementen.*

*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 falencias estructurales de los sistemas regionales vinculados a Transener S.A., los que deberían ser resueltos, de acuerdo con lo establecido en la normativa vigente, por las empresas responsables mediante las inversiones necesarias, a efectos de asegurar el normal abastecimiento a los usuarios finales, respetando las condiciones de operación establecidas por Transener S.A. con el objeto de preservar el equipamiento que conforma el Sistema de Transporte en Alta Tensión.*

*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.*

*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 debidas a ampliaciones de transporte o cuando estas superen el 50% del valor de referencia, se deberá consultar al Transportista, para encaminar su análisis detallado.*

*También sobre estudios de cortocircuito, se aclara que algunos resultados de la Guía para casos típicos de la operación muestran valores superiores a los de diseño de las instalaciones, lo que no indica que Transener S.A. acepte tales condiciones operativas. Sin embargo, son de utilidad para poner de manifiesto la necesidad de implementación sin demoras de las respectivas soluciones, ya que hasta tanto ello no ocurra se deberá recurrir a medidas operativas, que en general afectan negativamente a la demanda.*

*Pese a que la fecha formal de cierre de datos de entrada para la presente Guía es el 31 de marzo de 2025, en la medida de lo posible y con el objeto de suministrar información más actualizada, a partir de esa fecha 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 o supuestos considerados en diferentes Secciones de la Guía. Asimismo, se aclara que a la fecha de publicación de esta Guía, 31 de diciembre de 2025, por razones prácticas de elaboración, no todas las novedades relevantes han podido ser incorporadas.*

*En esta carpeta se encuentra contenida la totalidad de la Guía de Referencia, en formato Adobe Acrobat. A partir del archivo “GuíaRef\_Tr\_2633.pdf” se tiene acceso directo a toda la documentación de la Guía que en sus primeras ediciones se suministraba en papel.*

*También se agregan en la misma carpeta informes detallados de estudios, antecedentes de interés de Guías precedentes, planillas y bases de datos que exige*



---

*el Procedimiento Técnico 12 en formato digital, Órdenes de Servicio del SADI, distintos documentos oficiales, etc.*

*Si el lector no dispone del software necesario para visualizar la Guía, puede instalarlo recurriendo al programa que se encuentra contenido en la carpeta “AcroRead”.*

# GUÍA DE REFERENCIA TRANSENER 2026 – 2033

## RESUMEN EJECUTIVO

### Objeto del Resumen

La publicación anual de la Guía de Referencia del Sistema de Transporte en Alta Tensión es exigida por el Anexo 20 de "Los Procedimientos" de CAMMESA y las pautas sobre su contenido están definidas en el Procedimiento Técnico 12. Un objetivo clave de la Guía de Referencia es presentar los estudios que den las indicaciones sobre el desempeño y capacidad del Sistema en el mediano plazo (definido como los ocho años posteriores al de la fecha de su publicación) y las recomendaciones de los nuevos requerimientos de inversión en equipamiento de la red. Para los tres primeros años de estudio, 2026 al 2028, se analizaron dos escenarios de verano (pico y valle) y tres de invierno (pico, resto y valle), mientras que para los últimos cinco años de estudio solo se analizaron tres (cuarto, sexto y octavo, es decir, 2029, 2031 y 2033), para dos escenarios: valle de invierno y pico de verano. Esta simplificación en años de estudio se acordó con CAMMESA, debido a la incertidumbre en los planes de obras.

En este resumen se presentan en forma sucinta las principales hipótesis adoptadas para la elaboración de la Guía de Referencia de Transener correspondiente al período 2026 – 2033, respecto de tasas de crecimiento de demanda consideradas, de incorporaciones previstas en equipamiento de transmisión y transformación del Sistema Argentino de Interconexión (SADI), y en el parque generador. Asimismo, como consecuencia de los estudios eléctricos realizados a partir de tales supuestos, se identifican las necesidades de ampliación que el sistema requeriría, conforme se propone en esta Guía. Mayor información se encuentra contenida en las Conclusiones de este documento y en los apartados que describen los estudios realizados.

### Principales Hipótesis Adoptadas

#### ***Tasas de Crecimiento de la Demanda***

De acuerdo con las tasas de crecimiento históricas de demandas de potencia registradas (3,1%), se adoptó una tasa de crecimiento anual del **3%** para todos los años de estudio. Adicionalmente, con el valor de máxima demanda histórica registrada en el último verano (10/02/2025) de 30257 MW y la tasa de crecimiento adoptada (3%), se calcula la máxima potencia de demanda prevista para el verano 25/26. Con este valor se proyectaron las potencias máximas de los años subsiguientes, a la tasa previamente mencionada:



## Proyección de Potencias Máximas del SADI

Valores expresados en MW

2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
31165	32100	33063	34055	35076	36128	37212	38329	39479

Crecimiento de la demanda en 8 años (período 2026 – 2033): **8314 MW**

Crecimiento medio de la demanda por año: **1039 MW**

Tasa equivalente de crecimiento anual de la demanda: **3%**

## Incorporaciones en el Parque Generador

Para atender el crecimiento de la demanda supuesta para el horizonte de análisis de la Guía, y sobre la base de proyectos existentes y de informaciones de distinta fuente, se consideró el ingreso de generación y de BESS (Sistemas de Almacenamiento de Energía en Baterías) que se indica en la siguiente tabla resumen, discriminada por tipo y año de ingreso.

### Ingresos de generación por año

Valores expresados en MW

Tipo	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	Total
<b>Nuclear</b>	0	0	0	0	0	0	0	1200	<b>1200</b>
<b>Térmica</b>	217	0	0	0	0	0	0	1139	<b>1356</b>
<b>Hidráulica</b>	0	0	0	630	0	1062	0	710	<b>2402</b>
<b>Eólica</b>	660	613	339	613	0	0	0	0	<b>2225</b>
<b>Solar FV</b>	2076	688	300	187	0	1100	0	0	<b>4351</b>
<b>Biomasa</b>	37	22	0	0	0	0	0	0	<b>59</b>
<b>BESS</b>	0	713	0	0	0	0	0	580	<b>1293</b>
<b>TOTAL</b>	2990	2036	639	1430	0	2162	0	3629	<b>12886</b>

Se prevé para el corto y mediano plazo el ingreso de una importante cantidad de generación eólica y solar, la cual se encuentra asociada en parte a generación adjudicada bajo la Resolución SE 360-2023, que incorpora el concepto de prioridad de despacho Ref. A, la que refiere a una probabilidad esperada de despacho anual de al menos el 92% de energía, es decir, considerando la expectativa de posibles restricciones de despacho. Asociado a esta resolución se prevé el ingreso de 2311 MW de generación renovable.

También como parte del MATER (Mercado a Término de Energía Renovables), se prevé el ingreso de proyectos de generación asociados a ampliaciones en el sistema de transporte, en el marco de la Resolución SE 360-2023, Anexo 2. En esta Guía se considera el ingreso de 1900 MW en total.

Es preciso advertir que los proyectos de generación renovable cuyas asignaciones de potencia corresponden a la licitación del tercer trimestre del 2025, no fueron considerados en los escenarios de la Guía debido a que la publicación de los resultados fue posterior a la elaboración de la misma. Por lo tanto, los Solicitantes de Ampliaciones de la red de transporte deberán consultar a CAMMESA y Transener la generación a considerar al momento de realizar estudios del sistema.

Es preciso aclarar que en la presente Guía se consideró que, aquellos proyectos adjudicados por rondas Renovar o Mater que actualmente no tienen previsión de ingreso y que aún no han oficializado su cancelación, entrarían en servicio no antes de 2029. Dicha premisa tiene como fin no incorporar dentro de los primeros tres años generación cuya certidumbre de concreción no es clara, en pos de definir un escenario razonable para eventuales solicitudes de acceso al sistema de transporte, y a la vez considerar generación que fue oportunamente adjudicada para poder determinar su impacto en la red.

En el presente año, la Secretaría de Energía mediante la Resolución 67/2025 lanzó la convocatoria para proyectos de almacenamiento de energía eléctrica (BESS) en GBA. El objetivo de esta licitación es mejorar el perfil de reserva para cubrimiento de punta en horas de alto requerimiento de la red y reducir el riesgo de desabastecimiento. De acuerdo con los plazos previstos, se prevé incorporar 713 MW de almacenamiento (baterías u otras tecnologías) en áreas y nodos críticos del GBA en el segundo verano (Ver. 2027/28). Adicionalmente, se proponen nuevos proyectos de almacenamiento en el año horizonte con el fin de solucionar problemas de abastecimiento en la red de GBA, se modelaron 580 MW adicionales en el año 2033.

Algunos de los mayores proyectos de generación convencional, considerados en los estudios, térmicos (no contenidos en licitaciones de CAMMESA) e hidroeléctricos, son los siguientes:

#### **Proyectos de generación convencional más relevantes**

<b>Proyecto</b>	<b>Potencia [MW]</b>	<b>Esc. de Ingreso</b>
<b>C.T. Brigadier López (Cierre de ciclo)</b>	140	Inv. 2026
<b>C.H. Aña Cuá</b>	270	2029
<b>C.H. J. Cepernic (vinculada a ET La Barrancosa)</b>	360	2029
<b>C.H. N. Kirchner (vinculada a la ET Cóndor Cliff)</b>	950	2031
<b>C.H. Baqueano</b>	112	2031
<b>C.H. El Tambolar</b>	70	2033
<b>C.H. Chihuido I</b>	640	2033
<b>C.N. Atucha III</b>	1200	2033
<b>C.C. Manuel Belgrano II</b>	840	2033
<b>C.C. Guillermo Brown</b>	300	2033

Cabe aclarar asimismo que la información más actualizada de las fechas de ingreso surge de la Programación Estacional de CAMMESA, pudiendo que hayan surgido demoras en los proyectos respecto de las estimaciones de ingreso durante la elaboración de esta Guía o con posterioridad a la fecha de su publicación.

#### **Planes de transmisión impulsados por el estado**

Constituye una base de partida para el análisis y estudios de esta Guía, la Resolución SE 507/2023, del 9 de junio de 2023, que aprobó (i) el Plan de Expansión del Sistema de Transmisión de Energía Eléctrica en Alta Tensión, (ii) el Plan de Readecuación de Estaciones Transformadoras Existentes del Sistema

de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión, (iii) el Plan de Readecuación de Estaciones Transformadoras Existentes de 132 kV y (iv) el Plan de Expansión del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal, que comprenden el conjunto de obras de ampliaciones del sistema de transporte a ser priorizadas.

Asimismo, más recientemente, la Res. SE 715/2025, del 29/05/2025, aprobó la siguiente lista de Obras de Ampliación del Sistema de Transporte de urgente y prioritaria ejecución:

- AMBA I + STATCOM Ezeiza
- Línea 500 kV Vivoratá - Plomer
- AMBA II + STATCOM Rodríguez
- Línea 500 kV Plomer - O'Higgins
- Línea 500 kV Puerto Madryn - Choele Choel - Bahía Blanca
- ET Comodoro Rivadavia Oeste 500/132 kV - 450 MVA
- Alternativa ESTE Línea 500 kV Río Santa Cruz - Puerto Madryn / Alternativa OESTE Línea 500 kV CH Kirchner - Futaleufú - Piedra del Águila
- Línea 500 kV Río Diamante - Charlone - O'Higgins
- Línea 500 kV Rodeo - Chaparro - La Rioja Sur
- Línea 500 kV Malvinas - San Francisco - Santo Tomé
- ET El Espinillo 500/132 kV
- Línea 500 kV Lavalle - Chumbicha
- Línea 500 kV Chaparro - Antofagasta de la Sierra - Punta - Cobos
- Línea Interconexión Internacional 500 kV Yaguacua (Bolivia) - Salvador Mazza (Salta) - San Juancito (Jujuy)
- Línea Interconexión Internacional 500 kV Villa Hayes (Paraguay) - Formosa
- Línea Interconexión 500 kV Santa Cruz - Tierra del Fuego

Estas ampliaciones, conforme a la Res. SE 715/2025, serán llevadas a cabo bajo el régimen de concesión de obra pública y podrán ser solventadas mediante el pago de una tarifa de ampliación de transporte por los usuarios del servicio público de transporte de energía eléctrica del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), que se definan como beneficiarios de las mismas.

## **Resultados de los Estudios Eléctricos**

En primer lugar, cabe destacar que una síntesis de la realidad actual del Sistema de Transporte en Alta tensión puede encontrarse en los Informes de Situaciones Relevantes, elaborados por el Departamento Ingeniería de Operación (IdeO) de la Gerencia de Planificación y Operación de la Red de Transener S.A., tanto para el invierno de 2025 como para el verano de 2025/2026, que se encuentran contenidos en la sección de documentos de esta Guía \Archivos\Docu\Informes situaciones relevantes.

A continuación, se detallan los principales problemas de abastecimiento, cortocircuito y saturación de corredores que surgen del análisis de los resultados de los casos base realizados (conforme al Procedimiento Técnico 12 de



CAMMESA, Anexo 20 de Los Procedimientos), y las respectivas soluciones propuestas en esta Guía.

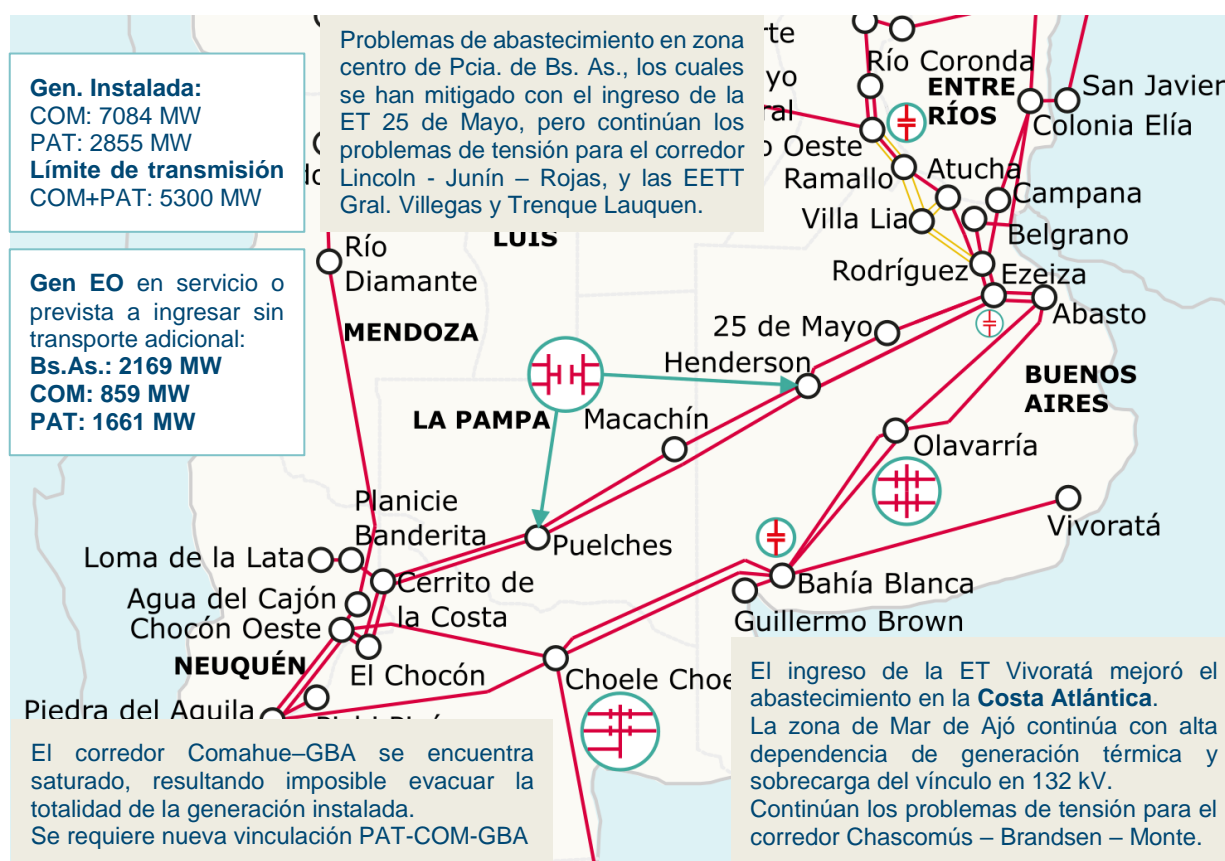
La presente sección se encuentra dividida en 2 partes: inicialmente se presentan, para las distintas áreas del SADI, los resultados y obras propuestas correspondientes al corto plazo (primeros cuatro años, con una demanda del SADI prevista para 2029 de 35076 MW), y luego, de manera global, aquellos resultados y obras consideradas hacia el horizonte de la Guía (siguientes cuatro años, con una demanda del SADI prevista para 2033 de 39479 MW).

## CORTO PLAZO (2026-2029)

### **CORREDOR COM-GBA**

#### **Situación actual**

Seguidamente se detalla sucintamente la situación actual del Corredor COM-GBA.

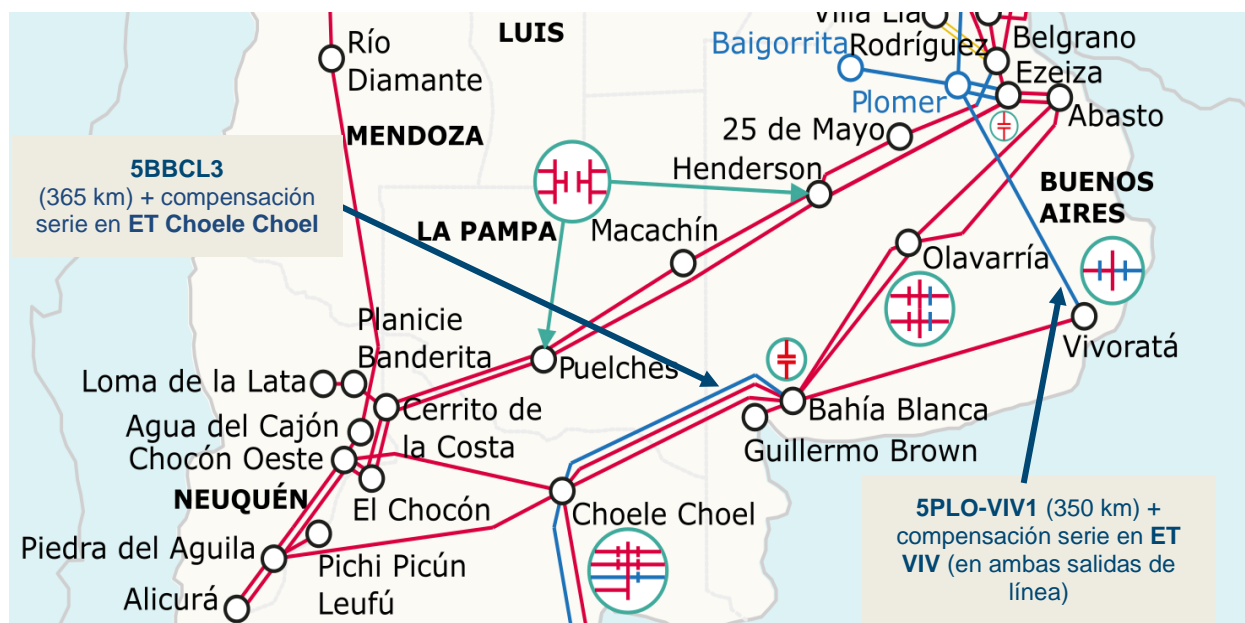


Tal como se destaca en la figura anterior, el Corredor COM-GBA se encuentra actualmente saturado; el límite actual de transmisión COM+PAT de 5300 MW resulta claramente insuficiente para los 9939 MW actualmente instalados en dichas áreas, a lo que debiera sumarse la generación instalada en la Pcia. de Bs.As. Esto muestra la necesidad de una nueva vinculación PAT-COM-GBA para el corto plazo, más aún si se considera el hecho de que aún restan ingresar proyectos de fuentes de energías renovables adjudicados en dichas áreas y

que, dado el potencial energético de las mismas, es de esperar que se instale generación adicional.

### Ampliaciones Consideradas

A fin de mitigar dichos problemas, en la Guía se consideran las siguientes ampliaciones para el área, en el corto plazo:



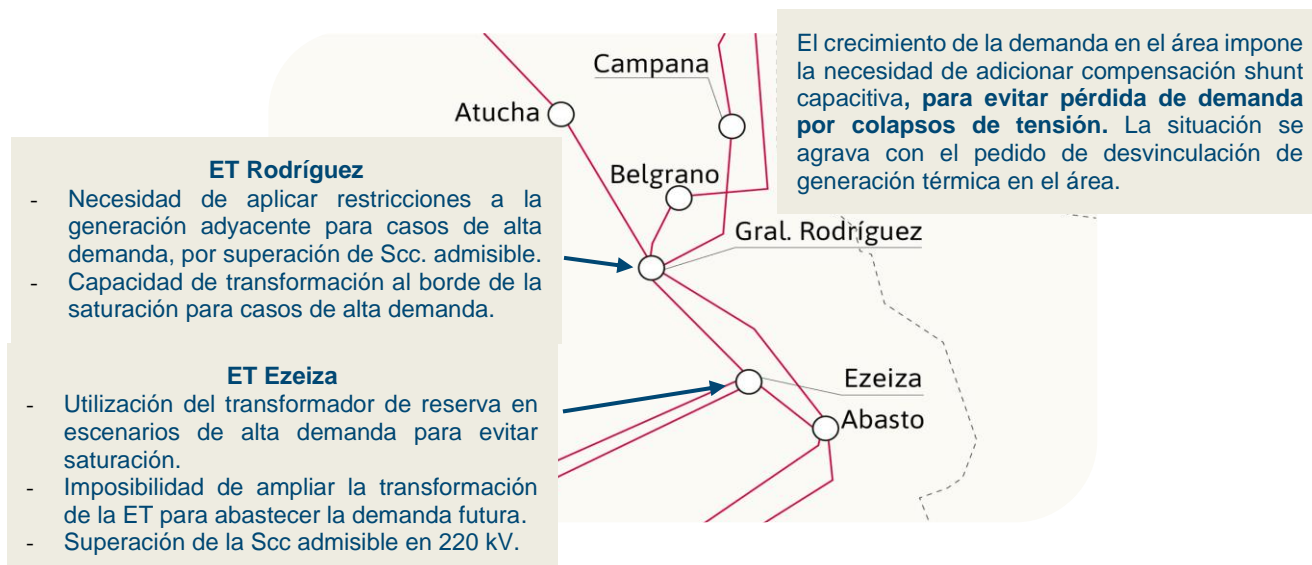
A lo anterior, debiera sumarse la necesidad de resolución de problemas no menores para vincular la nueva generación a EE.TT. existentes, tal como sucede con la ET Bahía Blanca, para la cual se presentan numerosos problemas para su ampliación (falta de capacidad de transformación; problemas de cortocircuito en 500 y en 132 kV con la instalación del tercer transformador; capacidad de corriente de barras de 132 kV limitada a 3000 A; falta de espacio y dificultades de permisos de trabajo para poder implementar una tercera barra de 132 kV, para no degradar la confiabilidad de la demanda, etc.).

Cabe mencionar que, en el marco de la licitación Mater Res. 360/23, 4º trimestre del 2024, se le ha asignado a la empresa ABO ENERGY ARGENTINA S.A. un total de 300 MW entre los proyectos de los futuros parques eólicos Energía Pura, Patagónicos y Del Nuevo Sur, los cuales se encuentran asociados a la obra de ampliación en la capacidad de transformación de la ET Choele Choel 500/132 kV, mediante el reemplazo de los actuales transformadores T3CL y T5CL de 150 MVA por dos nuevos transformadores de 300 MVA cada uno.

## **AREA GBA**

### **Situación actual**

Seguidamente se detalla sucintamente la situación actual del área GBA.



Tal como se expresa en la figura previa, la ET Ezeiza (EZ) ha llegado al límite de su desarrollo, con 4 transformadores. Vinculado a ello, el 28/06/21 se produjo el record de demanda abastecida por la ET EZ, con 2940 MW. En ese escenario se verificó, que aún con toda la generación disponible despachada, el remanente de potencia de transformación era de 174 MW (6 % de la demanda que puede suministrar la ET). Puede verse que la ET EZ ya en la actualidad se encuentra al borde de la saturación.

Asimismo, la salida del despacho por problemas ambientales de las CCTT Matheu II y III (470 MW en total) ha tenido como correlato un incremento en las transferencias por la transformación de la ET RD, así como una reducción en la capacidad de control de tensión sobre dicho nodo, acelerando la necesidad de ampliaciones vinculadas a esta ET, lo cual es descripto posteriormente.

En este sentido, se informaron a CAMMESA la desafectación de unidades de generación térmica en el área de GBA, que a continuación se detallan:

Central Térmica	Potencia [MW]	Máquina	Fecha de desvinculación
<b>Costanera</b>	120	COSTTV04	2023
	350	COSTTV06	2023
<b>Central Puerto</b>	60	NPUETV04	2023

Adicionalmente, las máquinas presentadas en la siguiente tabla, se encuentran en el final de su vida útil, por lo que se prevé su desvinculación en un futuro cercano. Estas desvinculaciones de unidades generadores agravarían aún más los problemas de saturación en las EETT Ezeiza y Rodríguez, por el consiguiente aumento de las transferencias desde 500 kV para abastecer la demanda en GBA.

Central Térmica	Potencia [MW]	Máquina
<b>Costanera</b>	112	COSTTV03
	123	COSTTV01
	116	COSTTV02
	323	BSASCC
<b>Central Puerto</b>	110	NPUETV05
	194	NPUETV08
	145	PNUETV07

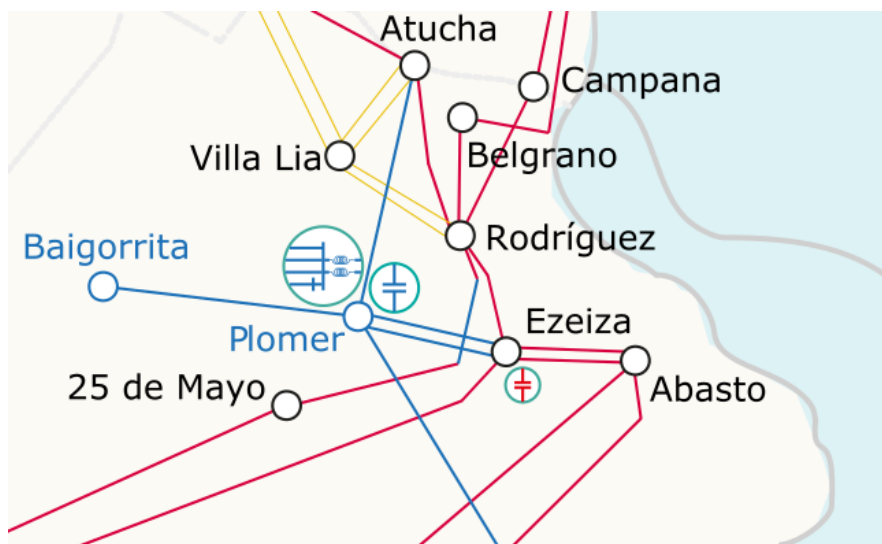
Por otro lado, los incrementos de transferencia de potencia en las redes de 500 kV con el aumento del despacho de generación cercana están incrementando los niveles de cortocircuito de algunas EE.TT. del área a niveles superiores a los de diseño, situación que es inadmisibles por los riesgos que implica en personas, equipos y para el abastecimiento de la demanda. Puntualmente, en escenarios de alta demanda deben aplicarse restricciones a la generación adyacente a la ET RD, para evitar que se supere su valor de Scc admisible en 500 kV. Con respecto a la ET EZ, la solución temporaria del “bypass EZ-RD” realizado en 2020 (puenteo reversible de una de las líneas que acometen desde Abasto con una de las que acometen desde Rodríguez, dando origen a una línea Abasto – Rodríguez, es decir, empalme de la 5ABEZ1 con la 5EZRD2, quitando así los aportes directos de esas dos líneas a la ET Ezeiza) permitió disminuir las solicitudes de Scc sobre la ET, pero se agotará en el corto plazo. En el nivel de 220 kV, tanto en la ET Rodríguez como la ET Ezeiza se opera con barras desacopladas, para mitigar las solicitudes en dicho nivel de tensión (en la ET EZ igualmente se presentan escenarios con requerimientos que superan la capacidad admisible).

Con respecto a las necesidades de compensación reactiva, ya en el primer escenario de pico de verano se verifica que, para transferencias maximizadas por el corredor COM-GBA, los Compensadores Sincrónicos (CCSS) de EZ podrían encontrarse operando por debajo de la mínima reserva, lo que determina la urgente necesidad de incorporación de compensación capacitiva para acompañar el crecimiento de la demanda, adicional a los 2 bancos de 115 MVAR instalados en 220 kV a fines de 2023. Como comentario, aunque los distribuidores cumplan con sus obligaciones de factor de potencia 0.95 inductivo o superior en el punto de intercambio con el transportista, para transformadores de 855 MVA de nuevas EE.TT. del área, por cada 800 MW de nueva demanda pueden presentarse requerimientos de hasta unos 250 MVAR para el sistema de transporte de alta tensión, lo que debería ser tenido en cuenta en las respectivas ampliaciones.



## Ampliaciones Consideradas

A fin de mitigar dichos problemas, en la Guía se consideran las siguientes ampliaciones para el área en el corto plazo:



## Obras que forman parte del PROASTEE – Etapa 1 (ex AMBA I):

- **ET Plomer:** 500/220 kV – 2x855 MVA + 500/132 kV – 450 MVA + compensación shunt 2x125 MVar + STATCOM +/-250 MVar + 4 salidas en 220 kV hacia la red de GBA (dos DT a Pantanosa y Zappalorto) y 2 en 132 kV a la red de Transba (DT p/seccionar Luján - Mercedes).
- **LEAT 500 kV** de 350 km entre **VIV-PLO** + compensación serie en VIV salidas a BB y PLO.
- **LEAT 500 kV** de 98km entre **AT-PLO**.
- **DT LEAT 500 kV** de 35 km entre **EZ-PLO** con reactores serie limitadores de corrientes de cortocircuito, de 15  $\Omega$  en cada terna.
- **Primer Bypass** entre 5EZVM2 con 5EZRD1, conformando 5RDVM2.
- En el Bypass actual de EZ, además de la 5ABEZ1 participa la 5EZRD2; con el AMBA I la que intervendrá es la 5EZRD1 (para liberar acceso a EZ de la 5EZ-PLO1), por lo que el bypass EZ conformará la 5ABRD1.

## Otras obras de relevancia en el área GBA:

- **ET Ezeiza:** compensación shunt 2x117 MVar + STATCOM +/-250 MVar.
- **ET Rodríguez** instalación del T8RD 500/220 kV de 800 MVA.
- **Proyectos BESS del Alma GBA** 713 MW de almacenamiento de energía.
- **Migración DAG Comahue** (de niveles a eventos) y nueva **DAG Litoral**.

El presente grupo de obras de 500 kV sería implementada con la primera etapa, denominada PROASTEE – Etapa 1 (ex AMBA I), de un plan de obras (que también incluye obras de 220 y 132 kV) gestionando originalmente por la UESTEE

(Solicitud en trámite), necesario para el abastecimiento del área GBA. El mismo sería complementado en una segunda etapa, AMBA II, que se describe más adelante en la sección de obras de largo plazo. El plan AMBA I se considera en servicio en los escenarios de esta Guía a partir de 2029, y el AMBA II a partir de 2031.

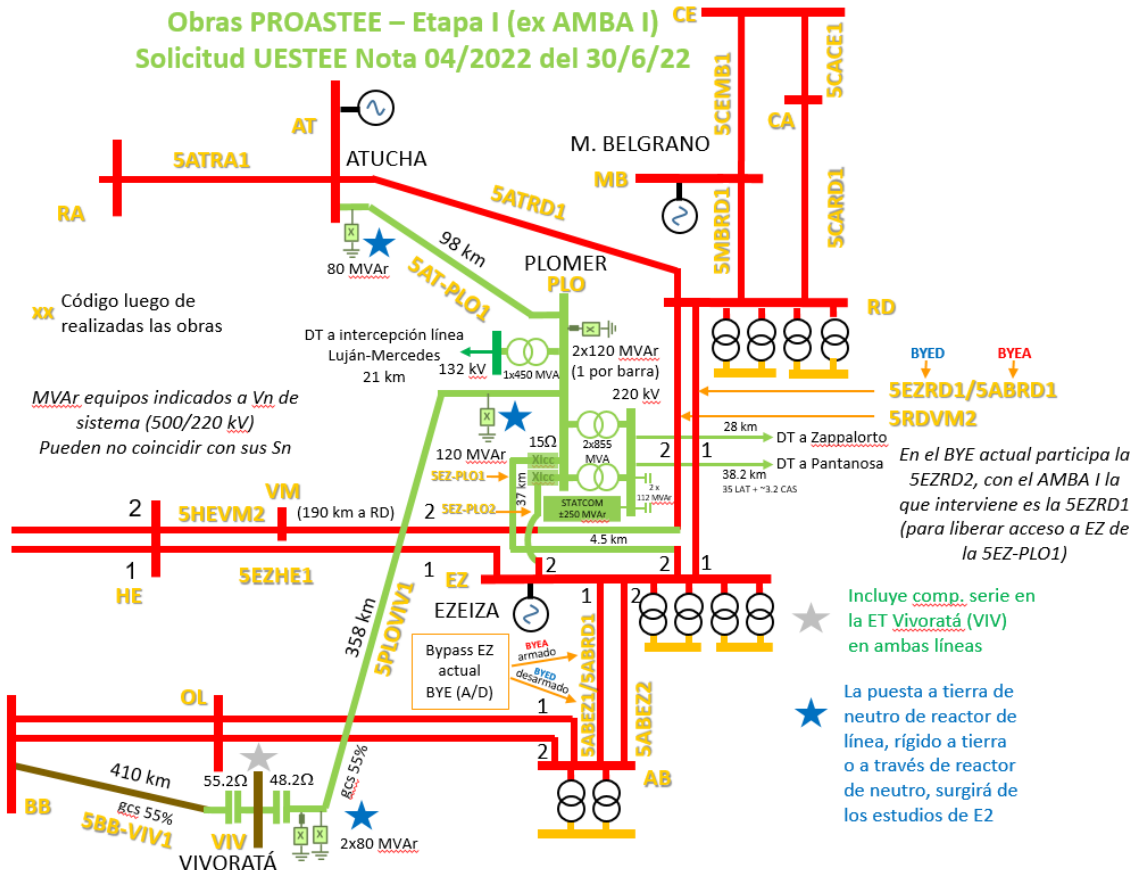
Asimismo, se considera prudente advertir que la concreción únicamente del PROASTEE Etapa 1 resulta insuficiente como solución de mediano plazo a los problemas de cortocircuito y abastecimiento de demanda de las EETT del área, en particular para la ya muy crítica situación actual de las EETT Rodríguez y Ezeiza.

En lo que respecta a modificaciones de topología en 220 kV, el proyecto inicialmente sólo contenía la desvinculación de la ET EZ de los dos circuitos que la conectan con la ET Zappalorto, y la conexión de esta última con una nueva doble terna a la ET Plomer, lo que fue motivo de observaciones por parte de Transener. En la versión actual del proyecto, la alternativa de solución inicial que se adoptaría incluye también una doble terna de 220 kV entre Plomer y la futura ET Pantanosa (que seccionará las líneas de 220 kV entre las EETT EZ y Casanova), con la previsión de que inicialmente la demanda de la ET Casanova pueda abastecerse alternativamente desde cualquiera de dichos nodos (Plomer o EZ), para luego a futuro desvincular definitivamente Casanova de EZ y que en su lugar se abastezca únicamente desde Plomer. Esta última versión del proyecto, con ambas DT en 220 kV, es la que ha sido modelada en la Guía.

Por otro lado, como consecuencia del atraso en la concreción del plan de obras de AMBA I y AMBA II, la salida del despacho de generación térmica de GBA y la necesidad de abastecimiento de la demanda en la ET Rodríguez, es que se considera como solución de emergencia la incorporación de un 5º transformador T8RD 500/220 kV – 800 MVA en dicha ET, abasteciendo de manera radial mediante un electroducto en 220 kV la carga asociada a la futura ET José C. Paz 220 kV (para no incrementar los niveles de cortocircuitos trifásicos en RD 500 kV), atendiendo previsiones de EDENOR. Esta ampliación de transformación en la ET RD tiene la solicitud de ampliación a la capacidad de transporte aprobada por el ENRE.

A continuación, se muestra un esquema unifilar futuro con las ampliaciones del AMBA I, con los respectivos cambios que deberán implementarse:

**Obras PROASTEE – Etapa I (ex AMBA I) C**  
**Solicitud UESTEE Nota 04/2022 del 30/6/22**



Ambas etapas del proyecto AMBA contendrían básicamente las obras solicitadas por el CAF en 2018, con los avances que se han registrado desde entonces en los anteproyectos. En lo respectivo a la compensación reactiva futura modelada en el área, se consideraron las siguientes fechas de ingreso:

- **ET EZ:** Cap. Shunt 2x117 MVar (V27) + STATCOM +/-250 MVar (2029)
- **ET PLO:** Cap Shunt 2x125 MVar + STATCOM +/-250 MVar (2029)
- **ET RD:** STATCOM +/-250 MVar (2031)

La concreción del plan PROASTEE Etapa 1 (ex AMBA I) y AMBA II, conforman una solución de mediano plazo para el abastecimiento del área GBA, descargando y reduciendo el Scc en EETT existentes, incrementando la confiabilidad de la red del área y aportando posibilidades de nuevas vinculaciones entre la generación de LIT, CUY y COM, y dicha demanda.

Atendiendo a los críticos requerimientos de compensación reactiva adicional para el área en el corto plazo, para el verano 2026/27 se modelaron 2 bancos de capacitores shunt en 220 kV de la ET Ezeiza, uno de 115 MVar (filtro de 5<sup>ta</sup> armónica) y otro de 117 MVar (filtro de 7<sup>ma</sup> armónica), que corresponden a la licitación MATER Resolución SE 360/2023 - proyectos de generación con ampliaciones en el sistema de transporte. Esta obra será ejecutada por la empresa Generación Eléctrica Argentina Renovable I S.A. (GEAR I), subsidiaria de Petroquímica Comodoro Rivadavia (PCR). Como parte de esta obra, también se incluye la repotenciación de los bancos de capacitores serie de las líneas Olavarría-Abasto (K20L y K40L) y la ampliación en la ET Bahía Blanca con la

instalación del tercer transformador T3BB 500/132 kV de 300 MVA. Estas obras en su conjunto permiten el ingreso de 440 MW adicionales de generación que se distribuirán en los siguientes proyectos y subsidiarias de PCR: a) 180 MW Parque Eólico Olavarría – Generación Eléctrica Argentina Renovable I S.A. b) 100,5 MW Parque Eólico Mataco II – Luz de Tres Picos S.A. c) 64,5 MW Parque Eólico El Mataco III – Luz de Tres Picos S.A. y d) 97,5 MW Parque Eólico La Victoria – Luz de Tres Picos S.A.

Durante el 2025, la Secretaría de Energía mediante la Resolución 67/2025 lanzó la convocatoria para proyectos de almacenamiento de energía eléctrica (BESS) para recomposición de reserva de potencia en GBA (Alma GBA). El objetivo de esta convocatoria es mejorar el perfil de reserva para cubrimiento de punta en horas de alto requerimiento de la red, incorporando almacenamiento (baterías u otras tecnologías) en áreas y nodos críticos del GBA. De acuerdo a los plazos previstos, se prevé incorporar entre 2026 y 2028 equipamiento de almacenamiento por nueva potencia firme para recomponer reservas y reducir riesgos del SADI y del AMBA y costos de abastecimiento. Los proyectos que fueron adjudicados mediante la Resolución 361/2025 totalizan 713 MW y fueron modelados en servicio en esta Guía a partir del verano 2027/28.

Por otro lado, dada la crítica situación de abastecimiento de las demandas en el área de influencia de la futura ET Charlone y del área de Junín, podría adelantarse la construcción del tramo C. Charlone – Baigorrita – Plomer, para luego, en una siguiente etapa, construir el tramo Río Diamante – C. Charlone, y así conformar un nuevo corredor CUY-GBA. Sin embargo, en esta edición de la Guía, se considera dentro del plan de obras de corto plazo solo la construcción de la ET Baigorrita 500/132 kV de 450 MVA y una LEAT 500 kV de 181 km entre Baigorrita y Plomer, con futura compensación serie en la ET PLO. Esta obra también comprende dos salidas en 132 kV hacia Junín y Chacabuco Industrial.

En la presente edición de la Guía, atendiendo a las actuales posibilidades de concreción que se visualizan, se considera estimativamente que el segundo tramo Baigorrita – C. Charlone no entraría en servicio en el corto plazo, sino en 2031, y que todo el corredor CUY-GBA y sus EETT asociadas de 500 kV estarían en servicio en 2031. Estas ampliaciones se detallan en la sección de obras de largo plazo.

Seguidamente se presenta la previsión de carga de transformadores y solicitudes de cortocircuito en las EETT críticas del área, para el corto plazo.



### Carga de transformadores en las EETT críticas del área GBA

Código	Estación	Trafo	2026				2027				2028				2029			
			Arroll.	Sn (1)	Carga (2)		Arroll.	Sn (1)	Carga (2)		Arroll.	Sn (1)	Carga (2)		Arroll.	Sn (1)	Carga (2)	
Ident.	Transformadora	Nº	-	MVA	MVA	%	-	MVA	MVA	%	-	MVA	MVA	%	-	MVA	MVA	%
Nombre o N°																		
T1AB	Abasto	1	Sec.	800	504	64	Sec.	800	455	57	Prim.	800	500	63	Sec.	800	537	68
T2AB	Abasto	2	Sec.	800	504	64	Sec.	800	455	57	Prim.	800	500	63	Sec.	800	537	68
T1EZ	Ezeiza	1	Sec.	800	566	73	Sec.	800	580	74	Sec.	800	612	78	Sec.	800	512	63
T3EZ	Ezeiza	3	Sec.	800	531	69	Sec.	800	532	69	Sec.	800	589	76	Sec.	800	520	65
T7EZ	Ezeiza	7	Sec.	800	507	65	Sec.	800	526	67	Sec.	800	574	74	Sec.	800	505	63
T9EZ	Ezeiza	9	Sec.	800	613	75	Sec.	800	652	82	Sec.	800	607	75				
T10EZ	Ezeiza	10	Sec.	800	579	74	Sec.	800	598	76	Sec.	800	635	81	Sec.	800	530	66
T1PLO	Plomer	1													Sec.	855	485	57
T2PLO	Plomer	2													Sec.	855	485	57
T4PLO	Plomer	4													Sec.	450	213	47
T2RD	Rodríguez	2	Prim.	855	770	91	Prim.	855	754	89	Prim.	855	648	76	Sec.	800	582	69
T3RD	Rodríguez	3	Sec.	800	763	92	Sec.	800	746	91	Sec.	800	654	79	Sec.	800	576	69
T4RD	Rodríguez	4	Sec.	800	778	92	Sec.	800	761	91	Sec.	800	654	78	Sec.	800	588	71
T1RD	Rodríguez	1	Sec.	800	781	92	Sec.	800	764	90	Sec.	800	662	77	Sec.	800	573	68
T8RD	Rodríguez	8									Sec.	800	344	41	Sec.	800	476	57

(1): Potencia nominal del arrollamiento más solicitado, dada a la tensión nominal especificada por el fabricante.

(2): La carga porcentual está dada por el cociente entre la corriente circulante por el transformador y la máxima corriente admisible del mismo.

Como parte del Plan de Contingencia y Previsión para meses críticos del período 2024/2026 que estableció la Secretaría de Energía mediante la Resolución 294/2024, con la finalidad de evitar, reducir o mitigar la crítica condición de abastecimiento de energía, se considera la utilización del transformador de reserva T10EZ para los escenarios de demanda pico en invierno y verano de los tres primeros años de la Guía. En la Tabla precedente se presenta la carga proyectada en los transformadores de la ET EZ, considerando una operación 2+2+1, con T1 y T10 en paralelo, T3 y T7 en paralelo y T9 radial a la ET Almirante Brown.

Por otro lado, en la Tabla anterior se observa que antes del ingreso del T8RD (en el invierno 2028) los transformadores de la ET RD se encuentran al borde de la saturación. Respecto del ingreso del T8RD, cabe destacar que actualmente hay una restricción a la generación para no superar la capacidad admisible ante cortocircuitos de las instalaciones en 500 kV de la ET Rodríguez. En la solicitud de acceso presentada por Edenor S.A., el T8RD no se conecta en paralelo

en 220 kV con los transformadores existentes, para no incrementar las solicitudes de cortocircuitos trifásicos en ese nivel de tensión, y a efectos de limitar su impacto en 500 kV, nivel en el cual se suman las contribuciones de cortocircuito de los cinco transformadores, el T8RD operaría en 220 kV desvinculado de los cuatros restantes, en un circuito radial sin generación.

Comparando la carga de los transformadores en ET Rodríguez entre el primer y segundo año, se observa una leve disminución provocada por el ingreso de los proyectos BESS, que impactan principalmente sobre la red de EDENOR. Estos proyectos son de vital importancia para asegurar el abastecimiento de la demanda en el área en el corto plazo.

Además, se observa que para los escenarios previos al ingreso de las obras del Plan PROASTEE Etapa I (ex AMBA I) (en 2029), se está cerca de la saturación del nodo Ezeiza. Debe aclararse que en dichos casos se supuso la plena disponibilidad y despacho de la generación del área. De este modo, la posible indisponibilidad (intempestiva o por mantenimiento programado) de algún grupo generador con impacto sobre el nodo, dejarían al nodo EZ y RD en estado de saturación, con el problema adicional de la pérdida de elementos de control de tensión en el área.

Por otro lado, vuelve a destacarse que el plan AMBA II (que descarga la ET RD), que originalmente en 2017 fue planteado con simultaneidad al plan PROASTEE Etapa 1 (ex AMBA I), es tan prioritario como este último. Esto es producto del crecimiento sostenido de la demanda del área de la ET RD y de la salida del despacho de las CC.TT. Matheu II y Matheu III (470 MW en total entre ambas centrales). Adicionalmente, otras CCTT como CT Costanera y CT Central Puerto han solicitado la desvinculación del SADI. Sin embargo, al no haber confirmación de su salida, su potencia se sigue contemplando en caso de necesitarse.

Este plan de obras, debería ser motorizado a la brevedad a fin de poder asegurar el cubrimiento del pico de demanda del AMBA en los próximos años (el plan PROASTEE Etapa 1 no permite descargar RD). Nuevamente, se advierte que en los estudios se consideró plena disponibilidad de la generación restante en servicio, con lo que la posible indisponibilidad (intempestiva o por mantenimiento programado) de algún grupo generador con impacto sobre el nodo RD podría dejarlo en estado de saturación.

Seguidamente se presentan los resultados de las máximas solicitudes de cortocircuito para las EETT críticas del área, en el corto plazo:

## Solicitaciones de cortocircuito en las EETT críticas del área GBA

Cod. Ident BUS	Estación Transformadora Nombre	kV	Pot. Adm. (1)	Tipo	POTENCIAS SIMETRICAS DE CORTOCIRCUITO [MVA]			
			MVA		2026	2027	2028	2029
<b>3002</b>	ABASTO	500	25000	3F	18036	18081	18189	18685
<b>2018</b>	ATUCHA	500	26000	3F	14431	14119	14341	17926
<b>2002</b>	CAMPANA	500	25000	3F	14790	14837	14926	14203
<b>3000</b>	EZEIZA	500	25000	1F	24861	24790	24885	22304
<b>2003</b>	MANUEL BELGRANO 1	500	26000	3F	16648	15784	15853	15097
<b>3009</b>	PLOMER	500	(*)	3F				17064
<b>3004</b>	RODRIGUEZ	500	25000	3F	24769	24532	24718	22247
<b>3110</b>	EZEIZA 2	220	15000	1F	14937	14740	14898	14420
<b>3112</b>	EZEIZA 3	220	15000	1F	14924	14881	14827	14241

(\*): Potencia admisible no definida por tratarse de una ET futura.

Con el ingreso del T8RD y sin el AMBA I en el escenario invierno 2028, no se obtienen variaciones apreciables en los niveles de cortocircuito en 500 kV para fallas trifásicas en la ET RD, que son las que actualmente comprometen la capacidad admisible de las instalaciones en ese nivel de tensión. Contrariamente, se incrementarían significativamente las corrientes de cortocircuito para fallas monofásicas a tierra en 500 kV (23760 MVA a 24630 MVA), sin que supere la capacidad de cortocircuito nominal de la ET RD para el escenario ajustado de la Guía. Por lo tanto, será determinante continuar considerando restricciones de despacho en 500 kV para no superar los 25 GVA ante fallas trifásicas.

A partir del ingreso en 2029 de la ET Plomer, más los cambios de topología de la red de 500 kV de GBA, se observa que disminuyen sensiblemente las solicitudes de cortocircuito en 500 kV en las EETT Ezeiza y Rodríguez, a la vez que permiten disminuir las solicitudes en 220 kV de ET Ezeiza, que podrían actualmente superar las capacidades admisibles de diseño para determinadas configuraciones operativas. Hasta tanto no se concreten las obras de transporte requeridas como solución, para no superar esas capacidades, deberán aplicarse en la operación las restricciones de despacho y para la demanda (cortes) que sean necesarias.

## **AREA PATAGONICA**

### **Situación actual**

Seguidamente se detalla sucintamente la situación actual del área Patagónica.

#### **Gen. Eólica en Patagonia:**

En servicio: ~ 1660 MW

#### **Futuras CCHH Río Santa Cruz (1310 MW):**

CH Jorge Cepernic (2028) 3x120MW=360MW

CH Nestor Kirchner (2030) 5x190MW=950MW

#### **Demanda neta del SIP (incl. D. neta Aluar):**

~800-900 MW



El Corredor Patagónico se encuentra actualmente saturado, sin posibilidad de evacuar la totalidad de la generación renovable instalada en la región. Esto se verá agravado con nuevos ingresos previstos (generación renovable y CCHH Jorge Cepernic y Néstor Kirchner). Asimismo, existe en el área de Comodoro Rivadavia una limitación para la evacuación de generación eólica y problemas de abastecimiento.

Vinculado al futuro ingreso de las CCHH anteriormente mencionadas, Transener realizó un estudio propio de límites estimativos de transmisión por estabilidad transitoria ante fallas monofásicas con recierre monofásico exitoso (RME) del corredor patagónico de 500 kV, para tres escenarios: actual, el de entrada de la CH JC y también para el escenario posterior de ingreso de la CH NK.

Los límites indicativos obtenidos para el escenario actual resultaron:

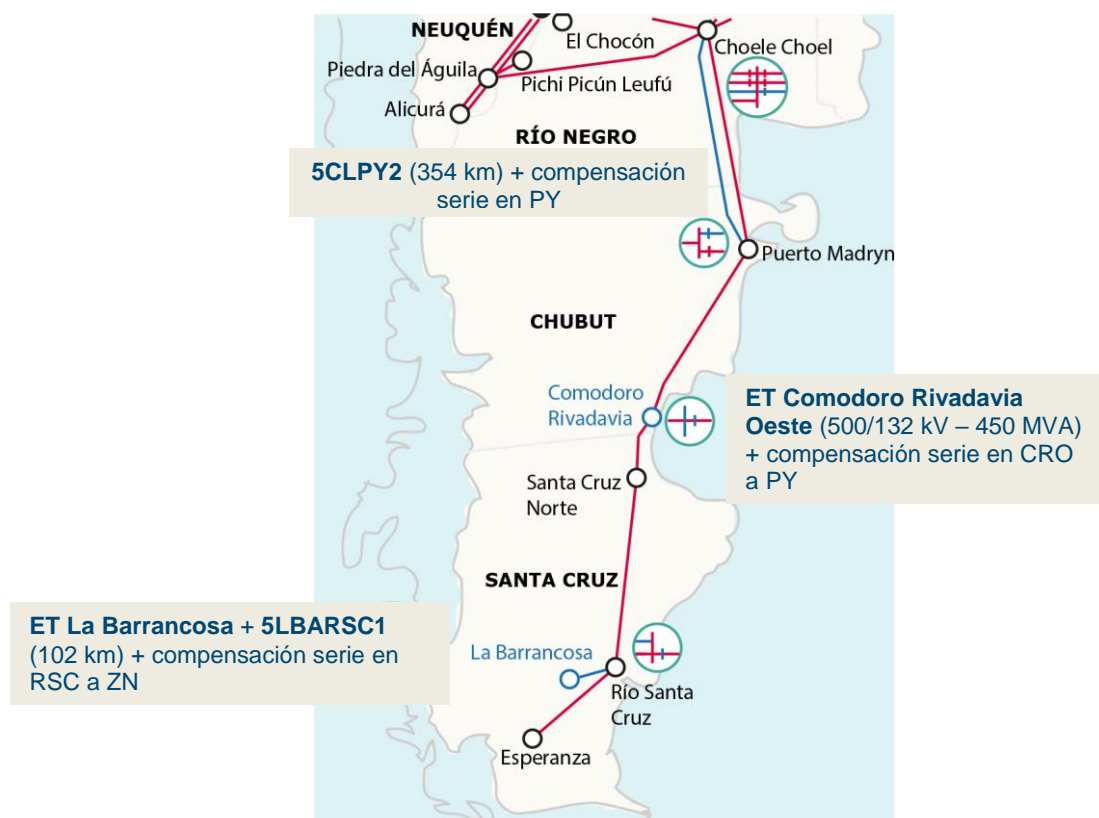
<b>LÍMITES ACTUALES PATAGONIA</b>			
<b>Línea</b>	<b>Limite [MW]</b>	<b>Requerimiento de Transporte (con JC) [MW]</b>	<b>Déficit [MW]</b>
5CLPY1	850	~1600	~750
5ZNPY1	300	~700	~400



De lo anterior se desprende la necesidad de nuevas vinculaciones en el corredor, que permitan subsanar o al menos mitigar las restricciones de transporte actualmente existentes.

### Ampliaciones Consideradas

A fin de mitigar dichos problemas, en la Guía se consideran las siguientes ampliaciones para el área en el corto plazo:



La ET LBA (La Barrancosa, de conexión de CH JC), la LEAT 5LBARSC1 y los bancos de cap. serie (BCS) en 5RSC-ZN1, 5CRO-PY1 y 5CLPY2 son parte del proyecto estudiado en Etapa 1 por IEASA (CCHH Néstor Kirchner y Jorge Cepernic).

Los límites indicativos de transmisión obtenidos con esas obras son:

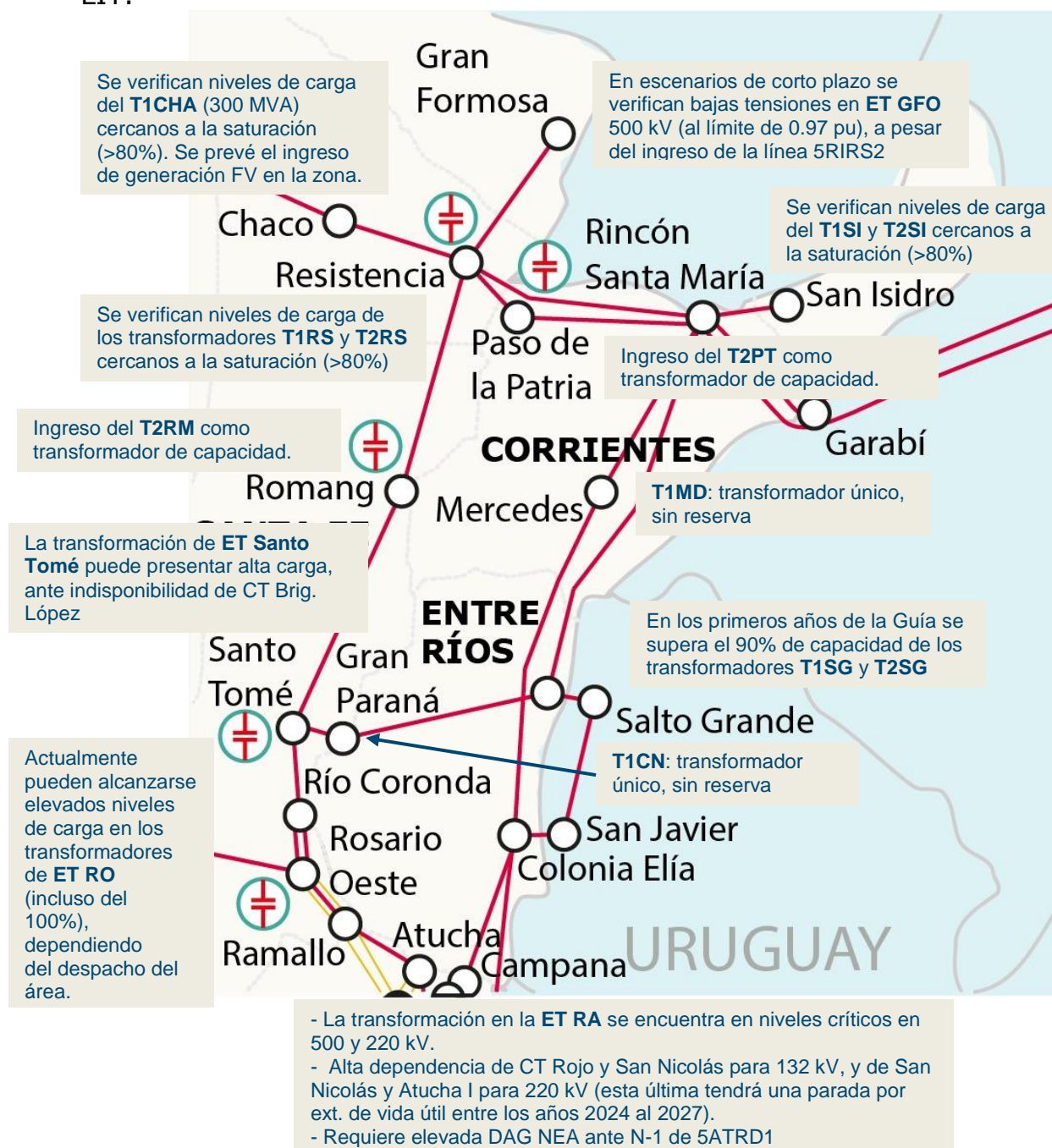
LÍMITES FUTUROS (CORTO PLAZO) PATAGONIA		
Línea	Límite [MW]	Déficit [MW]
CL-PY (Simple/Doble)	850/No aplica*	~750/0
5CROPY1 (Sin CS/Con CS)	450/650	~250/50

El "no aplica\*" significa que no se alcanza una limitación en la transmisión debido a insuficiencia de generación a despachar. Es preciso mencionar que en el estudio de corto plazo se consideró una versión reducida de la ET Comodoro Rivadavia Oeste (CRO), sin transformación, con lo que los límites obtenidos se verían modificados al considerar el proyecto de ET CRO completo, tal cual es necesario y como es considerado en esta Guía.

## **AREAS NEA Y LIT**

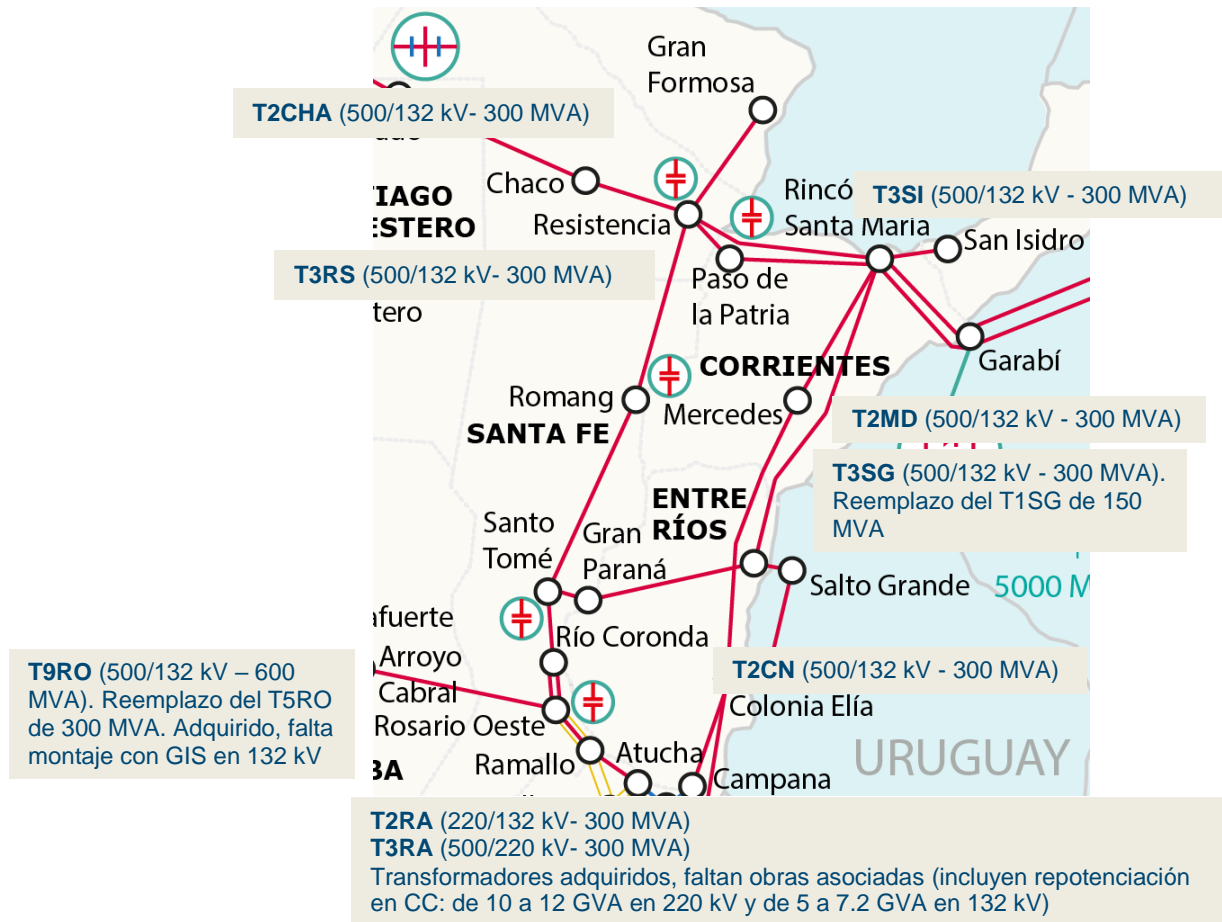
### **Situación actual**

Seguidamente se detalla sucintamente la situación actual de las áreas NEA y LIT.



### **Ampliaciones Consideradas**

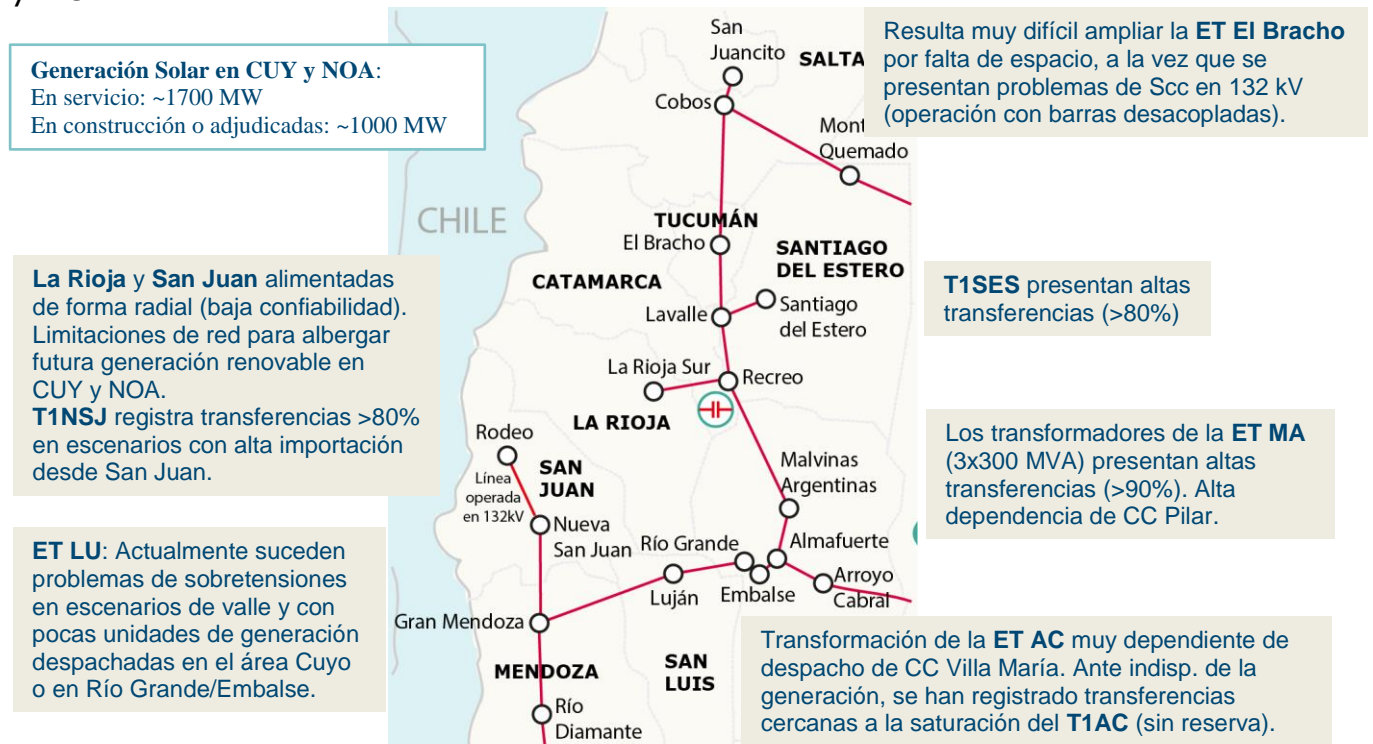
A fin de mitigar dichos problemas, en la Guía se consideran las siguientes ampliaciones para el área en el corto plazo:



## **AREAS CUY, CEN Y NOA**

### **Situación actual**

Seguidamente se detalla sucintamente la situación actual de las áreas CUY, CEN y NOA.



## Ampliaciones Consideradas

A fin de mitigar dichos problemas, en la Guía se consideran las siguientes ampliaciones para el área en el corto plazo:



## Ampliaciones en automatismos del SADI

Adicionalmente a todo lo anterior, considerando el ingreso de numerosos proyectos de generación y los cambios topológicos en la red, se requiere en el corto plazo una modernización y adaptación de los actuales automatismos del SADI, para garantizar su operación confiable. En este sentido es clave avanzar en:

- Migración de la DAG Comahue, de DAG por niveles a DAG por eventos, de modo de optimizar los volúmenes de DAG, incrementado la seguridad y maximizando los límites de transporte. Esto resulta imprescindible para poder permitir las expansiones del sistema de transporte previstas en GBA (Planes AMBA I y AMBA II), con cambios significativos en la topología de la red de 500 kV.
- Vincular la gran cantidad de centrales de generación renovables que ingresan al SADI a los automatismos existentes, implicaría una gran cantidad de equipamiento, sobre todo de comunicaciones, volviendo inviable su aplicación ya que habría que vincular cada unidad generadora de cada Central al PLC Maestro de la DAG Regional. Por esta razón se busca simplificar el esquema colocando un Nodo Concentrador (NC) que administre la desconexión de generación cercana a él ofreciendo a la DAG regional un número más acotado de máquinas equivalentes. En este sentido, se prevé la concreción de los nodos concentradores previstos por CAMMESA, los mismos se ubicarían



en las EETT Bahía Blanca (en desarrollo con demoras), Olavarría, Vivoratá, Coronda (E/S), Cobos (E/S), Nueva San Juan, Luján, Rodeo, La Rioja Sur, P. Madryn y Santa Cruz Norte. El 10 de noviembre de 2025 se declaró disponible el NC Cobos a CAMMESA.

- Desarrollo de la nueva DAG GBA-Litoral, dados los cambios topológicos previstos en la red de GBA, con las obras AMBA I, que no podrán ser atendidos por las actuales DAG Comahue y NEA, tanto por limitaciones en su diseño conceptual como físicas. Libera capacidad saturada de la DAG NEA para la incorporación de generación vinculada a la misma.

### **Interconexión con Paraguay (SINP) en 50 Hz**

En la carpeta "Archivos\Docu\Interconexión SADI-SINP" puede encontrarse este documento de antecedentes iniciales, en el que se describen cambios que viene gestionando e implementando la ANDE (Paraguay), relacionados con la interconexión CH YACYRETÁ - E.T. AYOLAS – VILLA HAYES, que involucra la operación del SADI vinculado con el sistema SINP – ITAIPÚ.

Si bien restan realizarse implementaciones necesarias y acuerdos entre operadores de los países involucrados, a continuación, se reseñan algunos impactos relevantes asociados a esa interconexión actualmente en servicio.

- Con la citada interconexión al SADI del SINP, considerando la generación de 50 Hz de CH Itaipú, los 7500 MW de esa central han aumentado considerablemente la inercia de los sistemas SADI + UTE + SINP. Además, en un futuro, se tendrá la eventual posibilidad de contar con un aporte a la regulación de frecuencia de una gran central de tipo hidráulica (firme).
- Por otro lado, la interconexión de una central de gran porte como lo es CH Itaipú a través del sistema de transmisión paraguayo, con vínculos simples en 500 kV y una gran red de 220 kV en paralelo, puede llevar a problemas de estabilidad y/o cortes de suministro en la red de ANDE, ante la ocurrencia de contingencias con pérdida de elementos de la red de transmisión. Para evitar estos problemas, la ANDE ha implementado un esquema de control de contingencias (ECCANDE), que toma acciones automáticas con dicho objeto.
- Por otro lado, ante caídas de frecuencia abruptas por DAG masiva en el SADI o fallas en líneas de extra alta tensión en el área de influencia, la respuesta de CH Itaipú, a través del vínculo eléctricamente débil compuesto por la red del área del centro de carga paraguayo de Villa Hayes, puede llevar a fluctuaciones de tensión y ángulos de generadores considerados inadmisibles.
- Adicionalmente, ante contingencias con la pérdida de líneas de 500 kV del sistema paraguayo que lleven a la apertura de la interconexión, se verá afectada la exportación de potencia del área de Rincón hacia el resto del SADI. En condiciones de altas transferencias, esto puede requerir de



acciones de desconexión DAG en CH Yacyretá y/o eventualmente del enlace back to back de Garabí.

- Al respecto, en el caso de fallas de líneas del SADI en el área de influencia de Rincón, la nueva interconexión requerirá además de la actualización del automatismo de DAG NEA para cumplir con los nuevos requerimientos de DAG en CH Yacyretá y/o reducción de potencia en el enlace de Garabí, que contemplen la influencia de los nuevos vínculos eléctricos con CH Itaipú, el HVDC de FURNAS y la red de ANDE.
- Actualmente las diferentes partes intervinientes continúan interactuando en aras de una mayor confiabilidad de la interconexión.

### **Resumen Ampliaciones de Corto Plazo**

Seguidamente se presenta un resumen del detalle y objeto de las ampliaciones destacadas del Corto Plazo (por simplicidad, se excluyen aquellas más próximas a ingresar):

ESC. E/S	AMPLIACIÓN	DETALLE	OBJETO Y COMENTARIOS
Ver. 26/27	<b>Compensación shunt en ET Ezeiza</b>	Dos bancos de capacitores shunt en barras de 220 kV de la ET, diseñados como filtros de armónica 5ª (117,4 MVar) y armónica 7ª (114,8 MVar)	Aumenta la reserva de reactivo de la ET, mejorando la confiabilidad del abastecimiento del área. Ampliación asociada a los proyectos MATER del PE Olavarría, PE Mataco II y III y PE La Victoria que totalizan 440 MW.
Inv. 27	<b>Nuevo transformador ET Nueva San Juan</b>	Nuevo banco de transformación, T2NSJ 500/132 kV - 450 MVA.	Evita sobrecargas del transformador existente. Mejora la confiabilidad del abastecimiento del área.
Ver. 27/28	<b>Repotenciación compensación serie en ET Olavarría</b>	Repotenciación de los capacitores serie K2OL y K4OL de la ET Olavarría en salidas a ET Abasto, aumento de la corriente nominal a 1710 A, manteniendo las reactancias.	Repotenciación de los bancos de capacitores serie de las líneas Olavarría – Abasto (K2OL y K4OL), a una capacidad nominal de transferencias de 1481 MVA. Permitirá incrementar las transferencias por el corredor COM-GBA. Ampliación asociada a los proyectos MATER del PE Olavarría, PE Mataco II y III y PE La Victoria que totalizan 440 MW.
Ver. 27/28	<b>Nuevo transformador ET Malvinas</b>	T3MA 500/132 kV - 600 MVA. Adecuación de la ET con dos nuevas salidas en 132 kV. Libera al T2MA.	Permite asegurar el abastecimiento de la demanda de EPEC, actualmente la ET tiene niveles de carga críticos y con alta dependencia de la CT Pilar.
Ver. 27/28	<b>Compensación ET Luján</b>	Reactor de barras de 150 MVar + Adecuación de la ET.	Evita problemas de sobretensiones en escenarios de valle. Los valores de sobretensiones se vuelven críticos con la apertura del corredor AM - GM
Inv. 28	<b>Nuevo transformador ET Arroyo Cabral</b>	2º transformador T2AC 500/132 kV – 300 MVA.	Actualmente tiene alta dependencia de la disponibilidad de la CT Villa María. El ingreso del T2AC evita la sobrecarga del transformador existente y mejora la confiabilidad del abastecimiento del área.
Inv. 28	<b>Nuevo transformador ET Rodríguez</b>	5º transformador T8RD 500/220 kV – 800 MVA	Descarga los transformadores 500/220 kV existentes, con alta solicitación. Su operación será radial alimentando la futura ET J.C. Paz 220 kV para evitar el aumento del nivel de cortocircuito trifásico en ET RD.

ESC. E/S	AMPLIACIÓN	DETALLE	OBJETO Y COMENTARIOS
Inv. 28	<b>Transformación ET Ramallo</b>	2° transformador (T3RA) de 500/220 kV – 300 MVA y 2° transformador (T2RA) 220/132 kV – 300 MVA. Repotenciación en cc de 220 kV de 10 a 12 GVA (con T3RA) y de 132 kV de 5 a 7.2 GVA (con T2RA)	Insuficiencia de un solo transformador de 500/220 kV – 300 MVA en postfalla de líneas adyacentes de 500 kV. Mejora la confiabilidad del abastecimiento en 132 kV, ante la falla del único transformador existente. Elimina las necesidades de generación forzada en 220 y en 132 kV, por sobrecarga del T4RO, del T4RA y del T1RA.
Inv. 28	<b>Nuevo transformador ET Santiago del Estero</b>	2° transformador T2SES 500/132 kV – 450 MVA	Evita sobrecargas del transformador existente. Mejora la confiabilidad del abastecimiento del área.
Ver. 28/29	<b>Nuevo transformador ET Mercedes</b>	2° transformador T2MD 500/132 kV – 300 MVA.	Evita sobrecargas del transformador existente. Mejora la confiabilidad del abastecimiento del área.
Ver. 28/29	<b>Nuevo transformador ET Chaco</b>	2° transformador T2CHA 500/132 kV – 300 MVA.	A pesar del importante ingreso de generación solar registrada, el verano sigue caracterizado por colapsos de tensión diurnos. En cuanto a los picos nocturnos se alcanzan niveles de alta carga cercanos a la saturación. El ingreso del T2CHA evita la sobrecarga del transformador existente y mejora la confiabilidad del abastecimiento del área.
Ver. 28/29	<b>Nuevo transformador ET Salto Grande</b>	3° transformador T3SG 500/132 kV – 300 MVA. Libera la T1SG.	Actualmente se observan estados de saturación en los transformadores existentes. El ingreso del T3SG evita sobrecargas de los transformadores existentes y mejora la confiabilidad del abastecimiento del área.
Ver. 28/29	<b>Ampliación ET Bahía Blanca</b>	T3BB 500/132 kV – 300 MVA y repotenciación en CC en 500 kV	Permite la evacuación de nueva generación eólica prevista a ingresar en el sur de la provincia de Buenos Aires. Ampliación asociada al ingreso del futuro PE La Victoria. Requiere repotenciación en CC de ET BB 500 kV y, aun así, operación a barras separadas en 132 kV por superación de CC.
Ver. 28/29	<b>Nuevo transformador ET Resistencia</b>	3° transformador T3RS 500/132 kV – 300 MVA	En época de verano se registran colapsos de tensión en el área y los transformadores de la ET RS alcanzan estados de alta carga. El ingreso del T3RS evita sobrecargas de los transformadores existentes y mejora la confiabilidad del abastecimiento del área.
Ver. 28/29	<b>Nuevo transformador ET Río Coronda</b>	2° transformador T2CN 500/132 kV – 300 MVA.	Evita sobrecargas del transformador existente. Mejora la confiabilidad del abastecimiento del área.
Ver. 28/29	<b>Nuevo transformador ET San Isidro</b>	3° transformador T3SI 500/132 kV – 300 MVA	En verano se registran altas cargas en los transformadores. El ingreso del T3SI evita sobrecargas de los transformadores existentes y mejora la confiabilidad del abastecimiento del área.
Ver. 28/29	<b>Nuevo transformador ET Rosario Oeste</b>	T9RO 500/132 kV - 600 MVA, con GIS en 132 kV. Libera para reserva el T3RO	Descarga los transformadores 500/132 kV existentes, con alta sollicitación. Aumenta la potencia de cortocircuito admisible de la playa de 132 kV a 9000 MVA.

ESC. E/S	AMPLIACIÓN	DETALLE	OBJETO Y COMENTARIOS
2029	<b>PROASTEE Etapa 1 (Ex AMBA I)</b>	<p>*ET Plomer (500/220 kV – 2x855 MVA + 500/132 kV – 450 MVA) + Reactor de barra 2x120 MVar + Cap. Shunt (2x125 MVar) + STATCOM +/- 250 MVar + vinculaciones con sistemas de 220 y 132 kV.</p> <p>*LEAT 5AT-PLO1 (98 km), con reactor de línea de 80 MVar en AT.</p> <p>*Doble LEAT EZ-PLO (35 km), con Xserie de 15 <math>\Omega</math> en c/u.</p> <p>*1° Bypass línea 25 de Mayo a Rodríguez (conformación de futura LEAT 5RDVM2)</p> <p>*LEAT 5PLOVIV1, con reactores de línea 2x80 MVar en VIV y 120 MVar en PLO + CS en ET VIV hacia BB y PLO (55% en cada lado)</p> <p>*En el Bypass actual de EZ participa la 5EZRD2, con el AMBA I la que interviene es la 5EZRD1 (para liberar acceso a EZ de la 5EZ-PLO1) conformando la 5ABRD1</p>	<p>Estas obras conforman la primera etapa, denominada AMBA I, de un plan de largo plazo para el abastecimiento del área GBA. Permiten asegurar el abastecimiento de la demanda, a la vez que se disminuyen las solicitudes de Scc en las EETT del área, actualmente bajo situación crítica (EETT Ezeiza y Rodríguez). Proyecto en evaluación.</p> <p>Se hace notar que, a diferencia del proyecto PROASTEE Etapa 1 (ex AMBA I), en la Res. SE 715/2025 del 29/5/2025, la línea 5PLOVIV1 aparece por separado de las obras correspondientes al AMBA I.</p>
2029	<b>STATCOM ET EZ</b>	Instalación de STATCOM de +/- 250 MVar en terciario de T7EZ	Aumenta la reserva de reactivo de la ET, para asegurar el correcto funcionamiento del sistema, tanto en funcionamiento normal, como ante contingencias. Actualmente existe una elevada exigencia para la planta de compensadores sincrónicos de la ET Ezeiza.
2029	<b>ET Baigorrita</b>	<p>*LEAT 5BAIPLO1 de 155 km con reactores de línea de 80 MVar en cada extremo.</p> <p>*T1BAI 500/132 kV – 450 MVA más reactor de barra 2x80 MVar</p>	La ET Baigorrita mejora el abastecimiento del centro de la provincia de Bs As, eliminando generación forzada.
2029	<b>Nuevo transformador ET Alicurá</b>	T12AL 500/132 kV - 300 MVA. Libera para reserva el T9AL	Descarga el transformador 500/132 kV existente, con alta solicitud. En estudio de alternativas.
2029	<b>ET La Barrancosa</b>	Nueva ET LBA (con reac. barra 2x50 MVar) + LEAT 5LBARSC1 (102 km) con reactores de línea de 25 MVar en RSC y 50 MVar en LBA + CS en RSC a ZN	Permite vincular la futura CH J. Cepernic con el SADI.
2029	<b>Compensación serie ET RSC</b>	Compensación serie del 70% en la salida de línea de 500 kV hacia ET Santa Cruz Norte	Permite incrementar las transferencias por el corredor patagónico.
2029	<b>ET Comodoro Rivadavia Oeste</b>	Nueva ET CRO 500/132 kV – 1x450 MVA, seccionando la actual LEAT 5PYZN1 a unos 120 km de ZN, con compensación serie en el extremo CRO (70% del tramo CRO-PY). La disposición de reactores de línea queda, en la nueva 5CROPY1 con 120 MVar en PY y 240 MVar en CRO; y 80 MVar en CRO para la línea 5CROZN1.	Mejora el abastecimiento del área y la confiabilidad ante contingencias en la red de 132 kV. Permite la conexión de gen. renovable. Es clave para la instalación de cap. serie en el corredor patagónico de 500 kV y para la duplicación del corredor (Alt. Este).

ESC. E/S	AMPLIACIÓN	DETALLE	OBJETO Y COMENTARIOS
2029	<b>Línea Choele Choel – Puerto Madryn</b>	2do circuito Choele Choel – Puerto Madryn de 354 km, con reactores de línea de 150 MVAR en cada extremo + compensación serie 70% en ET Puerto Madryn	Permite mejorar la confiabilidad de la vinculación de PAT con el resto del SADI, evitando el aislamiento del área ante falla simple. Imprescindible para incrementar la capacidad de exportación del área y permitir la conexión de proyectos en curso de generación eólica e hidráulica.
2029	<b>Línea Bahía Blanca – Choele Choel</b>	3er circuito Bahía Blanca – Choele Choel de 365 km, con reactores de línea de 170 MVAR en CL y 150 MVAR en BB + compensación serie 50% en ET Choele Choel	Permite aumentar la exportación de COM hacia GBA. Imprescindible para incrementar la capacidad de exportación del área y permitir la conexión de proyectos en curso de generación eólica y solar.
2029	<b>Ampliación de ET Choele Choel</b>	Reemplazo de T3CL y T5CL por transformadores de 500/132 kV – 2x300 MVA. Obra asociada al proyecto MATER de Generación + Transporte adjudicado a ABO Energy Argentina S.A.	El incremento de la capacidad de transformación permite la exportación de generación eólica a instalarse en la red de 132 kV: PE Patagónicos, PE Del Nuevo Sur y PE Energía Pura.
2029	<b>Ampliación de ET Puelches</b>	Repotenciación de playa de 132 kV para llevar la potencia nominal de transformación de 100 MVA a 150 MVA, asociado al proyecto MATER de Generación + Transporte adjudicado al PE Hucalito II de Genneia S.A.	El incremento de la capacidad de transformación va a permitir exportar la generación del PE Hucalito, vinculado a la red 132 kV.
2029	<b>ET Gran Córdoba</b>	Nueva ET Gran Córdoba 500/132 kV 2x300 MVA, seccionando LEAT Almafuerde-Malvinas con dos líneas de 36 km, reactores de línea de 50 MVAR en salidas hacia MA y AM, y construcción de vínculos en 132 kV.	Permitirá mejorar la calidad de suministro de la ciudad de Córdoba, al sumarse un nodo de inyección de potencia, y descargar los transformadores de la ET Malvinas, actualmente con elevada carga.
2029	<b>Migración de la DAG Comahue</b>	Reemplazo de todo el hardware asociado al automatismo (PLC's y Estación Maestra). Cambios funcionales en las EETT involucradas. Cambios en sistemas de comunicación	Upgrade de DAG por Niveles a DAG por Eventos. Optimiza los volúmenes de DAG, incrementado la seguridad y maximizando los límites de transporte. Imprescindible para el AMBA I y mayor gen. Intermedia COM-BUE.
2029	<b>Nueva DAG GBA-Litoral</b>	Reasignación en la nueva DAG GBA-LIT de funciones actuales de la DAG NEA para GBA y Litoral y de la DAG Comahue para GBA	Libera capacidad de la DAG NEA actualmente saturada y permite atender los cambios topológicos previstos en la red de GBA, con las obras AMBA I, que no podrán ser atendidos por las actuales DAG NEA y Comahue, tanto por limitaciones en su diseño conceptuales como físicas.

El mapa final conteniendo las **ampliaciones de corto plazo** consideradas en la presente Guía es el siguiente:





## LARGO PLAZO (2030-2033)

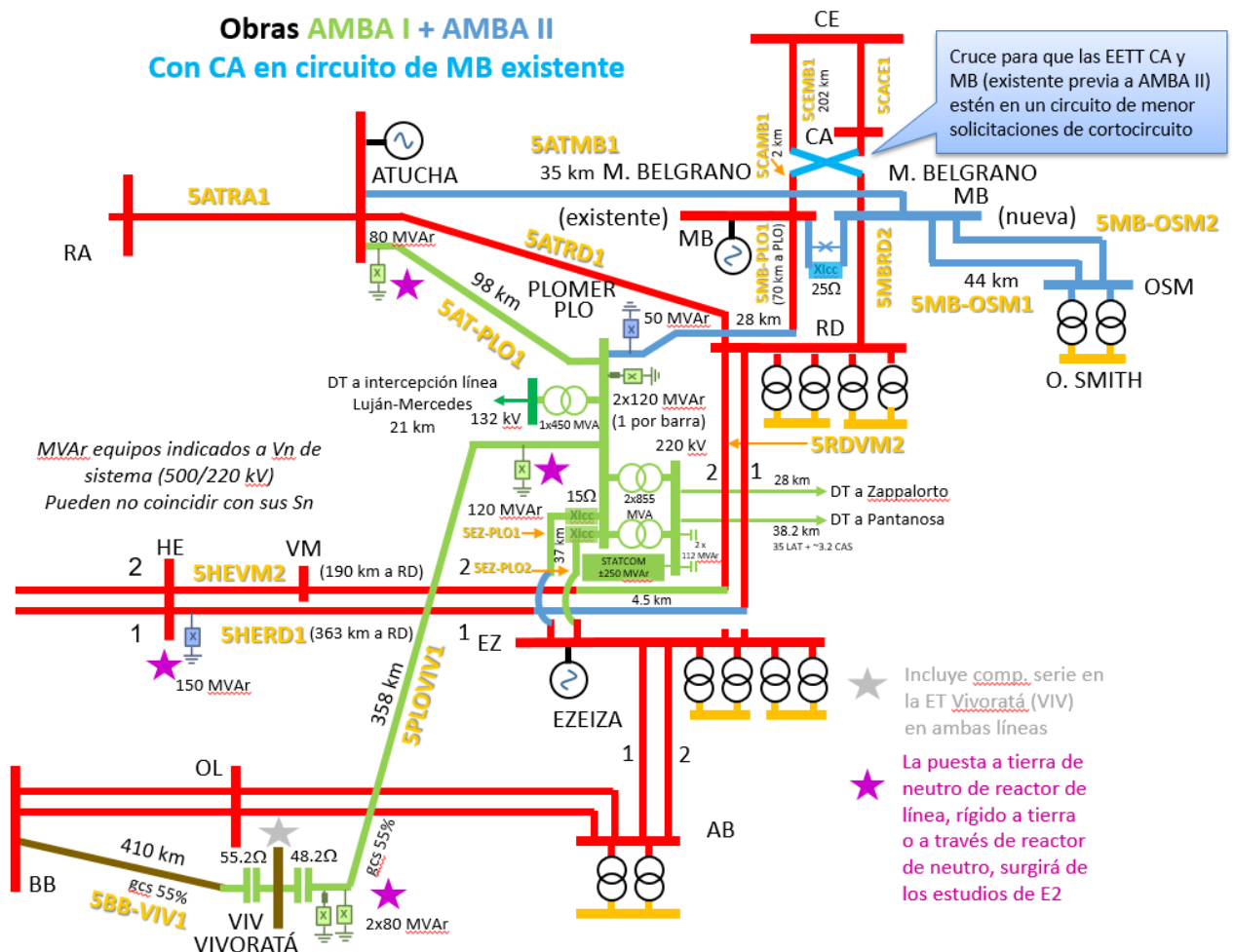
En la siguiente figura pueden verse las principales **ampliaciones consideradas en la Guía de Referencia para el Largo Plazo**, de 2030 a 2033 (año horizonte de la Guía), además de las correspondientes al corto plazo.



## Obras que forman parte del AMBA II

- **Segundo Bypass** entre 5EZHE1 con 5EZRD2, conformando la 5HERD1.
- **ET Rodríguez:** STATCOM +/-250 MVar, desvinculación de salida en 500 kV a Belgrano y construcción de nuevo tramo de 28 km para vinculación con ET Plomer conformando la 5MB-PLO1.
- **ET Oscar Smith:** 500/220 kV – 2x855MVA + 4 salidas en 220 kV hacia Matheu.
- **DT LEAT 500 kV** de 44 km entre **MB-OSM**.
- **LEAT 500 kV** de 35 km entre **AT-MB**.
- Cruce entre 5CERD1 con 5CARD1, para conformar la 5CAMB1, 5MBRD2 y 5CEMB1.

A continuación, se muestra un esquema unifilar futuro con las ampliaciones del AMBA I + AMBA II, con los respectivos cambios que deberán implementarse:



La concreción del plan AMBA II, en conjunto con el proyecto previamente presentado PROASTEE Etapa 1 (ex AMBA I), conforman una solución de mediano plazo para el abastecimiento del área GBA, que reduce el cortocircuito y descarga transformadores en EETT existentes, incrementando la confiabilidad de

la red del área y aportando nuevas vinculaciones entre la generación de LIT, CUY y COM y dicha demanda.

La futura ET O. Smith permitirá descargar la ET Rodríguez, brindando una solución de largo plazo para el abastecimiento de la zona Norte del GBA. Adicionalmente, para una adecuada separación de circuitos, tanto por razones de cortocircuito como de confiabilidad, la solución prevista involucra la ampliación de la ET de 500 kV en M. Belgrano, agregando una barra, vinculándola con la actual barra mediante reactores limitadores de corriente de cortocircuito.

Esto permitirá que la ampliación de la ET MB, a ser diseñada con alta potencia admisible de cortocircuito, pueda vincularse con nueva generación de Atucha y de la zona de Belgrano, así como también canalizar esa potencia directamente hacia la demanda, mediante su doble vinculación con la ET O. Smith. Por el contrario, las EE.TT. M. Belgrano y Campana (generación y demanda cercanas), de baja potencia de cortocircuito de diseño, se ubicarían en un circuito que estaría así menos solicitado.

En lo que respecta a las solicitudes de cortocircuito ( $S_{cc}$ ) en 220 kV del área, se verifica que, según la topología futura considerada para la red interna de GBA (que incluye modelados de desarrollos futuros según la última información disponible), hacia el horizonte de la Guía podrían estar cerca de superarse las capacidades máximas admisibles del equipamiento de la ET EZ en dicho nivel de tensión. De este modo, deberán estudiarse las modificaciones topológicas requeridas para evitar esta situación.

También es preciso aclarar que para el año horizonte la red de GBA presenta problemas de abastecimiento de la demanda por falta de ampliaciones en la red de 220 y 132 kV. Algunos de estos problemas se logran subsanar con el modelado de nuevos proyectos de almacenamiento BESS propuestos en esta Guía, que totalizan 580 MW adicionales a la licitación Alma GBA del 2025 (para más detalle de los nodos donde fueron instalados, ver Anexo 7 sección 1.1).

A continuación, se mencionan las obras de transporte que fueron consideradas en el año 2031 de la presente Guía en el marco de la licitación Mater Res. SE 360/23, proyectos de generación + transporte:

- Nuevo transformador en ET Río Diamante (T2RDI) 500/220 kV – 450 MVA, nueva LEAT de 500 kV entre las EETT Embalse (nueva ET que secciona la línea 5EMRG1) y Almafuerte, e instalación de 220 MVar de compensación shunt en barras de 132 kV de la ET Almafuerte. Estas obras fueron adjudicadas a la empresa Genneia S.A. a la cual se le asignaron 450 MW de generación para su proyecto del parque solar Mendoza Sur.
- Instalación de 195 MVar de compensación shunt en 132 kV en la ET Malvinas, la repotenciación del capacitor serie de la ET Recreo en la salida de la LEAT 500 kV Malvinas – Recreo y la instalación de un tercer transformador 500/132 kV en la ET La Rioja Sur de 300 MVA. Estas obras

tienen el objetivo de aumentar de la exportación del NOA para permitir la incorporación de 300 MW de generación solar en la red de 132 kV de Transnoa en la cercanía de la ET Recreo.

- Incorporación de bancos de compensación serie de 500 kV en la ET Monte Quemado, en las salidas de línea hacia ET Cobos y ET Chaco. Esta ampliación está asociada a la incorporación de 350 MW de generación por parte de la empresa Generación Eléctrica Argentina IV S.A. en las cercanías de ET Monte Quemado y en la línea de 220 kV de Minera Alumbreira.

Al respecto, cabe citar que la Secretaría de Estado de Energía Misiones presentó ante Transener una Solicitud de Acceso a la Capacidad de Transporte –Proyecto de Ampliación del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica 500 kV Rincón de Santa María-Fachinal -Alto Uruguay y obras asociadas en 132 kV. Sin embargo, estas obras ante la falta de financiamiento no presentan avances concretos y por lo tanto, no fueron consideradas en esta Guía.

Por otra parte, con relación al corredor Cuyo – Centro – GBA y tal como fuera detallado en la sección de corto plazo, dada la crítica situación de abastecimiento de las zonas que se encontrarán vinculadas a futuro con las EETT Charlone y Baigorrita (ex O'Higgins), se encuentra en análisis la posibilidad de adelantar el plazo de construcción del corredor de 500 kV Plomer – Baigorrita – C. Charlone, dejando para una etapa posterior el cierre de la vinculación con la ET Rio Diamante, para así conformar el nuevo corredor CUY-GBA.

Adicionalmente, se verificó la necesidad de tener presente en el último escenario de la Guía la construcción de una nueva vinculación Centro-Litoral de 500 kV, entre las EETT Malvinas y Santo Tomé, con la futura ET intermedia San Francisco (SFO). La ET SFO permitirá abastecer la demanda de la zona y mejorar los problemas de tensión que se observan desde los primeros escenarios de esta Guía.

Cabe mencionar que el ENRE mediante Nota 12713703/2025 autorizó la ampliación del sistema de transporte presentada por la Dirección de Energía de la Provincia de Santiago del Estero (DEPSE), que consiste en la construcción de una nueva ET Robles 500/132 kV de 450 MVA, a vincularse con una LEAT de 500 kV de 78 km de longitud a la ET Santiago del Estero 500 kV. Asimismo, el proyecto involucra en 132 kV el seccionamiento de la actual línea de 132 kV Fernández - Suncho Corral (jurisdicción de Transnoa) y se conectarán 2 salidas, una hacia Fernández y la otra hacia Suncho Corral. Dicha ampliación, con algunas observaciones al anteproyecto, ha sido considerada factible técnicamente, tanto por Transener como por CAMMESA, y permitiría mantener el normal abastecimiento a la demanda de la ciudad de Santiago del Estero y zonas aledañas de la provincia, las cuales tienen una alta tasa de crecimiento. También permitiría reducir prácticamente a cero la necesidad de generación forzada diésel en las centrales Añatuya y Bandera. Sin embargo, atendiendo al costo de esas inversiones e informaciones recibidas en Transener de la DEPSE, en esta Guía se consideró alternativamente a la ET Robles 500 kV la ampliación

de la ET Santiago del Estero con el segundo transformador T2SES 500/132 kV de 450 MVA, que aunque de menor horizonte posibilitará abastecer el crecimiento de la demanda de la zona en el período aquí estudiado.

Seguidamente se presentan de manera resumida las características salientes de las otras ampliaciones destacadas del Largo Plazo.



### **Resumen otras ampliaciones de Largo Plazo**

Seguidamente se presenta un resumen del detalle y objeto de las ampliaciones destacadas del Largo Plazo, excluyendo las previamente descriptas.

ESC. E/S	AMPLIACIÓN	DETALLE	OBJETO Y COMENTARIOS
2031	<b>Compensación ET GPA</b>	Reactor de línea de 25 MVar (con reactor de neutro de 5000 $\Omega$ ) sobre la línea 5GPA-ST1 extremo ST y el reactor de línea desvinculado de la 5GPA-ST1 de 50 MVar (con un reactor de neutro de 2500 $\Omega$ ) pasa a la línea 5GPA-SG1 extremo GPA.	Mejora el control de tensión en la zona en escenarios de baja de demanda. Mejora la compensación de las 5GPA-ST1 y 5GPA-SG1.
2031	<b>Compensación serie ET Monte Quemado</b>	Compensación serie del 70% en las salidas de línea de 500 kV hacia ET Cobos y hacia ET Chaco.	Permite incrementar las transferencias por el corredor NEA – NOA. Obra asociada al proyecto del MATER de Generación + Transporte de los PPSS de Generación Eléctrica Argentina IV S.A. que permite aumentar la exportación NOA en 350 MW.
2031	<b>ET Rodeo y ET Chaparro</b>	*Nueva ET Rodeo 500/132 kV – 1x600 MVA, con reactor de barra en 500 kV de 80 MVar. Pasaje de tensión de operación de 132 kV a 500 kV LEAT 5NSJROD1 de 150 km (E/S), con reactor de línea de 120 MVar en ROD. *Nueva ET Chaparro 500/220 kV – 450 MVA con reactor de barra de 3x30 MVar y LEAT 500 kV hacia ET Rodeo de 163 km, con reactor de línea de 120 MVar en CHP. DT 220kV de 93 km para alimentar el proyecto minero Josemaría	Alimentación del proyecto minero de cobre Josemaría. Además, aumenta la capacidad de transmisión necesaria para ingreso de generación renovable en CUY. En conjunto con las futuras LEAT 500 kV Rodeo-Chaparro y Chaparro-La Rioja Sur conformarán el nuevo vínculo CUY-NOA.
2031	<b>AMBA II</b>	*ET Rodríguez: desvinculación de salida en 500 kV a Belgrano y construcción de nuevo tramo de 28 km para vinculación con ET Plomer. *LEAT 500 kV Atucha – Manuel Belgrano de 35 km. *Nueva ET Oscar Smith 500/220 kV – 2x855 MVA. LEAT doble circuito 500 kV MB-OSM de 44 km y salidas en 220 kV hacia la red de GBA. *ET Ezeiza: 2do Bypass LEAT 500 kV 5EZHE1 con 5EZRD2, conformando la 5HERD1	Estas obras conforman una solución de mediano plazo para el abastecimiento del área GBA, descargando y reduciendo las Scc en EETT existentes, incrementando la confiabilidad de la red del área y aportando nuevas posibilidades de vinculación entre la generación de LIT, CUY y COM, y dicha demanda.
2031	<b>STATCOM ET RD</b>	Instalación de STATCOM de +/- 250 MVar en 220 kV de ET Rodríguez	Con el incremento vegetativo de la demanda de GBA se dispone de un muy escaso margen de control de tensión, resultando esta ampliación imprescindible para incrementar la reserva de potencia reactiva y mejorar la seguridad de abastecimiento

ESC. E/S	AMPLIACIÓN	DETALLE	OBJETO Y COMENTARIOS
2031	<b>EETT Charlone y Baigorrita</b>	<p>*Nueva ET Charlone (CCH) (500/132 kV 2x300 MVA). Reactor de barra 2x80 MVar.</p> <p>*LEAT RDI-CCH (490 km) con reactores de línea de 120 MVar en cada extremo y LEAT CCH-BAI (223 km) con reactores de línea de 80 MVar en cada extremo.</p> <p>*Compensación serie en LEAT RDI-CCH (35% cada extremo) y en LEAT BAI-CCH (70% en el extremo CCH).</p> <p>*Compensación Serie en ET Plomer, en salida a ET Baigorrita.</p>	Permite evacuar futura generación renovable a instalarse en Cuyo y Comahue hacia GBA y descargar los corredores COM-GBA y CUY-CEN-LIT. Además, la ET CCH permite mejorar la confiabilidad de suministro de demandas de Bs As, La Pampa, Córdoba y Santa Fe, eliminando generación forzada.
2031	<b>Compensación shunt inductiva de la SLARE1</b>	Reemplazo de la actual compensación (150 MVar en LA y 85 MVar en RE) por un único reactor de 80 MVar (aislado de tierra) en el extremo La Rioja Sur.	Permite adecuar la compensación de la línea y mejorar el control de tensión en el área.
2031	<b>Ampliación corredor PAT</b>	<p>*Nueva ET Cóndor Cliff + LEAT Cóndor Cliff – La Barrancosa de 70,7 km, con reactor de línea en Cóndor Cliff.</p> <p>*2da LEAT 5CRO-PY2 de 432 km, con reactores de línea de 240 MVar en CRO y 120 MVar en PY + CS en CRO al 70%.</p> <p>*2do circuito entre CRO-RSC de 514 km, con reactores de línea de 240 MVar en CRO y 150 MVar en RSC + CS en RSC.</p>	Imprescindible para incrementar la capacidad de exportación del área PAT, mejorar la confiabilidad de abastecimiento del área y permitir la evacuación de la generación eólica e hidráulica (CCHH Cepernic y Kirchner) prevista.
2031	<b>ET El Cortaderal</b>	Nueva ET El Cortaderal (ECO) de 500/132/33 kV con 150 MVA, que secciona la 5AG-RDI1. Construcción de una DT en 132 kV y la ET Potasio Río Colorado de 132/33/6,6 kV con 2x75 MVA.	Permite la conexión eléctrica de proyectos mineros que están en estudio en la zona.
2031	<b>ET Río Diamante, ET Embalse y ET Almafuerte</b>	<p>*Ampliación de ET Río Diamante, T2RDI 500/220/33 kV con 450 MVA</p> <p>*Nueva ET Embalse 500 kV de maniobra en las cercanías de EM para seccionar la 5EMRG1 y construir una nueva LEAT 500 kV entre la nueva ET Embalse y AM.</p> <p>*Ampliación de ET Almafuerte con la instalación de compensación shunt en cada barra de 132 kV de la ET AM de 4x55 MVar cada banco (total 220 MVar).</p>	Estas obras están asociadas al proyecto del MATER de Generación + Transporte del PS Mendoza Sur de Genneia S.A. que va a permitir el ingreso de 450 MW en el sur de Mendoza de generación solar.
2031	<b>ET La Rioja Sur, ET Recreo y ET Malvinas</b>	<p>*Ampliación de ET La Rioja Sur, T3LA 500/132/13,2 kV con 300 MVA.</p> <p>*Ampliación de ET Recreo con la repotenciación del capacitor serie de RE, llevando la corriente nominal a 1500 A, manteniendo las reactancias.</p> <p>*Ampliación de ET Malvinas, instalación de compensación shunt en 132 kV de 3x65 MVar y cambio de la bobina de onda portadora de la 5MARE1 a un valor de corriente superior a 1762 A.</p>	Estas obras están asociadas al proyecto del MATER de Generación + Transporte del PS Sol del Valle de Genneia S.A. que va a permitir incrementar en 300 MW la exportación del NOA.

ESC. E/S	AMPLIACIÓN	DETALLE	OBJETO Y COMENTARIOS
2033	<b>ET El Espinillo</b>	Nueva ET El Espinillo 500/132 kV 1x450 MVA, seccionando LEAT El Bracho-Cobos, y construcción de vínculos en 132 kV.	Permitirá mejorar la calidad de suministro al noroeste de la ciudad de San Miguel y Tafí Viejo, al sumarse un nodo de inyección de potencia, y evitar la ampliación de la playa de 132 kV de la ET El Bracho.
2033	<b>Línea Chaparro (CHP) - La Rioja Sur</b>	Construcción de LEAT 5CHP-LA1 (335 km)	La LEAT 5CHP-LA1 conformará el futuro corredor CUY-NOA, permitiendo incrementar la capacidad de transmisión para futuros ingresos de generación en CUY y NOA, y mejora la seguridad de suministro de dichas regiones (La Rioja y San Juan dejan de ser radiales).
2033	<b>ET San Francisco</b>	*Nueva ET San Francisco 500/132 kV – 1x300 MVA y 2 nuevas vinculaciones en 132 kV. *Línea de 500 kV San Francisco – Santo Tomé de 120 km. *Línea de 500 kV Malvinas – San Francisco de 180 km.	Permite incrementar la capacidad de transporte Este – Oeste del SADI. Mejora notablemente la confiabilidad del sistema ante fallas de líneas en las áreas NEA, NOA, LIT y Centro. Mejora la calidad de servicio en la zona noreste de Cba. Permite abastecer demandas insatisfechas en Cba. y Sta. Fe, evacuar generación renovable en NOA y aumentar la seguridad del abastecimiento.
2033	<b>Segundo vínculo COM-CUY</b>	*Nueva ET Chihuido I. *LEAT Chocón Oeste- Chihuido I de 160 km y LEAT Chihuido I - Río Diamante de 450 km con CS en RDI.	En conjunto con el futuro corredor CUY-GBA permite descargar el corredor COM-GBA, incrementando la posibilidad de transferencia de potencia desde dicha área. Resulta imprescindible en caso de concreción de la CH Chihuido I.
2033	<b>Vínculo HVDC PAT-GBA</b>	Línea de corriente continua (HVDC) Puerto Madryn – Plomer.	El vínculo PY-PLO en HVDC o UHVAC permitiría un sensible incremento de la capacidad de exportación de PAT para futura generación, sin saturar el corredor COM-GBA ni incrementar significativamente las solicitudes de cortocircuito.

## Otros resultados y comentarios

En la presente sección se detallan otros aspectos relevantes que se desprenden de los estudios de la Guía de Referencia, de índole general o no descriptos precedentemente.

### Incrementos de potencias de cortocircuito / Soluciones

Estación	Tensión [kV]	Comentarios sobre soluciones
<b>BAHÍA BLANCA</b>	500	Actualmente opera al límite admisible de corrientes de cortocircuito. Necesidad ampliación malla de puesta a tierra, agregado capa piedra partida y otras adecuaciones menores en conexiones de equipos para posibilitar nueva generación en zona. Elevación de su capacidad de cortocircuito admisible a 21,6 GVA.**.
<b>OLAVARRÍA</b>	500	Actualmente al límite capacidad soporte corrientes de cortocircuito. Necesidad ampliación malla de puesta a tierra y otras adecuaciones menores en conexiones de equipos para posibilitar ampliaciones de transporte o generación vinculadas a este nodo. Elevación de su capacidad de cortocircuito admisible a 21,6 GVA.**
<b>BELGRANO</b>	500	Ampliación ET de 500 kV Belgrano, con una nueva barra a ser vinculada con la actual a través de un reactor limitador de corrientes de cortocircuito. Esto permitirá que la playa nueva de MB, a ser diseñada con alta potencia de cortocircuito, pueda vincularse con nueva generación de Atucha y de la zona de Belgrano, así como también canalizar esa potencia directamente hacia la demanda, mediante su doble vinculación con la ET O. Smith. Por otro lado, las EE.TT. MB y Campana (generación y demanda cercanas), de baja potencia de cortocircuito de diseño, deberían ubicarse en un circuito que estaría menos solicitado. Así lo propone y considera Transener en esta Guía de Referencia, en que las dos conexiones que acometen a MB deben invertirse.**
<b>CAMPANA</b>	132	Mejoras en malla de puesta a tierra, cambios de seccionadores y transformadores de corriente, etc., para elevar la capacidad de cortocircuito admisible en 132 kV de 5 GVA a 7,2 GVA, para afrontar los requerimientos crecientes de cortocircuito ante el ingreso de nueva generación vinculada a la red de 132 kV asociada a esta ET.**
<b>ATUCHA</b>	500	Limitada a 26 GVA por diseño electrodinámico (interconexiones entre equipos). Se considera factible su repotenciación hasta una corriente de cortocircuito admisible de 40 kA (34.6 GVA), con cambios que involucrarían principalmente las conexiones de equipos y refuerzo de la malla de tierra.**
<b>ROSARIO OESTE</b>	132	Operación de barras de 132 kV desacopladas – Instalación de una GIS para brindar mayor capacidad de cortocircuito (de 5 GVA a 9 GVA) y posibilitar el ingreso previsto de un transformador de 600 MVA (T9RO). Obra por Res. SE. 01/03 demorada, sin fecha.
<b>EL BRACHO</b>	132	Operación de barras de 132 kV desacopladas en función del despacho asociado a la red de 132 kV. Para mayor detalle ver Orden de Servicio N°24.
<b>ALMAFUERTE</b>	132	Operación de barras de 132 kV desacopladas.
<b>MALVINAS</b>	132	Cuando ingrese el T3MA de 600 MVA previsto, se retirará de servicio el T2MA de 300 MVA. Bajo esta situación, la potencia de cortocircuito de la ET no se superaría. Sin embargo, cuando ingrese el corredor de 500 kV

Estación	Tensión [kV]	Comentarios sobre soluciones
		Malvinas - San Francisco - Santo Tomé, se proyectan problemas de cortocircuito. En situación límite para incorporaciones de transporte y/o nueva generación cercana; en caso de no resolverse el problema con modificaciones topológicas de la red de EPEC, se requerirá repotenciación de la ET o la operación con barras desacopladas en 132 kV.
<b>SANTO TOMÉ</b>	132	Operación de barras de 132 kV desacopladas a partir de ingreso de la DT 132 kV Brig. López - Sto. Tomé. En situación límite para incorporaciones de transporte y/o nueva generación cercana; en caso de no resolverse el problema con modificaciones topológicas de la red de la EPE Santa FE, se requerirá repotenciación de la ET. Ante el ingreso del corredor de 500 kV Malvinas - San Francisco - Santo Tomé, se proyectan problemas de cortocircuito.
<b>RAMALLO</b>	220	Cambio de equipamiento previsto con el ingreso del nuevo T3RA 500/220 kV - 300 MVA, para elevar su capacidad de cortocircuito en 220 kV de 10 a 12 GVA. Obra por Res. SE. 01/03 demorada, sin fecha.
<b>RAMALLO</b>	132	Cambio de equipamiento previsto con el ingreso del nuevo T2RA 220/132 kV - 300 MVA, para elevar su capacidad de cortocircuito en 132 kV de 5 a 7.2 GVA. Obra por Res. SE. 01/03 demorada, sin fecha.
<b>LUJÁN</b>	132	Operación con el T3LU a barras separadas, para no superar la capacidad admisible de 2300 MVA. Se prevé el ingreso de nueva generación renovable que podría estar limitado su despacho por superación de la potencia de cortocircuito.
<b>PASO DE LA PATRIA</b>	132	Se verifica en el largo plazo los valores de cortocircuito calculados se acercan a la capacidad admisible de cortocircuito en 132 kV de la ET. En caso de ingreso de nueva generación o nuevas ampliaciones de red se deberá tener especial cuidado de que no se superen los 5000 MVA de capacidad admisible.
<b>NUEVA SAN JUAN</b>	132	Se verifica en el mediano plazo la superación de la capacidad admisible de cortocircuito en 132 kV de la ET. En caso de no resolverse el problema con modificaciones topológicas de la red de sub transmisión u otras alternativas operativas, se requerirá repotenciación de la ET.
<b>LA RIOJA SUR</b>	132	Con la instalación de un nuevo transformador 500/132 kV y la futura vinculación entre Cuyo-NOA se proyectan problemas de cortocircuito por superación de la capacidad en 132 kV de 5000 MVA.
<b>VIVORATÁ</b>	132	En el mediano plazo (con el ingreso del proyecto AMBA I y la consecuente vinculación en 500 kV con la ET Plomer, más el aporte al cortocircuito de los nuevos parques eólicos cercanos), se verifica la superación de la capacidad admisible de cortocircuito en 132 kV de la ET informada por Transener. En caso que no pueda resolverse el problema con modificaciones topológicas de la red de 132 kV del área u otras alternativas operativas, se requerirá la repotenciación de la ET en cortocircuito en 132 kV, impuesta por seccionadores y transformadores de corriente.

\*\*Obras propuestas por Transener a la Subsecretaría de Energía Térmica, Transporte y Distribución de la Energía Eléctrica, mediante Nota DIR N° 484/17 del 14/07/2017 (ver Nota con mayores detalles en \Archivos\Docu\Notas Cortocircuito EETT\ A SSETTyDE\_484.17 AR) de esta Guía de Referencia.



## **Vulnerabilidad del SADI por el uso de automatismos**

En el ámbito internacional pueden encontrarse muy claras recomendaciones para el control coordinado de los sistemas de potencia (Ej.: Technical Brochure de CIGRE N° 742, del año 2018), considerando tres líneas de defensa: la primera para contingencias de alta probabilidad y bajo impacto, la segunda para probabilidad e impacto intermedias y la tercera para baja probabilidad y alto impacto.

Ante la detección de contingencias, en la primera no se admite el uso de automatismos de desconexión de generación (DAG) ni de cortes de carga (DAC), sino que su uso se reserva para la segunda línea, lo que exige un diseño del sistema con la suficiencia necesaria (luego de la salida de un equipo cualquiera de transporte el sistema continua operando normalmente sin ningún tipo de cortes, conforme a un criterio de diseño robusto, "N-1", como en la mayoría de los países o más exigente aún como "N-2" en algunos). En muchos casos de sistemas similares al SADI se aplica DAG en la primera línea pero no se permite DAC.

En la tercera línea el control se basa en la respuesta del sistema, realizando cortes de demanda por subfrecuencia y/o subtensión, formación de islas, etc.

En el SADI, por falta de suficiencia, se utiliza la segunda línea de defensa para fallas de alta probabilidad y bajo impacto (propias de la primera línea) pero puede ser insuficiente si el impacto se incrementa en la operación real, cuando en ella no se cumplen cualquiera de los supuestos que determinan los límites operativos (escenarios posibles, máximos transportes, modelado y correcta actuación de esquemas de control de emergencias y estabilización, etc.).

La evaluación del SADI en el contexto internacional, pone en evidencia la vulnerabilidad que tiene por falta de suficiencia, al no cumplir con el criterio de diseño N-1, muy aplicado en el ámbito internacional.

A pesar que las DAG del SADI tienen muy alta confiabilidad cuando son comparadas con sistemas similares de otros países, su utilización generalizada ante falla simple, por las razones expuestas precedentemente, puede dar lugar a episodios de cortes controlados o incontrolados de demanda, lo que afecta negativamente a la confiabilidad del sistema.

Las prácticas actuales de uso de la DAG, que reducen los márgenes al colapso, hacen más crítica la necesidad de disponer de una última línea de defensa del SADI más robusta.

Es claro que los automatismos de DAG han permitido maximizar la capacidad de transporte de las instalaciones del SADI, minimizar costos de despacho y costos de inversiones en obras de transporte, pero reducen la confiabilidad del SADI. Para obtener mayores niveles de confiabilidad, los criterios de diseño y operación deberían ser más exigentes, para migrar a un sistema seguro ante la ocurrencia de una contingencia (N-1).

## Necesidades de control dinámico de las tensiones con alta participación de generación intermitente en otros nodos del SADI

E.T.	Comentarios
MALVINAS – Instalación de un STATCOM de +/- 250 MVar	Los flujos de potencia serán altamente dependientes por efecto de la variación de generación solar fotovoltaica y eólica en NOA, lo que exige un control dinámico de las tensiones, clave tanto en condiciones N como N-1.
COMODORO RIVADAVIA OESTE - Instalación de un STATCOM de +/- 250 MVar	Para el control dinámico de las tensiones del débil corredor patagónico de 500 kV, ante la presencia de importante generación eólica e hidroeléctrica de pasada.
RODEO – Instalación de un STATCOM de +/- 50 MVar	Para el control dinámico de las tensiones del futuro corredor Nueva San Juan-Rodeo-Chaparro de 500 kV y ante la presencia de importante generación solar en la zona y demanda minera en el extremo Chaparro.

### Algunos comentarios destacados del período 2026-2033

- Conforme a las hipótesis y estudios de esta Guía de Referencia, así como también a otras informaciones disponibles al cierre de la misma, puede destacarse que, según las pautas de crecimiento consideradas, en los 8 años de estudio se prevé que la demanda crecerá en 8314 MW, a razón de poco más de 1000 MW por año, previéndose un pico de 39479 MW en 2033.
- La consideración de proyectos de generación privada, con alguna base relativamente sólida en el mercado y en la órbita del estado, muestran que el crecimiento de la generación asumido en esta Guía de 12886 MW podría exceder al de la demanda en el mismo período (8300 MW) en un 55%. Sin embargo, debe tenerse en cuenta que aproximadamente 6600 MW de la nueva generación (un 80% del incremento de demanda del período) es renovable intermitente, con numerosos contratos actualmente sin previsión clara de concreción. A su vez, la nueva oferta de generación térmica y nuclear de insegura concreción, de unos 2340 MW (C.N. Atucha III, C.C. Manuel Belgrano II, TV C.C. Guillermo Brown), es del orden del 30% de la nueva demanda considerada. Algo parecido sucede con generación hidroeléctrica que se viene postergando, en los casos de N. Kirchner, Chihuido I, Tambolar y Baqueano, que impacta en un 20% del incremento de la demanda. Por último, considerando que el 15% de la citada demanda incremental sería abastecida por BESS (sistemas de almacenamiento de energía), puede notarse la criticidad que este período de estudio presenta para el abastecimiento del SADI, tanto en potencia como en energía, por posible falta de generación firme.
- En sentido contrario a lo expuesto en el párrafo precedente aunque de menor magnitud, cabe mencionar que en esta Guía no se consideran ingresos de generación renovable posteriores a los ya adjudicados.

- La generación renovable adicional constituirá una exigencia incremental para el desarrollo de la red de transporte prevista en esta Guía, sobre todo en áreas de concentración de gran potencial energético como la Patagonia, zona sur y atlántica de la Provincia de Buenos Aires, NOA y Cuyo.
- Para atender estos requerimientos adicionales que se visualizan hacia el año 2029, en esta Guía se han considerado básicamente las obras de transporte en 500 kV propuestas por CAMMESA a la ex SEE en agosto de 2017 y otras sugeridas por Transener, que están alineadas con los planes de obras prioritarias establecidas por las Resoluciones SE 507/2023, del 9 de junio de 2023, y SE 715/2025, del 29/05/2025.
- El plan de obras considerado serviría para canalizar hacia la demanda la energía de dichas fuentes renovables, considerando que este tipo de generación desplazará del despacho a generación convencional (térmica, hidráulica) y que el sistema de transporte ampliado sería suficiente para los nuevos despachos económicos del sistema, lo que no es objeto de estudios de esta Guía de Referencia.
- Este plan de obras suministra una posibilidad de solución para resolver algunos de los problemas críticos del SADI, pero no da certezas sobre el alcance y cronograma real de obras cuya motorización escapa a la responsabilidad y rol de la Transportista. Algunas de ellas se encuentran en ejecución o en trámite.
- La realización de todas estas obras en un sistema diseñado para N (no para N-1), cada vez más solicitado, requiere de un exhaustivo estudio de la programación óptima de las obras, para minimizar los tiempos de indisponibilidad y coordinar la ejecución de las distintas obras, teniendo en cuenta la sucesión cronológica de ingreso, para poder gestionar la transición topológica de la red del sistema con las menores afectaciones posibles a la demanda. Otro tanto ocurrirá con las necesidades de modificaciones y modernización necesarias de las DAG del SADI.
- Se destaca que, atendiendo a la expansión prevista del sistema, el inicio de las obras correspondientes para implementar soluciones que limiten la corriente de cortocircuito en GBA debería encararse sin demoras adicionales a las que se vienen registrando, tanto para la E.T. Rodríguez como para la E.T. Ezeiza, para lo cual la ejecución del AMBA I es indispensable y debe realizarse con la mayor urgencia posible.
- Los estudios muestran a partir de unos 11000 MW de demanda de GBA los problemas que esta área tiene para abastecerse por falta de una red de subtransmisión más robusta, que a su vez ponen en riesgo el control de las tensiones con alta importación, que reduce los aportes de potencia reactiva del sistema de transporte en alta tensión y compromete las escasas reservas de equipamiento destinado a este fin. Las ampliaciones de los proyectos AMBA I y II y compensación shunt asociada son una base imprescindible para resolver problemas de falta de capacidad de transformación y de cortocircuito

en 500 y 220 kV y otros problemas específicos del área, a cuya solución contribuyen como paliativo la instalación de BESS.

- Por otra parte, por el impacto que tienen en el desarrollo y desempeño del sistema de transporte en alta tensión, Transener hace especial hincapié en los siguientes aspectos relacionados con ampliaciones previstas o requeridas, y la necesidad de resolverlos a la brevedad:
  - Definición, programación y ejecución de obras previstas por Res. SE 01/03, referidas en la descripción de los resultados de los estudios eléctricos (ampliación capacidades de transformación en las EETT Rosario, Ramallo y Malvinas; ET Comodoro Rivadavia Oeste, etc.), compensación de potencia reactiva en la EETT Ezeiza, etc.;
  - Activación de la repotenciación de capacidad de cortocircuito de estaciones transformadoras propuestas por Transener a la Subsecretaría de Energía Térmica, Transporte y Distribución de la Energía Eléctrica, mediante Nota DIR N° 484/17 del 14/07/2017; que no queden resueltos mediante los proyectos AMBA I y II ni por otros proyectos en desarrollo. Actualmente este es el caso de las EETT de 500 kV Atucha II, Olavarría y Campana (esta última a ser repotenciada en 132 kV).
  - Activación de proyectos solicitados por el CAF para la segunda línea de 500 kV Chole Choel – Puerto Madryn, nueva ET Rodeo 500 kV y cambio de tensión de operación de 132 kV a 500 kV de la línea Nueva San Juan – Rodeo.
  - Revisión de los proyectos de obras solicitadas por el CAF y decisiones sobre aquellas no solicitadas que integraban el Plan de CAMMESA:
    - ✓ Interconexión de 500 kV Rodeo – La Rioja Sur, cuyo proyecto sería modificado considerando la nueva ET intermedia de 500 kV Chaparro para vincular el proyecto minero de Vicuña, correspondiente al yacimiento de cobre Josemaría;
    - ✓ Tercera línea de 500 kV Bahía Blanca – Choele Choel con compensación serie;
    - ✓ Nueva ET de 500 kV Baigorrita, intermedia en la línea de 500 kV Plomer – C. Charlone.
  - Una síntesis de las necesidades del SADI se ve bien reflejada en el Plan de Ampliaciones Res. SE 507/2023 del 9/6/2023 (Plan de Ampliaciones del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica – Prioridades), el que es debidamente tenido en cuenta en esta Guía de Referencia. Adicionalmente, la ejecución de estas obras fue declarada de carácter prioritario mediante la Resolución 715/2025 del 29/5/2025.
- Finalmente, ante la potencialidad que hay para generación renovable no convencional en Patagonia, Buenos Aires y Comahue, así como también para generación térmica e hidráulica en Comahue, merecen destacarse las

importantes oportunidades económicas y ambientales que se presentan para el desarrollo de un sistema de transmisión eficiente en alta tensión en corriente continua, por ejemplo de unos 3000 MW en  $\pm 500/600$  kV, entre un nodo fuente ubicado en Comahue o Patagonia y un nodo receptor en GBA como el de la futura ET Plomer, a través de una distancia cercana a los 1000 km, dependiendo de la ubicación del nodo fuente. A su vez, esta localización y la potencia del enlace inciden en el desarrollo complementario de sistemas regionales de alterna en 500 kV y en las diferentes potencias incrementales de transporte para cada una de las tres áreas citadas. En esta Guía se ha esquematizado tan solo una de las posibilidades, vinculando la ET Puerto Madryn con la futura ET Plomer.



## **GUÍA DE REFERENCIA DEL SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSIÓN**

### **INTRODUCCIÓN**

De acuerdo con lo establecido por el Anexo 20 de los "Procedimientos para la Programación de la Operación, El Despacho de Cargas y El Cálculo de Precios", el objetivo de la Guía de Referencia es presentar las estadísticas de calidad del Sistema de Transporte, los estudios que den las indicaciones sobre el desempeño y capacidad del Sistema en el mediano plazo (definido como los ocho años posteriores al de la fecha de su publicación) y las recomendaciones de los nuevos requerimientos de inversión en equipamiento de la red.

Esta Guía se ocupa del Sistema de Transporte en Alta Tensión, que involucra niveles de tensión iguales o mayores a 220 kV, cuya Concesión se ha otorgado a la empresa Transener S.A.

Transener S.A. tiene a su cargo la operación y mantenimiento de 13.251 km de líneas de transmisión de la red argentina, comprendiendo 12.684 km de 500 kV, 562 km de 220 kV y un total de 54 estaciones transformadoras de 500 kV. En función de sus obligaciones supervisa 2.106 km de líneas de 500 kV y 7 estaciones transformadoras de 500 kV de Transportistas Independientes.

Respecto a incorporaciones de equipos de generación y de transmisión, para el corto plazo se toma como base las informaciones publicadas por CAMMESA. Sobre esta base e incorporando datos de distinto origen, para el período comprendido entre los años 2026 y 2033, se efectúan estudios de flujo de carga y cálculos de las potencias de cortocircuitos monofásicos y trifásicos en todas las barras de 500 kV del SADI y para cada nodo de 220 kV y 132 kV del sistema de Transener S.A.

Se consignan, además, datos históricos referidos a la calidad de servicio del Sistema de Transporte de Transener S.A. y parámetros eléctricos del Sistema Argentino de Interconexión (SADI). Asimismo, para la realización de estudios de estabilidad, se incluye la base de datos dinámicos suministrada por CAMMESA, quien es la responsable de su mantenimiento. Se advierte que dicha base no necesariamente podrá ser utilizada directamente con los flujos de carga de los casos base de la Guía de Referencia sin realizar ajustes previos.

Las distintas alternativas que se plantean para la expansión del extenso sistema de transmisión en 500 kV dependen directamente de la nueva generación que se instale (cuya predicción es de difícil realización en un contexto de mercado con libre acceso y con importantes iniciativas a cargo del estado) y requieren ser analizadas bajo variados puntos de vista, como lo son las condiciones estacionarias que provocan las máximas y mínimas transferencias de potencia, el funcionamiento ante contingencias, el pronóstico de la demanda, la evaluación de ingresos asociados a la capacidad en potencia y energía de las distintas topologías de la red factibles, las respectivas inversiones necesarias y la factibilidad de que los agentes del Mercado involucrados decidan encararlas.

Aunque no deja de ser trivial, se advierte que un análisis tan completo y detallado escapa desde un punto de vista práctico a las posibilidades del alcance de una Guía de Referencia, porque obligaría a definir taxativamente el ingreso de equipamiento para diferentes escenarios en un mercado de libre competencia y los límites del SADI para un período de ocho años, lo que implicaría una natural prolongada discusión previa con la entidad calificadora sobre los criterios adoptados ante la imprevisibilidad de muchos datos de entrada, escenarios sucesivos considerados, metodología seguida y resultados obtenidos, cuando las fuerzas motoras propias del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) en la Argentina, en corto tiempo alteran significativamente las hipótesis de evolución que se adoptan en el comienzo de los estudios.

Es por ello que estos últimos no tienen otro efecto sobre los límites para la capacidad de transporte que el de mostrar valores orientativos.

En muchos casos la generación adoptada en los flujos de carga considerados responde a la necesidad de poner en evidencia mayores solicitudes para el sistema de transmisión, mostrando solamente estados de interés, los que no resultan entonces necesariamente de despachos óptimos para casos típicos ni tampoco casos extremos de análisis.

La estructura de la Guía respeta estrictamente los lineamientos que sobre el particular establece el Procedimiento Técnico N° 12 de CAMMESA.

Una síntesis de la capacidad existente y prevista del sistema de transporte se describe en forma de Tablas en el Anexo 1.

En el Anexo 2 se detallan los esquemas de control de emergencia, recursos estabilizantes y normas operativas del SADI en vigencia.

Las transferencias registradas y previstas en los transformadores de la red se presentan en el Anexo 3.

En el Anexo 4 se indican los niveles de cortocircuito calculados en estaciones transformadoras a partir de los flujos típicos, tanto para el presente como los previstos hasta el verano del 2033/2034.

En el Anexo 5 se reseñan las inversiones propuestas por Transener S.A. para minimizar las restricciones del transporte y mejorar la calidad de servicio y, cuando resulta posible, se las encuadra en las clasificaciones contempladas en la Resolución de la Secretaría de Energía N° 208/98. También aquellas de interés que se encuentran previstas o en consideración por parte de terceros y adicionalmente, se consignan algunas propuestas de interés realizadas en Guías precedentes.

Una descripción del sistema de transporte en alta tensión se presenta en el Anexo 6, incluyendo esquemas geográficos y unifilares actuales y futuros. También, respondiendo a la exigencia del Art. 2 de la Resolución ENRE N° 0427/2006, se incluye en la Sección 6 del Anexo 6 un diagrama esquemático de la capacidad del sistema de comunicaciones afectado al Servicio Público de Transporte de Energía

---

Eléctrica en Alta Tensión, entendiéndose por tal la concesionada en el origen más la que resulte de ampliaciones realizadas en los términos del Reglamento de Acceso.

Los resultados de los estudios de flujo de carga y cortocircuito se adjuntan en el Anexo 7.

La información utilizada para la realización de los estudios y la documentación de las respectivas bases de datos se presentan en el Anexo 8. También se adjuntan en la misma forma las planillas de información técnica requeridas por el Procedimiento Técnico 12. En este Anexo se encuentran contenidos los pronósticos de demandas y las ampliaciones previstas de generación y transmisión (en curso o informadas por terceros).

La información histórica sobre calidad de servicio, con datos estadísticos de indisponibilidades de equipamiento, causas y consecuencias, niveles de tensión fuera de los valores permitidos y distorsiones en la forma de onda, se presentan en el Anexo 9.

Por último, en el Anexo 10 se puede encontrar información de tipo general inherente a la edición y publicación de la Guía.

## CONCLUSIONES Y NOVEDADES AL CIERRE DE LA GUÍA

De los estudios realizados para la presente Guía de Referencia, así como de los resultados obtenidos en ediciones previas, surgen las conclusiones que aquí se presentan para el período de estudio 2026-2033.

## PRINCIPALES HIPÓTESIS

### Tasa de crecimiento de la Demanda

En lo que concierne a la predicción de demandas, teniendo en cuenta datos de la Programación Estacional de CAMMESA y de distinto origen (para mayores detalles puede consultarse la Sección 2 del Anexo 8), se adoptó una tasa de crecimiento anual del **3%** para todos los años de estudio.

Se consideró que la máxima demanda del SADI se dará en horario del **pico diurno estival**, en concordancia con lo considerado por CAMMESA en la base de datos oficial del SADI.

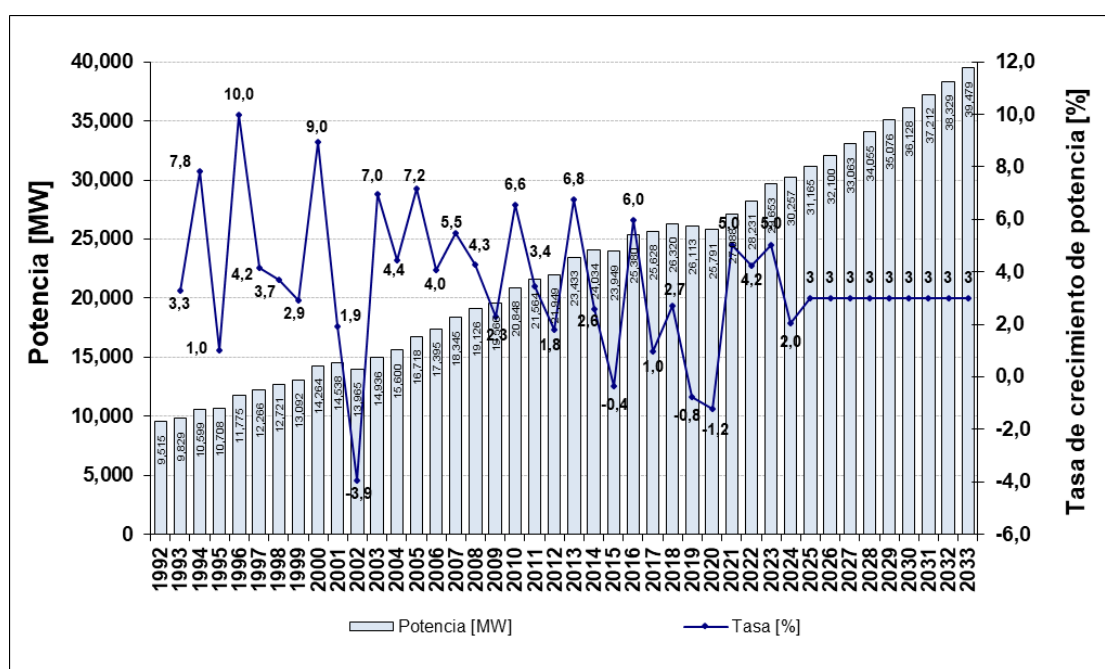
A partir de una previsión de demanda SADI de 31165 MW para el próximo verano 25/26, se proyectaron las potencias máximas de años subsiguientes para el SADI, a la tasa previamente mencionada. Dichos valores se presentan en la siguiente tabla:

#### Proyección de Potencias Máximas del SADI

Valores expresados en MW

2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
<b>31165</b>	32100	33063	34055	35076	36128	37212	38329	39479

En el siguiente gráfico se muestra la evolución de las potencias máximas del SADI incluyendo los valores previstos hasta el año horizonte, 2033.



**Evolución de Potencias Máximas del SADI**

## **Incorporaciones Consideradas en el Parque Generador**

### **Generación térmica**

Con relación a proyectos de generación térmica inconclusos que podrían completarse, se consideraron:

- Una TV de 140 MW para el Cierre de Ciclo de Brigadier López, en provincia de Santa Fe, totalizando 410 MW (verano 2025/2026).

Además, se asumió la concreción del proyecto del Ciclo Combinado (2 TG + 1 TV) “Manuel Belgrano II”, de 840 MW. En esta Guía se consideró que la Central se conectaría directamente en 500 kV, en la ampliación de la ET de 500 kV Manuel Belgrano, que seccionaría la línea Campana – Rodríguez. Se asume que ingresarían en 2033.

### **Generación Hidroeléctrica**

Adicionalmente, en el marco de la Res. SE 762/2009 (relanzamiento del Programa Nacional de Obras Hidroeléctricas), se consideraron en esta Guía de Referencia las Centrales hidroeléctricas:

- Cóndor Cliff (5x190 MW) y La Barrancosa (3x120 MW), en la provincia de Santa Cruz
- Chihuido I (4x160 MW, en la Provincia de Neuquén)

Asimismo, se incluyen la nueva central Aña Cuá (3x92 MW, ampliación Yacyretá), la CH El Tambolar (2x35 MW, en la provincia de San Juan), y la central El Baqueano (2x60 MW, en la provincia de Mendoza), haciendo un total de 2416 MW de generación hidroeléctrica adicional.

### **Generación Renovable**

En lo que se refiere a generación renovable, en los flujos de carga típicos se modelaron los proyectos adjudicados en los programas RenovAr 1, 1.5, 2, 3 y MATER que hayan sido adjudicados al período de cierre de la presente Guía de Referencia y en los casos en que Transener disponía de alguna información para su modelado.

Adicionalmente, se prevé para el corto y mediano plazo el ingreso de 3921 MW de generación eólica y solar, la cual se encuentra asociada en parte a generación adjudicada bajo la nueva resolución MATER SE 360-2023, que incorpora el concepto de prioridad de despacho Ref. A, la que refiere a una probabilidad esperada de despacho anual de al menos el 92% de energía, es decir, considerando la expectativa de posibles restricciones de despacho. También como parte del MATER se prevé el ingreso de proyectos de generación asociados a ampliaciones en el sistema de transporte, referido a la Resolución SE 360-2023, Anexo 2.

La generación renovable, tanto eólica como solar, considerada en la presente Guía de Referencia, totaliza una potencia de 6576 MW.

Para el despacho de esta generación, se adoptaron los criterios implementado por CAMMESA para su Base de Datos y Modelos para estudios eléctricos del SADI:



- Parques Fotovoltaicos generando al 80% de su potencia máxima en sólo dos escenarios: Resto del Invierno y Pico del Verano.
- Parques Eólicos: Generando una potencia con una probabilidad de excedencia del 50% en todos los escenarios.

Todos estos planes fueron considerados en la oferta de generación asumida en los distintos escenarios de estudio, tal cual se describe en los Anexos 7 y 8 de esta Guía.

### Generación Nuclear

Se considera en el último año de la Guía el ingreso de la central nuclear Atucha III, de 1200 MW, en la existente ET Atucha 2.

### Almacenamiento BESS

En línea con la licitación “AlmaGBA” se han considerado los proyectos adjudicados mediante la Res. SE N° 361/2025, los cuales totalizan una potencia de 713 MW de almacenamiento (baterías u otras tecnologías) en áreas y nodos críticos del GBA en el segundo verano (Ver. 2027/28). El objetivo de esta licitación es mejorar el perfil de reserva para cubrimiento de punta en horas de alto requerimiento de la red y reducir el riesgo de desabastecimiento. Adicionalmente, se proponen nuevos proyectos en el año horizonte con el fin de solucionar problemas de abastecimiento en la red de GBA, modelando 580 MW adicionales.

Se resume sintéticamente los ingresos previstos en la siguiente tabla:

#### Ingresos de generación por año

*Valores expresados en MW*

Tipo	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	Total
<b>Nuclear</b>	0	0	0	0	0	0	0	1200	<b>1200</b>
<b>Térmica</b>	217	0	0	0	0	0	0	1139	<b>1356</b>
<b>Hidráulica</b>	0	0	0	630	0	1062	0	710	<b>2402</b>
<b>Eólica</b>	660	613	339	613	0	0	0	0	<b>2225</b>
<b>Solar FV</b>	2076	688	300	187	0	1100	0	0	<b>4351</b>
<b>Biomasa</b>	37	22	0	0	0	0	0	0	<b>59</b>
<b>BESS</b>	0	713	0	0	0	0	0	580	<b>1293</b>
<b>TOTAL</b>	2990	2036	639	1430	0	2162	0	3629	<b>12886</b>

### Ampliaciones Previstas del Sistema de Transmisión

A continuación, se describen ampliaciones impulsadas por diferentes mecanismos regulatorios, que no necesariamente coinciden con lo modelado en los flujos de carga y que se describen en las secciones correspondientes de esta Guía.

#### Obras incluidas en el Plan Federal (Res. SE 700/2011)

- LAT 500 kV Río Diamante – Charlone: 490 km y ET Charlone 500/132 kV – 2x300 MVA.
- LAT 500 kV Cnel. Charlone – Plomer: 400 km.

- Compensación serie en LAT 500 kV Agua del Cajón – Río Diamante. Obra no modelada en esta Guía por su reducido impacto en términos de ampliación de capacidad de transporte y por la modelación de la ET El Cortaderal que secciona esta línea.
- Primera etapa 220 kV ET Oscar Smith (en revisión).
- 2da. LAT 500 kV Puerto Madryn – Choele Choel: 354 km. Compensación serie.
- Resto 5º corredor de 500 kV entre Choele Choel y Plomer:
  - Choele Choel – Bahía Blanca: 365 km.
  - Vivoratá – Plomer: 350 km.

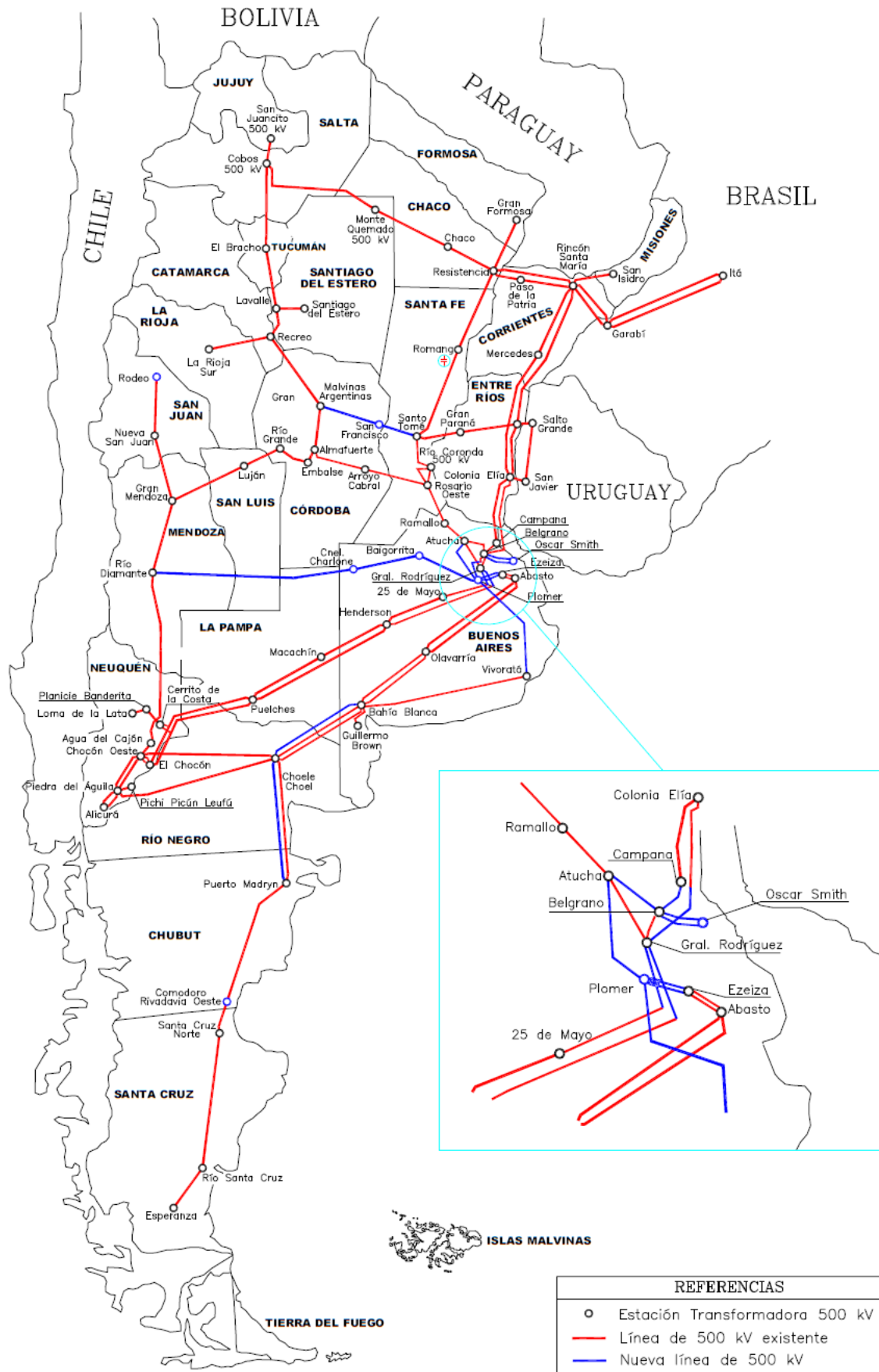
### **Obras incluidas por la SE como obras de Res. SE 1/2003**

- Capacitores Serie en ET Mercedes LAT Mercedes – Rincón (70%) – Obra no modelada en esta Guía por su reducido impacto en términos de ampliación de capacidad de transporte, para la topología actual del sistema.
- Capacitores Serie en ET Romang LAT Resistencia – Romang (50%) y remplazo de BOP en LAT's Resistencia – Romang y Romang – Sto. Tomé - Trámites suspendidos para su licitación. Obra no modelada en esta Guía por su reducido impacto en términos de ampliación de capacidad de transporte.
- ET Rosario Oeste: Instalación de un banco de transformadores monofásicos T9RO 500/132 kV – 600 MVA (libera para reserva al T3RO). Obra demorada.
- ET Ramallo: Instalación de un segundo transformador T3RA 500/220 kV – 300 MVA. Obra suspendida.
- ET Ramallo: Instalación de un segundo transformador T2RA 220/132 kV – 300 MVA. Obra suspendida.
- ET Malvinas: Instalación de un tercer transformador T3MA (banco de transformadores monofásicos) 500/132 kV – 600 MVA. Cuando ingrese se retirará de servicio T2MA 500/132 kV - 300 MVA. Obra en proceso de lanzamiento.

### **Obras del Plan de CAMMESA y estado avance a cargo del CAF**

Ampliaciones de 500 kV propuestas por CAMMESA a la SEE en agosto de 2017 (“Plan de CAMMESA” en adelante), incluyendo la nueva ET de 500 kV Comodoro Rivadavia Oeste (Nota SEE N° NO-20J7-11450227-APN-SECEE#MEM del 12/6/17).

Las obras puestas a consideración de la SEE en 2017 por CAMMESA, que se muestran en la figura, tienen por objeto atender las mayores necesidades de transporte para la generación prevista para 2029.



### Obras propuestas por CAMMESA a la ex SEE en 2017

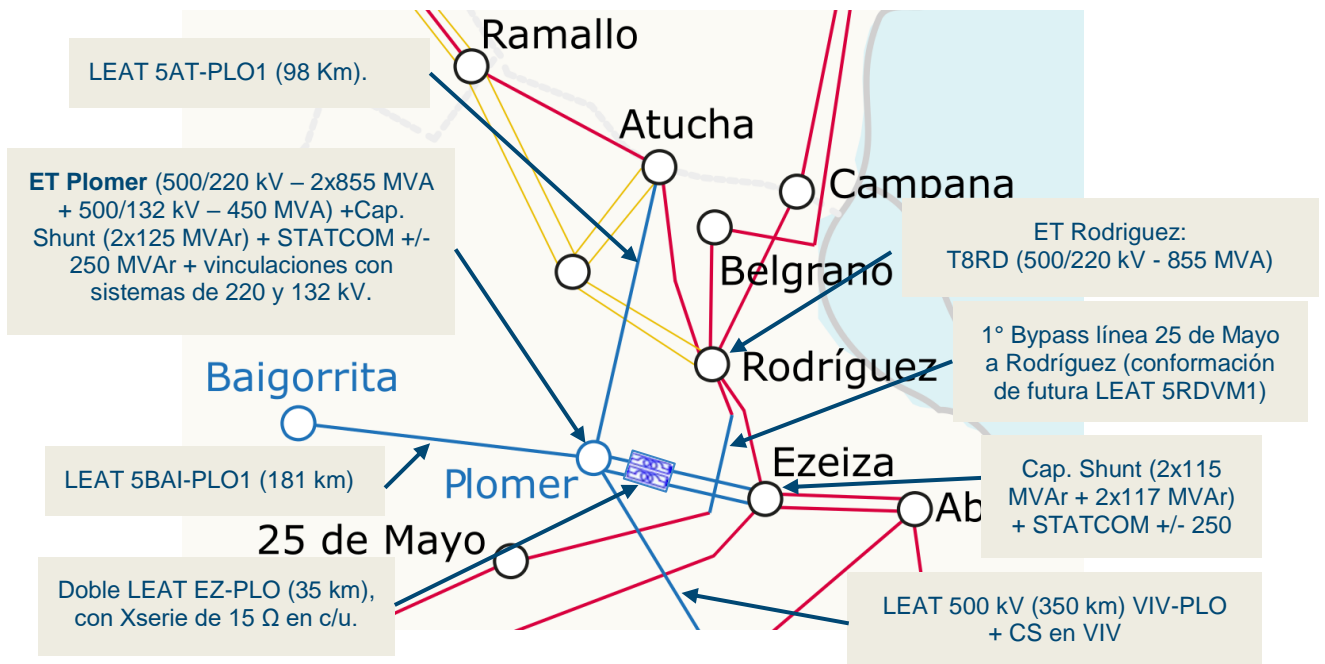
El estado de situación de las mismas se describe en la siguiente Tabla.

**Estado de solicitudes de las obras**

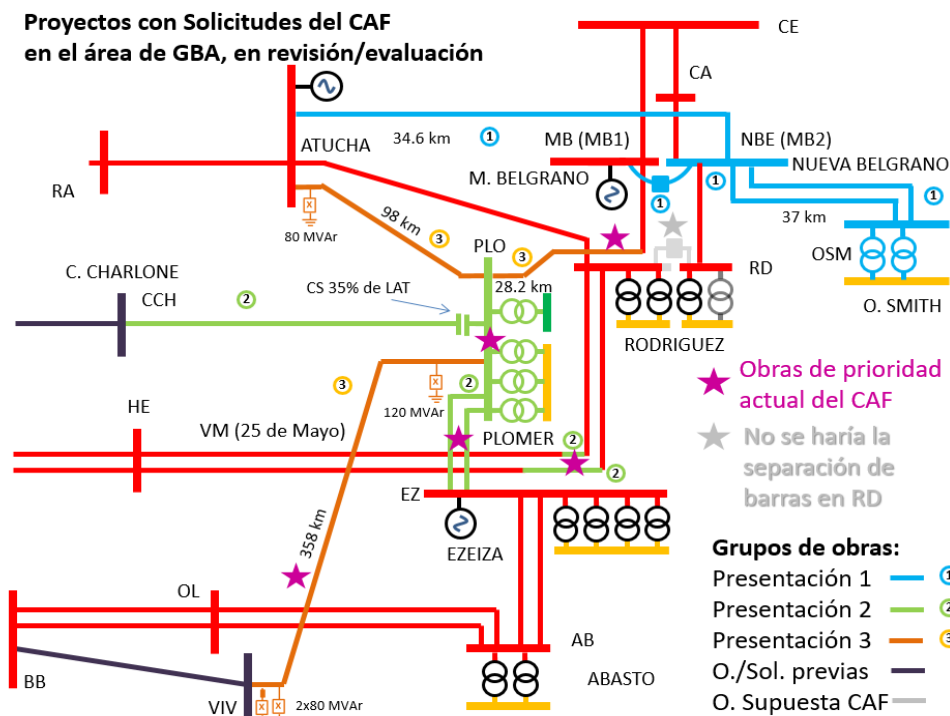
OBRAS PROPUESTAS POR CAMMESA A LA EX SEE EN 2017 DESCRIPCIÓN	km	MVA TRANSF.	ESTADO km	SOLICITUDES MVA TRANSF.	CAF AL AÑO 2025 COMENTARIOS
Adecuación E.E.T.T. Ezeiza – Belgrano - Rodríguez (por potencia de cortocircuito)	-	-	-	-	Sólo la correspondiente a Belgrano (no se presentarían las otras)
Línea Atucha - Belgrano 2 + ampliación E.T. Belgrano	35	-	34.6	-	Presentada en 2018
Línea DT Belgrano – O. Smith + E.T. O. Smith	100	1600	2x 40,7	2x855	Presentada en 2018
Línea Atucha 2 – Plomer + E.T. Plomer + Doble Línea de 35 km Ezeiza – Plomer	200	800	98+ 2x37	3x855+ 300	Solicitud aprobada (500/220 kV - 855 MVA; 500/132 kV -300 MVA). Ver plan AMBA I a continuación
Línea P. Madryn – C. Choel + Vivoratá - Plomer (con cap. serie)	705	-	354,3 +358	-	Presentadas en 2018. Línea Vivoratá-Plomer solicitud aprobada
Línea C. Choel - Bahía Blanca (con cap serie)	365	-	-	-	Solicitud en elaboración
Línea Río Diamante - Charlone + E.T. Charlone	490	600	486.7	2x300	Presentada en 2018 con capacitores serie en ambos extremos de línea y en la salida a Plomer
Línea Charlone –O’Higgins - Plomer (con cap. serie) + E.T. O’Higgins	415	600	395	-	Presentada en 2018 sólo línea Charlone-Plomer, con comp. serie al 35% en Plomer. El proyecto de O` Higgins fue reemplazado por el proyecto de la ET Baigorrita.
Línea Rodeo - La Rioja Sur + E.T. Rodeo + E.T. La Rioja Sur (1 campo de 500 kV)	300	300	335	1x600	Presentada en 2018 (línea Nueva San Juan-Rodeo de 162 km, operando actualmente en 132 kV). El proyecto fue modificado a partir de la previsión de construcción de la futura ET Chaparro, previéndose ahora que la vinculación de las áreas CUY-NOA sea mediante el futuro corredor Rodeo-Chaparro-La Rioja Sur
E.T. Comodoro Rivadavia	-	450	-	-	Presentada en 2018
Línea Santo Tomé - San Francisco - Malvinas + E.T. San Francisco	310	450	-	-	No presentada
Total	2955	4800	2217	5775	

Las mismas se encuentran en trámite, en proceso de evaluación, conforme al PT N° 1 de CAMMESA.

En lo que respecta al área GBA, en la Guía se consideran las siguientes ampliaciones para el área en el corto plazo:



El presente grupo de obras de 500 kV (a excepción de la compensación reactiva prevista en las EETT EZ y RD y el T8RD) sería implementada con la primera etapa, denominada PROASTEE – Etapa 1 (ex AMBA I), de un plan de obras (que también incluye obras de 220 y 132 kV) gestionado por el CAF, necesario para el abastecimiento del área GBA. El mismo sería complementado en el futuro con al menos una etapa adicional, AMBA II, que se describe más adelante en la sección de Largo Plazo. Ambas etapas contendrían básicamente las obras solicitadas por el CAF en 2018, presentadas en la siguiente figura:





Por comparación con la figura precedente, puede verse en el esquema siguiente que, de las presentaciones de Solicitudes 1, 2 y 3 que realizó el CAF en 2018, básicamente las obras asumidas en esta Guía para el plan AMBA I de GBA excluyen a las de la presentación 1 e incorporan parcialmente a las de las presentaciones 2 y 3 (con excepción de las obras vinculadas al nuevo corredor Cuyo – GBA; el segundo bypass de líneas HE-RD y el desvío de la línea MB – RD a Plomer). En lo que respecta al Plan AMBA II, se asume que correspondería con las obras de la Presentación 1, a lo que se sumaría el desvío de la línea MB – RD a Plomer.

## RESULTADOS DE LOS ESTUDIOS ELÉCTRICOS

A continuación, se detallan los principales problemas de abastecimiento y cortocircuito que surgen del análisis de los resultados de los casos base, realizados conforme al Procedimiento Técnico 12 de CAMMESA, Anexo 20 de Los Procedimientos, y las respectivas soluciones propuestas en la Guía.

### Problemas de abastecimiento

En las distintas Guías de Referencia previas de Transener S.A. se ha venido alertando, cada vez con mayor énfasis ante el paso del tiempo, sobre la insuficiencia de capacidad de transformación en algunos puntos críticos del SADI y las ampliaciones necesarias para resolver estos problemas, muchas de las cuales se encuentran en trámite o ejecución.

A pesar de que hay proyectos de ampliación de capacidad de transformación en marcha, se destaca que, por los tiempos que insumen las obras y por importantes demoras que ocurren por distintas causas, es posible que se presenten situaciones que puedan poner en riesgo el abastecimiento de la demanda.

Se detallan a continuación los principales problemas que surgen del análisis de los resultados de los estudios realizados y las soluciones propuestas, separados por cada área del SADI. Para ello se muestran en primer lugar las cargas de los transformadores en los casos base estudiados (en los casos que se consideran nuevos transformadores, que pueden o no estar E/S, se los resalta en negrita).

#### Área GBA

Estación	Equipo	Sn (1)	% Carga (2)					
		MVA	2026	2027	2028	2029	2031	2033
ABASTO	T1AB	800	64	57	63	68	<b>87</b>	<b>93</b>
	T2AB	800	64	57	63	68	<b>87</b>	<b>93</b>
EZEIZA	T1EZ	800	73	74	78	63	67	72
	T3EZ	800	69	69	76	65	66	69
	T7EZ	800	65	67	74	63	65	71
	T9EZ	800	75	<b>82</b>	75			
	T10EZ	800	74	76	<b>81</b>	66	68	73
RODRÍGUEZ	T2RD	800	<b>91</b>	<b>89</b>	76	69	51	57
	T3RD	800	<b>92</b>	<b>91</b>	79	69	50	56
	T4RD	800	<b>92</b>	<b>91</b>	78	71	55	61
	T1RD	800	<b>92</b>	<b>90</b>	77	68	52	58
	<b>T8RD</b>	<b>800</b>			41	57	55	60
O.SMITH	<b>T1OS</b>	<b>855</b>					58	63
	<b>T2OS</b>	<b>855</b>					58	63
PLOMER	<b>T1PLO</b>	<b>855</b>				57	60	64
	<b>T2PLO</b>	<b>855</b>				57	60	64
	<b>T4PLO</b>	<b>450</b>				47	46	51

(1) Potencia nominal del arrollamiento de menor potencia, dada a la tensión nominal especificada por el fabricante. Según el escenario, el arrollamiento más solicitado podría diferir; ver planilla Trafos 2.

(2) La carga porcentual está dada por el cociente entre la corriente circulante por el transformador y la máxima corriente admisible del mismo.

Desde la **ET Ezeiza** se abastece gran parte de las demandas del área GBA (centro y sur de la Capital Federal y parte del sur del Gran Buenos Aires). Actualmente la ET cuenta con cinco máquinas 500/220/132 kV – 850/800/305 MVA. En este sentido, la **ET Ezeiza (EZ)** ha llegado al límite de su desarrollo, con 5 transformadores. Vinculado a ello, el 28/06/21 se produjo el record de demanda abastecida por la ET EZ, con 2940 MW. En ese escenario se verificó, que aún con toda la generación disponible despachada, el remanente de potencia de transformación era de 174 MW (6 % de la demanda que puede suministrar la ET). Puede verse que la ET EZ ya en la actualidad se encuentra al borde de la saturación.

Se observa que para los escenarios previos al ingreso de las obras del Plan PROASTEE Etapa I (2028), **se modela el T10EZ (transformador de reserva) en servicio**, con la **configuración típica** que se utiliza en la operación, cuando este transformador entra en servicio. **Esto debido a que, al no considerarlo, se está cerca de la saturación del nodo Ezeiza para estos escenarios.** La posible indisponibilidad (intempestiva o por mantenimiento programado) de algún grupo generador con impacto sobre el nodo, y/o la demora en el ingreso de las máquinas anteriores, dejarían al nodo EZ en estado de saturación, con el problema adicional de la pérdida de elementos de control de tensión en el área.

Desde la **ET Gral. Rodríguez** se abastece la demanda del norte del área GBA (norte de Capital Federal y Gran Buenos Aires). Actualmente la ET cuenta con cuatro máquinas 500/220 kV de 800 MVA, las cuales son propiedad de EDENOR S.A.

Asimismo, la salida del despacho por problemas ambientales de las CCTT Matheu II y III (470 MW en total) ha tenido como correlato un incremento en las transferencias por la transformación de la **ET Rodríguez (RD)** así como una reducción en la capacidad de control de tensión sobre dicho nodo, acelerando la necesidad de ampliaciones vinculadas a esta ET.

Por otro lado, como consecuencia del atraso en la concreción del plan de obras AMBA II, la salida del despacho de generación interna de GBA y la necesidad de abastecimiento de la demanda en la ET Rodríguez, es que se considera como solución de emergencia la incorporación de un 5° transformador 500/220 kV – 855 MVA en dicha ET, abasteciendo de manera radial la carga asociada a la futura ET José C. Paz 220 kV (para no incrementar los niveles de cortocircuito en RD 500 kV), atendiendo previsiones de EDENOR. Dicha posibilidad requiere detallados análisis de factibilidad, debido al impacto que tiene sobre el sistema de 500 kV el seguir abasteciendo la demanda de la zona norte del AMBA desde un único nodo, tanto para condiciones de red completa como ante contingencias, sin mediar ampliaciones.

Nuevamente, se advierte que en los estudios se consideró plena disponibilidad de la generación restante en servicio, con lo que la posible indisponibilidad (intempestiva o por mantenimiento programado) de algún grupo generador con impacto sobre el nodo RD podría dejarlo en estado de saturación.

En el presente año, la Secretaría de Energía mediante la Resolución 67/2025 lanzó la convocatoria para proyectos de almacenamiento de energía eléctrica (BESS) en GBA. El objetivo de esta licitación es mejorar el perfil de reserva para cubrimiento de punta en horas de alto requerimiento de la red y reducir el riesgo de

desabastecimiento. De acuerdo a los plazos previstos, se prevé incorporar 713 MW de almacenamiento (baterías u otras tecnologías) en áreas y nodos críticos del GBA en el segundo verano (ver. 2027/28).

Las alternativas de solución consideradas en la Guía son las correspondientes a los Planes aquí denominados PROASTEET Etapa 1 y AMBA II, descriptos resumidamente en la sección anterior.

Así, en lo referido a Ezeiza, se contempla la construcción de la nueva **ET Plomer 500/220 kV 2x855 MVA + 500/132 kV 1X450 MVA**, que se emplazaría en las cercanías de la localidad de Plomer, en el partido de General Las Heras de la Provincia de Buenos Aires. En el nivel de 500 kV, se modeló la ET conectada mediante los siguientes vínculos:

- Un doble corredor de 500 kV desde la ET Ezeiza, con reactores serie de 15 Ohm en el lado Plomer
- Una línea de 500 kV desde Atucha.
- Una línea de 500 kV desde Vivoratá.

En lo respectivo a 220 kV, se modeló al momento del ingreso de la obra una doble terna de 220 kV hasta la ET Zappalorto y otra doble terna de 220 kV hasta una nueva ET Pantanosa, ambas de Edenor, desvinculando directamente por un lado los circuitos de Zappalorto de Ezeiza y generando en una primera instancia la posibilidad de alimentar Casanova alternativamente desde Ezeiza o Plomer, para a futuro desvincular Casanova definitivamente de Ezeiza y alimentarla únicamente desde ET Plomer. Todo ello permitiría descargar los transformadores 500/220 kV de EZ y disminuir las solicitaciones de cortocircuito en 220 kV de la misma por debajo de la capacidad admisible del equipamiento. Finalmente, también se prevé la vinculación de la ET en 132 kV a partir del seccionamiento de la actual línea Mercedes-Lujan.

Se prevé el ingreso de las obras asociadas al proyecto AMBA I para el año 2029 de la presente Guía, y para el escenario 2031 las correspondientes al AMBA II.

En lo que respecta a la solución prevista para Rodríguez, el CAF ha solicitado la construcción de la **ET Oscar Smith 500/220 kV – 2 x 855 MVA**, que se vinculará en 500 kV mediante una doble terna con la ET de 500 kV Manuel Belgrano. La ET Oscar Smith tomaría la alimentación de las EETT Matheu y Talar, previéndose que se conecte también con la ET Edison, todas éstas propiedad de Edenor, lo que posibilitará la descarga de los transformadores de Rodríguez. El paquete de obras que se asume correspondería al Plan AMBA II (EETT Oscar Smith y Manuel Belgrano, y nuevas vinculaciones topológicas asociadas, sumado al desvío de la línea MB-RD a Plomer) se considera en servicio para el año 2031, aunque, tal como fue mencionado, se requeriría sea iniciado a la mayor brevedad posible.

En 2031 se completa el nuevo corredor proveniente de Cuyo (a través de Río Diamante, Coronel Charlone, Baigorrita y Plomer). Vale la pena destacar que tanto la ubicación de la nueva ET como sus alternativas de vinculación con las redes de 500 kV y 132 kV planteadas en esta Guía constituyen solo una de las posibles variantes de conexión. Debe mencionarse, que, debido a la actual situación crítica de abastecimiento de las demandas en la zona de influencia de la ET Charlone, el CAF

se encuentra analizando la posibilidad de adelantar la construcción del tramo Charlone-Plomer y EETT asociadas, para luego, en un escenario siguiente, completar el corredor. En esta Guía igualmente se modeló en una primera instancia la entrada en servicio de la ET Baigorrita (2029) conectada radialmente a ET Plomer, y posteriormente el corredor completo en 2031 al considerarse el ingreso de la ET Coronel Charlone.

Adicionalmente, se modelan en el escenario horizonte (2033) de la presente Guía, nuevas propuestas de almacenamiento con el fin de solucionar problemas de abastecimiento en la red de GBA, las cuales totalizan una potencia de 580 MW.

### Área Litoral

Estación	Equipo	Sn (1)	% Carga (2)					
		MVA	2026	2027	2028	2029	2031	2033
COLONIA ELÍA	T1CE	150	57	49	51	27	32	42
	T2CE	300	59	51	53	28	34	44
GRAN PARANÁ	T1GPA	300	62	60	61	63	71	77
	T2GPA	300	62	60	61	63	71	76
ROMANG	T1RM	150	55	58	61	65	71	79
	T2RM	150	57	60	64	68	74	82
ROSARIO OESTE	T1RO	150	74	81	79	63	65	75
	T2RO	150	75	82	80	64	66	76
	T3RO	300	80	97	69			
	T5RO	300	81	98	71	72	76	77
	T6RO	300	91	93	95	61	48	47
	T7RO	855	63	65	52	47	49	43
	T9RO	600			71	72	76	77
SALTO GRANDE	T1SG	150	107	104	95			
	T2SG	150	110	106	97	73	77	81
	T3SG	300			75	74	78	82
SANTO TOMÉ	T1ST	300	39	39	39	36	37	54
	T2ST	300	39	39	39	36	37	54
	T3ST	300	68	48	53	56	64	28
RIO CORONDA	T1CN	300	62	73	66	52	55	62
	T2CN	300			51	52	55	62

(1) Potencia nominal del arrollamiento de menor potencia, dada a la tensión nominal especificada por el fabricante. Según el escenario, el arrollamiento más solicitado podría diferir; ver planilla Trafos 2.

(2) La carga porcentual está dada por el cociente entre la corriente circulante por el transformador y la máxima corriente admisible del mismo.

La **ET Romang** cuenta desde el primer escenario de la presente Guía con dos transformadores de 500/132 kV – 150 MVA. Esto se debe a que el 24 de enero del 2025, el T2RM fue habilitado comercialmente como transformador de capacidad. El ingreso del T2RM asegura el abastecimiento de la demanda de la zona sin sobrecargar el T1RM, mejorando los niveles de tensión en el área, a la vez que permite un despacho más económico al desplazar la generación forzada de Villa Ocampo y Avellaneda.

En cuanto a la **ET Rosario Oeste**, en la operación real se registra que sus transformadores presentan elevados niveles de carga (llegando muy cerca del 100% de su potencia nominal). Por este motivo se tiene previsto por Res. SE. 01/03 la



instalación de un **nuevo transformador 500/132 kV – 600 MVA (T9RO)**. En los estudios de la presente Guía, la entrada en servicio de esta nueva máquina se ha considerado para el verano 2028/29 (por su vital importancia, entendiendo que no estaría en servicio previo a esa fecha), pero es importante alertar que **la obra se encuentra demorada**. Respecto a la carga de los transformadores en ET Rosario Oeste, se destaca que, a finales del 2024 entraron en servicio las TG 1 y 2 de Arroyo Seco, lo cual provoca una disminución en la carga de los transformadores. Este mismo efecto se produce por el alto despacho considerado en la CT Sorrento y el CC Renova VI para los escenarios de mayor demanda. Por lo tanto, frente a la indisponibilidad de la generación mencionada la carga de los transformadores se verá críticamente incrementada.

En vista del importante crecimiento de la demanda que se observa en la zona se ha modificado últimamente la topología operativa de la ET teniendo en cuenta la premisa de no superar la potencia de cortocircuito admisible de las instalaciones de 132 kV. El hecho de no poder acoplar los transformadores de la misma forma en que se hacía anteriormente impone una importante restricción operativa que lleva a que no se pueda aprovechar el máximo de la potencia nominal de todos los transformadores. EPESF se encuentra realizando estudios para definir por un lado la manera óptima de conectar las salidas de líneas en los distintos juegos de barras y por otro la necesidad de implementar automatismos de corte de demanda ante salidas de algunos de los transformadores vinculados a 132 kV.

Los transformadores de la **ET Santo Tomé**, en su momento aliviados ante la toma de carga de las nuevas máquinas de la ET Gran Paraná 500/132 kV – 2 x 300 MVA, en la actualidad resultan dependientes de la disponibilidad de Brigadier López, superando el 90% de carga en caso de que dicha central no se encuentre despachada.

Los transformadores de la **E.T. Salto Grande 500/132 kV – 2 x 150 MVA**, que alimentan mayormente el norte de la provincia de Entre Ríos y una parte del sur de la provincia de Corrientes, presentan sobrecargas, superiores al 100% desde el primer verano de la Guía. Por tal motivo en la presente Guía se considera en el escenario del verano 2028/29 el reemplazo del T1SG de 150 MVA por una máquina de 300 MVA. Es preciso aclarar que es necesario que esta máquina ingrese a la brevedad posible pero que, dado los tiempos involucrados para este tipo de ampliaciones, se entiende que no podría ingresar antes del escenario considerado.

Dada su importancia, se propone un segundo transformador **T2CN 500/132 kV - 300 MVA**, se considera el escenario de verano 2028/29 como ingreso de esta máquina.

### Área Buenos Aires

Estación	Equipo	Sn (1)	% Carga (2)					
		MVA	2026	2027	2028	2029	2031	2033
ATUCHA	T2AT	150	37	52	53	50	47	48
BAHÍA BLANCA	T1BB	300	42	50	48	45	42	38
	T2BB	300	41	50	47	45	42	38
	<b>T3BB</b>	<b>300</b>			50	50	50	50
CAMPANA	T1CA	300	76	67	65	49	58	62
	T2CA	300	76	68	66	49	59	62
HENDERSON	T3HE	300	44	47	46	36	37	39
	T7HE	300	66	65	66	65	51	53

OLAVARRÍA	T1OL	300	23	36	38	28	25	23
	T2OL	300	23	36	39	28	25	23
RAMALLO	T1RA	300	87	86	67	47	42	46
	T2RA	300			44	42	38	41
	T3RA	300			58	43	56	63
	T4RA	300	86	81	61	44	58	66
VIVORATA	T1VIV	450	23	22	23	13	15	19
	T2VIV	450	23	22	23	13	15	19
25 DE MAYO	T1VM*	300	33	34	39	37	39	43
	T2VM	300	33	34	39	37	39	43
CHARLONE	T1CHN	300					23	32
	T1CHN	300					23	32
BAIGORRITA	T1BAI	450				23	33	38

(1) Potencia nominal del arrollamiento de menor potencia, dada a la tensión nominal especificada por el fabricante. Según el escenario, el arrollamiento más solicitado podría diferir; ver planilla Trafos 2.

(2) La carga porcentual está dada por el cociente entre la corriente circulante por el transformador y la máxima corriente admisible del mismo.

\*Transformador de reserva

En la operación se observa que la ET más comprometida para la atención de la demanda en el corto plazo es la **ET Ramallo**, que abastece con un solo transformador en 132 kV la región norte de la provincia de Buenos Aires y el sur de la provincia de Santa Fe. Actualmente se observan altos valores de carga en el mismo, resultado en los casos de demanda pico altamente dependiente del despacho de la CT Rojo y CT San Nicolás (de baja disponibilidad) para evitar sobrecargas. Ante la contingencia del T1RA 500/132 kV y en caso que la generación mencionada resulte insuficiente se debería requerir cortes de demanda.

A partir del caso del invierno 2028 se ha modelado un segundo transformador **T2RA 220/132 kV – 300 MVA**, y un segundo transformador **T3RA 500/220 kV – 300 MVA**, que descargarán a los actuales T1RA y T4RA respectivamente. Ambas máquinas fueron incluidas como obras de Res. SE 1/2003, pero es importante alertar que ambas obras se encuentran detenidas, por lo que la carga se concentrará a niveles muy altos en los únicos transformadores existentes entre 500 y 220 kV y entre 220 y 132 kV.

En el caso de la **ET Bahía Blanca**, a partir del masivo ingreso de renovables en su área de influencia, se observa no sólo una descarga de los transformadores sino también una reversión en el sentido de los flujos en la mayoría de los casos, en sentido exportador a 500 kV. En caso de considerar un despacho pleno de los parques (en la presente Guía se adoptó la consideración de CAMMESA de despacho con probabilidad de excedencia del 50%), podría llegarse a transferencias cercanas a la capacidad nominal de ambos transformadores. Asociadas a las ampliaciones comprometidas por Luz de Tres Picos S.A. subsidiaria de Petroquímica Comodoro Rivadavia (PCR) respecto a sus proyectos asignados en la ronda Mater del 1° trimestre del 2024 (PE Mataco II, PE Mataco III y PE La Victoria), se considera para el verano 2028/29 de la Guía el ingreso de un tercer transformador **T3BB 500/132 kV – 300 MVA**, el cual operará desacoplado en 132 kV para limitar las solicitudes de cortocircuito en dicha ET.

El abastecimiento del área atlántica se realiza a través de la **ET Olavarría y de la ET Vivoratá**, esta última ingresada en servicio en el 2023. También se cuenta con el

apoyo de generación local de baja confiabilidad en función de la antigüedad de la mayoría del parque generador y a esto se suma el aporte de generación del CC Barker. Con el ingreso de la ET Vivoratá se mejoró el abastecimiento en la zona, pero es habitual que en época estival se requiera operar con tensiones por encima de los valores máximos permitidos en barras de 132 kV de ET Olavarría, para mantener un adecuado perfil de tensiones en la zona de consumo. La zona de Mar de Ajó continúa con alta dependencia de generación térmica. Además, existe en la ET Olavarría una máquina de reserva T3OL 500/132 kV – 300 MVA.

La demanda de la zona centro de la provincia de Buenos Aires se abastecía principalmente a través de la línea de 220 kV Henderson – Bragado, a través del transformador T3HE. Dicha línea presentaba altos niveles de carga y consecuentemente elevada caída de tensión, requiriéndose en la operación real mantener tensiones altas en la barra de 220 kV de ET Henderson en forma habitual. El abastecimiento de esta zona fue mejorado con el ingreso de la nueva **ET 25 de Mayo 500/132 kV – 1 x 300 MVA, más un transformador de reserva de las mismas características**. Esta obra, ha permitido atender demandas precariamente abastecidas y también descargar la transformación 500/132 kV de la ET Henderson, ya que en la operación real se presentan escenarios con elevados niveles de carga, aun considerando el despacho de generación de elevado costo en Lincoln, Junín y Bragado. La ET Henderson cuenta con un transformador 500/132 kV – 300 MVA de reserva instalado.

Para mejorar la confiabilidad del suministro en la zona oeste de la provincia de Buenos Aires se modela la **ET Cnel. Charlone 500/132 kV – 2 x 300 MVA**, con una vinculación hacia la ET Gral. Villegas de 132kV, que permite descargar al transformador T7HE 500/132 kV – 300 MVA de la ET Henderson. Esta obra fue incorporada al Plan Federal de Transporte Eléctrico y se la modela en la Guía a partir de los escenarios de 2031 (actualmente gestionada por el CAF).

Para mejorar el abastecimiento de la demanda del norte de la provincia de Buenos Aires y evitar problemas de subtensiones en el área que no se resuelven con la ET de 500 kV Charlone y obras de 132 kV asociadas, se propone y modela la nueva **ET Baigorrita 500/132 kV – 1 x 450 MVA**, con vinculaciones hacia las EETT Chacabuco Industrial y Junín Sur (seccionando la futura línea 132 kV Chacabuco Industrial - Junín Sur). Se propuso en la Guía para los escenarios a partir del año 2029, aunque resta aún realizar estudios y definiciones sobre el proyecto.

Esta nueva ET Baigorrita se emplazará en un punto intermedio de la línea de 500 kV Cnel. Charlone – Plomer, por lo que el proyecto de dicha línea debería adecuarse convenientemente. Si bien está en el Plan de CAMMESA, aún no se ha tramitado la misma.

## Área NEA

Estación	Equipo	Sn (1)	% Carga (2)					
		MVA	2026	2027	2028	2029	2031	2033
CHACO	T1CHA	300	87	91	91	19	20	24
	T2CHA	300			47	19	20	24
GRAN FORMOSA	T1GFO	300	55	54	50	53	56	55
	T2GFO	300	54	51	43	43	46	52
MERCEDES	T1MD	300	68	65	52	40	42	45
	T2MD	300			34	39	42	45
P. DE LA PATRIA	T1PT	300	52	50	56	57	60	66
	T2PT	300	54	52	58	59	63	68
RESISTENCIA	T1RS	300	94	95	71	72	74	78
	T2RS	300	93	95	70	70	73	77
	T3RS	300			67	70	73	77
RINCÓN	T1RI	300	19	19	18	18	18	18
SAN ISIDRO	T1SI	300	58	56	70	74	80	92
	T2SI	300	96	99	93	48	50	54
	T3SI	300			46	48	50	54

(1) Potencia nominal del arrollamiento de menor potencia, dada a la tensión nominal especificada por el fabricante. Según el escenario, el arrollamiento más solicitado podría diferir; ver planilla Trafos 2.

(2) La carga porcentual está dada por el cociente entre la corriente circulante por el transformador y la máxima corriente admisible del mismo.

La **ET Paso de la Patria**, abastece a la ciudad de Corrientes y a la zona noreste de dicha provincia. Vale la pena destacar que en función de las altas demandas sucedidas en los escenarios pico, a fin de evitar la sobrecarga del único transformador instalado T1PT se ha venido utilizando transformador de reserva de conexión rápida T2PT. En 2024 se finalizó la ampliación de la ET para disponer de manera definitiva el **transformador de capacidad T2PT 500/132 kV – 300 MVA**. En noviembre del 2024 se habilitó la puesta en servicio del mismo transformador ampliando la capacidad de transformación de la ET a 600MVA. Esta obra permite asegurar el abastecimiento del área durante los escenarios de verano pico.

Asimismo, se verifica desde el primer escenario una carga mayor al 80% en el transformador de la ET Chaco y los transformadores de la ET Resistencia. Así, se considera para el verano 2028/2029 un **segundo transformador 500/132 kV – 300 MVA** en la **ET Chaco** y un **tercer transformador 500/132 kV – 300 MVA** en la **ET Resistencia**. Es preciso aclarar que, tal como se desprende de los resultados, resulta crítico que ambas máquinas ingresen a la brevedad posible pero que, dado los tiempos involucrados para este tipo de ampliaciones, se entiende que no podría ingresar antes del escenario considerado.

Cabe aclarar que, la gran cantidad de parques de generación solar en la zona de influencia de la ET Chaco y la ET Resistencia, impide visualizar el problema de la capacidad de transformación de ambas ET en los escenarios de verano pico, en la operación se han registrado altas transferencias en los transformadores de dichas EETT (incluso llegando a la saturación en algunos casos). Es por esto, que las máximas transferencias en los transformadores se observan en los escenarios de invierno pico donde no se cuenta con el recurso solar. Además, cabe aclarar que, si bien es habitual en la operación el traspaso de carga del circuito de 132kV de ET Resistencia hacia el de ET Chaco, esa modificación topológica no fue considerada en

la presente Guía ya que, al igual que en el caso de la ET Chaco, se modela el ingreso generación fotovoltaica aguas debajo de Resistencia.

Hacia el verano 2028/29, se propone para la ET Mercedes un segundo transformador **T2MD 500/132 kV - 300 MVA**, el cual permite mejorar la confiabilidad del abastecimiento de la demanda del área.

Cabe aclarar que las EETT Chaco, Mercedes y Rincón poseen un solo transformador 500/132 kV – 300 MVA y **no cuentan con máquina de reserva**.

La **ET San Isidro** presenta una carga mayor al 80% en el T2SI 500/132 kV – 300 MVA, para los tres primeros escenarios de la presente Guía. Durante el año 2025, Transener realizó los estudios de Etapa 1 (PT N°1) de un **tercer transformador 500/132 kV – 300 MVA** por encargo de EMSA. Se considera su entrada en servicio para el verano 2028/29.

Área NOA								
Estación	Equipo	Sn (1)	% Carga (2)					
		MVA	2026	2027	2028	2029	2031	2033
COBOS	T1CB	450	43	57	84	83	83	82
	T2CB	450	43	57	83	82	83	82
EL BRACHO	T1BR	300	44	45	47	49	49	30
	T2BR	300	60	58	53	70	76	58
EL ESPINILLO	<b>T1ESI</b>	<b>450</b>						33
LA RIOJA SUR	T1LA	300	23	45	43	52	42	37
	T2LA	300	20	36	37	39	33	29
	<b>T3LA</b>	<b>300</b>					42	37
MTE. QUEMADO	T1MQ	150	32	33	30	32	30	35
RECREO	T1RE	150	40	39	42	21	42	41
	T2RE	150	32	31	33	17	35	34
SAN JUANCITO	T1SO	300	60	56	54	57	60	62
SGO. DEL ESTERO	T1SES	450	98	99	52	55	58	63
	<b>T2SES</b>	<b>450</b>			52	55	58	63

(1) Potencia nominal del arrollamiento de menor potencia, dada a la tensión nominal especificada por el fabricante. Según el escenario, el arrollamiento más solicitado podría diferir; ver planilla Trafos 2.

(2) La carga porcentual está dada por el cociente entre la corriente circulante por el transformador y la máxima corriente admisible del mismo.

En los flujos de los casos típicos se supuso un elevado despacho de generación térmica vinculada a las barras de 132 kV de la **ET El Bracho**, lo que obliga a operar dichas barras en forma desacoplada para evitar la superación de la potencia de **cortocircuito** de diseño del equipamiento. Vale la pena destacar que, en caso de no estar disponible dicha generación térmica, la carga de los transformadores de El Bracho puede aumentar hasta valores cercanos a su potencia nominal.

Las bajas transferencias por los transformadores de la **ET La Rioja Sur**, visibles en los escenarios de la presente Guía, se suceden debido al despacho aguas abajo de la generación eólica y solar allí instalada, con impacto directo sobre éstos, descargándolos, aunque pueden sucederse escenarios donde dicha generación, considerando su intermitencia, podría no estar disponible. Debido al incremento de la generación renovable proyectada aguas debajo de la ET LA, el flujo de potencia podría



invertirse, yendo de 132 a 500 kV e incrementar la carga por el T1LA y T2LA. Por lo tanto, para el año 2031, se ha modelado el ingreso del T3LA 500/132 kV – 300 MVA, asociado a la incorporación de 300 MW de generación solar en 132 kV conectada a la ET San Martín de Transnoa, como parte del proyecto de GENNEIA S.A. en el marco de la licitación Mater Res. SE 360/23 Anexo 2, 4° trimestre del 2024.

En la actualidad la ET Monte Quemado cuenta con un solo transformador 500/132 kV y no cuentan con máquina de reserva.

Cabe destacar que el alto crecimiento de la demanda previsto por la Provincia de Tucumán requiere una ampliación del sistema de transporte en 132 kV en las inmediaciones de la ET El Bracho. La extensión y complejidad de la playa de 132 kV de esta ET (19 campos) impide y no hace aconsejable su ampliación.

En esta Guía, sumada a las ampliaciones ya previstas en los Casos Base de CAMMESA, se consideró la expansión regional contenida en la Guía de Referencia de Transnoa, modelando en el verano 2027/28 el ingreso de la doble terna de 132 kV El Bracho - Villa Quinteros.

Sin embargo, se hace notar que se presentan serias dificultades para poder ampliar la playa de 132 kV de la ET El Bracho, ya que la adición de nuevos campos de 132 kV en la playa existente, más allá de obstáculos físicos a salvar, tiene impactos negativos para el sistema de Transener, porque:

- Disminuye la confiabilidad.
- La configuración de la playa de triple barra de 132 kV, con cualquiera de ellas como transferencia, exige lógicas de enclavamiento y operación muy complejas. Esto se agravaría adicionando más campos. Además, los tableros y canales de cables que centralizan todos estos cableados se encuentran físicamente completos sin posibilidad de admitir más bornes o entradas de cables.
- Desde el punto de vista de las potencias de cortocircuito en esta ET, actualmente se requiere operar gran parte del tiempo con dos barras separadas de 132 kV para que no supere el máximo que tolera el diseño de la instalación. Así la operación en tiempo real es muy compleja, ya que debe prestarse atención permanente para poder acoplar las barras a la generación despachada en las centrales térmicas cercanas, así como si se encuentran o no en servicio equipos de 500 kV muy influyentes como los capacitores serie de Recreo y la línea 5BRCB1. El ingreso de nuevos campos de 132 kV agravaría esta situación.

Es por ello que en la presente Guía se considera para 2033 el ingreso de la **ET El Espinillo** (500/132 kV – 450 MVA), abriendo la línea de 500 kV 5BRCB1 (El Bracho – Cobos), cerca de la ET El Bracho.

## Área Centro

Estación	Equipo	Sn (1)	% Carga (2)					
		MVA	2026	2027	2028	2029	2031	2033
ARROYO CABRAL	T1AC	300	65	66	40	33	39	37
	<b>T2AC</b>	<b>300</b>			40	33	39	37
ALMAFUERTE	T1AM	150	58	52	52	32	34	42
	T2AM	150	58	52	52	32	34	42
	T3AM	300	47	52	52	43	45	48
LUJÁN	T1LU	150	37	39	40	32	27	31
	T2LU	150	37	38	40	31	27	31
	T3LU	300	21	21	24	17	12	15
GRAN CORDOBA	<b>T1GCO</b>	<b>300</b>				52	58	59
	<b>T2GCO</b>	<b>300</b>				52	58	59
MALVINAS	T1MA	300	93	97	104	87	85	82
	T2MA	300	97	86				
	<b>T3MA</b>	<b>600</b>		102	111	89	90	87
	T4MA	300	97	86				
SAN FRANCISCO	<b>T1SFR</b>	<b>450</b>						47

(1) Potencia nominal del arrollamiento de menor potencia, dada a la tensión nominal especificada por el fabricante. Según el escenario, el arrollamiento más solicitado podría diferir; ver planilla Trafos 2.

(2) La carga porcentual está dada por el cociente entre la corriente circulante por el transformador y la máxima corriente admisible del mismo.

La ET Malvinas opera en condiciones normales con tres transformadores 500/132 kV de 300 MVA. En el verano 2027/28, se modela el ingreso del T3MA 500/132 kV de 600 MVA, se opera T1MA+T3MA, quedando el T4MA como reserva y T2MA para libre disponibilidad de Transener. Por lo tanto, para el año 2027 de la tabla anterior se observan las cargas de los cuatro transformadores pero esto no significa que estén todos en servicio al mismo tiempo.

Se observa en el área Centro que la **ET Malvinas** es la que presenta mayor compromiso en cuanto al nivel de carga de sus transformadores en los casos base de la Guía. Los transformadores de esta ET abastecen a la ciudad de Córdoba y a todo el centro y norte de esa provincia. En condiciones de red completa presentan altos valores de carga, incluso transferencias cerca del 100% de su capacidad nominal. En este sentido, se desprende de la tabla anterior que aún con plena disponibilidad del CC Pilar, en el modelado de la presente Guía con tres transformadores de 300 MVA en servicio, podrían presentarse escenarios con saturación de transformación y posibles restricciones a la demanda.

A fin de subsanar dicha situación se prevé la instalación por Res. SE N°1/2003 de un tercer transformador **T3MA 500/132 kV– 600 MVA** como aumento de la capacidad instalada, liberando uno de los dos que se encuentran en servicio. En la Guía se lo modela reemplazando el T2MA en el verano 2027/28, dado que se entiende que recién para dicho escenario podría contarse con la ampliación, la que actualmente se encuentra en proceso de lanzamiento. Como se observa de la tabla anterior, la concreción de este proyecto debería realizarse cuanto antes, dado que se espera que para el primer verano de la Guía se supere la capacidad nominal de la transformación de la ET inclusive considerando el transformador de reserva (T4MA) en servicio. Aun así, frente al ingreso del T3MA se continúan observando sobrecargas en los transformadores.

Evidentemente, dicha ampliación no sería solución de mediano plazo para la solicitud de dicha ET. Es por ello que en el año 2029 se modela, según información de EPEC, la **ET Gran Córdoba 500/132 kV 2x300 MVA**, que resulta imprescindible para descargar la ET Malvinas y configurar una solución de mediano plazo para el abastecimiento de la demanda en dicha zona.

La **ET Arroyo Cabral** cuenta con **un único transformador 500/132 kV – 300 MVA** y no cuenta con transformador de reserva. Si bien se observa en la tabla anterior que las transferencias son cercanas pero no superan el 80%, lo que dispararía la necesidad de ampliación, cabe aclarar que se considera un elevado despacho del CC Villa Maria (284 MW) en dichos escenarios. La indisponibilidad de dicha central implicaría que se sucedan altas transferencias por el único transformador instalado, por lo que se recomienda instalar una segunda máquina tan pronto sea posible, aumentando la confiabilidad en el abastecimiento de la demanda. En la presente Guía se modela un segundo transformador **T2AC 500/132 kV – 300 MVA**, asumido en servicio a partir del invierno 2028 (se encuentra aprobado por Res. SE N°1/2003, con financiación a definir).

Hacia el año 2033 se considera en esta Guía la realización de la **ET San Francisco 500/132 kV – 1 x 450 MVA**, incluida en el Plan de CAMMESA aunque sin solicitud presentada, que podría atender el crecimiento de la demanda en la zona noreste de la provincia de Córdoba y apoyo a la red de EFESF en el oeste de la provincia de Santa Fe. La ET San Francisco se modela vinculada a la ET Santo Tomé, cerrando el corredor a partir de una nueva línea con la ET Malvinas.

En cuanto a la **ET Almafuerde**, los casos típicos consideran una elevada disponibilidad de la generación térmica cercana a esta ET, como así también un importante despacho de generación hidráulica. Todo este aporte contribuye a descargar los transformadores de ET Almafuerde. Vale la pena destacar que en la medida que no se disponga de esta generación, ya sea por restricciones de gas o por precio del mismo en los escenarios de invierno y/o por baja hidráulica en el área, los transformadores 500/132 kV de ET Almafuerde pueden alcanzar elevadas transferencias.

### Área Cuyo

Estación	Equipo	Sn (1)	% Carga (2)					
		MVA	2026	2027	2028	2029	2031	2033
GRAN MENDOZA	T1GM	300	52	47	45	46	48	48
	T2GM	300	23	24	26	18	19	19
	T3GM	300	24	24	27	19	19	20
RÍO DIAMANTE	T1RDI	300	69	64	63	64	75	64
	T2RDI	300					75	64
NUEVA SAN JUAN	T1NSJ	450	94	52	55	29	25	28
	T2NSJ	450		52	55	29	25	28
RODEO	T1ROD	600					40	39
CHAPARRO	T1CHP	450					60	60

(1) Potencia nominal del arrollamiento de menor potencia, dada a la tensión nominal especificada por el fabricante. Según el escenario, el arrollamiento más solicitado podría diferir; ver planilla Trafos 2.

(2) La carga porcentual está dada por el cociente entre la corriente circulante por el transformador y la máxima corriente admisible del mismo.

En lo que refiere a la ET Nueva San Juan, se observa ya desde el primer escenario de la Guía una elevada transferencia por el transformador T1NSJ 500/132 kV. Luego, en el invierno 2027 se considera el ingreso del **T2NSJ 500/132 kV - 450 MVA**, aliviando las transferencias por el T1NSJ. Debe mencionarse que en la presente Guía se modeló para el año 2031 la nueva ET Rodeo con una capacidad de transformación de 600 MVA, en función de la información disponible al momento del inicio de elaboración de la presente edición de la Guía. Asimismo, el ingreso previsto de generación renovable en la zona evidencia la necesidad de las obras antes descriptas.

Vale la pena mencionar que el nivel de transferencias por los **transformadores 500/132 kV de la ET Gran Mendoza** puede variar con el despacho de la generación local, que depende tanto de la hidraulicidad del área como de la disponibilidad de combustible para el despacho de la CT Mendoza. Adicionalmente se le suman la gran cantidad de proyectos de generación solar previstos en el área y la variabilidad que presenta este recurso de generación. Por lo tanto, con ciertos despachos desfavorables, podría presentarse energía no suministrada en caso de contingencia de alguno de sus transformadores.

En el escenario del 2031 se ha modelado el ingreso del **T2RDI 500/220 kV – 450 MVA**. Esta obra se da en el marco de las licitaciones Mater Res. SE 360/23, 3° Trim. 2024 y 3° Trim. 2025, en las que se le ha asignado a GENNEIA S.A. una potencia total de 450 MW de generación para su proyecto Parque Solar Mendoza Sur. Resultando necesario para lograr despachar la totalidad de la potencia del parque solar, que de lo contrario se vería limitada por el T1RDI 500/220 kV de 300 MVA.

En los últimos dos años de estudio de la Guía, se muestran las transferencias de la futura **ET Chaparro** asociada al proyecto minero de cobre Josemaría y que servirá para la vinculación de las áreas CUY-NOA mediante el futuro corredor Rodeo-Chaparro-La Rioja Sur que se considera en el año horizonte (2033).

### Área Comahue

Estación	Equipo	Sn (1)	% Carga (2)					
		MVA	2026	2027	2028	2029	2031	2033
ALICURÁ	T9AL	100	86	90	93			
	T12AL	300				32	35	37
CHOCÓN	T2CH	100	33	38	45	55	53	52
	T4CH	150	32	36	43	53	51	49
CHOCÓN OESTE	T8CO	150	33	32	44	42	42	39
CHOELE CHOEL	T5CL	100	38	41	43			
	T1CL	300				30	28	28
	T2CL	300				30	28	28
MACACHÍN	T2MC	300	43	44	47	45	40	39
PCIE. BANDERITA	T2PB	300	26	30	37	25	23	26
PUELCHES	T1PU	100*	12	14	15	17	17	13

(1) Potencia nominal del arrollamiento de menor potencia, dada a la tensión nominal especificada por el fabricante. Según el escenario, el arrollamiento más solicitado podría diferir; ver planilla Trafos 2.

(2) La carga porcentual está dada por el cociente entre la corriente circulante por el transformador y la máxima corriente admisible del mismo.

\*Transener reemplazo este autotransformador por un transformador de 150 MVA, sin embargo, la potencia máxima del nodo sigue siendo de 100 MVA. A partir del escenario 2029 se modela una ampliación de la ET Puelches que permite llevar la capacidad de transformación a 150 MVA.

Se destaca que en el área existen dos estaciones que cuentan con máquina única: Planicie Banderita y Puelches. Asimismo, las EETT Alicurá y Choele Choel cuentan con un solo transformador en servicio pero poseen máquina de reserva.

En el año 2022 ingresó en la ET Macachín el segundo transformador **T2MC 500/132 kV – 300 MVA**, quedando el T1MC como reserva, el cual presentaba elevados niveles de carga.

En la ET Alicurá se verifica desde el primer escenario cargas superiores al 80% en el actual transformador T9AL 500/132 kV – 100 MVA (se encuentra instalado el T11AL de 150 MVA pero bajo la figura de reserva); así, se propone a partir del 2029 un nuevo transformador T12AL 500/132 kV – 300 MVA, en evaluación y revisión.

Se ha considerado para el año 2029 de la presente Guía la obra que prevé aumentar la capacidad de transformación de la ET Choele Choel 500/132 kV mediante el reemplazo de los actuales transformadores T3CL y T5CL de 150 MVA y 100 MVA respectivamente, por dos nuevos transformadores (T1CL y T2CL) de 300 MVA cada uno. Esta ampliación surge por la necesidad de asegurar el despacho de potencia de los futuros Parques Eólicos Energía Pura, Patagónicos y Del Nuevos Sur, que en conjunto suman una potencia 300 MW que se le ha asignado a la empresa ABO ENERGY ARGENTINA S.A. en el marco de la licitación Mater Res. SE 360/23, 4° Trim. 2024.

### Área Patagonia

Estación	Equipo	Sn (1)	% Carga (2)					
		MVA	2026	2027	2028	2029	2031	2033
ESPERANZA	T1ESP	300	26	26	27	24	24	25
	T2ESP	100	12	12	12	10	11	11
PUERTO MADRYN	T1PY	450	50	48	47	47	60	60
	T2PY	600	26	27	27	26	27	27
	<b>T3PY</b>	<b>600</b>	27	27	27	27	27	28
RÍO SANTA CRUZ	T1RSC	150	3	3	4	3	4	4
STA. CRUZ. NORTE	T1ZN	150	40	39	38	30	28	27
	T2ZN	150	40	39	38	30	28	27
	T3ZN	150	40	40	38	30	28	28
COMODORO RIVADAVIA OESTE	<b>T1CRO</b>	<b>450</b>				18	21	20

(1) Potencia nominal del arrollamiento de menor potencia, dada a la tensión nominal especificada por el fabricante. Según el escenario, el arrollamiento más solicitado podría diferir; ver planilla Trafos 2.

(2) La carga porcentual está dada por el cociente entre la corriente circulante por el transformador y la máxima corriente admisible del mismo.

El 27 de febrero del 2025 la **ET Puerto Madryn** en la provincia de Chubut, se incorporó el **T3PY de 500/132 kV – 600 MVA**, que resultaba necesario debido al aumento de la instalación de generación eólica en la zona de influencia de la ET.

Adicionalmente, se ha considerado en la presente Guía el ingreso del **T1CRO 500/132 kV – 450 MVA**, para el año 2029, en el que se proyecta el ingreso de la **ET Comodoro Rivadavia Oeste**.



### **Advertencias sobre los pronósticos de carga de transformadores**

Resumiendo, en caso de darse las condiciones señaladas más arriba se advierte que en la medida que se retrasen las obras de ampliación de capacidad de transformación la situación se volverá más crítica y será cada vez más necesario contar permanentemente con la disponibilidad de todos los equipos de la red (transformadores, generadores, equipos de compensación de reactivo, etc.), a fin de evitar sobrecargas en los transformadores del sistema de transporte y cortes de demanda.

Además, esta situación repercute negativamente desde el punto de vista de las tareas de mantenimiento, ya que dada la alta exigencia de la red y por lo tanto la necesidad de que los equipos se encuentren en servicio en forma casi permanente, se hace muy complejo obtener permisos de trabajo para disponer de los mismos y efectuar tareas de mantenimiento, inclusive para realizar obras imprescindibles, lo que afecta negativamente a la confiabilidad del abastecimiento de la demanda.

Asimismo, se considera de importancia señalar aspectos que conjuntamente con las tasas de crecimiento asumidas inciden notoriamente en las predicciones resultantes de los casos base de estudio.

Por un lado, los casos de estudio de la Guía contienen las máximas demandas simultáneas del SADI, las que en general no coinciden con las máximas demandas regionales.

Por otra parte, el ingreso masivo de generación renovable vinculada en las redes regionales de transporte causa una menor transferencia por los transformadores de 500/132 kV o de 500/220 kV que alimentan a las distintas áreas y su disponibilidad real puede afectar notoriamente a las demandas, a la vez que enmascara necesidad de ampliaciones.

Algo similar ocurre con la consideración en los escenarios de despacho de la generación distribuida, destinada a resolver problemas impostergables para atender la demanda, que da una solución temporaria a problemas de insuficiencia de las redes regionales de transporte. Al respecto, cabe destacar que esto no sólo enmascara las necesidades de ampliación de capacidad de transformación, sino también que posterga decisiones de inversión en ampliar las redes de transporte, con el objeto de lograr a largo plazo un suministro confiable y económico.

También cabe advertir que en los casos de estudio se asume disponibilidad plena de combustibles para las centrales generadoras, lo que en períodos puntuales del año o por razones comerciales puede no ser válido. De similar manera, las previsiones de despacho de las fuentes renovables podrían diferir de los considerandos empleados en esta Guía.

Hacemos notar que los estados de carga indicados en las tablas precedentes corresponden a los flujos de carga máximos del invierno y verano para un determinado período. Puede darse entonces que los valores no se alcancen simultáneamente.

Por último, se advierte que en esta Guía, si bien se ha despachado la generación renovable según los criterios expuestos precedentemente, no se ha considerado un

despacho pleno de las mismas, que puede cambiar el sentido de los flujos en transformadores tradicionalmente dedicados a demanda y/o incrementar significativamente su carga, como ocurre, por ejemplo, en las EETT Bahía Blanca y Cobos. Esto viene siendo objeto de análisis detallado en los estudios de Etapa 1 y 2 (PT N° 1) de los proyectos.

Los efectos señalados precedentemente pueden llevar a discrepancias significativas entre los resultados presentados en la Tabla de proyecciones de carga de transformadores de la Sección 2 del Anexo 3 y la realidad.

---

## Problemas de cortocircuito

---

En determinados lugares de la red, tanto en condiciones normales como en condiciones particulares, con alto despacho de generación, las potencias de cortocircuito pueden alcanzar valores muy elevados y originar solicitudes de riesgo para el equipamiento existente en las EE.TT.

En algunos casos puntuales estos elevados valores de potencia de cortocircuito restringen las posibles configuraciones operativas de las EETT y en otros casos los despachos de generación.

Este problema cada vez tiene mayor impacto sobre el funcionamiento del sistema y constituye una restricción muy importante que deberá ser tomada en cuenta a la hora de evaluar una ampliación de la red de transporte o ante una solicitud de instalación de nueva generación, ya que no pueden superarse los límites de diseño del equipamiento instalado. Esto puede determinar tanto la factibilidad técnica de dichas ampliaciones como la necesidad de realizar inversiones para resolver tales limitaciones, incrementando los niveles admisibles de cortocircuito o adoptando otras soluciones.

Es importante mencionar que la capacidad admisible ante cortocircuitos considerada en esta Guía como referencia, para un determinado nivel de tensión de una ET, se corresponde en general con la de los interruptores, que eventualmente puede ser superior a la de otros equipos de la misma ET, por lo que se advierte que para aquellas ampliaciones de capacidad de transporte que pudieran poner en compromiso a la ET ante cortocircuitos, los solicitantes deberán requerir información de mayor complejidad a Transener S.A., para la realización de los estudios detallados necesarios de Etapa 1, tal como se recomienda en las advertencias de esta Guía.

Entre los resultados de los estudios de cortocircuito realizados en esta Guía (Sección 2 del Anexo 7) para el período 2026-2033, merecen destacarse los siguientes:

### Área GBA

Adicionalmente al problema de abastecimiento descrito anteriormente para la red de GBA, la superación de los niveles de **cortocircuito** de diseño tanto en la **ET Ezeiza** como en la **ET Gral. Rodríguez**, tanto en el nivel de 220 kV como en 500 kV constituye otro problema a resolver.

**En el año 2020 ingresó en servicio en la ET Ezeiza 500 kV el “by pass” de líneas de 500 kV**, consistente en el empalme de la línea 5ABEZ1 con la 5EZRD2, sacando a ambas de Ezeiza. Dicha obra permitió disminuir las solicitudes de cortocircuito en la ET pero no configura una alternativa de solución para el largo plazo.

**Para los primeros tres años, en los escenarios de verano pico de esta Guía, se supuso la operación de la ET Ezeiza con cinco transformadores 500/220 kV – 800 MVA y barras de 220 kV operando en forma desacoplada, con un máximo de dos transformadores en cada barra, a efectos de limitar la potencia de cortocircuito en 220 kV al valor de diseño de 15000 MVA informado por EDESUR, para el caso de fallas monofásicas a tierra. A pesar de haberse adoptado esta**

**configuración operativa**, puede observarse que incluso con el ingreso de la ET Plomer y obras asociadas en 220 kV de GBA (año 2029), la solicitud de cortocircuito en barras de dicho nivel de tensión resultan muy cercanos a los 15000 MVA, por efecto del ingreso de generación térmica en el área. Como puede constatarse en los estudios, **hacia el horizonte podría igualmente superarse la capacidad admisible en 220 kV de la ET EZ, lo que define la necesidad de evaluar medidas adicionales de mitigación, tales como modificaciones topológicas de la red de subtransmisión u otras.**

**En la ET Gral. Rodríguez se tienen serios problemas de cortocircuito ante fallas en barras, tanto de 500 como de 220 kV (estas últimas de EDENOR S.A.), los cuales pueden resolverse en 220 kV desacoplando barras y operando con dos transformadores sobre cada barra. En 500 kV, sin realizar obras mayores, que demandan un importante plazo de obra, no se dispone de otro recurso operativo para limitar los cortocircuitos a valores admisibles que no sea restringiendo el despacho de generación cercana. Por otro lado, se observa que aplicando las medidas operativas anteriormente mencionadas, las modificaciones topológicas en GBA y desvinculación de circuitos de 220 kV de la ET EZ permitirían mitigar esta situación.**

Desde un punto de vista práctico, teniendo en cuenta tanto la edad de las EETT como la falta de redundancia que impide obtener permisos de trabajo para ampliaciones, en GBA se observa que **la solución para estos problemas de abastecimiento y cortocircuito demandaría hacer dos EE.TT. nuevas de 500 kV: Oscar Smith al norte de GBA (complementaria de Rodríguez) y otra cercana a la localidad de Plomer y que tendría este nombre (complementaria de Ezeiza).**

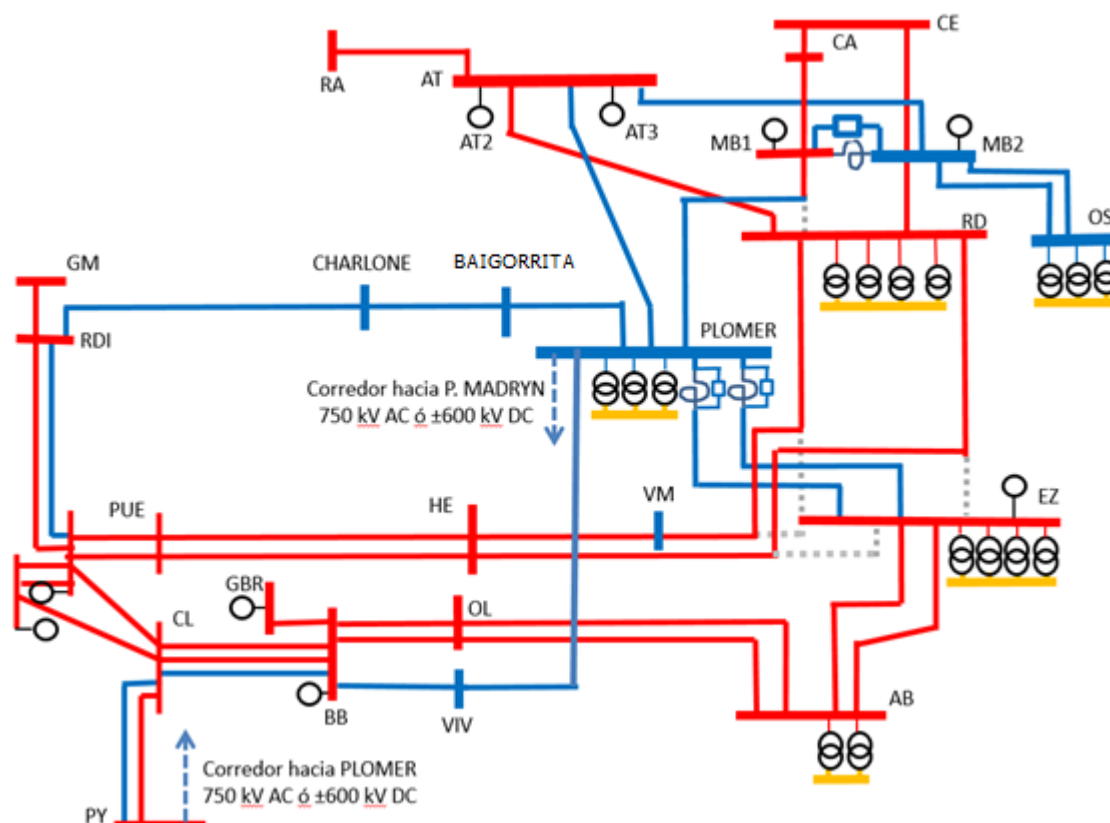
Adicionalmente, para una adecuada separación de circuitos, tanto por razones de cortocircuito como de confiabilidad, se requiere una “tercera nueva” ET de 500 kV en GBA, ampliando barras de M. Belgrano, para constituir la segunda barra de la **ET Belgrano (Belgrano 2)**, vinculándola mediante reactores limitadores de corriente de cortocircuito con la barra actual de la E.T. M. Belgrano.

**Estas ampliaciones, conjuntamente con nuevas líneas de 500 kV y reconexiones de líneas de 500 kV, permitirían separar sin pérdida de confiabilidad significativa circuitos de 500 kV en GBA, como medida de reducción de las potencias de cortocircuito en las EE.TT. existentes.** Asimismo, se agregaría en las nuevas EE.TT. la capacidad de transformación necesaria para abastecer a la demanda. Estas nuevas EETT, en conjunto con las modificaciones topológicas asociadas, son las que configurarían los planes PROASTEE Etapa 1 y AMBA II, descriptos precedentemente. El ingreso de dichos paquetes de obras se asume para 2029 y 2031 respectivamente.

La división en dos de las EE.TT. Rodríguez y Ezeiza, vinculando las EE.TT. resultantes con reactores de núcleo de aire (algo propuesto en Guías precedentes) ya no se considera en la presente Guía, sugiriéndose una secuencia de expansión alternativa, aunque podría ser necesario recurrir a las mismas.

**Atendiendo a la expansión prevista del sistema, el inicio de las obras correspondientes para implementar esta solución debería encararse sin demoras tanto para la E.T. Rodríguez como para la E.T. Ezeiza.**

En el siguiente esquema unifilar se muestra la **solución considerada en esta Guía de Referencia para las áreas GBA y Litoral** (modificaciones y nuevas obras en color azul).



**Esquema unifilar del año horizonte con nuevas vinculaciones al área GBA**

Puede notarse la complejidad de las ampliaciones requeridas en EE.TT. y líneas críticas del SADI en GBA, nuevas y modificadas, para solucionar los problemas de cortocircuito sin degradar la confiabilidad. Entre ellas se destacan:

- Las adecuaciones en EE.TT. y líneas del nodo Belgrano, incluyendo nuevas líneas.
- Las obras necesarias para que ambas líneas de 500 kV Henderson-Ezeiza acometan a la E.T. Rodríguez en lugar de la ET Ezeiza, usando para ello a las líneas actualmente existentes entre las EE.TT. Ezeiza y Rodríguez (removiendo así la vinculación actual directa entre ambas)
- Dos nuevas líneas de 500 kV entre la ET Ezeiza y la nueva ET Plomer, con reactores serie en lado Plomer.
- Una nueva línea de 500 kV para que la vinculación actual de la E.T. M. Belgrano a Rodríguez cambie hacia la nueva E.T. Plomer y una nueva línea de 500 kV Atucha – Plomer. En particular, por la limitada capacidad admisible de las EE.TT. Campana y M. Belgrano, la configuración topológica propuesta las deja a ambas en un mismo circuito serie, a diferencia de la situación actual.



- Todo esto, conjuntamente con la repotenciación en cortocircuito de la ET Atucha en 500 kV y de la ET Campana en 132 kV, permitiría ingresar generación adicional en Atucha y en la nueva barra de 500 kV de Belgrano, equilibrando la carga de los diferentes circuitos.

**La realización de todas estas obras en un sistema cada vez más solicitado requieren de un exhaustivo estudio, para minimizar los tiempos de indisponibilidad y coordinar la ejecución de las distintas obras, para poder gestionar la transición topológica de la red del sistema con las menores afectaciones posibles.**

Transener considera en esta Guía, como en las anteriores, que la etapa AMBA I debe contener únicamente el primero de los dos bypass previstos para las líneas entre Henderson y Ezeiza (la que será seccionada por la ET 25 de Mayo), re-direccionándola a la ET Rodríguez, dado que la concreción en esta instancia de los dos bypass degradará la confiabilidad del área, no cumpliéndose el requerimiento de seguridad de mantener al menos dos vínculos eléctricos en 500 kV del área de las EETT Abasto, Ezeiza y Plomer hacia el “Norte” del SADI.

El estudio en el que se basa dicha posición puede consultarse en:

\\Archivos\\Docu\\Estudios\\[Sec\\_Ampl\\_GBA](#)

Por otro lado, en el siguiente documento contenido en esta Guía de Referencia:

\\Archivos\\Docu\\Estudios\\[Lím\\_CC](#)

se pueden visualizar estudios preliminares de la Guía de Referencia de Transener 2017-2024, realizados con vistas a obtener una solución para los problemas de cortocircuito del área GBA, que garantizara tanto la capacidad de transporte necesaria (considerando la generación adicional entonces prevista) como la no superación de la capacidad de cortocircuito de diseño de las EETT del área.

También respecto a antecedentes, cabe recordar que a partir de la Guía 2011 – 2018 se incluyó una descripción de la capacidad de diferentes componentes de una estación transformadora que definen su aptitud para soportar e interrumpir corrientes de cortocircuito. Dicho documento se puede consultar en:

\\Archivos\\Docu\\Estudios\\[EETT\\_CC\\_Diseño](#)

Si bien desde un punto de vista tecnológico resultaría posible incrementar la capacidad de cortocircuito de las EETT Ezeiza y Rodríguez y otras críticas del área, por ejemplo, de 25 a 35 GVA, esta alternativa no sólo puede resultar irrealizable por la imposibilidad práctica de intervenir masivamente sobre instalaciones de transporte que no tienen redundancia, sino que puede ser inconveniente con visión de largo plazo, ya que al posibilitar el incremento de las potencias de cortocircuito, traslada el problema a estaciones vecinas y a niveles de tensiones inferiores.

Las necesidades de realización de cambios topológicos en la red de 500 kV de GBA para posibilitar la expansión del SADI se vienen presentando desde la Guía de

Referencia 2011-2018, habiéndose propuesto la necesidad del Bypass de la ET Ezeiza en la Guía 2012-2019.

En la **ET Atucha**, de los resultados de cortocircuito analizados en los casos típicos de esta Guía, se observa para el año horizonte que el valor admisible en 500 kV podría superarse, producto del ingreso previsto de la CN Atucha III. Actualmente el valor admisible de cortocircuito se ve limitado por diseño electrodinámico de las interconexiones entre equipos. Se considera factible su repotenciación hasta una corriente de cortocircuito admisible de 40 kA (34.6 GVA), con cambios que involucrarían principalmente las conexiones de equipos y refuerzo de la malla de PAT.

### Área Litoral

Las barras de 132 kV de la **ET Rosario Oeste** se operan normalmente en forma desacoplada, ya que existen restricciones operativas para poder acoplarlas por problemas de potencia de cortocircuito ante fallas monofásicas a tierra, sobre todo cuando se encuentra despachada la CT Sorrento, que aporta al sistema de 132 kV del área. Últimamente en la operación normal se conectan los dos transformadores de 500/132 kV – 300 MVA de la playa original (T3RO y T5RO) sobre un juego de barras de 132 kV, sobre el otro juego de barras se conectan los dos transformadores de 220/132 kV – 150 MVA (T1RO y T2RO) y por otro lado se deja el restante transformador 500/132 kV – 300 MVA (T6RO) operando también desacoplado de los anteriores en la playa nueva.

La instalación prevista por Res. Nº 1/2003 del **T9RO 500/132 kV – 600 MVA**, impone serias dificultades de diseño a resolver, ya que como se puede observar en los resultados de cortocircuito obtenidos de los casos típicos de esta Guía, **el valor admisible en barras de 132 kV se superaría con el ingreso de esta máquina. La solución a este inconveniente resulta en la instalación de una GIS, cuyo diseño admitiría una corriente de cortocircuito de 40 kA.** A esta nueva instalación se vincularían los arrollamientos de 132 kV del T1RO, T2RO, T5RO y T9RO, dejando al T3RO como transformador de reserva. A su vez, el T6RO se conecta desacoplado de ésta y vinculado como se encuentra actualmente en la nueva playa. Es preciso decir sin embargo que la Obra, a licitarse por Res. SE. 01/03, se encuentra demorada, sin fecha.

En cuanto a las barras de 132 kV de la **ET Santo Tomé**, la entrada en servicio de la ET Gran Paraná y la TG de la CT Brigadier López, exige operar con las barras de 132 kV de la ET Santo Tomé desacopladas. La configuración a adoptar está actualmente en estudio por parte de la EPESF. En el futuro inmediato las solicitudes continuarán incrementándose con la entrada de la TV que cerrará el ciclo de la CT B. López prevista en servicio para el verano 2025/2026, lo que hace que la potencia de cortocircuito podría superar la capacidad nominal del equipamiento instalado en 132 kV, aun operando con barras desacopladas. En la medida que la EPESF no tenga prevista una configuración operativa de la red de 132 kV que permita disminuir los niveles de cortocircuito en la ET, se deberían realizar las ampliaciones necesarias que permitan solucionar este inconveniente.

### Área NOA

El ingreso de la interconexión NEA – NOA sumado al acceso al sistema de nueva generación en el área cercana a la **ET El Bracho** hizo que la potencia de cortocircuito

en sus barras de 132 kV quede en valores próximos a los admisibles, pudiendo verse superada con ciertas configuraciones de despacho y topología de red, en cuyo caso es necesario operar las barras de 132 kV en forma desacoplada. A tal efecto, la [Orden de Servicio N° 24](#) de Transener indica cuándo se debe abrir el interruptor de acoplamiento de barras de 132 kV en ET El Bracho en función de la cantidad de máquinas que se encuentren despachadas sobre la red de 132 kV.

Para el horizonte de la presente Guía se observa que en la **ET La Rioja Sur** se supera el valor admisible de cortocircuito en barras de 132 kV. Esto se debe las ampliaciones modeladas de la **interconexión CUYO – NOA** a través de la línea **Chaparro – La Rioja Sur** de 500 kV, como así también al ingreso del **T3LA** de los proyectos de generación renovable previstos en la zona de influencia de la ET.

### Área Centro

En la **ET Almafuerite**, a partir de la instalación del tercer transformador T3AM, la operación de las barras de 132 kV de dicha ET se realiza en forma desacoplada a efectos de **no superar la potencia de cortocircuito** de diseño del equipamiento instalado.

En cuanto a la **ET Malvinas**, se registran elevadas solicitudes de cortocircuito y posteriormente con la instalación del transformador T3MA, el nivel de potencia de cortocircuito monofásico en barras de 132 kV se incrementará progresivamente. A futuro, con la incorporación de la línea de 500 kV Malvinas – San Francisco – Santo Tomé podrían registrarse valores por encima de los 5000 MVA dependiendo de las condiciones operativas del sistema. En la medida que se cumplan estos planes y con la incorporación de futuras obras en la red de 132 kV de EPEC habrá que considerar la realización de inversiones para adecuar las instalaciones a los futuros niveles de cortocircuito, o bien analizar la posibilidad de realizar cambios topológicos adicionales en la operación de la red de EPEC.

Con respecto a la **ET Luján**, con la entrada en servicio del transformador T3LU de 300 MVA, en la operación real resulta necesario desacoplar barras en el nivel de 132 kV (T1LU y T2LU en una barra y el nuevo T3LU en otra) para no superar la capacidad de cortocircuito admisible en dicho nivel de tensión. En los resultados del Anexo 4 se puede observar el valor alcanzado en los distintos períodos cuando se tienen los tres transformadores operando desacoplados.

### Área Buenos Aires

Se prevé en **ET Ramallo** la incorporación de un segundo transformador 500/220 kV – 300 MVA y un segundo transformador 220/132 kV – 300 MVA. El desarrollo de la red en el área GBA sumado a ingresos de generación futuros en el área provoca que los niveles de cortocircuito en esta ET se eleven progresivamente. De los casos típicos analizados en la Guía, se observa que desde el año 2026 el cortocircuito en barras de 220 kV supera los 7500 MVA (aunque podría ser sensiblemente más elevado según el despacho) y en 132 kV supera los 4300 MVA, cercanos a la máxima capacidad admisible del equipamiento de la ET en dicho nivel de tensión. Es por ello que los proyectos de ampliación en la ET consideran los remplazos necesarios de equipamiento para elevar las potencias admisibles de cortocircuito a 12000 MVA en 220 kV y 7200 MVA en 132 kV a efecto de que las instalaciones resulten adecuadas para soportar las futuras solicitudes por corrientes de cortocircuito. Estas

ampliaciones, si bien iniciadas, se encuentran detenidas, por lo que en los casos típicos de la presente Guía se modelaron desde el invierno 2028 (T2RA y T3RA).

Se verifica en la presente Guía que en el largo o incluso mediano plazo podría superarse la capacidad admisible de Scc en 132 kV de la **ET Vivoratá**. De este modo, en caso de no poder subsanar dicha situación mediante modificaciones topológicas de la red de subtransmisión u otras alternativas operativas, se requerirá una repotenciación de la ET.

La creciente instalación registrada y prevista de parques eólicos en la red cercana a la **ET Bahía Blanca**, está dando lugar a elevados niveles de potencia de cortocircuito alcanzando valores que superan al admisible en el nivel de 132 kV de dicha ET, que viene operando en su límite de diseño de cortocircuito. Por esta razón, el futuro **T3BB** no podrá operar en paralelo con los transformadores existentes en la misma ET, T1BB y T2BB, lo cual afectará la flexibilidad operativa para operación y mantenimiento. Al respecto, la **Nota DIR N° 484/17** de Transener S.A. propone para la ET Bahía Blanca, ampliar la malla de puesta a tierra, el agregado de capa piedra partida y otras adecuaciones menores en conexiones de equipos para posibilitar nueva generación en la zona.

Las obras de seccionamiento de la línea de 132 kV Zárate – Campana Tres y su vinculación con la ET Campana, como así también el seccionamiento de la línea de 132 kV Atucha - Zárate y vinculación a ET Las Palmas, previstas para el verano 2027/28, provoca un aumento y superación de la potencia de cortocircuito admisible en barras de 132 kV la **ET Campana**. Mediante **Nota DIR N° 484/17**, Transener S.A. propuso, entre otras obras, la realización de mejoras en malla de puesta a tierra, cambios de seccionadores y transformadores de corriente, etc., para elevar la capacidad de cortocircuito admisible en 132 kV de la ET Campana de 5 GVA a 7,2 GVA. A la fecha de elaboración de la presente Guía no hay previsiones para la ejecución de ninguna de esas obras.

#### Área NEA

Se verifica en la presente Guía que en el mediano plazo podría superarse la capacidad admisible de Scc en 132 kV de la **ET Paso de la Patria**. De este modo, en caso de no poder subsanar dicha situación mediante modificaciones topológicas de la red de subtransmisión u otras alternativas operativas, se requerirá una repotenciación de la ET.

#### Área Cuyo

Se verifica en la presente Guía que a partir del 2033 podría superarse la capacidad admisible de Scc en 132 kV de la **ET Nueva San Juan**, debido a la **interconexión CUYO – NOA** a través de la línea **Chaparro – La Rioja Sur** de 500 kV. De este modo, en caso de no poder subsanar dicha situación mediante modificaciones topológicas de la red de subtransmisión u otras alternativas operativas, se requerirá una repotenciación de la ET.

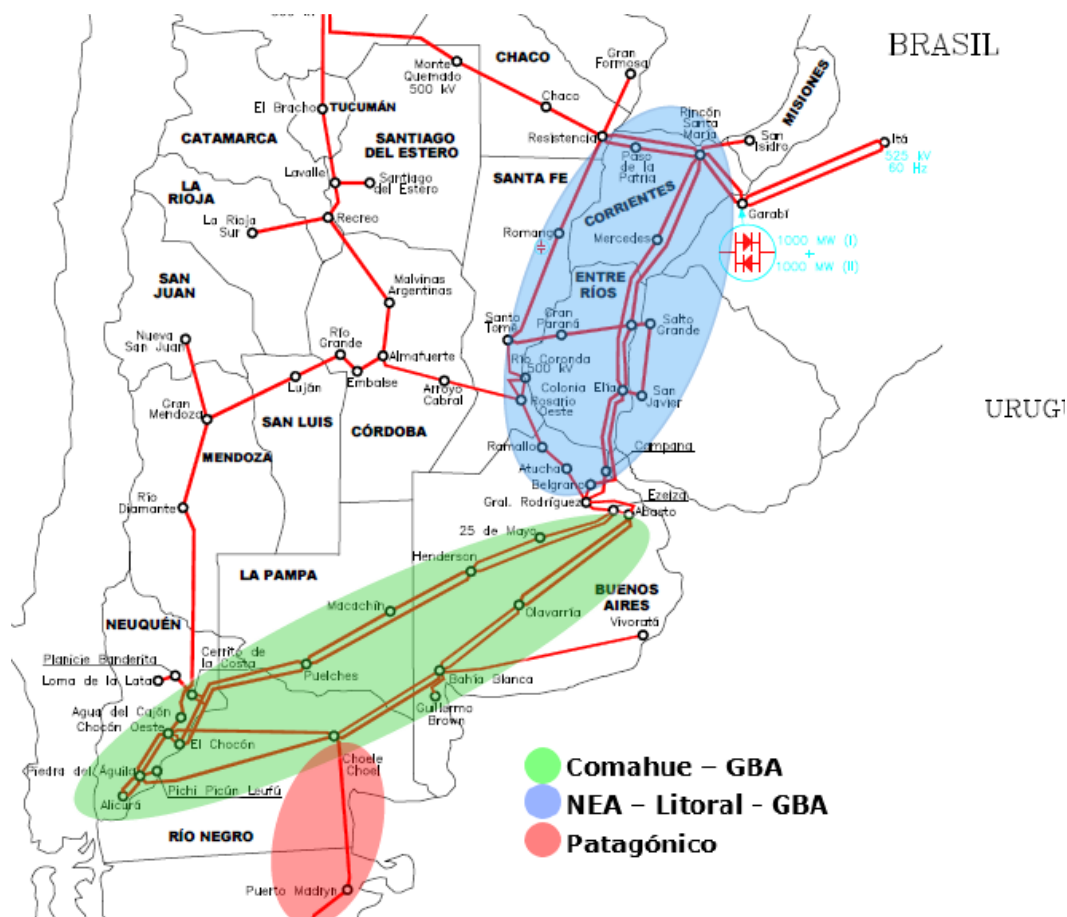
## Saturación de corredores de 500 kV

Se considera que un corredor está saturado cuando la transferencia alcanza a la capacidad de transporte establecida para el mismo.

Las transferencias por los corredores de 500 kV que vinculan las distintas áreas eléctricas del SADI son dependientes de la relación que existe entre la demanda y la generación despachada en cada área. Por lo tanto, la saturación de los corredores ocurrirá ante condiciones particulares de despacho de generación y demanda que requieran la máxima capacidad de transporte de cada corredor.

La capacidad de transmisión de cada corredor está indicada en la Programación Estacional de CAMMESA, la cual puede ser consultada desde el índice de esta Guía de Referencia.

En la siguiente figura se indican los principales corredores de 500 kV que pueden presentar saturación en las condiciones de red actuales:



**Corredores de 500 kV saturados**

El significativo ingreso de generación térmica y renovable, eólica y solar, que se viene registrando desde el año 2016, así como también las nuevas CCHH del Río Santa Cruz, más las importantes obras de transporte en planes y en ejecución, alterarán significativamente los despachos del SADI y la solicitud de los corredores.



Si bien para la realización de esta Guía no se disponía de elementos suficientes sobre datos ciertos de la expansión del sistema y de los nuevos despachos previstos, considerando en los mismos generación térmica de seguridad, a continuación, se presentan algunos comentarios respecto de la situación prevista para los corredores de 500 kV del SADI.

### **Corredor Comahue – GBA**

Se prevé un incremento de generación en Comahue respecto a lo ya ingresado (960 MW de renovables + 640 MW de C.H. Chihuido I).

También un incremento de exportación de Patagonia (1310 MW CCHH Río Santa Cruz + 312 MW de generación renovable de ALUAR) que impacta en el nodo Choele Choel.

A su vez se requiere atender la necesidad de una solución estructural para abastecimiento zona atlántica de la Provincia de Buenos Aires.

Las previsiones para resolver estos requerimientos se listan a continuación:

- LAT 500 kV Bahía Blanca – Vivoratá (en servicio desde 2023).
- LAT 500 kV Bahía Blanca - Guillermo Brown (en servicio desde 2023).
- LAT 500 kV Vivoratá – Plomer. (\*)
- LAT 500 kV Bahía Blanca – Choele Choel. (\*)

(\*): Esta línea debería incluir ampliación de compensación serie.

### **Corredor Patagónico**

Se presentan los siguientes escenarios y requerimientos para este corredor:

- Incremento significativo de generación hidroeléctrica (CCHH Jorge Cepernic de 360 MW y Néstor Kirchner de 950 MW) y eólica en el sistema patagónico.
- Generación renovable adicional hacia 2033.

Las previsiones para resolver estos requerimientos se listan a continuación:

- Duplicación de la línea Choele Choel – Puerto Madryn.
- Compensación serie de líneas al 70% que instalarían las CCHH del Río Santa Cruz como parte de su Solicitud en la ET Puerto Madryn (en segunda línea a Choele Choel solicitada por el CAF), en la nueva ET Comodoro Rivadavia Oeste (CRO, en línea a Puerto Madryn) y en la ET Río Santa Cruz (en línea a Santa Cruz Norte).
- Mejoras en sistema DAG.
- Duplicación de líneas desde Puerto Madryn hasta la ET Río Santa Cruz o La Barrancosa (en este último caso es un poco más larga pero daría mayor confiabilidad: la salida de servicio de la línea Río Santa Cruz – La Barrancosa no arrastraría a las dos CCHH), con compensación serie en los tramos Choele Choel – Puerto Madryn, Puerto Madryn – CRO y CRO – Río Santa Cruz/La Barrancosa.
- Posibilidades complementarias en análisis para una solución integral para las CCHH del Río Santa Cruz y para la generación eólica prevista actualmente y

adicional a instalarse hacia 2033 (Ley de Renovables 27191): AC 750 kV ó HVDC Puerto Madryn – Plomer (Ej.:  $\pm 600$  kV – 2x1500 MW).

### **Corredor Comahue-Cuyo-GBA**

Se presentan los siguientes escenarios y requerimientos para este corredor:

- Incremento generación de Comahue y Patagonia; incremento de generación en Cuyo, restante a ingresar de todo lo adjudicado (1960 MW de renovables + 640 MW de C.H. Chihuido I + 70 MW de C.H. El Tambolar + 112 MW de C.H. El Baqueano).
- Saturación actual en potencia de los circuitos Comahue/Cuyo – GBA existentes

Las previsiones para resolver estos requerimientos se listan a continuación:

- LAT 500 kV Chocón Oeste – Chihuido – Río Diamante, con compensación serie en Río Diamante.
- Corredor resultante del Plan Federal, Río Diamante – C. Charlone – Plomer (\*), agregando la ET intermedia Baigorrita, con compensación serie del 70% en todo el corredor.

(\*) En las Solicitudes presentadas por el CAF no se incluyó la ET Baigorrita.

### **Corredor Cuyo-NOA**

Se presentan los siguientes escenarios y requerimientos para este corredor:

- Incremento generación de fuentes renovables en NOA y Cuyo (2140 MW restantes a ingresar de todo lo adjudicado).

Las previsiones para resolver estos requerimientos se listan a continuación:

- LAT 500 kV Rodeo – Chaparro – La Rioja Sur.
- LAT 500 kV Nueva San Juan – Rodeo (finalizada, operando actualmente en 132 kV).

### **Corredor NOA-Centro**

Se presentan los siguientes escenarios y requerimientos para este corredor:

- Ingreso de generación en el NOA, restante de lo ya adjudicado (1149 MW de renovables)

Las previsiones para resolver estos requerimientos se listan a continuación:

- LAT 500 kV El Recreo – Malvinas, con compensación serie, ampliación de la corriente nominal del KSRE sin modificar la reactancia y compensación shunt en la ET Malvinas 132 kV.
- Ampliación en capacidad de transformación de las EETT afectadas.

### Corredor NEA-NOA

Se presentan los siguientes escenarios y requerimientos para este corredor:

- Alta generación de CH Yacyretá
- Importación de Brasil
- Bajos o altos despachos en NOA

Las previsiones para resolver estos requerimientos se listan a continuación:

- LAT 500 kV Santo Tomé – San Francisco – Malvinas. Eventual necesidad de repotenciación de la ET S. Tomé 132 kV.
- ET Monte Quemado compensación serie en salidas a EETT Chaco y Cobos.

### Corredor NEA – Litoral – GBA

Se presentan los siguientes escenarios y requerimientos para este corredor:

- Alta generación de CH Yacyretá
- Importación de Brasil

Las previsiones para resolver estos requerimientos se listan a continuación:

- LAT 500 kV Resistencia – Rincón (en servicio desde 2022).
- Compensación serie 50 % en ET Romang, en línea a ET Resistencia (trámites para su licitación por Res. ex SE N° 01/2003 suspendidos). **No modelada en esta Guía.**
- LAT 500 kV Atucha – Belgrano. (\*)
- Corredor doble 500 kV Belgrano - Oscar Smith. (\*)
- LAT 500 kV Atucha – Plomer. (\*)
- LAT 500 kV Belgrano – Plomer. (\*)

(\*): Ampliaciones solicitadas en 2018 por el CAF, para salvar tanto restricciones de transporte como problemas de cortocircuito, incluyendo la utilización de reactores limitadores de corriente de cortocircuito.



En general, en condición de red N no se observan problemas de tensiones por debajo de la banda de 0,97 p.u en la operación del sistema de 500 kV. Sin embargo, bajo ciertas condiciones en el SADI, se presentan puntos de la red con probabilidades de operar con un nivel de tensión inferior a 0,97 pu.

- En la ET Malvinas, especialmente en días de elevada temperatura y con requerimientos de reactivo se pueden llegar a presentar tensiones inferiores a 1 p.u. en la barra de 500 kV. Esto en general está asociado a bajos despachos en el área de EPEC.
- En la ET Río Diamante, se pueden llegar a presentar tensiones por debajo de 1 p.u. en 500 kV para días de elevado despacho del Comahue y asociado a altas transmisiones por el corredor COM-CUY.

Seguidamente se describirá la problemática de aquellos nodos caracterizados por operar con niveles de tensión cercanos al límite superior permitido de 1,03 pu.

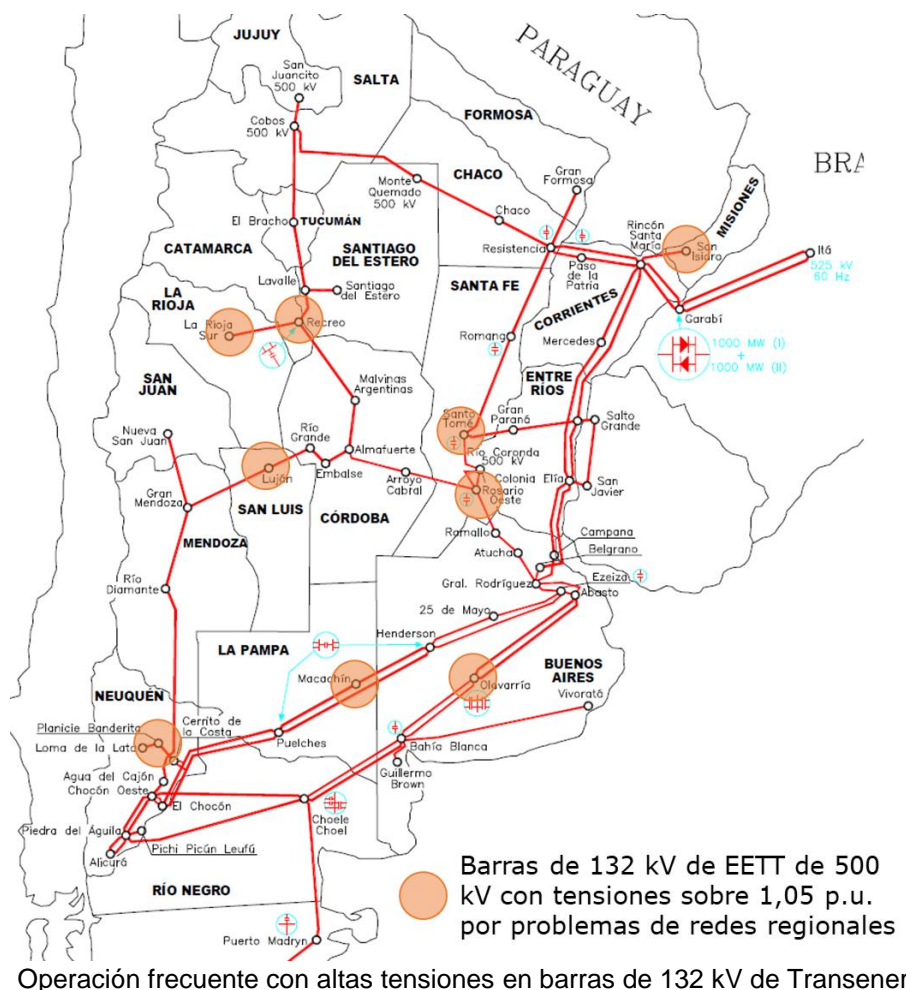
- Ante requerimientos de reserva de potencia reactiva en GBA, los nodos de Yacyretá (nodo de la ET Rincón) y Salto Grande deben operar con valores de tensión cercanos al límite superior de la banda admisible. Como consecuencia de lo anterior, también se eleva la tensión en el nodo Monte Quemado. También para sostener mayores niveles de exportación desde el nodo Rincón hacia LIT-GBA, a efectos de evitar un colapso ante una falla crítica en dicho corredor.
- Asimismo, en la ET Gran Paraná pueden darse escenarios donde se supere el límite superior de tensión admisible en 500 kV. Esto se debe a que aún continúa pendiente la normalización de la compensación de las líneas Salto Grande-Gran Paraná y Gran Paraná-Santo Tomé, restando para ello que se realice el traslado del reactor de línea de 50 MVar de la ET Santo Tomé (actualmente F/S) al extremo GPA (en línea a SG), y que se monte uno nuevo de 25 MVar en ST, en línea a GPA.
- Por otro lado, puede requerirse la operación con tensiones por encima de 1,03 pu de 500 kV en los nodos de Cobos y Monte Quemado, con el fin de mantener los perfiles de tensión en las áreas NOA, NEA y en el nodo Malvinas, y extender el límite de las Restricciones a la Red de Transporte de Alta Tensión N°6 (Máxima potencia transmisible desde y hacia el área NEA) y N°66 (Máximas potencias transmisibles hacia el área NOA + EPEC Norte).
- En los flujos típicos de esta Guía puede observarse que con el transcurso de los años se eleva la exigencia sobre la planta de compensadores sincrónicos de la ET Ezeiza, con lo cual resultará necesario aumentar la reserva de potencia reactiva, con sistemas tipo SVS y/o STATCOM para no incrementar los comprometidos niveles de cortocircuito de GBA.
- Las tensiones en los nodos de Henderson y Macachín pueden llegar al valor de 1.03 pu en casos que surgen de la operación con bajas transferencias por el corredor Comahue – Buenos Aires, a efectos de sacar de servicio por control de tensión la menor cantidad posible de tramos. Dichos inconvenientes también se pueden producir ante requerimientos de reserva de reactivo en el área de GBA.
- Otro nodo afectado es el correspondiente a la ET Luján, para el cual se solicita operar fuera de banda cuando se requiere elevar la tensión de nodos como Rosario Oeste, Gran Mendoza o Río Diamante para lograr un adecuado perfil de tensión en el corredor NOA – CENTRO – CUYO, realizando esta operatoria a partir de las



centrales Embalse y Río Grande. En la presente Guía se propone la instalación de un reactor de barras en la ET Luján que permite mantenerla dentro de la banda de tensión admitida cuando se presenta la situación antes descripta.

Respecto de la operación fuera de banda en los niveles de 220 y 132 kV, en general resulta necesaria la utilización de las máximas posibilidades que ofrece la regulación en los transformadores de potencia, a efectos de obtener perfiles de tensión adecuados en los extremos remotos de las líneas de débiles redes regionales, partiendo con alta tensión desde los secundarios de los transformadores de Transener S.A. Cabe destacar que en una gran medida estas redes son de configuración radial, motivo por el cual se requiere operar fuera de banda (superior a 1,05 pu) en barras de 220 y 132 kV, para lograr así valores adecuados de tensión en los puntos más alejados de dichos sistemas.

Debe tenerse presente que, si bien los aislamientos del equipamiento de 220 kV y 132 kV por diseño pueden operar en condiciones normales hasta tensiones de 242 kV y 145 kV respectivamente, esto no quiere decir que tal operatoria sea posible en general, tanto por otras limitaciones de diseño de carácter térmico, como por la pérdida de vida útil de los equipos. En tales condiciones extremas aumenta el riesgo de falla para el equipamiento ya que, por ejemplo, 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, lo que obliga a su desconexión para protegerlos.





En la figura anterior se indican los principales nodos en los cuales se requiere la operación con tensiones en barras de 132 kV de las EETT de 500 kV por encima de 1,05 p.u., situación que no es admitida por TRANSENER S.A. ya que, como se indicó en el párrafo anterior, la operación por encima de la tensión nominal del sistema genera una aceleración en el envejecimiento de los equipos, que naturalmente se vería agravada con la operación en niveles por encima del máximo permitido.

Es claro que, al incrementarse la demanda, estos problemas se acentúan, por lo que se agravan año tras año en la medida que las redes regionales no tengan el adecuado desarrollo.

Para mayores detalles, puede consultarse la Sección 5 del Anexo 9, que contiene tablas que muestran los niveles de tensión registrados durante el año 2024 para los nodos de 500 kV, 345 kV, 220 kV y 132 kV, en los que se han detectado violaciones a las respectivas bandas de tensiones permitidas. Además, se proporciona una columna con comentarios inherentes a las causas que con mayor frecuencia determinan la operación de estos nodos fuera del rango admisible para cada nivel de tensión.

---

## **Incremento del límite de exportación del Nodo Rincón**

---

A partir de la Guía de Referencia 2015-2022 se incluyó el Informe de “Incremento del límite de exportación del Nodo Rincón” en la ubicación \Archivos\Docu\Estudios\Exp\_NEA, el cual se adjunta nuevamente a esta Guía.

En él se describen los estudios realizados para evaluar en forma aproximada cómo podría evolucionar el límite de exportación desde la ET Rincón hacia el SADI, para el escenario de ingreso de la línea de 500 kV Rincón – Resistencia, con esta nueva línea y luego con la incorporación secuencial de los dos bancos de capacitores serie que se instalarían en el corredor NEA-Litoral-GBA, suponiendo que entraría en servicio primero el de la ET Romang y luego el de la ET Mercedes, conforme al avance de obra previsto.

Con la incorporación de la línea Rincón – Resistencia, actualmente ya en servicio, respecto del límite actual de unos 2900 MW, se obtiene un incremento de exportación de aproximadamente 800 MW en los casos de pico y resto (Exportación 3700 MW) y de 400 MW en el escenario de valle (Exportación 3300 MW).

Se observa entonces que el límite de exportación de Rincón depende de la demanda del SADI, por lo que un valor como el de 3700 MW indicado anteriormente es un valor límite superior aproximado, cuyo real valor será establecido en las correspondientes programaciones estacionales.

No obstante, la limitación en escenarios de valle puesta de manifiesto, la misma no resultaría crítica, ya que en bajas condiciones de demanda es previsible que no se importe energía desde Brasil.

Con el agregado adicional del banco de capacitores serie en 500 kV previsto para la E.T. Romang, que se ubicará en línea hacia la E.T. Resistencia compensando esta línea al 70.8% (en la presente Guía no se modela), se obtendría un incremento de la exportación de aproximadamente 200 MW (3900 MW en el Pico y resto y 3450 MW en valle, con un incremento en valle de 150 MW).

En todos los casos anteriores la falla que determina el límite es la falla trifásica de la línea Rincón - Salto Grande en Rincón, por baja tensión de back swing en Mercedes y Paso de la Patria.

Por otra parte, con la incorporación de los bancos de capacitores serie previstos para la E.T. Mercedes no se observa un aumento del límite, debido fundamentalmente a que cambia la falla limitante por la Rincón - Mercedes.

Si bien los estudios se hicieron para la secuencia de entrada en servicio prevista de los diferentes equipos, lo destacado en el párrafo anterior hace conveniente que se realicen estudios más detallados, incluyendo alternativas de compensación serie y shunt.

---

## **Compensación Serie Futura de los Corredores Comahue – Cuyo y Cuyo – Buenos Aires**

---

En el Informe “Análisis de la Compensación Serie Futura de los Corredores Comahue – Cuyo y Cuyo – Buenos Aires”, que se presentó como estudio especial en la Guía 2013 – 2020, se analizaron estudios preliminares para dar una orientación sobre la necesidad y tipo de compensación serie que puede requerirse para los corredores Comahue-Cuyo y Cuyo-Centro-GBA, con el objeto de maximizar la exportación de las áreas Comahue-Cuyo-SIP.

Al margen de estudios complementarios necesarios, se concluyó en general que sería conveniente compensar al 70% el corredor Cuyo-GBA y el corredor Comahue-Cuyo (entre las EETT Agua del Cajón y Río Diamante).

Se observó que la duplicación de este último corredor entre Chocón Oeste y Río Diamante, con compensación serie, permitiría obtener los niveles de exportación conjuntos más altos, con incrementos de transferencias del orden de los 1000 MW, con respecto a los que resultan con una sola línea.

En virtud de los diferentes requerimientos de compensación serie del corredor Comahue-Cuyo asociados a los diferentes escenarios posibles, si se desea prever bancos que puedan dar respuesta eficaz a todos, se concluyó que sería recomendable considerar bancos compuestos por dos módulos, uno fijo y otro variable.

En el caso específico del corredor Cuyo-Centro-GBA, la conveniencia de instalar o no el banco de capacitores en el tramo cercano a GBA dependería mucho de la expansión del sistema de 500 kV que vincula a las áreas GBA y Litoral.

El Informe se encuentra ubicado en \Archivos\Docu\Estudios\Comp\_Serie\_COM-CUY-GBA.

En esta Guía para la línea Río Diamante – Charlone, se modeló compensación al 70%, dividida en dos bancos iguales ubicados en los extremos de línea. A su vez, en la ET Charlone se compensó la línea a Baigorrita al 70% y se modeló compensación serie del 70% en el tramo Baigorrita –Plomer, en el extremo de Plomer. Por último, a diferencia de ediciones anteriores de la Guía, no se consideró necesaria modelar en los estudios una compensación serie en el corredor ET Río Diamante – El Cortaderal – Agua del Cajón.

## La interconexión NEA – NOA y la necesidad de obras complementarias

En los pliegos correspondientes a la licitación para la Construcción, Operación y Mantenimiento de la Interconexión NEA-NOA, en el Subanexo V b): “Estudios Eléctricos”, entre otros estudios se requirió la realización de estudios de las mejoras necesarias en la seguridad y confiabilidad del SADI con el ingreso de la línea NEA-NOA (Estudios de Fase II), a efectos de determinar las ampliaciones necesarias para complementar el proyecto de vinculación NEA – NOA.

Del avance de los mismos y de análisis conjuntos realizados por CAMMESA y TRANSENER S.A., a efectos de maximizar las condiciones de transferencia por 500 kV hacia las áreas NOA y norte de EPEC, considerando condiciones con escasa generación en estas áreas, han surgido como convenientes las siguientes ampliaciones de compensación serie y shunt:

1. Bancos de capacitores serie fijos en la E.T. Monte Quemado, en las dos salidas de líneas de 500 kV existentes en esta E.T., con un grado de compensación del 70%:

Ubicación del Banco	Reactancia ( $\Omega$ )	I nominal (A)	MVAr	I swing (kA)
En línea a Chaco	44,4	1458	283	2,190
En línea a Cobos	50,77	1458	324	2,140

2. Variante de la propuesta del Grupo Consultor del proyecto NOA-NEA, de 3x50 MVAr de compensación shunt fija en barras de 132 kV de la E.T. Recreo, consistente en:
  - 2.1. Dos bancos de capacitores shunt de 50 MVAr en la E.T. Recreo.
  - 2.2. Un banco de capacitores shunt de 75 MVAr en la E.T. Malvinas

La compensación serie permitiría incrementar los niveles de transmisión en unos 350 MW, mientras que la compensación shunt permite acotar la exposición a riesgos de colapsos de tensión en condiciones críticas, aún con transmisiones superiores en el orden de hasta unos 100 MW.

Resta aún completar estudios de factibilidad técnica y de acceso al SADI, en caso que se concrete la decisión de inversión en estas ampliaciones, los que permitirán precisar los beneficios aproximados citados precedentemente.

El desarrollo de un sistema confiable de transmisión en 500 kV para las áreas NOA y norte de EPEC requiere más pasos que el primero que se dio con la interconexión NEA – NOA. Para esto será necesario complementarla con otras inversiones de importancia, que no sólo serán necesarias para que pueda transmitirse más sino que minimizarán la dependencia de los automatismos. Más allá de los equipos de compensación serie y shunt antes mencionados, será necesario desarrollar nuevas líneas de transmisión de 500 kV.

Seguramente, la localización de generación en el noreste del país, la importación de potencia de Brasil para el SADI desde esa región, más el crecimiento importante de la demanda que se viene registrando en Centro-Cuyo-NOA, impulsarán nuevos refuerzos de 500 kV entre el NOA y el NEA. El que surge como más atractivos por su

relación beneficio/costo es la nueva línea de 500 kV Malvinas – Santo Tomé (Propuesta)

Una nueva línea de 500 kV entre Malvinas y Santo Tomé es imprescindible para el logro de una adecuada confiabilidad del sistema. En efecto, no sólo constituye un circuito paralelo al de la NEA – NOA, sino que su menor longitud comparativa permitirá que la salida de servicio tanto de la NEA – NOA como de la Rosario Oeste – Almafuerite y Almafuerite – Malvinas, no tengan un impacto difícil de controlar y mejore la capacidad de transporte entre el este y el centro – oeste del país.

En el mismo, la complejidad de los automatismos que requirió la sola entrada en servicio de la interconexión NEA-NOA no es recomendable técnicamente, de modo que sólo deberían admitirse como una etapa de transición hacia un sistema más confiable, que requiere de mayores inversiones en equipamiento de potencia como los precedentemente señalados.

En esta Guía, la línea Malvinas – Santo Tomé se modela incorporando en 2033 los tramos nueva E.T. de 500 kV San Francisco – Malvinas y Santo Tomé – San Francisco (en las cercanías de la localidad de San Francisco, Provincia de Córdoba), con transformación 500/132 kV – 1x450 MVA. Esta nueva ET permite desarrollar la red de 132 kV en la zona este de la provincia de Córdoba y noroeste de Santa Fe y desplazar el despacho de generación forzada de elevado costo.

En vista que en la provincia de San Juan existen en etapa de estudio numerosos proyectos mineros, en la Guía 2026 – 2033 se analiza la concreción del cierre de la llamada línea minera, que uniría en 500 kV las EETT Gran Mendoza, Nueva San Juan, Rodeo (futura), Chaparro (futura) y La Rioja Sur. Esta obra también podría considerarse un refuerzo complementario de la interconexión NEA – NOA, lo que ha sido objeto de estudio en esta Guía de Referencia.

Adicionalmente, estudios recientes han determinado la necesidad de una nueva ET de 500 kV al norte de la provincia de San Juan, en Chaparro, para alimentar la demanda del proyecto minero Josemaría. Esta futura ET Chaparro permitirían la interconexión Cuyo-NOA, donde por un lado se conectaría en 500 kV con Rodeo y más adelante cerraría la conexión con la futura LAT 500 kV Chaparro – La Rioja Sur.

Por tal motivo, en esa Guía se incorporó un Anexo con un estudio denominado “Alternativas para incrementar la importación de las áreas NOA y norte de EPEC”, en el cual se realiza una comparación entre los beneficios que aportarían las líneas Malvinas – Santo Tomé y la llamada línea Minera desde el punto de vista del abastecimiento de las demandas de las áreas Centro y NOA.

El informe se encuentra también en esta Guía en [\Archivos\Docu\Estudios\Inf\\_MA-ST\\_vs\\_minera](#)

Los resultados de los estudios muestran que la contribución de la línea minera es marginal respecto del objetivo perseguido, si la demanda minera es alta. Por el contrario, como alternativas, resultan altamente positivas tanto la nueva interconexión en 500 kV Centro-Litoral (Malvinas – Santo Tomé) como la implementación de un esquema optimizado de control de potencia reactivo en NOA-Centro.



Sobre esta última posibilidad, se considera que podría ser muy ventajosa la implementación de un esquema de control conjunto de la potencia reactiva generada en nodos fuertes de las áreas de interés, como por ejemplo El Bracho, con la inserción de bancos de capacitores shunt que podrían instalarse en Recreo y Malvinas, de acuerdo con los resultados y decisiones adoptadas a partir de los estudios de “Fase 2” de la NEA-NOA.

También merece destacarse que los estudios mostraban que se alcanzarían límites de importación para las áreas críticas citadas, aún para despachos importantes de generación de esas áreas, que no podrían resistir la salida de servicio de la línea de 500 kV Malvinas – Almafuerce, aún con la línea minera, si es que las demandas mineras no son suficientemente bajas. Sin embargo, con la alternativa de la línea de 500 kV Malvinas – Santo Tomé, este problema no se daría.

---

## **Necesidades de desarrollo armónico de los sistemas de generación, transmisión y distribución**

---

Finalmente, se considera importante destacar que el desarrollo del sistema eléctrico se debería dar de una forma armónica, en sus diferentes sectores de generación, transporte y distribución. Cada vez se hace más evidente la falta de desarrollo de los sistemas de transmisión regionales y de las redes de subtransmisión de los distribuidores, como para que desde el sistema de transporte en alta tensión se puedan atender las necesidades de expansión para poder abastecer la demanda de un país en constante crecimiento.

El crecimiento de la población sin el desarrollo contemporáneo de las redes de transmisión agrava los previsibles obstáculos de tipo ambiental para la realización de las mismas cuando estas se hacen tardíamente.

La instalación de generación removible para cubrir emergencias de corto plazo, sin dudas ha sido de gran utilidad con dicho objeto, pero ha demorado la realización de inversiones en infraestructuras críticas necesarias.

## **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**

## CORRIENTES ADMISIBLES EN LÍNEAS

**Tabla 1.1.1 Corrientes admisibles en líneas (PT 12 – “Lin\_Tran.xls” - tabla 3)**

Código Ident.	E.T. Origen	E.T. Destino	Terna	Tensión	Conductor (x)		TI origen		TI destino		OP origen		OP destino		Otro		Límite aplicado	
				Nominal	Nominal	sobrec.	Nominal	sobrec.	Nominal	sobrec.	Nominal	sobrec.	Nominal	sobrec.				
Nombre o Nº			Nº	kV	A	% (1)	A	% (1)	A	% (1)	A	% (1)	A	% (1)	A	Detalle	A	Motivo
5GPA-SG1	Gran Paraná	Salto Grande	1	500	2142	0	2000	0	2000	0	2000	0	2000	0			2000	TI / OP
5GPA-ST1	Gran Paraná	Santo Tomé	1	500	1460	0	2000	0	2000	0	2000	0	2000	0			1460	(2)
5CNST1	Río Coronda	Santo Tomé	1	500	2246	0	2000	0	2000	0	2000	0	2000	0			2000	TI / OP
5CNRO1	Río Coronda	Rosario Oeste	1	500	2246	0	2000	0	2000	0	S/OP	0	S/OP	0			2000	TI
5CNRO2	Río Coronda	Rosario Oeste	2	500	2800	0	2000	0	2000	0	S/OP	0	S/OP	0			2000	TI
5RMST1	Romang	Santo Tomé	-	500	1931	0	2000	0	2000	0	1250	0	1250	0			1250	OP
5RMRS1	Romang	Resistencia	-	500	1929	0	2000	0	2000	0	1250	0	1250	0			1250	OP
5RISG1	Rincón	Salto Grande	-	500	2054	0	2000	0	2000	0	2000	0	2000	0			2000	TI / OP
5RISI1	Rincón	San Isidro	1	500	2492	0	2000	0	1000	0	S/OP	0	S/OP	0			1000	TI destino
5MDRI1	Mercedes	Rincón	1	500	2492	0	2000	0	2000	0	S/OP	0	S/OP	0			2000	TI
5CEMD1	Colonia Elía	Mercedes	1	500	2492	0	2000	0	2000	0	S/OP	0	S/OP	0			2000	TI
5CEMB1	Colonia Elía	Manuel Belgrano	1	500	2492	0	2000	0	2000	0	S/OP	0	S/OP	0			2000	TI
5MBRD1	Manuel Belgrano	Gral. Rodríguez	1	500	2492	0	2000	0	2000	0	S/OP	0	S/OP	0			2000	TI
5PTRS1	Paso de la Patria	Resistencia	-	500	2054	0	2000	0	2000	0	2000	0	2000	0			2000	TI / OP
5PTRI1	Paso de la Patria	Rincón	-	500	2054	0	2000	0	2000	0	2000	0	2000	0			2000	TI / OP
5ATRD1	Atucha	Gral. Rodríguez	1	500	2143	0	2000	0	2000	0	2000	0	2000	0			2000	TI / OP
5ATRA1	Atucha	Ramallo	1	500	2143	0	2000	0	1500	0	2000	0	2000	0			1500	TI destino
5RARO1	Ramallo	Rosario Oeste	-	500	2143	0	1500	0	2000	0	S/OP	0	S/OP	0			1500	TI origen
5PAPG2	C.H. Piedra del Águila	Piedra del Águila	2	500	2136	0	-	-	-	-	S/OP	0	S/OP	0			2136	Conductor
5PAPG1	C.H. Piedra del Águila	Piedra del Águila	1	500	2136	0	-	-	-	-	S/OP	0	S/OP	0			2136	Conductor
5MARE1	Malvinas Argentinas	Recreo	-	500	1762	0	2000	0	2000	0	1250	0	1250	0			1250	OP
5MCPU2	Macachin	Puelches	2	500	1959	0	2000	0	1500	0	2000	0	2000	0			1500	TI destino
5HEMC2	Henderson	Macachin	2	500	1959	0	2000	0	2000	0	2000	0	2000	0			1959	Conductor
5HEPU1	Henderson	Puelches	1	500	1959	0	2000	0	1500	0	2000	0	2000	0			1500	TI destino
5LURG1	Luján	Río Grande	1	500	1676	0	1000	0	2000	0	1600	0	1600	0			1000	TI origen



Código Ident.	E.T. Origen	E.T. Destino	Terna	Tensión	Conductor (x)		TI origen		TI destino		OP origen		OP destino		Otro		Límite aplicado	
				Nominal	Nominal	sobrec.	Nominal	sobrec.	Nominal	sobrec.	Nominal	sobrec.	Nominal	sobrec.				
Nombre o Nº			Nº	kV	A	% (1)	A	% (1)	A	% (1)	A	% (1)	A	% (1)	A	Detalle	A	Motivo
5GMLU1	Gran Mendoza	Luján	1	500	1676	0	2000	0	1000	0	1600	0	1600	0			1000	TI destino
5GM-RD11	Gran Mendoza	Río Diamante	1	500	2021	0	2000	0	2000	0	S/OP	0	S/OP	0			2000	TI
5EZRD2	Ezeiza	Gral. Rodríguez	2	500	2250	0	2000	0	2000	0	S/OP	0	S/OP	0			2000	TI
5EZRD1	Ezeiza	Gral. Rodríguez	1	500	2145	0	2000	0	2000	0	S/OP	0	S/OP	0			2000	TI
5HEVM2	Henderson	25 de Mayo	2	500	2098	0	2000	0	2000	0	2000	0	2000	0			2000	TI
5EZVM2	25 de Mayo	Ezeiza	2	500	2098	0	2000	0	2000	0	2000	0	2000	0			2000	TI
5EZHE1	Ezeiza	Henderson	1	500	2098	0	2000	0	2000	0	2000	0	2000	0			2000	TI/OP
5EMRG1	Embalse	Río Grande	-	500	1486	0	2000	0	2000	0	1600	0	1600	0			1486	Conductor
5CHPU2	El Chocón	Puelches	2	500	1959	0	1500	0	1500	0	2000	0	2000	0			1500	TI
5CHPU1	El Chocón	Puelches	1	500	1959	0	1500	0	1500	0	2000	0	2000	0			1500	TI
5CHCH5	C.H. El Chocón	El Chocón	5	500	2215	0	1500	0	-	-	S/OP	0	S/OP	0			1500	TI origen
5CHCH3	C.H. El Chocón	El Chocón	3	500	2215	0	1500	0	-	-	S/OP	0	S/OP	0			1500	TI origen
5CHCH1	C.H. El Chocón	El Chocón	1	500	2215	0	1500	0	-	-	S/OP	0	S/OP	0			1500	TI origen
5CHCO2	C.H. El Chocón	Chocón Oeste	2	500	2357	0	2000	0	2000	0	S/OP	0	S/OP	0			2000	TI
5CHCO1	C.H. El Chocón	Chocón Oeste	1	500	2357	0	2000	0	2000	0	S/OP	0	S/OP	0			2000	TI
5COPG2	Chocón Oeste	Piedra del Águila	2	500	2136	0	3000	0	-	-	3000	0	3000	0			2136	Conductor
5COPG1	Chocón Oeste	Piedra del Águila	1	500	2136	0	3000	0	-	-	3000	0	3000	0			2136	Conductor
5CLPG1	Choele Choel	Piedra del Águila	-	500	3036	0	3000	0	1500	0	S/OP	0	S/OP	0			1500	TI destino
5AGCO1	Agua del Cajón	Chocón Oeste	-	500	3036	0	3000	0	3000	0	2000	0	2000	0			2000	OP
5AG-RD11	Agua del Cajón	Río Diamante	1	500	2021	0	2000	0	2000	0	S/OP	0	S/OP	0			2000	TI
5CLCO1	Choele Choel	Chocón Oeste	-	500	2357	0	3000	0	3000	0	3000	0	3000	0			2357	Conductor
5CCPB1	Cerrito de la Costa	Planicie Banderita	-	500	2215	0	1500	0	1000	0	2000	0	2000	0			1000	TI destino
5CARD1	Campana	Gral. Rodríguez	-	500	2144	0	2000	0	2000	0	2000	0	2000	0			2000	TI / OP
5CACE1	Campana	Colonia Elia	-	500	2143	0	2000	0	2000	0	2000	0	2000	0			2000	TI / OP
5CBSO1	Cobos	San Juancito	1	500	2276	0	1000	0	1000	0	S/OP	0	S/OP	0			1000	TI
5CBMQ1	Cobos	Monte Quemado	1	500	2276	0	2000	0	2000	0	S/OP	0	S/OP	0			2000	TI
5CHA-MQ1	Chaco	Monte Quemado	1	500	2276	0	2000	0	2000	0	S/OP	0	S/OP	0			2000	TI
5CHA-RS1	Chaco	Resistencia	1	500	2276	0	2000	0	2000	0	S/OP	0	S/OP	0			2000	TI
5BRCB1	El Bracho	Cobos	1	500	2276	0	2000	0	2000	0	S/OP	0	S/OP	0			2000	TI

Código Ident.	E.T. Origen	E.T. Destino	Terna	Tensión	Conductor (x)		TI origen		TI destino		OP origen		OP destino		Otro		Límite aplicado	
				Nominal	Nominal	sobrec.	Nominal	sobrec.	Nominal	sobrec.	Nominal	sobrec.	Nominal	sobrec.				
Nombre o Nº			Nº	kV	A	% (1)	A	% (1)	A	% (1)	A	% (1)	A	% (1)	A	Detalle	A	Motivo
5BR-LAV1	El Bracho	Lavalle	1	500	1562	0	2000	0	2000	0	2000	0	2000	0			1562	Conductor
5LAV-RE1	Lavalle	Recreo	1	500	1562	0	2000	0	1000	0	2000	0	1250	0			1000	TI destino
5LAVSES1	Lavalle	Santiago del Estero	1	500	3036	0	2000	0	1000	0	S/OP	0	S/OP	0			1000	TI destino
5BBOL1	Bahía Blanca	Olavarría	-	500	2169	0	3000	0	3000	0	3000	0	3000	0			2169	Conductor
5BBOL2	Bahía Blanca	Olavarría	2	500	3036	0	3000	0	3000	0	S/OP	0	S/OP	0			3000	TI
5BBCL1	Bahía Blanca	Choele Choel	-	500	2288	0	3000	0	3000	0	3000	0	3000	0			2288	Conductor
5BBCL2	Bahía Blanca	Choele Choel	2	500	3036	0	2000	0	2000	0	S/OP	0	S/OP	0			2000	TI
5BB-GBR1	Bahía Blanca	Guillermo Brown	1	500	1458	0	2000	0	2000	0	S/OP	0	S/OP	0			1458	Conductor
5BB-VIV1	Bahía Blanca	Vivoratá	1	500	2286	0	2000	0	1000	0	S/OP	0	S/OP	0			1000	TI
5ACAM1	Arroyo Cabral	Almafuerte	-	500	1754	0	2000	0	2000	0	2000	0	2000	0			1754	Conductor
5ACRO1	Arroyo Cabral	Rosario Oeste	-	500	1754	0	2000	0	2000	0	1600	0	1600	0			1600	OP
5AMMA1	Almafuerte	Malvinas Argentinas	-	500	1754	0	2000	0	2000	0	1250	0	1250	0			1250	OP
5AMEM1	Almafuerte	Embalse	-	500	1754	0	2000	0	2000	0	2000	0	2000	0			1754	Conductor
5ALPG2	Alicurá	Piedra del Águila	2	500	2012	0	1600	0	-	-	3000	0	3000	0			1600	TI origen
5ALPG1	Alicurá	Piedra del Águila	1	500	2012	0	1600	0	-	-	3000	0	3000	0			1600	TI origen
5ABOL1	Abasto	Olavarría	1	500	2285	0	3000	0	-	-	3000	0	3000	0			2285	Conductor
5ABOL2	Abasto	Olavarría	2	500	3036	0	3000	0	3000	0	S/OP	0	S/OP	0			3000	TI
5ABEZ2	Abasto	Ezeiza	2	500	2249	0	2000	0	2000	0	S/OP	0	S/OP	0			2000	TI
5ABEZ1	Abasto	Ezeiza	1	500	2249	0	2000	0	2000	0	S/OP	0	S/OP	0			2000	TI
5CLPY1	Choele Choel	Puerto Madryn	1	500	1459	0	2000	0	2000	0	S/OP	0	S/OP	0			1459	Conductor
5PYZN1	Puerto Madryn	Santa Cruz Norte	1	500	1840	0	1000	0	1000	0	S/OP	0	S/OP	0			1000	TI
5LARE1	La Rioja Sur	Recreo	1	500	2492	0	1000	0	1000	0	S/OP	0	S/OP	0			1000	TI
5GFO-RS1	Gran Formosa	Resistencia	1	500	2276	0	1000	0	2000	0	S/OP	0	S/OP	0			1000	TI origen
5RSC-ZN1	Río Santa Cruz	Santa Cruz Norte	1	500	2800	0	1000	0	1000	0	S/OP	0	S/OP	0			1000	TI
5ESPRSC1	Esperanza	Río Santa Cruz	1	500	2800	0	1000	0	1000	0	S/OP	0	S/OP	0			1000	TI
5GM-NSJ1	Gran Mendoza	Nueva San Juan	1	500	3036	0	1000	0	1000	0	S/OP	0	S/OP	0			1000	TI
5RIRS2	Rincón	Resistencia	2	500	2148	0	2000	0	2000	0	S/OP	0	S/OP	0			2000	TI

Código Ident. Nombre o Nº	E.T. Origen	E.T. Destino	Terna Nº	Tensión	Conductor (x)		TI origen		TI destino		OP origen		OP destino		Otro A Detalle		Límite aplicado A Motivo	
				Nominal kV	Nominal A	sobrec. % (1)	Nominal A	sobrec. % (1)	Nominal A	sobrec. % (1)	Nominal A	sobrec. % (1)	Nominal A	sobrec. % (1)				
2RDVL2	Gral. Rodríguez	Villa Lía	2	220	819	0	1000	0	700	0	1200	0	1200	0			700	TI destino
2RDVL1	Gral. Rodríguez	Villa Lía	1	220	819	0	1000	0	700	0	1200	0	1200	0			700	TI destino
2RAVL2	Ramallo	Villa Lía	2	220	819	0	700	0	700	0	1200	0	1200	0			700	TI
2RAVL1	Ramallo	Villa Lía	1	220	819	0	700	0	700	0	1200	0	1200	0			700	TI
2RASN1	Ramallo	San Nicolás	-	220	819	0	2400	0	2400	0	S/OP	0	S/OP	0			819	Conductor
2RARO2	Ramallo	Rosario Oeste	2	220	1124	0	1000	0	1000	0	1200	0	1200	0			1000	TI
2RARO1	Ramallo	Rosario Oeste	1	220	1124	0	1000	0	1000	0	S/OP	0	S/OP	0			1000	TI
2ATVL2	Atucha	Villa Lía	2	220	1124	0	900	0	900	0	800	0	800	0			800	OP
2ATVL1	Atucha	Villa Lía	1	220	1124	0	900	0	900	0	800	0	800	0			800	OP
1RASN1	Ramallo	San Nicolás	-	132	819	0	900	0	800	0	S/OP	0	S/OP	0			800	TI destino
1NSJROD1	Nueva San Juan	Rodeo	1	132	2276	0	1500	0	1500	0	S/OP	0	S/OP	0			1500	TI

Modificaciones respecto a la Guía de Referencia anterior

(1) En régimen permanente

(2) Limitación térmica impuesta por el tramo de línea que cruza el Río Correntoso (Pcia. de Santa Fé), que puntualmente tiene dos subconductores en lugar de 4, a diferencia del resto de la línea.

(x) La capacidad térmica de un conductor está dada por la máxima temperatura a la que puede operar en forma permanente sin que se degraden sus propiedades mecánicas y físicas. Los valores aquí indicados de corriente, conforme a las Normas de Diseño aplicadas, consideran máxima radiación solar, un viento de 0.6 m/s y una temperatura ambiente específica en cada caso. Ello, sin perjuicio de otras limitaciones térmicas que se determinan según el análisis de cada caso.

## **ANEXO 1**

### **Sección 2: Datos y límites de Capacitores Serie**

## DATOS BÁSICOS DE LOS BANCOS DE CAPACITORES SERIE DE 500 kV DE TRANSENER S.A.

**Tabla 1.2.1. Capacidad nominal de los bancos**

Banco	Estación	En línea a	Reactancia Nominal [ohm]	Corriente Nominal RMS [A]	Potencia Nominal [MVar]	Nivel de Protección [pu]	Capacidad de absorción de energía de los varistores de ZnO de corto tiempo [MJ]
<b>K1CL</b>	Choele Choel	Chocón Oeste	43.35	1550	312	2.2	101.8
<b>K2CL</b>	Choele Choel	Bahía Blanca	44.13	1540	314	2.2	7.67
<b>K3CL</b>	Choele Choel	P. del Aguila	36.52	1650	298	2.2	27.0
<b>K4CL</b>	Choele Choel	Bahía Blanca	34.78	1540	247	2.2	13.1
<b>K1OL</b>	Olavarría	Bahía Blanca	34.86	1691	299	2.2	14.7
<b>K2OL</b>	Olavarría	Abasto	38.17	1391	222	2.2	44.6
<b>K3OL</b>	Olavarría	Bahía Blanca	24.35	1650	199	2.2	16.2
<b>K4OL</b>	Olavarría	Abasto	32.77	1430	201	2.2	45.5
<b>KSPU</b>	Puelches	Ubic. en Barras	29.04	2795	681	2.2	35.5
<b>KSHE</b>	Henderson	Ubic. en Barras	29.04	2615	596	2.2	42.5
<b>K1PY</b>	Puerto Madryn	Choele Choel	59.23	1458	378	2.3	166.0
<b>K1RE</b>	Recreo	Malvinas	69.00	1088	245	2.3	33.2

**Tabla 1.2.2. Curvas características i/v de los varistores de óxido de zinc**

Banco K1CL		Banco K2CL		Banco K3CL		Banco K4CL	
$i$ (kA <sub>pico</sub> )	$v$ (kV <sub>pico</sub> )	$i$ (kA <sub>pico</sub> )	$v$ (kV <sub>pico</sub> )	$i$ (kA <sub>pico</sub> )	$v$ (kV <sub>pico</sub> )	$i$ (kA <sub>pico</sub> )	$v$ (kV <sub>pico</sub> )
0.001	174.9	0.001	174.6	0.001	154.7	0.001	137.6
0.01	180.1	0.01	181.9	0.01	160.6	0.01	143.1
0.1	187.9	0.1	191.2	0.1	168.5	0.1	150.4
1.0	197.7	1.0	201.8	1.0	177.6	1.0	158.6
3.0	202.9	3.0	208.0	3.0	182.6	3.0	163.3
5.0	205.3	5.0	211.0	5.0	185.3	5.0	165.7
10.0	208.8	10.0	217.6	10.0	189.0	10.0	170.1
20.0	213.0	20.0	225.9	20.0	195.4	20.0	176.3
40.0	217.3	30.0	231.0	40.0	203.0	30.0	180.3
100.0	227.1	40.0	235.1	100.0	215.0	40.0	183.2

**Tabla 1.2.3. Curvas características i/v de los varistores de óxido de zinc**

Banco K1OL		Banco K2OL		Banco K3OL		Banco K4OL	
$i$ (kA <sub>pico</sub> )	$v$ (kV <sub>pico</sub> )	$i$ (kA <sub>pico</sub> )	$v$ (kV <sub>pico</sub> )	$i$ (kA <sub>pico</sub> )	$v$ (kV <sub>pico</sub> )	$i$ (kA <sub>pico</sub> )	$v$ (kV <sub>pico</sub> )
0.001	151.4	0.001	138.0	0.001	103.1	0.001	122.0
0.01	157.1	0.01	142.6	0.01	106.9	0.01	126.0
0.1	164.7	0.1	149.1	0.1	112.1	0.1	131.7
1.0	173.6	1.0	157.1	1.0	118.2	1.0	138.7
3.0	178.3	3.0	161.2	3.0	121.4	3.0	142.3
5.0	181.0	5.0	163.2	5.0	123.2	5.0	144.0
10.0	184.6	10.0	166.4	10.0	125.7	10.0	146.8
20.0	190.3	20.0	169.8	20.0	129.6	20.0	149.7
30.0	194.4	40.0	175.3	30.0	132.4	40.0	154.0
40.0	197.5	100.0	184.3	50.0	136.2	100.0	161.7



**Tabla 1.2.4. Curvas características i/v de los varistores de óxido de zinc**

Banco KSPU		Banco KSHE		Banco K1RE		Banco K1PY			
$i$ (kA <sub>pico</sub> )	$v$ (kV <sub>pico</sub> )	$i$ (kA <sub>pico</sub> )	$v$ (kV <sub>pico</sub> )	$i$ (kA <sub>pico</sub> )	$v$ (kV <sub>pico</sub> )	$i$ (kA <sub>pico</sub> )	$v$ (kV <sub>pico</sub> )	$i$ (kA <sub>pico</sub> )	$v$ (kV <sub>pico</sub> )
0.00048	190.0	0.00077	180.2	0.00015	199.2	0.000001	213.27	0.5	249.46
0.0048	201.2	0.00768	191.8	0.05	217.9	0.00001	218.78	1.0	252.36
0.048	214.2	0.0768	204.2	0.1	221.3	0.0001	224.42	2.0	255.56
0.48	228.2	0.768	217.4	1.0	233.2	0.001	230.22	3.0	258.12
3.0	240.8	4.8	229.5	2.0	237.0	0.01	236.35	5.0	261.73
15.0	253.5	24.0	241.6	4.0	241.2	0.02	238.51	10.0	267.06
30.0	263.6	48.0	251.3	5.0	242.8	0.03	239.79	20.0	272.66
-	-	-	-	6.0	244.2	0.05	241.41	30.0	276.60
-	-	-	-	7.0	245.1	0.1	243.63	50.0	282.43
-	-	-	-	8.0	246.0	0.2	245.97	100.0	291.72
-	-	-	-	-	-	0.3	247.49	-	-

### Capacidad de sobrecarga en condición de emergencia:

Todos los bancos cumplen los regímenes extraordinarios de sobrecarga establecidos por la norma IEC 143. Es decir, una sobrecorriente no deberá superar nunca 1.5 veces la corriente nominal  $I_N$  del banco y no deberá exceder:

$I$ pu de $I_N$	durante	en un período de
1.10	8 h.	12 h.
1.35	30 min.	6 h.
1.50	10 min.	2 h.

La corriente media de un banco en un período de 24 hs. no debe exceder la corriente nominal.

## **ANEXO 1**

### **Sección 3: Datos y límites de transformadores**

**Tabla 1.3.1 Datos y límites de transformadores (PT 12 – “Trafos1.xls” – tabla 1)**

Codigo	Estación Transformadora	Trafo	Ramal	Potencia Nominal (Habilitada**)			Tensión nom.de red			Conexión Tipo	Nº	Tipo		Pérd.	Sat	Reactancia Directa			React. Homopolar		
Ident.			(*)	Arr. 1	Arr. 2	Arr. 3	Arr. 1	Arr. 2	Arr. 3		arroll.			vacio	(6)	X 1-2	X 1-3	X 2-3	X <sub>0</sub> 1-2	X <sub>0</sub> 1-3	X <sub>0</sub> 2-3
Nombre o Nº			Nº	MVA (1)	MVA (2)	MVA (3)	kV (1)	kV (2)	kV (3)			(4)	(5)	kW	p.u.	% (7)	% (7)	% (8)	% (7)	% (7)	% (8)
T1AG	Agua del Cajón	1	-	350	350	100	500	138	34,5	YNa0d5	3	TC	T	140,2	-	19,63	56,04	33,70	19,63	56,04	33,70
T2AG	Agua del Cajón	2	-	350	350	100	500	138	34,5	YNyn0d5	3	TC	T	144,1	-	19,34	57,22	33,88	19,34	57,22	33,88
T9AL	Alicurá	1	-	100	100	23,3	500	138	13,2	YNa0d11	3	TC	A		-	13,34	30,13	13,86	13,36	30,26	13,91
T11AL	Alicurá (10)	2	-	150	150	50	500	138	13,2	YNyn0d11	3		T	89,6	-	17,86	46,68	26,94	15,68	33,37	21,26
T1AM	Almafuerte	1	-	150	150	50	500	138	13,8	YNyn0d11	3	TC	T	115,5	-	12,17	40,65	27,03	12,17	40,65	27,03
T2AM	Almafuerte	2	-	150	150	50	500	138	13,8	YNyn0d11	3	TC	T	114,8	-	12,16	40,59	27,76	12,16	40,59	27,76
T3AM	Almafuerte	3	-	300	300	50	500	138	13,8	YNyn0d11	3	TC	T	168,6	-	18,11	51,73	31,90	17,47	48,65	28,34
T1AC	Arroyo Cabral	1		300	300	50	500	138	34,5	YNyn0d11	3			125,0	-	17,99	49,98	29,38	17,99	49,98	29,38
T1AT	Atucha (10)	1	-	150	150	50	220	138	13,8	YNa0d11	3	TC	A	59,6	-	11,82	55,33	39,44	11,87	55,93	38,13
T2AT	Atucha	2	-	150	150	50	220	138	13,8	YNyn0d11	3	TC	T		-	12,32	55,45	41,31	12,32	55,45	41,31
T1BB	Bahía Blanca	1	-	300	300	70	500	138	13,2	YNa0d11	3	TC	A	137,6		15,55	37,46	17,91	15,55	37,46	17,91
T2BB	Bahía Blanca	2	-	300	300	70	500	138	13,2	YNa0d11	3	TC	A	143,0	-	15,70	37,30	19,40	15,70	37,30	19,40
T1CA	Campana	1	-	300	300	50	500	138	13,8	YNyn0d11	3	TC	T	148,6	-	17,60	46,60	31,70	17,60	46,01	31,34
T2CA	Campana	2	-	300	300	50	500	138	13,8	YNyn0d11	3	TC	T	163,2	-	17,50	46,50	30,80	17,50	45,60	30,40
T1CHA	Chaco	1	-	300	300	100	500	138	34,5	YNyn0d1	3	TC	T	165,8	-	17,37	46,95	26,75	17,16	44,76	25,30
T8CO	Chocon Oeste	1	-	150	150	35	500	138	13,2	YNa0d11	3	TC	A		-	13,21	37,03	20,19	13,21	37,03	20,19
T5CL	Choele Choel	1	-	100	100	23,3	500	138	13,2	YNa0d11	3	TC	A		-	13,34	30,13	13,86	13,34	30,13	13,86
T1CB	Cobos	1	-	450	450	100	500	345	34,5	YNyn0d11	3	B	T	214,0	-	19,48	65,13	39,92	19,48	65,13	39,92
T2CB	Cobos	2	-	450	450	60	500	345	34,5	YNyn0d11	3	B	T	214,4	-	19,55	63,62	40,29	19,55	63,62	40,29
T1BR	El Bracho	1	-	300	300	100	500	138	34,5	YNyn0d11	3	TC	T	168,4	-	18,68	44,25	28,02	18,68	44,25	28,02
T2BR	El Bracho	2	-	300	300	100	500	138	34,5	YNyn0d11	3	TC	T	168,0	-	18,59	44,22	28,11	18,59	44,22	28,11
T2CH	El Chocón	1	-	100	100	33,3	500	132	13,2	YNa0d11	3	TC	A		-	14,10	27,90	12,40	14,10	27,90	12,40
T4CH	El Chocón	2	-	150	150	35	500	139,4	13,25	YNa0d11	3	TC	A	80,0	-	14,80	35,20	20,40	14,80	35,20	20,40
T1ESP	Esperanza	1	-	300	300	100	500	233	34,5	YNyn0d11	3	B	T	219,2	-	12,16	42,44	28,29	12,16	42,44	28,29
T2ESP	Esperanza	2	-	100	100	33	220	138	34,5	YNa0d11	3	TC	A	31,0	-	11,57	41,76	27,76	11,57	34,39	26,84
T1EZ	Ezeiza	1	-	850	800	305	500	233	132	YNyn0d1	3	B	T		-	12,00	23,38	13,84	12,00	23,38	13,84
T3EZ	Ezeiza	3	-	850	800	305	500	233	132	YNyn0d1	3	B	T		-	11,73	28,64	13,20	11,73	28,64	13,20

Código	Estación Transformadora	Trafo	Ramal	Potencia Nominal (Habilitada <sup>***</sup> )			Tensión nom.de red			Conexión Tipo	Nº	Tipo		Pérd.	Sat	Reactancia Directa			React. Homopolar		
Ident.			(*)	Arr. 1	Arr. 2	Arr. 3	Arr. 1	Arr. 2	Arr. 3		arroll.			vacio	(6)	X 1-2	X 1-3	X 2-3	X <sub>0</sub> 1-2	X <sub>0</sub> 1-3	X <sub>0</sub> 2-3
Nombre o Nº			Nº	MVA (1)	MVA (2)	MVA (3)	kV (1)	kV (2)	kV (3)			(4)	(5)	kW	p.u.	% (7)	% (7)	% (8)	% (7)	% (7)	% (8)
T4EZ	Ezeiza	4	-	250	125	125	132	13,8	13,8	YNd1d1	3	TC	T	143,2	-	21,65	21,65	38,40	21,65	21,65	38,40
T5EZ	Ezeiza	5	-	250	125	125	132	13,8	13,8	YNd1d1	3	TC	T	149,4	-	21,65	21,65	38,40	21,65	21,65	38,40
T6EZ	Ezeiza	6	-	250	125	125	132	13,8	13,8	YNd1d1	3	TC	T		-	21,65	21,65	38,40	21,65	21,65	38,40
T7EZ	Ezeiza	7	-	850	800	305,4	500	233,0	132,0	YNyn0d1	3	B	T	475,6	-	12,08	27,78	13,61	12,08	27,78	13,61
T9EZ	Ezeiza	9	-	850	800	305,4	500	233,0	132,0	YNyn0d1	3	B	T	429,8	-	11,58	23,90	13,70	11,58	23,90	13,70
T10EZ	Ezeiza (40)	10	-	850	800	305,4	500	233	132	YNyn0d1	3	B	T	147,0	-	11,57	24,87	13,80	11,57	24,87	13,80
T1GFO	Gran Formosa	1	-	300	300	100	500	138,0	34,5	YNyn0d11	3	TC	T	172,5	-	17,28	46,97	26,95	17,21	44,98	25,51
T2GFO	Gran Formosa	2	-	300	300	50	500	138,0	34,5	YNyn0d1	3		T	96,0	-	18,15	44,90	27,03	18,15	44,90	27,03
T1GM	Gran Mendoza	1	-	300	300	100	500	231	13,8	YNa0d11	3	TC	A	103,9	-	11,25	46,53	30,09	11,25	38,70	27,40
T2GM	Gran Mendoza	2	-	300	300	100	500	138	13,8	YNyn0d11	3	TC	T	180,2	-	18,18	44,40	30,06	18,18	44,01	30,17
T3GM	Gran Mendoza	3	-	300	300	50	500	138	13,8	YNyn0d11	3	TC	T	160,0	-	17,70	47,30	31,80	17,70	47,30	31,80
T1GPA	Gran Paraná	1	-	300	300	100	500	138	34,5	YNyn0d11	3	TC	T	156,3	-	17,65	45,45	25,98	16,19	32,80	19,28
T2GPA	Gran Paraná	2	-	300	300	100	500	138	34,5	YNyn0d11	3	TC	T	148,4	-	17,70	45,51	25,86	16,19	32,80	19,28
T1HE	Henderson	1	-	300	300	100	500	231	13,8	YNa0d11	3	TC	A	142,0	-	12,17	46,65	32,91	9,84	29,90	25,43
T2HE	Henderson	2	-	300	300	50	500	138	13,8	YNyn0d11	3	TC	T	180,7	-	17,50	51,10	30,60	17,50	45,80	25,70
T3HE	Henderson	3	-	300	300	50	500	220,6	13,8	YNa0d11	3		A	98,4	-	8,53	46,68	35,52	8,53	36,62	29,60
T7HE	Henderson	7	-	300	300	50	500	138	13,8	YNyn0d11	3	TC	T		-	18,58	52,65	31,80	19,31	49,78	30,21
T1LA	La Rioja Sur	1	-	300	300	70	500	138	13,2	YNa0d11	3	TC	A	120,1	-	15,00	36,50	18,17	15,00	37,00	18,00
T2LA	La Rioja Sur	2	-	300	300	70	500	138	34,5	YNyn0d11	3	TC	T	163,8	-	17,40	50,94	30,62	17,40	50,94	30,62
T1LU	Luján	1	-	150	150	50	500	138	34,5	YNyn0d11	3	B	T	114,0	-	17,87	48,17	28,04	17,87	48,17	28,04
T2LU	Luján	2	-	150	150	50	500	138	34,5	YNyn0d11	3	B	T		-	18,13	48,07	28,33	18,13	48,07	28,33
T3LU	Luján	3	-	300	300	50	500	138	34,5	YNyn0d11	3		T	99,4	-	18,43	45,17	26,61	18,53	45,02	27,05
T1MC	Macachin (10)	1	-	150	150	50	500	138	34,5	YNyn0d11	3	B	T	93,9	-	19,00	40,80	25,30	19,00	40,80	25,30
T2MC	Macachin	2	-	300	300	50	500	138	34,5	YNyn0d11	3	B	T	180,8	-	17,33	50,27	30,42	17,33	50,27	30,42
T1MA	Malvinas Argentinas	1	-	300	300	100	500	138	34,5	YNyn0d11	3	TC	T	168,0	-	18,55	44,46	28,05	18,68	43,98	28,05
T2MA	Malvinas Argentinas	2	-	300	300	100	500	138	34,5	YNyn0d11	3	TC	T	159,0	-	17,80	46,70	31,40	17,80	46,44	31,34
T4MA	Malvinas Argentinas (40)	4	-	300	300	100	500	138	34,5	YNyn0d11	3	TC	T	159,0	-	17,80	46,70	31,40	17,80	46,44	30,25
T1MD	Mercedes	1	-	300	300	100	500	138	34,5	YNyn0d11	3	TC	T	170,8	-	17,06	49,12	29,63	16,79	47,08	27,62
T1MQ	Monte Quemado	1	-	150	150	50	500	138	34,5	YNyn0d11	3	TC	T	89,4	-	17,91	45,7	19,85	15,25	31,31	19,85

Codigo	Estación Transformadora	Trafo	Ramal	Potencia Nominal (Habilitada**)			Tensión nom.de red			Conexión Tipo	Nº	Tipo		Pérd. vacío	Sat	Reactancia Directa			React. Homopolar		
Ident.			(*)	Arr. 1	Arr. 2	Arr. 3	Arr. 1	Arr. 2	Arr. 3		arroll.				(6)	X 1-2	X 1-3	X 2-3	X <sub>0</sub> 1-2	X <sub>0</sub> 1-3	X <sub>0</sub> 2-3
Nombre o Nº			Nº	Nº	MVA (1)	MVA (2)	MVA (3)	kV (1)	kV (2)		kV (3)		(4)	(5)	kW	p.u.	% (7)	% (7)	% (8)	% (7)	% (7)
T1NSJ	Nueva San Juan	1		450	450	30	500	138	34,5	YNyn0d11	3	B	T	82,0	-	18,77	62,45	40,69	18,77	62,45	40,69
T1OL	Olavarría	1	-	300	300	70	500	138	13,2	YNa0d11	3	TC	A	145,0	-	15,39	36,50	17,68	15,39	36,50	17,68
T2OL	Olavarría	2	-	300	300	70	500	138	13,2	YNa0d11	3	TC	A	146,8		15,33	36,76	17,79	15,33	36,76	17,79
T1PT	Paso de la Patria	1	-	300	300	50	500	138	34,5	YNyn0d11	3	TC	T	179,2	-	17,34	50,43	29,93	17,22	48,80	28,78
T2PT	Paso de la Patria	2	-	300	300	100	500	138	34,5	YNyn0d11	3		T	150,0		16,73	55,29	30,21	16,73	55,29	30,21
T2PB	Planicie Banderita	2	-	300	300	75	500	138	34,5	YNyn0d11	3	B	T		-	18,17	45,55	25,21	18,17	45,55	25,21
T1PU	Puelches (9)	1	-	150	150	50	500	138	13,8	YNyn0d11	3	TC	T	115,1	-	11,91	42,57	29,47	10,24	23,79	18,05
T1RA	Ramallo	1	-	300	300	50	220	132	13,8	YNyn0d11	3		T	157,6	-	13,42	44,30	31,87	17,96	59,00	38,00
T4RA	Ramallo	3	-	300	300	50	500	220	13,2	YNyn0d11	3	TC	T	177,2	-	18,79	58,30	36,33	18,72	54,11	32,58
T1RE	Recreo	1	-	150	150	50	500	138	34,5	YNyn0d11	3	TC	T	112,6	-	11,99	38,46	29,67	11,99	38,26	29,61
T2RE	Recreo	2	-	150	150	35	500	138	13,2	YNa0d11	3	TC	A		-	15,04	36,37	18,08	15,04	36,37	18,08
T1RS	Resistencia	1	-	300	300	100	500	138	34,5	YNyn0d11	3	TA	T	165,0	-	17,79	49,05	29,19	17,79	43,98	28,05
T2RS	Resistencia	2	-	300	300	100	500	138	34,5	YNyn0d11	3	TA	T	165,0	-	17,89	49,20	29,25	18,68	43,98	28,05
T1RI	Rincón de Santa María	1	-	300	300	100	500	138	34,5	YNyn0d11	3	TC	T		-	17,55	44,38	29,34	17,55	44,38	29,34
T1RSC	Río Santa Cruz	1	-	150	150	50	500	138	34,5	YNyn0d11	3	TC	T	82,1	-	17,69	48,86	27,39	15,42	29,33	18,55
T1RDI	Río Diamante	1	-	300	300	50	500	231	34,5	YNyn0d11	3	TC	T	164,0	-	18,17	51,42	30,31	18,09	47,07	27,67
T1RM	Romang	1	-	150	150	50	500	138	34,5	YNyn0d11	3	TA	T	127,7	-	18,06	40,80	29,55	18,06	40,80	29,55
T2RM	Romang (10)	2	-	150	150	50	500	138	34,5	YNyn0d11	3		T	92,6	-	17,33	45,33	26,85	15,40	33,06	20,89
T1RO	Rosario Oeste	1	-	150	150	50	220	138	13,8	YNyn0d11	3	TC	A		-	12,49	56,79	39,09	12,49	56,79	39,09
T2RO	Rosario Oeste	2	-	150	150	50	220	138	13,8	YNa0d11	3	TC	A	59,6	-	11,94	56,28	37,26	11,87	55,93	38,13
T3RO	Rosario Oeste	3	-	300	300	100	500	138	13,8	YNyn0d11	3	TC	T	219,1	-	17,77	50,43	30,75	17,77	50,43	30,75
T4RO	Rosario Oeste(10)	4	-	300	300	100	500	231	13,8	YNa0d11	3	TC	A	166,8	-	11,78	45,78	31,56	11,81	44,18	30,03
T5RO	Rosario Oeste	5	-	300	300	50	500	138	13,8	YNyn0d11	3	TC	T	163,0	-	17,49	47,24	31,76	17,49	46,83	31,50
T6RO	Rosario Oeste	6	-	300	300	50	500	138	13,8	YNyn0d11	3	TC	T	170,5	-	18,16	52,06	32,04	18,13	49,50	28,45
T7RO	Rosario Oeste	7	-	855	855	12	500	231	34,5	YNyn0d11	3	B	T	566,4	-	15,29	120,94	103,60	15,29	120,94	103,60
T1ZN	Santa Cruz Norte	1	-	150	150	50	500	132	33,0	YNyn0d11	3	B	T	97,0	-	18,05	42,00	27,05	18,05	42,00	27,05
T2ZN	Santa Cruz Norte	2	-	150	150	50	500	132	33,0	YNyn0d11	3	B	T	97,0	-	18,10	42,30	26,80	18,10	42,30	26,80
T3ZN	Santa Cruz Norte	3	-	150	150	50	500	132	33,0	YNyn0d11	3	B	T	90,0	-	18,00	47,70	27,00	18,00	47,70	27,00
T1ST	Santo Tomé	1	-	300	300	75	500	138	34,5	YNyn0d11	3	TC	T	219,1	-	17,77	50,43	30,75	17,77	50,43	30,75

Código	Estación Transformadora	Trafo	Ramal	Potencia Nominal (Habilitada <sup>***</sup> )			Tensión nom.de red			Conexión Tipo	Nº	Tipo		Pérd.	Sat	Reactancia Directa			React. Homopolar		
Ident.			(*)	Arr. 1	Arr. 2	Arr. 3	Arr. 1	Arr. 2	Arr. 3		arroll.			vacio	(6)	X 1-2	X 1-3	X 2-3	X <sub>0</sub> 1-2	X <sub>0</sub> 1-3	X <sub>0</sub> 2-3
Nombre o Nº			Nº	MVA (1)	MVA (2)	MVA (3)	kV (1)	kV (2)	kV (3)			(4)	(5)	kW	p.u.	% (7)	% (7)	% (8)	% (7)	% (7)	% (8)
T2ST	Santo Tomé	2	-	300	300	100	500	138	13,8	YNyn0d11	3	TC	T	219,1	-	17,77	50,43	30,75	17,77	50,43	30,75
T3ST	Santo Tomé	3	-	300	300	50	500	138	13,8	YNyn0d11	3	TC	T			17,05	52,44	32,53	16,94	49,80	30,07
T1SI	San Isidro	1	-	300	300	100	500	138	34,5	YNyn0d11	3	TC	T	171,3	-	17,18	48,51	29,15	16,90	46,87	27,37
T2SI	San Isidro	2	-	300	300	100	500	138	34,5	YNyn0d11	3		T			17,18	48,51	29,15	16,90	46,87	27,37
T1SO	San Juancito	1	-	300	300	100	500	138	34,5	YNyn0d11	3	TC	T		-	18,00	46,50	24,80	18,00	46,50	24,80
T1PY	Puerto Madryn	1	-	450	450	100	500	330	33	YNa0d1	3	B	A	123,8	-	12,10	43,15	28,59	12,10	43,15	28,59
T2PY	Puerto Madryn	2	-	600	600	60	500	138	34,5	YNyn0d1	3	B	T	92,4	-	18,00	90,00	70,00	18,00	90,00	70,00
<b>T3PY</b>	<b>Puerto Madryn</b>	<b>3</b>	<b>-</b>	<b>600</b>	<b>600</b>	<b>60</b>	<b>500</b>	<b>138</b>	<b>34,5</b>	<b>YNyn0d11</b>	<b>3</b>	<b>B</b>	<b>T</b>	<b>84,7</b>		<b>17,43</b>	<b>85,84</b>	<b>63,05</b>	<b>17,43</b>	<b>85,84</b>	<b>63,05</b>
T2CE	Colonia Elia	2	-	300	300	65	500	138	13,8	YNyn0d11	3	TC	T	168,5	-	16,80	49,20	29,20	16,80	49,20	29,20
T1CE	Colonia Elia	1	-	150	150	65	500	138	13,8	YNyn0d11	3	TC	T	126,8	-	17,49	33,12	13,78	****	26,70	12,17
T1SG	Salto Grande Argentina	1	-	150	150	65	500	138	13,8	YNyn0d11	3	TC	T	126,8	-	17,49	33,12	13,78	****	26,70	12,17
T2SG	Salto Grande Argentina	2	-	150	150	50	500	138	13,8	YNyn0d11	3	B	T	32,9	-	17,09	31,95	14,83	****	****	****
T1SES	Santiago del Estero	1	-	450	450	100	500	138	34,5	YNyn0d11	3	B	T	221,5	-	18,58	63,24	42,23	18,58	63,24	42,23
T1CN	Río Coronda	1	-	300	300	50	500	138	34,5	YNyn0d1	3	TA	T	124,3	-	18,04	50,21	29,59	17,98	47,92	27,22
T1VM	25 de Mayo	1	-	300	300	50	500	138	34,5	YNyn0d11	3	TC	T	178,0	-	18,43	48,40	27,11	<b>18,53</b>	<b>43,18</b>	<b>24,36</b>
T2VM	25 de Mayo	2	-	300	300	50	500	138	34,5	YNyn0d11	3	TC	T	177,2	-	18,45	48,44	27,14	<b>18,65</b>	<b>44,82</b>	<b>23,63</b>
T1VIV	Vivoratá	1	-	450	450	100	500	138	34,5	YNyn0d11	3	B	T	200,4	-	18,53	66,51	45,84	18,53	66,51	45,84
T2VIV	Vivoratá	2	-	450	450	100	500	138	34,5	YNyn0d11	3	B	T	202,1	-	18,60	66,56	45,87	18,60	66,56	45,87



(\*) 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 la S del Arrollamiento 1 y V del Arrollamiento 2

(9) TRANSENER reemplazó este autotransformador por un transformador de 150 MVA, sin embargo la potencia máxima del nodo sigue siendo de 100 MVA

(10) Transformador de reserva

**(\*\*) Máximas Potencias habilitadas.**

**Rojo:** Modificación respecto de la Guía de Referencia anterior

**Tachado:** Eliminado, respecto de la Guía de Referencia anterior

## **ANEXO 1**

### **Sección 4: Tabla resumen de límites**

---

**Tabla N° 1.4.1      Resumen de Límites Actuales para Configuración N (Asociados al control de frecuencia, tensión y/o estabilidad)**

Los límites actuales correspondientes a red completa (configuración N) se presentan en esta Guía tal como vienen siendo publicados y aplicados por CAMMESA en la operación real, pudiendo visualizarse los mismos en la programación estacional colgada en su portal web, en la sección MEMNET (<https://portalweb.cammesa.com/MEMNet1/>), y siguiendo la ruta :

*Programacion Estacional Definitiva Noviembre 2025 - Abril 2026/MEM/Base de Datos Estacional/Transporte/Restricciones a la Red de Transporte de Alta Tensión/Restricciones*

Se ha recurrido a esta alternativa desde la Guía de Referencia 2012-2019, luego de los grandes cambios acontecidos en la topología del SADI con la incorporación de las interconexiones en 500 kV Comahue-Cuyo y NOA-NEA.

---

**Tabla N° 1.4.2      Resumen de Nuevos Límites Previsibles (Futuros) por Ampliaciones para Configuración N  
(Asociados al control de frecuencia, tensión y/o estabilidad)**

En esta Guía de Referencia no se presentan límites en condiciones N para escenarios futuros, que no tengan una base de sustentación firme, como por ejemplo Estudios de Etapa 2 aprobados por CAMMESA. Esta información, en cada caso, podrá obtenerse en la Programación Estacional que corresponda.

**Tabla N° 1.4.3      Resumen de Límites Actuales para Configuración N-1 (Asociados al control de frecuencia, tensión y/o estabilidad)**

Los límites actuales correspondientes a red incompleta (configuración N-1) se presentan en esta Guía tal como vienen siendo publicados y aplicados por CAMMESA en la operación real en la dirección:

[Archivos\PED\\_Nov25-Abr26\PED1124.html](#)

Se ha recurrido a esta alternativa desde la Guía de Referencia 2012-2019, luego de los grandes cambios acontecidos en la topología del SADI con la incorporación de las interconexiones en 500 kV Comahue-Cuyo y NOA-NEA.

---

**Tabla N° 1.4.4      Resumen de Nuevos Límites Previsibles (Futuros) por Ampliaciones para Configuración N-1  
(Asociados al control de frecuencia, tensión y/o estabilidad)**

En esta Guía de Referencia no se presentan límites en condiciones N-1 para escenarios futuros, que no tengan una base de sustentación firme, como por ejemplo Estudios de Etapa 2 aprobados por CAMMESA. Esta información, en cada caso, podrá obtenerse en la Programación Estacional que corresponda.



## **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**

Este documento se encuentra en etapa de actualización y revisión, por lo que ante cualquier necesidad para su utilización en estudios y análisis del sistema se recomienda contactar a Transener S.A.

## **DESCONEXION AUTOMATICA DE GENERACION (DAG)**

Cabe citar que la Desconexión Automática de Generación (DAG) tradicionalmente se ha utilizado en el país para mantener estable al sistema ante la pérdida de elementos de sistemas de transmisión que vinculan a importantes complejos hidroeléctricos geográficamente distantes de los centros de mayor consumo.

Desde la implementación del MEM en la Argentina, se ha venido incrementando su utilización, con el objeto de maximizar la capacidad de transmisión del equipamiento existente, alcanzando también a unidades térmicas y más recientemente, a generadores renovables.

A efectos de seguir manteniendo valores acotados en lo que se refiere a calidad de servicio, en el diseño no se acepta superar el máximo valor de DAG actual para falla simple (1200 MW).

## **OPERACIÓN DE RECURSOS ESTABILIZANTES DEL CORREDOR COMAHUE-BUENOS AIRES - DAG COMAHUE**

Una descripción del sistema de Desconexión Automática de Generación (DAG) del corredor COMAHUE- BUENOS AIRES, denominado “DAG COMAHUE”, se encuentra en la **“ORDEN DE SERVICIO N° 15: Operación de recursos estabilizantes del Corredor COMAHUE-BUENOS AIRES - DAG COMAHUE”**, la cual se adjunta en la carpeta \Archivos\Ord\_Servicio\Os\_15-DAG\_COM.

## **PROTECCIÓN PROVISORIA CONTRA TORQUES TRANSITORIOS DE GENERADORES DE LA CENTRAL PIEDRA BUENA (PTPB)**

En la **“ORDEN DE SERVICIO N° 25: Operación del Corredor Sur de 500 kV con la Protección Provisoria contra Torques Transitorios de Generadores de la Central Piedra Buena (PTPB)”**, se describe la Protección Provisoria contra Torques Transitorios instalada de acuerdo con la Resolución N° 21/2006 de la Secretaría de Energía. Además, se determinan las condiciones necesarias para su habilitación y deshabilitación, y las acciones operativas relacionadas con este automatismo. La misma se adjunta en la carpeta \Archivos\Ord\_Servicio\Os\_25-Operacion\_Corredor\_Sur\_PTPB.

## **SISTEMA DE DESCONECION AUTOMATICA DE GENERACION (DAG) Y DESCONECION AUTOMATICA DE DEMANDA (DAD) DEL CORREDOR GBA-LITORAL-NEA: “DAG NEA”**

Una descripción del sistema de Desconexión Automática de Generación (DAG) y desconexión automática de demanda (DAD) del corredor GBA-Litoral-NEA, denominado “DAG NEA”, se encuentra en la **“ORDEN DE SERVICIO N° 21: Operación de recursos estabilizantes del Corredor GBA-Litoral-NEA-Garabí -**

**DAG/DAD NEA**”, la cual se adjunta en la carpeta \Archivos\Ord\_Servicio\Os\_21-DAG\_DAD\_NEA.

### **OPERACIÓN DE RECURSOS ESTABILIZANTES DE LOS CORREDORES NOA-CENTRO Y NEA-NOA: “DAG NOA”**

Con el cierre de la interconexión NEA – NOA entró en servicio el automatismo denominado DAG NOA. La **“ORDEN DE SERVICIO N° 34: Operación de recursos estabilizantes del Corredor NOA-Centro y NEA-NOA – DAG NOA”** describe el conjunto de acciones a ejecutar por el Centro de Control de Operaciones del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión (COT) de Transener, el Centro de Operaciones de Transnoa (COTDT Transnoa), el Centro de Operaciones de CAMMESA (COC) y los Centros de Operaciones de los Generadores del área (COG), para la operación de los Corredores NEA-NOA, NOA-Centro y Centro Litoral con la DAG NOA en servicio en la Estación Transformadora (ET) El Bracho (BR). Dicha orden de servicio se puede consultar en la carpeta \Archivos\Ord\_Servicio\Os\_34-DAG\_NOA.

### **AUTOMATISMOS DE EPEC IMPLEMENTADOS EN ET MALVINAS ARGENTINAS**

La **“ORDEN DE SERVICIO N° 45: Automatismos de EPEC implementados en ET Malvinas Argentinas”** describe el conjunto de acciones a ejecutar por el Centro de Control de Operaciones del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión (COT) de Transener, el Centro de Operaciones de CAMMESA (COC) y EPEC (Distribuidora de Energía de la provincia de Córdoba) en lo referente al automatismo implementado en ET Malvinas Argentinas (MA). La función principal de este automatismo es mantener la estabilidad y favorecer la formación de islas o alimentación radial desde el NEA ante fallas simples en la línea Almafuerte - Malvinas Argentinas (5AMMA1). Dicha orden de servicio se puede consultar en la carpeta \Archivos\Ord\_Servicio\Os\_45-Automatismo\_EPEC\_ET\_MA.

### **OPERACIÓN DEL CORREDOR COMAHUE - CUYO – CENTRO: “DAG GRAN MENDOZA”**

La función básica del Sistema de Desconexión Automática de Generación Gran Mendoza (DAG GMZ) es la de detectar la pérdida de algún tramo de transmisión en el corredor Comahue – Cuyo - Centro, y tomar las acciones de DAG que sean necesarias para mantener la estabilidad del sistema y lograr un escenario posfalla operable. Asimismo, en las ET Gran Mendoza y ET Río Diamante el sistema cuenta con automatismos locales de control post falla. Los Anexos 3 y 4 de la **“ORDEN DE SERVICIO N° 47: Operación del Corredor COM-CUY-Centro. DAG Gran Mendoza”** pueden consultarse en la carpeta \Archivos\Ord\_Servicio\Os\_47-DAG\_GMZ.

### **OPERACIÓN DEL CORREDOR DE 500 KV EZEIZA – GRAL. RODRÍGUEZ**

La corriente transmitida por las líneas de 500 kV 5EZRD1 y 5EZRD2, que conforman el Corredor Ezeiza-Gral. Rodríguez (EZ-RD), debe limitarse a valores que garanticen que el aumento de la temperatura de sus conductores, debido a un incremento de las transferencias, no causará daños en los mismos.

La limitación térmica del corredor doble Ezeiza-Rodríguez, está dada principalmente por el límite térmico de la línea 5EZRD1 ante la salida intempestiva de la 5EZRD2. Es dependiente del nivel de exportación a Brasil por Garabí y requiere que los automatismos de DAG4 hacia Comahue y DAD hacia Rincón estén disponibles. Esta limitación es calculada on-line por el automatismo DAT EZ-RD, a partir de un sistema que determina el límite térmico dinámico de la línea y que tiene en cuenta los valores de DAG4 y DAD disponibles.

Los lineamientos que rigen la operación del corredor de 500 kV Ezeiza – Gral. Rodríguez se encuentran contenidos en la **“ORDEN DE SERVICIO N° 39: Operación de Recursos Estabilizantes del corredor Ezeiza-Gral. Rodríguez - DAT EZ-RD”**, la cual se adjunta en la carpeta \Archivos\Ord\_Servicio\Os\_39-DAT\_EZ-RD.

## **AUTOMATISMO PATAGONIA**

El electroducto de 500 kV que va desde la ET Choele – Choel (CL) hasta la ET Esperanza (ESP) en la actualidad se encuentra supervisado parcialmente hasta la ET Santa Cruz Norte (ZN) por el automatismo denominado “DAG SIP”. El diseño e ingeniería de dicho automatismo corresponde a requerimientos de TRANSPA y para mayor detalle se puede consultar el documento denominado **“DAG-SIP.pdf”** que se adjunta en la carpeta \Archivos\Docu\DAG\_SIP.

El Automatismo Distribuido de Reactores (ADR), supervisa las EETT de 500 kV del electroducto hasta la ET Esperanza, con la función de controlar la tensión. Opera sobre los reactores de barra con interruptor propio de las EETT Santa Cruz Norte, Río Santa Cruz y Esperanza. El detalle de este automatismo puede consultarse en la **“ORDEN DE SERVICIO N° 54: Operación del sistema eléctrico de interconexión con el Sistema Patagónico”**, la cual se adjunta en la carpeta \Archivos\Ord\_Servicio\Os\_54-Operacion\_SIP.

## **PT 29 - CONTROL DE CONDICIONES DE SEGURIDAD DEL SADI**

Este procedimiento tiene como objeto determinar los controles y las acciones a instrumentar sobre aquellos procesos y sistemas asociados a la seguridad de la operación del SADI y es producto de un trabajo conjunto entre CAMMESA y los Agentes del Mercado en el marco del plan de acciones preventivas y de control para reducir riesgos de colapso y mejorar la confiabilidad del SADI.

Mayor información actualizada puede obtenerse en el sitio web de CAMMESA, que describe las previsiones adoptadas por los diferentes Agentes del SADI con dicho objeto. En particular, puede obtenerse información detallada sobre automatismos instalados en el SADI, ajustes de protecciones de sobre y subfrecuencia de generadores, ajustes del esquema de alivio de carga por subtensión, etc.

## **ESQUEMA VIGENTE DE ALIVIO DE CARGA**

En primer lugar, se advierte que el esquema de alivio de carga es sujeto a permanente revisión, tal cual lo establece el PT 29, por lo que para la realización de cualquier estudio que requiera datos detallados sobre el particular deberá consultarse previamente con CAMMESA S.A.

El esquema vigente requerido por Los Procedimientos puede encontrarse en la Programación Estacional Definitiva para el período Noviembre 2025 – Abril 2026, en la sección Demandas/Escalones de Falla y Cortes, emitida por CAMMESA S.A.

### **ESQUEMA DE SEGURIDAD PARA CONTROL DE FRECUENCIA Y TENSION DEL SADI (ESCFT) - RESOLUCIÓN S.E. N° 334/02**

El Esquema de Seguridad para Control de Frecuencia y Tensión del SADI (ESCFT) es el conjunto de automatismos que actuando sobre las cargas de los Distribuidores, Grandes Usuarios, Autogeneradores y Agentes Demandantes en general, incluyendo las demandas de exportación a través de Transportistas de Energía Eléctrica de Interconexión Internacional, o sobre los elementos de compensación de potencia reactiva del sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión, ante una perturbación de gran magnitud asociada a eventos atípicos de baja probabilidad de ocurrencia, toma acciones para restablecer el control del sistema eléctrico y mantener la estabilidad, con el fin de minimizar la necesidad de actuación de los esquemas de Formación de Islas Eléctricas y disminuir el riesgo de colapso parcial o total en el SADI.

El esquema vigente puede encontrarse en la Programación Estacional Definitiva para el período Noviembre 2025 – Abril 2026, en la sección Demandas/Escalones de Falla y Cortes, emitida por CAMMESA S.A.



## **ANEXO 2**

### **Sección 2: Normas operativas**

## NORMAS OPERATIVAS

En esta sección se presentan **exigencias aplicables básicamente en la operación, que en consecuencia no deberán ser tomadas como pautas válidas para el diseño.**

Las siguientes Órdenes de Servicio, actualmente vigentes, aprobadas o en proceso de aprobación como Órdenes del SADI, consideran aspectos operativos que condicionan la aplicación de los límites publicados en esta Guía de Referencia:

### O.S. N° Descripción

- |       |   |
|-------|---|
| 2(*)  | Códigos de Identificación y Características de Estaciones y Equipos de la Red de Transener  |
| 15(*) | Operación de recursos estabilizantes del corredor COMAHUE-BUENOS AIRES - DAG COMAHUE  |
| 17    | Operación del Sistema Eléctrico de Interconexión del Área Noreste   |
| 19(*) | Control de tensión y reserva de potencia reactiva en la Estación Transformadora Ezeiza  |
| 21(*) | Operación de Recursos Estabilizantes del Corredor GBA-Litoral-NEA-Garabí- DAG/DAD NEA   |
| 24(*) | Normas de operación para conexiones de Transener con centrales vinculadas a barras de la estación transformadora El Bracho              |
| 25(*) | Operación del corredor sur de 500 kV con la Protección Provisoria contra Torques Transitorios de Generadores de la Central Piedra Buena |
| 28    | Operación de las líneas de 500 kV Alicurá - Piedra del Águila - Chocón Oeste  |
| 34(*) | Operación de recursos estabilizantes del Corredor NOA-Centro y NEA-NOA – DAG NOA  |
| 39(*) | Operación de recursos estabilizantes del Corredor Ezeiza-Gral. Rodríguez – DAT EZ-RD  |
| 45(*) | Automatismos de EPEC implementados en ET Malvinas Argentinas  |
| 47(*) | Operación del Corredor COM-CUY-Centro. DAG Gran Mendoza   |
| 54(*) | Operación del sistema eléctrico de interconexión con el Sistema Patagónico  |

(\*) Se encuentran en la carpeta \Archivos\Ord\_Servicio\Os\_xx.

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

En el diseño de ampliaciones de la red de transporte (conexiones de nueva generación, demanda, nuevas infraestructuras de transporte, etc.), deben implementarse los equipos de potencia y/o control que sean necesarios para garantizar que en la operación no haya sobrecargas o, en su defecto, admitir las consecuencias que pudieran derivarse del hecho que la red de transporte se operará respetando las restricciones que tiene.

En condiciones de post-contingencia, para casos de operación no previstos en el diseño (por ejemplo, escenarios reales más solicitantes que los considerados en los estudios de límites o ajustes de automatismos), se admite una sobrecarga máxima del 25 % en el caso de capacitores serie de líneas y en 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 tiempo, se deberán haber completado indefectiblemente las acciones correctivas necesarias de eliminación de la sobrecarga.

Lo anterior no extiende esa capacidad de sobrecarga a otros equipos eventualmente involucrados, cuyo régimen admisible de sobrecarga puede ser diferente.

En los documentos de la Programación Estacional de CAMMESA y en sus revisiones trimestrales se publican las restricciones de la red de transporte en alta tensión. En ellos aparecen límites asociados a la capacidad nominal de los elementos componentes de la red y potencias máximas transmisibles por corredores y vínculos de la red para asegurar el cumplimiento de los criterios de operación estáticos y dinámicos.

En la Programación Estacional de CAMMESA, contenida en la carpeta \Archivos\PED\_Nov25-Abr26, pueden encontrarse las restricciones que contienen limitaciones originadas en normas operativas del MEM, las que tienen por objeto lograr un funcionamiento adecuado del SADI en su conjunto (pérdida de importantes módulos de generación, límites entre corredores, amortiguamiento de oscilaciones, etc.) o de exponer con claridad las condiciones de funcionamiento que rigen para algunas áreas.

## **ANEXO 3**

### **Carga de Transformadores**

**(PT/012 - Ítem 4.b.5)**

## **ANEXO 3**

### **Sección 1: Transferencias máximas registradas**

**Tabla 3.1.1. Potencia máxima anual transferida (parte 1: 1997 a 2010)**

Estación Transformadora	Código	Pot. Nom. [MVA]	Carga en MVA - Año													
			1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
ALICURA	T9AL	100	28	29	40	40	45	46	76	56	58 E/S entre el 01/01/05 y 13/03/05	-	-	-	-	-
ALICURA	T11AL	150									61 (29)	66	70	75	73	79
ALMAFUERTE	T1AM	150	174	156	140	144	154	165	175	156	159	162 (35)	155	165 (41)	156 (50)	142
ALMAFUERTE	T2AM	150	167	156	140	144	156	166	162	157	160	199 (36)	155	165 (41)	148	142
ALMAFUERTE	T3AM	300										268 (33)	302	397 (42)	389 (51)	409 (64)
ATUCHA 1	T1AT	150	146	142	149	168	143	127	147	136	142	134	141	135	147	141
CHOELE CHOEL	T5CL	100	10	10	12	11	16	16	16	20	21	19	26	23	27	20
EL BRACHO	T1BR	300	278	287	306	262	274	281	257	260	254	291	297	233	292 (52)	272
EL BRACHO	T2BR	300	276	286	277	260	271	243	256	255	253	282	290	277	235	269
COBOS	T1CB	450														566 (79)
EL CHOCON	T2CH	100	74	77	118	106	53	52	51	85	64	38	37	57	64	39
EL CHOCON (2)	T4CH	150	103	107	159 (9)	151	75	87	73	65	94	56	82	52	0 (53)	46 (65)
EL CHOCON OESTE	T8CO	150	124	128	184 (9)	169	79	98	57	70	106	61	57	87	105	136 (66)
Σ EZEIZA	T1EZ + T2EZ + T3EZ	2400	1282	1327	1378	1420	1593	1726	1844	1867	1906	1845	1882	2268	2295	2297



Estación Transformadora	Código	Pot. Nom. [MVA]	Carga en MVA - Año													
			1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
GRAN MENDOZA	T1GM	300	183	210	220	226	266	218	232	231	226	319	192	270	231	228
GRAN MENDOZA	T2GM	300	274	222	202	183	210	213	280	296	138	254	197	201	183	194
GRAN MENDOZA	T3GM	300	283	216	202	184	192	213	209	269 (27)	140	298	233	202	178	189
HENDERSON	T1HE	200	177	183	240 (13)	251	239 (18)	289	250 (20)	236		-	-	-	-	304 (67)
HENDERSON	T2HE	100	96	99	127 (13)	109	112 (13)	125	135 (21)	109	97	127	120	101	101	119
HENDERSON	T3HE	300									295 (30)	342	331	313	303	323 (68)
MALVINAS	T1MA	300	305 (4)	248	207	257	221	245	326 (22)	303	301	312	310	296	292	370 (69)
MALVINAS (3)	T2MA	300	244	255	245	238	285	284	329 (23)	307	291	310	291	297	344 (54)	284
P. BANDERITA	T2PB	150	80	83	147	153	137	150	151	131	124	136	140	134	167 (55)	152 (70)
PUELCHES	T1PU	100	75	78	93	88	117	51	42	80	110	89	86	88	74	69
MACACHIN	T1MC	150					78 (17)	86	96	97	97	99	124	124	140	146
RAMALLO	T1RA	150	165	178	183 (8)	172	229 (19)	126	149 (28)	308		309	347 (37)	324	339	379 (71)
RAMALLO	T9RA	300					110 (16)	258	336	322	335 (31)	341 (38)	349	318 (45)	323 (56)	318 (72)
RAMALLO	T4RA	300												193 (46)	365 (57)	293
RECREO	T1RE	150	155	164	166 (12)	167	153	177	146	149	154	169	144	138	124	160 (73)
RECREO	T2RE	300				174 (14)	130	143	119	128	150	163	264	250	204 (58)	145
LA RIOJA	T1LA	300													172 (59)	188
RESISTENCIA	T1RS	300	305	290	177	187	192	182	219	284	285	249	265	315 (43)	305	309

Estación Transformadora	Código	Pot. Nom. [MVA]	Carga en MVA - Año													
			1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
RESISTENCIA	T2RS	300	331 (5)	307	231	210	160	146	296	299	233	261	328	292	289	307
ROMANG	T1RM	150	83	78	98	92	124	84	120	100	139	127	135	133	114 (60)	-
ROMANG	T2RM	150												137 (44)	146	159 (74)
ROSARIO OESTE	T1RO	150	157	167	181 (10)	154	156	143	163	153	132	169 (38)	165	160 (47)	170 (47)	153 (75)
ROSARIO OESTE	T2RO	150	155	164	171	180 (15)	159	160	171 (24)	168	131	175 (38)	167	159 (48)	172 (48)	153 (75)
ROSARIO OESTE	T3RO	300	313	329 (1)	314	331 (15)	311	307	319 (25)	318	283	308	331 (39)	304	286	297
ROSARIO OESTE	T4RO	300	309	350 (6)	320 (11)	299	332 (13)	318	373 (26)	285	314	333 (39)	349 (40)	307	357 (61)	321 (76)
ROSARIO OESTE (7)	T5RO	300			145	298	321 (13)	291	315	318	272	434 (38)	338	308	286	302
ROSARIO OESTE	T6RO											-	360 (34)	275	284 (62)	314 (77)
SANTO TOME	T1ST	300	281	259	299	254	275	262	277	297	298	303	306	291	238 (63)	284 (78)
SANTO TOME	T2ST	300	261	256	277	251	276	270	286	296	298	327	312	337 (49)	239 (63)	284 (78)
SANTO TOME	T3ST	300										-	178 (32)	244	257	270

**Referencias:**

1. Fuera de servicio Central Atucha.
2. En servicio desde el 18/07/95.
3. En servicio desde el 15/05/96.
4. Transformador 2 de Malvinas fuera de servicio.

5. Transformador 1 de Resistencia fuera de servicio.
6. Cable Sorrento de EPE Santa Fe fuera de servicio.
7. En servicio desde el 22/12/99.
8. Por desenganche de G4 San Nicolas.
9. Por fuera de servicio del T2 Planicie Banderita.
10. Por fuera de servicio la 1PZST1.
11. Por fuera de servicio de 5AMRO1.
12. Por emergencia en el área NOA al fallar el arranque de las TG1 Y 2 de la Rioja.
13. Por demanda.
14. En servicio el 14/03/2000
15. Durante perturbación en SIDERAR (Descarga provocada por una grúa)
16. En servicio desde el 14/07/2001
17. En servicio desde el 08/09/2001
18. Se encontraban fuera de servicio las líneas 5EZHE1 y 2 y 5BBCL1 y 2, por atentado.
19. Se encontraba en servicio el Transformador de 300 MVA Faraday P298.02
20. Por F/S. Línea 1AZOL1.
21. Por F/S. Líneas 5BBCL 1y2 –5BBOL1y2
22. Por perturbación en sistema EPEC.
23. Por perturbación en sistema EPEC
24. Por F/S. TV 13 Central SORRENTO.
25. Por F/S. T5RO Programado.
26. Por F/S Línea 5RARD1.
27. Estuvo indisponible desde el 19/12/03 a las 20:11 hs. hasta el 11/02/04 a las 15:06 hs., por avería interna.
28. A partir del 15/08/03 E/S el T1RA (FARADAY – 300 MVA) N° P312.01
29. En servicio desde el 13/03/2005
30. En servicio desde el 10/03/2005
31. Se encontraba desenergizado el T1RA (lado 132 kV únicamente por razones operativas).
32. En servicio desde el 30/12/2007.
33. En servicio desde el 11/10/2006.
34. En servicio desde el 05/12/2007.
35. Desenganche de una TV en Pilar.
36. Desenganche del T1AM, lado 132 Kv
37. Desenganche del T3EZ (incendio)
38. Desenganche del T3RO
39. Desenganchó el grupo G5SN
40. Desenganche de línea 2RASN1 (G5SN con 313 MW)
41. Se cerró el acoplamiento de la ET AM por sobrecarga en el transformador T3AM. Falló la entrada de generación.
42. Perturbación en el sistema de EPEC al desconectar las líneas Molinos-Jardín, Molinos-Sur Oeste y Pilar-Malagueño. Luego de 4' retoma la carga anterior (282 MVA). En esta perturbación los transformadores T1AM y T2AM reducen su carga al 50%.

43. Se operaba con los dos transformadores en paralelo.
44. Opera en reemplazo del transformador T1RM.
45. Opera en reemplazo del transformador T1RA.
46. En servicio desde el 25/10/08.
47. Se encontraba fuera de servicio el transformador T2RO.
48. Se encontraba fuera de servicio el transformador T1RO.
49. Desenganchó el transformador T1ST mientras se encontraba el transformador T3ST fuera de servicio programado.
50. Se encontraba fuera de servicio programado el T2AM.
51. Pico de carga por el desenganche de las líneas 1LUSU1 y 2 de EDESAL. El transformador T3AM operaba inicialmente con 302 MVA (272 MW/131 MVA<sub>r</sub>). El aumento de carga hacia EDESAL se manifiesta a través de la línea 1AMRE3. Esta perturbación se repite a las 16:49 hs alcanzando 310 MVA.
52. Se operaba con el acoplamiento de 132 kV abierto.
53. F/S durante todo el año 2009.
54. Desenganche del transformador T1MA.
55. Se superó la potencia nominal por la F/S de generadores de la CT Agua del Cajón.
56. Opera en reemplazo del transformador T1RA.
57. Sobrecarga variable en función de la variación de la carga de las acerías del área. Se encuentra F/S la CT Argener. Se normalizó la carga con la reducción de generación de AES, el incremento de potencia en el grupo G3SN y el cambio de configuración en ET RA.
58. F/S del transformador T1RE.
59. En servicio desde el 23/08/09.
60. E/S reemplazando al T2RM entre el 29/03 y el 13/09/09.
61. Desenganche de la línea 5CNST1 y transformador T4RA, estando F/S la línea 5RARO1 y el transformador T2RO. El T4RO aportaba hacia 500 kV.
62. Operó en paralelo con los transformadores R3RO y T5RO. El transformador T2RO se encontraba F/S.
63. Se encontraba F/S el transformador T3ST.
64. Se superó la potencia nominal por la pérdida total de carga de los transformadores T1AM y T2AM por falla en Reolín, que dejó sin carga las líneas 1AMRE1 y 2, provocando un incremento de potencia en las líneas 1AMPI1-2, 1AMRE3 y 1AMTA1. El T3AM operaba en barra separada de los transformadores T1AM y T2AM.
65. El transformador T4CH quedó en servicio el 22/03/10 a las 11:49 hs.
66. Se encontraba F/S la ET Agua del Cajón y se evacuaba el grupo TG7AG, durante horas de valle de día Domingo.
67. En servicio a partir del 14/11/10 a las 14:53 hs. Entre el 14/12 a las 06:36 y el 19/12/10 a las 06:43, estuvo F/S para revisión y ajuste de bridas, siendo reemplazado por el T3HE.
68. Reemplazado por el T1HE a partir del 14/11/10.
69. Se superó la potencia nominal dado que se encontraba F/S indisponible el T2MA (estuvo indisponible desde el 16/01 al 02/02/10) y se operaba con alta demanda. Para la restitución a valores nominales del transformador, EPEC realizó cortes variables de carga para los diferentes períodos del día.
70. Superado el valor nominal por demora en la entrada en servicio de la línea Alto Valle-Arroyito y de generación en la CT Alto valle y Agua del Cajón.
71. Se superó el valor nominal por alta demanda. Para mejorar condiciones operativas se abrieron acopladores en las EETT RA 220 kV y RO 132 kV.
72. Estuvo en servicio en reemplazo del T1RA los días 13-14-23-24/01, 08/10 y 16/12/10.
73. Desenganche del transformador T2RE. El T1RE se encontraba operando con 79 MW/19 MVA<sub>r</sub>.
74. Se superó el valor nominal consecuencia de inconvenientes con la línea de la EPESF de 132 kV entre S.Fe Oeste y Nelson que incrementaba la carga sobre RM. Para restituir a valores nominales el transformador, la EPESF realizó cortes de carga y restricciones en el área.

- 
75. Pérdida de carga intempestiva de los grupos de la CT San Nicolás 132 kV.
  76. Carga variable con picos que superan la potencia nominal consecuencia de la ausencia de generación en RA 220 kV (F/S Grupos G5SN y G1AE).
  77. Operaba en paralelo con los transformadores T1RO y T2RO por elevada carga en el T4RO.
  78. Desenganchó el T3ST.
  79. El T1CB quedó E/S el 14/09/10 a las 17:44 hs. Se supera la potencia nominal consecuencia del desenganche del transformador T1SA de la CT Salta (345/132 kV), por sobrecarga al desenganchar las líneas de 132 kV de Transnoa, 1BRCX1 y 1BRTN1.

**Tabla 3.1.1. Potencia máxima anual transferida (parte 2: desde 2011)**

Estación Transformadora	Código	Pot. Nom. [MVA]	Carga en MVA - Año													
			2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
25 DE MAYO (114)	T1VM	300													130	157
25 DE MAYO (114)	T2VM	300													252	288
ALICURA	T9AL	100	-	73	98	90	84	92	92	94	96	68	45	87	87	96
ALICURA	T11AL	150	88	114	0	85	118	97	100	76	94	151	95	126	105	102
ALMAFUERTE	T1AM	150	145	146	147	148	145	130	130	131	139	136	170	150	146	145
ALMAFUERTE	T2AM	150	145	142	148	149	134	130	130	129	161	133	192	150	147	149
ALMAFUERTE	T3AM	300	327 (80)	260	303	266	260	207	311	260	263	294	308	308	311	299
ARROYO CABRAL	T1AC	300	-	204	255	247	266	294	294	301	302	327	270	282	310	310
ATUCHA 1	T1AT	150	150 (81)	162 (81)	162 (81)	176	155	140	160	153	150	109	141	155	138	121
ATUCHA 1	T2AT	150	-	-	-	-	-	-	-	-	-	81	65	0	87	87
BAHÍA BLANCA	T1BB	300	287	268	280	277	290	236	270	270	270	286	304	274	299	310
BAHÍA BLANCA	T2BB	300	275	237	262	294	290	235	285	281	259	284	294	274	299	308
BAHÍA BLANCA	T3BB	300										10	243	232	260	262
CHACO (99)	T1CHA	300	175	244	136	231	231	297	297	287	290	302	316	288	328	303
CHOELE CHOEL	T5CL	100	59	50	54	54	109	79	79	63	111	106	111	106	104	107
COBOS	T1CB	450	486 (83)	463 (83)	460 (83)	492 (83)	460	477	326	318	342	338	349	433	407	450
COBOS	T2CB	450						446	327	322	329	305	350	447	407	430
EL BRACHO	T1BR	300	275	291	298	320 (109)	263	315	291	294	329	282	329	291	323	312
EL BRACHO	T2BR	300	317 (82)	339 (82)	324 (82)	323 (82)	335 (82)	308	297	305	337	269	268	301	298	300
EL CHOCON	T2CH	100	72	90	122	148	95	96	71	99	96	72	87	95	102	87
EL CHOCON	T4CH	150	149	72	105	150	90	97	102	136	135	99	145	135	127	124
EL CHOCON OESTE	T8CO	150	136	120	109	140	100	100	115	106	140	95	128	150	117	136
ESPERANZA (108)	T1ESP	300	-	-	38	41	82	84	71	77	74	161	74	90	82	122
ESPERANZA	T2ESP	100	-	-	11	10	16	42	12	25	38	27	59	29	14	25



Estación Transformadora	Código	Pot. Nom. [MVA]	Carga en MVA - Año													
			2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Σ EZEIZA	T1EZ + T10EZ + T3EZ	2400	2455 (84)	2186	2272	2233	2223	2384	2337	2393	1685	2268	2345	2429	2438	2327
Σ EZEIZA	T10EZ + T3EZ + T7EZ	2400	2192 (85)	2475	2302	2327	2520	2343	2369	2332	1654	2112	2314	2462	2483	2352
EZEIZA	T8EZ	300	200 (86)	257	194	185	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EZEIZA	T9EZ	850	-	-	-	-	-	-	-	-	-	793	572	309	786	684
EZEIZA	T10EZ	850	-	-	-	-	-	-	-	-	-	740	774	760	766	780
GRAN FORMOSA (100)	T1GFO	300	250	289	289	276	290	301	300	320	320	285	302	296	288	311
GRAN FORMOSA	T2GFO	300											163	197	191	269
GRAN MENDOZA	T1GM	300	254	229	196	284	251	197	108	125	110	113	100	189	144	191
GRAN MENDOZA	T2GM	300	214	227	225	233	263	270	270	232	303	273	261	259	300	263
GRAN MENDOZA	T3GM	300	230	235	237	256	271	276	286	219	261	261	247	233	259	288
GRAN PARANÁ	T1GPA	300					0	39	44	120	226	184	199	218	259	215
GRAN PARANÁ	T2GPA	300					48	48	66	132	251	221	213	273	140	286
HENDERSON	T1HE	300	305 (87)	300 (87)	292	296	0	197	266	301	301	89	0	0	0	261
HENDERSON	T3HE	300	244 (88)	284 (88)	0	290	276	270	269	244	315	69	275	180	298	0
HENDERSON	T2HE	300	105	105	105	105	105	276	300	315	252	266	0	293	0	232
HENDERSON (89)	T7HE	300	139	198	216	221	216	197	229	273	254	241	255	261	252	273
LA RIOJA	T1LA	300	184	209	202	203	222	221	217	247	258	281	158	183	183	218
LA RIOJA	T2LA	300	-	-	-	-	-	-	-	-	-	142	99	202	228	222
LUJAN	T1LU	150	141	140	139	166	172	169	158	168	135	76	99	123	112	173
LUJAN	T2LU	150	128	141	140	163	173	170	152	169	136	83	100	123	113	173
LUJAN	T3LU	300								93	138	181	136	216	130	153
MACACHIN	T1MC	150	150	146	150	142	156	148	147	147	156	140	85	58	105	34
MACACHIN	T2MC	300										153	158	166	171	205
MALVINAS	T1MA	300	266	284	288	276	283	301	301	298	301	288	299	288	325	300

Estación Transformadora	Código	Pot. Nom. [MVA]	Carga en MVA - Año													
			2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
MALVINAS	T2MA	300	306 (104)	325 (104)	304	313 (104)	299	307	310	314	313	300	300	297	300	299
MALVINAS	T4MA	300	-	-	222 (106)	281	214	304	294	294	288	210	300	280	275	268
MERCEDES (102)	T1MD	300	34	120	199	140	154	221	221	215	264	208	114	233	255	305
MONTE QUEMADO (107)	T1MQ	150	-	-	68	98	101	141	90	69	68	104	229	212	217	215
NUEVA SAN JUAN	T1NSJ	450						277	332	277	367	396	393	404	371	391
OLAVARRÍA	T1OL	300	276	274	263	244	278	238	243	278	246	252	199	227	286	194
OLAVARRÍA	T2OL	300	269	276	238	245	296	258	238	282	248	253	200	282	273	199
OLAVARRÍA	T3OL	300									210	211	91	277	258	121
PASO DE LA PATRIA (95)	T1PT	300	285	192	247	309	244	315	332	295	291	315	325	292	325	302
PASO DE LA PATRIA (96)	T2PT	300	247	290	261	0	226	273	0	0	191	266	247	281	265	226
P. BANDERITA (112)	T2PB	300	160	159	156	184	178	215	215	230	219	214	202	204	209	207
PUELCHES	T1PU	150	48	56	55	61	60	69	91	116	114	128	124	114	113	84
PUERTO MADRYN	T1PY	450	415	338	405	438	456	271	399	479	469	450	478	461	471	464
PUERTO MADRYN	T2PY	600														613
RAMALLO	T1RA	300	312 (103)	316 (103)	307	306	315	301	302	310	333	333	308	315	318	313
RAMALLO	T9RA	300	173	282	288	304	259	289	314	274	304	300	276	218	319	264
RAMALLO	T4RA	300	268	290	307	327	291	307	308	314	214	308	306	293	184	283
RECREO	T1RE	150	114	145	159	144	151	158	160	147	152	154	143	150	147	154
RECREO (111)	T2RE	150	160	231	130	147	147	140	156	134	160	124	131	143	120	126
RESISTENCIA	T1RS	300	260	330	329 (105)	307	260	305	302	280	285	307	300	325	303	321
RESISTENCIA	T2RS	300	312 (90)	256	185	212	224	294	280	264	280	294	303	312	314	318
RESISTENCIA	T3RS	300	186 (91)	231	285	326 (91)	225	159	211	0	312	177	0	237	0	0
RINCON	T1RI	300	68	61	68	71	201	119	91	266	267	89	262	145	152	97
RÍO CORONDA	T1CN	300					198	217	215	242	232	229	244	217	217	270
RÍO DIAMANTE (94)	T1RDI	300	238	253	280	249	222	225	185	221	246	249	265	255	260	250
RÍO SANTA CRUZ	T1RSC	150					30	24	12	14	21	62	8	28	19	20
ROMANG (92)	T1RM	150	137	148	138	0	152	153	172	164	166	168	158	159	158	151
ROMANG (92)	T2RM	150	150	151	152	171 (92)	153	157	127	121	130	144	103	112	84	129

Estación Transformadora	Código	Pot. Nom. [MVA]	Carga en MVA - Año													
			2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
ROSARIO OESTE	T1RO	150	150	178	151	159	160	172	158	173	150	150	148	159	152	146
ROSARIO OESTE	T2RO	150	150	155	151	143	161	165	182	176	148	155	152	159	158	156
ROSARIO OESTE	T3RO	300	297	303	305	306	327 (113)	295	292	289	289	305	286	287	297	277
ROSARIO OESTE	T4RO	300	305 (93)	318 (93)	307	348 (93)	327	317	300	259	309	268	312	260	0	0
ROSARIO OESTE	T5RO	300	299	300	304	308	334 (113)	301	301	292	291	281	290	294	294	279
ROSARIO OESTE	T6RO	300	296	307	298	307	327	321	321	294	307	293	326	307	323	303
ROSARIO OESTE	T7RO	855							470	532	667	535	642	608	675	533
SAN ISIDRO (97)	T1SI	300	286	251	292	281	270	278	243	243	250	271	267	287	289	287
SAN ISIDRO (98)	T2SI	300	251	146	298	246	293	275	261	273	251	286	299	301	283	295
SAN JUANCITO (101)	T1SO	300	112	279	193	191	204	238	239	289	227	252	233	305	321	286
SANTA CRUZ NORTE	T1ZN	150	123	115	118	107	152	157	150	153	177	109	121	128	133	152
SANTA CRUZ NORTE	T2ZN	150	-	-	-	-	-	-	-	-	-	101	149	152	146	160
SANTA CRUZ NORTE	T3ZN	150	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	86	120	148	129
SANTIAGO DEL ESTERO	T1SES	450	-	-	-	-	203	225	221	233	236	259	335	428	428	462
SANTO TOME	T1ST	300	296	303	293	299	288	253	268	289	285	309	294	283	296	291
SANTO TOME	T2ST	300	300	305	294	294	290	285	296	297	289	310	291	266	314	296
SANTO TOME	T3ST	300	273	298	298	290	269	249	300	296	287	264	282	289	300	299
VIVORATÁ (115)	T1VIV	450													463	374
VIVORATÁ (115)	T2VIV	450													245	343

### Referencias:

80. La superación de la carga nominal se produjo el día 24/01/11 consecuencia de las fallas en las líneas 1AMRL1 y 2, cuando el valor previo era de 212 MVA. La carga máxima soportada por el transformador durante el año no superó 280 MVA.
81. **2011** - El registro de carga nominal se alcanzó el 19/07/11 durante maniobras realizadas por Transba en su sistema para desconectar la línea 1ATZA1 programada, siendo el valor previo operado en el T1AT de 84 MVA. La carga máxima soportada por el transformador durante el año fue de 135 MVA.  
**2012** - Se superó el valor el día 07/02/12 a las 14:28 hs como consecuencia del desenganche de la CN Atucha con 340 MW. Se normalizó a las 14:40 hs.  
**2013** - El registro de carga indicado se alcanzó el 01/02/13 al desconectar la línea 1ATZA1 como consecuencia de una falla en la barra 1ATA, siendo el valor previo operado en el T1AT de 88 MVA. La carga máxima soportada por el transformador durante el año fue de 135 MVA.
82. **2011** - El valor indicado se registró el 11/07 al desconectar una máquina de la CT TU por DAG consecuencia del desenganche de la línea 5BRRE1. En la ET BR se operaba con acoplamiento abierto. La carga en el transformador se normalizó rápidamente con el cierre del acoplamiento.

- 2012** -El valor indicado se registró el 04/12 al reducir potencia la TG2 de la CT TU por problemas de cálculo de temperatura de la máquina. En la ET BR se operaba con acoplamiento abierto. La carga en el transformador se normalizó rápidamente con el cierre del acoplamiento.
- 2013** -El valor indicado se registró el 14/11/13 por déficit de generación en el arrea. En la ET BR se operaba con acoplamiento abierto. La carga en el transformador se normalizó rápidamente reduciendo el 5% la tensión por parte de TRANSNOA.
- 2014** – El valor indicado se registró el 02/02/14 00:43 hs al salir fuera de servicio la CT Independencia. El COC solicitó el ingreso nuevamente de la CT Independencia normalizándose la carga del transformador a las 01:07 hs.
- 2015** - La superación de la carga nominal se produjo el 29/01/15 a las 04:21 hs consecuencia del desenganche de generación en TRANSNOA con el desenganche de las líneas 1BR-LBS y 1COP-MQ1. A las 04:49 hs se normalizó la carga del transformador.
83. **2011** -La superación de la carga nominal se presenta en los casos en que la reducción de la demanda del área no es acompañada con la simultánea reducción de la generación en la CT Salta (Termoandes).
- 2012** – El valor indicado se registró el 08/03 como consecuencia de la pérdida de líneas de 132 kV en TRANSNOA (Salta Sur y Güemes).
- 2013** – El valor indicado se registró el 14/04 como consecuencia de la pérdida de líneas de 132 kV en TRANSNOA (San Juancito-Güemes.)
- 2014** - superación de la carga nominal se presenta en los casos en que la reducción de la demanda del área no es acompañada con la simultánea reducción de la generación en la CT Salta (Termoandes).
84. A partir del 17/08/11 quedó indisponible el transformador T1EZ, quedando operando en paralelo los transformadores T2EZ y T3EZ.
85. El transformador T7EZ quedó en servicio con carga radial el 18/08/11, conectando los CCSS el 21/08/11. A partir del 13/09/11 quedó en paralelo con los transformadores T2EZ y T3EZ, reemplazando al transformador T1EZ.
86. E/S a partir del 19/12/11 con carga radial.
87. **2011**- F/S entre el 05/06/11 y el 04/09/11, período en que fue reemplazado por el transformador T3HE. Ambos transformadores no operan simultáneamente dado que comparten el campo de 220 kV.
- 2012** F/S entre el 01/01/12 y el 01/07/12 y entre el 14/10/12 y el 31/12/12, período en que fue reemplazado por el transformador T3HE. Ambos transformadores no operan simultáneamente dado que comparten el campo de 220 kV.
88. **2011** - E/S entre el 05/06/11 y el 04/09/11, período que reemplazó al transformador T1HE. Ambos transformadores comparten el campo de 220 kV.
- 2012** - E/S entre el 01/01/12 y el 01/07/12, y del 14/10/12 al 31/12/12 período que reemplazó al transformador T1HE. Ambos transformadores comparten el campo de 220 kV.
89. E/S a partir del 23/12/11 en reemplazo del transformador T2HE. Ambos transformadores no operan simultáneamente dado que comparten el campo de 132 kV.
90. F/S por emergencia del transformador T1RS, variando la carga del T2RS de 156 a 308 MVA. Fue reemplazado por el T3RS el 09/12/11.
91. E/S a partir del 09/12/11 en reemplazo del transformador T2RS. El T3RS no puede operar simultáneamente con los transformadores T1RS y T2RS, dado que se vincula a barras de 132 kV a través del campo correspondiente al T1RS ó T2RS.
- 2014** – Se registró el 22/01/14 a las 14:23 hs como consecuencia de un colapso de tensión en el área NEA normalizándose inmediatamente.
92. Los transformadores T1RM y T2RM operan en servicio de a uno por vez dado que comparten el campo de 132 kV.
- 2014** – El valor se registró el día 21/01/14 a las 13:05 hs al intervenir en la línea 1SFST2, propiedad de EPESF, transfiriendo demanda de San Javier a la ET RM. Se normalizó a las 13:14 hs al normalizar la configuración la EPESF.
93. **2011**- Se superó el valor nominal (22/04/11 – 19:08 hs) consecuencia de la elevada transferencia hacia 220 kV, con una demanda de ACINDAR de 280 MW. En el corredor de 220 kV se encontraba F/S la CN AT, provocando un flujo de potencia activa desde RA hacia VL/RD.
- 2012** – Se superó el valor el día 07/02/12 a las 14:28 hs como consecuencia del desenganche de la CN Atucha con 340 MW. Se normalizó a las 14:40 hs.
- 2014** – Se superó el valor el día 27/10/14 a las 14:48 hs a raíz del desenganche de la línea 1PORA1 y los transformadores T1RO y T2RO y los grupos G1SN, G2SN, G3SN y CT SN normalizándose a las 15:17 hs.

94. E/S a partir del 24/06/11.
95. Los transformadores T1PT y T2PT no operan simultáneamente dado que comparten el campo de 132 kV.
96. E/S a partir del 03/12/11. Comparte el campo de 132 kV con el transformador T1PT.
97. E/S a partir del 07/05/08.
98. E/S a partir del 10/05/11.
99. E/S a partir del 31/07/11.
100. E/S a partir del 19/11/10.
101. E/S a partir del 03/07/11.
102. E/S a partir del 19/09/09 con carga. El transformador se había energizado el 06/11/08, no tomando carga dado que no estaban disponibles las líneas de 132 kV.
103. **2011** - El valor indicado se registró el 15/06/11 a las 20:20:42 hs, consecuencia del desenganche en el sistema de TRANSBA de las líneas de 132 KV Campana- Zarate, Las Palmas-Zarate y Corcemar-Zarate, a causa de un incendio en la ET Zarate al incendiarse el interruptor de 132 KV de la línea Las Palmas-Zarate. La carga previa del transformador era de 242 MVA, incrementándose a partir de las 20:10 hs (hora de ocurrencia de la falla) a 274 MVA y posteriormente a 312 MVA. A partir de las 20:25 hs la carga en el transformador se operó por debajo de 285MVA.  
**2012** - Se superó el valor el día 07/02/12 a las 14:28 hs como consecuencia del desenganche de la CN Atucha con 340 MW. Se normalizó a las 14:40 hs.
104. **2011** - La superación de la carga nominal se produjo el 01/08/11 a las 13:10 hs consecuencia del desenganche de generación en EPEC consecuencia de desperfectos en máquinas de Pilar. El transformador T1MA solo alcanzó el valor de 256 MVA, consecuencia de la diferencia de impedancias entre ambos transformadores. A partir de las 14:38 hs la carga se estabilizó en valores inferiores al 90% del valor nominal.  
**2012** - La superación de la carga nominal se produjo el 04/04/12 a las 19:52 hs consecuencia del desenganche de generación en EPEC en la CT Pilar con 450 MW. A las 20:53 hs Se normalizó EPEC que E/S generación en San Fransisco 12 MW, Dean Funes 25 MW, y a las 21 hs E/S TG11 y TG12 PILAR ciclo abierto.  
**2014** – Se superó la carga el 30/08/14 por alta demanda en el área de EPEC. Se normalizó cargando el T4MA.
105. **2013** – Se superó el valor el día 26/05/13 a las 15:06 hs como consecuencia del desenganche del transformador T3RS. La carga previa del transformador era de 220 MVA. La carga máxima soportada por el transformador durante el año fue de 230 MVA.
106. **2013** – Operó en paralelo con los transformadores T1MA y T2MA a solicitud de CAMMESA por pedido de EPEC, durante períodos del mes de Diciembre por condiciones de alta demanda superpuesta con déficit de generación en el área. El Transformador T4MA opera habitualmente como reserva, energizado y abierto en 132 kV.
107. E/S a partir del 23/12/12.
108. E/S a partir del 13/09/13.
109. **2014** El valor indicado se registró el 29/11 al desenganchar la TG1 de la CT TU. En la ET BR se operaba con acoplamiento abierto. La carga en el transformador se normalizó rápidamente con el cierre del acoplamiento.
110. **2014** Se superó el valor el día 27/10/14 a las 14:48 hs a raíz del desenganche de la línea 1PORA1 y los transformadores T1RO y T2RO y los grupos G1SN, G2SN, G3SN y CT SN normalizándose a las 15:17 hs.
111. E/S a partir del 24/07/12 el transformador de 150 MVA en remplazo del de 300 MVA.
112. E/S a partir del 18/07/14 en transformador de 300 MVA en remplazo de 150 MVA.
113. **2015** - La superación de la carga nominal se produjo el 10/03/15 a las 15:00 hs consecuencia del desenganche de generación en EPESF en la CT Sorrento con 130 MW. A las 15:01 hs se acoplaron los transformadores T3RO, T5RO y T6RO.
114. E/S a partir del 27/09/23.
115. E/S a partir del 30/06/23.

## **ANEXO 3**

### **Sección 2: Transferencias previstas**



**Tabla 3.2.1 Transferencias previstas en transformadores (PT 12 - “trafos2.xls”)**

Código	Estación Transformadora	Trafo	2026				2027				2028				2029				2031				2033			
			Arroll	Sn (1)	Carga (2)		Arroll	Sn (1)	Carga (2)		Arroll	Sn (1)	Carga (2)		Arroll	Sn (1)	Carga (2)		Arroll	Sn (1)	Carga (2)		Arroll	Sn (1)	Carga (2)	
Ident.	Nombre o N°	N°	-	MVA	MVA	%	-	MVA	MVA	%	-	MVA	MVA	%	-	MVA	MVA	%	-	MVA	MVA	%	-	MVA	MVA	%
T1VM	25 de Mayo	1	Prim.	300	100	33	Prim.	300	104	34	Prim.	300	117	39	Prim.	300	113	37	Prim.	300	118	39	Prim.	300	131	43
T2VM	25 de Mayo	2	Prim.	300	99	33	Prim.	300	103	34	Prim.	300	117	39	Prim.	300	113	37	Prim.	300	118	39	Prim.	300	131	43
T1AB	Abasto	1	Sec.	800	504	64	Sec.	800	455	57	Prim.	800	500	63	Sec.	800	537	68	Prim.	800	693	87	Prim.	800	737	93
T2AB	Abasto	2	Sec.	800	504	64	Sec.	800	455	57	Prim.	800	500	63	Sec.	800	537	68	Prim.	800	693	87	Prim.	800	737	93
T9AL	Alicurá	9	Sec.	100	87	86	Prim.	100	91	90	Prim.	100	94	93												
T12AL	Alicurá	12													Prim.	300	96	32	Prim.	300	106	35	Prim.	300	113	37
T1AM	Almafuerte	1	Sec.	150	84	58	Sec.	150	78	52	Sec.	150	78	52	Sec.	150	49	32	Sec.	150	52	34	Sec.	150	63	42
T2AM	Almafuerte	2	Sec.	150	85	58	Sec.	150	78	52	Sec.	150	78	52	Sec.	150	49	32	Sec.	150	52	34	Sec.	150	63	42
T3AM	Almafuerte	3	Prim.	300	142	47	Prim.	300	157	52	Prim.	300	157	52	Prim.	300	132	43	Prim.	300	139	45	Prim.	300	148	48
T1AC	Arroyo Cabral	1	Prim.	300	200	65	Prim.	300	202	66	Sec.	300	121	40	Prim.	300	102	33	Prim.	300	119	39	Prim.	300	115	37
T2AC	Arroyo Cabral	2									Sec.	300	121	40	Prim.	300	102	33	Prim.	300	119	39	Prim.	300	115	37
T1AT	Atucha	1																								
T2AT	Atucha	2	Prim.	150	56	37	Prim.	150	78	52	Prim.	150	82	53	Prim.	150	75	50	Prim.	150	71	47	Prim.	150	72	48
T1BB	Bahía Blanca	1	Sec.	300	126	42	Sec.	300	151	50	Sec.	300	144	48	Sec.	300	136	45	Sec.	300	128	42	Sec.	300	116	38
T2BB	Bahía Blanca	2	Sec.	300	125	41	Sec.	300	150	50	Sec.	300	142	47	Sec.	300	135	45	Sec.	300	127	42	Sec.	300	115	38
T3BB	Bahía Blanca	3									Prim.	300	153	50	Prim.	300	151	50	Prim.	300	150	50	Prim.	300	151	50
T1BAI	Baigorrita	1													Sec.	430	102	23	Sec.	430	147	33	Sec.	430	173	38
T1CA	Campana	1	Sec.	300	219	76	Sec.	300	195	67	Sec.	300	190	65	Sec.	300	141	49	Sec.	300	176	58	Sec.	300	188	62
T2CA	Campana	2	Sec.	300	220	76	Sec.	300	196	68	Sec.	300	191	66	Sec.	300	142	49	Sec.	300	177	59	Sec.	300	189	62
T1CHA	Chaco	1	Sec.	300	265	87	Prim.	300	274	91	Prim.	300	277	91	Sec.	300	57	19	Sec.	300	58	20	Sec.	300	70	24
T2CHA	Chaco	2									Sec.	300	138	47	Sec.	300	57	19	Sec.	300	58	20	Sec.	300	70	24
T1CHP	Chaparro	1																	Sec.	450	265	60	Sec.	450	266	60
T1CHN	Charlone	1																	Sec.	300	69	23	Prim.	300	95	32
T2CHN	Charlone	2																	Sec.	300	69	23	Prim.	300	95	32
T2CH	Chocón	2	Prim.	100	34	33	Prim.	100	39	38	Prim.	100	46	45	Prim.	100	57	55	Prim.	100	54	53	Prim.	100	53	52
T4CH	Chocón	4	Prim.	150	49	32	Prim.	150	55	36	Prim.	150	66	43	Prim.	150	81	53	Prim.	150	77	51	Prim.	150	75	49
T8CO	Chocon Oeste	8	Prim.	150	50	33	Prim.	150	49	32	Prim.	150	67	44	Sec.	150	62	42	Sec.	150	61	42	Sec.	150	56	39

Código	Estación Transformadora	Trafo	2026				2027				2028				2029				2031				2033			
Ident.			Arroll	Sn (1)	Carga (2)		Arroll	Sn (1)	Carga (2)		Arroll	Sn (1)	Carga (2)		Arroll	Sn (1)	Carga (2)		Arroll	Sn (1)	Carga (2)		Arroll	Sn (1)	Carga (2)	
	Nombre o N°	N°	-	MVA	MVA	%	-	MVA	MVA	%	-	MVA	MVA	%	-	MVA	MVA	%	-	MVA	MVA	%	-	MVA	MVA	%
T5CL	Choele Choel	5	Prim.	100	39	38	Prim.	100	42	41	Prim.	100	43	43												
T1CL	Choele Choel	1													Sec.	300	89	30	Sec.	300	83	28	Sec.	300	83	28
T2CL	Choele Choel	2													Sec.	300	89	30	Sec.	300	83	28	Sec.	300	83	28
T1CB	Cobos	1	Prim.	450	195	43	Prim.	450	260	57	Prim.	450	378	84	Prim.	450	373	83	Prim.	450	377	83	Prim.	450	370	82
T2CB	Cobos	2	Prim.	450	194	43	Prim.	450	259	57	Prim.	450	376	83	Prim.	450	372	82	Prim.	450	376	83	Prim.	450	369	82
T1CE	Colonia Elia	1	Sec.	150	85	57	Sec.	150	73	49	Sec.	150	76	51	Sec.	150	40	27	Sec.	150	48	32	Sec.	150	64	42
T2CE	Colonia Elia	2	Sec.	300	177	59	Sec.	300	152	51	Sec.	300	158	53	Sec.	300	83	28	Sec.	300	101	34	Sec.	300	133	44
T1CRO	C. Rivadavia Oeste	1													Sec.	450	84	18	Prim.	450	95	21	Prim.	450	92	20
T1BR	El Bracho	1	Sec.	300	128	44	Sec.	300	132	45	Sec.	300	138	47	Sec.	300	146	49	Sec.	300	146	49	Sec.	300	89	30
T2BR	El Bracho	2	Sec.	300	183	60	Sec.	300	177	58	Sec.	300	159	53	Sec.	300	210	70	Sec.	300	228	76	Sec.	300	173	58
T1ECO	El Cortaderal	1																	Prim.	150	110	74	Prim.	150	110	74
T1ESI	El Espinillo	1																					Sec.	450	153	33
T1ESP	Esperanza	1	Sec.	300	73	26	Sec.	300	74	26	Sec.	300	76	27	Sec.	300	69	24	Sec.	300	71	24	Sec.	300	75	25
T2ESP	Esperanza	2	Sec.	100	11	12	Sec.	100	11	12	Sec.	100	12	12	Sec.	100	10	10	Sec.	100	10	11	Sec.	100	11	11
T1EZ	Ezeiza	1	Sec.	800	566	73	Sec.	800	580	74	Sec.	800	612	78	Sec.	800	510	63	Sec.	800	529	67	Sec.	800	565	72
T3EZ	Ezeiza	3	Sec.	800	531	69	Sec.	800	532	69	Sec.	800	589	76	Sec.	800	519	65	Sec.	800	524	66	Sec.	800	545	69
T7EZ	Ezeiza	7	Sec.	800	507	65	Sec.	800	526	67	Sec.	800	574	74	Sec.	800	504	63	Sec.	800	511	65	Sec.	800	555	71
T9EZ	Ezeiza	9	Sec.	800	613	75	Sec.	800	652	82	Sec.	800	607	75												
T10EZ	Ezeiza	10	Sec.	800	579	74	Sec.	800	598	76	Sec.	800	635	81	Sec.	800	529	66	Sec.	800	538	68	Sec.	800	576	73
T1GCO	Gran Cordoba	1													Prim.	300	154	52	Prim.	300	174	58	Prim.	300	178	59
T2GCO	Gran Cordoba	2													Prim.	300	154	52	Prim.	300	174	58	Prim.	300	178	59
T1GFO	Gran Formosa	1	Prim.	300	165	55	Prim.	300	164	54	Prim.	300	148	50	Prim.	300	157	53	Prim.	300	167	56	Prim.	300	163	55
T2GFO	Gran Formosa	2	Prim.	300	164	54	Prim.	300	153	51	Sec.	300	128	43	Prim.	300	127	43	Prim.	300	135	46	Prim.	300	152	52
T1GM	Gran Mendoza	1	Sec.	300	154	52	Sec.	300	141	47	Sec.	300	133	45	Sec.	300	136	46	Prim.	300	147	48	Prim.	300	146	48
T2GM	Gran Mendoza	2	Sec.	300	69	23	Sec.	300	69	24	Sec.	300	77	26	Prim.	300	56	18	Prim.	300	57	19	Prim.	300	59	19
T3GM	Gran Mendoza	3	Sec.	300	71	24	Sec.	300	71	24	Sec.	300	79	27	Prim.	300	58	19	Prim.	300	59	19	Prim.	300	60	20
T1GPA	Gran Paraná	1	Prim.	300	187	62	Prim.	300	185	60	Prim.	300	187	61	Prim.	300	192	63	Prim.	300	214	71	Prim.	300	229	77
T2GPA	Gran Paraná	2	Prim.	300	187	62	Prim.	300	184	60	Prim.	300	187	61	Prim.	300	192	63	Prim.	300	213	71	Prim.	300	228	76
T3HE	Henderson	3	Prim.	300	134	44	Prim.	300	143	47	Prim.	300	141	46	Prim.	300	111	36	Prim.	300	113	37	Prim.	300	119	39

Código	Estación Transformadora	Trafo	2026				2027				2028				2029				2031				2033			
Ident.			Arroll	Sn (1)	Carga (2)		Arroll	Sn (1)	Carga (2)		Arroll	Sn (1)	Carga (2)		Arroll	Sn (1)	Carga (2)		Arroll	Sn (1)	Carga (2)		Arroll	Sn (1)	Carga (2)	
Nombre o N°		N°	-	MVA	MVA	%	-	MVA	MVA	%	-	MVA	MVA	%	-	MVA	MVA	%	-	MVA	MVA	%	-	MVA	MVA	%
T7HE	Henderson	7	Prim.	300	204	66	Prim.	300	198	65	Prim.	300	202	66	Prim.	300	200	65	Prim.	300	156	51	Prim.	300	162	53
T1LA	La Rioja Sur	1	Sec.	300	68	23	Prim.	300	135	45	Prim.	300	128	43	Sec.	300	149	52	Sec.	300	123	42	Sec.	300	109	37
T2LA	La Rioja Sur	2	Sec.	300	59	20	Sec.	300	107	36	Prim.	300	110	37	Sec.	300	110	39	Sec.	300	95	33	Sec.	300	87	29
T3LA	La Rioja Sur	3																	Sec.	300	123	42	Sec.	300	109	37
T1LU	Luján	1	Sec.	150	57	37	Sec.	150	59	39	Sec.	150	61	40	Prim.	150	49	32	Prim.	150	41	27	Prim.	150	48	31
T2LU	Luján	2	Sec.	150	56	37	Sec.	150	58	38	Sec.	150	61	40	Prim.	150	48	31	Prim.	150	41	27	Prim.	150	47	31
T3LU	Luján	3	Sec.	300	65	21	Sec.	300	64	21	Sec.	300	71	24	Sec.	300	51	17	Sec.	300	36	12	Sec.	300	46	15
T1MC	Macachin	1																								
T2MC	Macachin	2	Prim.	300	131	43	Prim.	300	133	44	Prim.	300	140	47	Prim.	300	136	45	Prim.	300	120	40	Prim.	300	118	39
T1MA	Malvinas Argentinas	1	Prim.	300	273	93	Prim.	300	285	97	Prim.	300	305	104	Prim.	300	254	87	Prim.	300	252	85	Prim.	300	245	82
T2MA	Malvinas Argentinas	2	Prim.	300	285	97	Prim.	300	255	86																
T3MA	Malvinas Argentinas	3					Prim.	600	604	102	Prim.	600	647	111	Prim.	600	517	89	Prim.	600	534	90	Prim.	600	520	87
T4MA	Malvinas Argentinas	4	Prim.	300	285	97	Prim.	300	255	86																
T1MD	Mercedes	1	Prim.	300	208	68	Prim.	300	200	65	Sec.	300	153	52	Prim.	300	122	40	Sec.	300	127	42	Sec.	300	138	45
T2MD	Mercedes	2									Sec.	300	102	34	Sec.	300	117	39	Sec.	300	127	42	Sec.	300	138	45
T1MQ	Monte Quemado	1	Sec.	150	47	32	Sec.	150	49	33	Sec.	150	45	30	Sec.	150	47	32	Sec.	150	45	30	Sec.	150	52	35
T1NSJ	Nueva San Juan	1	Sec.	450	415	94	Sec.	450	230	52	Sec.	450	240	55	Sec.	450	125	29	Sec.	450	110	25	Sec.	450	124	28
T2NSJ	Nueva San Juan	2					Sec.	450	230	52	Sec.	450	240	55	Sec.	450	125	29	Sec.	450	110	25	Sec.	450	124	28
T1OL	Olavarría	1	Prim.	300	69	23	Prim.	300	111	36	Sec.	300	115	38	Prim.	300	86	28	Prim.	300	75	25	Prim.	300	68	23
T2OL	Olavarría	2	Prim.	300	70	23	Prim.	300	112	36	Sec.	300	116	39	Prim.	300	86	28	Prim.	300	75	25	Prim.	300	68	23
T1OS	Oscar Smith	1																	Sec.	800	473	58	Sec.	800	512	63
T2OS	Oscar Smith	2																	Sec.	800	473	58	Sec.	800	512	63
T3OS	Oscar Smith	3																								
T1PT	Paso de la Patria	1	Sec.	300	157	52	Sec.	300	149	50	Sec.	300	166	56	Prim.	300	172	57	Prim.	300	183	60	Prim.	300	197	66
T2PT	Paso de la Patria	2	Sec.	300	162	54	Sec.	300	155	52	Sec.	300	172	58	Prim.	300	179	59	Prim.	300	189	63	Prim.	300	205	68
T2PB	Planicie Banderita	2	Sec.	300	81	26	Sec.	300	91	30	Sec.	300	112	37	Sec.	300	78	25	Sec.	300	70	23	Prim.	300	78	26
T1PLO	Plomer	1													Sec.	855	485	57	Sec.	855	508	60	Sec.	855	540	64
T2PLO	Plomer	2													Sec.	855	485	57	Sec.	855	508	60	Sec.	855	540	64
T4PLO	Plomer	4													Sec.	450	213	47	Sec.	450	208	46	Sec.	450	232	51

Código	Estación Transformadora	Trafo	2026				2027				2028				2029				2031				2033			
Ident.			Arroll	Sn (1)	Carga (2)		Arroll	Sn (1)	Carga (2)		Arroll	Sn (1)	Carga (2)		Arroll	Sn (1)	Carga (2)		Arroll	Sn (1)	Carga (2)		Arroll	Sn (1)	Carga (2)	
Nombre o N°		N°	-	MVA	MVA	%	-	MVA	MVA	%	-	MVA	MVA	%	-	MVA	MVA	%	-	MVA	MVA	%	-	MVA	MVA	%
T1PU	Puelches	1	Prim.	100	19	12	Prim.	100	21	14	Prim.	100	22	15	Prim.	100	25	17	Prim.	100	26	17	Prim.	100	20	13
T1PY	Puerto Madryn	1	Prim.	450	231	50	Prim.	450	223	48	Prim.	450	217	47	Prim.	450	217	47	Prim.	450	276	60	Prim.	450	276	60
T2PY	Puerto Madryn	2	Sec.	600	163	26	Sec.	600	161	27	Sec.	600	161	27	Sec.	600	160	26	Sec.	600	162	27	Sec.	600	162	27
T3PY	Puerto Madryn	3	Sec.	600	168	27	Sec.	600	167	27	Sec.	600	166	27	Sec.	600	166	27	Sec.	600	167	27	Sec.	600	167	28
T1RA	Ramallo	1	Prim.	300	254	87	Prim.	300	260	86	Prim.	300	199	67	Prim.	300	146	47	Prim.	300	131	42	Prim.	300	140	46
T2RA	Ramallo	2									Prim.	300	136	44	Prim.	300	131	42	Prim.	300	118	38	Prim.	300	127	41
T3RA	Ramallo	3									Sec.	300	178	58	Sec.	300	132	43	Sec.	300	171	56	Sec.	300	195	63
T4RA	Ramallo	4	Prim.	300	263	86	Prim.	300	250	81	Prim.	300	186	61	Prim.	300	135	44	Prim.	300	179	58	Prim.	300	204	66
T1RE	Recreo	1	Sec.	150	59	40	Sec.	150	58	39	Sec.	150	62	42	Sec.	150	32	21	Sec.	150	63	42	Sec.	150	62	41
T2RE	Recreo	2	Sec.	150	47	32	Sec.	150	46	31	Sec.	150	49	33	Sec.	150	25	17	Sec.	150	52	35	Sec.	150	52	34
T1RS	Resistencia	1	Sec.	300	279	94	Sec.	300	283	95	Sec.	300	214	71	Prim.	300	215	72	Prim.	300	222	74	Prim.	300	235	78
T2RS	Resistencia	2	Sec.	300	278	93	Sec.	300	283	95	Sec.	300	210	70	Prim.	300	210	70	Sec.	300	218	73	Sec.	300	231	77
T3RS	Resistencia	3									Sec.	300	202	67	Prim.	300	210	70	Sec.	300	218	73	Sec.	300	231	77
T1RI	Rincón	1	Sec.	300	57	19	Sec.	300	56	19	Sec.	300	55	18	Sec.	300	55	18	Sec.	300	54	18	Sec.	300	53	18
T1CN	Río Coronda	1	Sec.	300	190	62	Prim.	300	225	73	Sec.	300	200	66	Prim.	300	161	52	Prim.	300	171	55	Prim.	300	190	62
T2CN	Río Coronda	2									Prim.	300	158	51	Prim.	300	161	52	Prim.	300	171	55	Prim.	300	190	62
T1RDI	Río Diamante	1	Sec.	300	205	69	Sec.	300	190	64	Sec.	300	188	63	Sec.	300	189	64	Sec.	300	223	75	Sec.	300	189	64
T2RDI	Río Diamante	2																	Sec.	300	337	75	Sec.	300	286	64
T1RSC	Río Santa Cruz	1	Sec.	150	5	3	Sec.	150	5	3	Sec.	150	5	4	Sec.	150	5	3	Sec.	150	5	4	Sec.	150	6	4
T1ROD	Rodeo	1																	Sec.	600	239	40	Sec.	600	237	39
T2RD	Rodriguez	2	Prim.	855	770	91	Prim.	855	754	89	Prim.	855	648	76	Sec.	800	582	69	Sec.	800	441	51	Sec.	800	493	57
T3RD	Rodriguez	3	Sec.	800	763	92	Sec.	800	746	91	Sec.	800	654	79	Sec.	800	576	69	Sec.	800	416	50	Sec.	800	465	56
T4RD	Rodríguez	4	Sec.	800	778	92	Sec.	800	761	91	Sec.	800	654	78	Sec.	800	588	71	Sec.	800	455	55	Sec.	800	503	61
T1RD	Rodríguez	1	Sec.	800	781	92	Sec.	800	764	90	Sec.	800	662	77	Sec.	800	573	68	Sec.	800	430	52	Sec.	800	479	58
T8RD	Rodríguez	8									Sec.	800	344	41	Sec.	800	476	57	Sec.	800	469	55	Sec.	800	510	60
T1RM	Romang	1	Prim.	150	83	55	Sec.	150	88	58	Prim.	150	93	61	Prim.	150	97	65	Prim.	150	105	71	Prim.	150	118	79
T2RM	Romang	2	Prim.	150	87	57	Sec.	150	91	60	Prim.	150	96	64	Prim.	150	102	68	Prim.	150	110	74	Prim.	150	123	82
T1RO	Rosario Oeste	1	Sec.	150	112	74	Sec.	150	122	81	Sec.	150	121	79	Prim.	150	98	63	Prim.	150	100	65	Prim.	150	115	75
T2RO	Rosario Oeste	2	Sec.	150	112	75	Sec.	150	122	82	Sec.	150	120	80	Prim.	150	99	64	Prim.	150	102	66	Prim.	150	117	76

Código	Estación Transformadora	Trafo	2026				2027				2028				2029				2031				2033			
Ident.			Arroll	Sn (1)	Carga (2)		Arroll	Sn (1)	Carga (2)		Arroll	Sn (1)	Carga (2)		Arroll	Sn (1)	Carga (2)		Arroll	Sn (1)	Carga (2)		Arroll	Sn (1)	Carga (2)	
Nombre o N°		N°	-	MVA	MVA	%	-	MVA	MVA	%	-	MVA	MVA	%	-	MVA	MVA	%	-	MVA	MVA	%	-	MVA	MVA	%
T3RO	Rosario Oeste	3	Sec.	300	244	80	Sec.	300	294	97	Sec.	300	208	69												
T7RO	Rosario Oeste	7	Sec.	855	543	63	Sec.	855	561	65	Sec.	855	443	52	Sec.	855	407	47	Sec.	855	426	49	Sec.	855	371	43
T5RO	Rosario Oeste	5	Sec.	300	248	81	Sec.	300	299	98	Sec.	300	217	71	Sec.	300	220	72	Sec.	300	233	76	Sec.	300	236	77
T6RO	Rosario Oeste	6	Prim.	300	278	91	Prim.	300	282	93	Prim.	300	288	95	Prim.	300	185	61	Prim.	300	145	48	Prim.	300	144	47
T9RO	Rosario Oeste	9									Sec.	600	431	71	Sec.	600	438	72	Sec.	600	464	76	Sec.	600	469	77
T1SG	Salto Grande Argentina	1	Prim.	150	165	107	Prim.	150	160	104	Prim.	150	144	95												
T2SG	Salto Grande Argentina	2	Prim.	150	168	110	Prim.	150	163	106	Prim.	150	148	97	Prim.	150	113	73	Prim.	150	118	77	Prim.	150	125	81
T3SG	Salto Grande Argentina	3									Sec.	300	230	75	Sec.	300	228	74	Sec.	300	238	78	Sec.	300	251	82
T1SFR	San Francisco	1																					Prim.	450	209	47
T1SI	San Isidro	1	Prim.	300	175	58	Prim.	300	170	56	Prim.	300	211	70	Prim.	300	223	74	Prim.	300	242	80	Prim.	300	273	92
T2SI	San Isidro	2	Prim.	300	289	96	Prim.	300	301	99	Prim.	300	281	93	Prim.	300	144	48	Prim.	300	151	50	Prim.	300	162	54
T3SI	San Isidro	3									Prim.	300	140	46	Prim.	300	144	48	Prim.	300	151	50	Prim.	300	162	54
T1SO	San Juancito	1	Prim.	300	182	60	Prim.	300	169	56	Prim.	300	162	54	Prim.	300	169	57	Prim.	300	180	60	Prim.	300	185	62
T1ZN	Santa Cruz Norte	1	Prim.	150	61	40	Prim.	150	59	39	Prim.	150	58	38	Sec.	150	44	30	Sec.	150	42	28	Prim.	150	41	27
T2ZN	Santa Cruz Norte	2	Sec.	150	61	40	Prim.	150	59	39	Sec.	150	57	38	Sec.	150	44	30	Sec.	150	42	28	Prim.	150	41	27
T3ZN	Santa Cruz Norte	3	Sec.	150	61	40	Sec.	150	60	40	Sec.	150	58	38	Sec.	150	44	30	Sec.	150	43	28	Prim.	150	41	28
T1SES	Santiago del Estero	1	Prim.	450	435	98	Prim.	450	443	99	Prim.	450	232	52	Prim.	450	246	55	Prim.	450	259	58	Prim.	450	282	63
T2SES	Santiago del Estero	2									Prim.	450	232	52	Prim.	450	246	55	Prim.	450	259	58	Prim.	450	282	63
T1ST	Santo Tomé	1	Sec.	300	115	39	Sec.	300	115	39	Sec.	300	116	39	Prim.	300	109	36	Prim.	300	111	37	Prim.	300	163	54
T2ST	Santo Tomé	2	Sec.	300	115	39	Sec.	300	115	39	Sec.	300	116	39	Prim.	300	109	36	Prim.	300	111	37	Prim.	300	163	54
T3ST	Santo Tomé	3	Prim.	300	206	68	Prim.	300	148	48	Prim.	300	162	53	Prim.	300	170	56	Prim.	300	193	64	Prim.	300	84	28
T1VIV	Vivorata	1	Sec.	450	104	23	Sec.	450	99	22	Sec.	450	103	23	Sec.	450	57	13	Sec.	450	68	15	Sec.	450	88	19
T2VIV	Vivorata	2	Sec.	450	104	23	Sec.	450	99	22	Sec.	450	102	23	Sec.	450	56	13	Sec.	450	68	15	Sec.	450	88	19

(1): Potencia nominal del arrollamiento más solicitado, dada a la tensión nominal especificada por el fabricante.

(2): La carga porcentual está dada por el cociente entre la corriente circulante por el transformador y la máxima corriente admisible del mismo.

**Referencias:** **Azul:** Cargas de los transformadores que superan el 80% del valor nominal de los mismos.  
**Rojo:** Cargas de los transformadores que superan el 100% del valor nominal de los mismos.

---

**Observación:** Las transferencias indicadas en las tablas precedentes corresponden a resultados obtenidos directamente de los flujos de carga típicos, correspondientes a los escenarios de máxima demanda, suministrados en esta Guía de Referencia (Anexo 7.1.1). Es claro entonces que dichos valores son solamente orientativos. Para estudios de diseño particulares deberán analizarse en cada caso, las condiciones que incidan sobre la carga de los transformadores, como ser: la generación que aporta cada subsistema, el desarrollo de los sistemas de transporte por distribución troncal, crecimientos extratendenciales de la demanda, etc.



## **ANEXO 4**

### **Niveles de Cortocircuito**

**(PT/012 - Ítem 4.b.6)**

**Tabla 4.1. Niveles de Cortocircuito**

Estación Transformadora		Un kV	Pot. Adm. (1) MVA	2026		2027		2028		2029		2031		2033	
N° Barra PSS	Nombre			Trif. MVA	Mono MVA	Trif. MVA	Mono MVA	Trif. MVA	Mono MVA	Trif. MVA	Mono MVA	Trif. MVA	Mono MVA	Trif. MVA	Mono MVA
2020	25 DE MAYO	500	35000	7854	6074	7835	6051	7846	6087	7125	5464	6718	5274	6941	5368
3002	ABASTO	500	25000	18036	14923	18081	14939	18189	15007	18685	15227	17263	15012	17585	15281
2092	AES PARANÁ	500	25000	13841	15614	12492	14394	13309	15282	13784	15697	14799	16576	15276	16989
1025	AGUA DEL CAJON	500	20000	11241	8686	11235	8677	11251	8677	11485	8770	11719	8930	12344	9239
1016	ALICURA	500	25000	9857	9566	9833	9536	9835	9532	10025	9780	9987	9744	10230	9920
6000	ALMAFUERTE	500	21600	11402	11270	11385	11223	11457	11338	11124	11087	11539	12017	11992	12352
6002	ARROYO CABRAL	500	25000	8160	5946	8100	5902	8302	6411	8197	6379	8332	6501	8434	6541
2018	ATUCHA	500	26000	14431	12374	14119	12222	14341	12371	17926	15212	21213	18997	26362	26488
2000	BAHÍA BLANCA	500	35000	13698	11068	13943	11207	14245	11825	16849	13287	16854	13225	18038	16907
1018	C.H. CHOCÓN	500	25000	17446	17718	17475	17895	17539	17962	18085	18506	18328	18689	20504	20571
2002	CAMPANA	500	25000	14790	11010	14837	11163	14926	11284	14203	10900	18705	18209	19863	19361
1012	CERRITO DE LA COSTA	500	20000	13628	12047	13547	11985	13567	11989	13936	12210	14105	12259	15036	12810
2070	BAIGORRITA	500	(*)							6328	4242	9398	5935	9611	5995
5016	CHACO	500	15600	5181	4005	5247	4047	5279	4491	5282	4475	6667	5189	6711	5233
7016	CHAPARRO	500	(*)									1934	1917	3765	3235
2030	CHARLONE	500	(*)									7356	5413	7531	5538
1019	CHIHUIDO	500	(*)											9027	8556
1004	CHOCON OESTE	500	25000	17538	17509	17579	17735	17644	17803	18206	18345	18456	18518	20748	20505
1008	CHOELE CHOEL	500	26000	13183	7801	13220	7848	13296	7892	15899	10319	16260	10335	16856	10807
8007	COBOS	500	21700	5730	5567	6108	5818	6065	5748	6056	5740	7273	6481	7445	6614
4004	COLONIA ELIA	500	21700	15475	12427	15656	12776	15676	12826	15482	12718	16332	13186	16936	13553
16	C. RIVADAVIA OESTE	500	(*)							5259	4540	8563	6052	8619	6107
25	CÓNDOR CLIFF	500	(*)									6860	7685	6868	7693
8000	EL BRACHO	500	25000	8257	9523	8394	9655	8390	9658	8307	9579	8603	9833	9169	10471

Estación Transformadora		Un	Pot. Adm. (1)	2026		2027		2028		2029		2031		2033	
N° Barra PSS	Nombre			Trif. MVA	Mono MVA	Trif. MVA	Mono MVA	Trif. MVA	Mono MVA	Trif. MVA	Mono MVA	Trif. MVA	Mono MVA	Trif. MVA	Mono MVA
1000	EL CHOCON	500	25000	17520	17770	17551	17956	17616	18024	18168	18571	18415	18762	20621	20677
7020	EL CORTADERAL	500	(*)									5406	3569	5621	3662
8020	EL ESPINILLO	500	(*)											8157	7703
6004	EMBALSE	500	25000	11211	11747	11205	11722	11279	11799	10922	11554	11284	11876	11699	12188
19	ESPERANZA	500	19100	982	1100	974	1090	973	1089	2303	2126	3094	2568	3111	2611
3000	EZEIZA	500	25000	22397	24861	22360	24790	22441	24885	20316	22304	21314	23350	21798	23738
5010	GARABÍ	500	35000	4838	2904	4833	2898	4831	2896	4905	2920	4927	2923	4937	2894
6016	GRAN CÓRDOBA	500	(*)							8286	7075	8741	7235	9969	7916
5006	GRAN FORMOSA	500	15600	3656	3384	3695	3400	3741	3447	3726	3443	3864	3534	4011	3640
7000	GRAN MENDOZA	500	25000	5901	5611	6117	5813	6160	5842	6160	5840	7722	6918	8553	7359
4009	GRAN PARANÁ	500	22000	8995	7458	8953	7271	8963	7272	8956	7256	9001	7325	10185	7994
2001	GUILLERMO BROWN	500	25000	10214	8358	10310	8402	10461	8623	11540	9174	11527	9139	12826	19047
2004	HENDERSON 1	500	25000	10515	8796	10515	8780	10522	8801	10569	8783	9936	8332	10299	8529
2006	HENDERSON 2	500	25000	8941	6787	8902	6744	8904	6753	9038	6793	8578	6484	8984	6668
26	LA BARRANCOSA	500	(*)							3414	3659	6894	6811	6904	6818
8006	LA RIOJA SUR	500	14900	4535	4046	4544	4020	4557	4020	4572	3945	4859	4567	6370	5654
8012	LAVALLE	500	25000	6658	5160	6705	5171	6764	5424	6704	5333	7016	5447	7701	5775
1020	LOMA DE LA LATA	500	35000	7914	8523	7868	8476	7865	8469	7957	8541	8269	8764	8526	8976
6010	LUJÁN SL	500	8700	5744	4780	5801	4805	5805	4799	5771	4794	6167	5036	6283	5099
1030	MACACHÍN	500	13000	6152	4100	6131	4072	6126	4076	6201	4108	5981	4011	6225	4121
6006	MALVINAS	500	25000	8212	7216	8265	6931	8266	6968	7487	6492	7865	6668	10355	8441
2003	MANUEL BELGRANO 1	500	26000	16648	16106	15784	15557	15853	15695	15097	15082	19149	19182	20376	20493
2007	MANUEL BELGRANO 2	500	(*)									20690	19680	25864	26366
5030	MERCEDES	500	s/d	5212	3567	5227	3571	5220	4046	5237	4050	5284	4061	5389	4127
8010	MONTE QUEMADO	500	54000	3959	2930	4030	2958	3997	2969	3993	2962	6091	4169	6137	4206
7010	NUEVA SAN JUAN	500	13000	3685	3367	4011	4004	4025	4007	4023	4003	4684	4747	5789	5466

Estación Transformadora		Un	Pot. Adm. (1)	2026		2027		2028		2029		2031		2033	
N° Barra PSS	Nombre			Trif. MVA	Mono MVA	Trif. MVA	Mono MVA	Trif. MVA	Mono MVA	Trif. MVA	Mono MVA	Trif. MVA	Mono MVA	Trif. MVA	Mono MVA
2008	OLAVARRIA	500	35000	12234	8578	12694	8703	12799	8775	13443	8988	13113	8867	13344	9141
3008	OSCAR SMITH	500	(*)									15494	13689	18024	15781
5005	PASO DE LA PATRIA	500	13000	7092	6216	7167	6236	7167	6360	7228	6398	7658	6619	7840	6752
1022	PICHI P. LEUFU	500	35000	11211	9895	11189	9865	11196	9863	11481	10030	11485	10006	11844	10217
2014	PIEDRA BUENA1	500	35000	9686	7082	9795	7126	9941	7370	11118	7890	11085	7839	11591	9011
2016	PIEDRA BUENA2	500	35000	9688	7088	9796	7132	9942	7376	11119	7896	11087	7845	11593	9016
1002	PIEDRA DEL AGUILA	500	25000	13208	13825	13191	13799	13205	13804	13608	14144	13630	14137	14129	14537
1024	PLANICIE BANDERITA	500	20000	10850	10935	10781	10871	10785	10867	10983	11008	11237	11155	11748	11530
3009	PLOMER	500	(*)							17064	15865	23368	21031	24702	21903
1026	PUELCHES 1	500	25000	9624	6446	9411	6219	9415	6214	9656	6470	9258	6287	9684	6433
1028	PUELCHES 2	500	25000	9452	7045	9360	6881	9348	6866	9542	7075	9385	6989	9677	7113
10	PUERTO MADRYN	500	13000	6606	6948	6563	6905	6566	6906	10536	9416	11280	9811	11379	9896
2090	RAMALLO	500	18000	14644	15456	13289	14351	14246	15403	14811	15845	15784	16601	16352	17048
8002	RECREO	500	13900	6691	5758	6718	5736	6778	5821	6675	5746	7288	6217	8393	6884
5004	RESISTENCIA	500	25000	7988	7409	8084	7455	8173	7879	8242	7932	8959	8348	9202	8529
5002	RINCÓN	500	35000	16175	18394	16220	18425	16263	18523	17213	19720	17528	20005	17718	20199
4002	RÍO CORONDA	500	26000	18939	20660	18219	20057	18713	20581	18838	20677	18887	20707	19482	21187
7002	RIO DIAMANTE	500	22500	4730	3744	4781	3765	4808	3774	4811	3773	8529	6725	10544	7844
6008	RÍO GRANDE	500	20000	9568	10271	9577	10271	9618	10300	9396	10136	9997	10700	10275	10915
15	RIO SANTA CRUZ	500	25000	1176	1282	1167	1271	1166	1270	3734	3468	6521	5174	6562	5215
7015	RODEO	500	(*)									2956	2996	4341	3936
3004	RODRIGUEZ	500	25000	24769	23816	24532	23760	24718	24630	22247	22085	18109	18031	20944	20302
4006	ROMANG	500	25000	5045	3817	5050	3802	5036	3814	5028	3811	5105	3846	5272	3901
4000	ROSARIO OESTE	500	21000	18141	16535	16987	15813	17896	16562	18104	16670	18240	16747	18643	16959
4008	SALTO GRANDE. ARG	500	25000	16107	18171	16153	18202	16167	18224	16125	18184	16352	18376	16762	18748
6007	SAN FRANCISCO	500	(*)											8239	5908

Estación Transformadora		Un	Pot. Adm. (1) MVA	2026		2027		2028		2029		2031		2033	
N° Barra PSS	Nombre			Trif. MVA	Mono MVA	Trif. MVA	Mono MVA	Trif. MVA	Mono MVA	Trif. MVA	Mono MVA	Trif. MVA	Mono MVA	Trif. MVA	Mono MVA
5253	SAN ISIDRO	500	s/d	6842	5571	6852	5568	6817	5925	6960	6005	7005	6023	7044	6045
8008	SAN JUANCITO	500	25000	4711	4241	4972	4399	4935	4350	4928	4344	5656	4720	5770	4803
8013	SANTIAGO DEL ESTERO	500	25000	4742	3584	4758	3590	4811	4069	4725	4008	4825	4076	5154	4234
4010	SANTO TOMÉ	500	25000	10494	8858	10404	8700	10431	8716	10434	8704	10485	8743	12864	10458
12	SANTA CRUZ NORTE	500	25000	2125	2197	2109	2179	2109	2178	4683	4038	6244	4719	6294	4748
1014	T. AGUI1	500	35000	13521	13985	13505	13960	13520	13967	13952	14330	13979	14325	14513	14744
2050	VIVORATÁ	500	25000	3452	3334	3549	3420	3588	3460	7907	6456	8082	6656	8135	6731
5000	YACYRETÁ	500	35000	16292	18881	16336	18913	16380	19005	17360	20298	17669	20591	17851	20790
8120	COBOS	345	23900	5047	6194	5970	7126	6023	7148	6016	7141	6388	7487	6516	7628
224	PTO. MADRYN 330	330	12500	5240	6063	5204	6019	5202	6016	5639	6443	5563	6350	5608	6395
3100	ABASTO	220	15000	10393	11456	10679	11772	10597	11608	10608	11563	10318	11242	10488	11694
4100	ACINDAR1	220	10000	3700	2429	3394	2265	3920	2543	3924	2541	3684	2461	3693	2459
4102	ACINDAR2	220	10000	3709	2422	3404	2259	3928	2535	3932	2533	3693	2454	3702	2452
2100	ATUCHA 1	220	10000	3958	2878	5124	4940	5254	4995	5239	4970	5310	5062	5353	5083
117	ESPERANZA	220	8400	685	874	679	867	679	866	1127	1340	1271	1475	1278	1487
3110	EZEIZA 2	220	15000	12544	14937	12393	14740	12511	14898	12152	14420	12492	14779	12552	14808
3112	EZEIZA 3	220	15000	12283	14924	12246	14881	12198	14827	11789	14241	12170	14717	12360	14950
3190	EZEIZA 4	220	15000	5298	6489	5435	6625	5355	6540						
7104	GRAN MENDOZA	220	10000	3721	3786	3785	3839	3926	3957	3930	3958	4316	4256	4449	4341
3123	OSCAR SMITH	220	(*)									10884	11864	11631	12509
3165	PLOMER	220	(*)							7264	7826	8078	8654	8182	8746
2106	RAMALLOB	220	10000	7609	7581	6183	5803	8944	9321	8988	9348	7597	8284	7665	8332
7114	RÍO DIAMANTE	220	9900	2756	3198	2763	3203	2832	3268	2830	3265	5183	6266	5416	6513
3120	RODRIGUEZ 1	220	15000	10482	11451	10912	11862	11073	12092	10937	11949	11168	12300	11835	12846
3122	RODRIGUEZ 2	220	15000	10439	11439	10927	11910	11102	12161	10890	11953	10936	11925	11597	12438
3188	RODRIGUEZ 3	220	15000					2958	3734	2926	3680	2863	3635	2922	3692

Estación Transformadora		Un	Pot. Adm. (1)	2026		2027		2028		2029		2031		2033	
N° Barra PSS	Nombre			Trif. MVA	Mono MVA	Trif. MVA	Mono MVA	Trif. MVA	Mono MVA	Trif. MVA	Mono MVA	Trif. MVA	Mono MVA	Trif. MVA	Mono MVA
4108	ROSARIO OESTE1	220	10000	7199	6987	6721	6639	7543	7284	7568	7294	7256	7088	7303	7107
4110	ROSARIO OESTE2	220	10000	7199	6987	6721	6639	7543	7284	7568	7294	7256	7088	7303	7107
2108	SAN NICOLÁS	220	10000	6367	6413	4800	3932	7138	7161	7160	7170	5620	6045	5653	6065
2110	VILLA LIA	220	10000	5453	4074	6427	5415	6743	5617	6761	5612	6912	5898	7008	5936
2293	25 DE MAYO	132	5000	2934	3295	2940	3296	2955	3341	3166	3497	3102	3452	3128	3470
1204	ALICURÁ	132	5000	727	885	713	868	713	867	1463	1727	1401	1675	1411	1685
6200	ALMAFUERTE I	132	5000	2713	3027	2716	3029	2714	3026	2722	3034	2738	3055	2751	3063
6202	ALMAFUERTE II	132	5000	2836	3071	2840	3072	2834	3067	2860	3092	2876	3120	2899	3138
6203	ARROYO CABRAL	132	5000	2629	2694	2621	2685	3486	3716	3477	3710	3508	3742	3543	3770
2202	ATUCHA 1	132	5000	1951	1745	2310	2169	2319	2176	2307	2164	2356	2198	2359	2199
2206	BAHÍA BLANCA 1	132	7000	5142	6173	5525	6609	5481	6555	5554	6618	5509	6560	5629	6743
2208	BAHÍA BLANCA 2	132	7000	5142	6173	5525	6609	5481	6555	5554	6618	5509	6560	5629	6743
2377	BAHÍA BLANCA 3	132	7000					1766	2038	1781	2050	1768	2036	1779	2060
2420	BAIGORRITA	132	(*)							2686	2184	2815	2373	2817	2367
2292	CAMPANA 1	132	5000	4417	4724	4655	5113	4691	5151	4691	5142	5442	5891	5493	5935
2294	CAMPANA 2	132	5000	4417	4724	4655	5113	4691	5151	4691	5142	5442	5891	5493	5935
5237	CHACO	132	5000	1670	1884	1713	1923	2428	2804	2419	2791	2620	2979	2622	2976
2207	CHARLONE	132	(*)									3207	3248	3253	3278
1224	CHOCÓN OESTE	132	5000	3131	3270	3095	3237	3173	3364	3243	3422	3227	3402	3273	3445
1226	CHOELE CHOEL	132	5000	1108	1341	1099	1330	1098	1329	3345	2022	3315	1997	3352	2013
8326	COBOS	132	9000	3121	3403	3349	3593	3332	3561	3332	3559	3439	3636	3536	3729
4222	COLONIA ELIA	132	5000	2567	2944	3048	3738	3051	3741	3042	3728	3065	3752	3088	3775
730	C. RIVADAVIA OESTE	132	(*)							2399	2498	2536	2641	2554	2658
8230	EL BRACHO 1	132	5000	2652	3380	2673	3404	2668	3397	2774	3508	2882	3628	3409	4192
8232	EL BRACHO 2	132	5000	3368	3596	3507	3766	3537	3788	3455	3715	3446	3697	3472	3724
8233	EL BRACHO 3	132	5000	2652	3380	2673	3404	2668	3397	2774	3508	2882	3628	3409	4192



Estación Transformadora		Un	Pot. Adm. (1) MVA	2026		2027		2028		2029		2031		2033	
N° Barra PSS	Nombre			Trif. MVA	Mono MVA	Trif. MVA	Mono MVA	Trif. MVA	Mono MVA	Trif. MVA	Mono MVA	Trif. MVA	Mono MVA	Trif. MVA	Mono MVA
8380	EL ESPINILLO	132	(*)											3142	3237
720	ESPERANZA	132	5000	378	464	374	459	374	459	481	564	500	580	508	590
6350	GRAN CÓRDOBA	132	(*)							3894	4254	3947	4308	4072	4414
5221	GRAN FORMOSA 1	132	5000	1586	1832	1619	1863	1678	1931	1654	1908	1259	1505	1275	1521
5330	GRAN FORMOSA 2	132	5000	1584	1907	1606	1927	1636	1954	1619	1937	1157	1428	1268	1539
7216	GRAN MENDOZA	132	5000	3541	3810	3586	3852	3584	3851	3588	3853	3901	4125	4038	4229
4247	GRAN PARANÁ	132	5000	3658	4114	3648	3905	3645	3902	3638	3891	3642	3891	3795	4020
8271	LA RIOJA SUR	132	5000	3292	3953	3347	4011	3342	4003	3483	4140	3960	4823	4437	5324
6286	LUJÁN SL	132	2300	1720	1886	1733	1896	1727	1889	1726	1889	1730	1890	1737	1895
6205	LUJÁN SL 2	132	2300	1642	1808	1653	1814	1648	1808	1652	1813	1654	1812	1661	1818
1289	MACACHÍN	132	4600	1491	1614	1487	1609	1488	1609	1510	1628	1513	1628	1688	1778
6252	MALVINAS	132	5000	4327	4650	4527	4593	4529	4592	4365	4462	4389	4530	4823	4936
5290	MERCEDES	132	s/d	1343	1510	1359	1523	2104	2391	2104	2386	2111	2390	2146	2425
8302	MONTE QUEMADO	132	10000	760	870	755	865	746	855	744	852	1013	1290	1009	1285
7203	NUEVA SAN JUAN	132	4600	2926	3634	3459	4319	3477	4332	3476	4330	3557	4458	4110	4993
2296	OLAVARRIA 1	132	7200	4200	4755	4408	4984	4420	4997	4483	5052	4445	5011	4480	5048
2298	OLAVARRIA 2	132	7200	4200	4755	4408	4984	4420	4997	4483	5052	4445	5011	4480	5048
3753	PLOMER	132	(*)							3461	3450	3596	3567	3611	3591
5242	PASO DE LA PATRIA	132	3400	2390	2888	2430	2923	2343	2846	2346	2847	2397	2897	2443	2948
1268	PLANICIE BANDERITA	132	4100	2535	2747	2514	2724	2503	2713	2507	2716	2502	2709	2521	2726
1286	PUELCHES	132	5000	1162	1285	1156	1278	1153	1273	1184	1302	1172	1290	1181	1299
221	PUERTO MADRYN	132	9100	4324	4910	4298	4878	4298	4877	4941	5479	4958	5488	5016	5542
2326	RAMALLO 1	132	5000	4069	4348	3919	4181	5133	5717	5159	5737	4909	5520	4922	5525
8292	RECREEO	132	5000	2396	2568	2378	2545	2383	2552	2345	2521	2475	2653	2598	2750
5232	RESISTENCIA 1	132	5000	2494	2985	2517	3003	3248	3858	3252	3861	3340	3949	3382	4005
5250	RINCÓN	132	s/d	1612	1822	1609	1819	1608	1818	1614	1823	1616	1825	1619	1827

Estación Transformadora		Un	Pot. Adm. (1)	2026		2027		2028		2029		2031		2033	
N° Barra PSS	Nombre			Trif. MVA	Mono MVA	Trif. MVA	Mono MVA	Trif. MVA	Mono MVA	Trif. MVA	Mono MVA	Trif. MVA	Mono MVA	Trif. MVA	Mono MVA
4390	RÍO CORONDA	132	5000	3485	3899	3397	3817	4033	4572	4038	4575	3474	4059	3499	4080
315	RÍO SANTA CRUZ	132	5000	470	583	466	578	465	577	647	771	688	811	689	812
7251	RODEO	132	7200	975	1157	987	1168	984	1164	983	1163	1860	2213	2216	2559
4274	ROMANG	132	5000	1422	1607	1418	1600	1417	1598	1416	1595	1423	1600	1449	1623
4280	ROSARIO OESTE 1	132	5000	4165	4565	4087	4492	6941	7442	6963	7452	6542	7121	6587	7145
4282	ROSARIO OESTE 2	132	5000	4165	4565	4087	4492	2185	2444	2184	2441	2236	2486	2227	2476
4284	ROSARIO OESTE 3	132	5000	4450	4820	3735	4216	6941	7442	6963	7452	6542	7121	6587	7145
4294	SALTO GRANDE. ARG. 1	132	9145	1888	2259	1896	2263	2563	2995	2568	3003	2560	2989	2575	3002
5252	SAN ISIDRO 1	132	5000	1470	1684	1468	1679	2265	2647	2278	2659	2282	2660	2284	2659
5322	SAN ISIDRO 2	132	5000	1668	1856	1686	1871	1736	1940	1742	1944	1745	1946	1754	1954
8300	SAN JUANCITO	132	5000	2303	2504	2418	2623	2394	2591	2393	2588	2476	2650	2536	2707
8313	SANTIAGO DEL ESTERO	132	5000	2237	2297	2224	2289	2865	3090	2846	3073	2892	3115	2995	3193
4312	SANTO TOMÉ I	132	5000	4518	4846	4515	4831	4515	4831	4510	4820	4502	4812	4684	4899
4313	SANTO TOMÉ II	132	5000	2970	3091	2965	3087	3004	3134	2999	3125	2996	3119	3328	3486
461	SANTA CRUZ NORTE	132	5000	1713	2099	1700	2083	1700	2083	2295	2689	2416	2792	2428	2806
2410	VIVORATÁ	132	5000	3180	3640	3368	3853	3434	3935	4823	5190	4886	5243	4906	5259

**Referencias:**

<sup>(1)</sup> Potencia Admisible, en general, correspondiente a los interruptores.

<sup>(2)</sup> Con la ampliación de la ET Ramallo y el ingreso del T2RA y T3RA, está previsto aumentar la potencia admisible en 220 kV a 12000 MVA y en 132 kV a 7200MVA

<sup>(3)</sup> Con la ampliación de la ET Rosario Oeste y el ingreso del T9RO, está previsto construir una subestación GIS en 132 kV y aumentar la potencia admisible a 9000 MVA

<sup>(\*)</sup> Potencia admisible no definida por tratarse de una ET futura.

**Rojo:** Potencias de cortocircuito que excederían la máxima admitida por el equipamiento.

Las separaciones en dos de las EETT Ezeiza y Rodríguez con reactores limitadores de corrientes de cortocircuito en 500 kV propuestas en Guías precedentes, no se consideraron en la presente guía, aunque podría ser necesario recurrir a las mismas. Se sugiere una solución alternativa, derivada de las obras propuestas por CAMMESA a la SEE en Agosto de 2017, la cual se describe en el documento de la Guía.

Adecuaciones urgentes necesarias propuestas por Transener a la Subsecretaría de Energía Térmica, Transporte y Distribución de la Energía Eléctrica, mediante Nota DIR N° 484/17 del 14/07/2017. Separación de la ET en dos con reactor limitador de corrientes de cortocircuito, re-ubicación de líneas de 500 kV y reemplazo de equipamiento que verá superado sus características de diseño. Son parte de la solución integral para problemas de cortocircuito en GBA y LIT, mediante cambios topológicos de la red, previstas en las obras propuestas por CAMMESA a la SEE en agosto de 2017.

Potencia admisible de la ET en revisión, en nodo altamente solicitado. Transener solicitó por Nota DIR 484/17 a la Subsecretaría de Energía Térmica, Transporte y Distribución de la Energía Eléctrica ejecución ampliación por Res. ex SE N° 1, 106 y 130/03 para alcanzar una capacidad admisible de 21.6 GVA.

EETT para las cuales se ha previsto su repotenciación por Res. ex SEE 1/2003, para solucionar los problemas mostrados (sin fecha cierta de ejecución).

ET Luján, luego del ingreso del T3LU opera con las barras desacopladas para no superar la potencia de diseño en el nivel de 132 kV.

Observaciones: la capacidad admisible indicada ante cortocircuitos para un determinado nivel de tensión de una E.T. se corresponde, en general, exclusivamente con la de los interruptores, que eventualmente puede ser superior a la de otros equipos de la misma E.T., 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 Transener 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)**

## **5. DETALLE DE LAS INVERSIONES NECESARIAS PARA MINIMIZAR LAS RESTRICCIONES DEL TRANSPORTE**

En este Anexo se presentan las obras que Transener S.A. le propone al mercado, con el objeto de minimizar algunas de las restricciones del transporte puestas en evidencia en los estudios de esta Guía de Referencia.

En primer lugar se transcriben definiciones de la Resolución de la Secretaría de Energía (SE) N° 208/98, que impone para las Guías de Referencia exigencias específicas en lo concerniente a la clasificación de las ampliaciones propuestas, luego se presenta el listado de obras propuestas tal cual lo requiere el Procedimiento Técnico N 12, posteriormente, por considerar que puede ser de utilidad para los lectores de la Guía, se enumera y clasifica en el marco de la Resolución SE 208/98 algunas de las obras propuestas por Transener S.A.

En consecuencia, este Anexo contiene los siguientes ítems:

5.1.1.	Formas de Ampliación introducidas por la Resolución SE N° 208/98 .....	Pág. 5.2
5.1.2.	Ampliaciones Especiales de Capacidad de Transporte .....	Pág. 5.2
5.1.3.	Ampliaciones del Sistema de Transporte para Mejora Adicional de la Calidad .....	Pág. 5.3
5.1.4.	Ampliaciones para Mejora de la Seguridad .....	Pág. 5.4
5.1.5.	Ampliación en Zona de Demanda.....	Pág. 5.5
5.1.6.	Ampliación en Estaciones de la Transportista .....	Pág. 5.5
5.1.7.	Solicitud de Anteproyecto para Ampliación .....	Pág. 5.6
5.1.8.	Ampliaciones con recursos provenientes del Fondo Especial de Desarrollo Eléctrico del Interior (FEDEI) .....	Pág. 5.6
5.1.9.	Ampliaciones del sistema de transmisión – Obras propuestas y modeladas en la presente Guía. ..	Pág. 5.7
5.1.10.	Ampliaciones del sistema de transmisión – Obras no modeladas en la presente Guía. ....	Pág. 5.15

### **5.1.1. Formas de Ampliación introducidas por la Resolución SE N° 208/98**

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), instruye a las empresas titulares de concesiones de transporte para que incluyan, adicionalmente, en sus Guías de Referencia todas aquellas obras de mejora adicional de la calidad, mejora de la seguridad y especiales de capacidad de transporte 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 y las características principales de cada tipo de ampliación se transcriben y explican respectivamente, a continuación:

### **5.1.2. 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

Se trata de ampliaciones definidas en el Apéndice "C" al Título III del Anexo 16.2 "Reglamento de Acceso".

Deben estar justificadas económicamente según el Art. 19, que dispone la comparación de los costos de inversión de la ampliación propuesta, operación y mantenimiento, y energía no suministrada con los mismos costos sin la ampliación. Para proseguir con las gestiones, el Valor Presente de los primeros costos debe ser menor al de los segundos.

El procedimiento de la ampliación puede ser por Concurso Público o como Ampliación Menor. La iniciación de Ampliaciones no menores podrá ser efectuada en todos los casos por los Agentes Beneficiarios, pudiendo la SECRETARIA DE ENERGIA hacerlo a partir de información suministrada por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED).

El Anexo 34 de Los Procedimientos define las responsabilidades por la ejecución del proyecto, adquisición, montaje y puesta en servicio y operación y mantenimiento de todas las ampliaciones listadas más arriba, con excepción de los Resistores de Frenado. Define también como responsable de la determinación de los cambios



necesarios para los Equipamientos de Potencia Reactiva para compensación de sistemas de transporte y Equipamientos y protecciones asociadas que se deban modificar o remplazar ante la superación de la Potencia de Cortocircuito de los primeros, al Transportista de Alta Tensión o a la Distro correspondiente.

Se resume a continuación el Régimen Tarifario Aplicable a los Usuarios del Sistema, cargos de inversión, y por operación y mantenimiento.

- Desconexión Automática de Generación y Conexión/Desconexión Automática de Compensación. Responsables, usuarios productores del corredor correspondiente en proporción a su participación en los cargos de capacidad de transporte de dicho corredor.
- Estabilizadores de Potencia. Todos los usuarios productores del MEM, en proporción a su participación en los cargos de capacidad de transporte del SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI)
- 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. A cargo de todos los usuarios productores en caso de ser el área exportadora o demandantes, en el caso de área importadora. En ambos casos serán soportados en proporción a su participación en los cargos de capacidad de transporte del corredor correspondiente.
- Equipos de supervisión de Oscilaciones. A cargo de la Cuenta de Apartamiento del Transporte en Alta Tensión.
- Equipamientos de Potencia Reactiva para compensación de sistemas de transporte. Serán a cargo de los Usuarios del área de influencia de la instalación en cuestión, y en proporción a su participación en los cargos de capacidad de transporte de las líneas vinculadas a la Estación Transformadora donde dicho equipamiento sea instalado.
- Equipamientos y protecciones asociadas que se deban modificar o reemplazar ante la superación de la Potencia de Cortocircuito de los primeros.

Se asignarán de la siguiente forma:

*En las líneas*, a los Usuarios del área de influencia de dichas líneas, en proporción a su Participación en los cargos de capacidad de transporte de la línea en cuestión.

*En los equipamientos de conexión y transformación*, a cargo de los Usuarios de la conexión, en proporción a su participación en los cargos de conexión que les correspondan.

### **5.1.3. 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.

Según la “Disposición Transitoria” del Artículo 14 de la citada resolución de la SE, se entienden como *fallas atípicas de alta probabilidad* a aquellas inevitables en que la tasa de falla real supera los valores típicos de diseño, o aquellas también inevitables que contando con un alto grado de probabilidad de ocurrencia son de una de severidad

superior a la trifásica en simple contingencia, considerándose como tal los cortocircuitos trifásicos con pérdida de dos ternas en el sistema de transmisión El Chocón - Ezeiza 500 kV, por efecto de tornados. El mismo artículo define como *fallas atípicas de baja probabilidad* a las otras fallas atípicas.

Estas Ampliaciones, en cuanto a su conveniencia económica deben resultar de la comparación entre la suma de la recuperación anual de los costos de inversión, operación y mantenimiento y el valor anual de los costos previstos de la ENERGIA NO SUMINISTRADA (ENS) evitada a consecuencia de las instalaciones propuestas. En general, ampliaciones de este tipo sólo resultan factibles cuando su costo es reducido.

Los procedimientos para estas ampliaciones y los iniciadores son los mismos que para las ampliaciones especiales de capacidad de transporte anteriores.

Los costos de ejecución y operación y mantenimiento serán a cargo de sus beneficiarios por uso, en un área de influencia y proporción para cada beneficiario definidos por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED). El área de influencia de una ampliación de calidad se realiza considerando que son beneficiarios todos los usuarios del sistema de transporte que ven reducidos los cortes de sus demandas como consecuencia de dicha ampliación.

Los cargos se incluirán en la programación estacional bajo la denominación de "CARGOS NO ESTACIONALES DE TRANSPORTE" para las Concesiones de Distribución otorgadas por el Poder Ejecutivo Nacional y por Autoridades locales, salvo en este último caso que dicha Autoridad por si o autorizando a su correspondiente Ente Regulador informe fehacientemente a la SECRETARIA DE ENERGIA su conformidad con la inclusión de estos cargos en los cargos estacionales de transporte, correspondientes a la Distribuidora con concesión local.

#### **5.1.4. 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

La SECRETARIA DE ENERGIA, podrá incorporar otras ampliaciones a esta categoría, con las opiniones favorables del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) y del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE).

La justificación de estas obras está implícita en su definición, los iniciadores son los mismos anteriores, pero en este caso no hay Agentes Beneficiarios, pudiendo la SECRETARIA DE ENERGIA iniciar las ampliaciones a partir de información suministrada por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED).

Los costos de inversión, operación y mantenimiento se incluirán en los cargos estacionales correspondientes a los servicios asociados a la potencia del área involucrada.

También merece puntualizarse que la Res. S.E. 208/98 introduce las siguientes definiciones:

#### **5.1.5. Ampliación en Zona de Demanda**

Se define como Ampliación en Zona de Demanda a aquella ampliación cuyos beneficios, determinados por el método del área de influencia, correspondan a agentes reconocidos como Distribuidores y Grandes Usuarios en más de un setenta por ciento (70%).

La solicitud podrá ser presentada adicionalmente por cualquier entidad pública o privada que demuestre tener intereses legítimos en que exista la ampliación cuando se trate de una solicitud de Ampliación en Zona de Demanda, y el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) determine que se satisfacen las siguientes tres condiciones:

- a) la Ampliación en Zona de Demanda se encuentre prevista en la Guía de Referencia del Sistema de Transporte del transportista en cuyo ámbito habrá de realizarse la Ampliación.
- b) pueda demostrarse que, en un año hidrológico con setenta por ciento (70%) de probabilidad de excedencia y en condiciones normales del sistema, de no contarse con la Ampliación en Zona de Demanda propuesta, se alcanzarían, en un plazo equivalente al requerido para gestión y construcción de dicha Ampliación, condiciones de desabastecimiento de energía eléctrica para la zona de demanda correspondiente.
- c) pueda acreditarse que, del total de los beneficios de la Ampliación en Zona de Demanda que se atribuyan exclusivamente a la demanda, correspondan a Agentes Distribuidores más de un cincuenta por ciento (50%).

Cuando se trate de una solicitud de Ampliación en Zona de Demanda y se satisfagan las tres condiciones indicadas en el Punto precedente, el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) dará curso a la Solicitud prescindiendo de considerar la participación que el o los Solicitantes pudieren tener en los beneficios que dicha ampliación produce en su Área de Influencia.

#### **5.1.6. Ampliación en Estaciones de la Transportista**

Están definidas en el artículo 15 bis, como aquellas expansiones o adecuaciones de estaciones transformadoras existentes propiedad de un concesionario de Transporte ó de un Transportista Independiente que sean independientes de cualquier otra AMPLIACIÓN de mayor magnitud. En este caso el titular de la estación transformadora puede ser Iniciador además de los Agentes Beneficiarios, que pueden serlo en todos los casos de Ampliaciones no menores, pudiendo la SECRETARIA DE ENERGÍA ser Iniciadora a partir de información suministrada por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED).

Son ampliaciones por Concurso Público, y sus costos están asignados según la metodología general del Título III.

La solicitud de estas ampliaciones debe incluir estudios de evaluación técnica, económica, de confiabilidad, seguridad, capacidad de transporte y/o respuesta del sistema eléctrico que justifiquen la iniciativa. El ENRE dará curso a la solicitud si considera que la iniciativa está justificada por estos estudios y los costos de operación y mantenimiento, presentados por la Transportista o Transportista Independiente son aceptados.

#### **5.1.7. Solicitud de Anteproyecto para Ampliación**

Es un procedimiento aplicable a Ampliaciones no menores, previamente incluidas en la GUIA DE REFERENCIA DEL TRANSPORTE del Transportista correspondiente, a tramitar mediante el procedimiento de Concurso Público y permite a potenciales beneficiarios o a la transportista referida, efectuar los estudios necesarios para desarrollar el Anteproyecto para una Ampliación con cargo a los beneficiarios de la misma.

Los solicitantes deben demostrar la conveniencia de encarar la Ampliación propuesta dentro de un plazo de 5 años, y de acuerdo con el artículo 19.

Existen otros requisitos a cumplir en la presentación y en la selección del ejecutor del Anteproyecto se prevé un concurso por Licitación Pública. El presupuesto u oferta total del Anteproyecto no podrá superar el monto máximo previsto para la Ampliación Menor en la concesión de transporte correspondiente.

#### **5.1.8. Ampliaciones con recursos provenientes del Fondo Especial de Desarrollo Eléctrico del Interior (FEDEI)**

El Apéndice A del Título II Contrato entre partes incluye un régimen especial de ampliaciones de los sistemas de transporte de energía eléctrica con recursos provenientes del Fondo Especial de Desarrollo Eléctrico del Interior (FEDEI).

Estas Ampliaciones podrán ser solicitadas por la Provincia a la que se hayan asignados los recursos o por el Organismo que la misma designe en los términos del Título II Contrato entre Partes.

El citado Apéndice detalla los requisitos a ser cumplidos por la Solicitud.

### 5.1.9. Ampliaciones del sistema de transmisión – Obras propuestas y modeladas en la presente Guía.

El plan de obras propuestas que se presenta a continuación se corresponde con los estudios de la presente Guía.

Referencias:

- (1) Costos en revisión (consultar valor actualizado)
- (2) Obras incorporadas al Plan Federal de Transporte Eléctrico
- (3) Obras enmarcadas en Res. Ex SE N° 1/2003
- (4) Plan de Obras propuestas por CAMMESA a la SEE en agosto de 2017
- (5) Obras propuestas por Transener a la Subsecretaría de Energía Térmica, Transporte y Distribución de la Energía Eléctrica, mediante Nota DIR N° 484/17 del 14/07/2017.
- (6) Plan de Expansión del Sistema de Transmisión de Energía Eléctrica en Alta Tensión aprobadas mediante la Resolución SE N° 507/2023. Mediante la Resolución SE N° 715/2025 se declararon de carácter prioritario la ejecución de este Plan de Obras.
- (7) Obras asociadas a proyectos de Generación + Transporte bajo licitación del MATER Resolución SE N° 360/2023 – Anexo 2.

La siguiente Tabla, contiene obras propuestas por TRANSENER S.A. y obras que están estudiando terceros. Si bien no se especifica para cada obra en particular, algunas ampliaciones ya tienen algún grado de avance o han presentado estudios de acceso, esta información se puede consultar en el Anexo 7 sección 1.

Ubicación	Equipos involucrados	Plazo de Obra	Fecha de puesta en servicio	Restricciones que elimina	Inversión (MM USD)	Área /Corredor
ET Ezeiza (7)	Compensación shunt en 220 kV diseñados como filtros de armónico 5 (117,4 MVar) y armónico 7 (114,8 MVar).	15 meses	Ver. 26/27	Aumenta la reserva de reactivo de la ET, mejorando la confiabilidad del abastecimiento del área.	3,92	GBA
ET Nueva San Juan (3)	Nuevo banco de transformación, T2NSJ 500/132 kV - 450 MVA.	18 meses	Inv. 27	Evita sobrecargas del transformador existente. Mejora la confiabilidad del abastecimiento del área.	34 (1)	CUYO
ET Olavarría (7)	Repotenciación de los capacitores serie K2OL y K4OL de la ET Olavarría en salidas a ET Abasto, aumento de la corriente nominal a 1710 A (1481 MVA), manteniendo las reactancias.	30 meses	Ver. 27/28	Permite incrementar las transferencias por el corredor COM-GBA.	20	COMAHUE-GBA

Ubicación	Equipos involucrados	Plazo de Obra	Fecha de puesta en servicio	Restricciones que elimina	Inversión (MM USD)	Área /Corredor
ET Malvinas (3)	T3MA 500/132 kV - 600 MVA. Adecuación de la ET con dos nuevas salidas en 132 kV. Libera al T2MA.	24 meses	Ver. 27/28	Imprescindible para el abastecimiento de la demanda de EPEC ante baja hidráulica y/o indisponibilidad de generación de la CT Pilar.	18 (1)	CENTRO
ET Luján	Reactor de barras de 150 MVA + Adecuación de la ET.	24 meses	Ver. 27/28	Evita problemas de sobretensiones en escenarios de valle y con pocas unidades de generación despachadas en el área Cuyo o en Río Grande/Embalse.	5,6 (1)	CENTRO
ET Arroyo Cabral (3)	2° transformador T2AC 500/132 kV – 300 MVA.	18 meses	Inv. 28	Evita sobrecargas del transformador existente. Mejora la confiabilidad del abastecimiento del área.	6,5 (1)	CENTRO
ET Rodríguez	5° transformador T8RD 500/220 kV – 800 MVA	18 meses	Inv. 28	Evita sobrecargas de los transformadores existentes. Esta solución de emergencia por parte de la distribuidora EDENOR permitiría abastecer el aumento de demanda frente al retraso de inversiones.	-	GBA
ET Ramallo (3)	2° transformador (T3RA) de 500/220 kV – 300 MVA y 2° transformador (T2RA) 220/132 kV – 300 MVA. Repotenciación en cc de 220 kV de 10 a 12 GVA (con T3RA) y de 132 kV de 5 a 7.2 GVA (con T2RA)	24 meses	Inv. 28	Insuficiencia de un solo transformador de 500/220 kV – 300 MVA en postfalla de líneas adyacentes de 500 kV. Mejora la confiabilidad del abastecimiento en 132 kV, ante la falla del único transformador existente. Elimina las necesidades de generación forzada en 220 y en 132 kV, por sobrecarga del T4RO, del T4RA y del T1RA.	3,5 (1)	LITORAL - GBA
ET Santiago del Estero (3)	2° transformador T2SES 500/132 kV – 450 MVA	18 meses	Inv. 28	Evita sobrecargas del transformador existente. Mejora la confiabilidad del abastecimiento del área.	6,5 (1)	NOA
ET Mercedes (2)	2° transformador T2MD 500/132 kV – 300 MVA.	18 meses	Ver. 28/29	Evita sobrecargas del transformador existente. Mejora la confiabilidad del abastecimiento del área.	6,5 (1)	NEA
ET Chaco (3)	2° transformador T2CHA 500/132 kV – 300 MVA.	18 meses	Ver. 28/29	A pesar del ingreso de un gran volumen de generación solar, el verano sigue caracterizado por colapsos de tensión diurnos. En cuanto a los picos nocturnos se alcanzar niveles de alta carga cercanos a la saturación. El ingreso del T2CHA evita la sobrecarga del transformador existente y mejora la confiabilidad del abastecimiento del área.	11,5 (1)	NEA



Ubicación	Equipos involucrados	Plazo de Obra	Fecha de puesta en servicio	Restricciones que elimina	Inversión (MM USD)	Área /Corredor
ET Salto Grande (2)	3° transformador T3SG 500/132 kV – 300 MVA. Libera la T1SG.	24 meses	Ver. 28/29	Actualmente se observan estados de saturación en los transformadores existentes. El ingreso del T3SG evita sobrecargas de los transformadores existentes y mejora la confiabilidad del abastecimiento del área.	6,5 (1)	LITORAL
ET Bahía Blanca (7)	T3BB 500/132 kV – 300 MVA y repotenciación en CC en 500 kV	18 meses	Ver. 28/29	Permite la evacuación de nueva generación eólica prevista a ingresar en el sur de la provincia de Buenos Aires. Ampliación asociada al ingreso del futuro PE La Victoria. Requiere repotenciación en CC de ET BB 500 kV y, aun así, operación a barras separadas en 132 kV por superación de CC.	-	COMAHUE - GBA
ET Resistencia (4)	3° transformador T3RS 500/132 kV – 300 MVA	18 meses	Ver. 28/29	En época de verano se registran colapsos de tensión en el área y los transformadores de la ET RS alcanzan estados de alta carga. El ingreso del T3RS evita sobrecargas de los transformadores existentes y mejora la confiabilidad del abastecimiento del área.	6,5 (1)	NEA
ET Río Coronda (4)	2° transformador T2CN 500/132 kV – 300 MVA.	18 meses	Ver. 28/29	Evita sobrecargas del transformador existente. Mejora la confiabilidad del abastecimiento del área.	6,5 (1)	LITORAL- GBA
ET San Isidro (4)	3° transformador T3SI 500/132 kV – 300 MVA	18 meses	Ver. 28/29	En verano se registran altas cargas en los transformadores. El ingreso del T3SI evita sobrecargas de los transformadores existentes y mejora la confiabilidad del abastecimiento del área.	6,5 (1)	NEA
ET Rosario Oeste (2)	T9RO 500/132 kV - 600 MVA, con GIS en 132 kV. Libera para reserva el T3RO	24 meses	Ver. 28/29	Descarga los transformadores 500/132 kV existentes, con alta solicitación. Aumenta la potencia de cortocircuito admisible de la playa de 132 kV a 9000 MVA.	26 (1)	LITORAL- GBA

Ubicación	Equipos involucrados	Plazo de Obra	Fecha de puesta en servicio	Restricciones que elimina	Inversión (MM USD)	Área /Corredor
AMBA I (4)(6)	<p>*ET Plomer (500/220 kV – 2x855 MVA + 500/132 kV – 450 MVA) + Reactor de barra 2x120 MVar +Cap. Shunt (2x125 MVar) + STATCOM +/- 250 MVar + vinculaciones con sistemas de 220 y 132 kV.</p> <p>*LEAT 5AT-PLO1 (98 km), con reactor de línea de 80 MVar en extremo AT.</p> <p>*Doble LEAT EZ-PLO (35 km), con Xserie de 15 <math>\Omega</math> en c/u.</p> <p>*1° Bypass línea 25 de Mayo a Rodríguez (conformación de futura LEAT 5RDVM2)</p> <p>*LEAT 5PLOVIV1, con reactores de línea 2x80 MVar en VIV y 120 MVar en PLO + CS en ET VIV hacia BB y PLO (55% en cada lado).</p> <p>*En el Bypass actual de EZ participa la 5EZRD2, con el AMBA I la que interviene es la 5EZRD1 (para liberar acceso a EZ de la 5EZ-PLO1) conformando la 5ABRD1</p>	48 meses	2029	Estas obras conforman la primera etapa, denominada AMBA I, de un plan de largo plazo para el abastecimiento del área GBA. Permiten asegurar el abastecimiento de la demanda, a la vez que se disminuyen las solicitudes de Scc en las EETT del área, actualmente bajo situación crítica (EETT Ezeiza y Rodríguez). Proyecto en evaluación.	1086 (1)	GBA
ET Ezeiza (6)	Instalación de STATCOM de +/- 250 MVar en terciario de T7EZ	18 meses	2029	Aumenta la reserva de reactivo de la ET, para asegurar el correcto funcionamiento del sistema, tanto en funcionamiento normal, como ante contingencias. Actualmente existe una elevada exigencia sobre la planta de compensadores sincrónicos de la ET Ezeiza.	25	GBA
ET Baigorrita (6)	<p>*LEAT 5BAIPLO1 de 155 km y reactores de línea de 80 MVar en cada extremo.</p> <p>*T1BAI 500/132 kV – 450 MVA más reactor de barra 2x80 MVar</p>	24 meses	2029	La ET Baigorrita mejora el abastecimiento del centro de la provincia de Bs As, eliminando generación forzada.	40,5 (1)	BUENOS AIRES
ET Alicurá (2)	T12AL 500/132 kV - 300 MVA. Libera para reserva el T9AL	18 meses	2029	Descarga el transformador 500/132 kV existente, con alta solicitud. En estudio de alternativas.	6,5 (1)	COMAHUE
ET La Barrancosa	Nueva ET LBA (con reac. barra 2x50 MVar) + LEAT 5LBARSC1 (102 km) con reactores de línea de 25 MVar en RSC y 50 MVar en LBA + CS en RSC a ZN.	36 meses	2029	Permite vincular la futura CH J. Cepernic con el SADI.	-	PATAGONIA
ET Río Santa Cruz	Compensación serie del 70% en la salida de línea de 500 kV hacia ET Santa Cruz Norte	36 meses	2029	Permite incrementar las transferencias por el corredor patagónico.	17,2	PATAGONIA

Ubicación	Equipos involucrados	Plazo de Obra	Fecha de puesta en servicio	Restricciones que elimina	Inversión (MM USD)	Área /Corredor
ET Comodoro Rivadavia (5)	Nueva ET CRO 500/132 kV – 1x450 MVA, seccionando la actual LEAT 5PYZN1 a unos 120 km de ZN, con compensación serie en el extremo CRO (70% del tramo CRO-PY). La disposición de reactores de línea queda, en la nueva 5CROPY1 con 120 MVar en PY y 240 MVar en CRO; y 80 MVar en CRO para la línea 5CROZN1.	36 meses	2029	Mejora el abastecimiento del área y la confiabilidad ante contingencias en la red de 132 kV. Permite la conexión de gen. renovable. Es clave para la instalación de cap. serie en el corredor patagónico de 500 kV y para la duplicación del corredor	40,5 (1)	PATAGONIA
EETT Puerto Madryn y Choele Choel (2)(4)	2do circuito Choele Choel – Puerto Madryn de 354 km, con reactores de línea de 150 MVar en cada extremo + compensación serie 70% en ET Puerto Madryn	36 meses	2029	Permite mejorar la confiabilidad de la vinculación de PAT con el resto del SADI, evitando el aislamiento del área ante falla simple. Imprescindible para incrementar la capacidad de exportación del área y permitir la conexión de proyectos en curso de generación eólica e hidráulica.	234 (1)	PATAGONIA
EETT Bahía Blanca y Choele Choel (2)(4)	3er circuito Bahía Blanca – Choele Choel de 365 km, con reactores de línea de 170 MVar en CL y 150 MVar en BB + compensación serie 50% en ET Choele Choel	24 meses	2029	Permite aumentar la exportación de Comahue hacia GBA. Imprescindible para incrementar la capacidad de exportación del área y permitir la conexión de proyectos en curso de generación eólica y solar.	174 (1)	COMAHUE - GBA
ET Choele Choel (7)	Reemplazo de T3CL y T5CL por transformadores de 500/132 kV – 2x300 MVA. Obra asociada al proyecto MATER de Generación + Transporte adjudicado a ABO Energy Argentina S.A.	18 meses	2029	El incremento de la capacidad de transformación permite la exportación de generación eólica a instalarse en la red de 132 kV: PE Patagónicos, PE Del Nuevo Sur y PE Energía Pura.	-	COMAHUE
ET Puelches (7)	Repotenciación de playa de 132 kV para llevar la potencia nominal de transformación de 100 MVA a 150 MVA, asociado al proyecto MATER de Generación + Transporte adjudicado al PE Hucalito II de Genneia S.A.	18 meses	2029	El incremento de la capacidad de transformación va a permitir exportar la generación del PE Hucalito, vinculado a la red 132 kV.	-	COMAHUE - GBA
ET Gran Córdoba (3)	Nueva ET Gran Córdoba 500/132 kV 2x300 MVA, seccionando LEAT Almafuerde-Malvinas con dos líneas de 36 km, reactores de líneas de 50 MVar en salidas hacia MA y AM, y construcción de vínculos en 132 kV.	24 meses	2029	Permitirá mejorar la calidad de suministro de la ciudad de Córdoba, al sumarse un nodo de inyección de potencia, y descargar los transformadores de la ET Malvinas, actualmente con elevada carga.	149,4 (1)	CENTRO
DAG Comahue	Reemplazo de todo el hardware asociado al automatismo (PLC's y Estación Maestra). Cambios funcionales en las EETT involucradas. Cambios en sistemas de comunicación	-	2029	Mejora de DAG por Niveles a DAG por Eventos. Optimiza los volúmenes de DAG, incrementado la seguridad y maximizando los límites de transporte. Imprescindible para el AMBA I e instalación de generación en el sur de Buenos Aires.	25 (1)	COMAHUE - GBA

Ubicación	Equipos involucrados	Plazo de Obra	Fecha de puesta en servicio	Restricciones que elimina	Inversión (MM USD)	Área /Corredor
DAG GBA-Litoral	Reasignación en la nueva DAG GBA-LIT de funciones actuales de la DAG NEA para GBA y Litoral y de la DAG Comahue para GBA	-	2029	Libera capacidad de la DAG NEA actualmente saturada y permite atender los cambios topológicos previstos en la red de GBA, con las obras AMBA I, que no podrán ser atendidos por las actuales DAG NEA y Comahue, tanto por limitaciones en su diseño conceptuales como físicas.	-	LITORAL-GBA
ET Gran Paraná	Reactor de línea de 25 MVAR (con reactor de neutro de 5000 $\Omega$ ) sobre la línea 5GPA-ST1 extremo ST y el reactor de línea desvinculado de la 5GPA-ST1 de 50 MVAR (con un reactor de neutro de 2500 $\Omega$ ) pasa a la línea 5GPA-SG1 extremo GPA.	12 meses	2031	Mejora el control de tensión en la zona en escenarios de baja de demanda. Mejora la compensación de las 5GPA-ST1 y 5GPA-SG1.	-	LITORAL
ET Monte Quemado (7)	Compensación serie del 70% en las salidas de línea de 500 kV hacia ET Cobos y hacia ET Chaco.	24 meses	2031	Permite incrementar las transferencias por el corredor NEA – NOA. Obra asociada al proyecto del MATER de Generación + Transporte de los PPSS de Generación Eléctrica Argentina IV S.A. que permite aumentar la exportación NOA en 350 MW.	28 (1)	NOA-NEA
EETT Rodeo y Chaparro	*Nueva ET Rodeo 500/132 kV – 1x600 MVA, con reactor de barra en 500 kV de 80 MVAR. Pasaje de tensión de operación de 132 kV a 500 kV LEAT 5NSJROD1 de 150 km (E/S), con reactor de línea de 120 MVAR en ROD. *Nueva ET Chaparro 500/220 kV – 450 MVA, con reactor de barra 3x30 MVAR y LEAT 500 kV hacia ET Rodeo de 163 km, con reactor de línea de 120 MVAR en CHP. DT 220kV de 93 km para alimentar el proyecto minero Josemaría.	36 meses	2031	Alimentación del proyecto minero de cobre Josemaría. Además, aumenta la capacidad de transmisión necesaria para ingreso de generación renovable en CUY. En conjunto con las futuras LEAT 500 kV Rodeo-Chaparro y Chaparro-La Rioja Sur conformarán el nuevo vínculo CUY-NOA.	-	CUYO
AMBA II (4)(6)	*ET Rodríguez: desvinculación de salida en 500 kV a Belgrano y construcción de nuevo tramo de 28 km para vinculación con ET Plomer. *LEAT 500 kV Atucha – Manuel Belgrano de 35 km. *Nueva ET Oscar Smith 500/220 kV – 2x855 MVA. LEAT doble circuito 500 kV MB-OSM de 44 km y salidas en 220 kV hacia la red de GBA. *ET Ezeiza: 2do Bypass LEAT 500 kV 5EZHE1 con 5EZRD2, conformando la 5HERD1	24 meses	2031	Estas obras conforman una solución de mediano plazo para el abastecimiento del área GBA, descargando y reduciendo las Scc en EETT existentes, incrementando la confiabilidad de la red del área y aportando nuevas posibilidades de vinculación entre la generación de LIT, CUY y COM, y dicha demanda.	234 (1)	GBA

Ubicación	Equipos involucrados	Plazo de Obra	Fecha de puesta en servicio	Restricciones que elimina	Inversión (MM USD)	Área /Corredor
ET Rodríguez (3)(6)	Instalación de STATCOM de +/- 250 MVar en 220 kV de ET Rodríguez	18 meses	2031	Con el incremento vegetativo de la demanda de GBA se dispone de un muy escaso margen de control de tensión, resultando esta ampliación imprescindible para incrementar la reserva de potencia reactiva y mejorar la seguridad de abastecimiento	25 (1)	GBA
EETT Charlone y Baigorrita (2)(4)(6)	*Nueva ET Charlone (CCH) (500/132 kV 2x300 MVA). Reactor de barra 2x80 MVar. * LEAT RDI-CCH (490 km) con reactores de línea de 120 MVar en cada extremo, y la LEAT CCH-BAI (223 km) con reactores de línea de 80 MVar en cada extremo. *Compensación serie en LEAT RDI-CCH (35% cada extremo) y en LEAT BAI-CCH (70% en el extremo CCH). *Compensación Serie en ET Plomer, en la salida a ET Baigorrita.	24 meses	2031	Permite evacuar futura generación renovable a instalarse en Cuyo y Comahue hacia GBA y descargar los corredores COM-GBA y CUY-CEN-LIT. Además, la ET CCH permite mejorar la confiabilidad de suministro de demandas de Bs As, La Pampa, Córdoba y Santa Fe, eliminando generación forzada.	300 (1)	CUYO-CENTRO-GBA
ET La Rioja Sur	Reemplazo de la actual compensación (150 MVar en LA y 85 MVar en RE) por un único reactor de 80 MVar (aislado de tierra) en el extremo La Rioja Sur.	24 meses	2031	Permite adecuar la compensación de la línea y mejorar el control de tensión en el área.	-	NOA
Ampliación corredor Patagónico (6)	*Nueva ET Cóndor Cliff + LEAT Cóndor Cliff – La Barrancosa de 70,7 km con reactor de línea en Cóndor Cliff. *2da LEAT 5CRO-PY2 de 432 km, con reactores de línea de 240 MVar en CRO y 120 MVar en PY + CS en CRO al 70%. *2do circuito entre CRO-RSC de 514 km, con reactores de línea de 240 MVar en CRO y 150 MVar en RSC + CS en RSC.	-	2031	Imprescindible para incrementar la capacidad de exportación del área PAT, mejorar la confiabilidad de abastecimiento del área y permitir la evacuación de la generación eólica e hidráulica (CCHH Cepernic y Kirchner) prevista.	556 (1)	PATAGONIA
AT El Cortaderal	Nueva ET El Cortaderal (ECO) de 500/132/33 kV con 150 MVA, que secciona la 5AG-RDI1. Construcción de una DT en 132 kV y la ET Potasio Río Colorado de 132/33/6,6 kV con 2x75 MVA. La disposición de reactores de línea es de 120 MVar en ambos extremos, tanto del tramo ECO-RDI como ECO-AG.	24 meses	2031	Permite la conexión eléctrica de proyectos mineros que están en estudio en la zona.	-	CUYO

Ubicación	Equipos involucrados	Plazo de Obra	Fecha de puesta en servicio	Restricciones que elimina	Inversión (MM USD)	Área /Corredor
EETT Río Diamante, Embalse y Almafuerte (7)	<p>*Ampliación de ET Río Diamante, T2RDI 500/220/33 kV con 450 MVA</p> <p>*Nueva ET Embalse 500 kV de maniobra en las cercanías de EM para seccionar la 5EMRG1 y construir una nueva LEAT 500 kV entre la nueva ET Embalse y AM.</p> <p>*Ampliación de ET Almafuerte con la instalación de compensación shunt en cada barra de 132 kV de la ET AM de 2x55 MVar cada banco (total 220 MVar).</p>	-	2031	Estas obras están asociadas al proyecto del MATER de Generación + Transporte del PS Mendoza Sur de Genneia S.A. que va a permitir el ingreso de 450 MW en el sur de Mendoza de generación solar.	-	CUYO-CENTRO
EETT La Rioja Sur, Recreo y Malvinas (7)	<p>*Ampliación de ET La Rioja Sur, T3LA 500/132/13,2 kV con 300 MVA.</p> <p>*Ampliación de ET Recreo con la repotenciación del capacitor serie de RE, llevando la corriente nominal a 1400 A, manteniendo las reactancias.</p> <p>*Ampliación de ET Malvinas, instalación de compensación shunt en 132 kV de 3x65 MVar y cambio de la bobina de onda portadora de la 5MARE1 a un valor de corriente superior a 1762 A.</p>	-	2031	Estas obras están asociadas al proyecto del MATER de Generación + Transporte del PS Sol del Valle de Genneia S.A. que va a permitir incrementar en 300 MW la exportación del NOA.	-	NOA-CENTRO
ET Espinillo (6)	Nueva ET El Espinillo 500/132 kV 1x450 MVA, seccionando LEAT El Bracho-Cobos, y construcción de vínculos en 132 kV.	24 meses	2033	Permitirá mejorar la calidad de suministro al noroeste de la ciudad de San Miguel y Tafí Viejo, al sumarse un nodo de inyección de potencia, y evitar la ampliación de la playa de 132 kV de la ET El Bracho.	80 (1)	NOA
EETT Chaparro y La Rioja Sur (6)	Construcción de un vínculo en 500 kV de 335 km entre las EETT Chaparro y La Rioja Sur con reactores de línea en ambos extremos.	24 meses	2033	La LEAT 5CHP-LA1 conformará el futuro corredor CUY-NOA, permitiendo incrementar la capacidad de transmisión para futuros ingresos de generación en CUY y NOA, y mejora la seguridad de suministro de dichas regiones (La Rioja y San Juan dejan de ser radiales).	315 (1)	CUYO-NOA
ET San Francisco (6)	<p>*Nueva ET San Francisco 500/132 kV – 1x300 MVA y 2 nuevas vinculaciones en 132 kV.</p> <p>*Línea de 500 kV San Francisco – Santo Tomé de 120 km.</p> <p>*Línea de 500 kV Malvinas – San Francisco de 180 km.</p>	24 meses	2033	La LEAT 5CHP-LA1 conformará el futuro corredor CUY-NOA, permitiendo incrementar la capacidad de transmisión para futuros ingresos de generación en CUY y NOA, y mejora la seguridad de suministro de dichas regiones (La Rioja y San Juan dejan de ser radiales).	221 (1)	CENTRO-LITORAL



Ubicación	Equipos involucrados	Plazo de Obra	Fecha de puesta en servicio	Restricciones que elimina	Inversión (MM USD)	Área /Corredor
ET Chihuido I	*Nueva ET Chihuido I. *LEAT Chocón Oeste- Chihuido I de 160 km y LEAT Chihuido I - Río Diamante de 450 km con CS en RDI.	36 meses	2033	La LEAT 5CHP-LA1 conformará el futuro corredor CUY-NOA, permitiendo incrementar la capacidad de transmisión para futuros ingresos de generación en CUY y NOA, y mejora la seguridad de suministro de dichas regiones (La Rioja y San Juan dejan de ser radiales).	312 (1)	COMAHUE-CUYO
Vínculo HVDC Patagonia-Cuyo	Línea de corriente continua (HVDC) Puerto Madryn – Plomer	36 meses	2033	La LEAT 5CHP-LA1 conformará el futuro corredor CUY-NOA, permitiendo incrementar la capacidad de transmisión para futuros ingresos de generación en CUY y NOA, y mejora la seguridad de suministro de dichas regiones (La Rioja y San Juan dejan de ser radiales).	1800 (1)	PATAGONIA-GBA

#### 5.1.10. Ampliaciones del sistema de transmisión – Obras no modeladas en la presente Guía.

A continuación, se presentan aquellas obras de ampliación del Sistema de Transporte en Alta Tensión que no son modeladas en la presente Guía. Estas obras también revisten de vital importancia porque son en muchos casos alternativas de inversión en el caso de que no se concreten el plan de obras descripto en el apartado anterior. También dentro de este grupo de obras hay ampliaciones asociadas a proyectos mineros que no fueron modeladas en esta Guía debido a la falta de información concreta y/o porque excede el horizonte de estudio de esta Guía.

Ubicación	Equipos involucrados	Plazo de Obra	Fecha de puesta en servicio	Restricciones que elimina	Inversión (MM USD)	Área /Corredor
ET Ezeiza (5)	Separación de las barras de 500 kV de la ET y vinculación de las mismas mediante un reactor con núcleo en aire de 25 Ω. Solución de mayor plazo.	24 meses	No Modelada	Disminuye el nivel de cortocircuito en barras de 500 kV de ET Ezeiza por debajo de los valores máximos admisibles por el equipamiento instalado.	62,7 (1)	GBA
ET Rodríguez (5)	Separación en dos de las barras de 500 kV de la ET y vinculación de las mismas mediante un reactor con núcleo en aire de 25 Ω.	24 meses	No Modelada	Disminuye el nivel de cortocircuito en barras de 500 kV de ET Rodríguez por debajo de los valores máximos admisibles del equipamiento instalado.	54,5 (1)	GBA

Ubicación	Equipos involucrados	Plazo de Obra	Fecha de puesta en servicio	Restricciones que elimina	Inversión (MM USD)	Área /Corredor
ET Gran Formosa (6)	Instalación de banco de capacitores shunt (2x30 MVar a 138 kV).	12 meses	No Modelada	Permite un mejor perfil de tensión en el área en escenarios de pico. Permite evitar depresiones de tensión ante la salida de servicio de generación local.	3,6 (1)	NEA
EETT Rodeo y Calingasta (2)	Nueva ET Calingasta 500/132 kV – 450 MVA. Vinculación a 500 kV de la línea Rodeo – Calingasta de 95 km de longitud, actualmente operada en 132 kV.	24 meses	No Modelada	Abastece la demanda minera del área.	-	CUYO
EETT La Rioja Sur, Chumbicha, Saujil y El Bracho (6)	*Nueva ET Chumbicha 500/132 kV – 450 MVA con reactor de barra de 500 MVar. *Nueva ET Saujil 500/132 kV – 450 MVA. *Línea de 500 kV La Rioja Sur-Chumbicha de 65 km de longitud. *Línea de 500 kV Chumbicha - Saujil de 100 km de longitud. *Línea de 500 kV Bracho - Saujil de 200 km de longitud.	24 meses	No Modelada	Conveniente como consecuencia del incremento de generación de fuentes renovables en NOA y Cuyo. Mejoras de confiabilidad de abastecimiento de demanda de Catamarca, posibilitando el desarrollo minero.	-	NOA
ET Abasto	Ampliación de la capacidad de transformación a 220 kV. Instalación de un tercer transformador 500/220 kV – 800 MVA.	24 meses	No Modelada	Evita sobrecargas de los transformadores existentes. Mejora la confiabilidad del abastecimiento del área.	-	GBA
ET Abasto	Instalación de dos bancos de capacitores shunt en barras de 220 kV de la ET, 2x 125 MVar.	12 meses	No Modelada	Aumenta la reserva de reactivo de la ET, para asegurar el correcto funcionamiento del sistema.	-	GBA
ET Rodríguez (3)	Instalación de dos bancos de capacitores shunt en barras de 220 kV de la ET, diseñados como filtros de armónico 7 (115 MVar cada banco a 220 kV).	18 meses	No Modelada	Sintonizados a la armónica 6,8. Aportan 114,8 MVar. Aumenta la reserva de reactivo de la ET, para asegurar el correcto funcionamiento del sistema, tanto en funcionamiento normal, como ante contingencias.	-	GBA
ET Malvinas	Instalación de un SVS de $\pm 250$ MVar.	18 meses	No Modelada	Los flujos de potencia serán altamente dependientes por efecto de la variación de generación solar fotovoltaica y eólica en NOA, lo que exige un control dinámico de las tensiones, clave tanto en condiciones N como N-1.	-	CENTRO
ET Comodoro Rivadavia	Instalación de un SVS de $\pm 250$ MVar.	18 meses	No Modelada	Para el control dinámico de las tensiones del débil corredor patagónico de 500 kV, ante la presencia de importante generación eólica e hidroeléctrica de pasada.	-	PATAGONIA

Ubicación	Equipos involucrados	Plazo de Obra	Fecha de puesta en servicio	Restricciones que elimina	Inversión (MM USD)	Área /Corredor
EETT Río Diamante y Agua del Cajón (2)	Compensación serie del 35% en ET Río Diamante, en salida de línea a Agua del Cajón (línea existente)	24 meses	No Modelada	Permite incrementar las transferencias por el corredor Comahue-Cuyo.	-	COMAHUE-CUYO
ET Romang (3)	Compensación serie del 50% en salida a Resistencia y reemplazo de BOP por otras de 2000 A en salidas a Santo Tomé y Resistencia.	24 meses	No Modelada	Permite incrementar las transferencias por el corredor NEA-Litoral – GBA.	-	NEA-LITORAL
EETT Lavalle y Chumbicha (6)		-	No Modelada	Mejoras de confiabilidad de abastecimiento de demanda de la provincia de Catamarca.	130 (1)	NOA
EETT Chaparro, Antofagasta de la Sierra, La Puna y Cobos (6)	*ET 500/132 kV Antofagasta de la Sierra. *Línea de 500 kV de 390 km entre Chaparro y Antofagasta de la Sierra. *ET La Puna 500/345 kV. *Línea de 500 kV de 240 km entre Antofagasta de la Sierra y La Puna *Línea de 500 kV de 217 km entre La Puna y Cobos	-	No Modelada	Abastecimiento de proyectos mineros y evacuación de generación solar fotovoltaica.	705 (1)	CUYO-NOA
EETT Yaguaca (Bolivia), Salvador Mazza y San Juancito (6)	*ET 500/132 kV Salvador Mazza en Salta. *ET 500/220 kV Yahuacua (Bolivia) e instalación Central Térmica del Sur. *Línea de 500 kV de 345 km entre San Juancito-Salvador Mazza-Yahuacua.	-	No Modelada	Posible importación de generación térmica desde Bolivia y abastecimiento al norte de Salta.	570 (1)	NOA
EETT Villa Hayes (Paraguay) y Gran Formosa (6)	Línea de 500 kV de 123 km entre Gran Formosa y Villa Hayes	-	No Modelada	Segunda vinculación con Paraguay en 500 kV. Aumento de la seguridad en la provincia de Formosa por doble vínculo.	183 (1)	NEA
EETT Esperanza y Río Grande (6)	Línea en 500 kV para vincular a Tierra del Fuego con el SADI, con construcción de una ET 500/132 kV en Río Grande.	-	No Modelada	Vinculación de Tierra del Fuego al SADI por medio de un vínculo en 500 kV que pasa por territorio chileno.	570 (1)	PATAGONIA

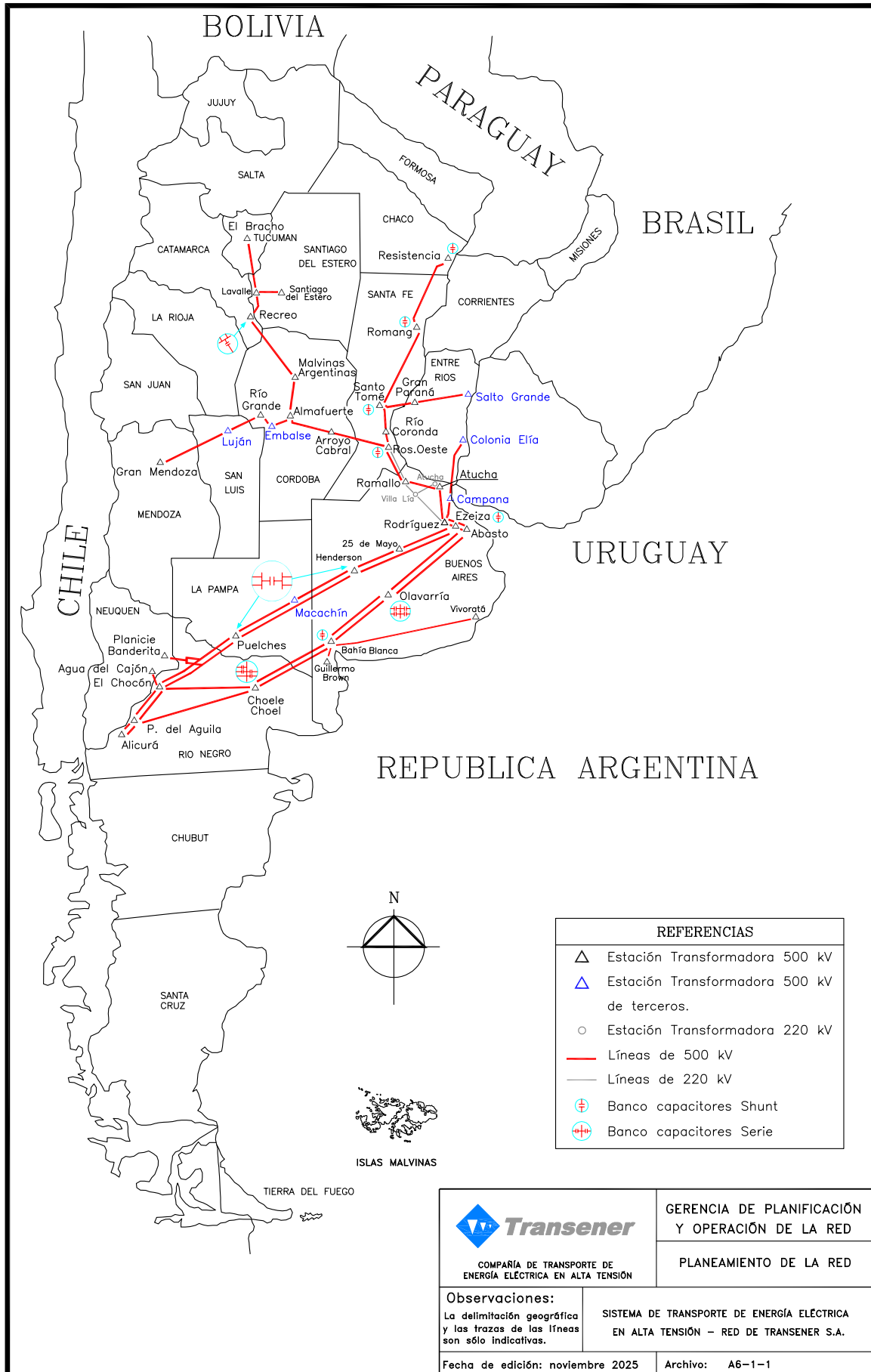
## **ANEXO 6**

### **Esquemas Geográficos y Unifilares**

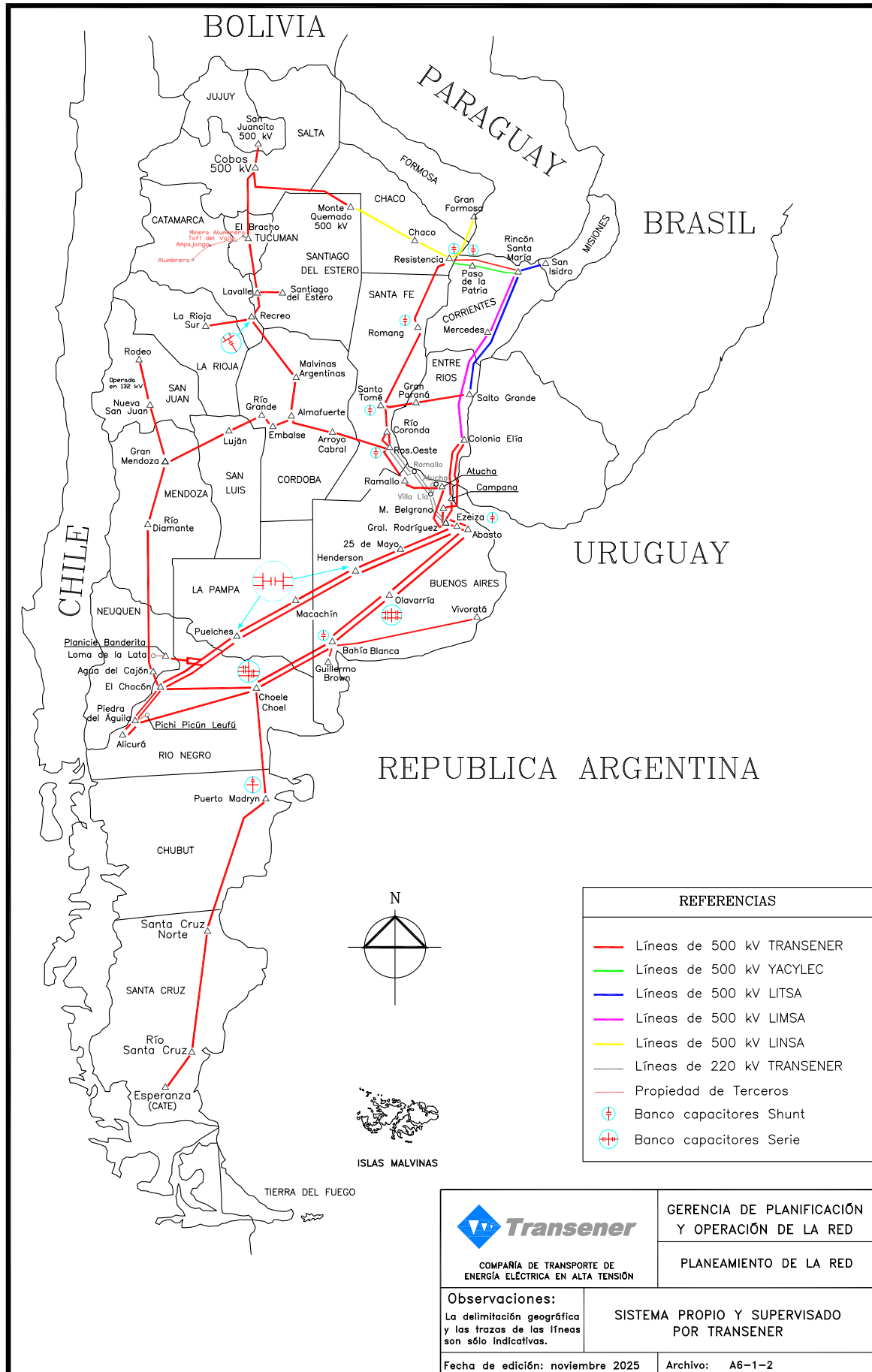
**(PT/012 - Ítem 4.b.8)**

## **ANEXO 6**

### **Sección 1: Descripción de la Red de Transener S.A.**







## DESCRIPCIÓN SINTÉTICA DEL SISTEMA

**Tabla 6.1.1. Líneas de Transener S.A.**

CÓDIGO	LÍNEA		CATEG. / TIPO	LONG. [km]	TENSIÓN [kV]	COMENTARIOS
	DESDE E.T.	HASTA E.T.				
5ABEZ1	ABASTO	EZEIZA 1	C	58	500	
5ABEZ2	ABASTO	EZEIZA 2	C	58	500	
5ABOL1	ABASTO	OLAVARRIA 1	B	291	500	
5ABOL2	ABASTO	OLAVARRIA 2	B	302	500	TRANSENER - IV LINEA
5AGCO1	AGUA DEL CAJÓN	CHOCÓN OESTE	C	52	500	
5AGRDI1	AGUA DEL CAJÓN	RIO DIAMANTE	A	518	500	INTESAR – 5AG-RDI1
5ALPG1	ALICURA	P. DEL AGUILA 1	C	76	500	
5ALPG2	ALICURA	P. DEL AGUILA 2	C	76	500	
5AMEM1	ALMAFUERTE	EMBALSE RÍO III	C	12	500	
5AMMA1	ALMAFUERTE	MALVINAS	C	104	500	
5ACAM1	ARROYO CABRAL	ALMAFUERTE	C	95	500	
5ACRO1	ARROYO CABRAL	ROSARIO OESTE	B	250	500	
5ATRA1	ATUCHA	RAMALLO	C	117	500	
5ATRD1	ATUCHA	RODRIGUEZ	C	67	500	
5BBCL1	B. BLANCA	CHOELE CHOEL 1	B	346	500	
5BBCL2	B. BLANCA	CHOELE CHOEL 2	B	348	500	
5BBOL1	B. BLANCA	OLAVARRÍA 1	B	255	500	
5BBOL2	B. BLANCA	OLAVARRÍA 2	B	255	500	TRANSENER - IV LINEA
5BBGBR1	B. BLANCA	G. BROWN	C	42	500	TRANSENER - IV LINEA
5BB-VIV1	VIVORATA	B. BLANCA	C	408	500	
5CCPB1	C. DE LA COSTA	P. BANDERITA	C	27	500	
5CACE1	CAMPANA	COLONIA ELIA	C	194	500	
5CARD1	CAMPANA	RODRIGUEZ	C	42	500	
5CHCO1	CHOCON OESTE	EL CHOCÓN 1	C	4	500	
5CHCO2	CHOCON OESTE	EL CHOCÓN 2	C	4	500	
5CLCO1	CHOCON OESTE	CHOELE CHOEL	B	269	500	
5COPG1	CHOCON OESTE	P. DEL AGUILA 1	C	165	500	
5COPG2	CHOCON OESTE	P. DEL AGUILA 2	C	165	500	
5CLPG1	CHOELE CHOEL	P. DEL AGUILA 1	A	387	500	TRANSENER - IV LINEA
5CLPY1	CHOELE CHOEL	PTO. MADRYN	B	354	500	INTESAR
5CBSO1	COBOS	SAN JUANCITO	C	47	500	INTESAR
5CBMQ1	COBOS	MONTE QUEMADO	B	297	500	INTESAR
5CEMB1	COLONIA ELÍA	M. BELGRANO	C	202	500	INTESAR
5BRLAV1	EL BRACHO	LAVALLE	A	131	500	
5BRCB1	EL BRACHO	COBOS	A	284	500	INTESAR
5CHCH1	EL CHOCON	C.H. CHOCÓN 1	C	1	500	
5CHCH3	EL CHOCON	C.H. CHOCÓN 3	C	1	500	

CÓDIGO	LÍNEA		CATEG. / TIPO	LONG. [km]	TENSIÓN [kV]	COMENTARIOS
	DESDE E.T.	HASTA E.T.				
5CHCH5	EL CHOCON	C.H. CHOCÓN 5	C	1	500	
5CHPU1	EL CHOCON	PUELCHES 1	A	304	500	
5CHPU2	EL CHOCON	PUELCHES 2	A	304	500	
5EMRG1	EMBALSE RÍO III	RÍO GRANDE	C	30	500	
5EZHE1	EZEIZA	HENDERSON	A	313	500	
5EZVM2	EZEIZA	25 DE MAYO	C	139	500	
5EZRD1	EZEIZA	RODRIGUEZ 1	C	54	500	
5EZRD2	EZEIZA	RODRIGUEZ 2	C	60	500	
5HEVM2	HENDERSON	25 DE MAYO	C	174	500	
5GMLU1	GRAN MENDOZA	LUJAN	B	258	500	
5GMRD1	GRAN MENDOZA	RIO DIAMANTE	B	188	500	LICCSA
5GMNSJ1	GRAN MENDOZA	NUEVA SAN JUAN	B	177	500	TRANSP. CUYANA
5GPASG1	GRAN PARANÁ	SALTO GRANDE	C	243	500	
5GPAST1	GRAN PARANÁ	STO. TOMÉ	C	47	500	
5HEPU1	HENDERSON	PUELCHES 1	A	421	500	
5HEMC2	HENDERSON	MACACHIN	A	194	500	
5LAVRE1	LAVALLE	RECREO	A	123	500	
5LAVSES1	LAVALLE	S. DEL ESTERO	C	86	500	
5LURG1	LUJAN	RIO GRANDE	B	149	500	
5MBRD1	M. BELGRANO	RODRIGUEZ	C	41	500	INTESAR
5MCPU2	MACACHIN	PUELCHES	A	227	500	
5MARE1	MALVINAS	RECREO	B	259	500	
5PAPG1	P. DEL AGUILA	C.H. P. AGUILA 1	C	6	500	
5PAPG2	P. DEL AGUILA	C.H. P. AGUILA 2	C	6	500	
5PYZN1	PTO. MADRYN	SANTA CRUZ NORTE	A	552	500	INTESAR
5RARO1	RAMALLO	ROSARIO OESTE	C	77	500	
5RELA1	RECREO	LA RIOJA SUR	C	147	500	TRANSPORTE MINERA 2
5RMRS1	RESISTENCIA	ROMANG	C	256	500	
5CNRO1	RIO CORONDA	ROSARIO OESTE	C	65	500	
5CNRO2	RIO CORONDA	ROSARIO OESTE	C	66	500	TRANSP. RIO CORONDA
5RSC-ESP1	RIO SANTA CRUZ	ESPERANZA	C	171	500	INTESAR
5RMST1	ROMANG	STO. TOME	C	270	500	
5ZN-RSC1	SANTA CRUZ NORTE	RIO SANTA CRUZ	B	392	500	INTESAR
5CNST1	STO. TOME	RIO CORONDA	C	138	500	
5RIRS2	RINCÓN	RESISTENCIA	C	271	500	
1NSJROD1	NUEVA SAN JUAN	RODEO	C	166	500	LINEA DE 500 KV ENERGIZADA EN 132 KV
2ATVL1	ATUCHA	VILLA LÍA 1	C	26	220	
2ATVL2	ATUCHA	VILLA LÍA 2	C	26	220	
2RARO1	RAMALLO	ROSARIO OESTE 1	C	77	220	
2RARO2	RAMALLO	ROSARIO OESTE 2	C	77	220	
2RASN1	RAMALLO	SAN NICOLÁS (TV15)	C	6	220	

CÓDIGO	LÍNEA		CATEG. / TIPO	LONG. [km]	TENSIÓN [kV]	COMENTARIOS
	DESDE E.T.	HASTA E.T.				
2RAVL1	RAMALLO	VILLA LÍA 1	C	114	220	
2RAVL2	RAMALLO	VILLA LÍA 2	C	114	220	
2RDVL1	RODRIGUEZ	VILLA VÍA 1	C	63	220	
2RDVL2	RODRIGUEZ	VILLA VÍA 2	C	63	220	
1RASN1	RAMALLO	SAN NICOLÁS	C	6	132	
Long. Total en 500kV:		12516 km	Long. Total en 220 kV:		562 km	Long. Total en 132 kV: 6 km

**Tabla 6.1.2. Capacitores serie de 500 Kv**

CÓDIGO	ESTACIÓN	UBICACIÓN	X <sub>C</sub> [ohm] POR FASE	I <sub>NOM</sub> [A] POR FASE	MVar TRIFÁSICO	COMENT.
K1CL	CHOELE CHOEL	EN LÍNEA A CHOCÓN O.	43.35	1550	312	
K2CL	CHOELE CHOEL	EN LÍNEA A B. BLANCA	44.13	1540	314	
K3CL	CHOELE CHOEL	EN LÍNEA A P. AGUILA	36.52	1650	298	TRANSENER -IV LINEA
K4CL	CHOELE CHOEL	EN LÍNEA A B. BLANCA	34.78	1540	247	TRANSENER -IV LINEA
K1OL	OLAVARRÍA	EN LÍNEA A B. BLANCA	34.86	1691	299	
K2OL	OLAVARRÍA	EN LÍNEA A ABASTO	38.17	1391	222	
K3OL	OLAVARRÍA	EN LÍNEA A B. BLANCA	24.35	1650	199	TRANSENER -IV LINEA
K4OL	OLAVARRÍA	EN LÍNEA A ABASTO	32.77	1430	201	TRANSENER -IV LINEA
KSPU	PUELCHES	EN BARRAS	29.04	2795	681	
KSHE	HENDERSON	EN BARRAS	29.04	2615	596	
K1PY	PUERTO MADRYN	EN LÍNEA A CHOELE CHOEL	59.23	1458	378	
K1RE	RECREO	EN LÍNEA A MALVINAS	69.00	1088	245	

**Tabla 6.1.3. Autotransformadores de 500/132 kV de Transener S.A.**

ESTACIÓN	CÓDIGO	POTENCIA [MVA]	TENSIONES [kV]	COMENT.
ALICURA	T9AL	100	500/138/13.2	
CHOCÓN OESTE	T8CO	150	500/138/13.2	
CHOELE CHOEL	T5CL	100	500/138/13.2	
EL CHOCÓN	T2CH	100	500/132/13.2	
EL CHOCÓN	T4CH	150	500/139/13.2	
LA RIOJA SUR	T1LA	300	500/138/13.2	COBRA
RECREO	T2RE	150	500/138/13.2	

**Tabla 6.1.4. Autotransformadores de 500/220 kV de Transener S.A.**

ESTACIÓN	CÓDIGO	POTENCIA [MVA]	TENSIONES [kV]	COMENT.
GRAN MENDOZA	T1GM	300	500/231/13.8	
HENDERSON	T1HE	300	500/220/13.8	
HENDERSON	T3HE	300	500/220/13.8	
ROSARIO OESTE	T4RO	300	500/231/13.8	DE RESERVA

**Tabla 6.1.5. Autotransformadores de 500/330 kV de Transener S.A.**

ESTACIÓN	CÓDIGO	POTENCIA [MVA]	TENSIONES [kV]	COMENT.
PTO. MADRYN	T1PY	450	500/330/33	INTESAR

**Tabla 6.1.6. Autotransformadores de 220/132 kV de Transener S.A.**

ESTACIÓN	CÓDIGO	POTENCIA [MVA]	TENSIONES [kV]	COMENT.
ATUCHA 1	T1AT	150	220/138/13.8	DE RESERVA
ESPERANZA	T2ESP	100	220/138/34.5	CATE
ROSARIO OESTE	T1RO	150	220/138/13.8	
ROSARIO OESTE	T2RO	150	220/138/13.8	

**Tabla 6.1.7. Transformadores de 220/132 kV de Transener S.A.**

ESTACIÓN	CÓDIGO	POTENCIA [MVA]	TENSIONES [kV]	COMENT.
ATUCHA 1	T2AT	150	220/138/13.8	
RAMALLO	T1RA	300	220/132/13.8	

**Tabla 6.1.8. Transformadores de 500/132 kV de Transener S.A.**

ESTACIÓN	CÓDIGO	POTENCIA [MVA]	TENSIONES [kV]	COMENT.
25 DE MAYO	T1VM	300	500/138/34.5	
25 DE MAYO	T2VM	300	500/138/34.5	
ALICURA	T11AL	150	500/138/13.2	DE RESERVA
ALMAFUERTE	T1AM	150	500/138/13.8	
ALMAFUERTE	T2AM	150	500/138/13.8	
ALMAFUERTE	T3AM	300	500/138/13.8	
ARROYO CABRAL	T1AC	300	500/138/34.5	
EL BRACHO	T1BR	300	500/138/34.5	
EL BRACHO	T2BR	300	500/138/34.5	
GRAN MENDOZA	T2GM	300	500/138/13.8	
GRAN MENDOZA	T3GM	300	500/138/13.8	
GRAN PARANÁ	T1GPA	300	500/138/34.5	

ESTACIÓN	CÓDIGO	POTENCIA [MVA]	TENSIONES [kV]	COMENT.
GRAN PARANÁ	T2GPA	300	500/138/34.5	
HENDERSON	T2HE	300	500/138/13.8	
HENDERSON	T7HE	300	500/138/13.8	
LA RIOJA SUR	T2LA	300	500/138/34.5	
LUJAN	T1LU	150	500/138/34.5	
LUJAN	T2LU	150	500/138/34.5	
LUJAN	T3LU	300	500/138/34.5	
MACACHIN	T1MC	150	500/138/34.5	DE RESERVA
MACACHIN	T2MC	300	500/138/34.5	
MALVINAS	T1MA	300	500/138/34.5	
MALVINAS	T2MA	300	500/138/34.5	
MALVINAS	T4MA	300	500/138/34.5	
NUEVA SAN JUAN	T1NSJ	450	500/138/34.5	
PASO DE LA PATRIA	T1PT	300	500/138/34.5	ENECOR
PASO DE LA PATRIA	T2PT	300	500/138/34.5	
PLANICIE BANDERITA	T2PB	300	500/138/34.5	
PUELCHES	T1PU	150	500/138/13.8	
PUERTO MADRYN	T2PY	600	500/138/34.5	
PUERTO MADRYN	T3PY	600	500/138/34.5	
RECREO	T1RE	150	500/138/34.5	
RESISTENCIA	T1RS	300	500/138/34.5	
RESISTENCIA	T2RS	300	500/138/34.5	
RÍO SANTA CRUZ	T1RSC	150	500/138/34.5	INTESAR
RIO CORONDA	T1CN	300	500/138/34.5	
ROMANG	T1RM	150	500/138/34.5	
ROMANG	T2RM	150	500/138/34.5	
ROSARIO OESTE	T3RO	300	500/138/13.8	
ROSARIO OESTE	T5RO	300	500/138/13.8	
ROSARIO OESTE	T6RO	300	500/138/13.8	
SAN JUANCITO	T1SO	300	500/138/34.5	INTESAR
SANTA CRUZ NORTE	T1ZN	150	500/132/33.0	INTESAR
SANTA CRUZ NORTE	T2ZN	150	500/132/33.0	
SANTA CRUZ NORTE	T3ZN	150	500/132/33.0	
SANTIAGO DEL ESTERO	T1SES	450	500/138/34.5	
SANTO TOME	T1ST	300	500/138/13.8	
SANTO TOME	T2ST	300	500/138/13.8	
SANTO TOME	T3ST	300	500/138/13.8	
VIVORATA	T1VIV	450	500/138/34.5	
VIVORATA	T2VIV	450	500/138/34.5	



**Tabla 6.1.9. Transformadores de 500/220 kV de Transener S.A.**

ESTACIÓN	CÓDIGO	POTENCIA [MVA]	TENSIONES [kV]	COMENT.
ESPERANZA	T1ESP	300	500/233/34.5	CATE
EZEIZA	T1EZ	800	500/233/132	
EZEIZA	T3EZ	800	500/233/132	
EZEIZA	T7EZ	800	500/233/132	
EZEIZA	T9EZ	800	500/233/132	
EZEIZA	T10EZ	800	500/233/132	
RAMALLO	T4RA	300	500/220/13.2	
RÍO DIAMANTE	T1RDI	300	500/233/34.5	LICCSA
ROSARIO OESTE	T7RO	855	500/231/34.5	

**Tabla 6.1.10. Transformadores de 500/345 kV de Transener S.A.**

ESTACIÓN	CÓDIGO	POTENCIA [MVA]	TENSIONES [kV]	COMENT.
COBOS	T1CB	450	500/345/34.5	INTESAR
COBOS	T2CB	450	500/345/34.5	

**Tabla 6.1.11. Transformadores de 132/13.8 kV de Transener S.A.**

ESTACIÓN	CÓDIGO	POTENCIA [MVA]	TENSIONES [kV]	COMENT.
EZEIZA	T4EZ	250	132/13.8/13.8	
EZEIZA	T5EZ	250	132/13.8/13.8	
EZEIZA	T6EZ	250	132/13.8/13.8	

**Tabla 6.1.12. Reactores de Terciario de Transener S.A.**

ESTACIÓN	CÓDIGO	POTENCIA [MVA <sub>r</sub> ]	COMENT.
ALMAFUERTE	R1T1AM	25	
ALMAFUERTE	R1T2AM	25	
ALMAFUERTE	R2T1AM	25	
ALMAFUERTE	R2T2AM	25	
EL BRACHO	R1T1BR	25	
EL BRACHO	R1T2BR	25	
GRAN MDZA	R1T2GM	25	
GRAN MDZA	R1T3GM	25	
GRAN MDZA	R2T2GM	25	
GRAN MDZA	R2T3GM	25	
MALVINAS	R1T1MA	25	
RECRO	R1T1RE	25	
RECRO	R2T1RE	25	
ROSARIO OESTE	R1T5RO	25	
ROSARIO OESTE	R2T3RO	25	
ROSARIO OESTE	R2T5RO	25	
STO.TOME	R1T1ST	25	
STO.TOME	R1T2ST	25	

**Tabla 6.1.13. Reactores de Barra de Transener S.A.**

ESTACIÓN	CÓDIGO	POTENCIA [MVar]	COMENT.
B. BLANCA	R1B5BB	150	
B. BLANCA	R2B5BB	150	
COBOS	R1B5CB	120	INTESAR
COBOS	R2B5CB	120	INTESAR
EL CHOCON	R1B5CH	150	
EL CHOCON	R2B5CH	150	
ESPERANZA	R1B5ESP	25	CATE
ESPERANZA	R2B5ESP	25	CATE
ESPERANZA	R3B5ESP	25	CATE
ESPERANZA	R4B5ESP	25	CATE
CHOELE - CHOEL	R1B5CL	150	
CHOELE - CHOEL	R2B5CL	150	
HENDERSON	R1B5HE	150	
HENDERSON	R2B5HE	150	
HENDERSON	R5B5HE	150	
HENDERSON	R6B5HE	150	
LA RIOJA SUR	R1B5LA	80	
OLAVARRIA	R1B5OL	150	
OLAVARRIA	R2B5OL	150	
PIEDRA DEL AGUILA	R1B5PG	150	
PUELCHES	R1B5PU	150	
PUELCHES	R2B5PU	150	
PUELCHES	R6B5PU	150	
PUERTO MADRYN	R1B5PY	120	
RESISTENCIA	R9B5RS	80	
RÍO DIAMANTE	R1B5RDI	80	LICCSA
RÍO DIAMANTE	R2B5RDI	80	LICCSA
RÍO SANTA CRUZ	R1B5RSC	25	INTESAR
RÍO SANTA CRUZ	R2B5RSC	25	INTESAR
RÍO SANTA CRUZ	R3B5RSC	25	INTESAR
RÍO SANTA CRUZ	R4B5RSC	25	INTESAR
ROMANG	R3B5RM	80	
SANTA CRUZ NORTE	R1B5ZN	50	INTESAR
SANTA CRUZ NORTE	R2B5ZN	50	INTESAR
SANTA CRUZ NORTE	R3B5ZN	50	INTESAR
S. DEL ESTERO	R1B5SES	50	
VIVORATÁ	R1B5VIV	80	

**Tabla 6.1.14. Reactores de Línea de Transener S.A.**

ESTACIÓN	CÓDIGO	POTENCIA [MVar]	X <sub>NEUTRO</sub> [ohm]	CON INTERRUPT.	COMENT.
AGUA DEL CAJÓN	R1L5AG	120	1200	NO	TRANSP. DEL NORTE
AGUA DEL CAJÓN	R2L5AG	120	1200	NO	TRANSP. DEL NORTE
ALICURA	R2L5AL	150	0	NO	
ALICURA	R6L5AL	150	0	NO	
ALMAFUERTE	R1L5AM	120	440	NO	

ESTACIÓN	CÓDIGO	POTENCIA [MVar]	$X_{NEUTRO}$ [ohm]	CON INTERRUP.	COMENT.
ATUCHA II	R1L5AT	80	1600	NO	
BAHÍA BLANCA	R1L5BB	150	NEUTRO AISLADO	NO	
BAHÍA BLANCA	R2L5BB	150	800	NO	TRANSENER – IV LINEA
BAHÍA BLANCA	R3L5BB	150	840	NO	
CAMPANA	R1L5CA	70	1500	SI	
CHOELE-CHOEL	R3L5CL	250	NEUTRO AISLADO	NO	TRANSENER – IV LINEA
CHOELE-CHOEL	R1L5CL	150	800	NO	
CHOELE-CHOEL	R4L5CL	150	NEUTRO AISLADO	NO	TRANSENER – IV LINEA
CHOELE-CHOEL	R2L5CL	150	800	NO	
CHOELE-CHOEL	R5L5CL	150	1100	NO	
COBOS	R3L5CB	120	1200	NO	INTESAR
COBOS	R4L5CB	120	1400	NO	INTESAR
COLONIA ELÍA	R0-20	170	900	NO	INTESAR
COLONIA ELÍA	R0-30	150	800	NO	INTESAR
EL BRACHO	R1L5BR	85	1600	NO	
EL BRACHO	R2L5BR	120	1400	NO	INTESAR
ESPERANZA	R1L5ESP	80	1650	NO	CATE
GRAN MENDOZA	R1L5GM	140	800	SI	
G. BROWN	R1L5GBR	25	6667	NO	
LA RIOJA SUR	R1L5LA	150	800	NO	TRANSPORTE 5RE-LA1
LAVALLE	R1L5LAV	50	4000	NO	
MACACHÍN	R1L5MC	150	800	SI	
MALVINAS	R1L5MA	85	1200	SI	
NUEVA SAN JUAN	R1L5NSJ	120	1200	NO	TRANSPORTISTA CUYANA
OLAVARRIA	R2L5OL	150	800	NO	
OLAVARRIA	R4L5OL	150	2600	NO	TRANSENER – IV LINEA
PUELCHES	R3L5PU	150	0	SI	
PUELCHES	R4L5PU	150	0	SI	
PTO. MADRYN	R1L5PY	150	1100	SI	INTESAR
PTO. MADRYN	R2L5PY	120	1000	NO	INTESAR
PTO. MADRYN	R3L5PY	120	1000	NO	INTESAR
RECREO	R1L5RE	85	0	SI	
RECREO	R2L5RE	85	1600	NO	
RECREO	R3L5RE	85	1200	NO	
RESISTENCIA	R1L5RS	80	1560	SI	
RESISTENCIA	R10L5RS	80	0	NO	
RÍO CORONDA	R1L5CN	25	7000	NO	
RÍO CORONDA	R2L5CN	25	7000	NO	TRANSPORTISTA RÍO CORONDA
RÍO GRANDE	R1L5RG	140	400	NO	
RÍO DIAMANTE	R3L5RDI	150	1500	NO	LICCSA
RÍO DIAMANTE	R4L5RDI	120	1200	NO	LICCSA
RÍO DIAMANTE	R5L5RDI	120	1200	NO	LICCSA
RÍO SANTA CRUZ	R1L5RSC	150	1950	NO	INTESAR
RÍO SANTA CRUZ	R2L5RSC	80	1650	NO	INTESAR
RODRIGUEZ	R4L5RD	25	7000	NO	INTESAR

ESTACIÓN	CÓDIGO	POTENCIA [MVar]	$X_{NEUTRO}$ [ohm]	CON INTERRUPT.	COMENT.
RODRIGUEZ	R3L5RD	50	2500	SI	
ROMANG	R1L5RM	80	1560	SI	
ROMANG	R4L5RM	80	1560	SI	
ROSARIO OESTE	R2L5RO	120	440	SI	
ROSARIO OESTE	R3L5RO	70	1500	SI	
SAN JUANCITO	R1L5SO	50	1200	NO	INTESAR
SANTA CRUZ N.	R1L5ZN	120	1150	NO	INTESAR
SANTA CRUZ N.	R2L5ZN	120	1150	NO	INTESAR
SANTA CRUZ N.	R3L5ZN	150	1950	NO	INTESAR
STO.TOME	R1L5ST	50	2500	NO	DESVINCULADO. FUTURO TRASLADO A ET GPA
STO.TOME	R2L5ST	80	1560	SI	
STO.TOME	R3L5ST	50	2500	SI	
VIVORATÁ	R1L5VIV	80	NEUTRO AISLADO	NO	
VIVORATÁ	R2L5VIV	80	0	SI	

**Tabla 6.1.15. Compensadores Sincrónicos de Transener S.A.**

ESTACIÓN	CÓDIGO	POTENCIA [MVar]
EZEIZA	C1EZ	+125 -120
EZEIZA	C2EZ	+125 -120
EZEIZA	C3EZ	+125 -120
EZEIZA	C4EZ	+125 -120
EZEIZA	C5EZ	+125 -120
EZEIZA	C6EZ	+125 -120

**Tabla 6.1.16. Capacitores Shunt de Transener S.A.**

CÓDIGO	ESTACIÓN	Unom [kV]	MVAR TRIFÁSICO	$X_c$ [ohm] POR FASE	COMENT.
K1PT	PASO DE LA PATRIA	138	45	423.2	ENECOR
K2PT	PASO DE LA PATRIA	138	30	634.8	ENECOR
K1EZ	EZEIZA	242	139	430,7	EDESUR
K2EZ	EZEIZA	242	139	430,7	EDESUR
K5EZ	EZEIZA	132	65	288,1	
K6EZ	EZEIZA	132	65	288,1	
K1RO	ROSARIO OESTE	132	45	387.2	
K2RO	ROSARIO OESTE	132	45	387.2	
K3RO	ROSARIO OESTE	132	45	387.2	
K1RS	RESISTENCIA	145.2	41.25	511.1	
K2RS	RESISTENCIA	145.2	41.25	511.1	

CÓDIGO	ESTACIÓN	Unom [kV]	MVAR TRIFÁSICO	Xc [ohm] POR FASE	COMENT.
K3RS	RESISTENCIA	145.2	41.25	511.1	
K4RS	RESISTENCIA	145.2	27.54	765.5	
K1RM	ROMANG	138	15	1269.6	
K2RM	ROMANG	138	15	1269.6	
K3RM	ROMANG	138	15	1269.6	
K1ST	SANTO TOME	138	50	380.9	

## **ANEXO 6**

### **Sección 2: Descripción de Transportistas Independientes**



## DESCRIPCIÓN DE TRANSPORTISTAS INDEPENDIENTES

**Tabla 6.2.1. LITSA**

E.T.	Tipo E.T.	Cantidad	Equipo/Salida	km Línea	P	MVA S	T	Puntos de Conexión
RINCÓN 500 kV	2B - 3I	1	Línea Rincón - Salto Grande	506				
		1	Línea Rincón – San Isidro	85				
		2	Reactor de Línea 80 MVar					
		1	Trafo 500/138/34.5 kV		300	300	100	
RINCÓN 132 kV	2B - 1I		Línea a Ituzaigó					1
			Líneas a Virasoro					1
			Línea a Ita Ibate					1
SALTO GRANDE 500 kV	2B - 3I	2	Reactor de Línea 80 MVar					
		1	Trafo 500/138/13.8 kV		150	150	50	1

**Referencias:**

2B – 1I: doble barra, simple interruptor  
 2B – 2I: doble barra, doble interruptor  
 2B – 3I: doble barra, interruptor y medio

**Tabla 6.2.2. TIBA S.A.**

E.T.	Tipo E.T.	Cantidad	Equipo/Salida	km Línea	P	MVA S	T	Puntos de Conexión
BAHÍA BLANCA 500 kV	2B - 3I		Línea a CT LP Máq. 29	27				1
			Línea a CT LP Máq. 30	27				1
		1	Autotrafo 500/132/13.2 kV		300	300	70	
		1	Autotrafo 500/132/13.2 kV		300	300	70	
BAHÍA BLANCA 132 kV	2B - 1I		Línea a Mayor Buratovich	108				1
			Línea a Norte 2	19				1
			Línea a Petroquímica 1	30				1
			Línea a Petroquímica 2	30				1
			Línea a Petroquímica 3	30				1
			Línea a Punta Alta	24				1
			Línea a Bajo Hondo	28				1
			Línea a La Genoveva	15				1
			Línea a Tres Picos	48				1
			Línea a ET Corti	2				1
			Línea DT a Tres Picos Oeste	48				1
		1	Acoplamiento de Barras					
		2	Capacitores Shunt (50 MVar)					
OLAVARRÍA 500 kV	2B - 3I	1	Autotrafo 500/138/13.2 kV		300	300	70	
		1	Autotrafo 500/138/13.2 kV		300	300	70	
OLAVARRÍA 132 kV	2B - 1I		Línea a Bolívar	171				1
			Línea a Los Teros	73				1
			Línea a Azul	51				1
			Línea a Chillar	73				1
			Línea a Loma Negra	40				1
			Línea a Olavarría 132 kV	36				1
			Línea a La Pampita	28				1
			Línea a Barker 2	126				1
		1	Acoplamiento de Barras					

E.T.	Tipo E.T.	Cantidad	Equipo/Salida	km Línea	P	MVA S	T	Puntos de Conexión
CAMPANA 500 kV	2B - 2I	1	Trafo 500/138/13.8 kV		300	300	50	
		1	Trafo 500/138/13.8 kV		300	300	50	
CAMPANA 132 kV	2B - 1I		Línea a Villa Lía	43				1
			Línea a Corcemar	5				1
			Línea a Praxair	6				1
			Línea a Siderca "0"	3				1
			Línea a Siderca "1"	2				1
			Línea a Axion I	6				1
			Línea a Axion II					1
		1	Acoplamiento de Barras					

**Referencias:**

2B – 1I: doble barra, simple interruptor  
 2B – 2I: doble barra, doble interruptor  
 2B – 3I: doble barra, interruptor y medio

**Tabla 6.2.3. YACYLEC S.A.**

E.T.	Tipo E.T.	Cantidad	Equipo/Salida	km Línea	P	MVA S	T	Puntos de Conexión
RESISTENCIA 500 kV	2B - 3I	1	Reactor de Barra 80 MVAR					
		2	Reactor de Línea 80 MVAR					
		1	Línea a Paso de la Patria	40				
RINCÓN 500 kV	2B - 3I	1	Reactor de Barra 80 MVAR					
		1	Línea a Paso de la Patria	227				
		1	Línea a Yacyretá I	4				
		1	Línea a Yacyretá II	4				
		1	Línea a Yacyretá III	4				
		2	Reactor de Línea 80 MVAR					

**Referencias:**

2B – 3I: doble barra, interruptor y medio

**Tabla 6.2.4. CTM S.A.**

E.T.	Tipo E.T.	Cantidad	Equipo/Salida	km Línea	P	MVA S	T	Puntos de Conexión
RINCÓN 500 kV	2B - 2I	2	Interruptor de Línea					

**Referencias:**

2B – 2I: doble barra, doble interruptor

**Tabla 6.2.5. TESA S.A.**

E.T.	Tipo E.T.	Cantidad	Equipo/Salida	km Línea	P	MVA S	T	Puntos de Conexión
RINCÓN 500 kV	2B - 3I	2	Interruptor de Línea					

**Referencias:**

2B – 3I: doble barra, interruptor y medio

**Tabla 6.2.6. LIMSA**

E.T.	Tipo E.T.	Cantidad	Equipo/Salida	Km Línea	MVA			Puntos de Conexión
					P	S	T	
SAN ISIDRO 500 kV	2B – 3I	2	Transformador 500/138/34.5 kV		300	300	100	
	2B – 3I	1	Reactor de Línea 50 MVar					
RINCÓN 500 kV	2B – 3I	1	Reactor de Línea 120 MVar					
MERCEDES 500 kV	2B – 3I	1	Línea Mercedes – Rincón	283.4				
	2B – 3I	1	Línea Colonia Elía – Mercedes	386.9				
	2B – 3I	1	Transformador 500/138/34.5 kV		300	300	100	
	2B – 3I	1	Reactor de Línea 120 MVar					
	2B – 3I	1	Reactor de Línea 170 MVar					
	2B – 3I	1	Reactor de Barra 170 MVar					
MERCEDES 132 kV	2B – 1I		Línea DT a Mercedes					1
			Línea a Paso de los Libres Norte					1

**Referencias:**

2B – 3I: doble barra, interruptor y medio

**Tabla 6.2.7. Linsa (Operación y mantenimiento: LITSA)**

E.T.	Tipo E.T.	Cantidad	Equipo/Salida	Km Línea	MVA			Puntos de Conexión
					P	S	T	
GRAN FORMOSA 500 kV	2B – 3I	1	Línea a Resistencia	159				
		1	Reactor de Línea 80 MVar					
		1	Reactor de Barra 80 MVar					
		1	Transformador 500/138/34.5 kV		300	300	100	
		1	Transformador 500/138/34.5 kV		300	300	50	
GRAN FORMOSA 132 kV	2B – 1I		Línea DT a Formosa 1					1
			Línea DT a Formosa 2					1
			Línea a Clorinda					1
			Línea a Pirané					1
CHACO 500 kV	2B – 3I	1	Línea a Resistencia	143				
		1	Línea a Monte Quemado	263				
		2	Reactor de Línea 120 MVar					
		1	Transformador 500/138/34.5 kV		300	300	100	
CHACO 132 kV	2B – 1I		Línea a Presidencia R. S. Peña					1
			Línea a Charata					1
			Línea a Villa Ángela					1
			Línea a Presidencia R.S. Peña 2					1

E.T.	Tipo E.T.	Cantidad	Equipo/Salida	Km Línea	MVA			Puntos de Conexión
					P	S	T	
MONTE QUEMADO 500 kV	2B – 3I	2	Reactor de Línea 120 MVar					
		1	Reactor de Barras 120 MVar					
		1	Transformador 500/138/34.5 kV		150	150	50	
MONTE QUEMADO 132 kV	2B – 1I		Línea a Copo					1

**Referencias:**

2B – 3I: doble barra, interruptor y medio

2B – 1I: doble barra – simple interruptor

**Tabla 6.2.8. TRANSPORTADORA MAR DEL PLATA (Operación y mantenimiento: TRANSENER S.A.)**

E.T.	Tipo E.T.	Cantidad	Equipo/Salida	Km Línea	MVA			Puntos de Conexión
					P	S	T	
VIVORATA 132 kV	2B – 1I	1	Línea a Mar del Plata 1	36				1
		1	Línea a Mar del Plata 2	36				1
		1	Línea a Mar del Plata 3	36				1
		1	Línea a Mar del Plata 4	36				1
		1	Línea a Villa Gesell 1	84				1
		1	Línea a Villa Gesell 2	84				1
		1	Línea a Balcarce	55				1
		1	Línea a Necochea	172				1

**Referencias:**

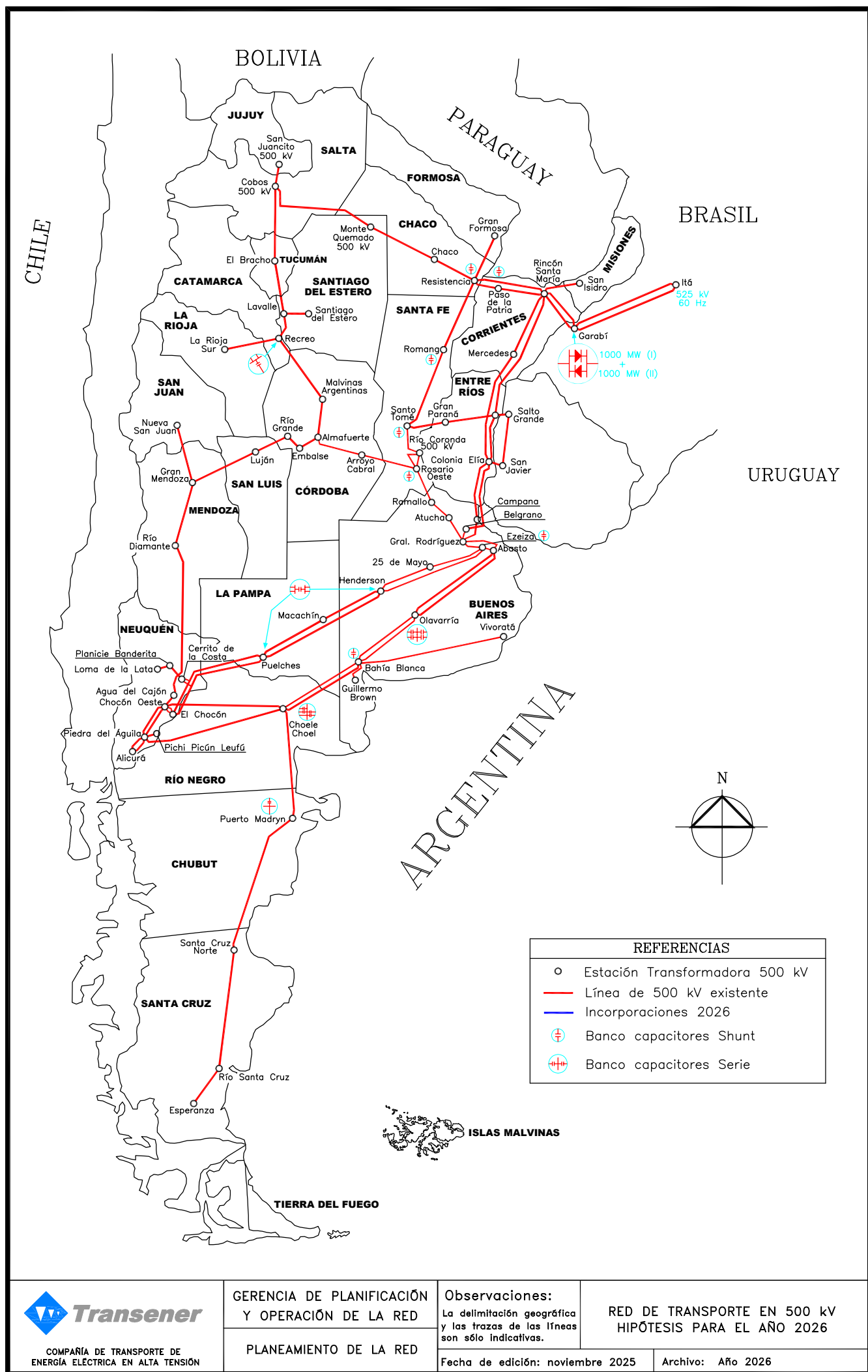
2B – 1I: doble barra – simple interruptor

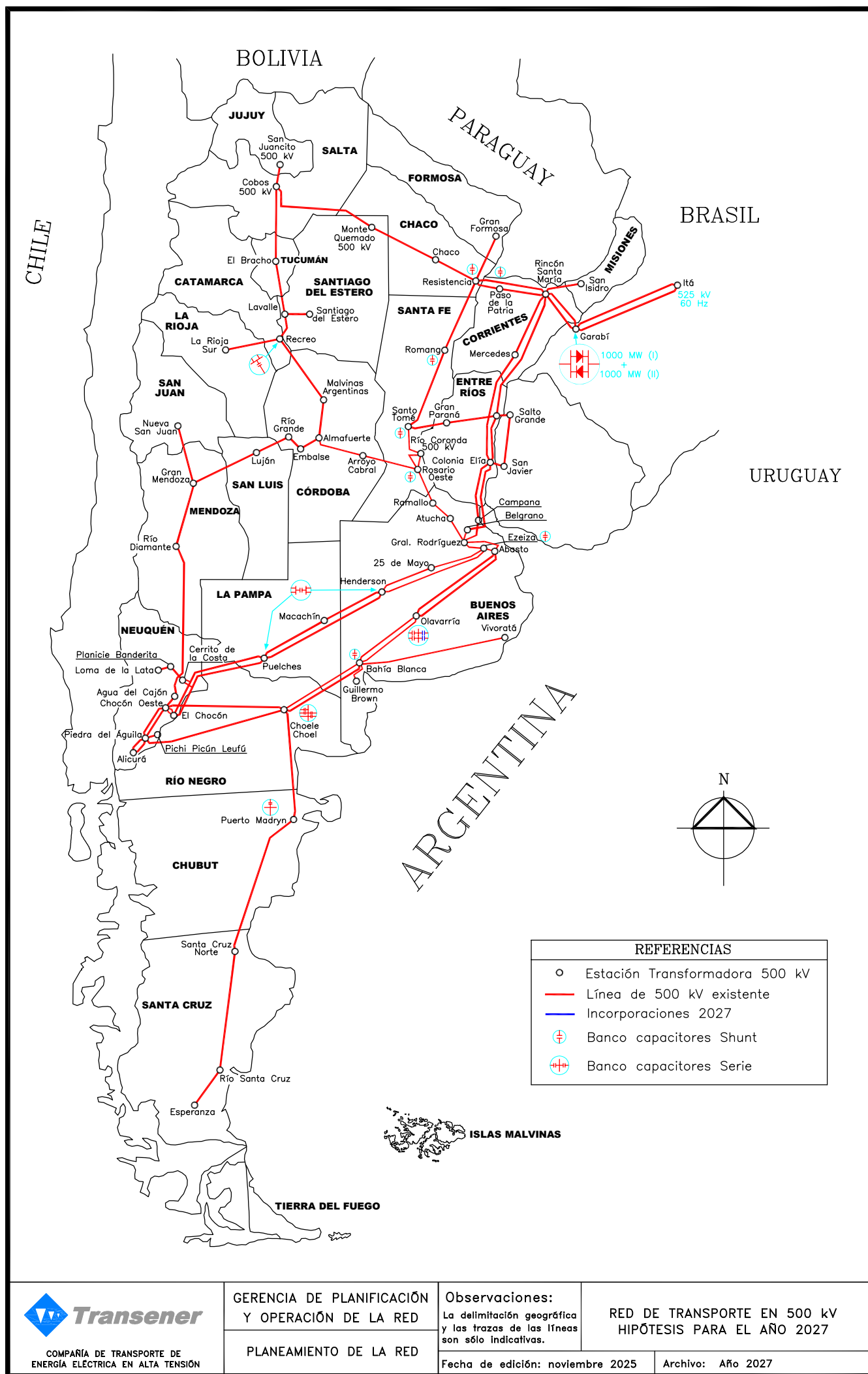
## **ANEXO 6**

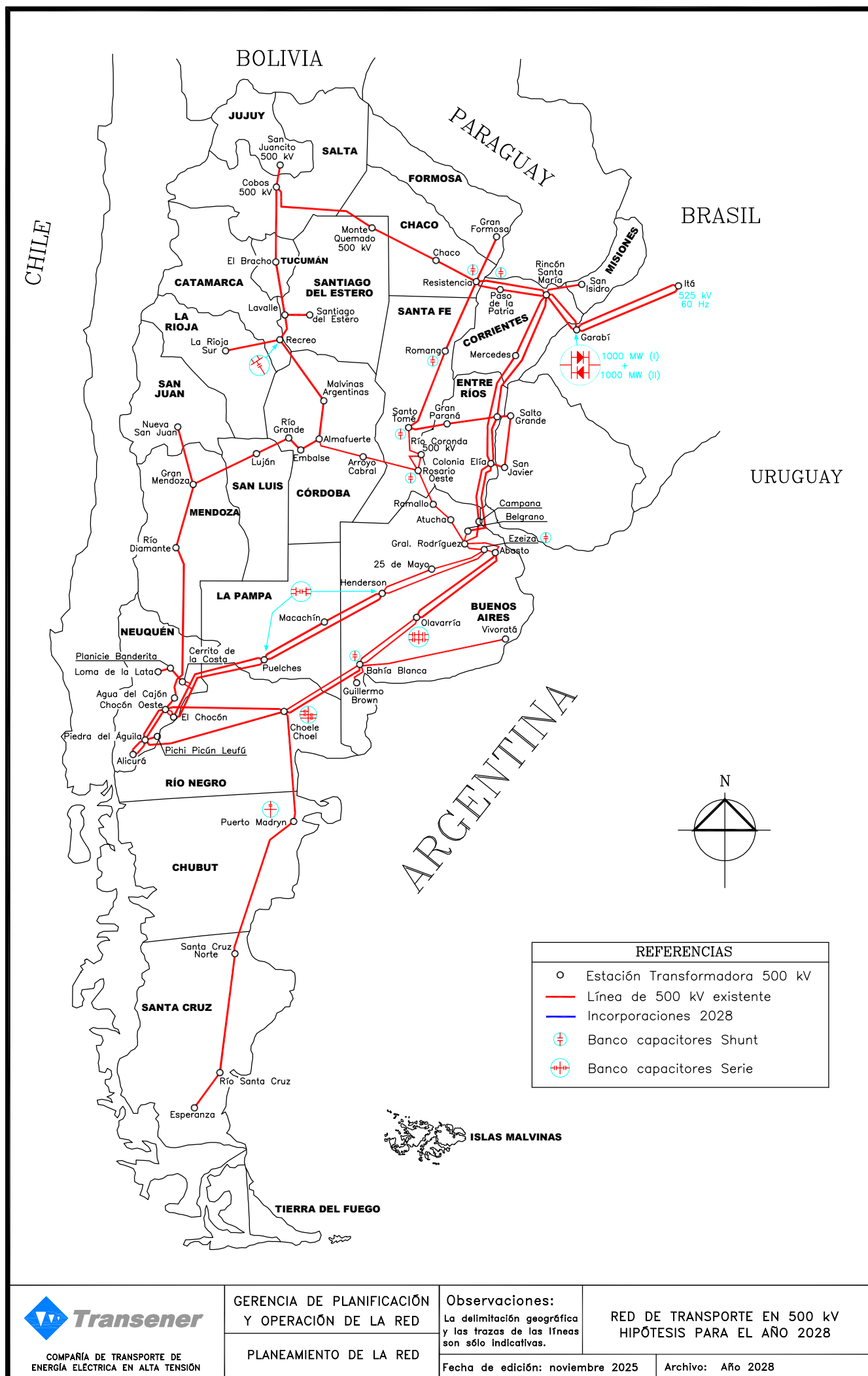
### **Sección 3: Esquemas geográficos de expansión de la Red de Alta Tensión**

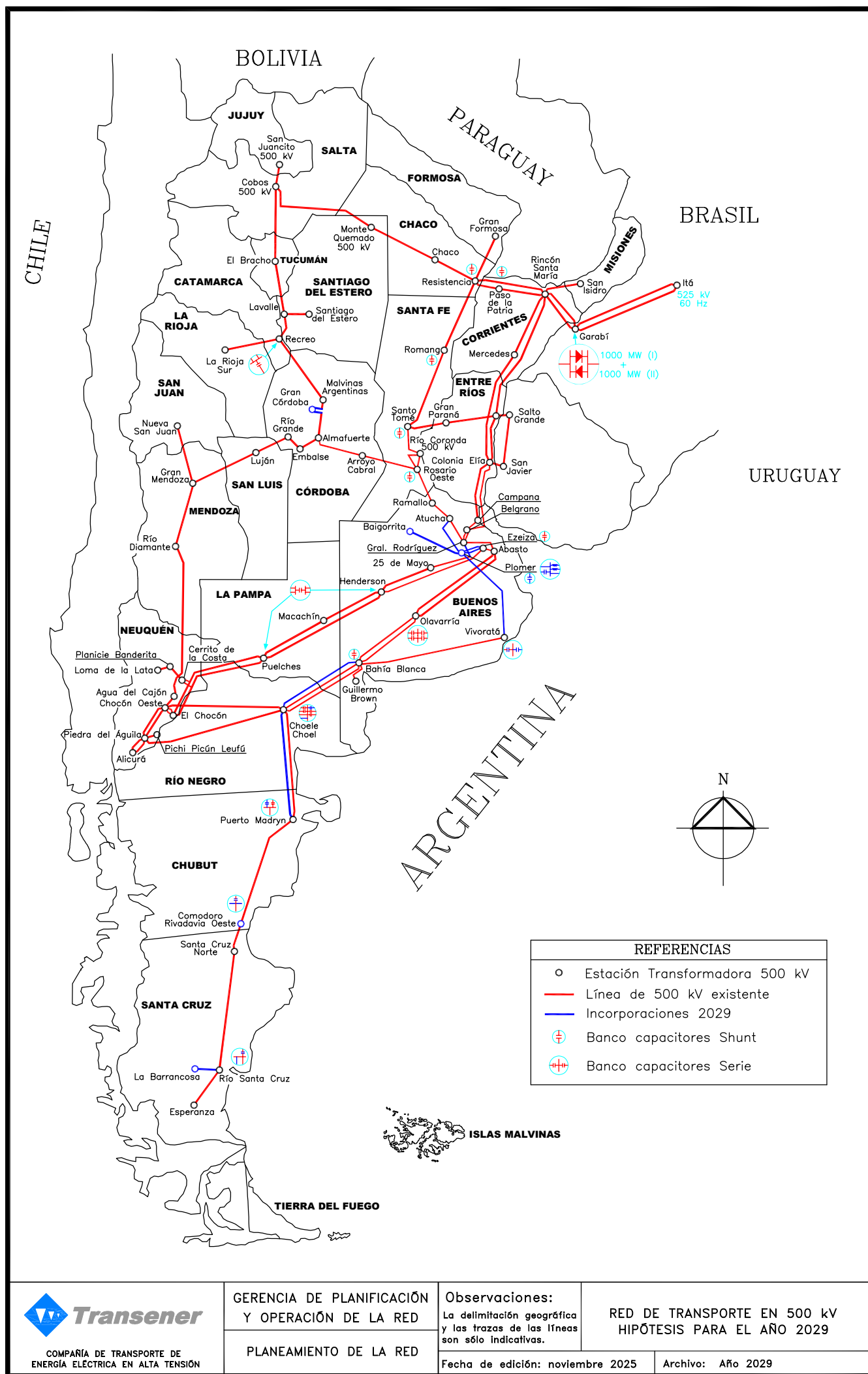


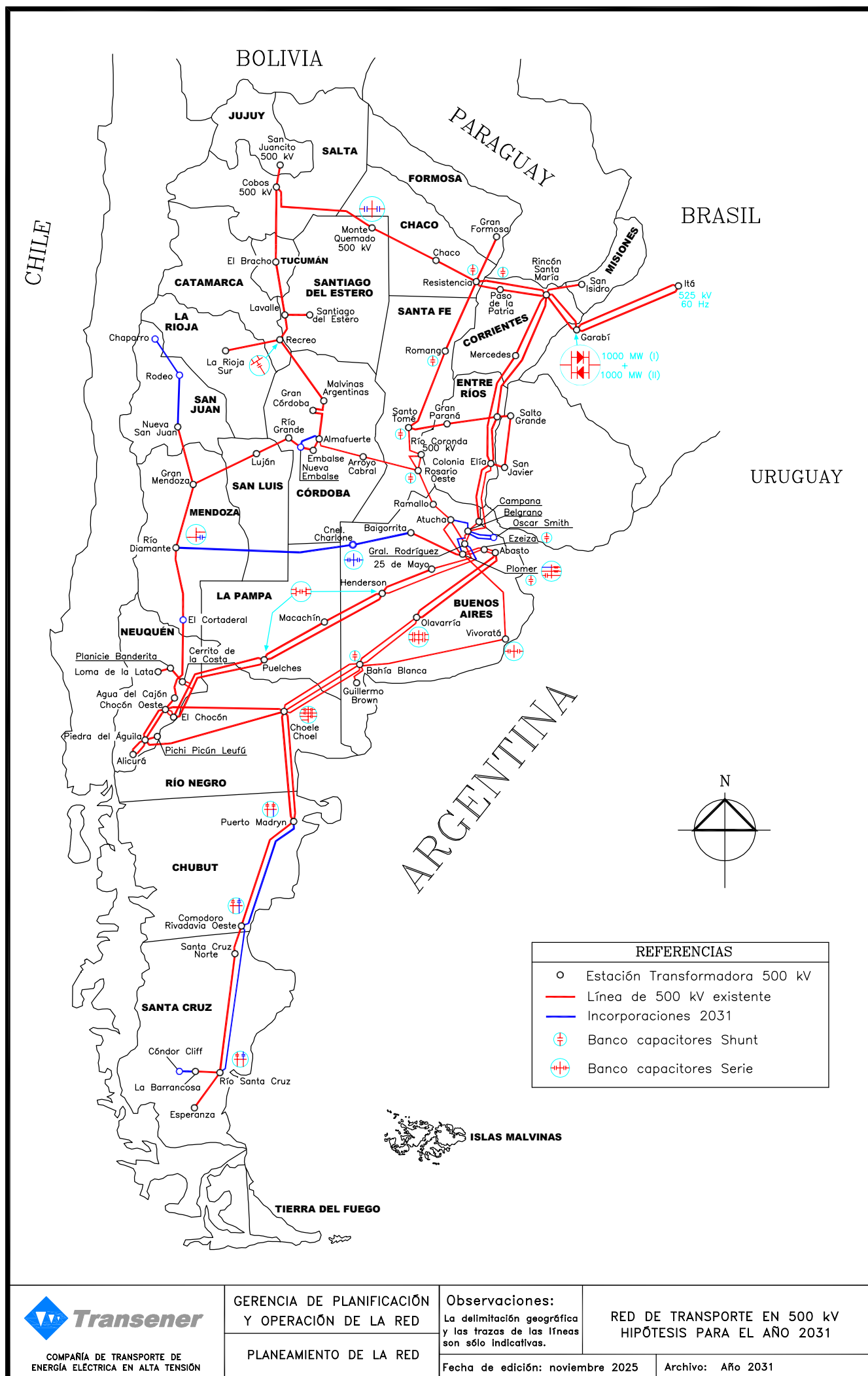


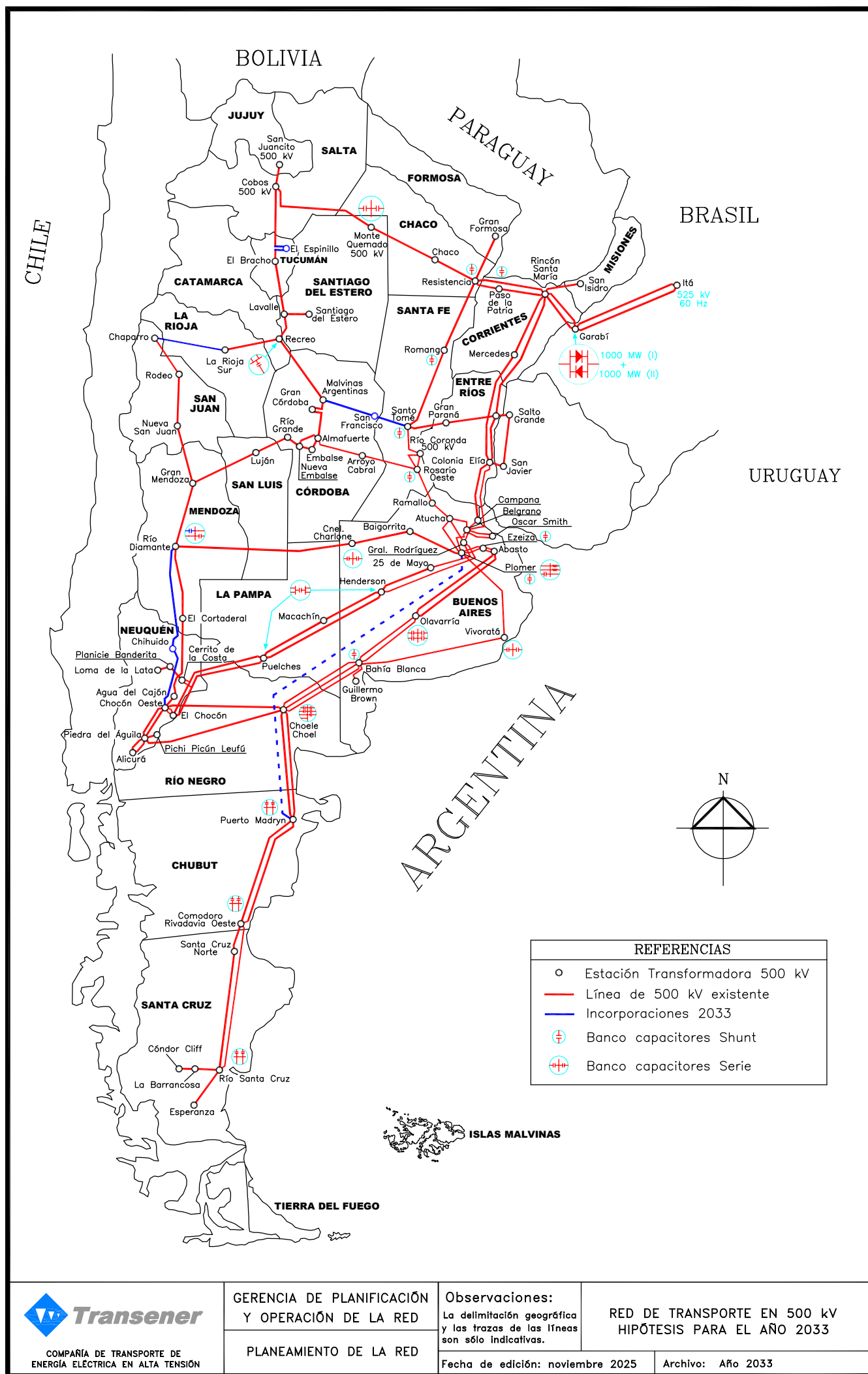










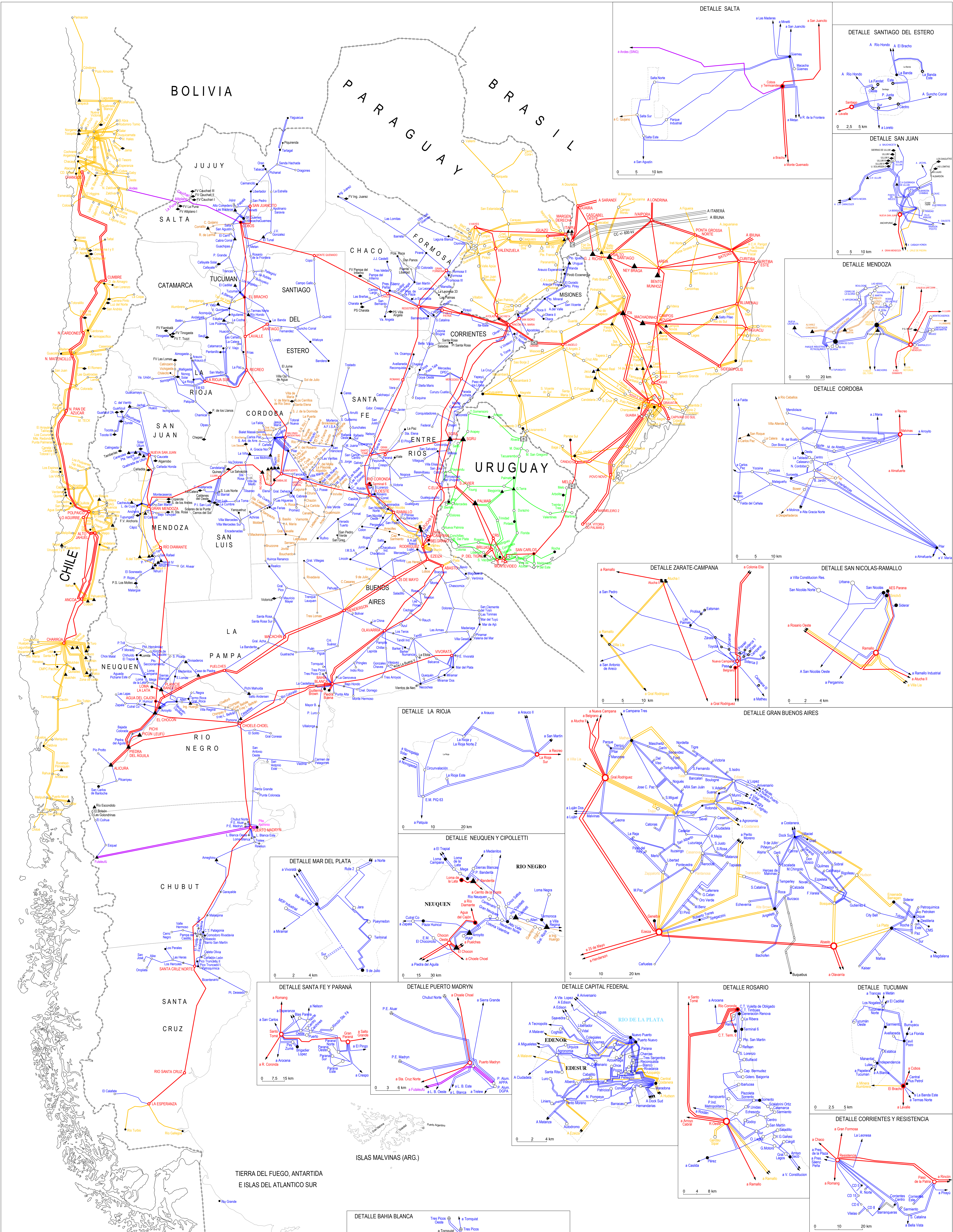




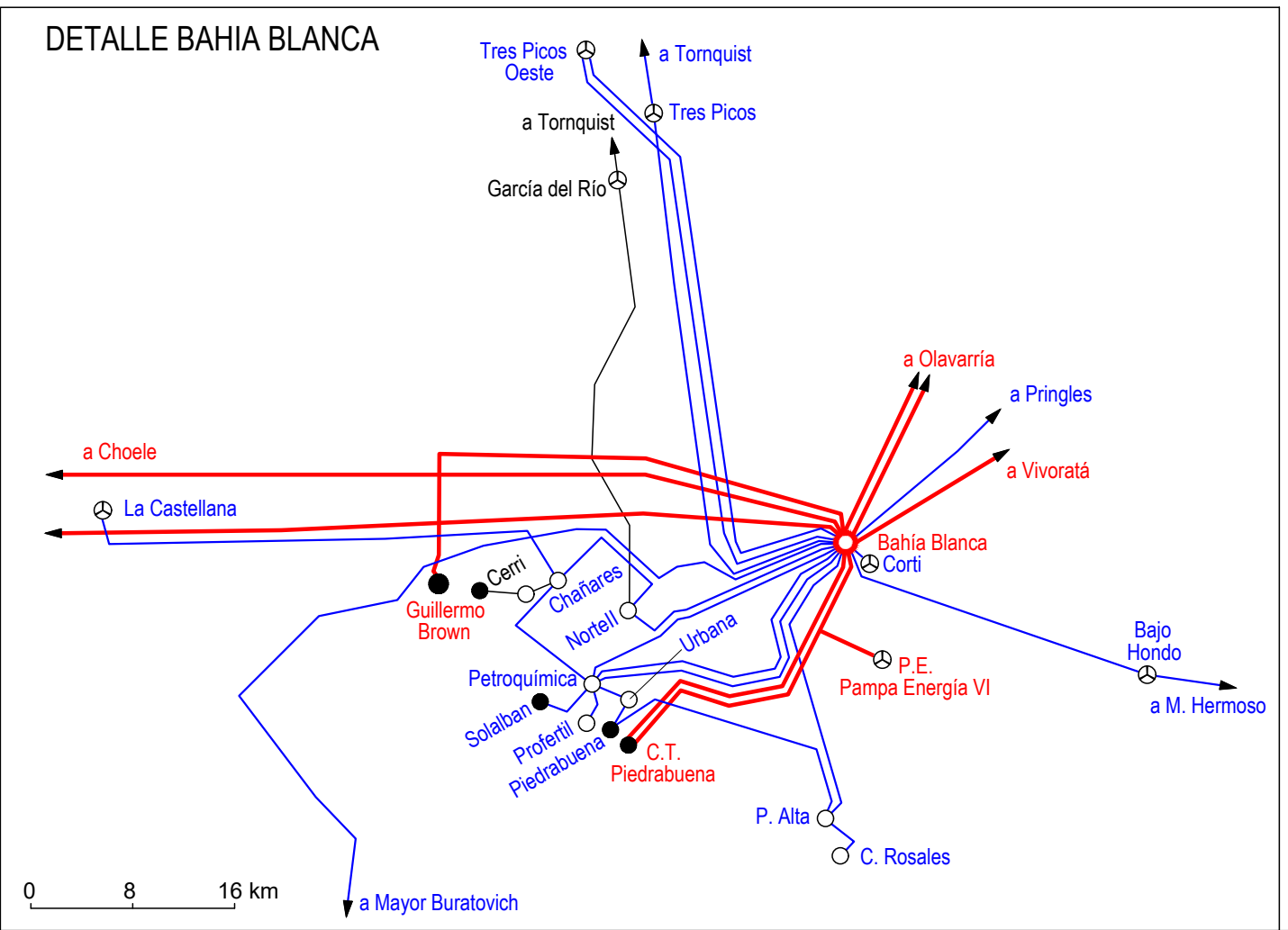
## **ANEXO 6**

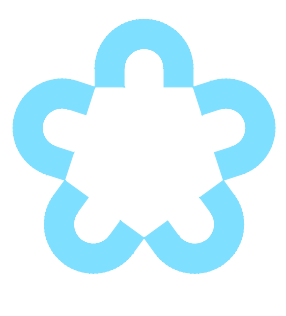
### **Sección 4: Mapas y esquemas unifilares del sistema**





REFERENCIAS	
Centrales y Estaciones Transformadoras	
Estación Transformadora de 500 kV.	Líneas de 500 kV
Estación T. de Tensión menor a 500 kV.	Líneas de 330 kV
Central Térmica (Vapor, TG, Diesel ó Biogas)	Líneas de 220 kV
Central Hidráulica	Líneas de 150 kV
Central Nuclear	Líneas de 132 kV
Central Fotovoltaica	Líneas de 66 kV
Central Eólica	Líneas de 33 kV
Conversoras	





# CAMMESA

COMPANÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO  
MAYORISTA ELÉCTRICO S.A.

Observaciones:  
La delimitación geográfica  
y las trazas de las líneas  
son solo indicativas.

VERSIÓN ACTUALIZADA A NOVIEMBRE 2025

ARCHIVO: GEOSAD/2025\_11.dwg

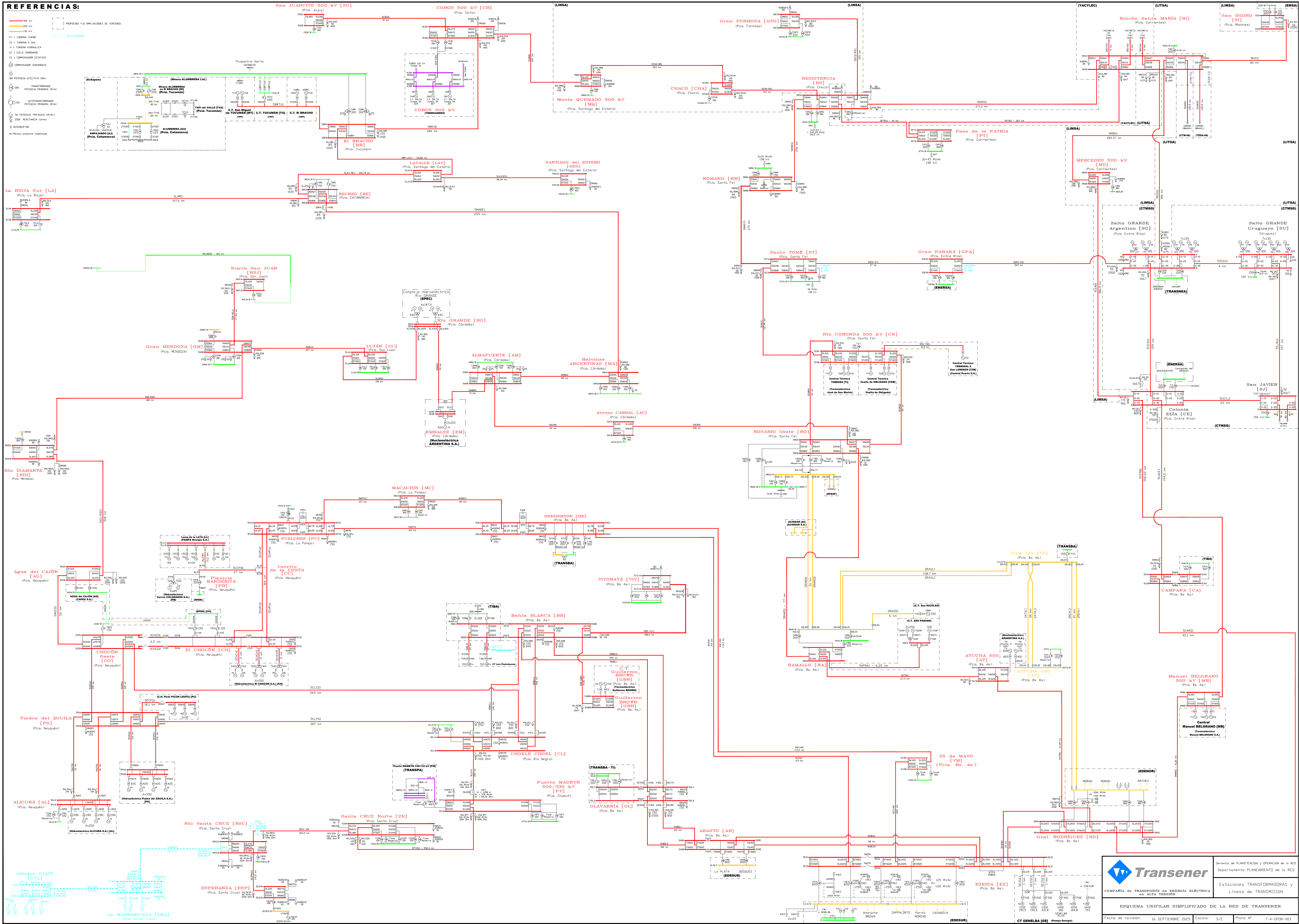
ESQUEMA GEOGRÁFICO  
SISTEMA INTERCONECTADO  
ARGENTINO - URUGUAYO  
SISTEMAS PARAGUAYO Y  
CHILENO Y SUR DE BRASIL

Gerencia Estudios  
Eléctricos











## **ANEXO 6**

### **Sección 5: Esquemas unifilares de estaciones transformadoras**

**Tabla 6.5.1 Listado de Esquemas Unifilares de Estaciones Transformadoras**

ESTACION	DESCRIPCIÓN	PLANO N°
ABASTO	<b>AB</b> – ET Abasto	2-4-IO-001
ARROYO CABRAL	<b>AC</b> – ET Arroyo Cabral	2-4-IO-449
AGUA DEL CAJON	<b>AG</b> – ET Agua del Cajón	2-4-IO-622
ACINDAR	<b>AI</b> – Derivación “T” Acindar S.A. 220 kV (Acindar S.A.)	2-4-IO-693
AMPAJANGO/CATAMARCA	<b>AJ</b> – ET Ampajango – (Edecat S.A.)	2-4-IO-690
ALICURA	<b>AL</b> – ET Alicurá	2-4-IO-002
ALMAFUERTE	<b>AM</b> – ET Almafuerte	2-4-IO-003
ATUCHA	<b>AT</b> – ET Atucha 220 kV	2-4-IO-004
ATUCHA 500	<b>AT</b> – ET Atucha 500 kV	2-4-IO-004/A
ALUMBRERA/CATAMARCA	<b>AU</b> – ET Alumbreira 220/33 kV (Minera Alumbreira Ltd.)	2-4-IO-469 2-4-IO-470 2-4-IO-471
BAHIA BLANCA	<b>BB</b> – ET Bahía Blanca	2-4-IO-005
EL BRACHO	<b>BR</b> – ET El Bracho	2-4-IO-009
CAMPANA	<b>CA</b> – ET Campana	2-4-IO-006
COBOS	<b>CB</b> – ET Cobos 500 kV (INTESAR)	2-4-IO-741
CERRITO DE LA COSTA	<b>CC</b> – ET Cerrito de la Costa	2-4-IO-007
COLONIA ELIA	<b>CE</b> – ET Colonia Elía (CTMCG – INTESAR)	2-4-IO-518
EL CHOCON	<b>CH</b> – ET El Chocón	2-4-IO-010
CHACO	<b>CHA</b> – Chaco (LINSA)	2-4-IO-739
CHOELE CHOEL	<b>CL</b> – ET Choele Choel	2-4-IO-008
RIO CORONDA	<b>CN</b> – ET Río Coronda 500 kV	2-4-IO-752
CHOCON OESTE	<b>CO</b> – ET Chocón Oeste	2-4-IO-011
EZEIZA	<b>CS</b> – Compensadores Sincrónicos (Anexo 1, 2 y 3)	2-4-IO-560 2-4-IO-561 2-4-IO-562
EMBALSE	<b>EM</b> – CN y ET Embalse (NASA)	2-4-IO-012
ESPERANZA	<b>ESP</b> – ET Esperanza (CATE)	2-4-IO-769
EZEIZA	<b>EZ</b> – ET Ezeiza	2-4-IO-013
GUILLERMO BROWN	<b>GBR</b> – ET Guillermo Brown	2-4-IO-810
EZEIZA	<b>GE</b> – CT Genelba en ET Ezeiza	2-4-IO-914
GRAN FORMOSA	<b>GFO</b> – ET Gran Formosa (LINSA)	2-4-IO-743
GRAN MENDOZA	<b>GM</b> – ET Gran Mendoza	2-4-IO-014
GRAN PARANÁ	<b>GPA</b> – ET Gran Paraná	2-4-IO-691
HENDERSON	<b>HE</b> – ET Henderson	2-4-IO-015
LA RIOJA SUR	<b>LA</b> – ET La Rioja Sur	2-4-IO-746
LAVALLE	<b>LAV</b> – ET Lavalle	2-4-IO-790
LOMA DE LA LATA	<b>LL</b> – Loma de la Lata (PAMPA Energía S.A.)	2-4-IO-761
LUJAN	<b>LU</b> – ET Luján	2-4-IO-448
MALVINAS	<b>MA</b> – ET Malvinas Argentinas	2-4-IO-016
MANUEL BELGRANO	<b>MB</b> – ET Manuel Belgrano 500 kV	2-4-IO-751
MACACHIN	<b>MC</b> – ET Macachín	2-4-IO-464
MERCEDES	<b>MD</b> – ET Mercedes 500 kV (LIMSA)	2-4-IO-738
ALUMBRERA/BRACHO	<b>MI</b> – ET Minera Alumbreira en el Bracho 220/132 kV (Minera Alumbreira Ltd.)	2-4-IO-462
MONTE QUEMADO	<b>MQ</b> – ET Monte Quemado 500 kV (LINSA)	2-4-IO-740
NUEVA SAN JUAN	<b>NSJ</b> – ET Nueva San Juan	2-4-IO-745
OLAVARRIA	<b>OL</b> – ET Olavarría	2-4-IO-017
PLANICIE BANDERITA	<b>PB</b> – ET Planicie Banderita	2-4-IO-019
PICHI PICUN LEUFU	<b>PC</b> – Estación y CH Pichi Picún Leufú (PETROBRAS Energía S.A.)	2-4-IO-678
PIEDRA DEL AGUILA	<b>PG</b> – Estación Piedra del Aguila	2-4-IO-018
PUERTO MADRYN	<b>PM</b> – ET Puerto Madryn 330/132 kV (TRANSPA S.A.)	2-4-IO-747
PASO DE LA PATRIA	<b>PT</b> – Paso de la Patria (ENECOR)	2-4-IO-447
PUELCHES	<b>PU</b> – ET Puelches	2-4-IO-020
PUERTO MADRYN	<b>PY</b> – ET Puerto Madryn 500/330 kV (INTESAR)	2-4-IO-692
RAMALLO	<b>RA</b> – ET Ramallo	2-4-IO-021
GRAL. RODRIGUEZ	<b>RD</b> – ET Gral. Rodríguez	2-4-IO-025
RIO DIAMANTE	<b>RDI</b> – Río Diamante	2-4-IO-744
RECREO	<b>RE</b> – ET Recreo	2-4-IO-022



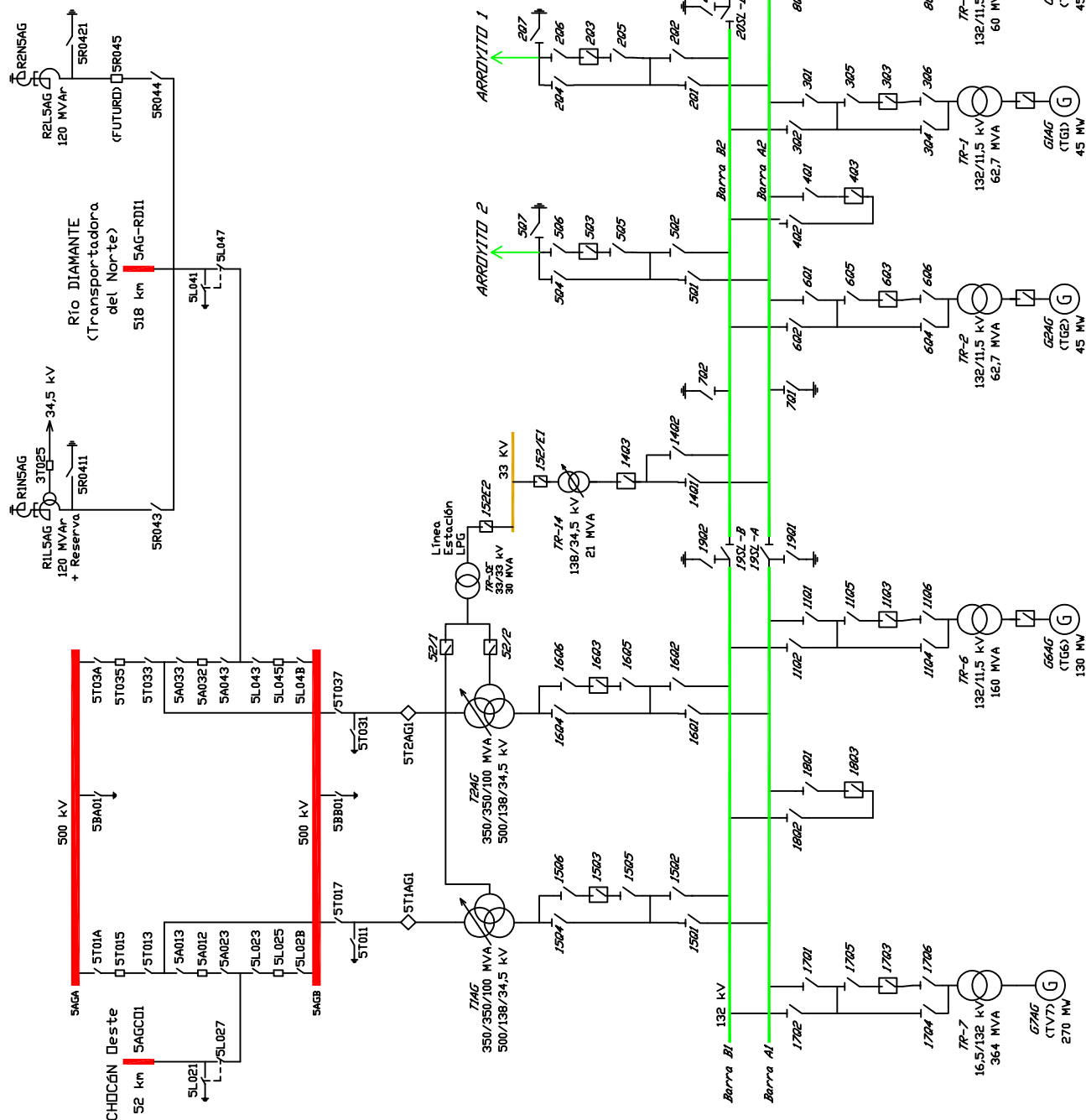
ESTACION	DESCRIPCIÓN	PLANO N°
RIO GRANDE	<b>RG</b> – ET Río Grande	2-4-IO-024
RINCÓN DE SANTA MARIA	<b>RI</b> – ET Rincón Santa María (YACYLEC – LITSA – CTMSA – TESA – LIMSA)	2-4-IO-406
CONVERSORA GARABÍ	<b>Ri</b> – Corredor Rincón Santa María – Garabí – Ita. Estación Conversora Garabí (Brasil)	2-4-IO-715
ROMANG	<b>RM</b> – ET Romang	2-4-IO-026
ROSARIO OESTE	<b>RO</b> – ET Rosario Oeste	2-4-IO-027
RODEO	<b>ROD</b> – ET Rodeo	2-4-IO-866
RESISTENCIA	<b>RS</b> – ET Resistencia	2-4-IO-023
RIO SANTA CRUZ	<b>RSC</b> – ET Río Santa Cruz (INTESAR)	2-4-IO-737
SANTIAGO DEL ESTERO	<b>SES</b> – Santiago del Estero	2-4-IO-791
SALTO GRANDE ARG.	<b>SG</b> – ET Salto Grande Argentina	2-4-IO-455
SAN ISIDRO	<b>SI</b> – ET San Isidro (LIMSA / EMSA)	2-4-IO-701
SAN JUANCITO	<b>SO</b> – ET San Juancito 500 kV	2-4-IO-742
SANTO TOME	<b>ST</b> – ET Santo Tomé	2-4-IO-028
TAFI DEL VALLE	<b>TVA</b> – ET Tafí del Valle (Minera Alumbrera Ltd.)	2-4-IO-827
VIVORATÁ	<b>VIV</b> - ET Vivoratá	2-4-IO-793
VILLA LIA	<b>VL</b> – ET Villa Lía	2-4-IO-029
25 DE MAYO	<b>VM</b> – ET 25 de Mayo	2-4-IO-755
YACYRETA	<b>YA</b> – CH y E Yacyretá	2-4-IO-458
SANTA CRUZ NORTE	<b>ZN</b> – ET Santa Cruz Norte (INTESAR)	2-4-IO-736





# REFERENCIA:

- ◇ Puntos de conexión (2).



TRANSENER  
CAPEX S.A.



Transener

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

ET AGUA del CAJON [AG]

ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO

Preparó Ezequiel F. JORGE

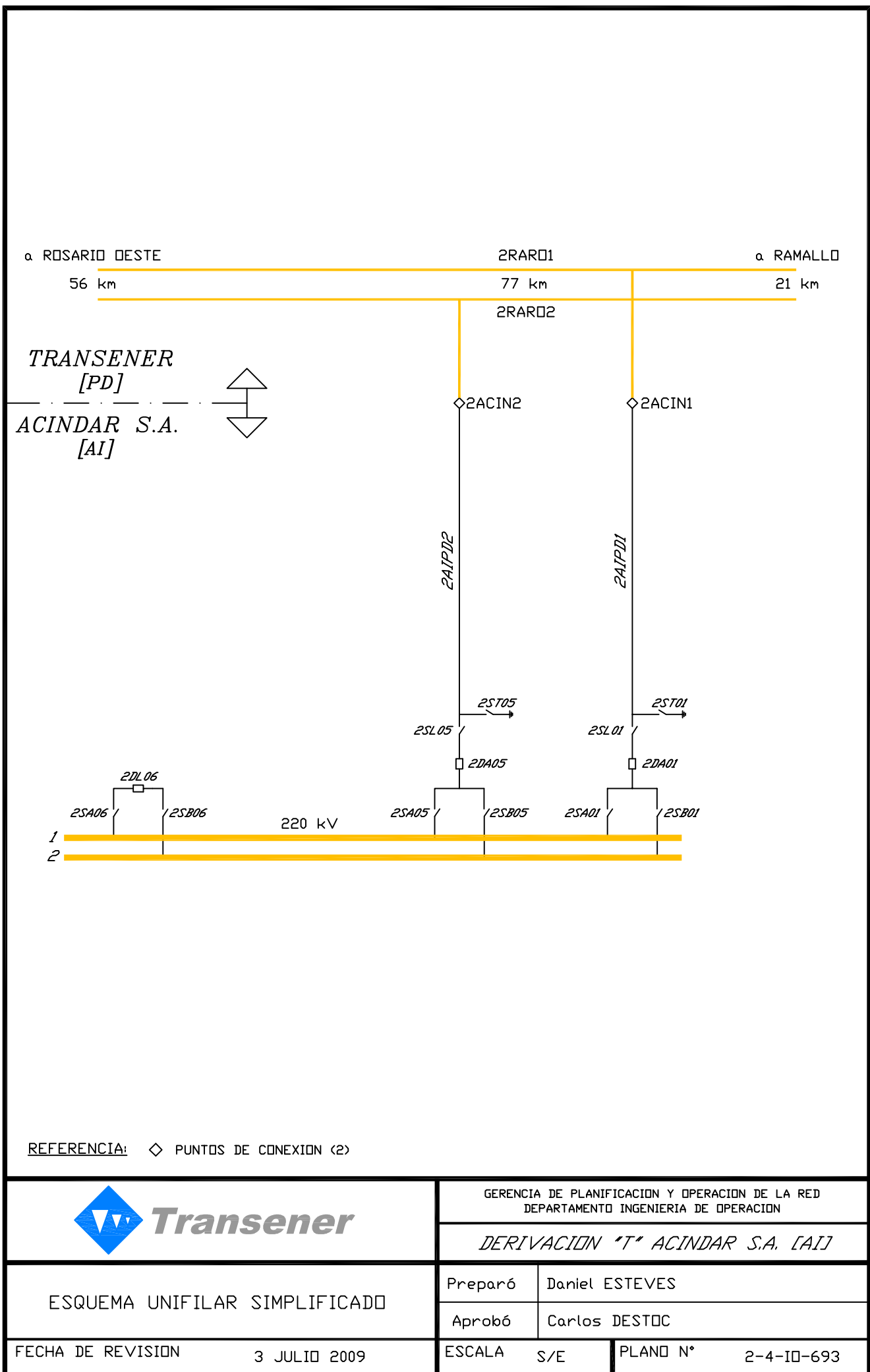
Aprobó Rubén BOVONE

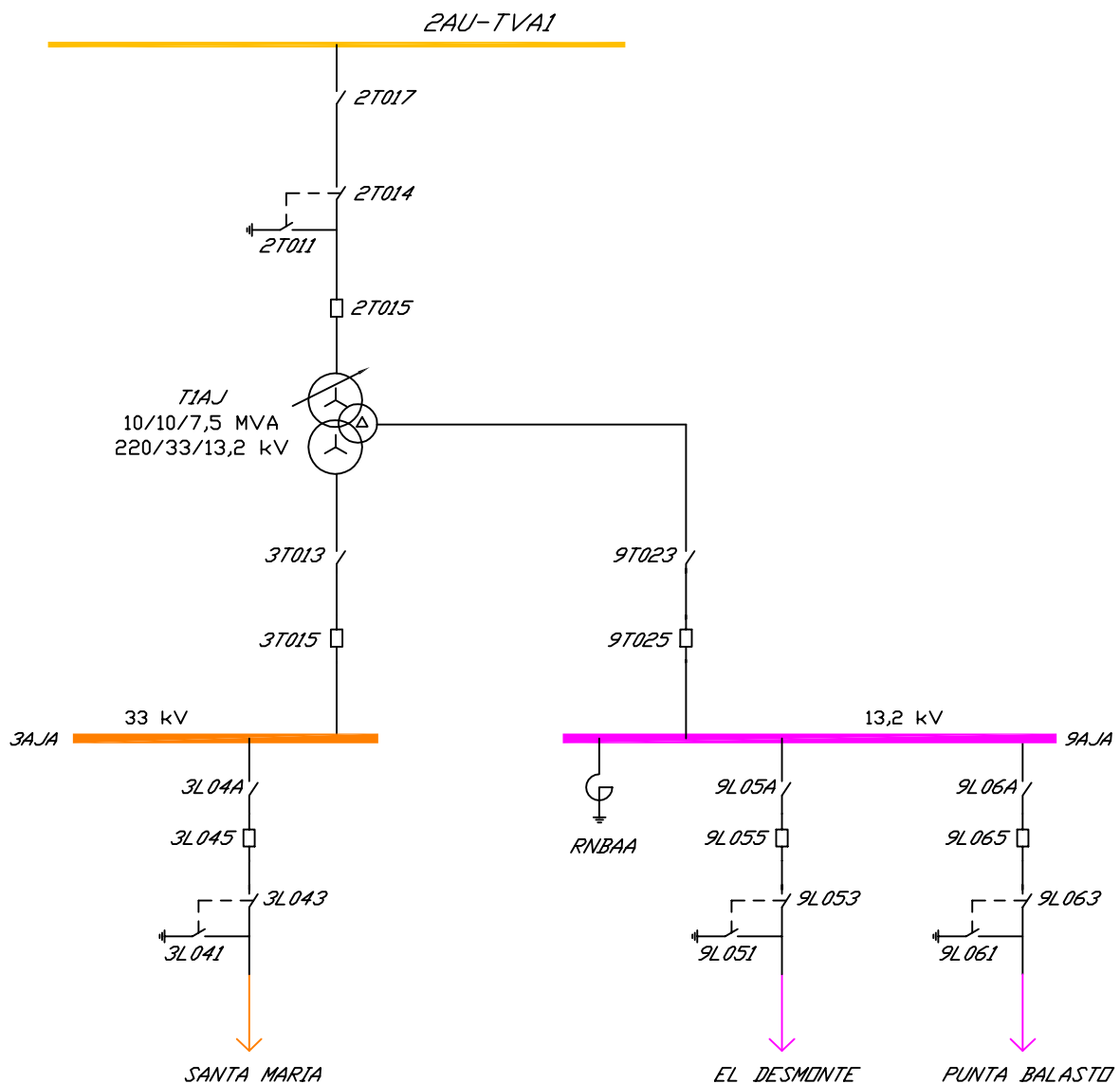
Fecha de revisión:

18 MAYO 2018

Escala: S/E

Plano N° 2-4-ID-622





**Transener**

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

*ET AMPAJANGO [AJ] (EDECAT S.A.)*

ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO

Preparó Ezequiel F. JORGE

Aprobó Rubén BOVONE

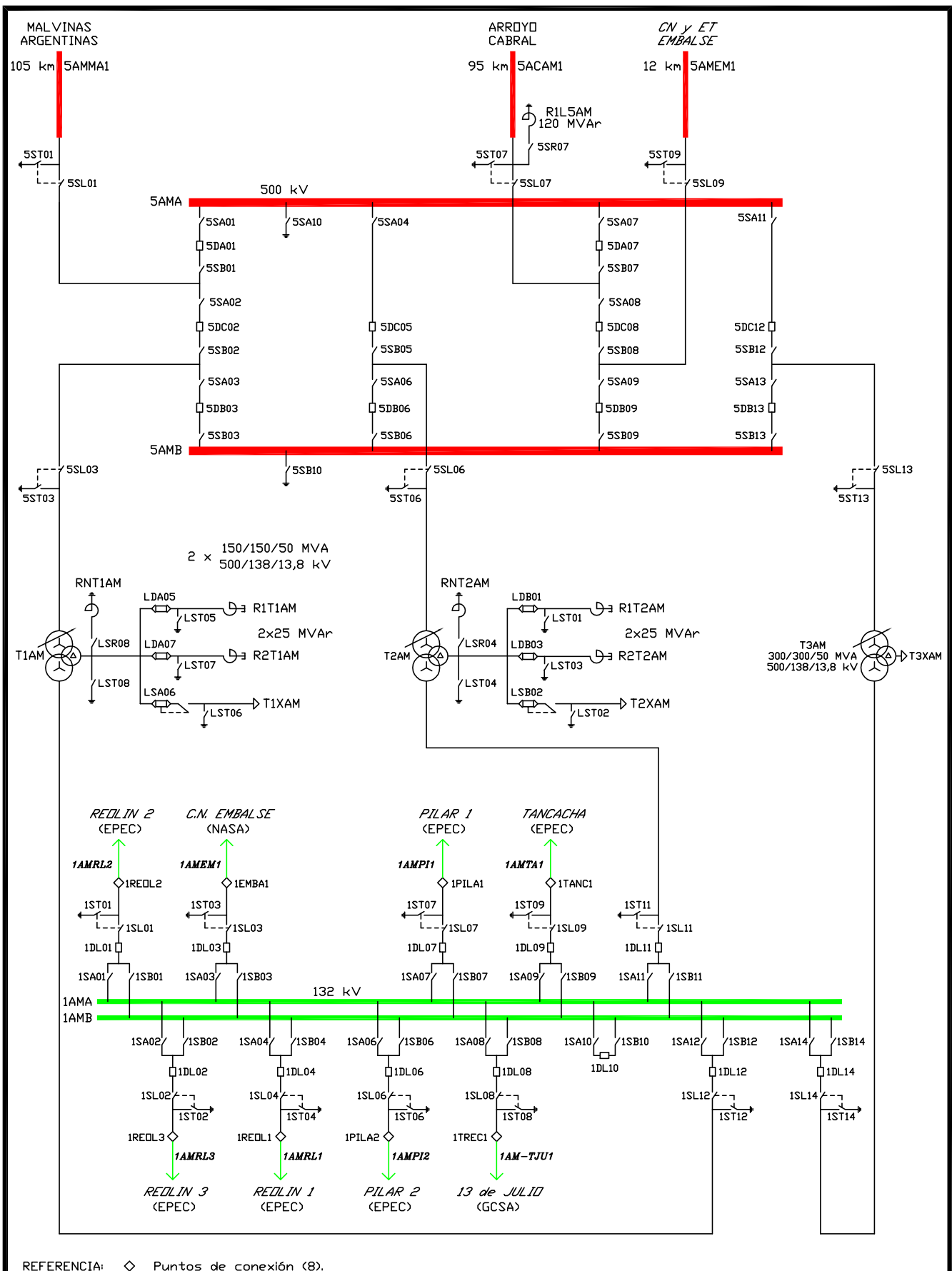
Fecha de revisión: 16 MAYO 2014

Escala: S/E

Plano N° 2-4-IO-690







**Transener**

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

ET ALMAFUERTE [AM]

ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO

Preparó Ezequiel F. JORGE

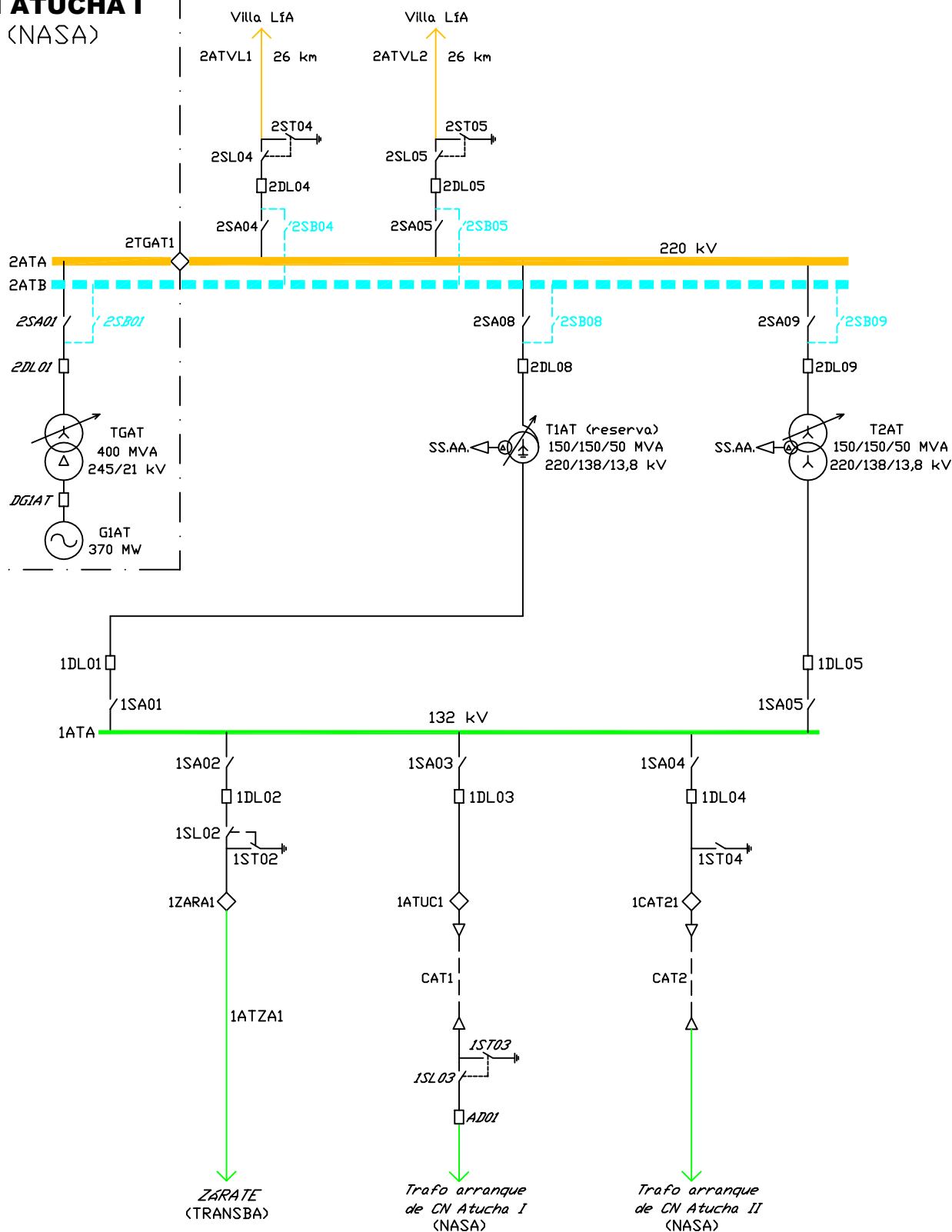
Aprobó Rubén BOVONE

Fecha de revisión: 4 FEBRERO 2016

Escala: S/E

Plano N° 2-4-ID-003

# CN ATUCHA I (NASA)



REFERENCIAS: Puntos de conexión (4).

Futuro



**Transener**

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

ET ATUCHA 220 [AT]

ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO

Preparó Ezequiel F. JORGE

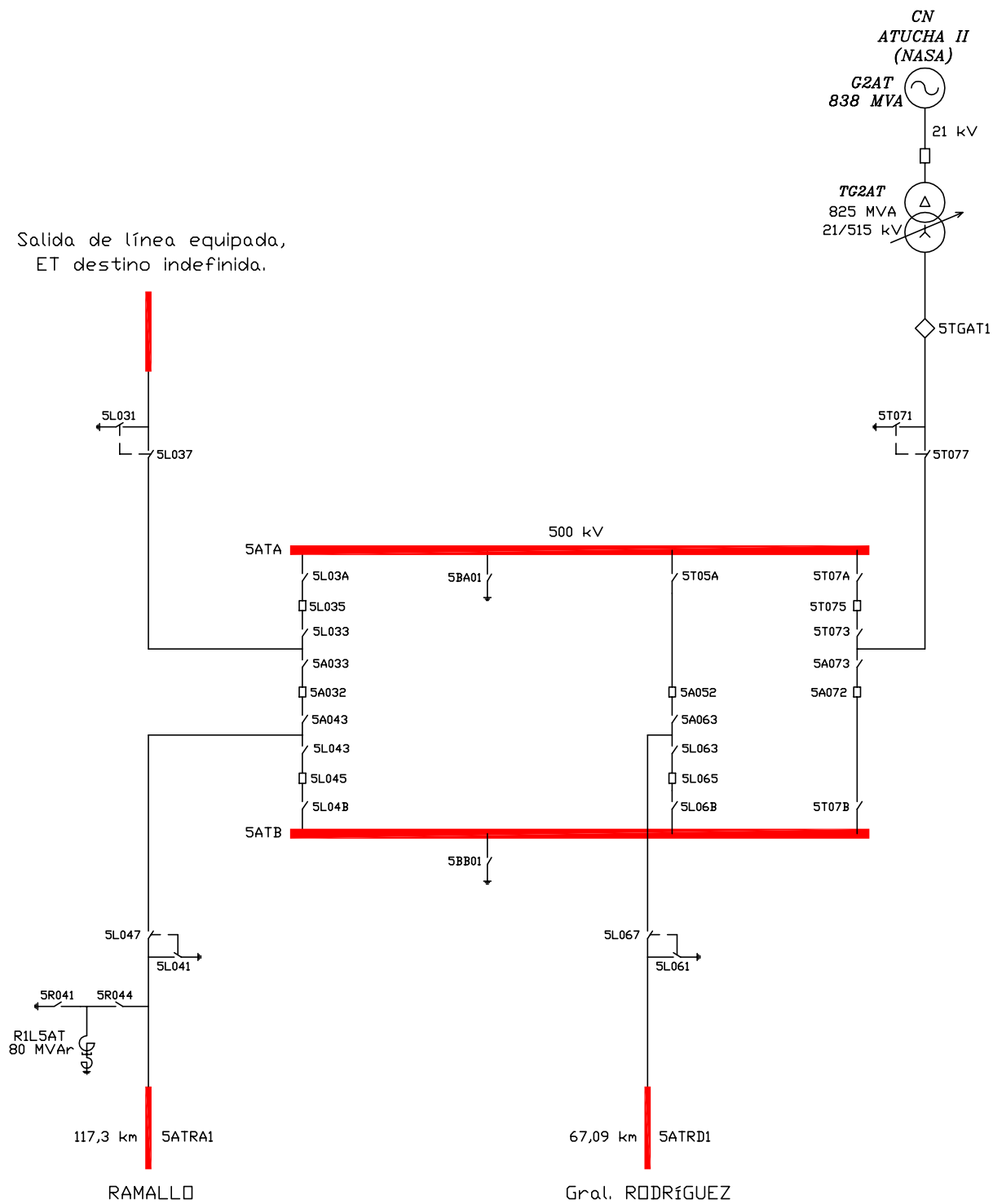
Aprobó Juan M. DELFINO

Fecha de revisión: 17 ABRIL 2020

Escala: S/E

Plano N° 2-4-ID-004

Salida de línea equipada,  
ET destino indefinida.



REFERENCIA: Punto de conexión (1).



**Transener**

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

ET ATUCHA 500 [AT]

ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO

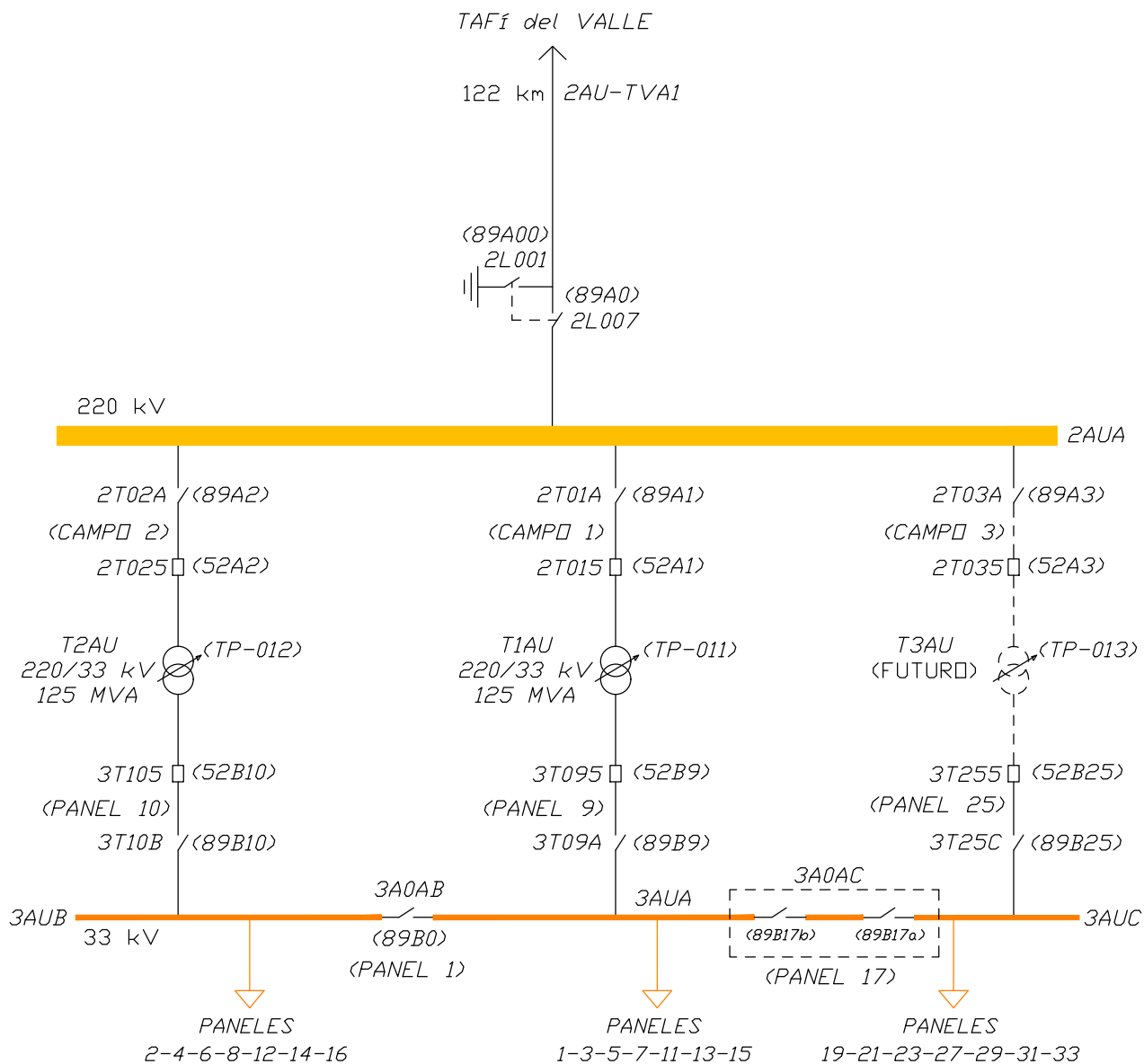
Preparó Ezequiel F. JORGE

Aprobó Rubén BOVONE

Fecha de revisión: 7 OCTUBRE 2014

Escala: S/E

Plano N° 2-4-ID-004/A



**Transener**

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

ET ALUMBRERA [AU] (Catamarca) 220/33 kV  
(MINERA ALUMBRERA Ltd.)

ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO

Preparó Ezequiel JORGE

Aprobó Juan DELFINO

FECHA DE REVISION

19 SEPTIEMBRE 2023

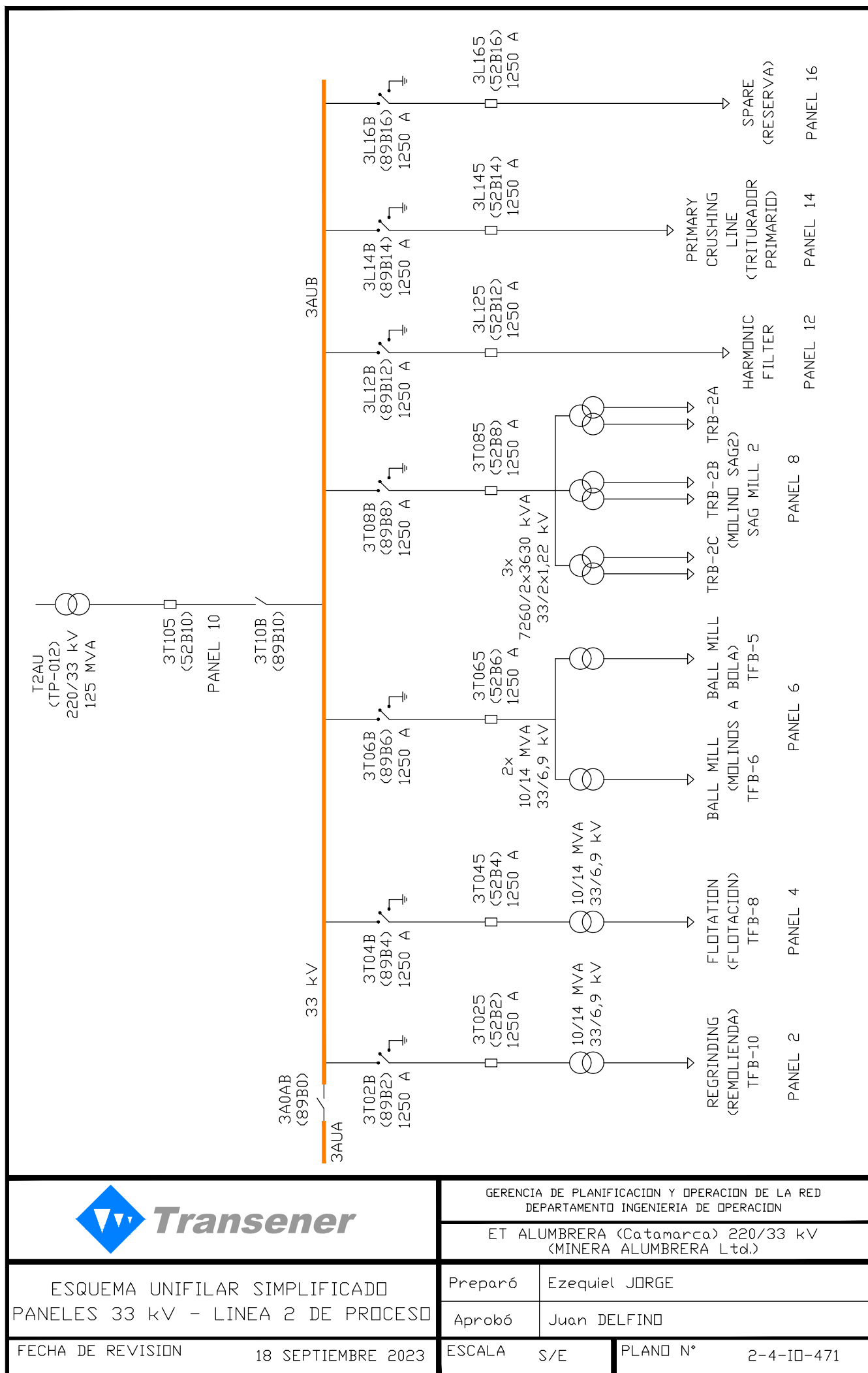
ESCALA

S/E

PLANO N°

2-4-ID-469





**Transener**

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

ET ALUMBRERA (Catamarca) 220/33 kV  
(MINERA ALUMBRERA L.td.)

ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO  
PANELES 33 kV - LINEA 2 DE PROCESO

Preparó Ezequiel JORGE

Aprobó Juan DELFINO

FECHA DE REVISION

18 SEPTIEMBRE 2023

ESCALA

S/E

PLANO N°

2-4-ID-471







Transener

## ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO

Fecha de revisión:

17 ABRIL 2024

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

ET BAHIA BLANCA [BB]

Preparó

Ezequiel F. JORGE

Aprobó

Juan M. DELFINO

Escala:

S/E

Plano N°

2-4-ID-005

### REFERENCIAS:

(\*) \*PE Pampa Energía VI vinculada en "T"

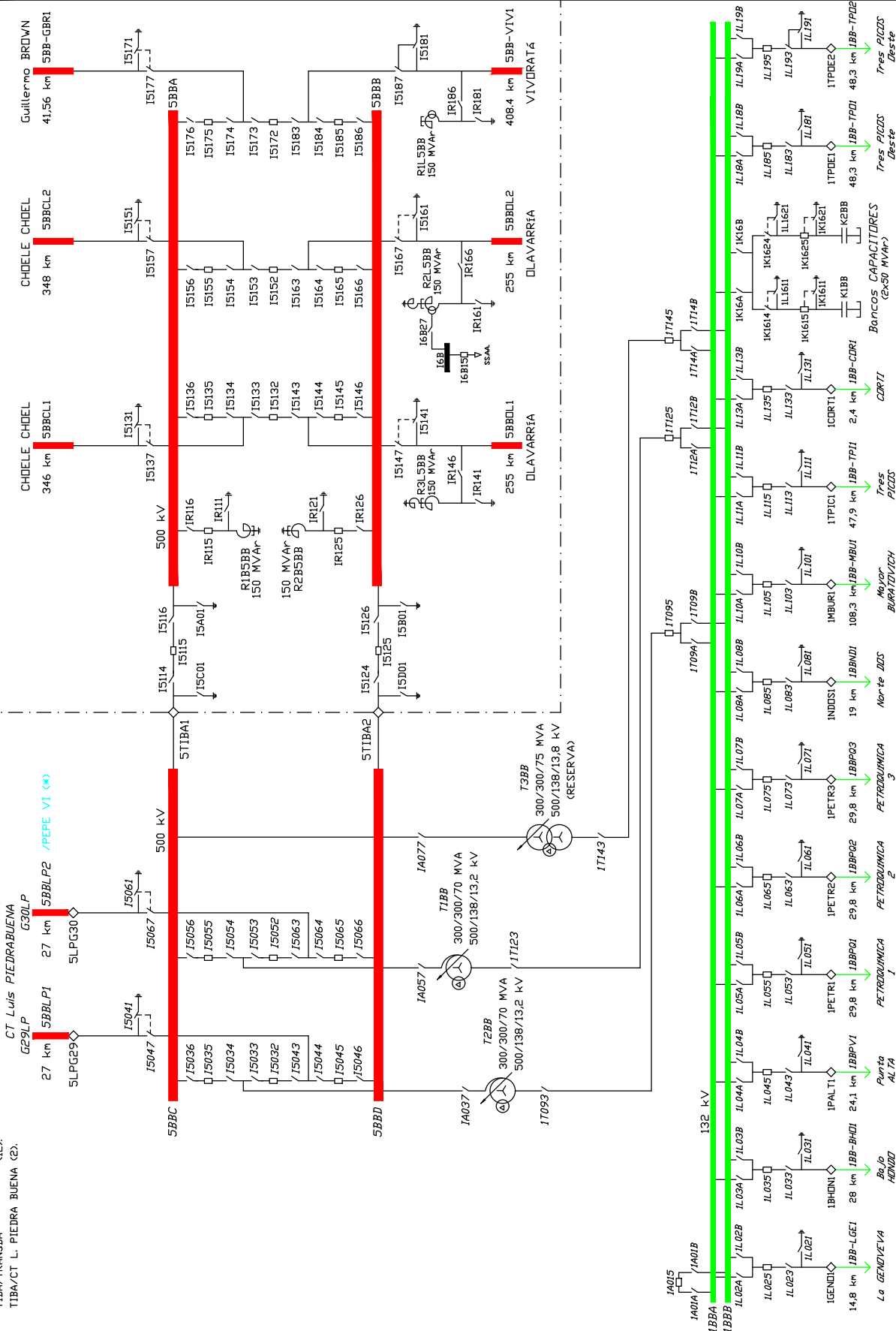
◇ Puntos de conexión

TIBA/TRANSNER (2).

TIBA/TRANSBA (12).

TIBA/CT L. PIEDRA BUENA (2).

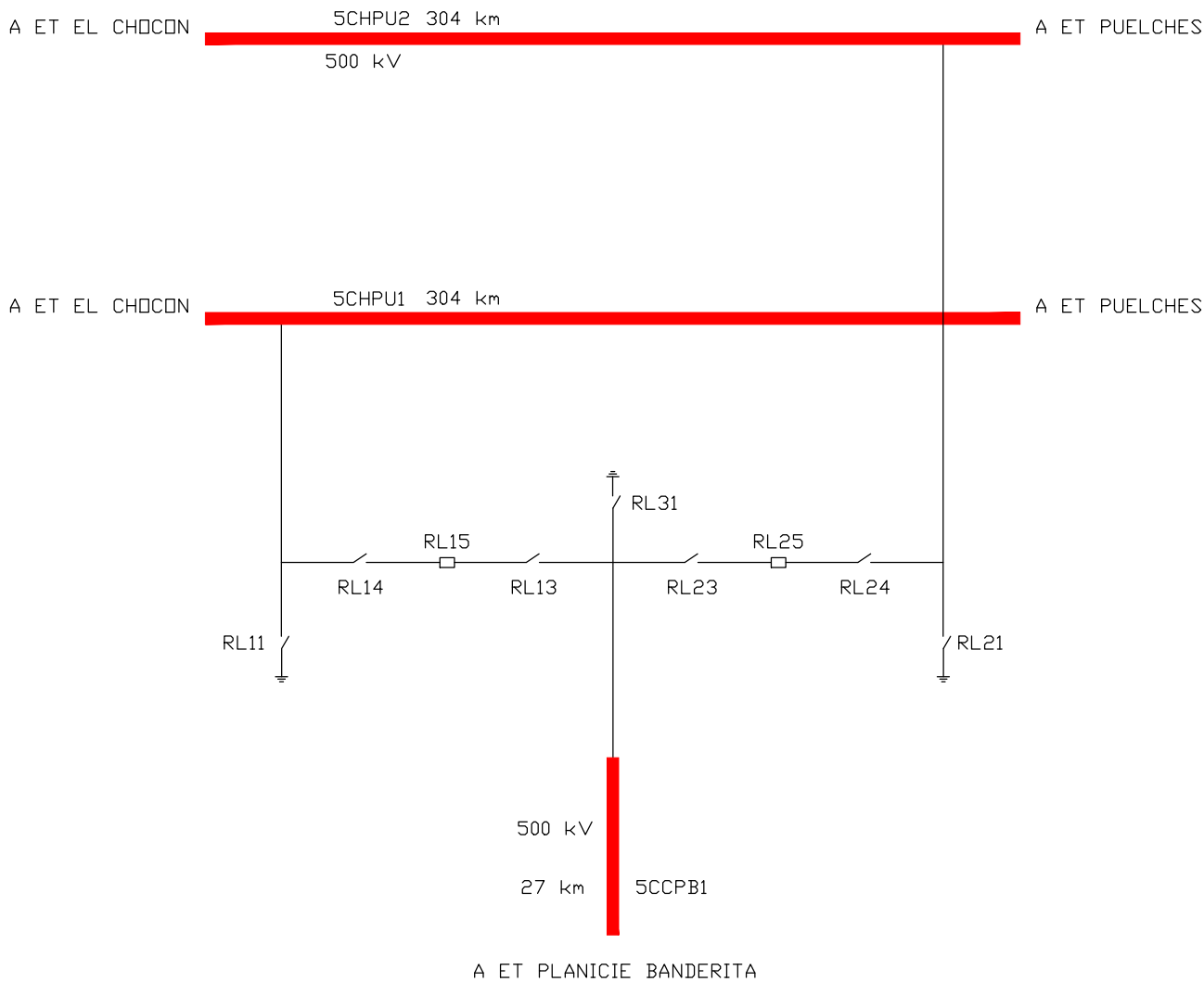
### TIBA TRANSNER











**Transener**

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

ESTACION CERRITO DE LA COSTA [CC]

ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO

Preparó Ezequiel JORGE

Aprobó Juan DELFINO

FECHA DE REVISION 26 JULIO 2024

ESCALA S/E

PLANO N° 2-4-ID-007

ENERSA

Concepción del  
URUGUAY

GUALEGUAYCHO

LIMSA

C.T.M.S.G.

MERCEDES 500 kV

386,9 km

5MERC1

TRANSENER

Trafo 2  
300/300/65 MVA  
500/138/13,8 kV

Trafo 1  
150/150/65 MVA  
500/138/13,8 kV

5CEA

500 kV

5CEB

202,62 km

Manuel BELGRAND  
500 kV

194,2 km

CAMPANA

159 km

SALTO GRANDE

23,4 km

San JAVIER

TRANSENER C.T.M.S.G.

REFERENCIAS:

◇ Puntos de conexión (1).

--- Límite de propiedad.



Transener

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

ET COLONIA ELIA [CE] (C.T.M.S.G.)

ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO

Preparó Ezequiel F. JORGE

Aprobó Juan M. DELFINO

Fecha de revisión:

5 AGOSTO 2025

Escala:

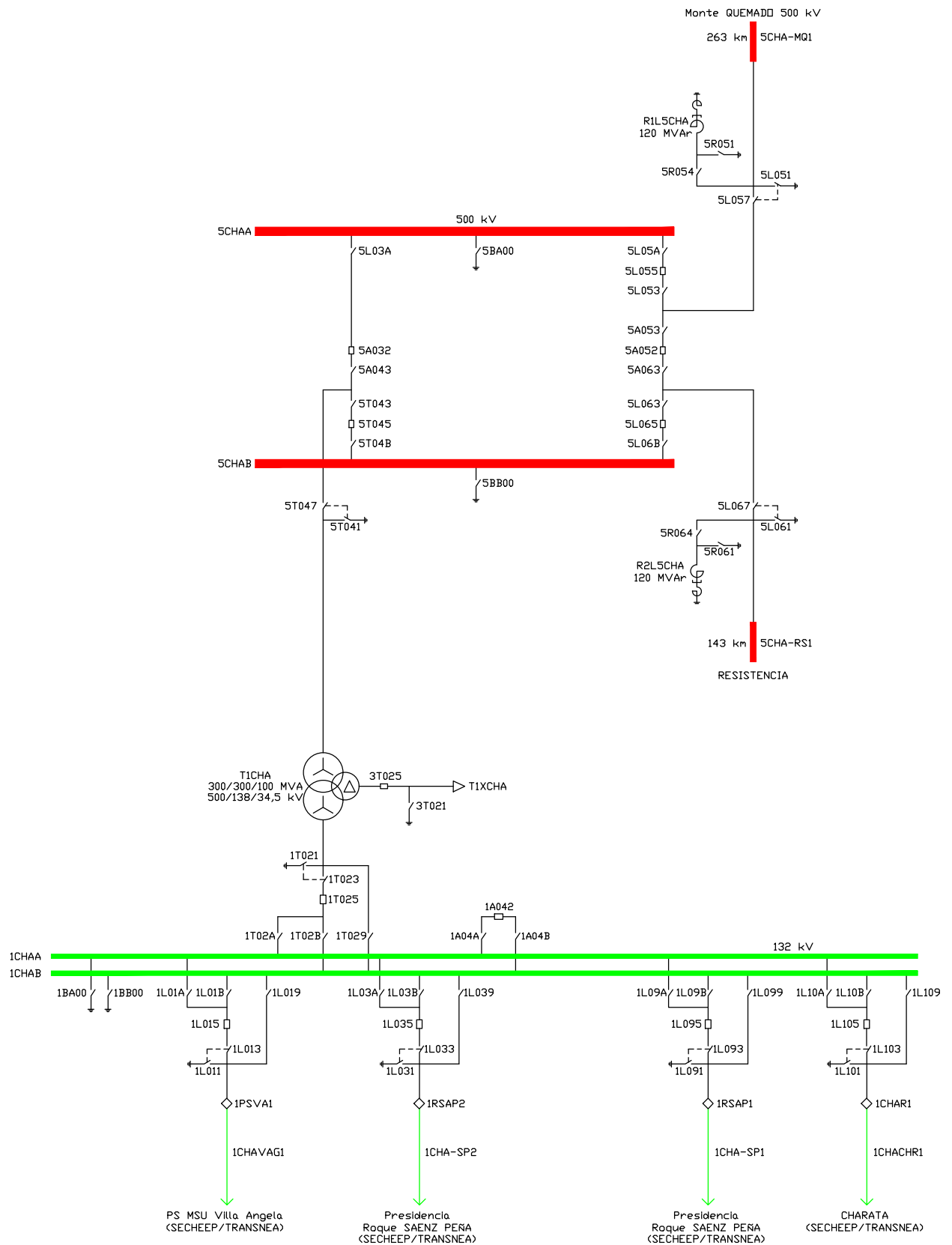
S/E

Plano N°

2-4-ID-518







REFERENCIA: ◇ Puntos de conexión (4).

Provincia de CHACO



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

ET CHACO [CHA] (Linsa)

ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO

Preparó Ezequiel F. JORGE

Aprobó Juan M. DELFINO

Fecha de revisión: 19 FEBRERO 2025

Escala: S/E

Plano N° 2-4-ID-739





Transener

## ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO

Fecha de revisión: 09 OCTUBRE 2023

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

ET Río CORONDA 500 kV [CN]

Preparó Ezequiel F. JORGE

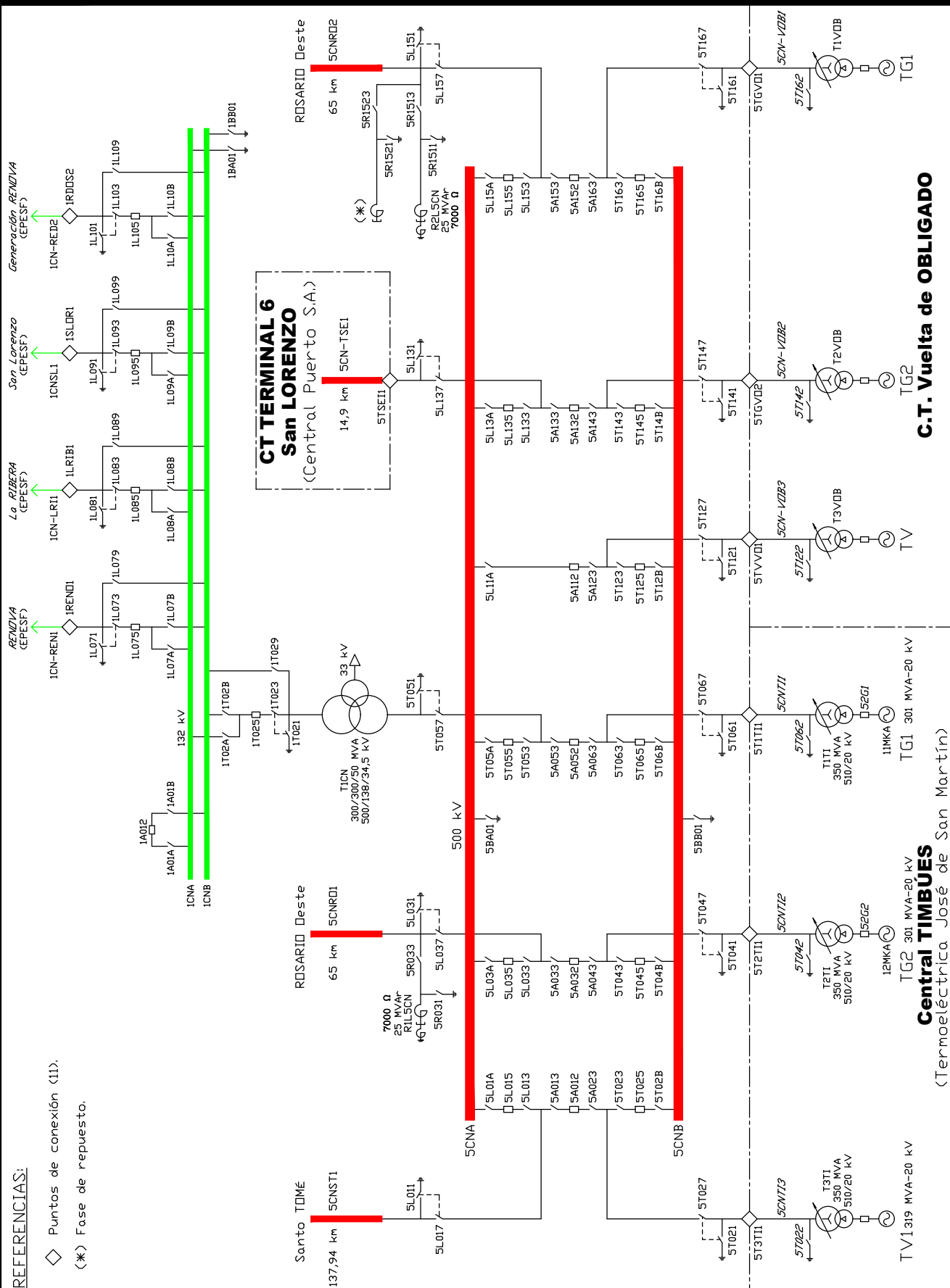
Aprobó Juan M. DELFINO

Escala: S/E

Plano N° 2-4-ID-752

### REFERENCIAS:

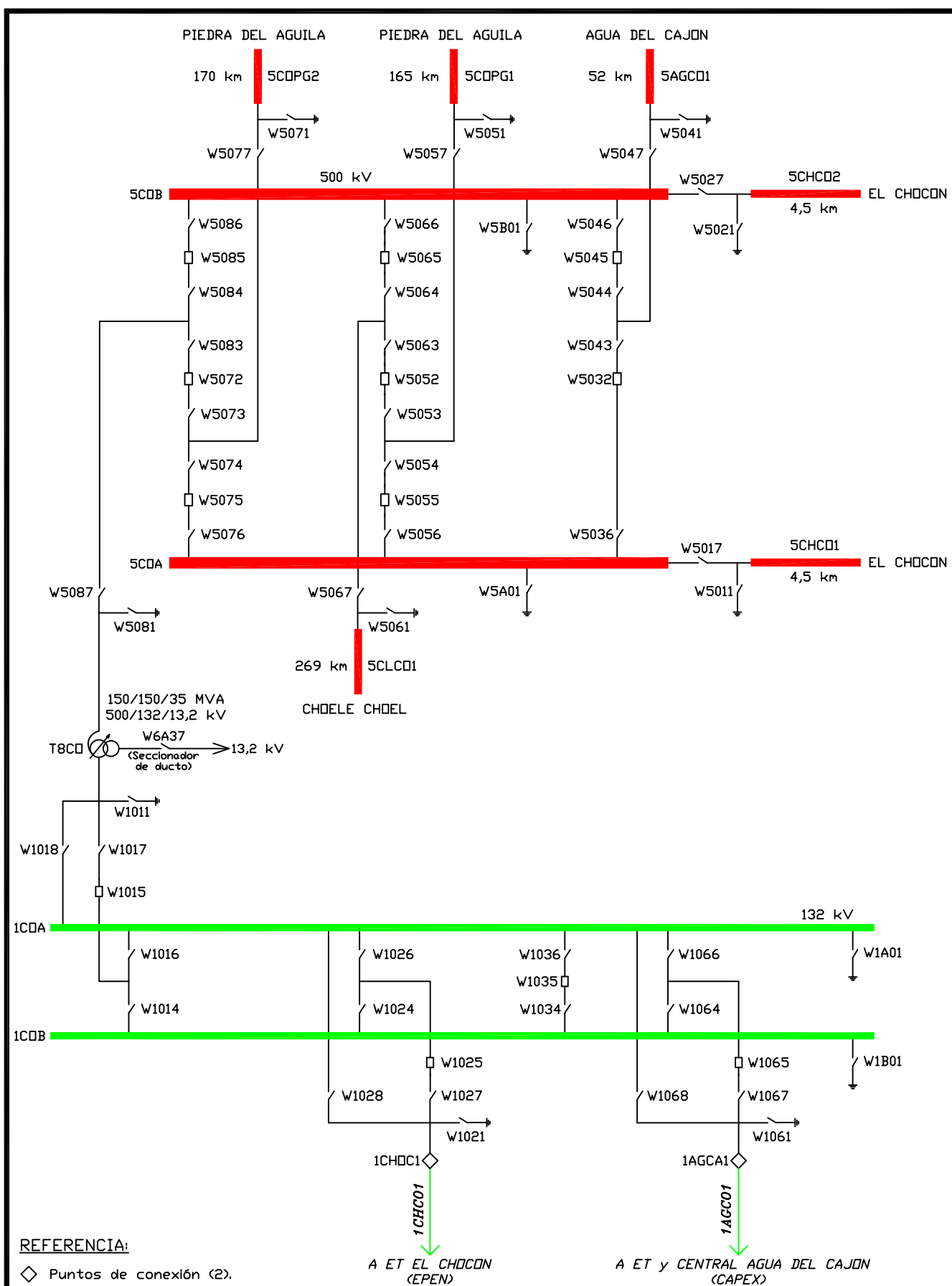
- ◇ Puntos de conexión (11).
- (\*) Fase de repuesto.




C.T. Vuelta de OBLIGADO

Central TIMBUES

(Termoelectrica José de San Martín)



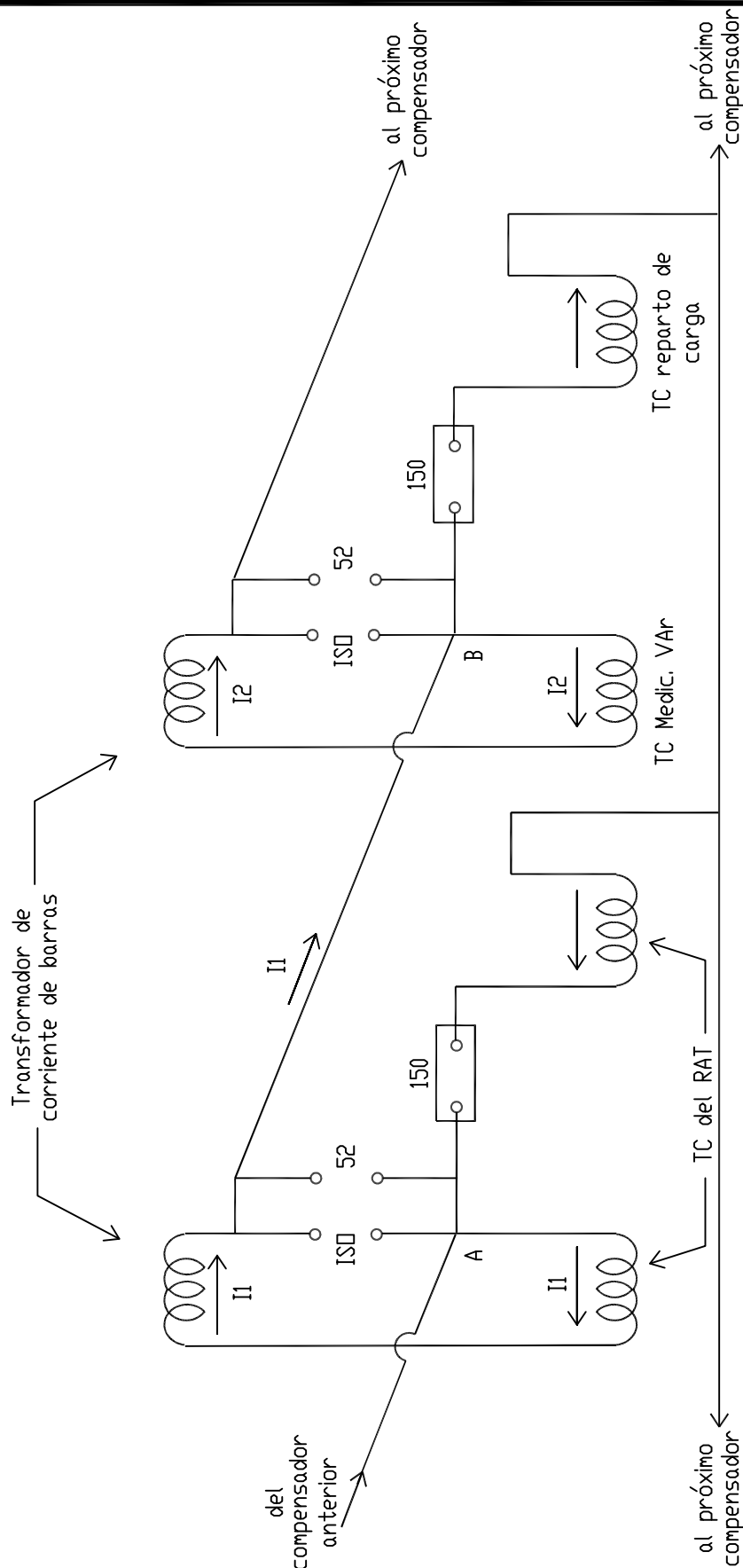
 <b>Transener</b>	GERENCIA DE PLANIFICACION Y OPERACION DE LA RED DEPARTAMENTO INGENIERIA DE OPERACION	
	ET CHOCÓN OESTE [CO]	
ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO	Preparó	Ezequiel F. JORGE
	Aprobó	Rubén BOVONE
Fecha de revisión:	18 MAYO 2018	Escala: S/E Plano N° 2-4-ID-011







Los contactos de ISD y 52 se muestran con los compensadores funcionando.  
 ISD: Seccionador de 13,8 kV  
 50: Interruptor principal de 13,8 kV



**Transener**

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

COMPENSADORES SINCRONICOS ET EZEIZA

ANEXO 3

CIRCUITO DE MEDICION DE CORRIENTE VINCULADO AL RAT

Preparó Daniel ESTEVES

Aprobó Carlos DESTOC

FECHA DE REVISION

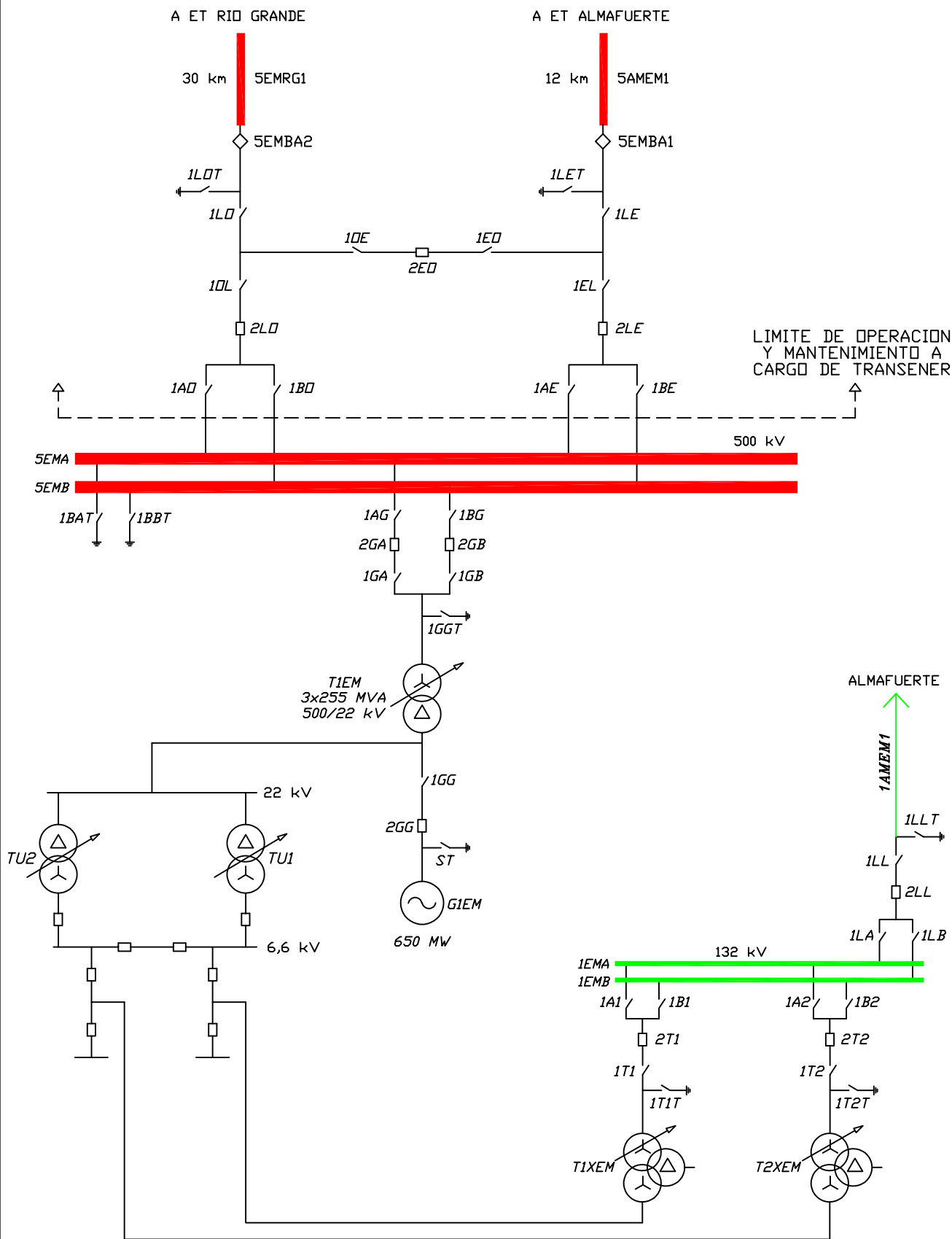
29 JULIO 2009

ESCALA

S/E

PLANO N°

2-4-10-562



REFERENCIA: ◇ Puntos de conexión (2).



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

CN y ET EMBALSE [EM] (NASA)

ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO

Preparó Ezequiel F. JORGE

Aprobó Juan WEIGANDT

Fecha de revisión: 5 SEPTIEMBRE 2019

Escala: S/E

Plano N° 2-4-ID-012



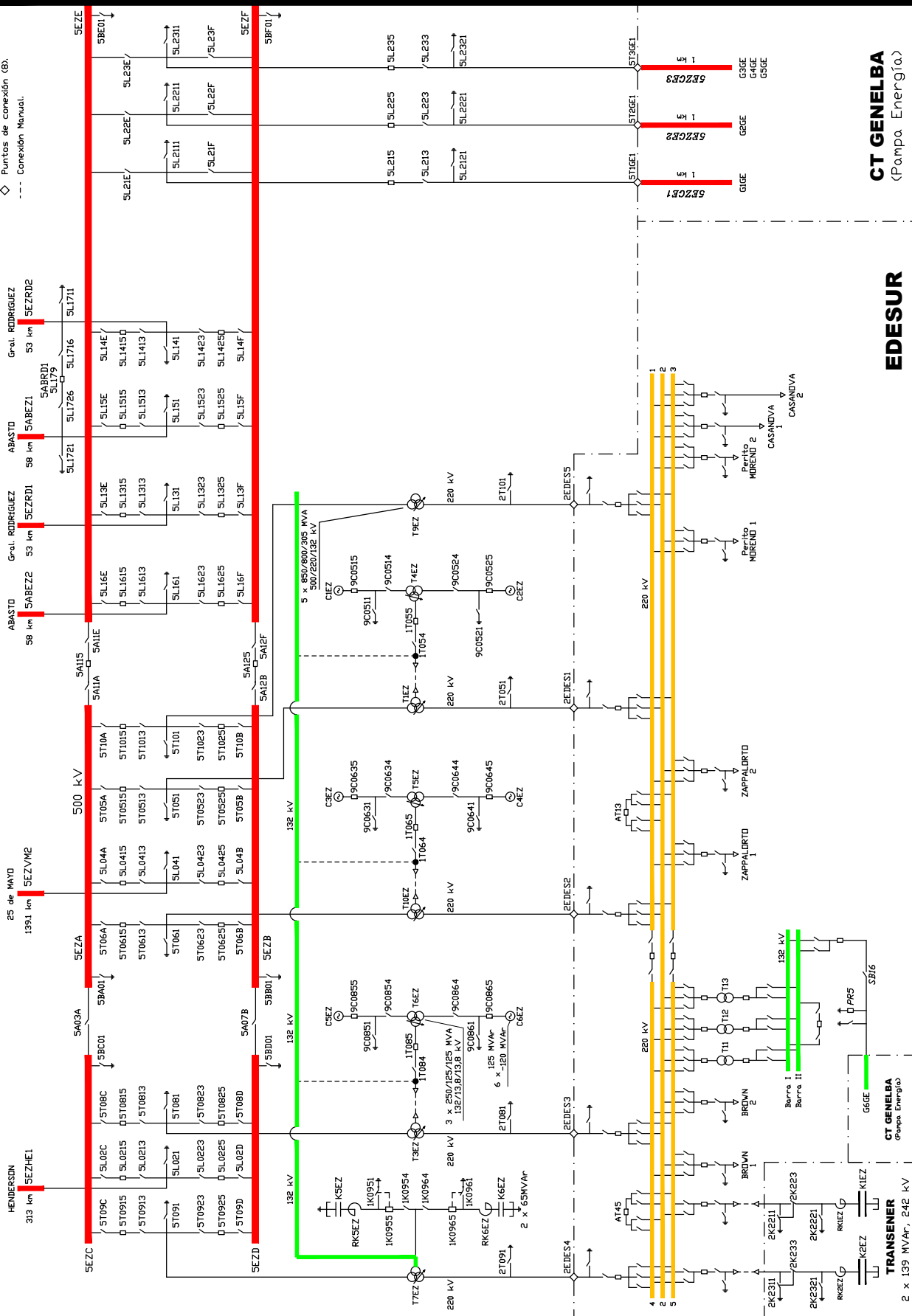
ET ESPERANZA [ESP]

Aprobó	Rubén BOVONE
--------	--------------

Plano N° 2-4-IP-769

# REFERENCIAS:

- ◊ Puntos de conexión (B).
- Conexión Manual.



CT GENELBA  
(Pampa Energía)

EDESUR

CT GENELBA  
(Pampa Energía)

TRANSENER  
(2 x 139 MVA, 242 kV)



Transener

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

ET EZEIZA [EZ]

ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO

Preparó Ezequiel F. JORGE

Aprobó Juan M. DELFINO

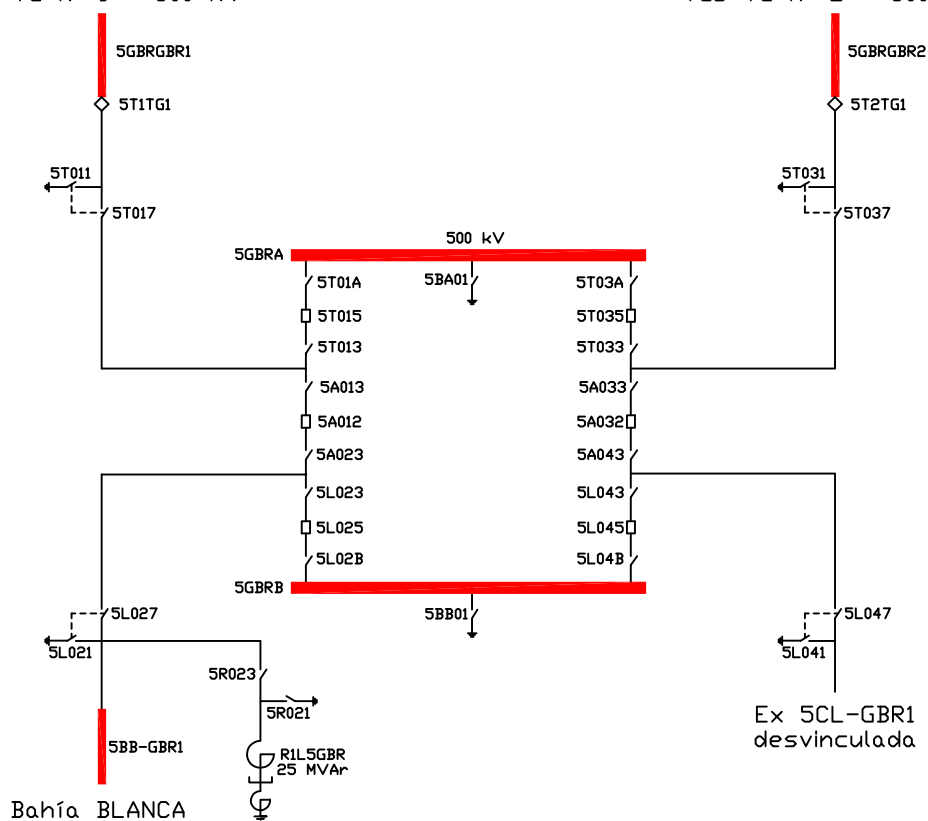
Fecha de revisión: 12 MAYO 2025

Escala: S/E

Plano N° 2-4-ID-013

Salida a Transformador  
TGB-TG N° 1 - 500 kV

Salida a Transformador  
TGB-TG N° 2 - 500 kV



REFERENCIAS: ◇ Puntos de conexión (2).



**Transener**

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

ET Guillermo BROWN [GBR]

ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO

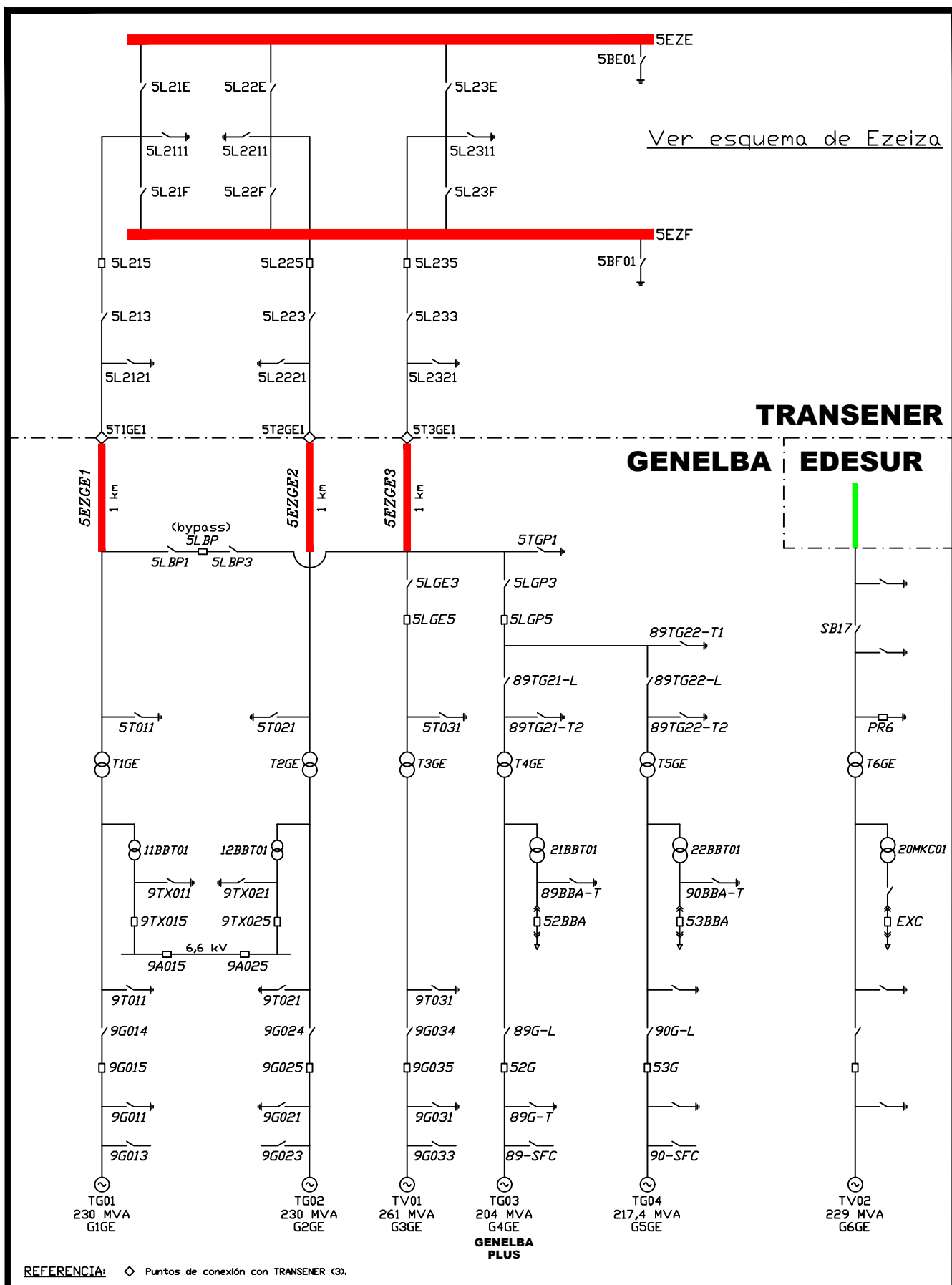
Preparó Ezequiel F. JORGE


Aprobó Juan DELFINO

Fecha de revisión: 13 ABRIL 2023

Escala: S/E

Plano N° 2-4-ID-810



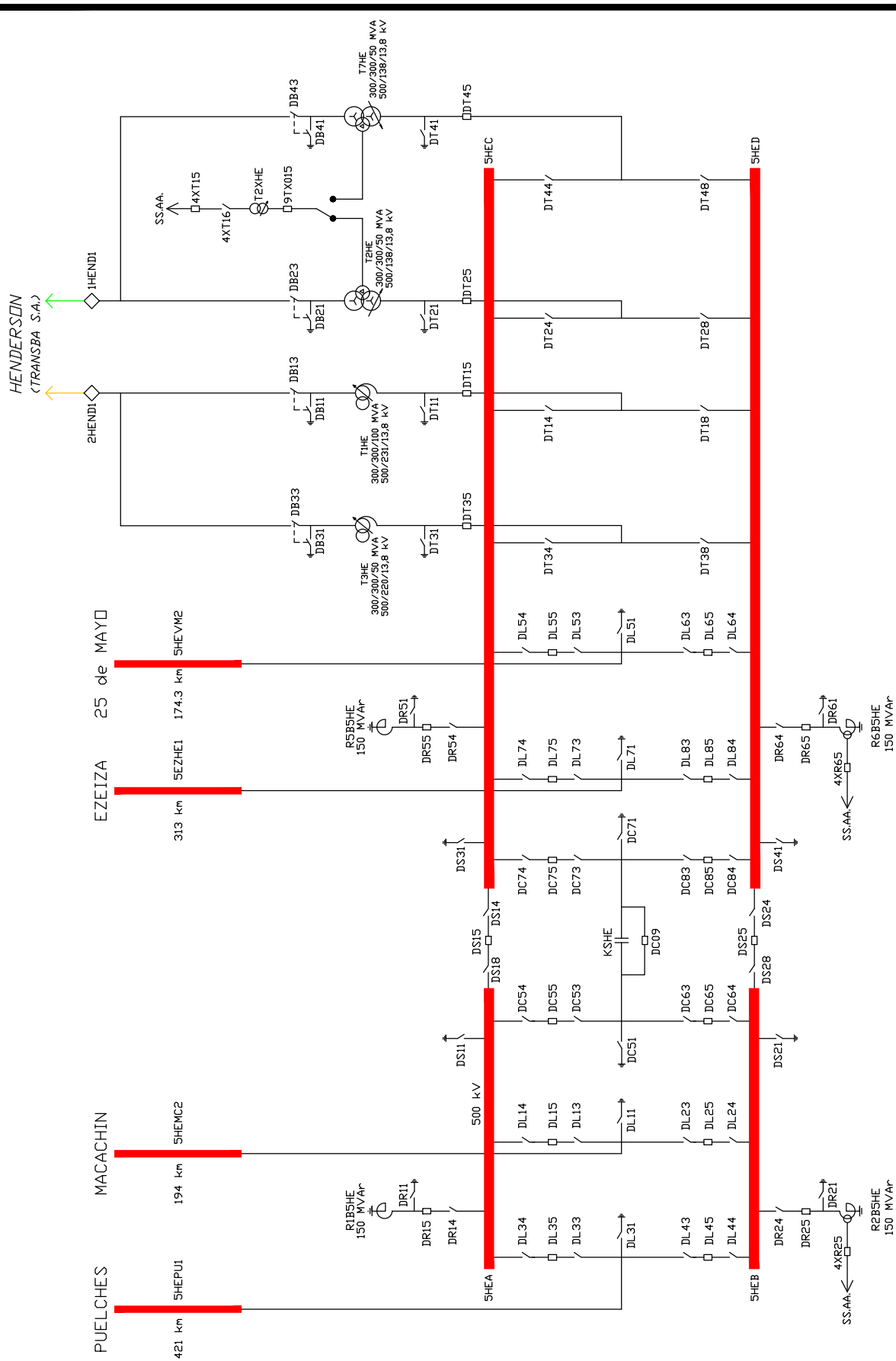
 <b>Transener</b>	GERENCIA DE PLANIFICACION Y OPERACION DE LA RED DEPARTAMENTO INGENIERIA DE OPERACION		
	CT GENELBA en ET EZEIZA (Pampa Energía)		
ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO	Preparó	Ezequiel F. JORGE	
	Aprobó	Juan M. DELFINO	
Fecha de revisión:	29 NOVIEMBRE 2021	Escala:	S/E Plano N° 2-4-ID-914






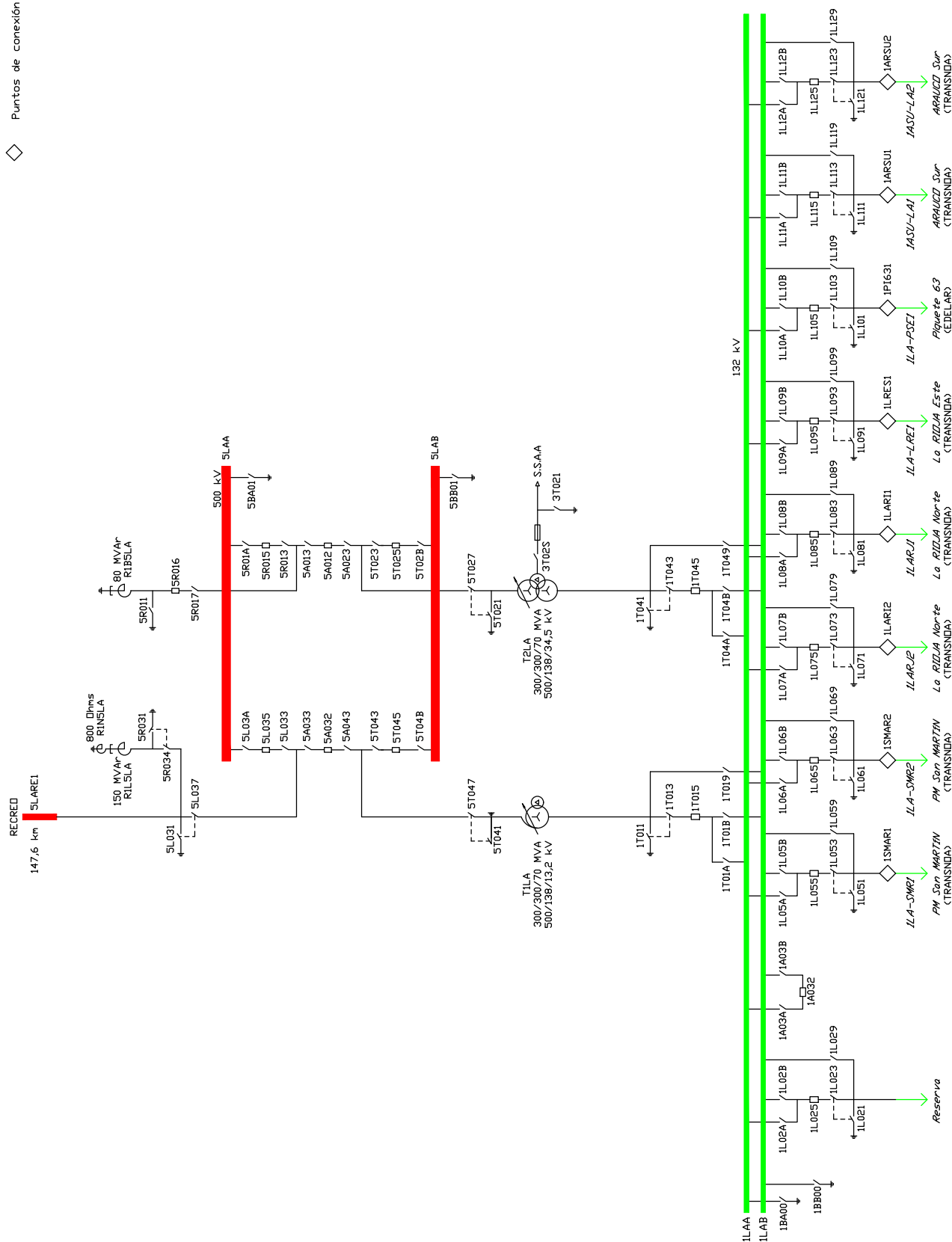


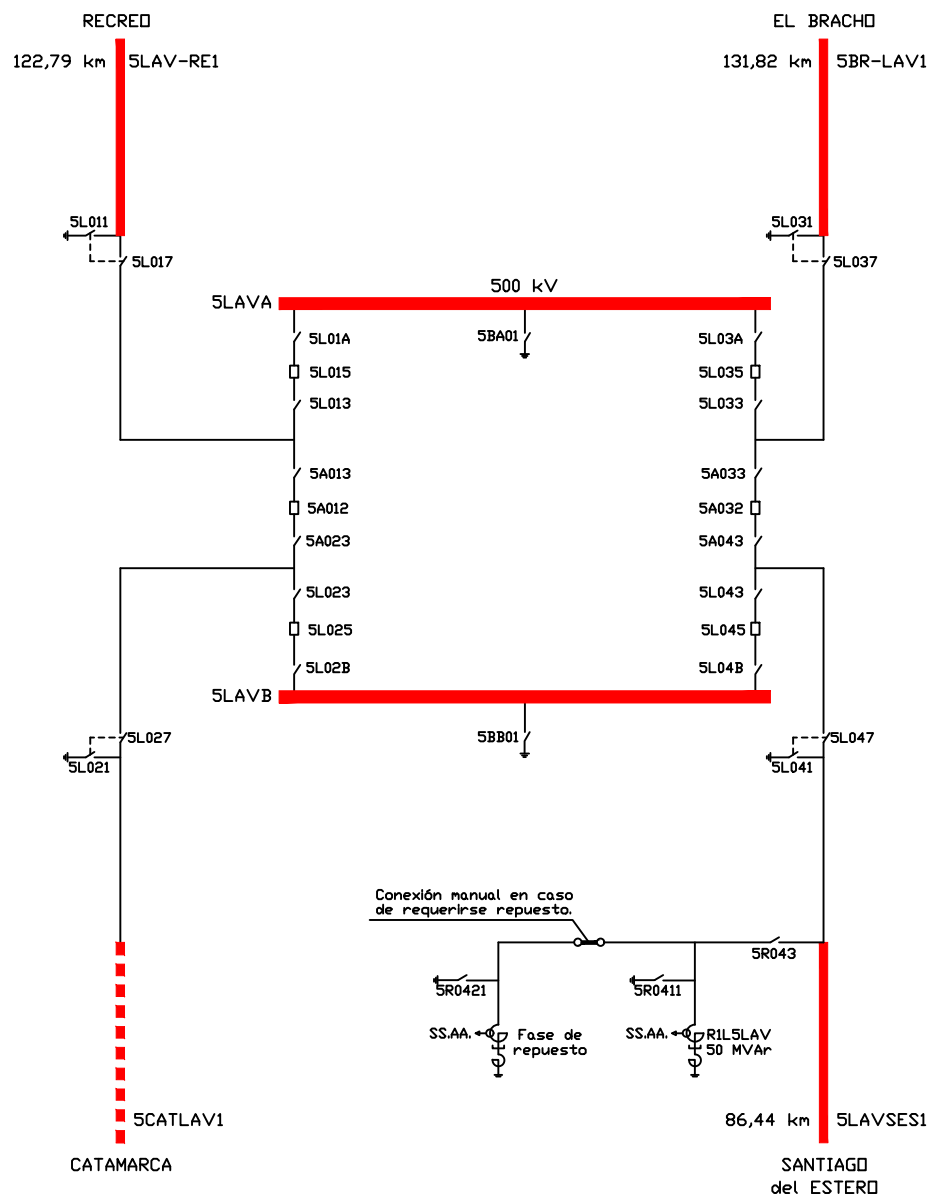




REFERENCIA: Puntos de conexión (2).

		GERENCIA DE PLANIFICACION Y OPERACION DE LA RED DEPARTAMENTO INGENIERIA DE OPERACION	
		ET HENDERSON [HE]	
ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO		Preparó	Ezequiel F. JORGE
		Aprobó	Juan DELFINO
Fecha de revisión:	02 OCTUBRE 2023	Escala:	S/E
		Plano N°	2-4-ID-015





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

### ESTACION LAVALLE [LAV]

ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO

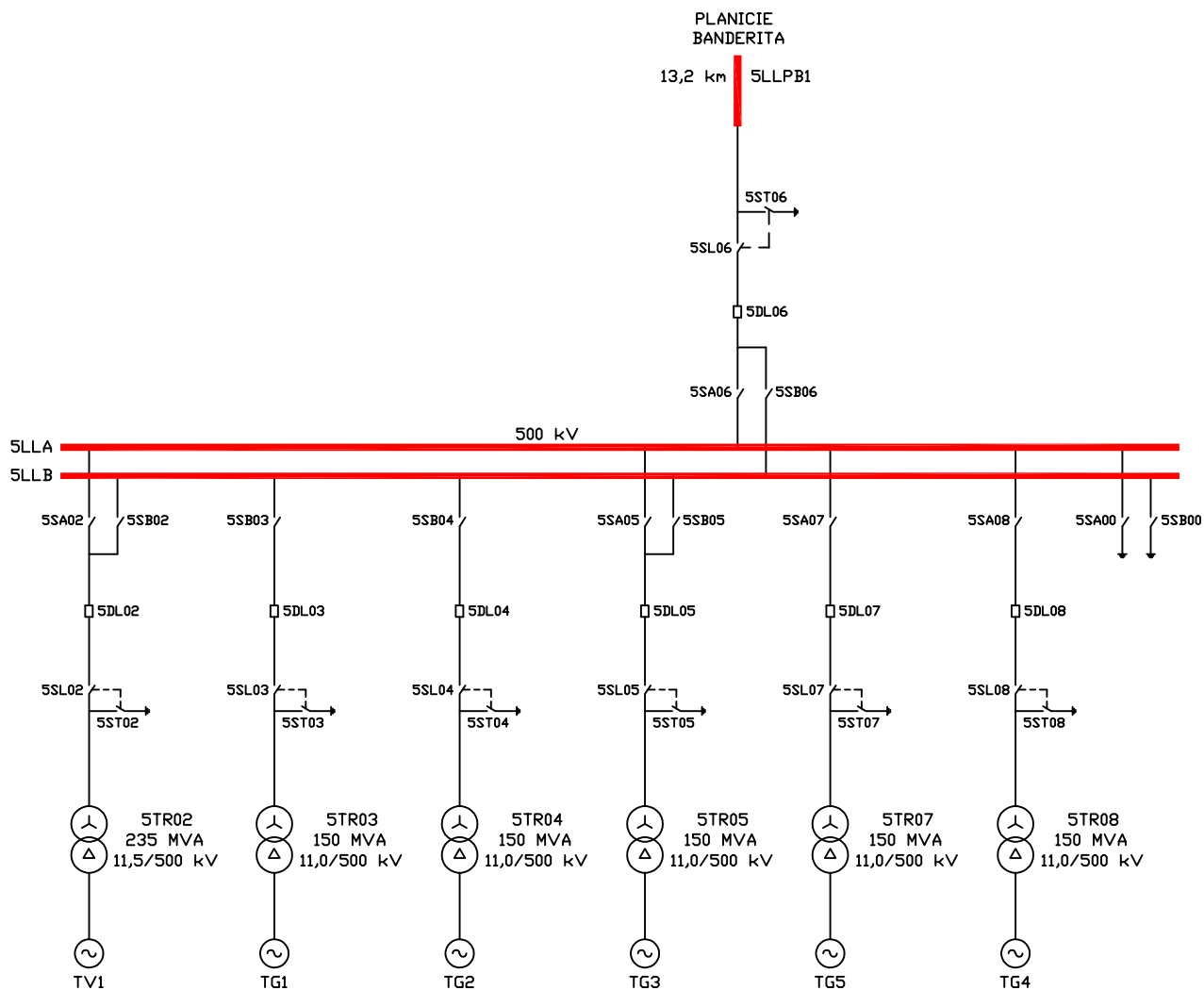
Preparó Ezequiel F. JORGE

Aprobó Juan M. DELFINO

Fecha de revisión: 19 NOVIEMBRE 2020

Escala: S/E

Plano N° 2-4-ID-790



**Transener**

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

CT LOMA de la LATA [LL] (PAMPA Energía S.A.)

ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO

Preparó Ezequiel F. JORGE

Aprobó Rubén BOVONE

Fecha de revisión: 6 OCTUBRE 2017

Escala: S/E

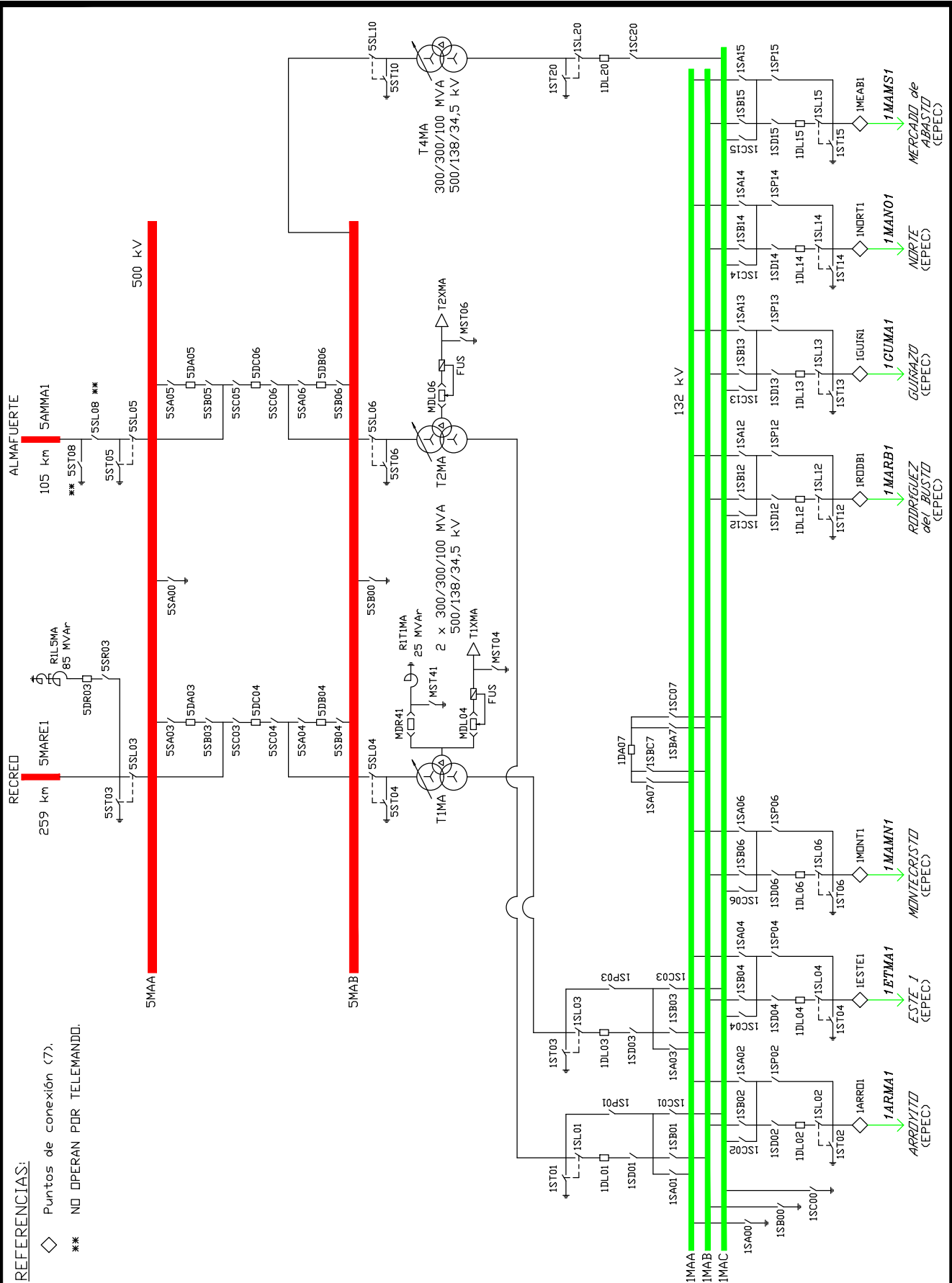
Plano N° 2-4-IO-761





# REFERENCIAS:

- ◇ Puntos de conexión (7).
- \*\* NO OPERAN POR TELEMANDO.



Transener

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

ET MALVINAS ARGENTINAN [MA]

ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO

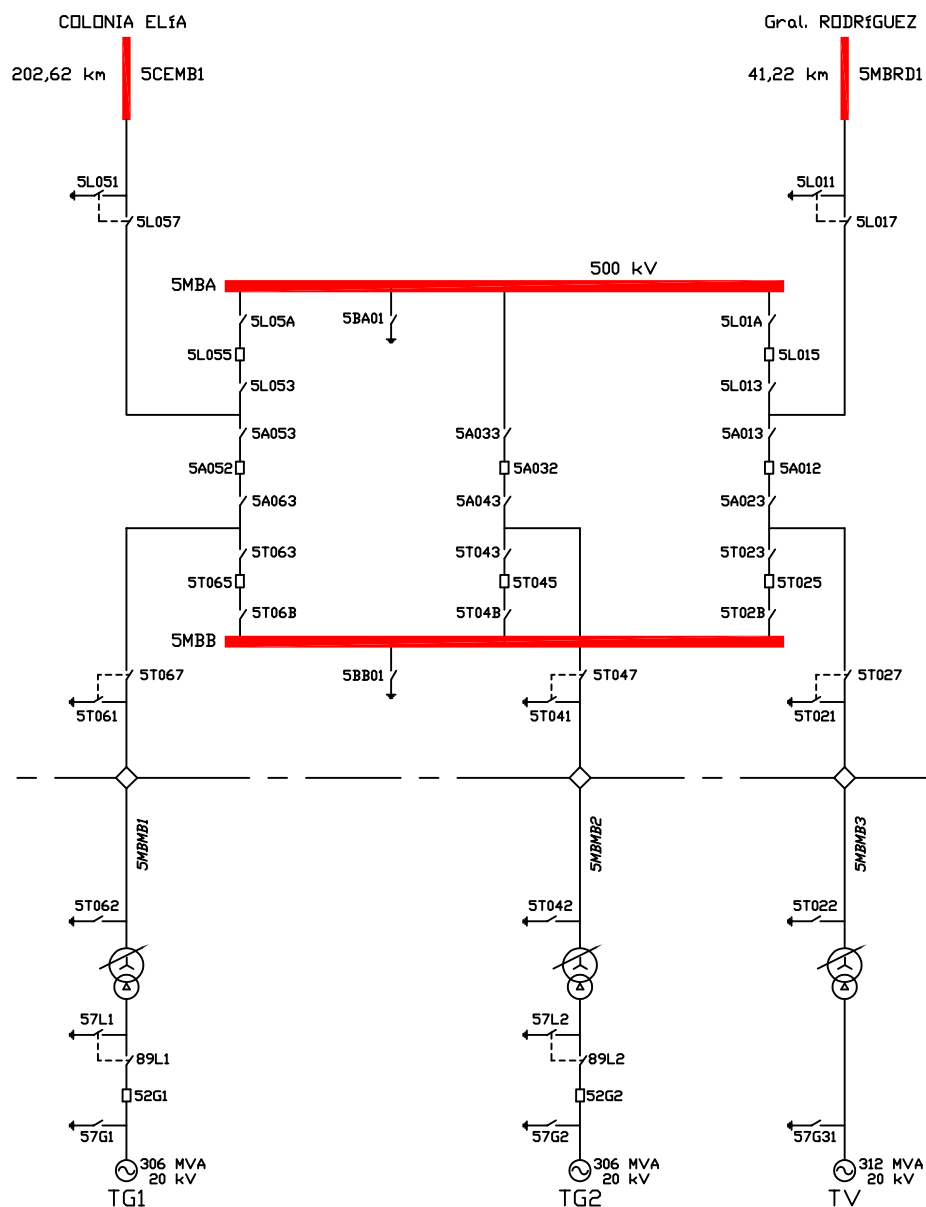
Preparó Ezequiel F. JORGE

Aprobó Juan Delfino

Fecha de revisión: 09 DICIEMBRE 2024

Escala: S/E

Plano N° 2-4-ID-016



**Central Manuel BELGRANO**  
(Termoeléctrica Manuel Belgrano S.A.)

REFERENCIA:  Puntos de conexión (3).



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

ET Manuel BELGRANO 500 kV [MB]

ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO

Preparó Ezequiel F. JORGE

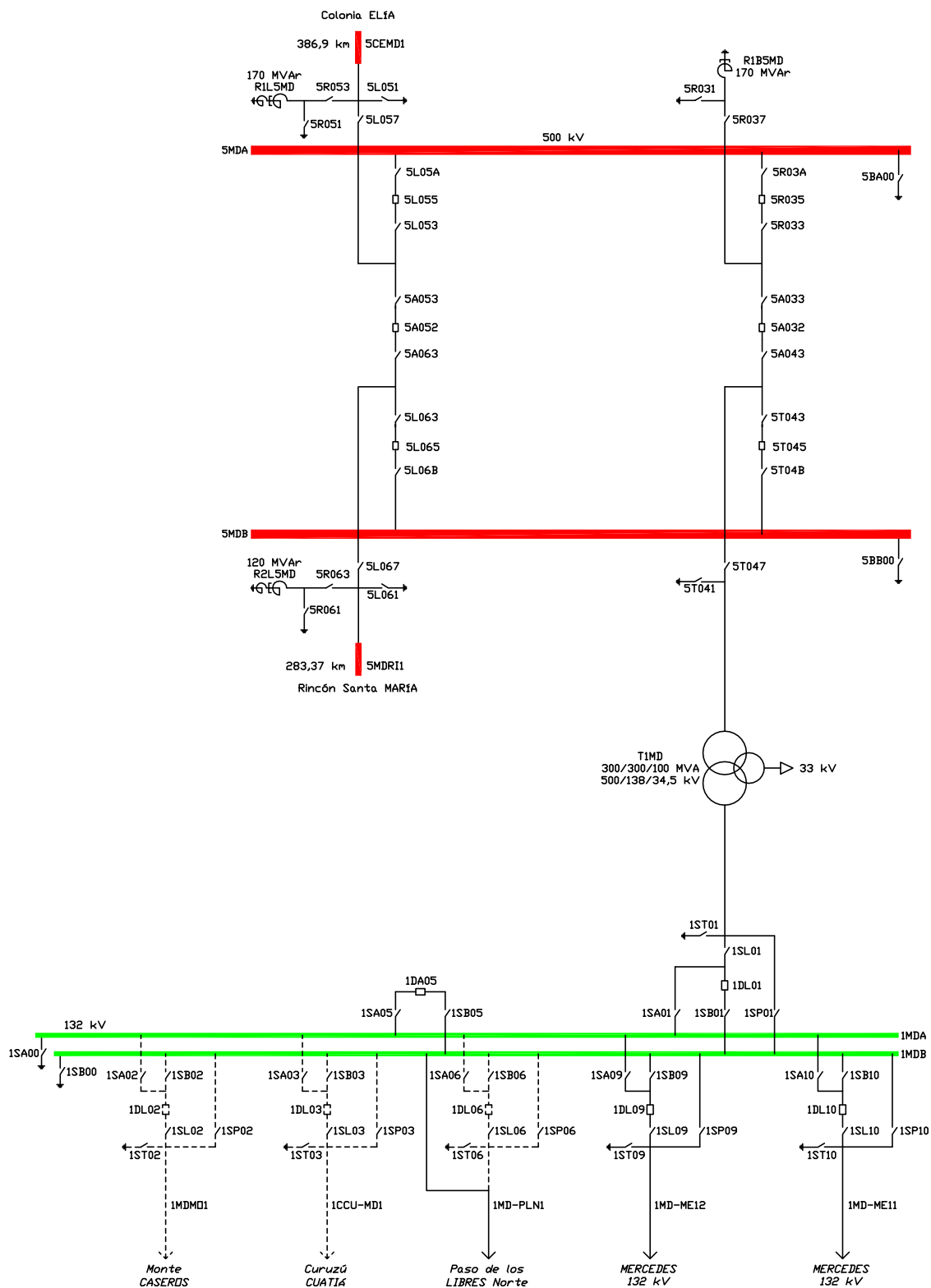
Aprobó Rubén BOVONE

Fecha de revisión: 5 MARZO 2018

Escala: S/E

Plano N° 2-4-IO-751





REFERENCIA: - - - Futuro.



**Transener**

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

*ET MERCEDES 500 kV [MD] (LIMSA)*

ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO

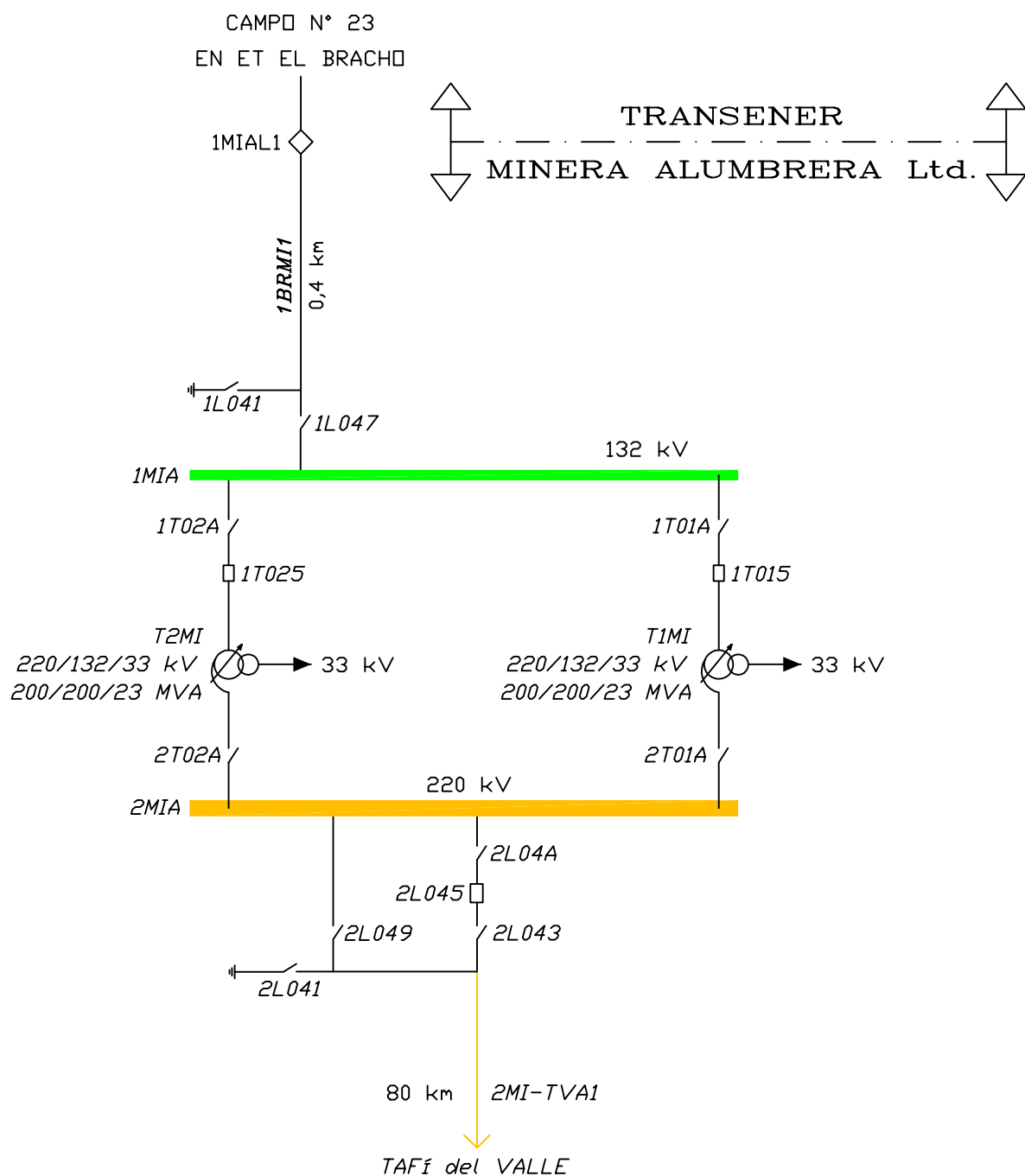
Preparó Ezequiel F. JORGE

Aprobó Rubén BOVONE

Fecha de revisión: 24 FEBRERO 2016

Escala: S/E

Plano N° 2-4-ID-738



REFERENCIA:  Punto de conexión.



**Transener**

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

ET MINERA ALUMBRERA EN EL BRACHO [MI]  
(MINERA ALUMBRERA Ltd.)

ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO

Preparó Ezequiel F. JORGE

Aprobó Rubén BOVONE

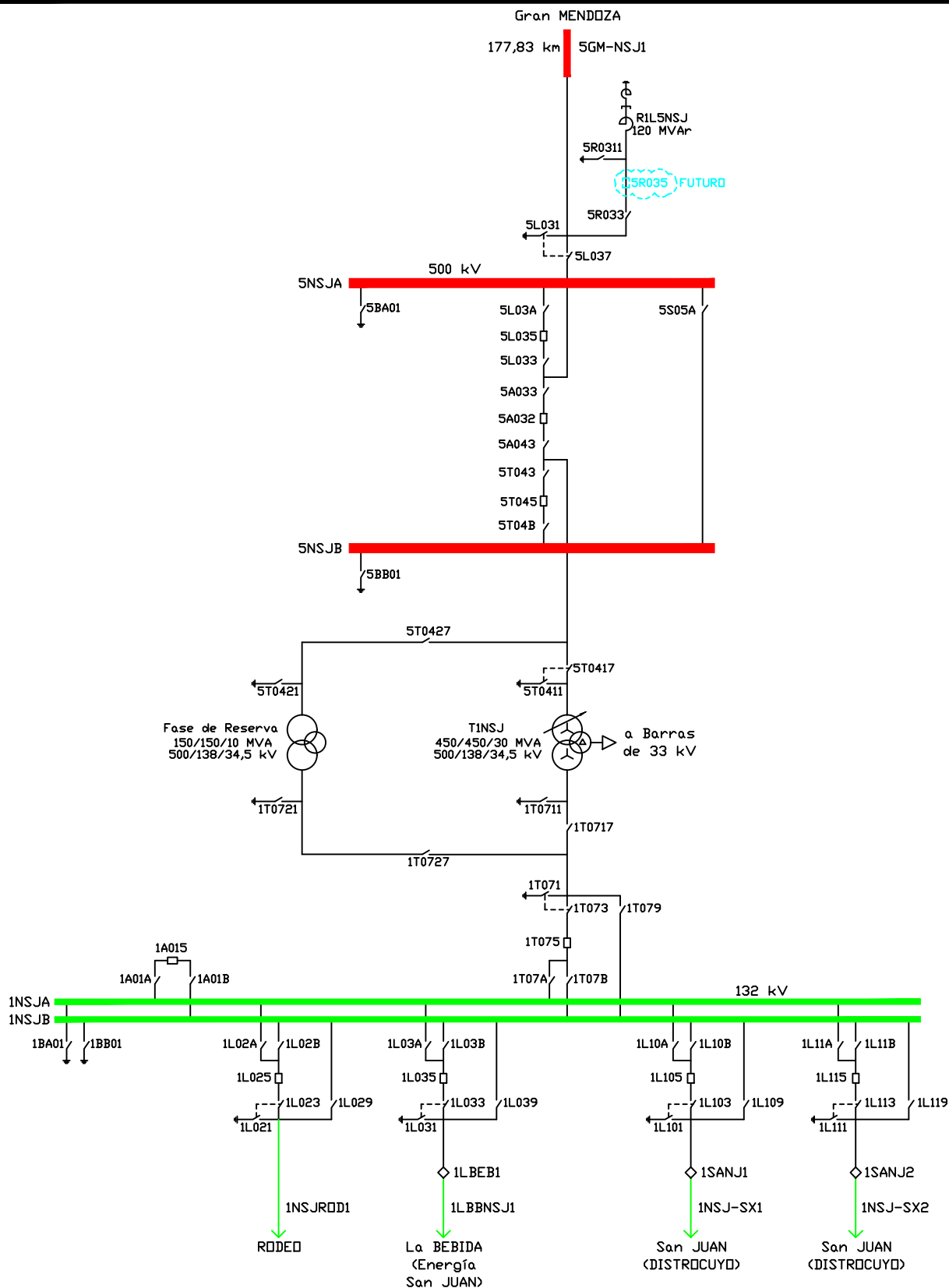
Fecha de revisión: 16 MAYO 2014

Escala: S/E

Plano N° 2-4-ID-462







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



**Transener**

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

ET Nueva San JUAN [INSJ]

ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO

Preparó Ezequiel F. JORGE

Aprobó Juan M. DELFINO

Fecha de revisión: 11 JUNIO 2021

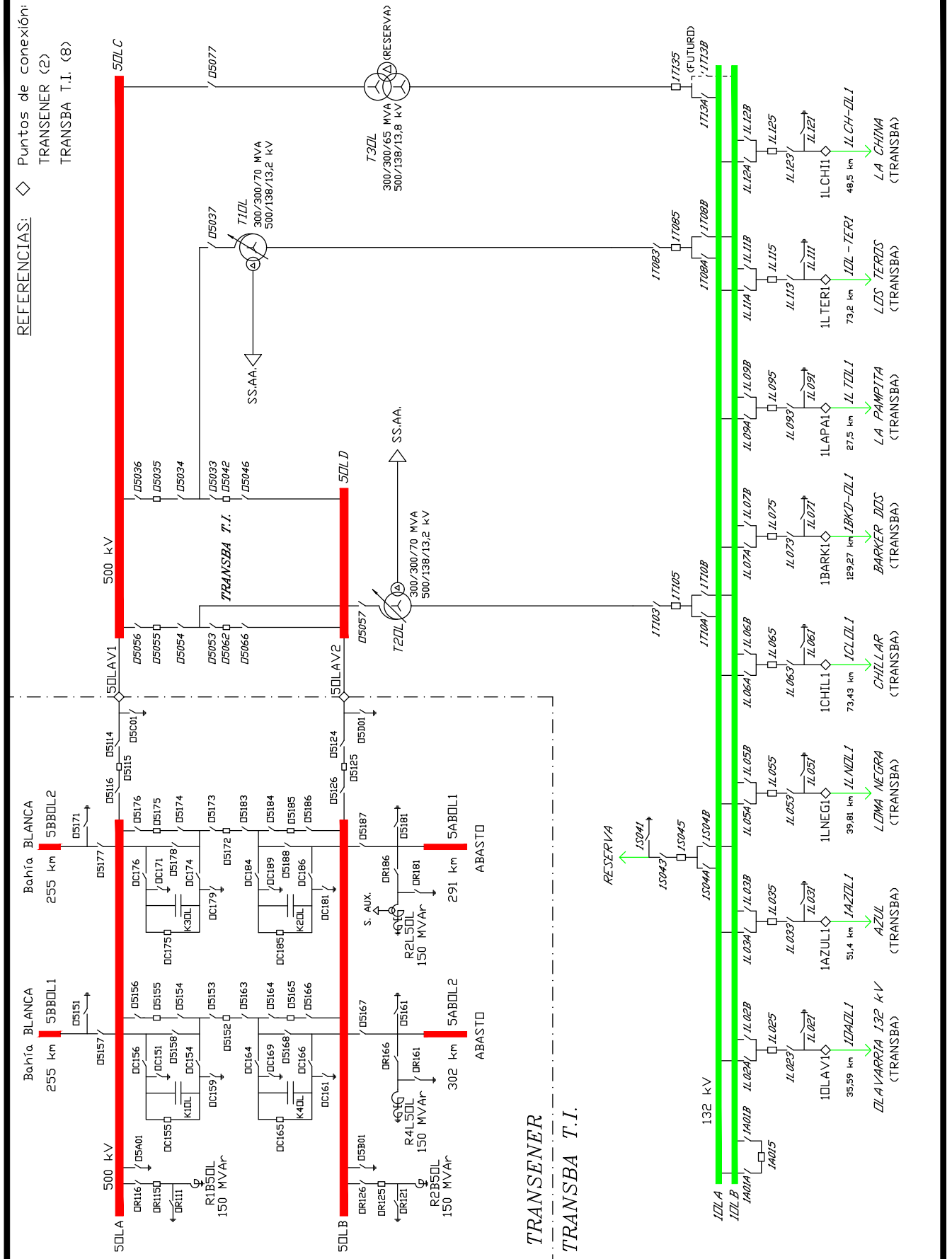
Escala: S/E

Plano N° 2-4-ID-745

REFERENCIAS: ◇ Puntos de conexión:

TRANSENER (2)

TRANSBA T.I. (8)



Transener

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

ET OLAVARRIA [OL]

ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO

Preparó Ezequiel F. JORGE

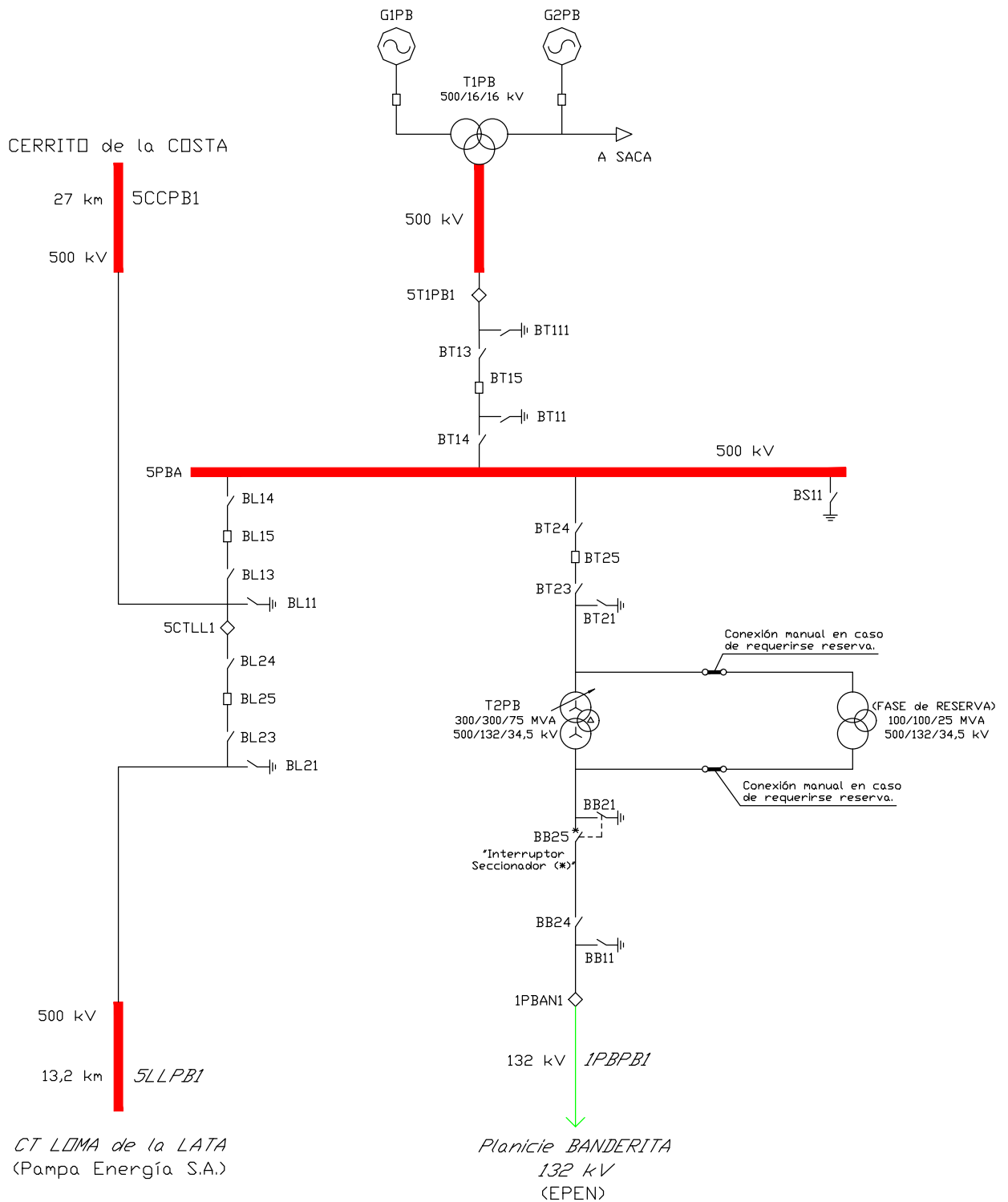
Aprobó Juan M. DELFINO

Fecha de revisión: 27 NOVIEMBRE 2024

Escala: S/E

Plano N° 2-4-ID-017

CH PLANICIE BANDERITA  
(HIDROELECTRICA  
CERROS COLORADOS S.A.)



REFERENCIAS: ◇ Puntos de conexión (3).

(\*) Equipo especial que cumple con la función de Corte Efectivo  
(Oficina de Corte Visible)



**Transener**

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

ET PLANICIE BANDERITA [PB]

ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO

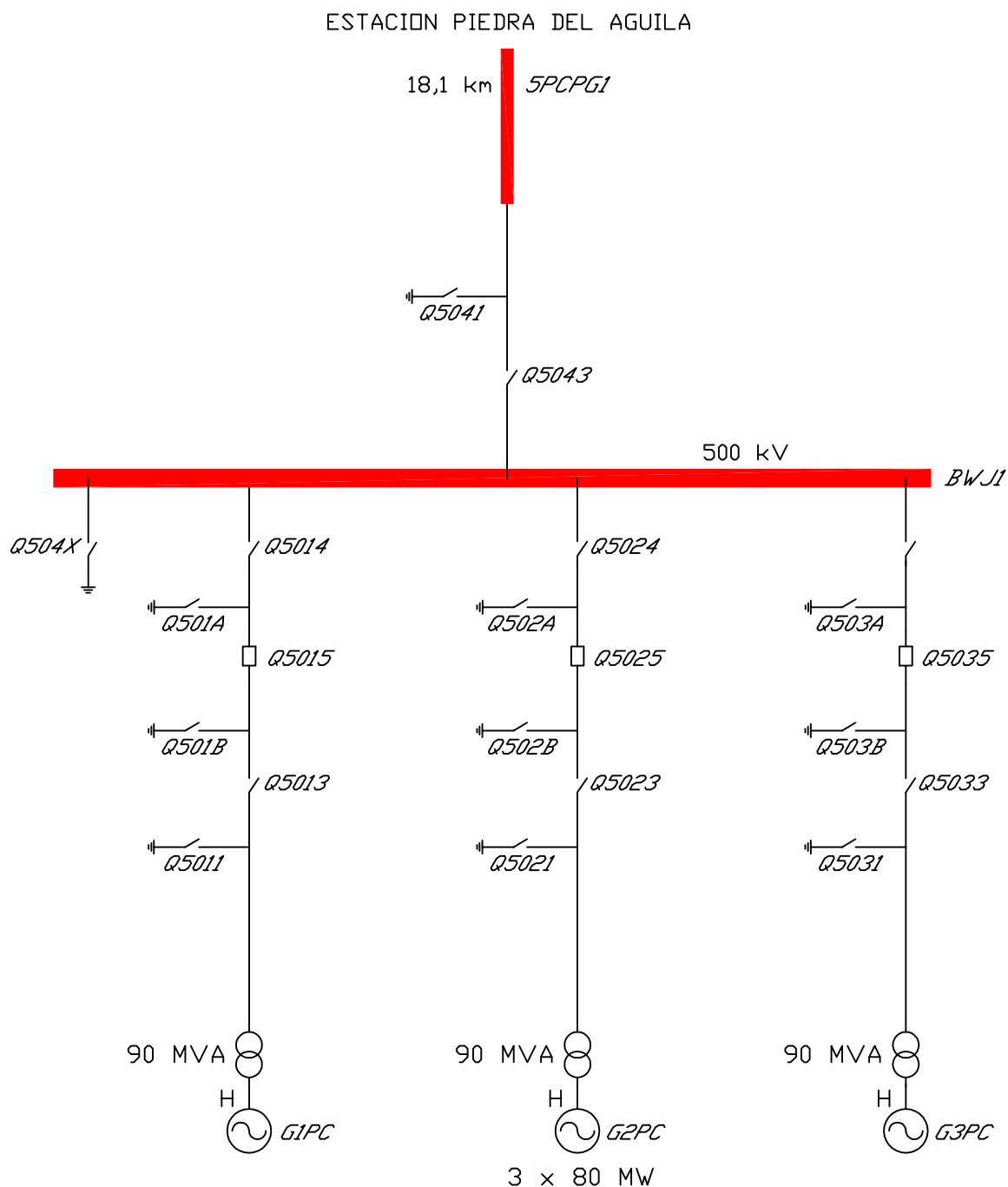
Preparó Ezequiel F. JORGE

Aprobó Juan DELFINO

Fecha de revisión: 06 JUNIO 2025

Escala: S/E

Plano N° 2-4-ID-019



**Transener**

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

ESTACION y CH PICHÍ PICUN LEUFU (PC)  
(PETROBRAS ENERGIA S.A.)

ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO

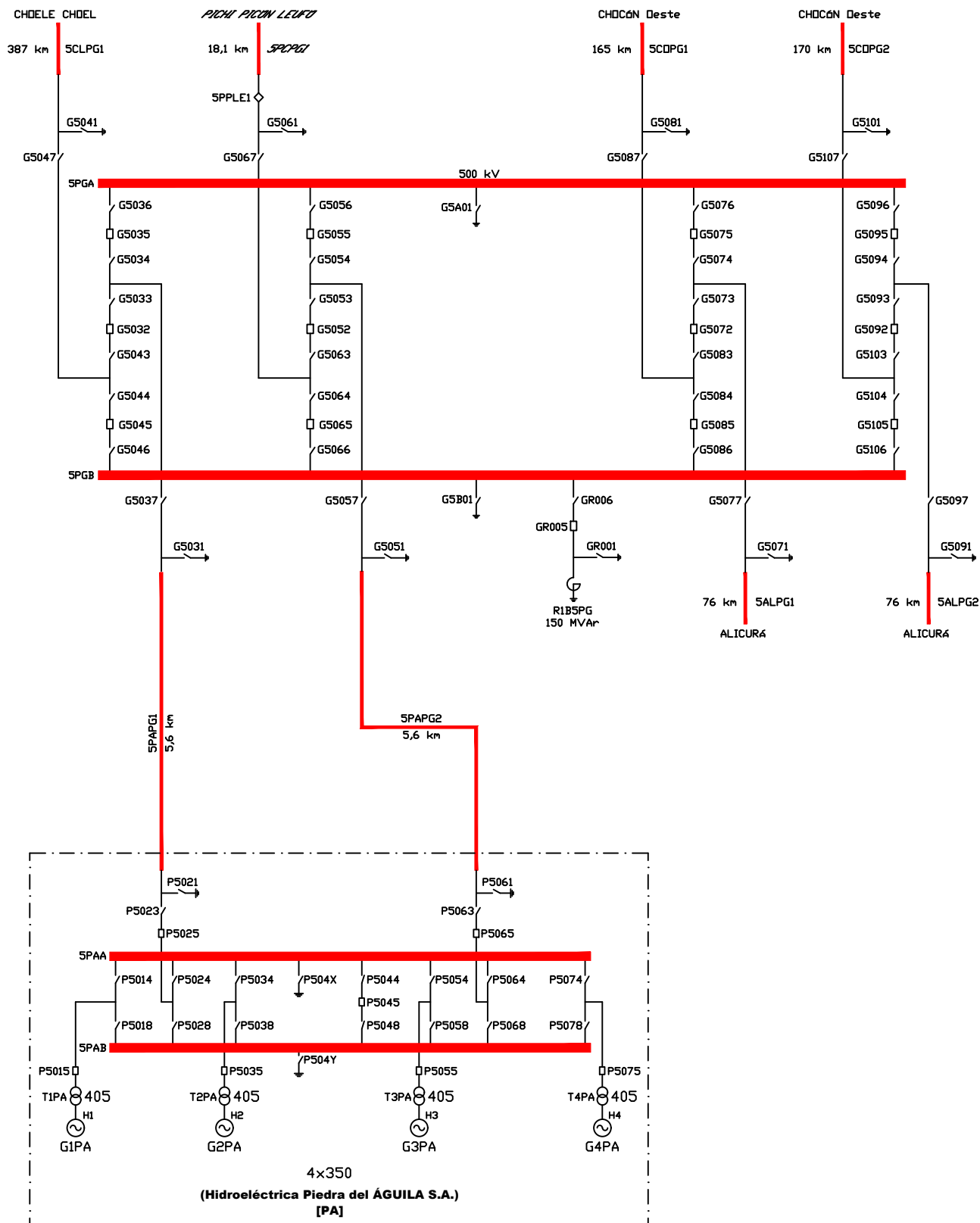
Preparó Daniel ESTEVES

Aprobó Carlos DESTOC

FECHA DE REVISION 29 JULIO 2009

ESCALA S/E

PLANO N° 2-4-ID-678



REFERENCIA: ◇ Puntos de conexión (1).



**Transener**

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

Estación PIEDRA del ÁGUILA [PG]

ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO

Preparó Ezequiel F. JORGE

Aprobó Juan M. DELFINO

Fecha de revisión: 13 AGOSTO 2020

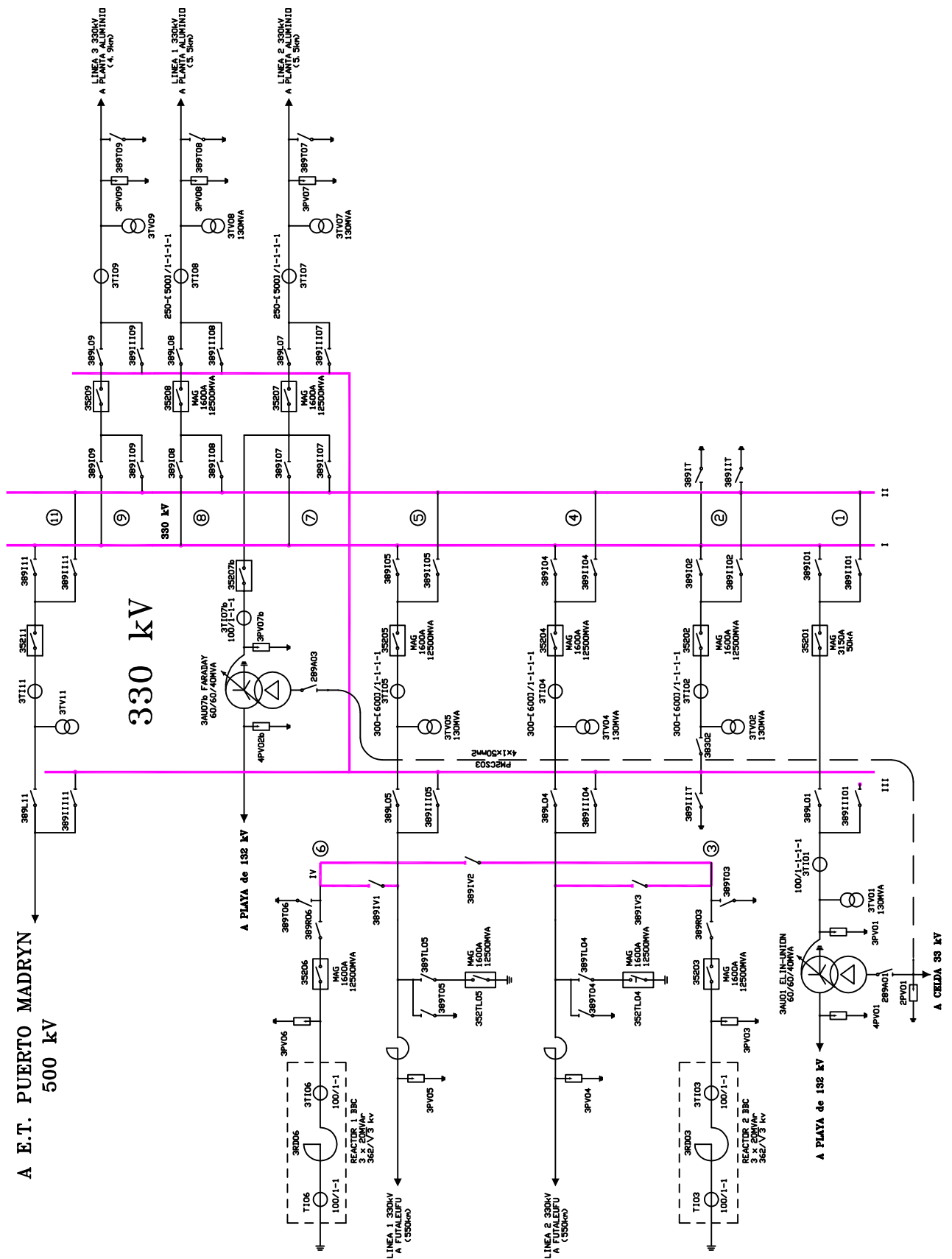
Escala: S/E

Plano N° 2-4-ID-018



A E.T. PUERTO MADRYN  
500 kV

330 kV



Transener

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

ET PUERTO MADRYN 330/132 kV [PM] (TRANSPA S.A.)

ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO

Preparó Daniel ESTEVES

Aprobó Carlos DESTOC

FECHA DE REVISION

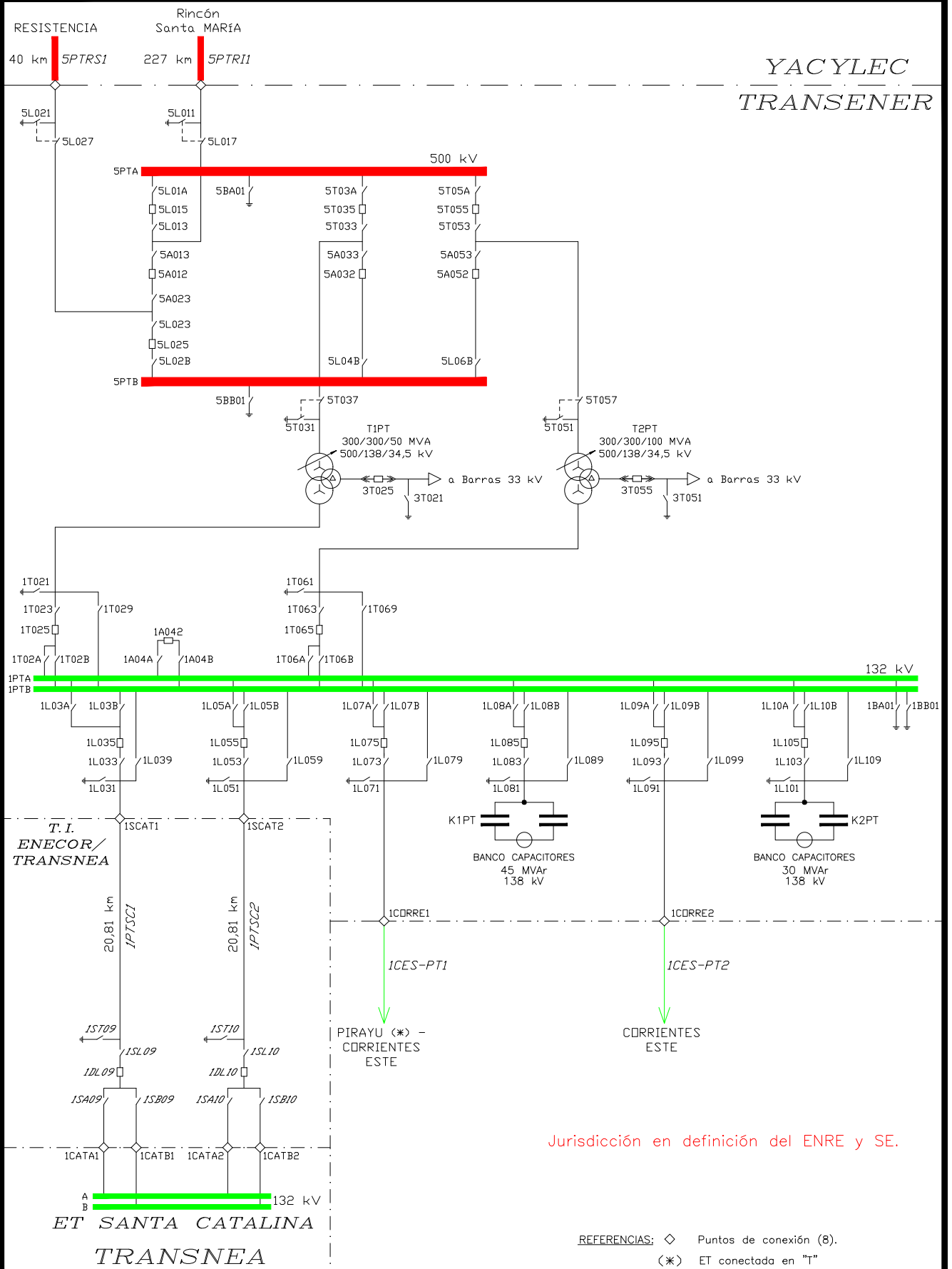
31 JULIO 2009

ESCALA

S/E

PLANO N°

2-4-ID-747



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

ET PASO DE LA PATRIA [PT]

ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO

Preparó Ezequiel F. JORGE

Aprobó Juan M. DELFINO

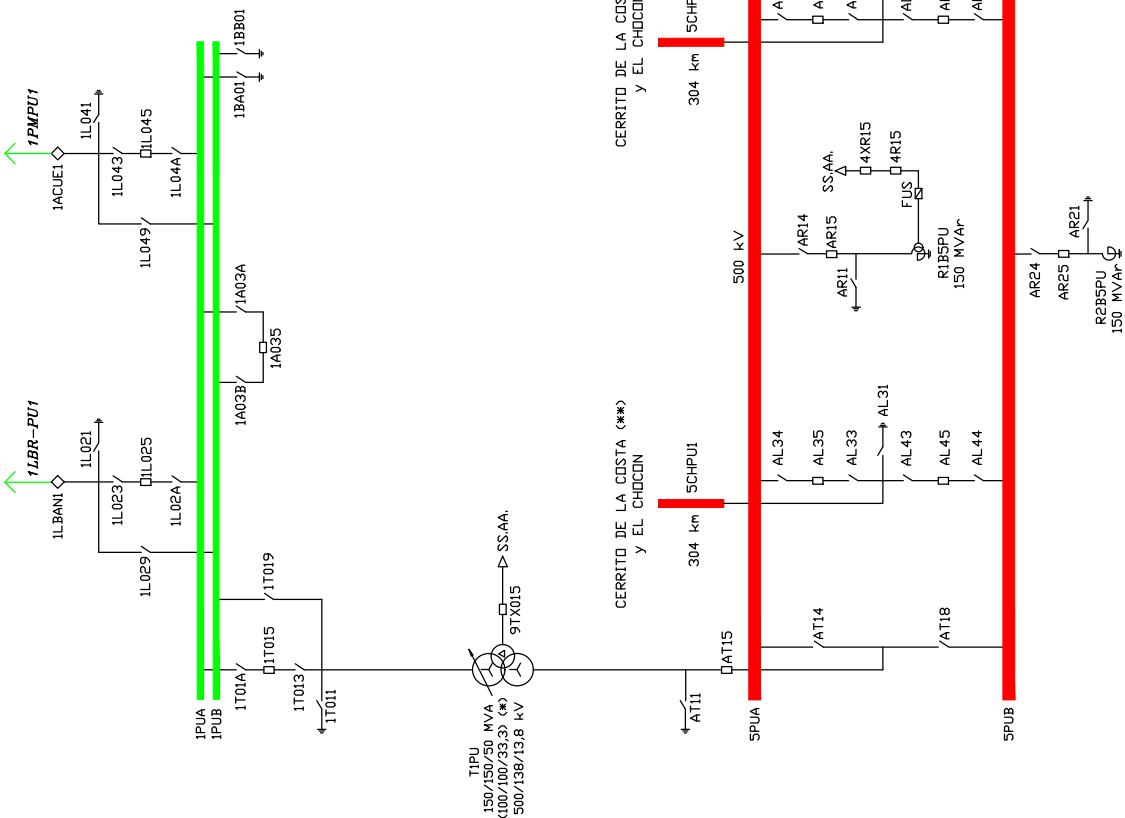
Fecha de revisión: 08 NOVIEMBRE 2024

Escala: S/E

Plano N° 2-4-ID-447

ACUEDUCTO (ET PICHIMAHUIDA)  
(APELP)

La BANDERITA  
(APELP)



REFERENCIAS: ◇ Puntos de conexión (2).

(\*) Máximas potencias habilitadas

(\*\*) Conexión en T hacia ET Planicie Banderita



Transener

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

ET PUELCHES [PU]

ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO

Preparó Ezequiel F. JORGE

Aprobó Juan DELFINO

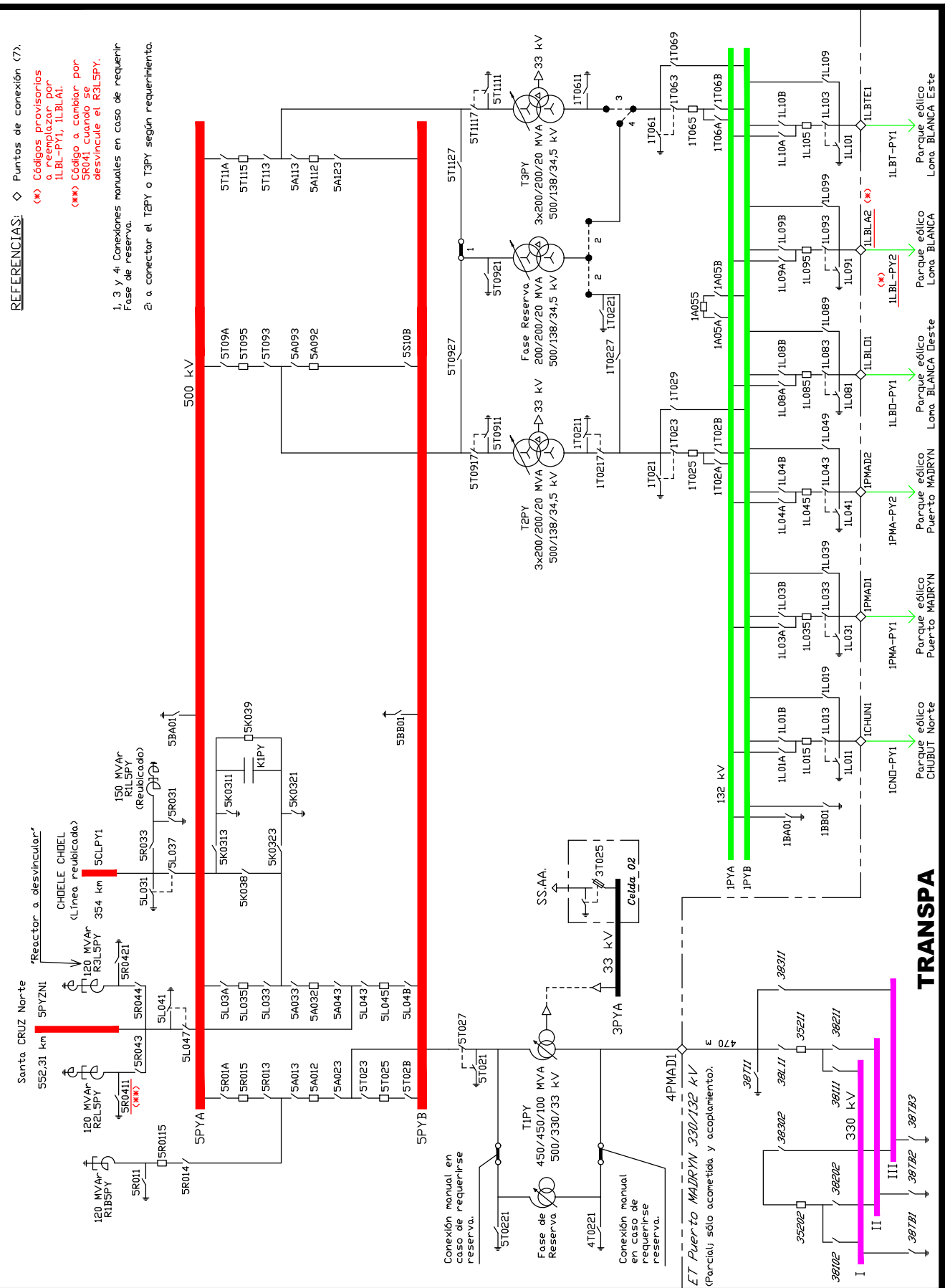
Fecha de revisión:

7 ENERO 2025

Escala: S/E

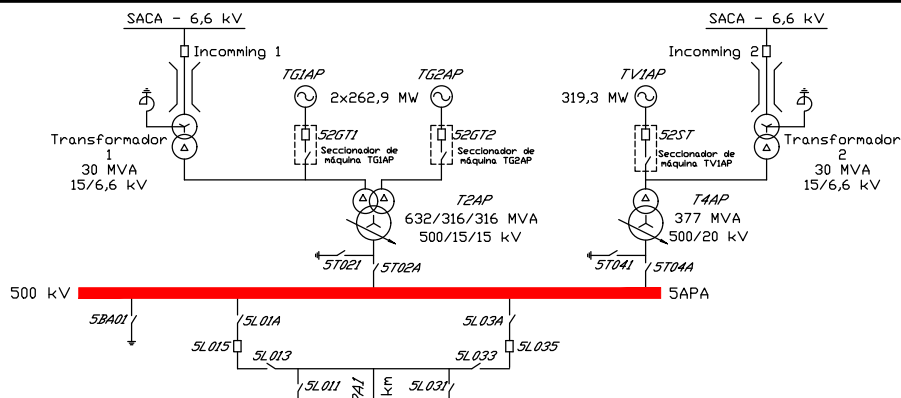
Plano N° 2-4-ID-020

- REFERENCIAS:** ◇ Puntos de conexión (7).
- (\*) Códigos provisionales a reemplazar por ILBL-PY1, ILBLAI.
- (\*\*) Código a cambiar por SR041 cuando desvincule el RLSFY.
- 1, 3 y 4 Conexiones manuales en caso de requerir Fase de reserva.
- 2 a conectar el T2PY o T3PY según requerimiento.

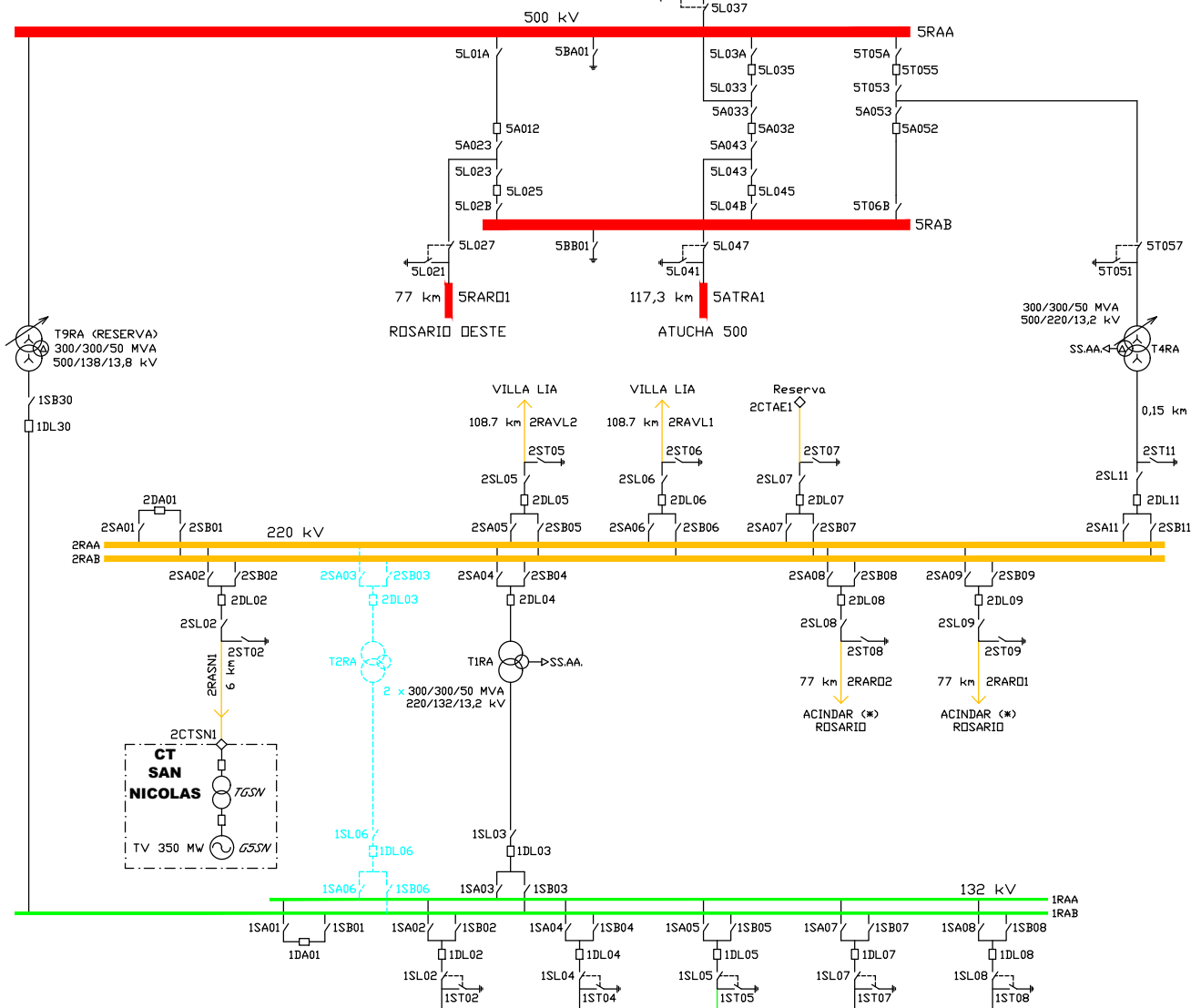


# REFERENCIAS:

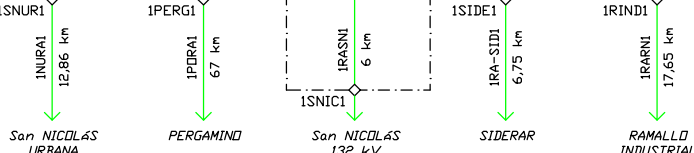
- ◊ Puntos de conexión (8).
- (\*) Vinculación en "T" a ACINDAR S.A.
- FUTURO.



## CT AES PARANÁ TRANSENER



## TRANSBA



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

ET RAMALLO [RA]

ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO

Preparó Ezequiel F. JORGE

Aprobó Juan M. DELFINO

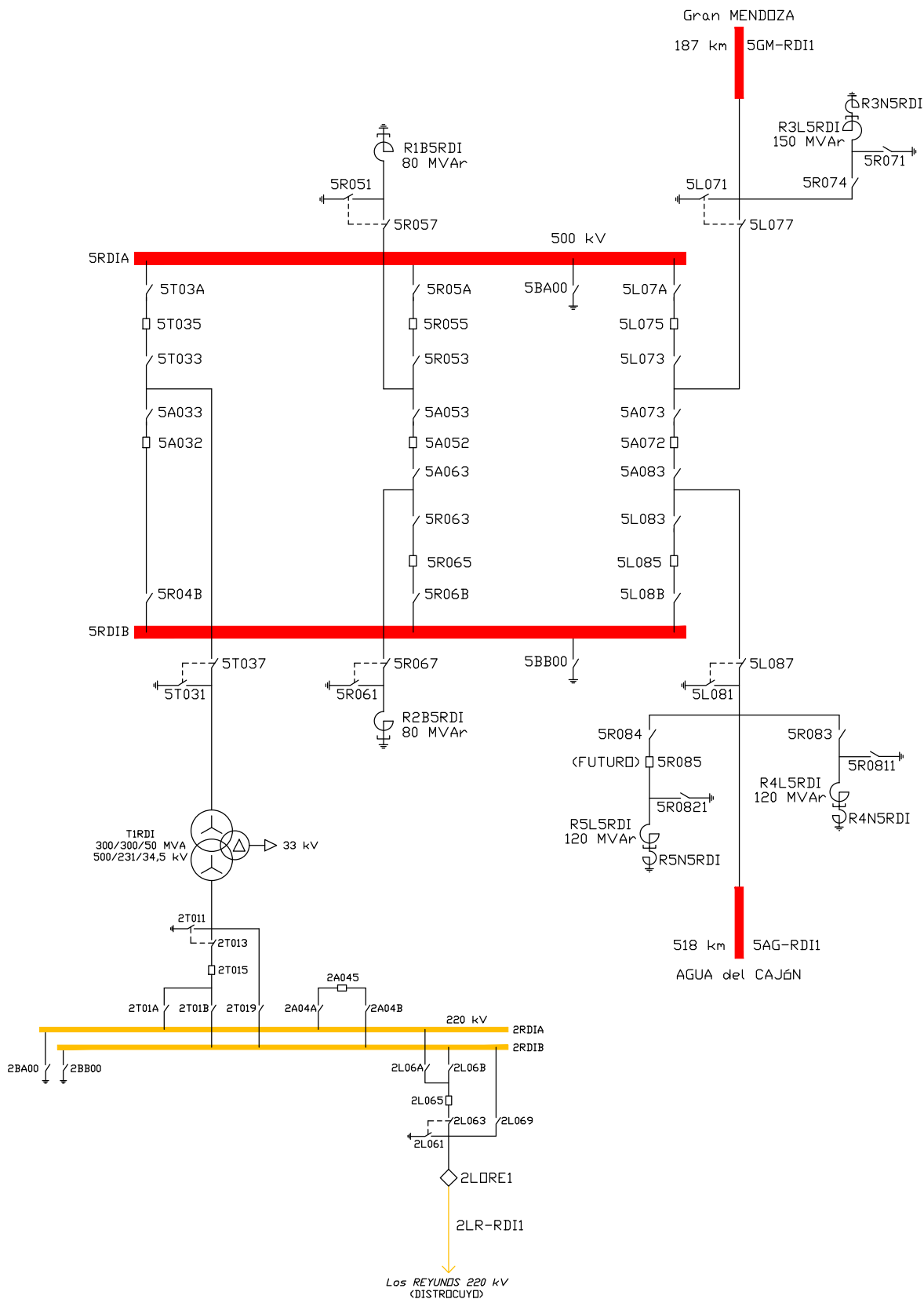
Fecha de revisión: 18 AGOSTO 2025

Escala: S/E

Plano N° 2-4-ID-021




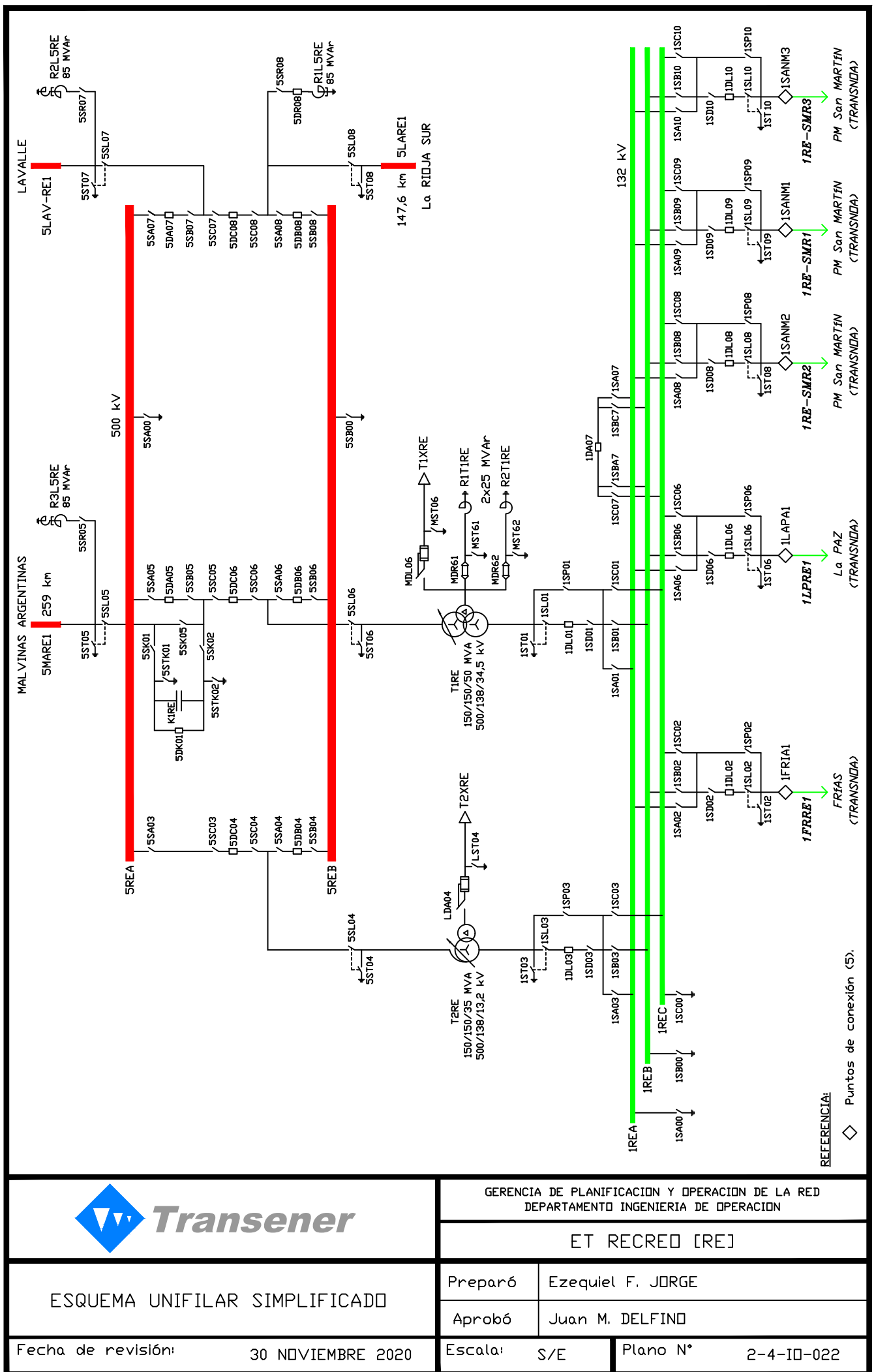


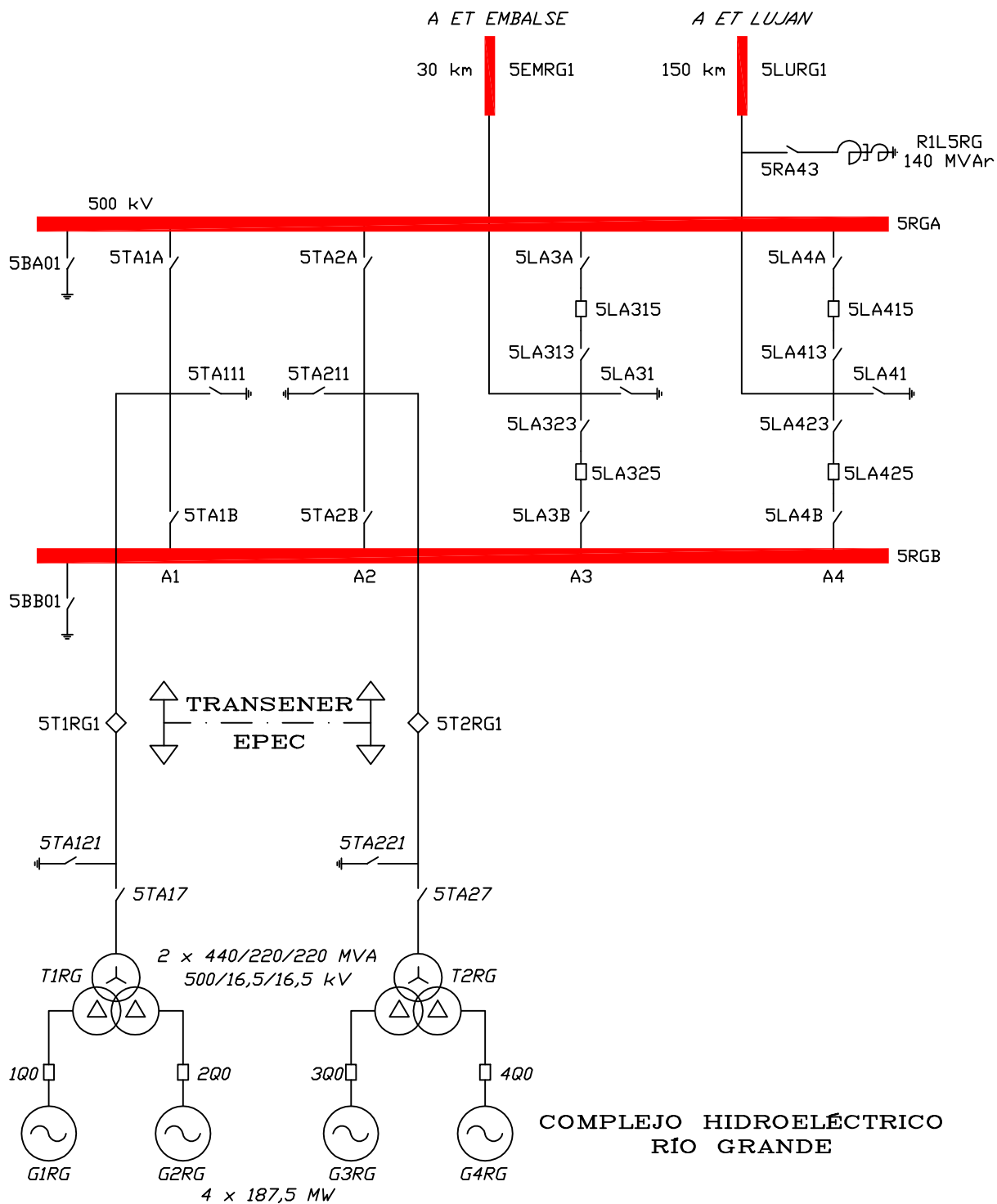


REFERENCIA: ◇ Punto de conexión (1).

Provincia de MENDOZA

 <b>Transener</b>	GERENCIA DE PLANIFICACION Y OPERACION DE LA RED DEPARTAMENTO INGENIERIA DE OPERACION	
	ET RIO DIAMANTE [RDI]	
ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO	Preparó	Ezequiel F. JORGE
	Aprobó	Juan Delfino
Fecha de revisión:	15 JULIO 2024	Escala: S/E Plano N° 2-4-ID-744





REFERENCIAS: ◇ PUNTOS DE CONEXION (2)



**Transener**

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

ET RIO GRANDE [RG]

ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO

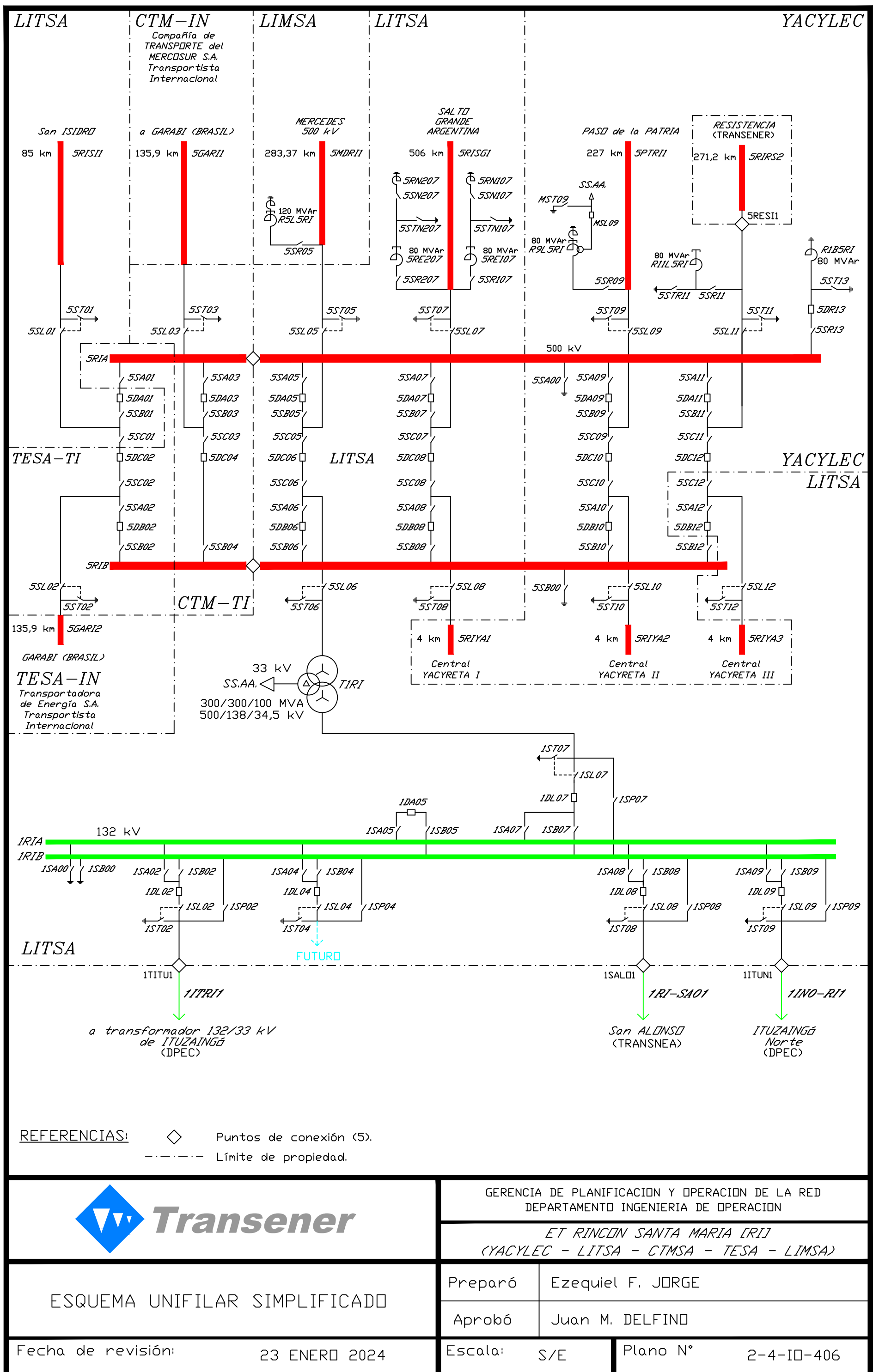
Preparó Daniel ESTEVES

Aprobó Carlos DESTOC

FECHA DE REVISION 29 JULIO 2009

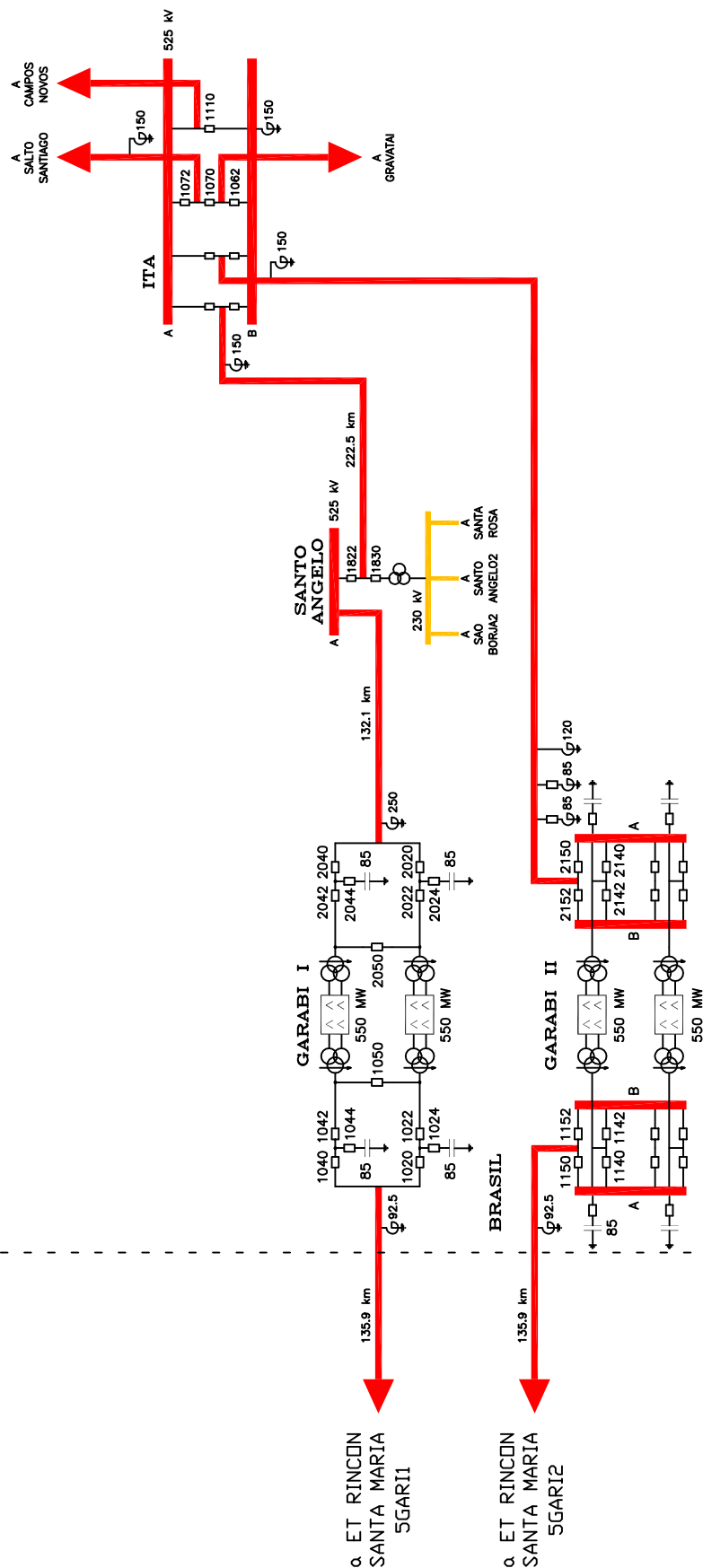
ESCALA S/E

PLANO N° 2-4-ID-024



ARGENTINA

BRASIL



**Transener**

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

*CORREDOR RINCON SANTA MARIA-GARABI-ITA*

ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO

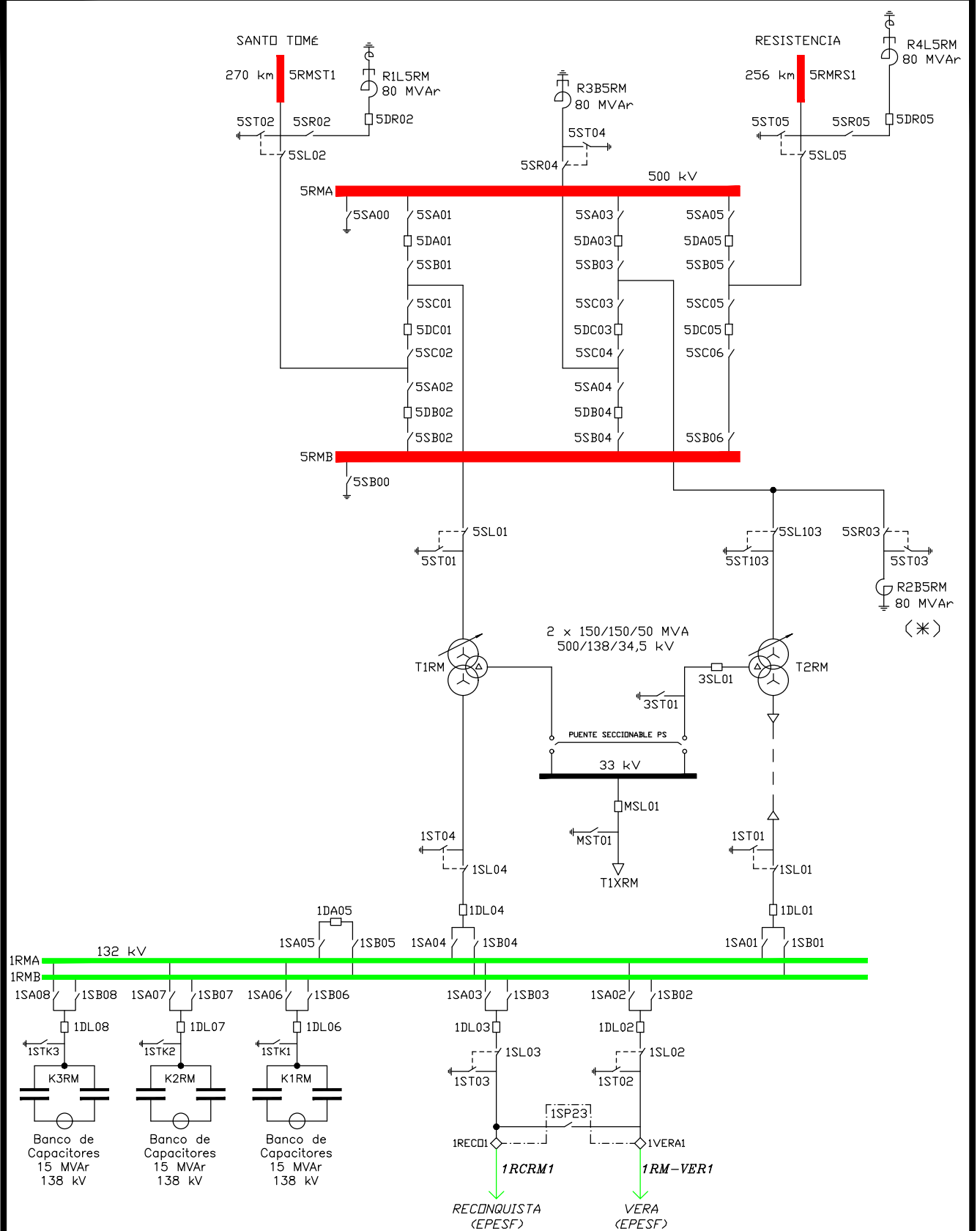
Preparó Daniel ESTEVES

Revisó Carlos DESTOC

FECHA DE REVISION 29 JULIO 2009

ESCALA S/E

PLANO N° 2-4-ID-715



# REFERENCIAS:

- ◇ Puntos de conexión (2).
- (\*) Reserva por Resolución ENRE 185/95.



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

ET ROMANG [RM]

ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO

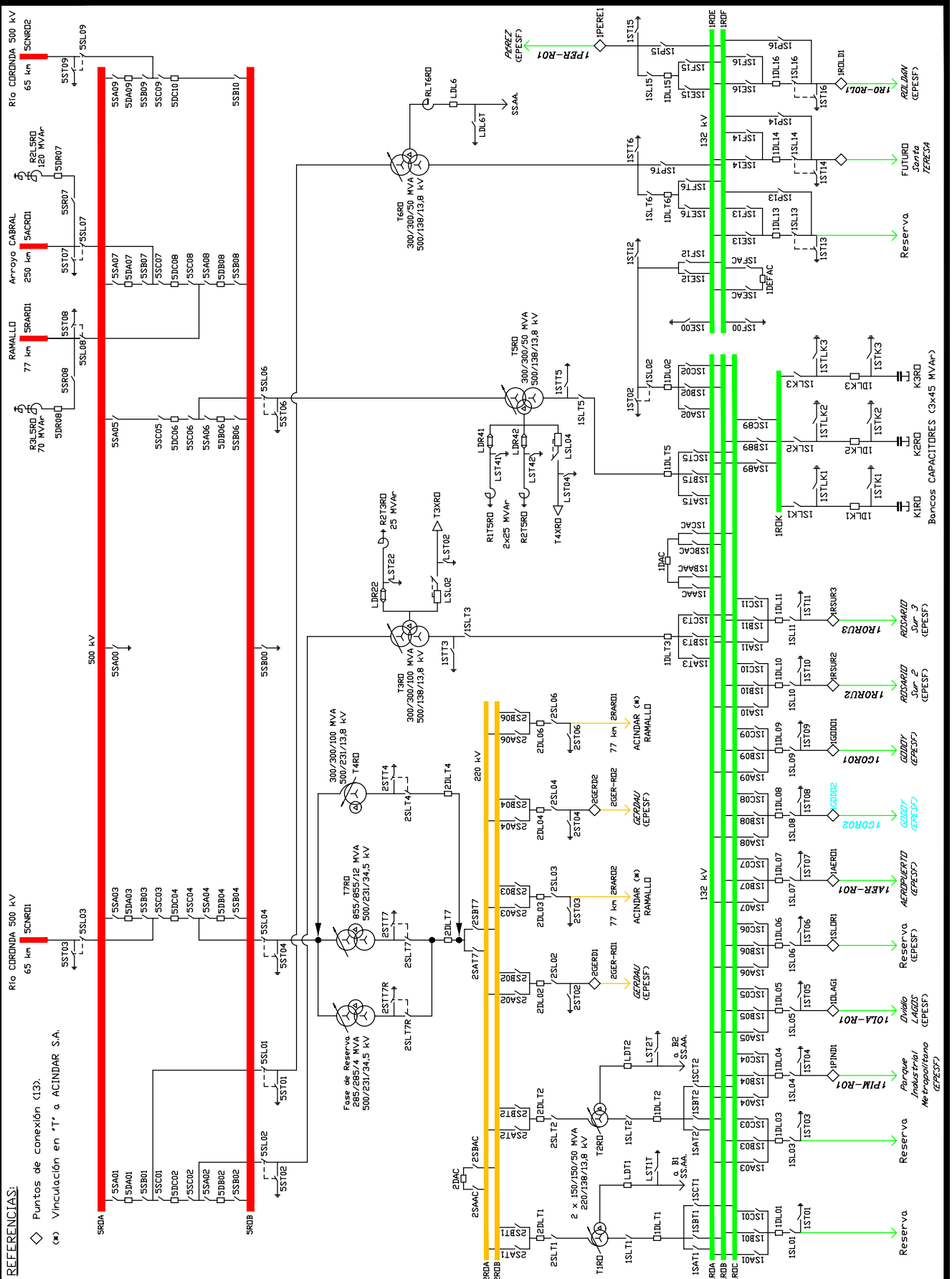
Preparó Ezequiel F. JORGE

Aprobó Juan WEIGANDT

Fecha de revisión: 04 FEBRERO 2025

Escala: S/E Plano N° 2-4-ID-026





# ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO

Fecha de revisión: 24 JULIO 2025

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

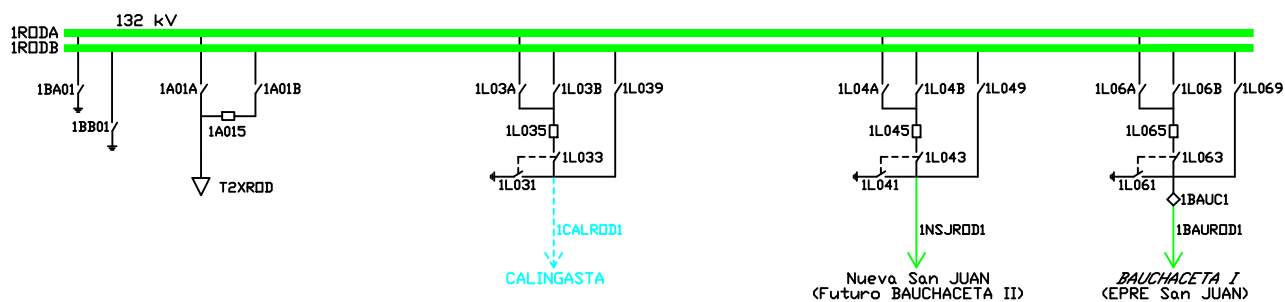
## ET ROSARIO OESTE [R0]

Preparó Ezequiel F. JORGE

Aprobó Juan M. DELFINO

Escala: S/E

Plano N° 2-4-ID-027



REFERENCIA: ◇ Punto de conexión (1).  
 ----- Futuro.



**Transener**

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

ET RODEO [ROD]

ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO

Preparó Ezequiel F. JORGE

Aprobó Juan M. DELFINO

Fecha de revisión: 22 MARZO 2022

Escala: S/E

Plano N° 2-4-ID-866

(\*) ET conectada en "T"



## ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO

Fecha de revisión:

11 OCTUBRE 2023

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

ET RESISTENCIA [RS]

Preparó

Ezequiel F. JORGE

Aprobo

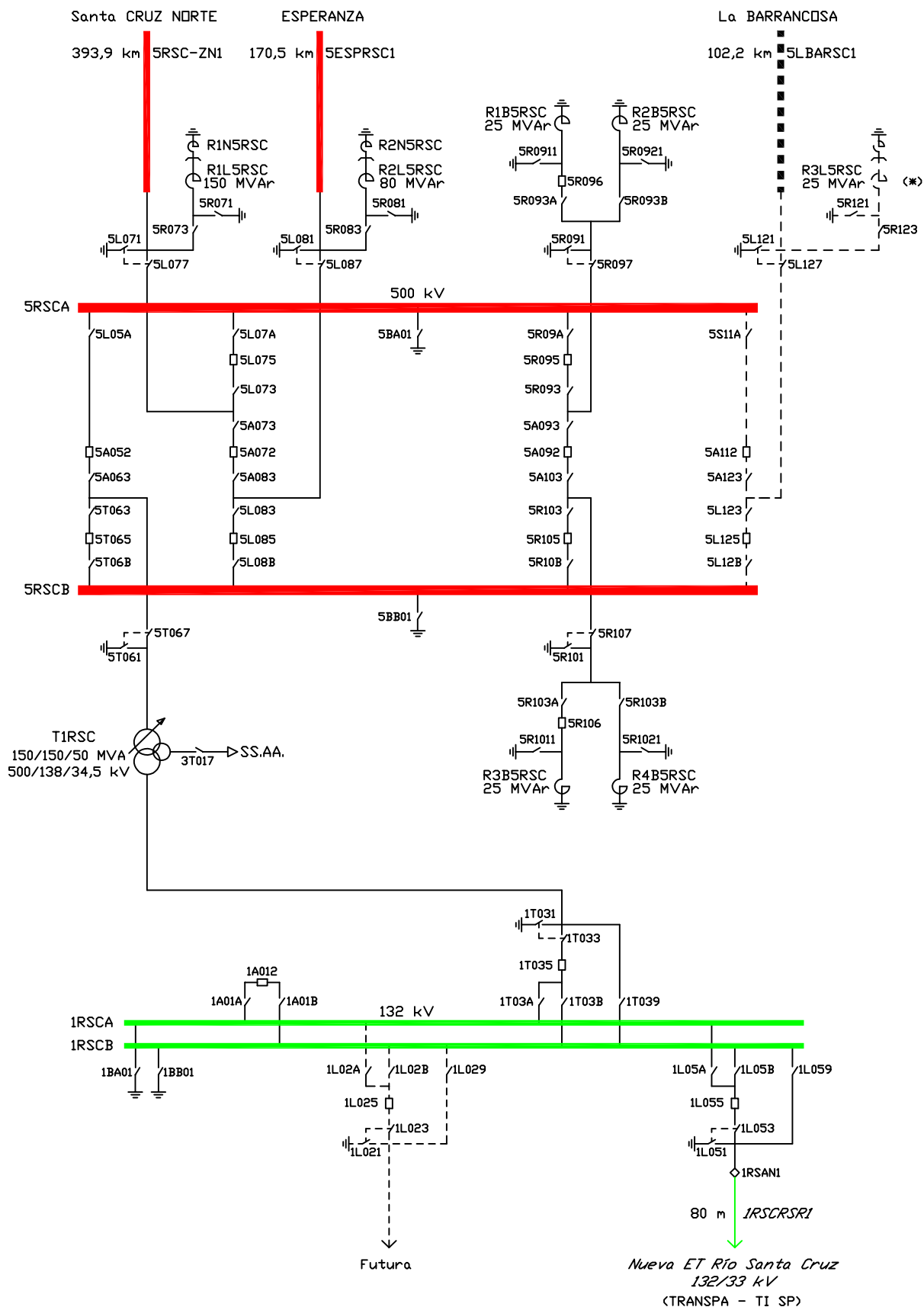
Juan M. DELFINO

Escala:

S/E

Plano N°

2-4-10-023



REFERENCIAS: ◇ Punto de conexión (1).  
(\*) Fase de reserva.



**Transener**

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

ET Río SANTA CRUZ [RSC]

ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO

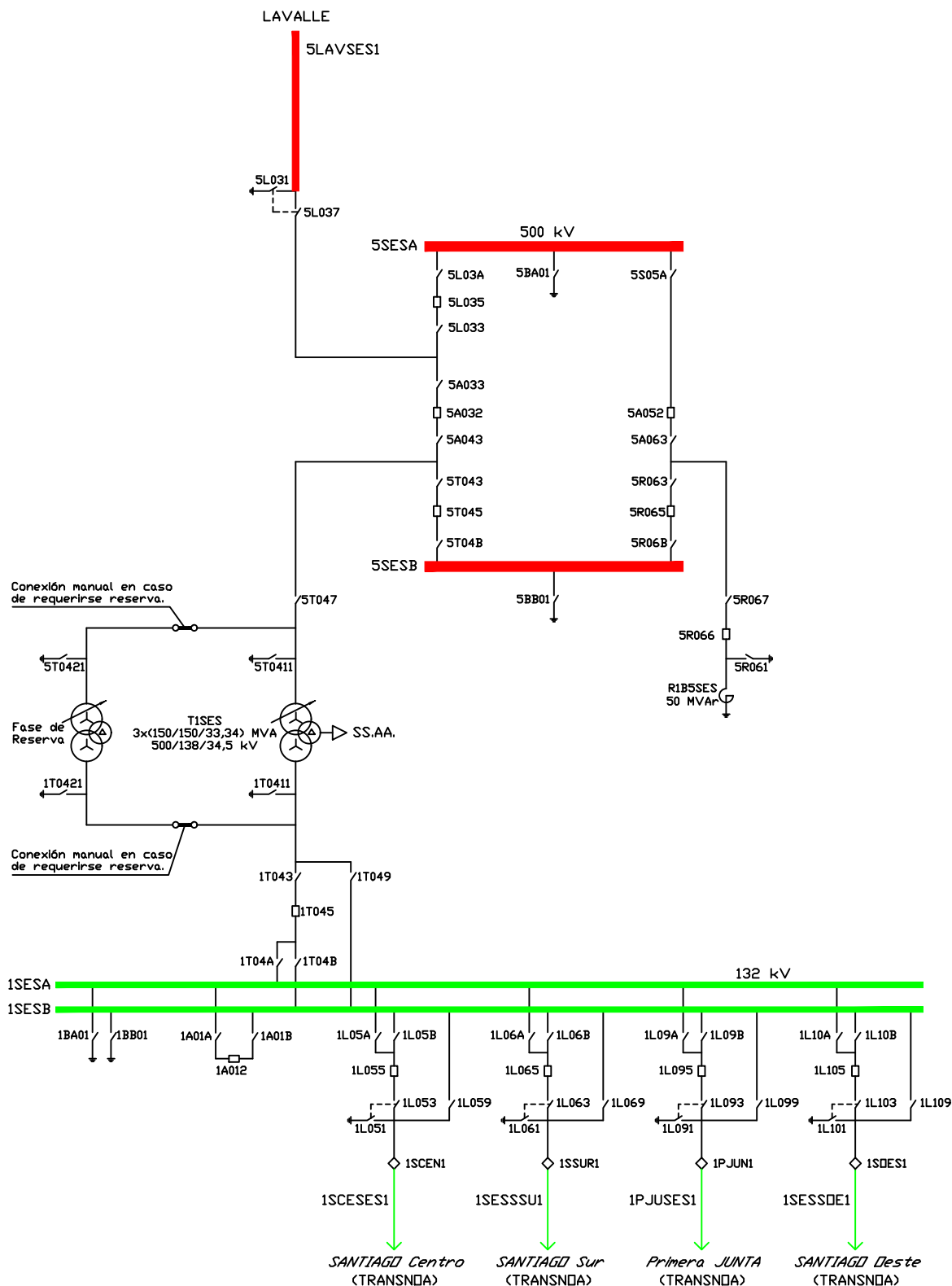
Preparó Ezequiel F. JORGE

Aprobó Rubén BOVONE

Fecha de revisión: 21 MAYO 2018

Escala: S/E

Plano N° 2-4-IO-737



REFERENCIAS: ◇ Puntos de conexión (4).



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

ET SANTIAGO del ESTERO [SES]

ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO

Preparó Ezequiel F. JORGE

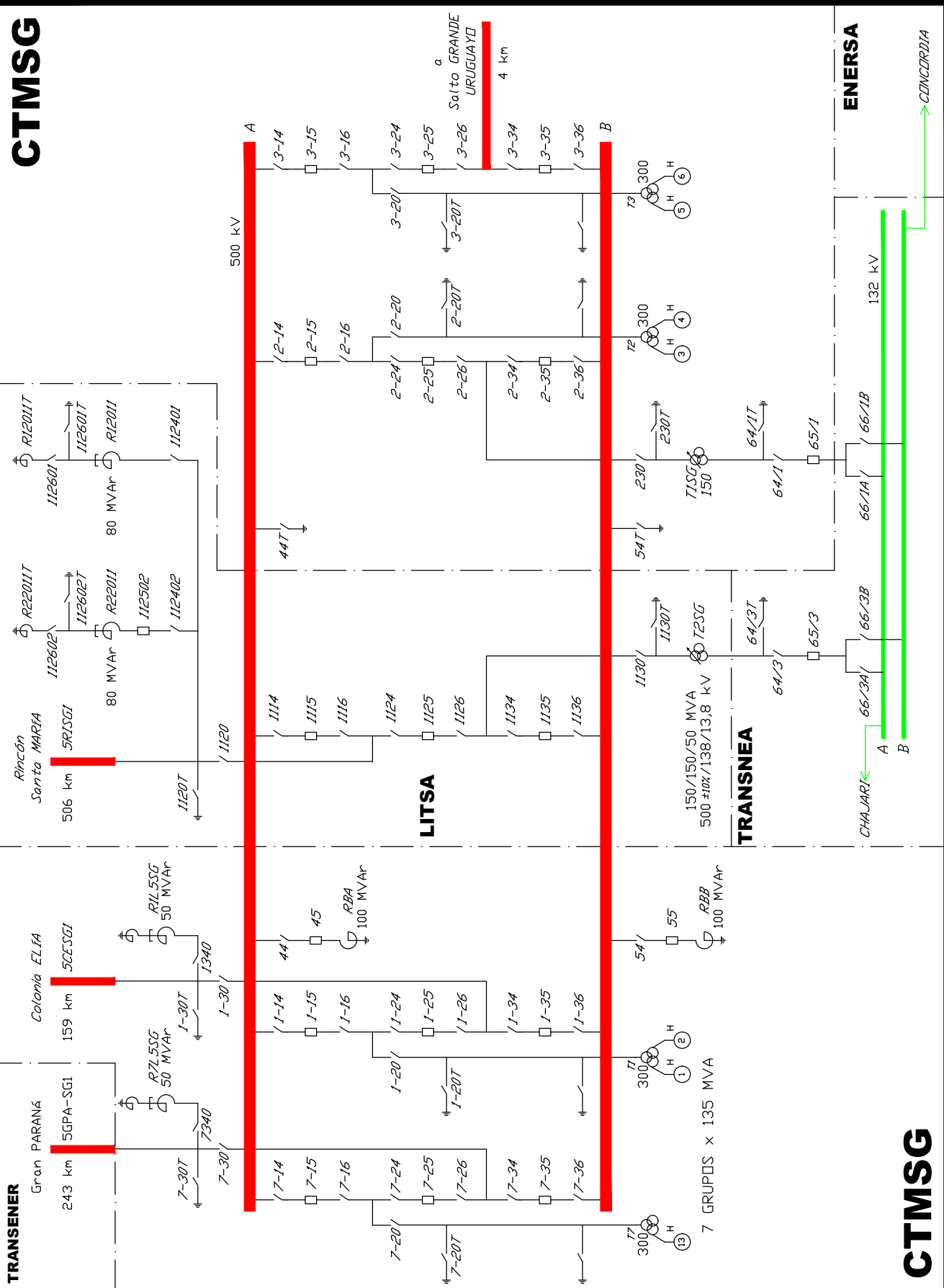
Aprobó Juan M. DELFINO

Fecha de revisión: 30 NOVIEMBRE 2021

Escala: S/E

Plano N° 2-4-ID-791

CTMSG



ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO

Fecha de revisión: 5 AGOSTO 2025

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

ET SALTO GRANDE ARGENTINA [SG]

Preparó Ezequiel F. JORGE

Aprobó Juan DELFINO

Escala: S/E

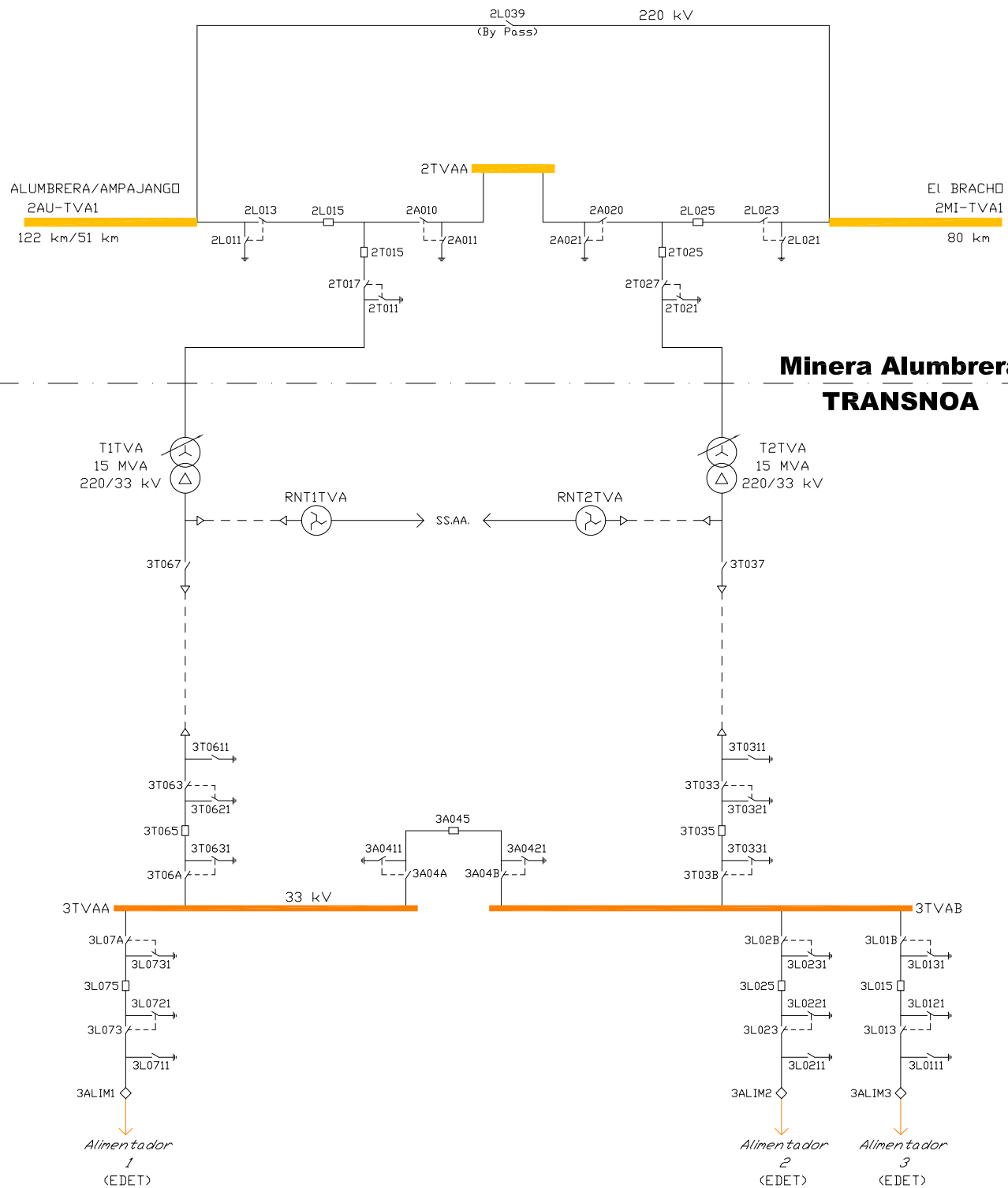
Plano N° 2-4-ID-455







Plano N° 2-4-ID-028



REFERENCIA: ◇ Puntos de conexión (3).



**Transener**

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

ET TAFI del VALLE [TVA] (Minera Alumbarrera Ltd.)

ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO

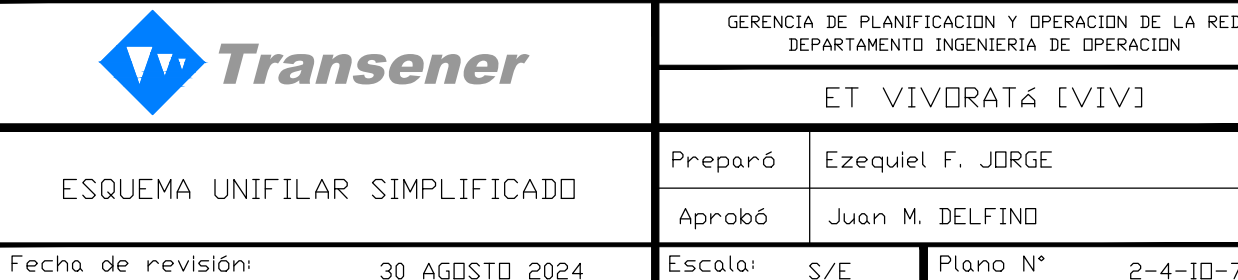
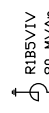
Preparó Ezequiel F. JORGE

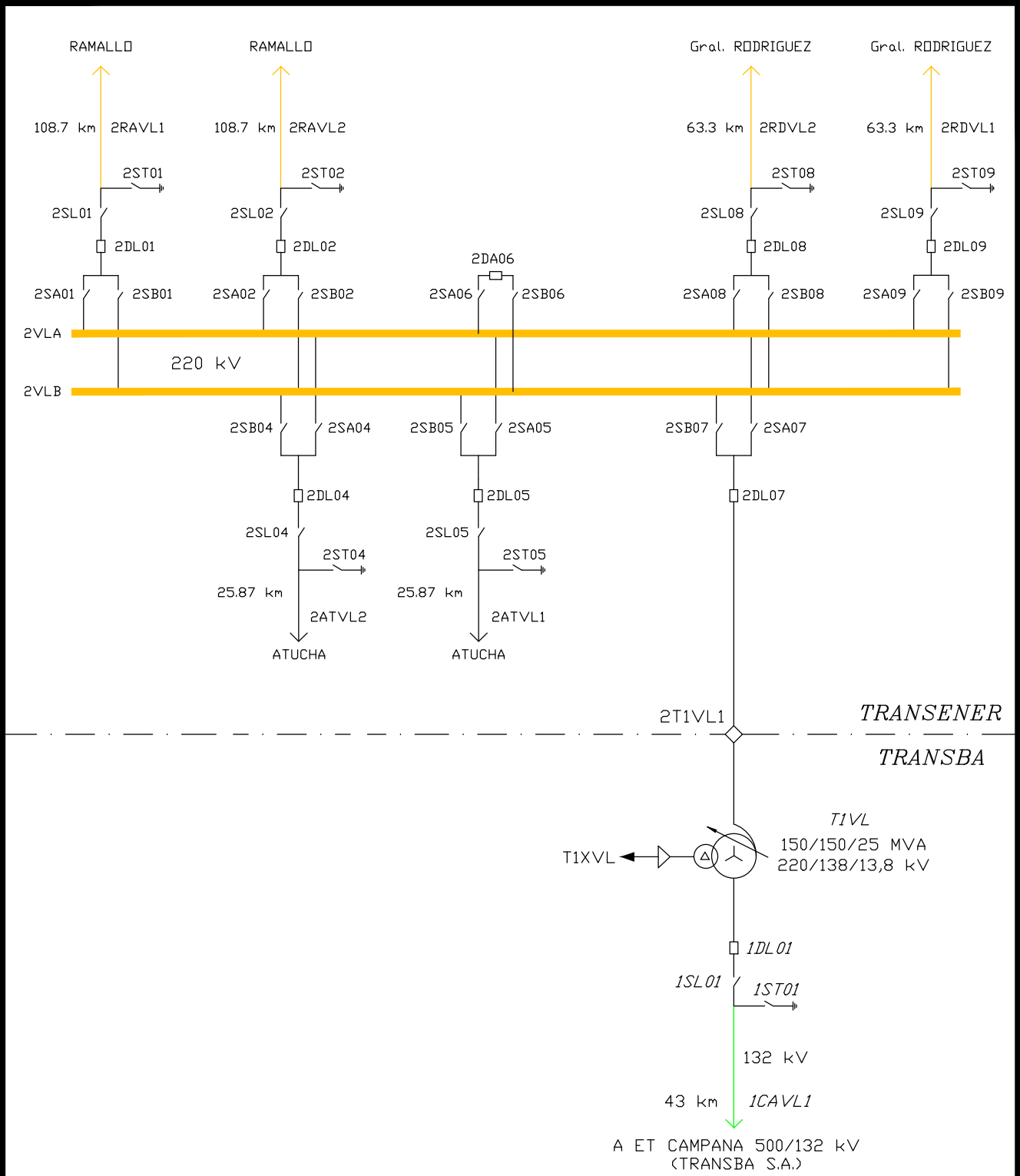
Aprobó Rubén BOVONE



Fecha de revisión: 24 JULIO 2017


Escala: S/E

Plano N° 2-4-ID-827

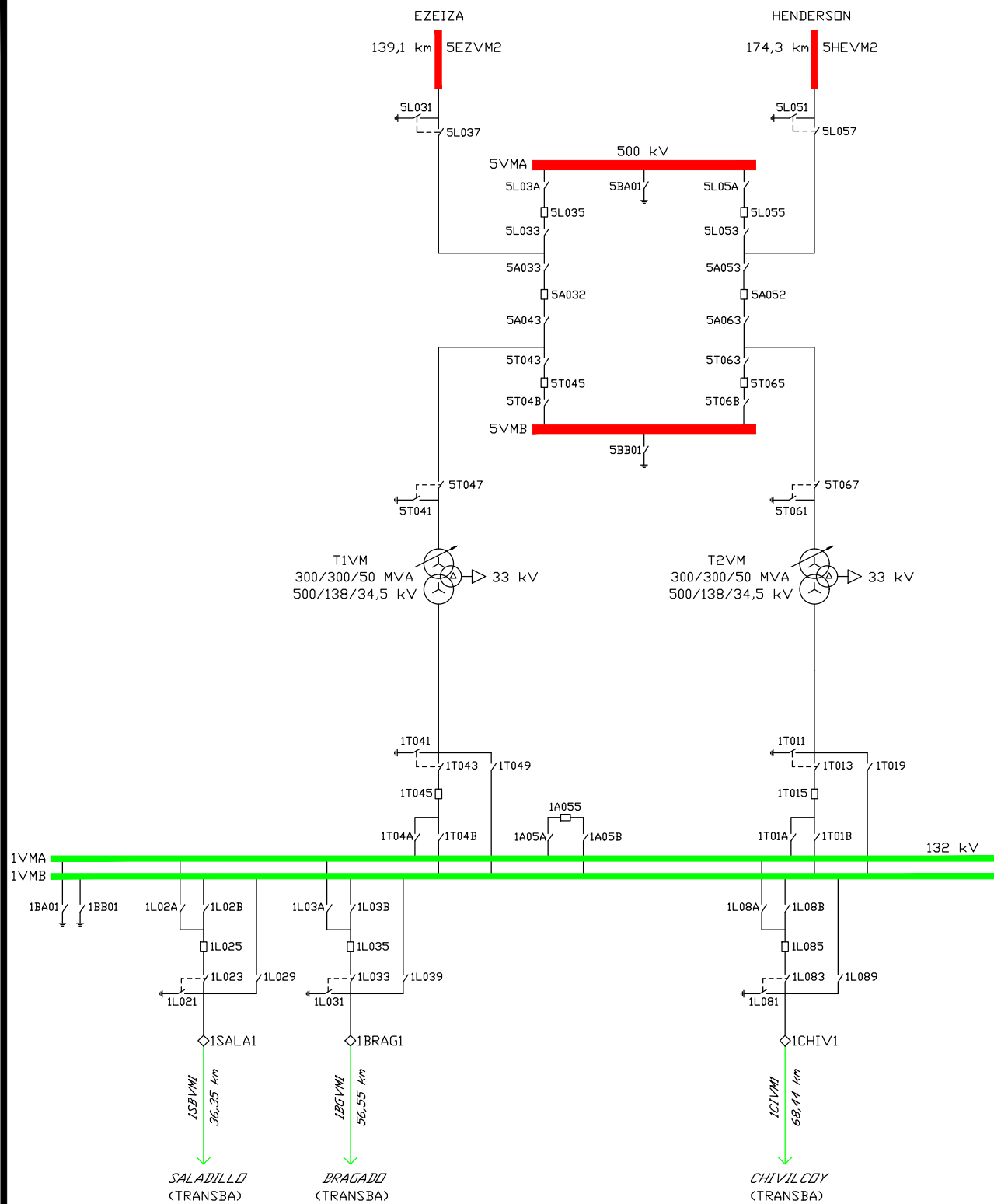




REFERENCIAS:  PUNTO DE CONEXION (1)  
 LIMITE DE PROPIEDAD

 <b>Transener</b>	GERENCIA DE PLANIFICACION Y OPERACION DE LA RED DEPARTAMENTO INGENIERIA DE OPERACION		
	ET VILLA LIA [VL]		
ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO	Preparó	Ezequiel F. JORGE	
	Aprobó	Juan M. DELFINO	
FECHA DE REVISION	21 OCTUBRE 2024	ESCALA	S/E PLANO N° 2-4-ID-029





REFERENCIA: ◇ Puntos de conexión (3).



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

ET VEINTICINCO de MAYO [VM]

ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO

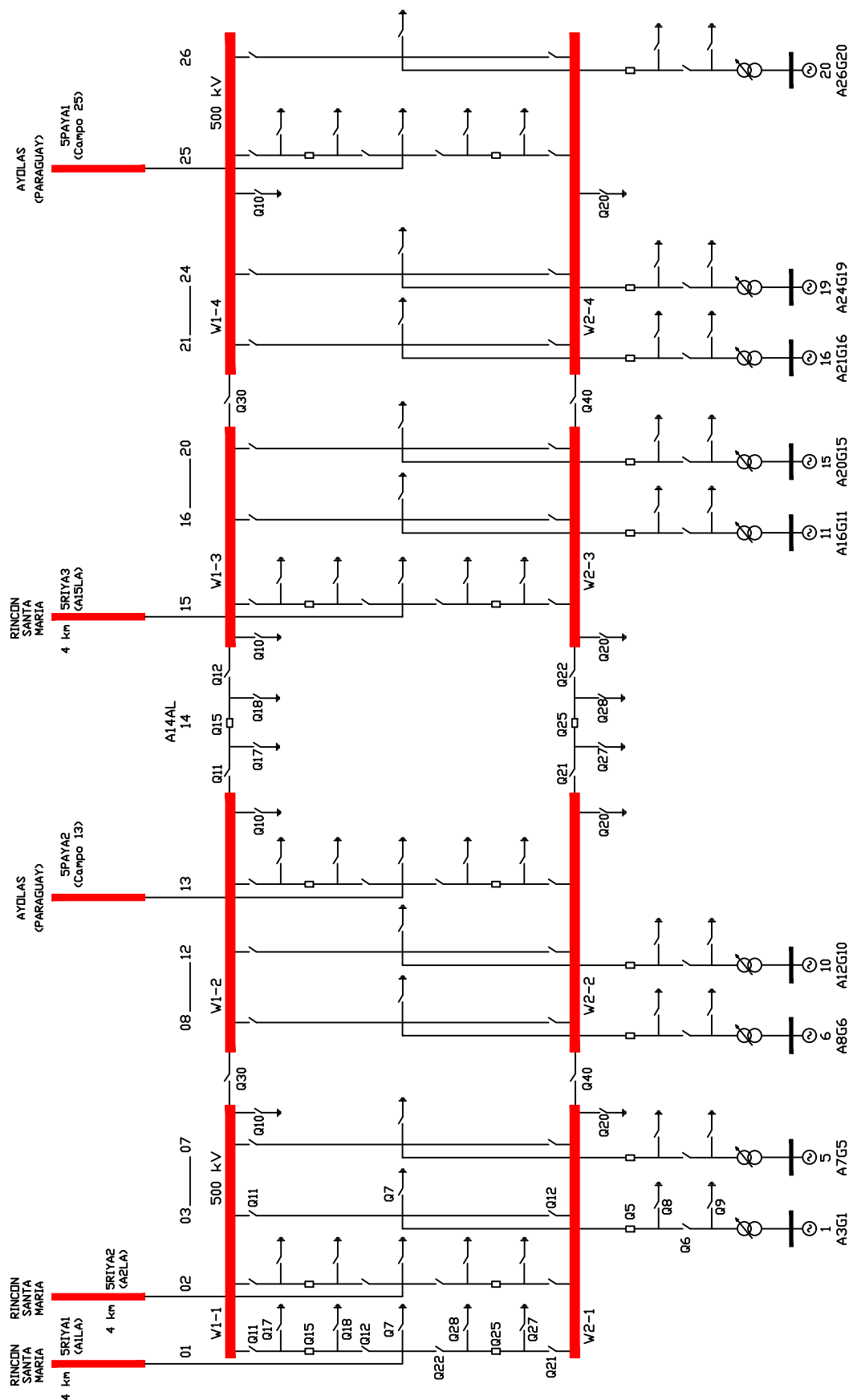
Preparó Ezequiel F. JORGE

Aprobó Juan DELFINO

Fecha de revisión: 31 MARZO 2025

Escala: S/E

Plano N° 2-4-ID-755



NOTA: LA CODIFICACION ES ANALOGA PARA LOS EQUIPOS DE MANIOBRA DE LOS CAMPOS DE LINEA (01-02-13-15-25)  
LA CODIFICACION ES ANALOGA PARA LOS EQUIPOS DE MANIOBRA DE LOS CAMPOS DE LOS GENERADORES.



**Transener**

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

*CH y E YACYRETA [YA]*

ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO

Preparó Ezequiel F. JORGE

Aprobó Juan M. DELFINO

Fecha de revisión: 6 ENERO 2022

Escala: S/E

Plano N° 2-4-ID-458



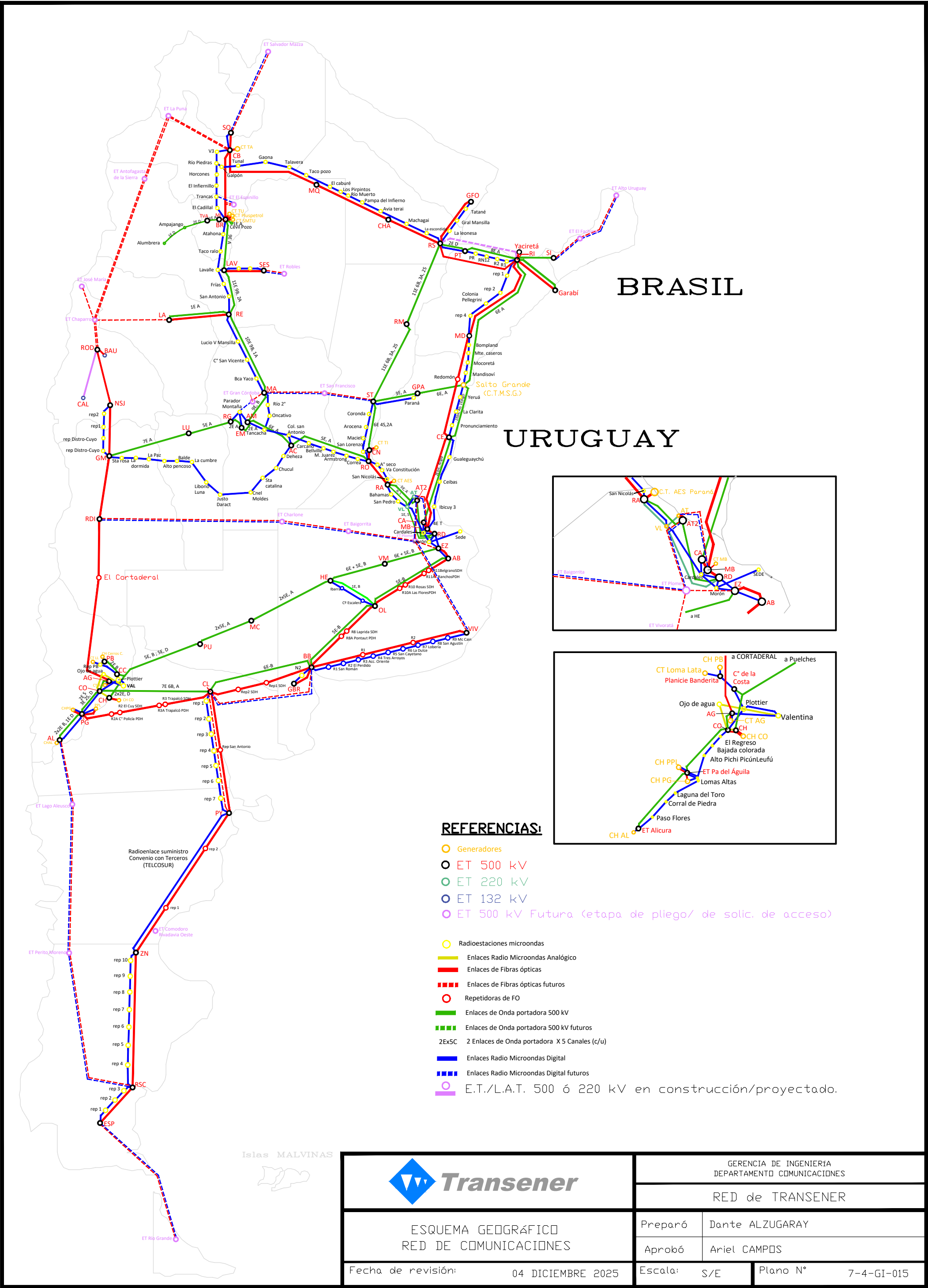
- ◆ Puntos de conexión (4).
- (1) En caso de ser necesario, la fase de reserva se vinculará manualmente a la fase que corresponda.



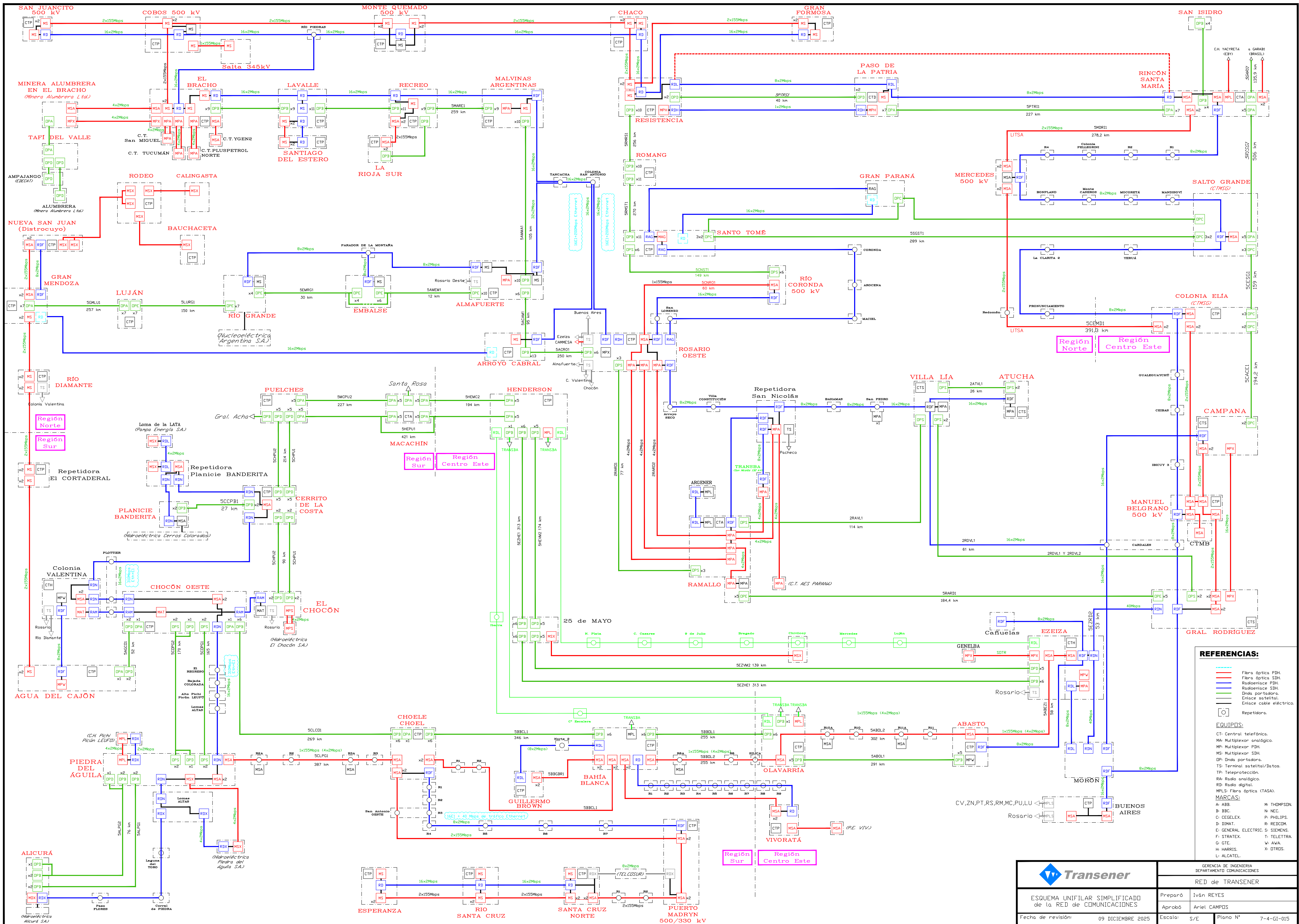
Escala:	S/E	Plano N°	2-4-ID-736
---------	-----	----------	------------

## **ANEXO 6**

### **Sección 6: Esquema de sistemas de comunicaciones**







REFERENCIAS:


- Fibra óptica PDH
- Fibra óptica SDH
- Radioenlace PDH
- Radioenlace SDH
- Enlace portadora
- Enlace satélite
- Enlace cable eléctrico
- Repetidora

EQUIPOS:

- CT: Central telefónica
- MA: Multiplexor analógico
- MP: Multiplexor PDH
- MS: Multiplexor SDH
- DP: Dnda portadora
- TS: Terminal satélite/Datos
- TP: Teleprotección
- RA: Radio analógico
- RD: Radio digital
- MPLS: Fibra óptica (TASA)

MARCAS:

- A: ABB
- B: BBC
- C: CELEX
- D: DIMAT
- E: GENERAL ELECTRIC
- F: STRATEX
- G: GTE
- H: HARRIS
- L: ALCATEL
- M: THOMPSON
- N: NEC
- P: PHILIPS
- R: REIDEM
- S: SIEMENS
- T: TELETRA
- V: AWA
- X: OTROS



Transener

GERENCIA DE INGENIERIA  
DEPARTAMENTO COMUNICACIONES

RED de TRANSENER

Preparó Iván REYES

Aprobó Ariel CAMPOS

Fecha de revisión: 09 DICIEMBRE 2025

Escala: S/E Plano N° 7-4-GI-015

## **ANEXO 7**

### **Estudios del Sistema de Transporte para el Corto y Mediano Plazo**

**(PT/012 - Ítem 4.c)**



## **ANEXO 7**

### **Sección 1: Estudios de flujos de carga**

## 7.1.- Estudios de flujo de carga

### Introducción

En esta Sección se presentan los resultados de los estudios de flujo de carga, elaborados en un todo de acuerdo con las exigencias del punto 4.c.1 del Procedimiento Técnico N° 12, para escenarios comprendidos entre el invierno de 2026 y el verano de 2033/34.

Cabe destacar que, si bien en esta sección se presentan flujos de carga típicos, el carácter de típico en realidad surge como consecuencia de la adopción de un conjunto de hipótesis y datos de entrada considerados de interés por Transener, para poner en evidencia algunos requerimientos de transporte, las que bien pueden no ser compartidas por terceros o ajustarse a sus necesidades. Por lo tanto, cuando sea necesaria su utilización en estudios de Acceso y Ampliación u otro tipo de estudios, se recomienda consultar a Transener y a CAMMESA, sobre la validez o adaptación de los escenarios a las necesidades particulares y mejores previsiones en cada caso.

Para mayor facilidad de los lectores de la Guía, se ha previsto el acceso a los diagramas unifilares con resultados de los estudios mediante hipervínculos desde tablas de casos analizados, a las que se accede desde el Índice, Anexo 7 – Sección 1, “Presentación de resultados obtenidos en esquemas unifilares”.

En la Sub-Sección 7.1.1 se describen los estudios de flujo de carga correspondientes al período 2026-2033, desde el invierno del 2026 hasta el verano de 2033/34. Para los tres primeros años de estudio se analizaron dos escenarios de verano (pico y valle) y tres de invierno (pico, resto y valle), mientras que, para los últimos cinco años de estudio, de los cuales se tuvieron en cuenta la mitad, se analizaron dos escenarios: valle de invierno y pico de verano.

Las características principales de las obras de ampliación del sistema de transporte en alta tensión consideradas en estos estudios se encuentran en la Sección 6 del Anexo 8 de la presente Guía. Los datos básicos asumidos para el modelado de las líneas futuras se describen en la Sub-Sección 8.6.1.

**Presentación de resultados obtenidos en esquemas unifilares.**

**Tabla 7.1.1 - Apéndice I.c - Flujos típicos (período 2026-2028)**

Período	Red	Escenario				
		Invierno			Verano	
		Pico	Resto	Valle	Pico	Valle
Inv. 2026 Ver. 26/27	Norte-E	I26p_Trns_2633	I26r_Trns_2633	I26v_Trns_2633	V27p_Trns_2633	V27v_Trns_2633
	Norte-O	I26p_Trns_2633	I26r_Trns_2633	I26v_Trns_2633	V27p_Trns_2633	V27v_Trns_2633
	Sur	I26p_Trns_2633	I26r_Trns_2633	I26v_Trns_2633	V27p_Trns_2633	V27v_Trns_2633
	Patagonia	I26p_Trns_2633	I26r_Trns_2633	I26v_Trns_2633	V27p_Trns_2633	V27v_Trns_2633
Inv. 2027 Ver. 27/28	Norte-E	I27p_Trns_2633	I27r_Trns_2633	I27v_Trns_2633	V28p_Trns_2633	V28v_Trns_2633
	Norte-O	I27p_Trns_2633	I27r_Trns_2633	I27v_Trns_2633	V28p_Trns_2633	V28v_Trns_2633
	Sur	I27p_Trns_2633	I27r_Trns_2633	I27v_Trns_2633	V28p_Trns_2633	V28v_Trns_2633
	Patagonia	I27p_Trns_2633	I27r_Trns_2633	I27v_Trns_2633	V28p_Trns_2633	V28v_Trns_2633
Inv. 2028 Ver. 28/29	Norte-E	I28p_Trns_2633	I28r_Trns_2633	I28v_Trns_2633	V29p_Trns_2633	V29v_Trns_2633
	Norte-O	I28p_Trns_2633	I28r_Trns_2633	I28v_Trns_2633	V29p_Trns_2633	V29v_Trns_2633
	Sur	I28p_Trns_2633	I28r_Trns_2633	I28v_Trns_2633	V29p_Trns_2633	V29v_Trns_2633
	Patagonia	I28p_Trns_2633	I28r_Trns_2633	I28v_Trns_2633	V29p_Trns_2633	V29v_Trns_2633

Se consideró para los casos de verano que se presentaría una situación de doble pico, uno diurno en horas de la tarde y el otro el habitual pico nocturno, siendo mayor el pico en horas de la tarde. Es por ello que la demanda máxima anual se corresponde con el pico diurno.

### Apéndice I.c - Flujos típicos (período 2029-2033)

Período	Red	Escenario	
		Valle	Pico
2029	Norte-E	I29v_Trns_2633	V30p_Trns_2633
	Norte-O	I29v_Trns_2633	V30p_Trns_2633
	Sur	I29v_Trns_2633	V30p_Trns_2633
	Patagonia	I29v_Trns_2633	V30p_Trns_2633
2031	Norte-E	I31v_Trns_2633	V32p_Trns_2633
	Norte-O	I31v_Trns_2633	V32p_Trns_2633
	Sur	I31v_Trns_2633	V32p_Trns_2633
	Patagonia	I31v_Trns_2633	V32p_Trns_2633
2033	Norte-E	I33v_Trns_2633	V34p_Trns_2633
	Norte-O	I33v_Trns_2633	V34p_Trns_2633
	Sur	I33v_Trns_2633	V34p_Trns_2633
	Patagonia	I33v_Trns_2633	V34p_Trns_2633

## **ANEXO 7**

### **Sub-Sección 1.1: Flujos de potencia típicos**

## **7.1.1.- Flujos de potencia típicos**

### **7.1.1.1.- Consideraciones generales**

Como principales hipótesis para la elaboración de los distintos escenarios de estudio de la presente Guía de Referencia, se han considerado el Plan de Obras propuestas por CAMMESA a la SEE, que fue presentado en agosto de 2017, así como también las distintas obras de ampliación del sistema de transporte propuestas por el Consejo Federal de Energía Eléctrica. Además, se consideraron las obras asociadas al Plan de Expansión del Sistema de Transmisión de Energía Eléctrica en Alta Tensión aprobadas mediante Resolución 507/2023 de la Secretaría de Energía. Cabe mencionar que, en el presente año, el Ministerio de Economía mediante la Resolución 715/2025, declaró de carácter prioritario la ejecución de las obras del Plan de Expansión del Sistema de Transporte en Alta Tensión de la Resolución 507/2023.

En la Sección 2 del Anexo 8 se detallan las demandas y las tasas de crecimiento consideradas para la realización de estos flujos de carga.

En la presente Guía se asumieron como hipótesis que no hay intercambios de energía eléctrica con Chile. Sin embargo, se consideraron intercambios de energía eléctrica con Uruguay, con potencias del orden de 200 MW o inferiores, según el escenario de estudio. Además, los intercambios de potencia con Paraguay ascienden a aproximadamente 1200 MW, lo que se debe a que la generación de la Central Hidroeléctrica (CH) Yacyretá se distribuye a partes iguales entre Argentina y Paraguay. También es relevante destacar que, debido a las grandes demandas que se presentan en los escenarios de horas pico y la falta de concreción en la expansión de la generación, de acuerdo a las previsiones realizadas por CAMMESA, será necesario contar con la importación de energía eléctrica desde Brasil con valores cercanos a 1500 MW para los escenarios de pico de verano e invierno.

El criterio adoptado para realizar el despacho de generación fue fijar un despacho hidráulico que refleje la estacionalidad de la hidrología en las diferentes cuencas, y luego completar el despacho térmico, considerando en primer término la generación forzada por restricciones operativas y de seguridad, siguiendo a continuación con el resto de la generación competitiva, según el orden de mérito que surge de considerar un valor promedio de los costos variables de producción declarados por cada generador y sus respectivos factores de nodo, conforme a los datos obtenidos de las últimas programaciones estacionales de CAMMESA.

Con las demandas consideradas para cada caso y efectuando un despacho económico de generación de acuerdo al criterio anteriormente enunciado, se realizaron los flujos de carga. Siguiendo este procedimiento se obtuvieron los “flujos de carga típicos”.

Con respecto al despacho hidráulico adoptado, se trató de maximizar en el mismo la generación del área Comahue en las horas de pico, con el objeto de forzar elevadas transferencias desde esta área. Con respecto a las centrales de Salto Grande y Yacyretá, en los escenarios de pico también se consideró un despacho elevado, que junto con la importación desde Brasil, genera transferencias del norte hacia el sur por el corredor NEA-LITORAL-GBA. Al maximizar el despacho hidráulico se reduce al



mínimo el despacho de generación térmica en algunas áreas con lo que se incrementan las transferencias por los transformadores que vinculan al sistema de 500 kV con las distintas redes regionales.

Asimismo, a partir del ingreso masivo de generación renovable, se desplazó generación hidráulica del Comahue de las horas de resto (considerando que en estas existe importante aporte de generación solar) hacia los picos nocturnos, buscando la minimización del costo de abastecimiento y la optimización del uso de los embalses. Por el mismo motivo, se observa en los casos “típicos” una disminución de la generación térmica, operando varias centrales en modalidad medio ciclo, o generando a potencias sensiblemente menores que la nominal. Es preciso advertir que esta condición podría no suceder siempre, considerando la intermitencia del recurso, lo que podría definir escenarios con requerimientos diferentes de los previstos en los casos de la presente Guía.

Por los supuestos indicados, **se aclara que los flujos típicos no son de utilidad para evaluar condiciones de riesgo de abastecimiento por escasez de generación en las diferentes áreas.** Estas, en función de sus particularidades, podrían imponer requerimientos muy diferentes para la red de transporte, que aquellos que se presentan en las condiciones más frecuentes.

En lo que concierne a las obras de ampliación de transporte de los distintos sistemas regionales, se han tomado en consideración las distintas obras propuestas por el Consejo Federal de Energía Eléctrica y las que se publican en las Guías de Referencias de las distintas transportistas por distribución troncal y PAFTT, poniéndolas en servicio en caso de detectarse graves problemas de sobrecargas o tensiones fuera de la banda permitida.

En los casos donde no se contaba con información sobre obras de ampliación que permitieran resolver algún problema en un sistema regional, sobre todo en los últimos escenarios del período de estudio, se propuso para cada caso una alternativa posible de solución, para que dichos problemas no afectaran a los estudios del sistema de transporte en alta tensión. Un punto importante de mencionar es la compensación del factor de potencia de la demanda, ya que en ciertos casos resultó necesario incorporar compensación shunt capacitiva para resolver problemas de tensión en las redes regionales de 132 kV.

#### **7.1.1.2.- Criterios de operación**

Los estudios de funcionamiento que se presentan, se encuadran dentro de los criterios para la operación estática que establece el ‘Reglamento de Diseño y Calidad del Sistema de Transporte en Alta Tensión’, Anexo 16 de Los Procedimientos.

Los rangos admisibles de tensión en los nodos de la red, para operación estática y con equipamiento completo, fueron de  $\pm 3\%$  para barras de 500 kV,  $\pm 5\%$  para las de 220 y 132 kV y de  $\pm 7\%$  para barras de 66 kV.

Se trató de reducir al mínimo la operación de líneas de 500 kV del corredor Comahue – Buenos Aires, manteniendo fuera de servicio la menor cantidad posible de líneas en los escenarios de valle.



Con respecto a los recursos de compensación de potencia reactiva y control de la tensión en el nodo Ezeiza, se respetaron los criterios establecidos en la “Orden de Servicio N° 19: Control de tensión y reserva de potencia reactiva en la estación transformadora Ezeiza”. En la misma, se define como ‘Alerta de mínima reserva operativa de potencia reactiva’ a la situación en que el valor de la reserva en los Compensadores Sincrónicos de la ET Ezeiza sea inferior a +360 MVAR en caso de alta demanda de potencia reactiva o a -240 MVAR en caso de baja demanda de potencia reactiva.

Para la realización de los flujos de carga, en forma conservadora, se ha considerado que uno de los seis compensadores sincrónicos de Ezeiza se encontraría fuera de servicio. Así, para mantener el nivel de reserva operativa anteriormente enunciado, cada uno de los compensadores debe estar operando entre +48 MVAR (en caso de alta demanda de potencia reactiva) y -72 MVAR (en caso de baja demanda de potencia reactiva).

También se tuvieron en cuenta los diagramas de capacidad P-Q de las máquinas incluidas en esta Orden de Servicio, pero considerando el 90% de los límites de reactivo allí indicados. Para aquellas máquinas que ingresan en escenarios futuros, cuyos diagramas aún se desconocen, se adoptaron características de máquinas similares.

### 7.1.1.3.- Incorporaciones de transmisión y generación

#### 7.1.1.3.1- Incorporaciones en el sistema de transporte

Las incorporaciones en la red de transporte en Alta Tensión consideradas en los flujos de carga típicos para el período 2026 – 2033 se detallan en la Tabla 7.1.1.I en el orden en el cual fueron modeladas en los casos base de flujo de carga. En cada caso se indica su estado de avance.

**Tabla 7.1.1.I: Incorporaciones en la red de transporte en Alta Tensión**

OBRA	INGRESO GRT-2032	ESTADO DE SOLICITUD
ET Ezeiza: compensación shunt en 220 kV diseñados como filtros de armónico 5 (117,4 MVAR) y armónico 7 (114,8 MVAR). Asociado a proyecto del MATER adjudicado a PCR	Ver. 26/27	Obra en ejecución con un avance del 40%, previsión 2° trimestre del 2026
ET Nueva San Juan: T2NSJ 2do transformador, 500/132 kV – 450 MVA	Inv. 27	Obra en proceso de lanzamiento, previsión 1° trimestre del 2027
ET Olavarría: repotenciación de K2OL y K4OL de las líneas que salen hacia la ET Abasto. Asociado al proyecto Mater de Generación+Transporte adjudicado a PCR	Ver. 27/28	En revisión documentación de Ingeniería básica para fabricación y diseño
ET Malvinas: T3MA banco de transformadores 500/132 kV – 600 MVA (en reemplazo del T2MA), más dos salidas en 132 kV a ET Oeste y ET Sur	Ver. 27/28	Obra en proceso de lanzamiento, previsión 2° trimestre del 2027

OBRA	INGRESO GRT-2032	ESTADO DE SOLICITUD
ET Luján: instalación de un reactor de barra en 500 kV de 150 MVar	Ver. 27/28	A tramitar-Res SE 01/2003
ET Arroyo Cabral: T2AC segundo transformador 500/132 kV de 300 MVA.	Inv. 28	Solicitud presentada
ET Ramallo: T3RA 2do transformador 500/220 kV – 300 MVA.	Inv. 28	Res. SE 01/2003. Detenido
ET Ramallo: T2RA, 2do transformador 220/132 kV – 300 MVA.	Inv. 28	Res. SE 01/2003. Detenido
ET Rodríguez: T8RD, 5º banco 500/220 kV – 800 MVA y tres nuevos campos en 220 kV.	Inv. 28	Solicitud aprobada. Nota ENRE N° 23412824/2025
ET Santiago del Estero: T2SES 2do transformador 500/132 kV – 450 MVA.	Inv. 28	Solicitud presentada
ET Mercedes: T2MD 2do transformador 500/132 kV – 300 MVA.	Ver. 28/29	Sin solicitud
ET Chaco: T2CHA 500/132 kV - 300 MVA	Ver. 28/29	Obra paralizada desde el 1/3/2023, avance del 30%
ET Salto Gande: T3SG, 3er transformador 500/132 kV - 300 MVA (reemplazo del T1SG de 150 MVA)	Ver. 28/29	Sin solicitud
ET Bahía Blanca: tercer transformador T3BB 500/132 kV - 300 MVA, proyecto asociado a licitación del MATER adjudicado a PCR.	Ver. 28/29	Solicitud aprobada
ET Resistencia: T3RS 3er transformador 500/132 kV – 300 MVA	Ver. 28/29	Sin solicitud
ET Rio Coronda: T2CN 2do transformador 500/132 kV – 300 MVA.	Ver. 28/29	Sin solicitud
ET San Isidro: T3SI 3er transformador 500/132 kV – 300 MVA	Ver. 28/29	Solicitud presentada
ET Rosario Oeste: T9RO 500/132 kV – 600 MVA (reemplazo del transformador T3RO de 300 MVA), más subestación GIS en 132 kV.	Ver. 28/29	Res. SE 01/2003. Demorado
<u>PROASTEET Etapa 1 (Ex - AMBA I)</u> 1. ET Plomer 500/220 kV – 2x855 MVA - 500/132 kV, 1x450 MVA – 500/132 kV; 4 salidas en 220 kV hacia la red de GBA (2xDT a Pantanosa y Zappalorto) y 3 en 132 kV a la red de Transba (DT p/seccionar Luján – Mercedes y salida a Navarro). 2. Comp. Pot. Reactiva en 220 kV ET Plomer: Cap. Shunt (2x125 MVar) + STATCOM +/- 250 MVar 3. LAT 500 kV Atucha – Plomer de 98 km. 4. LAT doble circuito 500 kV Ezeiza – Plomer de 35 km c/u, con reactores serie de 15 $\Omega$ en lado Plomer 5. ET Ezeiza: By Pass LAT 500 kV 5EZVM2 con 5EZRD1, conformando la LAT 500 kV 5RDVM2 6. LAT 500 kV Plomer – Vivotatá de 358 km y compensación serie en ET Vivotatá, en líneas a Plomer y a Bahía Blanca.	2029	Solicitud aprobada

OBRA	INGRESO GRT-2032	ESTADO DE SOLICITUD
ET Ezeiza: compensación shunt estática, STATCOM $\pm 250$ MVar.	2029	A licitar bajo Res. SE 01/2003
ET Baigorrita T1BAI 500/132 kV - 450 MVA + Reactor de barra 2x80 MVar + 5BAIPLO1 de 181 km (Capacitor Serie en ET Plomer)	2029	Solicitud en elaboración
ET Alicurá: T12AL Transformador 500/132 kV – 300 MVA (reemplazo del transformador T9AL de 100 MVA).	2029	En evaluación y revisión
ET Comodoro Rivadavia Oeste: secciona la 5PYZN1 a 120 km de ZN. T1CRI 500/132 kV – 450 MVA, reactor de barra en 500 kV de 80 MVar y readecuación de la compensación shunt de línea.	2029	Con solicitud CAF
ET Comodoro Rivadavia Oeste: compensación serie 70 % en salida Puerto Madryn.	2029	A cargo CCHH R. S. Cruz.
LAT 500 kV 3er circuito Bahía Blanca – Choele Choel con compensación serie en ET Choele Choel.	2029	Solicitud en elaboración
LAT 500 kV 2do circuito Choele Choel – Puerto Madryn de 354 km, con compensación serie 70% en ET Puerto Madryn.	2029	Para Aprobación. EX-2018-34026785-APN-SD#ENRE.
ET Río Santa Cruz: compensación serie 70 % en salida Santa Cruz Norte.	2029	A cargo CCHH R. S. Cruz. Solicitud presentada. En ejecución.
LAT 500 kV La Barrancosa – Río Santa Cruz de 102,2 km y ET La Barrancosa con reactores de barra 2x50 MVar.	2029	Solicitud presentada. En ejecución
ET Gran Córdoba - 500/132 kV – 2x300 MVA. Apertura de LAT 500 kV Almafuerte-Malvinas en cercanías de ET Malvinas con dos líneas de 36 km.	2029	En evaluación por parte de EPEC
ET Choele Choel: reemplazo de T3CL y T5CL por dos transformadores de 500/132 kV – 300 MVA. Obra asociada al proyecto MATER de Generación+Transporte adjudicado a ABO Energy Argentina S.A.	2029	Solicitud en elaboración
ET Puelches: repotenciación de playa de 132 kV para llevar la potencia nominal de transformación de 100 MVA a 150 MVA, asociado al proyecto MATER de Generación+Transporte adjudicado al PE Hucalito II de Genneia S.A.	2029	Solicitud presentada
ET Gran Paraná: un reactor de línea de 25 MVar (con reactor de neutro de 5000 $\Omega$ ) sobre la línea 5GPA-ST1 extremo ST y el reactor de línea desvinculado de la 5GPA-ST1 de 50 MVar (con un reactor de neutro de 2500 $\Omega$ ) pasa a la línea 5GPA-SG1 extremo GPA. Como parte del proyecto original de la ET.	2031	A licitar bajo Res. SE 01/2003

OBRA	INGRESO GRT-2032	ESTADO DE SOLICITUD
ET Monte Quemado: compensación serie 70% en salidas de línea a Cobos y a Chaco. Obra asociada al proyecto del MATER de Generación+Transporte de los PPSS de Generación Eléctrica Argentina IV S.A.	2031	Solicitud en elaboración
ET Rodeo – 500/132 kV – 1x600 MVA y LAT 500 kV Nueva San Juan – Rodeo de 150 km (pase de tensión de operación de 132 kV a 500 kV), con reactor de barra en 500 kV de 80 MVar.	2031	Solicitud presentada
ET Chaparro 500/220 kV para alimentar el proyecto minero Josemaría, LAT 500kV Chaparro- Rodeo de 167 km, DT 220kV de 93 km hasta Josemaría.	2031	Solicitud presentada
<b>AMBA II</b> 1. ET Rodríguez: desvinculación de salida en 500 kV a Belgrano y construcción de nuevo tramo de 28 km para vinculación con ET Plomer. 2. LAT 500 kV Atucha – Manuel Belgrano Norte de 35 km. 3. Nueva ET Oscar Smith 500/220 kV – 2x855 MVA, Ampliación ET Manuel Belgrano 500 kV, LAT doble circuito 500 kV MB-OSM de 44 km c/u y salidas en 220 kV hacia la red de GBA. 4. ET Ezeiza: 2do By Pass LAT 500 kV 5EZHE1 con 5EZR2, conformando la LEAT 5HERD1	2031	En evaluación y revisión
ET Rodríguez: compensación shunt estática, STATCOM $\pm 250$ MVar.	2031	A licitar bajo Res. SE 01/2003
ET Charlone 500/132 kV 2x300 MVA + 5CCHRD1 de 490 km con compensación serie de 35% en cada extremo + 5BAICCH1 de 223 km	2031	Solicitud en elaboración
LAT Recreo - La Rioja Sur 500 kV: Reemplazo de la actual compensación (150 MVar en LA y 85 MVar en RE) por un único reactor de 80 MVar (aislado de tierra) en el extremo La Rioja Sur.	2031	A ser tramitado bajo Res. SE 01/2003
LAT 500 kV 2do circuito Comodoro Rivadavia – Río Santa Cruz de 514 km (Reactor de barra en CRO y RSC de 80 MVar y compensación serie en Río Santa Cruz).	2031	Sin solicitud
LAT 500 kV 2do circuito Puerto Madryn – Comodoro Rivadavia de 432 km (Reactor de barra de 120 MVar en PY y compensación serie al 70% en Comodoro Rivadavia).	2031	Sin solicitud
ET Cóndor Cliff. Y LAT 500 kV Cóndor Cliff – La Barrancosa de 70,7 km	2031	Solicitud presentada
ET El Cortaderal: construcción de una nueva ET 500/132/33 kV con 150 MVA, que secciona la 5AG-RDI1. Construcción de una DT en 132 kV y la ET Potasio Río Colorado de 132/33/6,6 kV con 2x75 MVA	2031	Solicitud aprobada

OBRA	INGRESO GRT-2032	ESTADO DE SOLICITUD
ET Río Diamante: T2RDI segundo transformador 500/220/33 kV con 300 MVA, obra asociada al proyecto del MATER de Generación+Transporte del PS Mendoza Sur de Genneia S.A.	2031	Solicitud en elaboración
ET Embalse: construcción de una nueva ET 500 kV de maniobra en las cercanías de EM para seccionar la 5EMRG1 y construir una nueva LEAT 500 kV entre EM y AM. Obra asociada al proyecto del MATER de Generación+Transporte del PS Mendoza Sur de Genneia S.A.	2031	Solicitud en elaboración
ET Almafuerte: instalación de compensación shunt en cada barra de 132 kV de la ET AM de 2x55 MVA cada banco (total 220 MVA). Obra asociada al proyecto del MATER de Generación+Transporte del PS Mendoza Sur de Genneia S.A.	2031	Solicitud en elaboración
ET La Rioja Sur: T3LA tercer transformador 500/132/13,2 kV con 300 MVA, obra asociada al proyecto del MATER de Generación+Transporte del PS Sol del Valle de Genneia S.A.	2031	Sin solicitud
ET Recreo: repotenciación del capacitor serie de RE, llevando la corriente nominal a 1400 A, manteniendo las reactancias. Obra asociada al proyecto del MATER de Generación+Transporte del PS Sol del Valle de Genneia S.A.	2031	Sin solicitud
ET Malvinas: instalación de compensación shunt en 132 kV de 3x65 MVA y cambio de la bobina de onda portadora de la 5MARE1 a un valor de corriente superior a 1762 A. Obra asociada al proyecto del MATER de Generación+Transporte del PS Sol del Valle de Genneia S.A.	2031	Sin solicitud
ET San Francisco: dos nuevas líneas de 500 kV entre Santo Tomé – San Francisco de 120 km y entre Malvinas – San Francisco de 180 km. Transformador 500/132 kV – 300 MVA con 4 salidas en 132 kV.	2033	Sin solicitud
LAT 500 kV La Rioja Sur – Chaparro de 335 km	2033	Plan CAMMESA
ET Chihuido 500 kV y LAT 500 kV Chihuido – Chocón Oeste de 160 km. Reactor de barra de 120 MVA	2033	Demorada por falta de financiamiento
LAT 500 kV Chihuido – Río Diamante de 450 km, con compensación serie en ET Río Diamante.	2033	Sin solicitud
ET El Espinillo – 1x450 MVA, apertura de línea 5BRCB1 en cercanías a ET El Bracho	2033	En estudio de alternativas por parte de EDET
Línea de corriente continua (HVDC) Puerto Madryn – Plomer.	2033	En estudios de alternativas



### 7.1.1.3.2- Nuevos proyectos de generación

#### Generación Térmica (CT)

A continuación, se detalla los principales proyectos de generación térmica considerados:

- Una TV de 140 MW para el Cierre de Ciclo de Brigadier López, en provincia de Santa Fe, totalizando 420 MW, ingreso estimado en el invierno 2026.
- Para el año horizonte (2033) se contempla el ingreso de la CT Manuel Belgrano II que cuenta contaría con un ciclo 2+1 con un ingreso de potencia total cercano a 840 MW (dividido en 520+320 MW). Se consideró que la Central se conectaría directamente en 500 kV, en la ampliación de la ET de 500 kV Manuel Belgrano, que seccionaría la línea Campana – Rodríguez.
- Finalmente, se modela en el año horizonte el ingreso y cierre del ciclo con una TV en la CT Guillermo Brown por valor de 350 MW.

#### Generación Hidroeléctrica (CH)

En el marco de la Resolución SE 762/2009 (relanzamiento del Programa Nacional de Obras Hidroeléctricas), se consideraron en esta Guía de Referencia las Centrales hidroeléctricas:

- CH Néstor Kirchner (5x190 MW) y CH Jorge Cepernic (3x120 MW), en la provincia de Santa Cruz.
- CH El Baqueano (112 MW), en la provincia de Mendoza.
- CH Chihuido I (4x160 MW), en la Provincia de Neuquén.
- CH El Tambolar (2x35 MW), en la provincia de San Juan.

Asimismo, se incluye la nueva central Aña Cuá (3x90 MW, ampliación Yacyretá), haciendo un total de 2132 MW de generación hidroeléctrica adicional.

#### Generación Nuclear (CN)

Se considera en el último año de la Guía el ingreso de la central nuclear Atucha III, de 1200 MW, en la existente ET Atucha 2.

La Tabla 7.1.1.II ilustra las incorporaciones de generación consideradas en los flujos de carga típicos para el período 2026-2033, indicándose en cada caso la fecha considerada de puesta en servicio y el tipo de central.

**Tabla 7.1.1.II: Incorporación de generación convencional modeladas  
Período 2026 – 2033**

CASO	TIPO	BUS PSS/E	CENTRAL (*)		POTENCIA [MW]
I26	CT	4639	Autogenerador Dreyfus	ASECTV	17
I26	CT	6632	A.G. Modesto Maranzana	MMARTG02	60
I26	CT	4699	CC Brigadier López TV01	BLOPTV01	140

<b>2029</b>	HI	5697, 5698, 5699	CH Aña Cuá	ANAHI01, ANAHI02, ANAHI03	270
<b>2029</b>	HI	641, 642 643	CH Jorge Cepernic	BARRANHI01, BARRANHI02, BARRANHI03	360
<b>2031</b>	HI	631- 635	CH Néstor Kirchner	C.CLIFFHI01	950
<b>2031</b>	HI	7700 7701	CH El Baqueano	BAQEH01	112
<b>2033</b>	HI	7656- 7657	CH El Tambolar	TAMBOLHI02	70
<b>2033</b>	CT	2950- 2951	CT Manuel Belgrano II (TGs)	BELGRTG1	520
<b>2033</b>	CT	2952	CT Manuel Belgrano II (TV)	BELGRTV1	319,3
<b>2033</b>	CT	2627	CT Guillermo Brown	BROWTV01	300
<b>2033</b>	HI	1625- 1628	CH Chihuido I	CHIHUHI4	640
<b>2033</b>	CN	2955	Central Nuclear Atucha 3	ATUCNU03	1200

## Generación Renovable

En lo que se refiere a generación renovable, en los flujos de carga típicos se modelaron los proyectos adjudicados en los programas RenovAr en todas sus ediciones y MATER que hayan sido adjudicados al período de cierre de la presente Guía de Referencia y en los casos en que Transener disponía de alguna información para su modelado. Es importante aclarar que no se tuvieron en cuenta los proyectos renovables adjudicados en la licitación del tercer trimestre del 2025 porque al momento del cierre de esta edición de la Guía no se habían publicado los proyectos adjudicados y que habían firmado contrato.

También se modela en esta Guía los proyectos renovables comprendidos en la Resolución SE N°36/2023 denominada licitación RenMDI. El objetivo de esta licitación es incorporar nueva generación renovable para sustituir generación forzada en las redes regionales. Esta convocatoria está dividida en dos grupos definidos como Renglón 1 (ingreso previsto en el invierno 2027) y Renglón 2 (ingreso previsto en el verano 2027/28). Cabe aclarar que solo se consideraron aquellos proyectos con una potencia mayor o igual a 10 MW.

Por otro lado, se modelaron a partir del año 2029 aquellos proyectos que originalmente fueron adjudicados en los programas RenovAr, en todas sus rondas, y MATER, pero que actualmente no tienen previsión de fecha de puesta en servicio. Todo esto fue considerado en la oferta de generación asumida en los distintos escenarios de estudio, tal cual se describe en los Anexos 7 y 8 de esta Guía.

Para el despacho de esta generación, se adoptaron los criterios implementados por CAMMESA para su Base de Datos y Modelos para estudios eléctricos del SADI:

- Parques Fotovoltaicos generando al 80% de su potencia máxima en sólo dos escenarios: Resto del Invierno y Pico del Verano.
- Parques Eólicos: Generando una potencia con una probabilidad de excedencia del 50% en todos los escenarios.



**Tabla 7.1.1.III: Incorporación de generación renovable modelada  
Período 2026 – 2033**

CASO	TIPO	BUS PSS/E	GENERACIÓN RENOVABLE (*) (**)			POTENCIA
I26	BM	5605	CT San Alonso	ALONTV01	RENOVAR	37
I26	FV	7648	PS Anchoris	ANCHFV01	MATER	180
I26	FV	5616	PS Charata I	CHA1FV01	RENOVAR	15
I26	FV	5617	PS Charata II	CHA2FV01	RENOVAR	15
I26	FV	5618	PS Charata III	CHA3FV01	RENOVAR	10
I26	FV	7641	PS Los Molles	LMOLFV	MATER	90
I26	EO	2916	PE La Rinconada	RINCEO	MATER	92,4
I26	FV	6623	PS La Salvación	SALVFV01	MATER	10
I26	FV	6628	PS San Luis Norte	SLUNFV01	MATER	36
I26	FV	6610	PS La Salvación 2	SLV2FV01	MATER	100
I26	FV	5612	PS Villa Ángela II	VAN2FV	RENOVAR	9
I26	FV	5613	PS Villa Ángela III	VAN3FV	RENOVAR	10
I26	FV	5614	PS Villa Ángela IV	VAN4FV	RENOVAR	11
I26	FV	5615	PS Villa Ángela V	VAN5FV	MATER	30
I26	FV	5610	PS Villa Ángela	VANGFV01	MATER	40
I26	FV	6688	PS Villa María del Río Seco (ampliación)	VMR2FV	MATER	6
I26	FV	6687	PS Villa María del Río Seco	VMRSFV	MATER	15
I26	FV	5619	PS Ing. Juárez	JUARFV01	REN MDI	15
I26	FV	5621	PS Perla del Chaco	VALPFV01	MATER	25
I26	FV	7607, 7627, 7628	PS El Quemado	PSQ1, PSQ2, PSQ3	MATER	305
I26	FV	8689	PS San Carlos	SCARFV01	MATER	15,46
I26	FV	5624	PS Tres Isletas	3ISLFV01	MATER	25
I26	FV	5623	PS Quitilipi	QUITFV01	MATER	25
I26	FV	6608	PS Nogolí I	NOG1FV01	RENOVAR 3.0	10
I26	FV	7636	PS El Marcado I	MARCAFV01	MATER	5
I26	FV	5607	PSFV Saenz Peña	SPENFV01	RENOVAR 3.0	10
I26	EO	2717	PE Energética I Fase III	ENE1EO03	MATER	49,5
I26	EO	2916	PE La Rinconada	RINCEO	MATER	92,4
I26	FV	2907	PS Junín I	JUNIFV01	REN MDI	20
I26	FV	2917	PS Lincoln	LINCFV01	REN MDI	20
V27	FV	7699	PS Aconcagua II	ACONGFV	MATER	65
V27	FV	7649, 7654, 7669	PS San Juan Sur	SJSFV01, SJSFV02, SJSFV03	MATER	189,2
V27	EO	621, 622, 623, 624	PE La Flecha	FLECEO01, FLECEO02, FLECEO03, FLECEO04	MATER	336
V27	FV	6651	PS Levalle	LEVAFV01	MATER	28
V27	FV	8709	PS MSU Andalgalá	ANDALFV	MATER	90
V27	FV	8917	PS MSU San Martín I	SMARFV01	MATER	195
V27	FV	6660	PS Quebracho Blanco	QUEBLAFV	MATER	15
V27	EO	1619	PE Hucalito I	HUCAEO01	MATER	90
V27	FV	1686	MSU Chos Malal	CHOSMALFV	MATER	90
V27	FV	7634	PS San Rafael I y II	SRAFFV01	MATER	100
V27	FV	7635	PS Agua del Toro (San Rafael III)	SRAFFV02	MATER	100
V27	FV	8707, 8708	PS Olongasta	GENOL1, GENOL2	MATER	151
I27	FV	5627	PS Don Panos	DONPFV01	REN MDI	15
I27	FV	4630	PS Rafaela	P.S.RAFAELA	MATER	120

CASO	TIPO	BUS PSS/E	GENERACIÓN RENOVABLE (*) (**)			POTENCIA
I27	FV	1689	PS 360 Energy Realico	REALIFV	REN MDI	15
I27	FV	8913	PS Añatuya II	ANATFV02	REN MDI	20
I27	FV	8914	PS Bandera I	BANDFV01	REN MDI	20
I27	FV	5648	PS Bella Vista	BVISTAFV	REN MDI	10
I27	FV	4675	PS Ceres	CERESFV	REN MDI	20
I27	FV	8909	PS Chemical Solar I	CHAMFV01	REN MDI	8
I27	FV	8910	PS Chemical Solar II	CHAMFV02	REN MDI	10
I27	FV	5630	PS Esquina	ESQUINAFV	REN MDI	20
I27	FV	5646	PS Laguna Yema	LAGYEMA	REN MDI	22
I27	FV	5628	PS Obera II	OBERA2FV	REN MDI	20
I27	FV	5640	PS San Vicente	SANVIFV	REN MDI	20
I27	FV	5637	PS Aristóbulo del Valle	AVALLEFV	REN MDI	10
I27	FV	5639	PS Santa Catalina	S.CATAFV	REN MDI	20
I27	FV	8915	PS Shincal II	SHINFV01	REN MDI	10
I27	FV	4676	PS Venado Tuerto 4	VTUERFV01	REN MDI	20
I27	FV	1684	PS Agua del Cajón I	PS_ADC	MATER	30
I27	EO	1687, 1688	PE Cerro Policía	CPOLIEO1, CPOLIEO2	MATER	300
I27	FV	8911	PS Aimogasta Solar I	AIMOFV01	REN MDI	5
I27	FV	8916	PS Ampajango I	AMPAFV01	REN MDI	5
I27	FV	8912	PS Añatuya I	ANATFV01	REN MDI	24
I27	FV	5626	PS La Peña Solar	LPSOFV01	MATER	20
I27	EO	2718	PE Energética I Fase IV	ENE1EO04	MATER	49,5
I27	EO	2720	PE Los Alamitos	ALAMEO01	MATER	161
I27	EO	2770	PE Vientos del Atlántico	VATLEO01	MATER	102,6
V28	FV	4633, 4634, 4635	PS 360 Energy Colonia Elía	CELIFV01, CELIFV02, CELIFV03	MATER	175
V28	BM	4636	PS Gusa Ubajay	GUSACTBM	REN MDI	10
V28	BM	8521	PS La Esperanza	CTBM_ESP	REN MDI	12
V28	FV	2714	PS 360 Energy Arrecifes	ARRECIFESFV	REN MDI	16,5
V28	FV	2713	PS 360 Energy Colón	COLONFV	REN MDI	20
V28	FV	2715	PS Junín II	JUNINFV02	MATER	12
I28	EO	1669	PE Las Campanas	CAMPEO01	MATER	76
I28	FV	5663	PS El Sol de Pirané	SOLPIFV	MATER	25
I28	FV	5664	PS El Sol de Laguna Blanca	SOLLBFV	MATER	30
I28	FV	5645	PS El Sol de Ibarreta	SOLIBFV	MATER	25
I28	FV	1668	PSPatagonia Norte I	PATNORFV	MATER	20
I28	FV	8905	PS Caucharí Solar IV	CAU4FV	Decreto N° 476/2019	100
I28	FV	8906	PS Caucharí Solar V	CAU5FV	Decreto N° 476/2019	100
V29	EO	2743	PE Mataco II	MAT2EO01	MATER	100,5
V29	EO	2685	PE Mataco III	MAT3EO01	MATER	64,5
V29	EO	2706	PE La Victoria	VICTEO01	MATER	97,5
2029	EO	1618	PE Hucalito II	HUCAEO02	MATER	60
2029	EO	1648	PE Energía Pura	EPURAO	MATER	108
2029	EO	1697	PE Del Nuevo Sur	N.SUR.EO	MATER	92
2029	EO	1696	PE Patagónicos	PATAGO.EO	MATER	100
2029	FV	7639	PS Aconcagua	ACONFV	MATER	25
2029	FV	8992	PS Anatuya	ANT1FV01	RENOVAR 2.0	6
2029	FV	8907	PS Arauco Solar 1	ARA1FV	Decreto N° 476/2019	50,1
2029	EO	8960	PE Arauco II (Etapa 5 y 6)	AR23EO01	Decreto N° 476/2019	100,5

CASO	TIPO	BUS PSS/E	GENERACIÓN RENOVABLE (*) (**)			POTENCIA
2029	EO	8668, 8670	PE Arauco I (Etapa 3)	ARAUEO		52
2029	FV	7646	PS El Carrizal	CARRFV01	MATER	39,6
2029	FV	8659	PS Chamental Solar II	CHAMFVII	MATER	8
2029	FV	8903	PS 360 Energy Villa Union	VUNIFV	MATER	58
2029	EO	1616	PE Picún Leufú	PLEUEO01		100
2031	FV	7606 7650	PS Mendoza Sur	MDZSURFV01, MZASURFV02	MATER	450
2031	FV	8920	PS Sol del Valle	NOAFV01	MATER	300
2031	FV	8711, 8712	PS La Aconquija	ACQJ1, ACQJ2	MATER	210
2031	FV	8702	PS Monte Quemado	MQFV01	MATER	140

(\*): Se lista aquella generación prevista a ingresar posterior al 1 de enero de 2025, considerando los datos disponibles al momento de la confección de los flujos.

(\*\*): La **generación renovable** menor a 10 MW, excepto casos puntuales, no fue modelada en los casos bases de la presente Guía de Referencia.

## Proyectos BESS

En el año 2025, la Secretaría de Energía mediante la Resolución 67/2025 lanzó la convocatoria para proyectos de almacenamiento de energía eléctrica (BESS) para recomposición de reserva de potencia en GBA (ALMA GBA). El objetivo de esta convocatoria es mejorar el perfil de reserva para cubrimiento de punta en horas de alto requerimiento de la red, incorporando almacenamiento (baterías u otras tecnologías) en áreas y nodos críticos del GBA. De acuerdo a los plazos previstos, se prevé incorporar entre 2026 y 2028 equipamiento de almacenamiento por nueva potencia firme para recomponer reservas y reducir riesgos del SADI y del AMBA y costos de abastecimiento. Los proyectos que fueron adjudicados mediante la Resolución 361/2025 se listan a continuación:

**Tabla 7.1.1.IV: Incorporación de proyectos BESS licitados  
Período 2026 – 2033**

CASO	TIPO	BUS PSS/E	CENTRAL (*)		POTENCIA [MW]
V28	BESS	3273	BESS Costanera 132 kV	EDESUR	55
V28	BESS	3394	BESS Nuevo Puerto 132 kV	EDENOR	150
V28	BESS	3136	BESS Matheu 220 kV	EDENOR	150
V28	BESS	3427	BESS Parque 132 kV	EDENOR	50
V28	BESS	3420	BESS Pilar 132 kV	EDENOR	50
V28	BESS	3229	BESS Maschwitz 132 kV	EDENOR	40
V28	BESS	3227	BESS Glew 132 kV	EDESUR	22
V28	BESS	3471	BESS San Fernando 132 kV	EDENOR	30
V28	BESS	3751	BESS Oro Verde 132 kV	EDENOR	30
V28	BESS	3282	BESS Dock Sud 132 kV	EDESUR	90
V28	BESS	3384	BESS Chingolo 132 kV	EDESUR	24
V28	BESS	3216	BESS Brown 132 kV	EDESUR	22

Adicionalmente, se proponen nuevos proyectos de almacenamiento de energía eléctrica para dar solución a problemas de abastecimiento en el área de GBA que se observan en los últimos escenarios de esta Guía. A continuación, se listan los nodos donde se considera necesario incorporar nuevos BESS.

**Tabla 7.1.1.IV: Incorporación de proyectos BESS propuestos**  
**Período 2026 – 2033**

CASO	TIPO	BUS PSS/E	CENTRAL (*)		POTENCIA [MW]
2033	BESS	3100	BESS Abasto 220 kV	EDESUR	150
2033	BESS	3288	BESS Esteban Echeverría 132 kV	EDESUR	90
2033	BESS	3435	BESS Luzuriaga 132 kV	EDENOR	50
2033	BESS	3410	BESS Perito Moreno 132 kV	EDESUR	90
2033	BESS	3466	BESS Talar 132 kV	EDENOR	150
2033	BESS	3476	BESS Temperley 132 kV	EDESUR	50

#### 7.1.1.4.- Modelo utilizado

Los estudios fueron realizados con el módulo de análisis de flujo de carga del simulador PSS/E, versión 34.9.3 de Siemens Power Technologies, Inc.

La base de datos del SADI de partida fue provista por CAMMESA, en formato del programa PSS/E y actualizada a agosto de 2025 para los cinco escenarios típicos, de acuerdo con lo establecido en el Punto 3.4 del Procedimiento Técnico N° 12 de dicha empresa.

#### 7.1.1.5.- Comentarios sobre los escenarios estudiados

- **Comentarios Generales**

El alto nivel de carga de transformadores manifestados en los flujos de carga es relativo a la condición N, es decir, operación con todo el equipamiento en servicio. Luego, si se considera la hipótesis de indisponibilidad de algún transformador, es posible que se generen situaciones que obliguen a realizar cortes de demanda cuando no se disponga de generación local suficiente en las redes regionales. Es claro que a medida que se demoren las obras de ampliación la situación se tornará más crítica.

Por otro lado, es importante señalar que, en algunos nodos de la red de transporte, aun saliendo en barras de las EETT de Transener S.A. con tensiones en el límite superior de la banda permitida para 132 kV (1,05 p.u.) se observan en los extremos de las largas redes de 132 kV tensiones que se encuentran muy por debajo del límite inferior de la banda admisible para ese nivel de tensión.

Esto se debe a la debilidad estructural y desadaptación en relación a la demanda que presentan actualmente las redes de distribución troncal de algunas áreas, inclusive considerando la instalación de los capacitores shunt dispuestos por la Res. SE 01/2003 y la generación forzada distribuida que está actualmente en servicio en las redes de sub-transmisión o distribución de las distintas áreas.

---

## **Período 2026 – 2028**

### **Año 2026**

Mediante la Nota ENRE N° 1340511356/2024 se autorizó la vinculación provisoria del transformador de reserva de la ET Malvinas (MA) T4MA 500/132 kV de 300 MVA, con el objetivo de abastecer la demanda de la zona de Córdoba durante los períodos de alta demanda. Esta situación se normalizará una vez finalizada la ampliación de la ET Malvinas (MA) con la incorporación del T3MA 500/132 kV de 600 MVA, donde volverá a usar el T4MA como transformador de reserva.

Dentro de la región patagónica, ingresó en febrero del 2025 el segundo transformador en la ET Puerto Madryn (PY) T3PY 500/132 kV – 600 MVA, que permite incrementar la capacidad de transformación en dicho nodo, para futuros ingresos renovables.

En octubre del 2024 quedó fuera de servicio la central nuclear Atucha I para dar comienzo a las obras de extensión de su vida útil. Se prevé que hasta el segundo trimestre de 2027 esté indisponible, lo cual representará una pérdida de generación de 350 MW en la región norte de la provincia de Buenos Aires. Esto producirá un aumento de la transferencia de los transformadores de 500 kV a 220 kV en las EETT de Rosario Oeste y Ramallo.

En la región del NOA, respecto de la ET El Bracho, en los casos base del primer año se considera un elevado despacho térmico de las centrales del área. Para evitar la superación de la potencia de cortocircuito se muestran las barras de 132 kV operando en forma desacoplada. En situaciones en las que no se tenga la posibilidad de contar con este despacho, podrían presentarse elevados valores de carga por los transformadores 500/132 kV – 300 MVA de la ET El Bracho. En relación a esto es preciso decir que el despacho térmico en el área y la carga sobre los transformadores de la ET es variable, disminuyendo en escenarios de resto considerando la elevada generación solar instalada en la región.

En el área NEA se modela el ingreso de gran cantidad de generación fotovoltaica (del orden de los 240 MW), con especial impacto en las EETT Chaco, Resistencia y Gran Formosa, provocando una disminución de las transferencias en estos transformadores. Sin embargo, para escenarios de alta demanda y sin el recurso solar disponible, podría llegar incluso a la saturación de los transformadores (T1CHA, T1RS y T2RS), resultando muy necesaria la ampliación en estas EETT.

En el primer escenario de verano de la presente Guía se modeló en servicio los bancos de capacitores shunt en barras de 220 kV de la ET Ezeiza, diseñados como filtros de armónico 7 (114,8 MVar a 220 kV) y de armónico 5 (117,4 MVar a 220 kV), como parte del proyecto de PCR adjudicado en la licitación del MATER y que prevé el ingreso de 440 MW de generación eólica. Esto permite mejorar el abastecimiento del área y permitir un incremento de la potencia transportada por el corredor Comahue-GBA al brindar una mayor reserva de reactivo en la ET Ezeiza.

### **Año 2027**

Para el año 2027, se modela un segundo transformador en la ET Nueva San Juan (NSJ) T2NSJ 500/132 kV de 450 MVA, para abastecer la demanda de la provincia de San Juan. Actualmente, se registran escenarios de alta carga (>80%) en el T1NSJ, especialmente cuando la demanda es alta, tal es el caso de los inviernos picos y veranos de pico nocturno, donde la zona de San Juan se comporta como importadora



de energía desde la ET Gran Mendoza, al no contar con la generación solar instalada en la zona y la baja hidráulica de las centrales hidroeléctricas del área.

Para el verano 2027/28 y con el fin de evitar problemas de sobretensión en el nodo Luján 500 kV en horas de valle, se consideró la instalación de un reactor de barras de 150 MVAR en la ET Luján.

También para el escenario de verano 2027/28, se proyecta en servicio la repotenciación de los bancos de capacitores serie de las líneas Olavarría – Abasto (K2OL y K4OL) a una capacidad nominal de 1470 MVA. Esta ampliación permitirá incrementar las transferencias por el corredor COM-GBA, permitiendo el ingreso del Parque Eólico Olavarría de 180 MW asociado al proyecto de PCR adjudicado por la licitación del tercer trimestre del 2023 del MATER de Generación + Transporte.

A pesar del ingreso del T4MA como capacidad de transformación en la ET MA, desde los primeros escenarios de la presente Guía se registran elevadas transferencias en esta ET. Para evitar cortes de demanda en la zona y reducir la alta dependencia de la carga de estos transformadores del despacho del Ciclo Combinado Pilar del Bicentenario, se prevé la instalación de un banco monofásico de 600 MVA (T3MA) con fase de reserva para el verano 2027/28, atendiendo a la previsión de que no será viable contar con dicha ampliación en servicio antes de ese escenario. El retraso que presenta esta obra se puede apreciar en los valores de carga proyectados en los transformadores T1MA y T3MA para el verano 2027/28, que superan el 90% de su capacidad. Esto muestra la necesidad urgente de dinamizar el proyecto de la ET Gran Córdoba para aliviar la saturación de la transformación en la ET MA ante el crecimiento de la demanda del área.

En el segundo verano de esta Guía se consideran en servicio todos los proyectos BESS (713 MW) de la reciente licitación adjudicada del Alma GBA. Ante la falta de inversiones en la red de subtransmisión y la falta de incorporación de nueva generación en el área por problemas de cortocircuito en las EETT en 500, 220 y 132 kV, estos proyectos de almacenamiento permiten mejorar el perfil de tensión en el área metropolitana de Buenos Aires y mejorar el abastecimiento de la demanda.

### **Año 2028**

En el escenario del invierno 2028, se considera en servicio un segundo transformador 500/132 kV – 300 MVA en la ET Arroyo Cabral (T2AC), que descarga el transformador actual (T1AC), cuya carga resulta muy dependiente del despacho del CC Villa María, vinculado aguas abajo.

Si bien la obra se encuentra detenida, para el escenario de invierno 2028, se prevé que se pueda contar con la ampliación de la capacidad de transformación en la ET Ramallo en el nivel de 220/132 kV, con el T2RA de 300 MVA. Esto permitirá descargar el actual T1RA (220/132 kV), así como reducir el despacho la CT Rojo y CT San Nicolás (de baja disponibilidad). Además, se prevé que se pueda contar con la ampliación de la capacidad de transformación en la ET Ramallo en 500/220 kV, con el T3RA de 300 MVA. Esto permitirá descargar el actual T4RA (500/220 kV), como reducir el despacho de generación en la CT San Nicolás. En conjunto con estas obras está previsto la repotenciación en cortocircuito de las playas de 220 kV (1200 MVA) y 132 kV (7200 MVA).

Para aliviar la carga de los transformadores existentes en la ET Rodríguez, se prevé la incorporación de un quinto transformador T8RD de 500/220 kV – 800 MVA,



operando de forma radial la ET de 220 kV de José C. Paz, para evitar el incremento del cortocircuito trifásico en ET RD.

Debido a las altas transferencias registradas en la ET Santiago del Estero (SES), se modela en el invierno 2028 el segundo transformador T2SES 500/132 kV de 450 MVA, que permite asegurar el abastecimiento de la demanda de la zona, desplazando la generación forzada.

Para poder atender el crecimiento de la demanda de Misiones, se propone en el verano 2028/29 la instalación de un tercer transformador 500/132 kV – 300 MVA en ET San Isidro que descarga la actual transformación (T1RS y T2RS). Estos dos transformadores se encuentran con cargas cercanas al 90% ya desde el primer escenario de la Guía, con lo cual se pone de manifiesto la necesidad de esta obra.

Para abastecer el crecimiento de la demanda en la zona del Litoral se propone en el tercer verano de esta Guía la instalación de un tercer transformador 500/132 kV – 300 MVA en ET Salto Grande (SG), como reemplazo del actual T1SG de 150 MVA. El T3SG debiera ser licitado a la brevedad, dado que la transformación actual se encuentra saturada ya desde el primer año de la Guía.

También para el escenario de verano 2027/28, se proyecta la instalación de nueva generación eólica prevista en el sur de la provincia de Buenos Aires, asociada al ingreso del futuro PE La Victoria, PE Mataco II y III. Para ello, será necesaria la repotenciación en cortocircuito de la ET Bahía Blanca (BB) de 500 kV y el ingreso del T3BB 500/132 de 300 MVA. Sin embargo, incluso con esta ampliación, se requerirá la operación con barras separadas en el nivel de 132 kV.

En este mismo escenario, se asume el ingreso del segundo transformador en la ET Mercedes (MD), T2MD 500/132 kV – 300 MVA, con el fin de descargar el transformador actualmente en servicio e incrementar la confiabilidad del área, al ser la única máquina en la ET MD.

Para poder atender el crecimiento de la demanda en la zona del NEA, se propone para el verano 2028/29 la instalación de un tercer transformador 500/132 kV – 300 MVA en ET Resistencia (RS) que descarga la actual transformación (T1RS y T2RS). Estos dos transformadores se encuentran con cargas del 90% ya desde el primer escenario de la Guía, con lo cual esta obra debiera ser licitada a la brevedad (se los modela en dicho escenario dado que se entiende no podría contarse con los mismos antes de dicha fecha).

Además, en el tercer verano se prevé el ingreso del segundo transformador en la ET Río Coronda (CN), T2CN 500/132 kV – 300 MVA, con el fin de descargar el transformador actualmente en servicio, el cual es altamente dependiente de la generación aguas abajo.

Con el objetivo de reducir el nivel de carga de los transformadores 500/132 kV de la ET Rosario Oeste, se modeló también en el verano 2028/29 el ingreso del T9RO (600 MVA) en reemplazo del T3RO que queda como reserva. Esta obra tiene previsto la instalación de una GIS en la playa de 132 kV de la ET RO, cuyo diseño admitiría una corriente de cortocircuito de 40 kA. A esta nueva instalación se vincularían los arrollamientos de 132 kV del T1RO, T2RO, T5RO y T9RO, quedando el T3RO como reserva y el T6RO desacoplados de ésta y vinculado a la actual playa de 132 kV.

En la actualidad el único transformador instalado en la ET Chaco puede alcanzar la saturación para escenarios de pico nocturnos (sin generación solar). Por lo anterior,

se modela en verano 2028/29 la instalación de un segundo transformador 500/132 kV – 300 MVA en ET Chaco. Esta obra se encuentra en detenida por falta de fondos.

Sintetizando, los resultados para el período 2026-2028 muestran que se deberá prestar especial atención a los niveles de carga que adquieran los transformadores del sistema de transporte y a evitar retrasos en las obras de ampliación de capacidad de transformación.

Se observan elevados porcentajes de carga en transformadores de varias estaciones en los flujos de potencia que consideran escenarios de red completa. En estos flujos típicos se está contando con todo el parque generador térmico disponible, el cual fue requerido para despacho forzado en reiterados escenarios, para no provocar sobrecargas.

Asimismo, se observa necesario incrementar la reserva de reactivo en la zona del AMBA, a fin de asegurar la suficiente reserva en los Compensadores Sincrónicos de Ezeiza y evitar pérdidas de demanda por colapso de tensión.

### **Período 2029 – 2033**

#### **Año 2029**

Como primera etapa del plan de transporte previsto para el área GBA, con el fin de proveer una solución de mediano plazo a los problemas de abastecimiento y cortocircuito de las EETT de la misma, para el 2029 se modela la puesta en servicio de la ET Plomer 500/220/132 kV con transformación 2x855 MVA (550/220 kV) y 1x450 MVA (500/132 kV). Esta ET se vincularía mediante:

- Un doble circuito de 500 kV de 37 km con la ET Ezeiza, con reactores serie de 15  $\Omega$  en lado Plomer.
- A su vez en esta primer etapa se vincularía con las EETT Atucha y Vivoratá a través de líneas de 500 kV de 98 km y 358 km respectivamente, esta última con capacitores serie (55% de cada tramo saliente de Vivoratá hacia Plomer y Bahía Blanca)
- Se realiza el bypass de la línea de Veinticinco de Mayo (VM) que acomete a Ezeiza (5EZVM2) con la línea 5EZRD1 conformando la línea 5RDVM2.
- Asimismo, se desvincularían de la ET Ezeiza los circuitos de 220 kV de Zappalorto. Se construiría también una DT 220 kV entre Plomer y la futura ET Pantanosa 220 kV, con la previsión de que en un inicio la demanda de la ET Casanova pueda abastecerse alternativamente desde ET Ezeiza o ET Plomer, para luego, en un futuro, desvincularla definitivamente de ET EZ.
- Se contempla la compensación de potencia reactiva en 220 kV en ET Plomer con bancos de capacitores shunt de 2x125 MVar sumado a un STATCOM de  $\pm 250$  MVar.

Asimismo, con el objetivo de incrementar la reserva de reactivo, para asegurar el correcto funcionamiento del sistema, tanto en funcionamiento normal, como ante contingencias en la ET Ezeiza, se modela en dicho año la vinculación de un STATCOM  $\pm 250$  MVar en el terciario del T7EZ.

En el área Comahue, se prevé también el ingreso de un transformador 500/132 kV – 300 MVA en la ET Alicurá, aún en análisis de alternativas, a fin de asegurar el

abastecimiento de la demanda vinculada a dicha estación, dado que la máquina de 100 MVA allí instalada se encuentra actualmente con cargas superiores al 80%.

Como parte del Plan Federal de Transporte Eléctrico, se considera en servicio a partir del 2029 la línea de 500 kV Baigorrita - Plomer, y la nueva ET Baigorrita 500/132 kV – 1x450 MVA (con salidas de línea en 132 kV) en conjunto a reactores de barra en configuración 2x80 MVar. La ET Baigorrita es clave para el abastecimiento y el control de las tensiones en la zona Centro de la Provincia de Buenos Aires.

Otra obra de importancia, que está incluida en el Plan Federal de Transporte Eléctrico y que fue modelada en 2029 es el tercer vínculo Choele Choel - Bahía Blanca. Esta línea, conjuntamente con el futuro corredor Bahía Blanca-Vivoratá-Plomer, permite mejorar la transmisión de potencia hacia GBA desde el nodo Choele Choel, cuyo aporte se vería incrementado en el tiempo por la concreción de proyectos hidráulicos y eólicos en el Comahue y Patagonia. Se logra así reforzar la transmisión Comahue – Buenos Aires en forma consistente con el incremento de la generación en el sur y la vinculación con la Patagonia que va tomando características cada vez más exportadoras. La compensación serie se instalaría en ET Choele Choel salida a Bahía Blanca y Vivoratá en las salidas a Bahía Blanca y a Plomer.

Incluida en el plan Federal de Transporte Eléctrico y modelada en 2029, la segunda línea de 500 kV entre Choele Choel y Puerto Madryn con compensación serie igual a la línea existente permitirá incrementar el límite de exportación del área patagónica hacia el nodo Choele Choel por encima de la limitante actual del primer circuito.

Para el año 2029, se prevé la construcción de una nueva ET Comodoro Rivadavia (CRO) de 500/132 kV con un transformador de 450 MVA, seccionando la actual 5PYZN1 a aproximadamente 120 km de ZN. Este proyecto incluye la instalación de compensación serie en el extremo Comodoro Rivadavia, compensando el 70% del tramo CRO-PY. La obra permitirá mejorar el abastecimiento eléctrico en la zona, incrementando la confiabilidad ante contingencias en la red de 132 kV. Además, facilitará la conexión de generación renovable y será clave para la instalación de capacidad serie en el corredor patagónico de 500 kV, así como para la futura duplicación de dicho corredor.

Adicionalmente en el área Patagónica, para el 2029 se considera la entrada en servicio de la Central Hidroeléctrica Jorge Cépernic de 360 MW (3x120 MW) a construirse sobre el Río Santa Cruz y cuya conexión al SADI se realizará a través de la nueva ET 500 kV La Barrancosa. Además, se modeló una línea de 500 kV de 102 km desde la ET Río Santa Cruz hasta la ET La Barrancosa, a la vez que se modeló la compensación serie al 70% en la ET RSC en la salida a la ET Santa Cruz Norte.

En el 2029 también se supuso el ingreso de la futura ET Gran Córdoba 500/132 kV 2x300 MVA, seccionando la línea de 500 kV Almafuerte-Malvinas en cercanías de la ET Malvinas, con dos líneas de 36 km. Esta obra, propuesta por EPEC, descargaría la ET Malvinas y configuraría una solución de mediano plazo para el abastecimiento de la demanda en dicha zona.

Además, se modeló en el 2029 la ampliación de la ET Choele Choel con el reemplazo de los transformadores existentes T3CL y T5CL, por transformadores 500/132 kV de 300 MVA. Esta ampliación es parte del proyecto de ABO Energy Argentina S.A. correspondiente a la licitación MATER de Generación + Transporte del 2° trimestre del 2024. Esta obra permite instalar 300 MW de generación eólica correspondientes a PE Energía Pura (108 MW), PE Patagónicos (100 MW) y PE Del Nuevo Sur (92 MW).

Finalmente, se modeló en el año 2029 la ampliación de la ET Puelches, que consiste en la repotenciación de playa de 132 kV para llevar la potencia nominal de transformación de 100 MVA a 150 MVA. Esta ampliación es parte del proyecto de Genneia S.A. que permite el ingreso del PE Hucalito II de 60 MW adjudicado en la licitación MATER de Generación + Transporte del 1° trimestre del 2024.

### **Año 2031**

Como segunda etapa del plan de transporte previsto para el área GBA, se modela en 2031 el denominado AMBA II, que comprende las siguientes obras:

- ET Ezeiza: segundo Bypass entre 5EZHE1 con 5EZRD2, conformando la 5HERD1.
- ET Rodríguez: desvinculación de salida en 500 kV a Manuel Belgrano y construcción de nuevo tramo de 28 km para vinculación con ET Plomer, conformando la 5MB-PLO1.
- ET Oscar Smith (OSM): con transformación de 500/220 kV – 2x855MVA + 4 salidas en 220 kV hacia Matheu.
- ET Manuel Belgrano: DT LEAT 500 kV de 44 km entre Manuel Belgrano-Oscar Smith. LEAT 500 kV de 35 km entre Atucha-Manuel Belgrano.
- Cruce entre 5CERD1 con 5CARD1, para conformar la 5CAMB1, 5MBRD2 y 5CEMB1.

La nueva ET OSM permitirá reforzar la alimentación de la red troncal de EDENOR zona norte, descargando la ET Rodríguez, y afrontar crecimiento de la demanda y/o menor dependencia de la generación.

De similar manera a lo que se modela en la ET de Ezeiza, a fin de asegurar mejorar la seguridad de abastecimiento y el control de tensión se modela un STATCOM  $\pm 250$  MVar vinculado a barras de 220 kV de la ET RD.

En referencia a las obras de transporte realizadas en el corredor patagónico con la previsión de la ET Comodoro Rivadavia y sus respectivas conexiones en 500 kV, en 2031 se prevé una segunda etapa para refuerzo del corredor mediante el tendido de un segundo circuito en 500 kV entre las EETT Puerto Madryn y Comodoro Rivadavia con compensación serie del 70% en Comodoro Rivadavia y la duplicación del tramo Comodoro Rivadavia – Río Santa Cruz de 500 kV con compensación serie del 70% en la ET Río Santa Cruz. Estas dobles vinculaciones aumentan la capacidad de transmisión hacia Buenos Aires, necesaria sobre todo por las centrales hidroeléctricas a instalarse sobre el Río Santa Cruz. Adicionalmente, se prevee el ingreso de un reactor de barra en 500 kV en la ET Puerto Madryn de 120 MVar y un reactor de barra de 80 MVar en la ET Río Santa Cruz.

Adicionalmente, en 2031 se considera la entrada en servicio de la Central Hidroeléctrica Néstor Kirchner de 950 MW (5x190 MW), vinculada al SADI a través de la ET 500 kV Cóndor Cliff. También se modeló una línea de 500 kV de 70 km desde la ET La Barrancosa hasta la ET Cóndor Cliff.

Para este escenario se consideró también la puesta en servicio de compensación serie en la ET Monte Quemado, en las salidas de 500 kV a Cobos y Chaco, con un 70% de compensación sobre cada una, lo cual permitirá incrementar los límites de transmisión por el corredor NEA – NOA. Esta obra está asociada al proyecto de generación + transporte adjudicado a Generación Eléctrica Argentina IV S.A. en la



licitación del 4° trimestre del 2024 del MATER. Esta ampliación permitirá instalar 350 MW de generación solar en el área del NOA.

En 2031 también se modela la nueva ET Rodeo con transformación de 500/132 kV - de 600 MVA, y el pase de operación a 500 kV de la línea Nueva San Juan-Rodeo (actualmente operando en 132 kV) junto con un reactor de barra en 500 kV de 80 MVar. Esta nueva obra permite abastecer demandas mineras y permitir el ingreso de nueva generación solar en el área. Para abastecer la demanda del proyecto minero Josemaría, en el norte de la provincia de San Juan, se prevé la incorporación de la nueva ET Chaparro en 500 kV con un banco de transformación 500/220 kV de 450 MVA, vinculada por una línea de 500 kV a la ET Rodeo de 167 km. La conexión con la minera se establecería con la ET Chaparro a través de una doble terna en 220 kV de 93 km.

Asimismo, también en dicho escenario y en la línea de 500 kV Recreo - La Rioja Sur, se propone el reemplazo de la actual compensación de línea (150 MVar en el extremo La Rioja y 85 MVar en Recreo) por un único reactor de 80 MVar aislado de tierra, en el extremo de La Rioja Sur. Esto permite un mejor perfil de tensión en el área en escenarios de pico, así como evitar depresiones de tensión ante la salida de servicio de la LAT 500 kV Malvinas - Almafuerde.

En este año también se asumió la adecuación de la compensación de las líneas salientes de la ET Gran Paraná, de acuerdo a la previsión original del proyecto. Así, se consideró el traslado de reactores de línea de ST de 50 MVar (16,6 x 3), actualmente F/S, a GPA (en línea a SG), y montaje y puesta en servicio de un reactor de línea de 25 MVar (8,3 x 3) en ST (en línea a GPA).

En referencia a los proyectos del Plan Federal de Transporte Eléctrico, se considera en servicio desde el 2031 la nueva línea de 500 kV Río Diamante - Coronel Charlone y la nueva ET Coronel Charlone con capacidad de transformación de 500/132 kV – 2x300 MVA con cinco salidas de línea de 132 kV. La ET Coronel Charlone brindará soluciones al abastecimiento en un área que involucra a cuatro provincias y que en la actualidad presenta problemas de caída de tensión en las redes de 132 kV por insuficiente capacidad de transformación. La nueva ET se vincularía en 132 kV con una línea hacia Laboulaye en el sur de la provincia de Córdoba, una doble terna a Rufino en la provincia de Santa Fe, una simple terna a Gral. Villegas en la provincia de Buenos Aires y otra a Realicó en el norte de la provincia de La Pampa. Debe mencionarse que producto de la crítica situación actual del abastecimiento de las demandas que se vincularán a la futura ET Charlone, es que se encuentra en análisis la posibilidad de adelantar la construcción del tramo Charlone-Baigorrita-Plomer y EETT asociadas, para luego sí cerrar en un escenario posterior el corredor CUY-GBA con la vinculación Río Diamante-Charlone.

Asimismo, con el cierre del corredor CUYO – GBA (líneas de 500 kV Coronel Charlone – Baigorrita – Plomer) se modeló la compensación serie de las líneas de 500 kV Río Diamante – Charlone (35% en cada extremo), Charlone – Baigorrita (70% en extremo Charlone) y Baigorrita – Plomer (70% en extremo Plomer). El objetivo es mejorar el perfil de tensiones por el corredor e incrementar la transmisión desde Cuyo hacia GBA.

Para este año también se prevé el ingreso de la ET El Cortaderal, seccionando la línea Río Diamante – Agua del Cajón. El proyecto la ET El Cortaderal prevé la construcción de una doble terna en 132kV para alimentar el proyecto minero Potasio Río Colorado, ubicado en el Sur de la Provincia de Mendoza.

En el 2031 se modela en esta Guía el proyecto de generación + transporte adjudicado a Genneia S.A. en la licitación del 4° trimestre del 2024 del MATER que prevé el aumento de la exportación del NOA. Esta obra consiste en la repotenciación del capacitor de la ET Recreo, llevando la corriente nominal a 1400 A, manteniendo las reactancias. También se prevé la ampliación de la ET La Rioja Sur con la instalación del T3LA de 500/132 kV de 300 MVA, la ampliación de la ET Malvinas con la incorporación de compensación shunt en 132 kV de 3x65 MVar y el cambio de la bobina de onda portadora de la línea de 500 kV entre Malvinas-Recreo a un valor de corriente superior a 1762 A. Estas ampliaciones van a permitir la incorporación de 300 MW de generación solar en la red de 132 kV de Transnoa en la cercanía de la ET Recreo.

Finalmente, en el sexto año de la Guía se modela el proyecto de generación + transporte adjudicado a Genneia S.A. en la licitación del 3er trimestre del 2024 del MATER que considera la ampliación de la ET Río Diamante con la instalación del T2RDI de 500/220 kV de 450 MVA. Además, este proyecto incluye la construcción de una nueva ET 500 kV en las cercanías de la ET Embalse, que secciona la actual 5EMRG1 y desde esta nueva ET una nueva vinculación a la ET Almafuerce. También se prevé la ampliación de la ET Almafuerce con la instalación en 132 kV de compensación shunt de 2x55 MVar en cada barra (en total 220 MVar). Este proyecto permitirá instalar 450 MW de generación solar en las cercanías de la ET Río Diamante.

### **Año 2033**

Para el año 2033, se modela la línea de 500 kV La Rioja Sur – Chaparro. Esta línea ayuda a abastecer la demanda minera del área y con el cierre del anillo la Rioja Sur – Chaparro, mejora la confiabilidad del sistema porque permite anillar Cuyo-NOA y las provincias de San Juan y La Rioja dejarían de estar alimentadas radialmente.

Para el año horizonte también se modeló la entrada en servicio de la Central Hidroeléctrica Chihuido I en la provincia de Neuquén, con 4 turbinas de 160 MW que se prevé vincular al SADI seccionando un futuro segundo corredor Comahue – Cuyo entre las EETT Chocón Oeste y Río Diamante. El tramo hacia el sur de 160 km y el tramo hacia el norte de 450 km, con compensación serie en la ET Río Diamante, a la vez que se instala un reactor de 120 MVar en la nueva ET Chihuido.

Adicionalmente, en el año horizonte se modela la ET El Espinillo de 500/132 kV de 450 MVA, seccionando la LEAT 500 kV El Bracho-Cobos, y la construcción de vínculos en 132 kV. Esta obra permitirá mejorar la calidad de suministro al noroeste de la ciudad de San Miguel y Tafí Viejo, al sumarse un nodo de inyección de potencia, y evitar la ampliación de la playa de 132 kV de la ET El Bracho. Además, la ET El Espinillo contará con la instalación de un reactor de barra de 85 MVar.

En este año se supone la construcción de la ET San Francisco de 500/132 kV de 300 MVA. Para la instalación de esta ET es necesario la concreción de las líneas de 500 kV Malvinas-San Francisco de 180 km y San Francisco-Santo Tomé de 120 km, conformando el corredor Malvinas-Santo Tomé en 500 kV, lo que introduce una notable mejora en el sistema. Su menor longitud frente a la interconexión NEA – NOA permite que tanto su salida de servicio, como la de las líneas del corredor Rosario Oeste – Almafuerce o la Almafuerce – Malvinas, no produzcan un impacto difícil de controlar y mejore la capacidad de transporte este / centro-oeste del SADI. También pasa a ser clave para el abastecimiento del SADI en caso de que se produzca una indisponibilidad programada de la Central Nuclear Embalse.



La ET San Francisco permitiría reforzar la red de 132 kV en el este de la provincia de Córdoba que actualmente se abastece desde la ET Malvinas y presenta problemas de caída de tensión por las elevadas longitudes de las líneas. Como complemento, esta ET permitiría apoyar al sistema de 132 kV del oeste de la provincia de Santa Fe con la construcción de algún vínculo en 132 kV. En la presente Guía se modela una DT de 132 kV hasta la ET Rafaela.

Adicionalmente, en el año horizonte se modeló la entrada en servicio de la Central Nuclear Atucha III que se conecta a la actual ET Atucha 500 kV. También en el área del Litoral se considera el ingreso de la central térmica Manuel Belgrano II que permitiría aumentar la inyección de potencia hacia el norte de GBA.

Por último, en el 2033 también se plantea como una alternativa interesante la incorporación de una línea de continua (HVDC) entre las EETT Puerto Madryn y Plomer. La línea podría, en forma económica suministrar la capacidad de transporte necesaria para los proyectos hidroeléctricos y numerosos proyectos de generación eólica. Además, podría construirse por etapas, desarrollando por ejemplo la línea para el total previsto de potencia a transmitir, con un conjunto de estaciones rectificadora / inversora para la mitad de la potencia en una etapa inicial y a futuro complementar las instalaciones con el segundo conjunto rectificadora/inversora para alcanzar la potencia de diseño de la línea. Es importante destacar que en la medida que avance la concreción de los aprovechamientos hidroeléctricos sobre el Río Santa Cruz, será necesario comenzar cuanto antes con los estudios que permitan dimensionar el nuevo sistema de transmisión asociado a estos emprendimientos.

Siguiendo el plan de obras planteado anteriormente, se observa que el desempeño del sistema es adecuado desde el punto de vista de la red, mostrando una evolución a lo largo de los años estudiados que permite afrontar el crecimiento de la demanda, así como también alcanzar áreas que actualmente no están vinculadas al SADI.

Sin embargo, en la medida en que se retrasen las obras de ampliación, la situación se tornará más crítica y será cada vez más necesario contar con la disponibilidad de todos los equipos de la red (transformadores, generadores, equipos de compensación de reactivo, etc.) a fin de evitar sobrecargas en los transformadores del sistema de transporte. En caso contrario se llegará a una condición tal que se ponga en riesgo el abastecimiento de la demanda regional.

Otro punto muy importante, asociado al necesario aumento de la capacidad de transformación de estas EETT, es el adecuado crecimiento de las redes regionales, que, tal como se ha indicado en los comentarios precedentes, obliga a operar algunas instalaciones de 132 kV de Transener S.A. en valores de tensión cercanos al máximo permitido por la regulación, perdiendo el margen de seguridad necesario para poder afrontar contingencias sin exponer al equipamiento a situaciones de riesgo.

## **APENDICE I.a**

### **Resúmenes de generación y demandas – Flujos de potencia típicos**

## Caso I26p\_TrS\_2633

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E							WED, NOV 19 2025 16:37						
GUIA DE REFERENCIA TRANSENER 2026 - 2033							AREA TOTALS						
CASO: I26P - PICO INVIERNO 2026 - SADI: 29818 MW							IN MW/MVAR						
FROM -----AT AREA BUSES-----													
		GENE-	FROM IND	TO IND	TO	TO BUS	TO	TO LINE	FROM	TO	-NET INTERCHANGE-		
X--	AREA --X	RATION	GENERATN	MOTORS	LOAD	SHUNT	GNE BUS DEVICES	SHUNT	CHARGING	LOSSES	TO TIE LINES	TO TIES + LOADS	DESIRED NET INT
	4	5833.9	0.0	0.0	11691.7	0.0	0.0	0.0	0.0	168.5	-6026.3	-6026.3	0.0
	G.B.A.	3235.6	0.0	0.0	4884.5	-2189.7	0.0	161.9	2811.2	3853.6	-663.4	-663.4	
	5	5392.6	0.0	0.0	3405.1	0.0	0.0	0.0	0.0	306.4	1681.1	1681.1	0.0
	FBA	1473.8	0.0	0.0	868.0	85.3	0.0	1626.1	4816.8	2758.9	952.3	952.3	
	7	4987.1	0.0	0.0	965.8	0.0	0.0	0.0	0.0	154.9	3866.5	3866.5	0.0
	COMAHUE	163.3	0.0	0.0	323.9	443.1	0.0	1045.9	2828.2	1289.7	-111.1	-111.1	
	8	3563.0	0.0	0.0	3356.2	0.0	0.0	0.0	0.0	76.0	130.9	130.9	0.0
	LITORAL	226.2	0.0	0.0	1146.4	-480.6	0.0	577.7	1710.4	1022.0	-329.0	-329.0	
	10	2832.8	0.0	0.0	1899.3	0.0	0.0	0.0	0.0	64.9	868.7	868.7	0.0
	N.E.A.	485.3	0.0	0.0	582.0	171.9	0.0	1594.5	2972.1	975.0	134.0	134.0	
	12	2193.9	0.0	0.0	2655.6	0.0	0.0	0.0	0.0	91.8	-553.5	-553.5	0.0
	CENTRO	624.0	0.0	0.0	535.3	-19.5	0.0	391.0	1005.9	731.8	-8.6	-8.6	
	14	981.0	0.0	0.0	1568.3	0.0	0.0	0.0	0.0	62.0	-649.3	-649.3	0.0
	CUYO	271.1	0.0	0.0	474.5	-204.4	0.0	904.1	1629.6	723.0	3.5	3.5	
	15	2857.1	0.0	0.0	2446.1	0.0	0.0	0.0	0.0	84.2	326.7	326.7	0.0
	N.O.A.	659.4	0.0	0.0	444.6	268.8	0.0	1487.2	2368.1	788.5	38.3	38.3	
	16	543.6	0.0	0.0	748.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.8	-205.2	-205.2	0.0
	ALUAR	87.7	0.0	0.0	445.5	-266.2	0.0	-0.0	7.3	78.1	-162.4	-162.4	
	18	6640.0	0.0	0.0	4014.8	0.0	0.0	0.0	0.0	444.0	2181.2	2048.8	0.0
	PARAGUAY	799.6	0.0	0.0	1428.3	-2322.5	0.0	-0.0	2099.6	3977.7	-184.3	-184.3	
	19	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	SING	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.0	0.0	-0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
	20	-3231.3	0.0	0.0	-967.6	0.0	0.0	0.0	0.0	92.2	-2356.0	-2223.6	0.0
	BRASIL	-1500.5	0.0	0.0	-26.7	-4547.4	0.0	195.0	332.5	3084.3	126.7	126.7	
	21	1284.3	0.0	0.0	581.6	0.0	0.0	0.0	0.0	34.3	668.4	668.4	0.0
	PATAGONI	-61.6	0.0	0.0	243.9	315.3	0.0	1503.2	2457.7	295.6	38.0	38.0	
	22	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.0	-0.0	0.0
	BOLIVIA	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.0	0.0	-0.0	4.4	0.0	4.4	4.4	
	99	2183.4	0.0	0.0	2059.4	0.0	0.0	5.7	0.0	51.3	67.0	67.0	0.0
	URUGUAY	-117.0	0.0	0.0	491.4	-288.3	0.0	918.7	1965.1	564.7	161.6	161.6	
	COLUMN	36061.2	0.0	0.0	34424.3	0.0	0.0	5.7	0.0	1631.2	0.0	0.0	0.0
	TOTALS	6346.8	0.0	0.0	11841.6	-9034.2	0.0	10405.4	27008.9	20143.1	0.0	0.0	

## Caso I26r\_TrS\_2633

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E								WED, NOV 19 2025 16:37						
GUIA DE REFERENCIA TRANSENER 2026 - 2033								AREA TOTALS						
CASO: I26R - RESTO INVIERNO 2026 - SADI: 19660 MW								IN MW/MVAR						
FROM -----AT AREA BUSES-----														
		GENE-	FROM IND	TO IND	TO	TO BUS	TO	TO LINE	FROM	TO	-NET INTERCHANGE-			
X--	AREA --X	RATION	GENERATN	MOTORS	LOAD	SHUNT	GNE BUS	SHUNT	CHARGING	LOSSES	TO TIE	TO TIES	DESIRED	
											LOADS	NET INT		
4		3637.0	0.0	0.0	7872.4	0.0	0.0	0.0	0.0	87.2	-4322.6	-4322.6	0.0	
G.B.A.		1295.0	0.0	0.0	3299.7	-699.7	0.0	158.9	2767.3	2013.5	-710.2	-710.2		
5		3405.8	0.0	0.0	2595.7	0.0	0.0	0.0	0.0	182.8	627.4	627.4	0.0	
FBA		627.3	0.0	0.0	729.7	599.5	0.0	1607.9	4769.8	1612.4	847.5	847.5		
7		3036.0	0.0	0.0	609.0	0.0	0.0	0.0	0.0	76.7	2350.2	2350.2	0.0	
COMAHUE		-149.7	0.0	0.0	212.3	894.4	0.0	1032.0	2808.6	571.5	-51.2	-51.2		
8		1379.0	0.0	0.0	2169.0	0.0	0.0	0.0	0.0	43.5	-833.4	-833.4	0.0	
LITORAL		250.6	0.0	0.0	759.5	302.6	0.0	575.5	1704.3	609.3	-291.9	-291.9		
10		2962.5	0.0	0.0	935.6	0.0	0.0	0.0	0.0	54.7	1972.2	1972.2	0.0	
N.E.A.		30.3	0.0	0.0	285.6	576.0	0.0	1599.0	2986.7	755.6	-199.2	-199.2		
12		1774.2	0.0	0.0	1789.2	0.0	0.0	0.0	0.0	47.1	-62.1	-62.1	0.0	
CENTRO		166.3	0.0	0.0	363.9	-7.2	0.0	386.7	1006.0	440.2	-11.3	-11.3		
14		1293.4	0.0	0.0	1087.8	0.0	0.0	0.0	0.0	48.4	157.2	157.2	0.0	
CUYO		41.2	0.0	0.0	310.8	-39.0	0.0	905.9	1628.9	415.1	77.3	77.3		
15		1403.3	0.0	0.0	1369.0	0.0	0.0	0.0	0.0	38.0	-3.8	-3.8	0.0	
N.O.A.		48.0	0.0	0.0	369.6	152.3	0.0	1475.4	2369.1	419.5	0.3	0.3		
16		538.6	0.0	0.0	748.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.4	-209.8	-209.8	0.0	
ALUAR		176.2	0.0	0.0	445.5	-266.0	0.0	-0.0	7.3	78.4	-74.5	-74.5		
18		6690.0	0.0	0.0	3733.0	0.0	0.0	0.0	0.0	235.2	2721.8	2598.3	0.0	
PARAGUAY		-2205.4	0.0	0.0	1329.4	-1221.7	0.0	-0.0	2161.7	2715.3	-2866.8	-2866.8		
19		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
SING		0.0	0.0	0.0	0.0	-0.0	0.0	-0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
20		-3681.9	0.0	0.0	-376.5	0.0	0.0	0.0	0.0	113.9	-3419.3	-3295.8	0.0	
BRASIL		-2087.5	0.0	0.0	-13.4	-8680.5	0.0	196.1	343.5	3649.9	3103.8	3103.8		
21		1234.5	0.0	0.0	401.4	0.0	0.0	0.0	0.0	43.0	790.0	790.0	0.0	
PATAGONI		-109.1	0.0	0.0	173.0	426.0	0.0	1462.3	2396.2	326.9	-101.1	-101.1		
22		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.0	-0.0	0.0	
BOLIVIA		0.0	0.0	0.0	0.0	-0.0	0.0	-0.0	4.8	0.0	4.8	4.8		
99		2271.7	0.0	0.0	1984.6	0.0	0.0	5.6	0.0	49.4	232.1	232.1	0.0	
URUGUAY		146.6	0.0	0.0	475.6	-100.9	0.0	914.0	1955.3	540.7	272.5	272.5		
COLUMN		25944.1	0.0	0.0	24918.1	0.0	0.0	5.7	0.0	1020.3	0.0	0.0	0.0	
TOTALS		-1770.3	0.0	0.0	8741.2	-8064.2	0.0	10313.7	26909.3	14148.3	0.0	0.0		

## Caso I26v\_TrS\_2633

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E							WED, NOV 19 2025 16:37						
GUIA DE REFERENCIA TRANSENER 2026 - 2033							AREA TOTALS						
CASO: I26V - VALLE INVIERNO 2026 - SADI: 13335 MW							IN MW/MVAR						
FROM -----AT AREA BUSES-----													
		GENE-	FROM IND	TO IND	TO	TO BUS	TO	FROM	TO	-NET INTERCHANGE-			
X--	AREA --X	RATION	GENERATN	MOTORS	LOAD	SHUNT	GNE BUS	TO LINE	CHARGING	LOSSES	TO TIE	TO TIES	DESIRED
							DEVICES	SHUNT			LINES	+ LOADS	NET INT
4		2635.9	0.0	0.0	5016.9	0.0	0.0	0.0	0.0	44.1	-2425.2	-2425.2	0.0
G.B.A.		-40.0	0.0	0.0	2107.8	-9.5	0.0	155.8	2859.2	1041.3	-476.1	-476.1	
5		2723.2	0.0	0.0	1890.9	0.0	0.0	0.0	0.0	104.2	728.0	728.0	0.0
PBA		-77.6	0.0	0.0	514.3	991.5	0.0	1590.6	4718.7	1002.9	541.8	541.8	
7		2391.2	0.0	0.0	479.2	0.0	0.0	0.0	0.0	50.3	1861.8	1861.8	0.0
COMAHUE		129.9	0.0	0.0	162.6	899.9	0.0	857.5	1940.2	491.4	-341.4	-341.4	
8		1108.5	0.0	0.0	1445.9	0.0	0.0	0.0	0.0	15.5	-352.9	-352.9	0.0
LITORAL		-158.6	0.0	0.0	485.3	380.8	0.0	578.0	1700.5	264.4	-166.5	-166.5	
10		2047.6	0.0	0.0	738.6	0.0	0.0	0.0	0.0	19.9	1289.1	1289.1	0.0
N.E.A.		-348.8	0.0	0.0	225.8	582.8	0.0	1591.0	2968.4	347.7	-127.8	-127.8	
12		1225.5	0.0	0.0	1130.9	0.0	0.0	0.0	0.0	22.3	72.3	72.3	0.0
CENTRO		10.1	0.0	0.0	232.4	44.0	0.0	381.6	1006.9	284.2	75.0	75.0	
14		319.1	0.0	0.0	747.3	0.0	0.0	0.0	0.0	22.7	-450.9	-450.9	0.0
CUYO		-37.3	0.0	0.0	226.4	92.8	0.0	880.4	1588.6	275.5	76.3	76.3	
15		845.2	0.0	0.0	931.0	0.0	0.0	0.0	0.0	13.9	-99.7	-99.7	0.0
N.O.A.		-23.1	0.0	0.0	284.1	477.1	0.0	1447.2	2328.2	160.7	-63.9	-63.9	
16		473.6	0.0	0.0	746.7	0.0	0.0	0.0	0.0	1.5	-274.6	-274.6	0.0
ALUAR		99.0	0.0	0.0	444.8	-266.2	0.0	-0.0	7.2	67.1	-139.5	-139.5	
18		6260.0	0.0	0.0	1538.7	0.0	0.0	0.0	0.0	81.8	4639.6	4513.6	0.0
PARAGUAY		1311.7	0.0	0.0	548.6	-184.2	0.0	-0.0	2101.8	1383.4	1665.6	1665.6	
19		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
SING		0.0	0.0	0.0	0.0	-0.0	0.0	-0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
20		-5175.0	0.0	0.0	126.0	0.0	0.0	0.0	0.0	220.0	-5520.9	-5394.9	0.0
BRASIL		1128.9	0.0	0.0	0.0	-3135.8	0.0	189.4	325.4	5758.9	-1358.1	-1358.1	
21		1106.9	0.0	0.0	351.4	0.0	0.0	0.0	0.0	35.7	719.8	719.8	0.0
PATAGONI		-98.3	0.0	0.0	150.6	333.7	0.0	1486.4	2431.8	278.6	84.2	84.2	
22		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.0	-0.0	0.0
BOLIVIA		0.0	0.0	0.0	0.0	-0.0	0.0	-0.0	5.0	0.0	5.0	5.0	
99		708.0	0.0	0.0	875.0	0.0	0.0	5.5	0.0	13.9	-186.4	-186.4	0.0
URUGUAY		-354.5	0.0	0.0	224.5	110.2	0.0	927.4	1987.4	145.4	225.5	225.5	
COLUMN		16669.7	0.0	0.0	16018.5	0.0	0.0	5.5	0.0	645.7	0.0	0.0	0.0
TOTALS		1541.5	0.0	0.0	5607.2	317.0	0.0	10085.3	25969.4	11501.6	0.0	0.0	

## Caso V27p\_TrS\_2633

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E										WED, NOV 19 2025 16:37									
GUÍA DE REFERENCIA TRANSENER 2026 - 2033										AREA TOTALS									
CASO: V27P - PICO VERANO 2026/27 - SADI: 32100 MW										IN MW/MVAR									
FROM -----AT AREA BUSES-----																			
X--	AREA	--X	GENE-	FROM	IND	TO	IND	TO	TO	BUS	GNE	BUS	TO	LINE	FROM	TO	-NET	INTERCHANGE-	
			RATION	GENERATN		MOTORS		LOAD	SHUNT	DEVICES			SHUNT	CHARGING	LOSSES		TO TIE	TO TIES	DESIRED
																	LINES	+ LOADS	NET INT
4			5864.3		0.0	0.0	11726.1		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	181.9		-6043.8	-6043.8	0.0
G.B.A.			3701.9		0.0	0.0	5672.6		-2423.7	0.0	0.0	0.0	161.1	2822.4	3994.2		-879.9	-879.9	
5			5864.8		0.0	0.0	3714.6		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	313.0		1837.2	1837.2	0.0
FBA			1978.5		0.0	0.0	1269.3		38.5	0.0	0.0	0.0	1632.4	4831.0	2800.0		1069.4	1069.4	
7			3892.7		0.0	0.0	1034.0		0.0	0.0	0.0	0.2	0.0	0.0	141.3		2717.2	2717.2	0.0
COMAHUE			154.5		0.0	0.0	374.0		603.6	0.0	0.0	0.0	1047.1	2818.0	1029.7		-81.8	-81.8	
8			3724.3		0.0	0.0	3831.3		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	97.7		-204.7	-204.7	0.0
LITORAL			883.6		0.0	0.0	1631.9		-521.5	0.0	0.0	0.0	580.5	1713.7	1227.0		-320.4	-320.4	
10			3268.2		0.0	0.0	2566.7		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	92.4		609.1	609.1	0.0
N.E.A.			901.2		0.0	0.0	778.3		-213.3	0.0	0.0	0.0	1616.5	3003.8	1299.8		423.7	423.7	
12			2671.6		0.0	0.0	2886.6		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	110.7		-325.8	-325.8	0.0
CENTRO			972.0		0.0	0.0	762.7		-7.8	0.0	0.0	0.0	393.7	1010.9	944.0		-109.7	-109.7	
14			2330.6		0.0	0.0	1772.0		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	79.5		479.0	479.0	0.0
CUYO			454.2		0.0	0.0	594.4		-205.6	0.0	0.0	0.0	924.1	1666.9	736.0		72.3	72.3	
15			3111.3		0.0	0.0	2776.7		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	81.6		252.9	252.9	0.0
N.O.A.			1141.6		0.0	0.0	1047.1		-59.2	0.0	0.0	0.0	1489.4	2383.2	925.5		121.9	121.9	
16			563.6		0.0	0.0	748.0		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.8		-186.2	-186.2	0.0
ALUAR			116.9		0.0	0.0	445.5		-264.4	0.0	0.0	0.0	-0.0	7.3	73.5		-130.4	-130.4	
18			6621.0		0.0	0.0	5003.0		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	413.1		1204.8	1079.4	0.0
PARAGUAY			1221.8		0.0	0.0	1611.3		-1826.6	0.0	0.0	0.0	-0.0	1743.3	4182.7		-1002.3	-1002.3	
19			0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0
SING			0.0		0.0	0.0	0.0		-0.0	0.0	0.0	0.0	-0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	
20			-2311.4		0.0	0.0	-1374.6		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	57.0		-993.8	-868.4	0.0
BRASIL			-2011.9		0.0	0.0	0.0		-4712.3	0.0	0.0	0.0	196.0	338.9	2201.4		641.9	641.9	
21			1304.4		0.0	0.0	462.0		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	45.2		797.3	797.3	0.0
PATAGONI			-3.7		0.0	0.0	200.1		439.0	0.0	0.0	0.0	1494.3	2446.2	346.4		-37.3	-37.3	
22			0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		-0.0	-0.0	0.0
BOLIVIA			0.0		0.0	0.0	0.0		-0.0	0.0	0.0	0.0	-0.0	4.9	0.0		4.9	4.9	
99			2034.9		0.0	0.0	2090.9		0.0	0.0	0.0	5.7	0.0	0.0	81.5		-143.2	-143.2	0.0
URUGUAY			153.7		0.0	0.0	500.7		-283.2	0.0	0.0	0.0	919.2	1964.6	753.7		227.9	227.9	
COLUMN			38940.3		0.0	0.0	37237.4		0.0	0.0	0.0	6.0	0.0	0.0	1696.9		0.0	0.0	0.0
TOTALS			9664.2		0.0	0.0	14888.0		-9436.6	0.0	0.0	0.0	10454.2	26754.8	20513.8		0.0	0.0	



## Caso V27v\_TrS\_2633

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E							WED, NOV 19 2025 16:37							
GUIA DE REFERENCIA TRANSENER 2026 - 2033							AREA TOTALS							
CASO: V27V - VALLE VERANO 2026/27 - SADI: 14582 MW							IN MW/MVAR							
			FROM -----AT AREA BUSES-----				TO		FROM		-NET INTERCHANGE-			
X--	AREA	--X	GENE-	FROM IND	TO IND	TO	TO BUS	GNE BUS	TO LINE	FROM	TO	TO TIE	TO TIES	DESIRED
			RATION	GENERATN	MOTORS	LOAD	SHUNT	DEVICES	SHUNT	CHARGING	LOSSES	LINES	+ LOADS	NET INT
4			2891.0	0.0	0.0	3916.1	0.0	0.0	0.0	0.0	27.4	-1052.5	-1052.5	0.0
G.B.A.			-659.1	0.0	0.0	1902.8	120.1	0.0	154.8	2936.2	713.3	-613.9	-613.9	
5			3299.1	0.0	0.0	1917.1	0.0	0.0	0.0	0.0	83.6	1298.4	1298.4	0.0
FBA			103.1	0.0	0.0	670.2	1011.5	0.0	1578.2	4733.0	925.5	650.6	650.6	
7			1812.5	0.0	0.0	557.2	0.0	0.0	0.2	0.0	33.6	1221.5	1221.5	0.0
COMAHUE			47.9	0.0	0.0	209.8	866.2	0.0	855.7	1967.9	314.3	-230.3	-230.3	
8			689.6	0.0	0.0	1918.2	0.0	0.0	0.0	0.0	35.8	-1264.3	-1264.3	0.0
LITORAL			18.5	0.0	0.0	715.9	252.4	0.0	571.0	1680.0	373.0	-213.8	-213.8	
10			1603.3	0.0	0.0	1843.2	0.0	0.0	0.0	0.0	50.6	-290.4	-290.4	0.0
N.E.A.			-275.7	0.0	0.0	401.2	250.8	0.0	1591.4	2970.7	644.5	-193.0	-193.0	
12			1267.1	0.0	0.0	1199.7	0.0	0.0	0.0	0.0	29.7	37.7	37.7	0.0
CENTRO			-35.2	0.0	0.0	375.5	-0.0	0.0	374.1	1013.5	332.8	-104.1	-104.1	
14			441.3	0.0	0.0	829.3	0.0	0.0	0.0	0.0	25.5	-413.5	-413.5	0.0
CUYO			-86.2	0.0	0.0	243.6	14.7	0.0	886.2	1625.8	303.0	92.1	92.1	
15			1454.2	0.0	0.0	1557.5	0.0	0.0	0.0	0.0	29.6	-132.9	-132.9	0.0
N.O.A.			367.2	0.0	0.0	630.1	186.7	0.0	1490.6	2401.9	309.1	152.6	152.6	
16			563.6	0.0	0.0	748.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.8	-186.2	-186.2	0.0
ALUAR			149.5	0.0	0.0	445.5	-258.8	0.0	-0.0	7.2	74.7	-104.7	-104.7	
18			5230.0	0.0	0.0	2102.3	0.0	0.0	0.0	0.0	64.1	3063.6	2938.1	0.0
PARAGUAY			195.9	0.0	0.0	606.9	-417.7	0.0	-0.0	1723.3	1269.0	461.0	461.0	
19			0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
SING			0.0	0.0	0.0	0.0	-0.0	0.0	-0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
20			-3496.4	0.0	0.0	-374.6	0.0	0.0	0.0	0.0	101.6	-3223.4	-3098.0	0.0
BRASIL			-1341.1	0.0	0.0	-13.3	-4484.5	0.0	192.4	327.6	3356.5	-64.6	-64.6	
21			1056.1	0.0	0.0	308.0	0.0	0.0	0.0	0.0	33.5	714.6	714.6	0.0
PATAGONI			-146.7	0.0	0.0	126.4	449.5	0.0	1448.8	2374.7	247.9	-44.6	-44.6	
22			0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.0	-0.0	0.0
BOLIVIA			0.0	0.0	0.0	0.0	-0.0	0.0	-0.0	4.9	0.0	4.9	4.9	
99			1522.0	0.0	0.0	1242.0	0.0	0.0	5.7	0.0	46.7	227.6	227.6	0.0
URUGUAY			-179.8	0.0	0.0	310.1	21.0	0.0	926.5	1980.0	334.6	208.0	208.0	
COLUMN			18333.3	0.0	0.0	17764.0	0.0	0.0	5.9	0.0	563.4	0.0	0.0	0.0
TOTALS			-1841.7	0.0	0.0	6624.9	-1987.8	0.0	10069.7	25746.5	9198.1	0.0	0.0	

## Caso I27p\_TrS\_2633

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E						WED, NOV 19 2025 16:37									
GUIA DE REFERENCIA TRANSENER 2026 - 2033						AREA TOTALS									
CASO: I27P - PICO INVIERNO 2027 - SADI: 30714 MW						IN MW/MVAR									
		FROM -----AT AREA BUSES-----													
X--	AREA --X	GENE-	FROM IND	TO IND	TO	TO BUS	GNE BUS	TO LINE	FROM	TO	-NET INTERCHANGE-	TO TIE	TO TIES	DESIRED	
		RATION	GENERATN	MOTORS	LOAD	SHUNT	DEVICES	SHUNT	CHARGING	LOSSES		LINE	+ LOADS	NET INT	
4		5994.9	0.0	0.0	12005.1	0.0	0.0	0.0	0.0	179.6	-6189.8	-6189.8		0.0	
G.B.A.		3283.1	0.0	0.0	5015.5	-2446.4	0.0	160.7	2814.9	3992.9	-624.8	-624.8			
5		5474.4	0.0	0.0	3562.0	0.0	0.0	0.0	0.0	332.9	1579.6	1579.6		0.0	
FBA		1641.1	0.0	0.0	911.6	85.5	0.0	1618.7	4823.3	2900.1	948.4	948.4			
7		5205.1	0.0	0.0	987.3	0.0	0.0	0.2	0.0	167.1	4050.5	4050.5		0.0	
COMAHUE		404.9	0.0	0.0	330.8	593.0	0.0	1044.4	2808.7	1373.3	-127.9	-127.9			
8		3597.0	0.0	0.0	3439.2	0.0	0.0	0.0	0.0	88.3	69.5	69.5		0.0	
LITORAL		272.7	0.0	0.0	1175.9	-489.0	0.0	576.0	1704.7	1121.0	-406.4	-406.4			
10		2834.8	0.0	0.0	1951.4	0.0	0.0	0.0	0.0	73.1	810.3	810.3		0.0	
N.E.A.		518.5	0.0	0.0	598.0	88.6	0.0	1594.0	2990.9	1071.8	157.1	157.1			
12		2209.9	0.0	0.0	2724.4	0.0	0.0	0.0	0.0	92.0	-606.5	-606.5		0.0	
CENTRO		642.5	0.0	0.0	548.8	-19.6	0.0	390.2	1011.9	733.6	1.4	1.4			
14		981.0	0.0	0.0	1608.5	0.0	0.0	0.0	0.0	63.6	-691.0	-691.0		0.0	
CUYO		269.7	0.0	0.0	486.6	-204.8	0.0	898.4	1637.6	720.2	6.9	6.9			
15		3044.1	0.0	0.0	2506.9	0.0	0.0	0.0	0.0	95.2	442.0	442.0		0.0	
N.O.A.		756.4	0.0	0.0	454.5	268.9	0.0	1490.6	2371.4	887.8	26.0	26.0			
16		540.6	0.0	0.0	748.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1	-208.5	-208.5		0.0	
ALUAR		83.7	0.0	0.0	445.5	-266.2	0.0	-0.0	7.3	65.5	-153.7	-153.7			
18		6640.0	0.0	0.0	4014.8	0.0	0.0	0.0	0.0	443.8	2181.4	2049.0		0.0	
PARAGUAY		800.8	0.0	0.0	1428.3	-2321.5	0.0	-0.0	2099.1	3977.3	-184.2	-184.2			
19		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		0.0	
SING		0.0	0.0	0.0	0.0	-0.0	0.0	-0.0	0.0	0.0	0.0	0.0			
20		-3231.3	0.0	0.0	-1167.6	0.0	0.0	0.0	0.0	95.0	-2158.8	-2026.4		0.0	
BRASIL		-1500.5	0.0	0.0	-26.7	-4547.4	0.0	195.0	332.4	3118.3	92.7	92.7			
21		1284.3	0.0	0.0	595.6	0.0	0.0	0.0	0.0	33.5	655.2	655.2		0.0	
PATAGONI		-43.8	0.0	0.0	249.5	313.5	0.0	1495.5	2445.9	291.3	52.4	52.4			
22		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.0	-0.0		0.0	
BOLIVIA		0.0	0.0	0.0	0.0	-0.0	0.0	-0.0	4.5	0.0	4.5	4.5			
99		2183.4	0.0	0.0	2059.4	0.0	0.0	5.7	0.0	52.2	66.1	66.1		0.0	
URUGUAY		-61.9	0.0	0.0	491.4	-288.6	0.0	918.0	1964.2	573.7	207.7	207.7			
COLUMN		36758.1	0.0	0.0	35034.8	0.0	0.0	5.9	0.0	1717.4	-0.0	-0.0		0.0	
TOTALS		7067.3	0.0	0.0	12109.6	-9233.9	0.0	10381.5	27016.7	20826.8	0.0	0.0			

## Caso I27r\_TrS\_2633

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E							WED, NOV 19 2025 16:37						
GUIA DE REFERENCIA TRANSENER 2026 - 2033							AREA TOTALS						
CASO: I27R - RESTO INVIERNO 2027 - SADI: 20253 MW							IN MW/MVAR						
FROM -----AT AREA BUSES-----													
X-- AREA --X	GENE- RATION	FROM IND GENERATN	TO IND MOTORS	TO IND LOAD	TO BUS SHUNT	TO GNE BUS DEVICES	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO LOSSES	-NET INTERCHANGE-	TO TIE LINES	TO TIES + LOADS	DESIRED NET INT
4 G.B.A.	3440.8	0.0	0.0	8234.5	0.0	0.0	0.0	0.0	98.8	-4892.5	-4892.5	0.0	
	1205.9	0.0	0.0	3451.3	-1163.5	0.0	156.4	2794.0	2123.9	-568.4	-568.4		
5 PBA	3856.2	0.0	0.0	2374.2	0.0	0.0	0.0	0.0	220.1	1262.0	1262.0	0.0	
	652.8	0.0	0.0	640.6	449.0	0.0	1595.6	4780.9	1837.4	911.0	911.0		
7 COMAHUE	3268.0	0.0	0.0	615.5	0.0	0.0	0.2	0.0	104.1	2548.2	2548.2	0.0	
	-95.3	0.0	0.0	214.4	921.8	0.0	1027.5	2813.8	713.9	-159.2	-159.2		
8 LITORAL	850.0	0.0	0.0	2257.9	0.0	0.0	0.0	0.0	42.4	-1450.3	-1450.3	0.0	
	95.9	0.0	0.0	792.8	265.1	0.0	569.6	1681.6	545.3	-395.2	-395.2		
10 N.E.A.	3026.1	0.0	0.0	980.2	0.0	0.0	0.0	0.0	54.0	1991.8	1991.8	0.0	
	41.5	0.0	0.0	299.2	567.0	0.0	1593.4	2986.5	766.2	-197.8	-197.8		
12 CENTRO	1704.4	0.0	0.0	1868.7	0.0	0.0	0.0	0.0	57.7	-222.0	-222.0	0.0	
	346.1	0.0	0.0	379.6	-7.2	0.0	382.6	998.6	543.3	46.5	46.5		
14 CUYO	1701.7	0.0	0.0	1135.7	0.0	0.0	0.0	0.0	58.6	507.4	507.4	0.0	
	52.3	0.0	0.0	324.4	-119.8	0.0	910.8	1648.7	531.0	54.7	54.7		
15 N.O.A.	1635.7	0.0	0.0	1426.1	0.0	0.0	0.0	0.0	57.6	151.9	151.9	0.0	
	110.1	0.0	0.0	383.9	151.1	0.0	1457.8	2341.3	513.1	-54.5	-54.5		
16 ALUAR	541.6	0.0	0.0	748.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1	-207.5	-207.5	0.0	
	170.9	0.0	0.0	445.5	-266.0	0.0	-0.0	7.3	65.9	-67.2	-67.2		
18 PARAGUAY	6690.0	0.0	0.0	3733.0	0.0	0.0	0.0	0.0	235.2	2721.8	2598.3	0.0	
	-2205.4	0.0	0.0	1329.4	-1222.1	0.0	-0.0	2162.0	2715.3	-2866.1	-2866.1		
19 SING	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.0	0.0	-0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
20 BRASIL	-3681.9	0.0	0.0	-376.5	0.0	0.0	0.0	0.0	113.9	-3419.3	-3295.8	0.0	
	-2087.5	0.0	0.0	-13.4	-8681.0	0.0	196.1	343.4	3650.4	3103.8	3103.8		
21 PATAGONI	1234.5	0.0	0.0	417.1	0.0	0.0	0.0	0.0	41.6	775.8	775.8	0.0	
	-95.0	0.0	0.0	179.3	423.7	0.0	1455.9	2386.3	319.9	-87.6	-87.6		
22 BOLIVIA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.0	-0.0	0.0	
	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.0	0.0	-0.0	4.7	0.0	4.7	4.7		
99 URUGUAY	2271.7	0.0	0.0	1984.6	0.0	0.0	5.6	0.0	48.7	232.7	232.7	0.0	
	148.1	0.0	0.0	475.6	-96.2	0.0	914.9	1956.8	535.2	275.4	275.4		
COLUMN TOTALS	26538.7	0.0	0.0	25398.9	0.0	0.0	5.9	0.0	1133.9	0.0	0.0	0.0	
	-1659.8	0.0	0.0	8902.7	-8778.2	0.0	10260.6	26905.9	14860.8	0.0	0.0		

## Caso I27v\_TrS\_2633

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E							WED, NOV 19 2025 16:37						
GUIA DE REFERENCIA TRANSENER 2026 - 2033							AREA TOTALS						
CASO: I27V - VALLE INVIERNO 2027 - SADI: 13736 MW							IN MW/MVAR						
FROM -----AT AREA BUSES-----													
X-- AREA --X	GENE- FROM IND	TO IND	TO	TO BUS	GNE BUS	TO LINE	FROM	TO	-NET INTERCHANGE-	TO TIE	TO TIES	DESIRED	
	RATION GENERATN	MOTORS	LOAD	SHUNT	DEVICES	SHUNT	CHARGING	LOSSES		LINES	+ LOADS	NET INT	
4	2600.0	0.0	0.0	5191.8	0.0	0.0	0.0	49.2	-2641.0	-2641.0	0.0		
G.B.A.	-2.5	0.0	0.0	2181.1	44.1	0.0	154.7	2848.7	1096.8	-630.5	-630.5		
5	3187.1	0.0	0.0	2007.6	0.0	0.0	0.0	122.2	1057.2	1057.2	0.0		
FBA	-84.7	0.0	0.0	551.7	859.5	0.0	1596.3	4766.1	1145.1	528.8	528.8		
7	2586.2	0.0	0.0	492.0	0.0	0.0	0.2	59.3	2034.7	2034.7	0.0		
COMAHUE	87.2	0.0	0.0	166.7	605.5	0.0	869.8	2000.1	565.0	-119.7	-119.7		
8	866.5	0.0	0.0	1486.4	0.0	0.0	0.0	15.7	-635.6	-635.6	0.0		
LITORAL	-95.4	0.0	0.0	500.3	375.2	0.0	579.9	1708.7	233.9	-75.9	-75.9		
10	2047.6	0.0	0.0	765.6	0.0	0.0	0.0	20.1	1261.9	1261.9	0.0		
N.E.A.	-380.7	0.0	0.0	234.1	585.3	0.0	1595.7	2994.2	350.0	-151.6	-151.6		
12	1225.5	0.0	0.0	1166.9	0.0	0.0	0.0	22.5	36.1	36.1	0.0		
CENTRO	-31.5	0.0	0.0	239.5	43.3	0.0	379.3	1002.6	278.1	30.9	30.9		
14	319.1	0.0	0.0	771.6	0.0	0.0	0.0	26.9	-479.4	-479.4	0.0		
CUYO	-29.2	0.0	0.0	233.7	90.3	0.0	868.0	1587.4	320.5	45.7	45.7		
15	865.2	0.0	0.0	959.5	0.0	0.0	0.0	13.9	-108.2	-108.2	0.0		
N.O.A.	-74.4	0.0	0.0	292.1	372.4	0.0	1477.0	2377.0	164.8	-3.7	-3.7		
16	583.6	0.0	0.0	746.7	0.0	0.0	0.0	1.8	-164.9	-164.9	0.0		
ALUAR	117.6	0.0	0.0	444.8	-266.2	0.0	-0.0	7.3	70.0	-123.8	-123.8		
18	6260.0	0.0	0.0	1538.7	0.0	0.0	0.0	81.8	4639.6	4513.6	0.0		
PARAGUAY	1312.0	0.0	0.0	548.6	-184.2	0.0	-0.0	2101.7	1383.6	1665.6	1665.6		
19	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
SING	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.0	0.0	-0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
20	-5175.0	0.0	0.0	126.0	0.0	0.0	0.0	220.0	-5520.9	-5394.9	0.0		
BRASIL	1128.9	0.0	0.0	0.0	-3135.8	0.0	189.4	325.4	5758.9	-1358.1	-1358.1		
21	1106.9	0.0	0.0	361.3	0.0	0.0	0.0	38.7	706.9	706.9	0.0		
PATAGONI	-76.6	0.0	0.0	154.6	455.0	0.0	1469.0	2406.0	289.1	-38.3	-38.3		
22	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.0	-0.0	0.0		
BOLIVIA	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.0	0.0	-0.0	5.1	0.0	5.1	5.1		
99	708.0	0.0	0.0	875.0	0.0	0.0	5.5	13.7	-186.2	-186.2	0.0		
URUGUAY	-356.1	0.0	0.0	224.5	110.2	0.0	927.4	1987.5	143.8	225.5	225.5		
COLUMN	17180.7	0.0	0.0	16489.2	0.0	0.0	5.7	0.0	685.8	0.0	0.0		
TOTALS	1514.4	0.0	0.0	5771.7	-45.3	0.0	10106.6	26117.8	11799.4	0.0	0.0		

## Caso V28p\_TrS\_2633

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E							WED, NOV 19 2025 16:37						
GUIA DE REFERENCIA TRANSENER 2026 - 2033							AREA TOTALS						
CASO: V28P - PICO VERANO 2027/28 - SADI: 33062 MW							IN MW/MVAR						
FROM -----AT AREA BUSES-----													
X--	AREA --X	GENE- RATION	FROM IND GENERATN	TO IND MOTORS	TO LOAD	TO BUS SHUNT	TO GNE BUS DEVICES	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO LOSSES	-NET INTERCHANGE- TO TIE LINES	TO TIES + LOADS	DESIRED NET INT
4	G.B.A.	6611.1 3681.5	0.0 0.0	0.0 0.0	12117.7 5863.0	0.0 -2545.9	0.0 0.0	0.0 160.0	0.0 2928.7	176.6 3807.6	-5683.3 -674.3	-5683.3 -674.3	0.0
5	FBA	5396.3 1659.0	0.0 0.0	0.0 0.0	3800.6 1299.2	0.0 35.0	0.0 0.0	0.0 1632.5	0.0 4866.0	317.4 2641.2	1278.3 917.1	1278.3 917.1	0.0
7	COMAHUE	4059.7 60.1	0.0 0.0	0.0 0.0	1062.3 383.9	0.0 442.5	0.0 0.0	0.2 1045.2	0.0 2826.6	151.6 1133.8	2845.6 -118.8	2845.6 -118.8	0.0
8	LITORAL	3924.3 975.6	0.0 0.0	0.0 0.0	3950.0 1685.1	0.0 -559.4	0.0 0.0	0.0 585.9	0.0 1732.7	88.4 1236.5	-114.1 -239.8	-114.1 -239.8	0.0
10	N.E.A.	3368.0 858.3	0.0 0.0	0.0 0.0	2655.2 805.1	0.0 -210.2	0.0 0.0	0.0 1622.4	0.0 3042.9	88.2 1287.4	624.7 396.4	624.7 396.4	0.0
12	CENTRO	2700.1 968.3	0.0 0.0	0.0 0.0	2980.1 787.5	0.0 -7.8	0.0 0.0	0.0 393.2	0.0 1043.8	106.7 968.3	-386.8 -129.0	-386.8 -129.0	0.0
14	CUYO	2330.7 460.8	0.0 0.0	0.0 0.0	1829.5 613.8	0.0 -207.6	0.0 0.0	0.0 922.1	0.0 1669.2	77.9 724.6	423.3 77.0	423.3 77.0	0.0
15	N.O.A.	3298.3 1286.9	0.0 0.0	0.0 0.0	2866.3 1080.8	0.0 -58.8	0.0 0.0	0.0 1502.7	0.0 2406.2	87.3 1017.5	344.6 150.8	344.6 150.8	0.0
16	ALUAR	563.6 120.4	0.0 0.0	0.0 0.0	748.0 445.5	0.0 -264.4	0.0 0.0	0.0 -0.0	0.0 7.3	1.8 73.5	-186.2 -126.9	-186.2 -126.9	0.0
18	PARAGUAY	6621.0 1222.3	0.0 0.0	0.0 0.0	5003.0 1611.3	0.0 -1826.7	0.0 0.0	0.0 -0.0	0.0 1743.2	413.1 4182.8	1204.9 -1001.9	1079.4 -1001.9	0.0
19	SING	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 -0.0	0.0 0.0	0.0 -0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0
20	BRASIL	-2311.4 -2011.9	0.0 0.0	0.0 0.0	-1374.6 0.0	0.0 -4712.3	0.0 0.0	0.0 196.0	0.0 338.9	57.0 2201.4	-993.8 641.9	-868.4 641.9	0.0
21	PATAGONI	1304.4 4.7	0.0 0.0	0.0 0.0	475.0 205.5	0.0 437.9	0.0 0.0	0.0 1491.2	0.0 2441.3	44.2 341.7	785.2 -30.3	785.2 -30.3	0.0
22	BOLIVIA	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 -0.0	0.0 0.0	0.0 -0.0	0.0 4.8	0.0 0.0	-0.0 4.8	-0.0 4.8	0.0
99	URUGUAY	2034.9 48.7	0.0 0.0	0.0 0.0	2090.9 500.7	0.0 -282.8	0.0 0.0	5.7 920.4	0.0 1966.4	80.7 743.9	-142.4 132.9	-142.4 132.9	0.0
COLUMN	TOTALS	39901.0 9334.6	0.0 0.0	0.0 0.0	38204.1 15281.5	0.0 -9760.6	0.0 0.0	6.0 10471.7	0.0 27018.0	1690.9 20360.3	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0

## Caso V28v\_TrS\_2633

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E							WED, NOV 19 2025 16:37							
GUIA DE REFERENCIA TRANSENER 2026 - 2033							AREA TOTALS							
CASO: V28V - VALLE VERANO 2027/28 - SADI: 15019 MW							IN MW/MVAR							
FROM -----AT AREA BUSES-----														
X-- AREA --X	GENE-	FROM IND	TO IND	TO	TO BUS	TO	TO	TO	FROM	TO	-NET INTERCHANGE-	TO TIE	TO TIES	DESIRED
	RATION	GENERATN	MOTORS	LOAD	SHUNT	LOAD	GNE BUS	TO LINE	SHUNT	CHARGING	LOSSES	TO TIE	TO TIES	NET INT
4	2283.0	0.0	0.0	4033.7	0.0		0.0	0.0	0.0	37.3	-1788.1	-1788.1		0.0
G.B.A.	-250.8	0.0	0.0	1960.5	128.9		0.0	153.7	2901.4	981.0	-573.5	-573.5		
5	4177.3	0.0	0.0	1967.1	0.0		0.0	0.0	0.0	100.5	2109.7	2109.7		0.0
PBA	264.4	0.0	0.0	691.4	1005.6		0.0	1572.5	4742.3	1099.4	637.7	637.7		
7	1952.5	0.0	0.0	568.1	0.0		0.0	0.2	0.0	38.8	1345.4	1345.4		0.0
COMAHUE	65.1	0.0	0.0	213.9	860.1		0.0	850.9	1998.1	372.4	-234.2	-234.2		
8	739.6	0.0	0.0	1969.0	0.0		0.0	0.0	0.0	38.5	-1267.9	-1267.9		0.0
LITORAL	28.2	0.0	0.0	736.7	232.0		0.0	570.4	1681.6	401.6	-230.9	-230.9		
10	1603.3	0.0	0.0	1903.6	0.0		0.0	0.0	0.0	52.5	-352.8	-352.8		0.0
N.E.A.	-252.8	0.0	0.0	414.3	254.2		0.0	1590.1	2993.9	677.6	-195.0	-195.0		
12	1267.1	0.0	0.0	1233.8	0.0		0.0	0.0	0.0	30.5	2.9	2.9		0.0
CENTRO	-33.3	0.0	0.0	386.5	-0.0		0.0	372.9	1045.7	341.1	-88.1	-88.1		
14	441.3	0.0	0.0	853.0	0.0		0.0	0.0	0.0	28.7	-440.4	-440.4		0.0
CUYO	-73.4	0.0	0.0	250.8	14.0		0.0	874.5	1609.9	335.2	62.1	62.1		
15	1431.4	0.0	0.0	1602.2	0.0		0.0	0.0	0.0	27.5	-198.3	-198.3		0.0
N.O.A.	382.6	0.0	0.0	648.4	186.2		0.0	1485.4	2402.0	304.3	160.2	160.2		
16	563.6	0.0	0.0	748.0	0.0		0.0	0.0	0.0	1.8	-186.2	-186.2		0.0
ALUAR	139.8	0.0	0.0	445.5	-258.8		0.0	-0.0	7.2	74.7	-114.3	-114.3		
18	5230.0	0.0	0.0	2102.3	0.0		0.0	0.0	0.0	64.1	3063.6	2938.1		0.0
PARAGUAY	196.3	0.0	0.0	606.9	-417.7		0.0	-0.0	1723.2	1269.2	461.1	461.1		
19	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		0.0
SING	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.0		0.0	-0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
20	-3496.4	0.0	0.0	-374.6	0.0		0.0	0.0	0.0	101.6	-3223.4	-3098.0		0.0
BRASIL	-1341.1	0.0	0.0	-13.3	-4484.5		0.0	192.4	327.6	3356.5	-64.6	-64.6		
21	1056.1	0.0	0.0	315.3	0.0		0.0	0.0	0.0	32.8	708.0	708.0		0.0
PATAGONI	-131.1	0.0	0.0	129.1	448.7		0.0	1450.5	2378.6	243.2	-24.1	-24.1		
22	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0	0.0	-0.0	-0.0		0.0
BOLIVIA	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.0		0.0	-0.0	4.9	0.0	4.9	4.9		
99	1522.0	0.0	0.0	1242.0	0.0		0.0	5.7	0.0	46.6	227.7	227.7		0.0
URUGUAY	-189.8	0.0	0.0	310.1	21.1		0.0	926.8	1980.5	333.9	198.7	198.7		
COLUMN	18770.8	0.0	0.0	18163.6	0.0		0.0	6.0	0.0	601.2	0.0	0.0		0.0
TOTALS	-1196.0	0.0	0.0	6780.7	-2010.1		0.0	10040.3	25796.9	9790.1	0.0	0.0		



## Caso I28p\_TrS\_2633

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E								WED, NOV 19 2025 16:37								
GUIA DE REFERENCIA TRANSENER 2026 - 2033								AREA TOTALS								
CASO: I28P - PICO INVIERNO 2028 - SADI: 31636 MW								IN MW/MVAR								
FROM -----AT AREA BUSES-----																
X--	AREA	--X	GENE-	FROM	IND	TO IND	TO	TO BUS	TO	FROM	TO	-NET	INTERCHANGE-			
			RATION	GENERATN		MOTORS	LOAD	SHUNT	GNE BUS	TO LINE	SHUNT	CHARGING	LOSSES	TO TIE	TO TIES	DESIRED
									DEVICES					LINES	+ LOADS	NET INT
4			6525.9	0.0		0.0	12426.4	0.0	0.0	0.1		0.0	171.0	-6071.6	-6071.6	0.0
G.B.A.			3244.5	0.0		0.0	5191.5	-2496.9	0.0	160.8		2918.1	3788.3	-481.2	-481.2	
5			5571.8	0.0		0.0	3632.6	0.0	0.0	0.0		0.0	324.7	1614.5	1614.5	0.0
FBA			1430.1	0.0		0.0	926.5	91.8	0.0	1622.4		4863.5	2801.4	851.5	851.5	
7			5218.9	0.0		0.0	1016.0	0.0	0.0	0.2		0.0	165.4	4037.3	4037.3	0.0
COMAHUE			423.2	0.0		0.0	339.9	593.1	0.0	1045.0		2813.5	1381.3	-122.6	-122.6	
8			3575.0	0.0		0.0	3550.1	0.0	0.0	0.0		0.0	83.3	-58.4	-58.4	0.0
LITORAL			250.3	0.0		0.0	1215.3	-520.1	0.0	576.4		1716.1	1088.0	-393.0	-393.0	
10			2839.5	0.0		0.0	2021.5	0.0	0.0	0.0		0.0	77.8	740.3	740.3	0.0
N.E.A.			619.2	0.0		0.0	619.5	99.8	0.0	1591.8		3009.9	1160.6	157.5	157.5	
12			2359.9	0.0		0.0	2816.9	0.0	0.0	0.0		0.0	92.7	-549.6	-549.6	0.0
CENTRO			651.3	0.0		0.0	567.0	-19.8	0.0	390.4		1047.4	772.7	-11.5	-11.5	
14			981.0	0.0		0.0	1662.4	0.0	0.0	0.0		0.0	69.2	-750.6	-750.6	0.0
CUYO			316.0	0.0		0.0	502.9	-202.7	0.0	887.6		1621.5	781.3	-31.5	-31.5	
15			2993.7	0.0		0.0	2585.6	0.0	0.0	0.0		0.0	84.2	323.9	323.9	0.0
N.O.A.			731.3	0.0		0.0	466.3	258.4	0.0	1486.3		2378.2	837.6	60.8	60.8	
16			540.6	0.0		0.0	748.0	0.0	0.0	0.0		0.0	1.1	-208.5	-208.5	0.0
ALUAR			83.5	0.0		0.0	445.5	-266.2	0.0	-0.0		7.3	65.5	-154.0	-154.0	
18			6640.0	0.0		0.0	4014.8	0.0	0.0	0.0		0.0	443.8	2181.4	2049.0	0.0
PARAGUAY			802.1	0.0		0.0	1428.3	-2321.3	0.0	-0.0		2098.9	3978.1	-184.0	-184.0	
19			0.0	0.0		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
SING			0.0	0.0		0.0	0.0	-0.0	0.0	-0.0		0.0	0.0	0.0	0.0	
20			-3231.3	0.0		0.0	-1367.6	0.0	0.0	0.0		0.0	98.4	-1962.1	-1829.7	0.0
BRASIL			-1500.5	0.0		0.0	-26.7	-4547.4	0.0	194.8		332.3	3158.1	52.9	52.9	
21			1284.3	0.0		0.0	614.2	0.0	0.0	0.0		0.0	32.9	637.2	637.2	0.0
PATAGONI			-36.2	0.0		0.0	257.0	313.2	0.0	1495.1		2445.0	288.8	54.6	54.6	
22			0.0	0.0		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	-0.0	-0.0	0.0
BOLIVIA			0.0	0.0		0.0	0.0	-0.0	0.0	-0.0		4.7	0.0	4.7	4.7	
99			2183.4	0.0		0.0	2059.4	0.0	0.0	5.7		0.0	51.9	66.4	66.4	0.0
URUGUAY			-76.5	0.0		0.0	491.4	-288.5	0.0	918.2		1964.4	570.9	195.9	195.9	
COLUMN			37482.6	0.0		0.0	35780.3	0.0	0.0	6.0		0.0	1696.3	-0.0	-0.0	0.0
TOTALS			6938.5	0.0		0.0	12424.3	-9306.6	0.0	10368.8		27220.8	20672.7	0.0	0.0	

## Caso I28r\_TrS\_2633

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E							WED, NOV 19 2025 16:37							
GUIA DE REFERENCIA TRANSENER 2026 - 2033							AREA TOTALS							
CASO: I28R - RESTO INVIERNO 2028 - SADI: 20865 MW							IN MW/MVAR							
FROM -----AT AREA BUSES-----							TO				-NET INTERCHANGE-			
X-- AREA --X	GENE- RATION	FROM IND GENERATN	TO IND MOTORS	TO LOAD	TO BUS SHUNT	GNE BUS DEVICES	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO LOSSES	TO TIE LINES	TO TIES + LOADS	DESIRED NET INT		
4	2904.0	0.0	0.0	8486.5	0.0	0.0	0.1	0.0	113.8	-5696.4	-5696.4	0.0		
G.B.A.	1412.6	0.0	0.0	3557.0	-1456.5	0.0	160.1	2888.5	2565.1	-525.0	-525.0			
5	4015.2	0.0	0.0	2421.9	0.0	0.0	0.0	0.0	249.4	1343.9	1343.9	0.0		
PBA	623.3	0.0	0.0	651.4	299.2	0.0	1603.2	4824.3	2031.6	862.2	862.2			
7	3345.0	0.0	0.0	629.9	0.0	0.0	0.2	0.0	111.4	2603.5	2603.5	0.0		
COMAHUE	-72.1	0.0	0.0	219.2	919.4	0.0	1028.0	2812.4	793.3	-219.6	-219.6			
8	1418.0	0.0	0.0	2318.5	0.0	0.0	0.0	0.0	48.1	-948.6	-948.6	0.0		
LITORAL	189.4	0.0	0.0	815.6	140.6	0.0	574.5	1708.8	642.8	-275.2	-275.2			
10	3090.1	0.0	0.0	1010.8	0.0	0.0	0.0	0.0	58.8	2020.4	2020.4	0.0		
N.E.A.	-30.6	0.0	0.0	308.6	570.6	0.0	1599.7	3027.6	822.0	-303.9	-303.9			
12	1647.4	0.0	0.0	1923.0	0.0	0.0	0.0	0.0	54.9	-330.5	-330.5	0.0		
CENTRO	313.5	0.0	0.0	390.3	-7.2	0.0	384.7	1037.8	539.8	43.7	43.7			
14	1730.7	0.0	0.0	1168.4	0.0	0.0	0.0	0.0	55.6	506.6	506.6	0.0		
CUYO	54.8	0.0	0.0	333.6	-120.9	0.0	913.3	1656.2	519.0	66.0	66.0			
15	1945.7	0.0	0.0	1465.0	0.0	0.0	0.0	0.0	72.6	408.1	408.1	0.0		
N.O.A.	169.5	0.0	0.0	393.6	32.4	0.0	1477.4	2376.2	685.8	-43.6	-43.6			
16	541.6	0.0	0.0	748.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1	-207.5	-207.5	0.0		
ALUAR	180.6	0.0	0.0	445.5	-266.0	0.0	-0.0	7.3	66.2	-57.9	-57.9			
18	6690.0	0.0	0.0	3733.0	0.0	0.0	0.0	0.0	235.2	2721.8	2598.3	0.0		
PARAGUAY	-2205.4	0.0	0.0	1329.4	-1222.3	0.0	-0.0	2162.2	2715.3	-2865.7	-2865.7			
19	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
SING	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.0	0.0	-0.0	0.0	0.0	0.0	0.0			
20	-3681.9	0.0	0.0	-376.5	0.0	0.0	0.0	0.0	113.9	-3419.3	-3295.8	0.0		
BRASIL	-2087.5	0.0	0.0	-13.4	-8681.4	0.0	196.1	343.5	3650.8	3103.8	3103.8			
21	1234.5	0.0	0.0	427.8	0.0	0.0	0.0	0.0	40.5	766.1	766.1	0.0		
PATAGONI	-90.8	0.0	0.0	183.7	425.8	0.0	1464.3	2399.6	314.6	-79.6	-79.6			
22	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.0	-0.0	0.0		
BOLIVIA	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.0	0.0	-0.0	4.6	0.0	4.6	4.6			
99	2271.7	0.0	0.0	1984.6	0.0	0.0	5.6	0.0	49.7	231.7	231.7	0.0		
URUGUAY	172.5	0.0	0.0	475.6	-96.7	0.0	912.8	1953.2	543.9	290.1	290.1			
COLUMN	27152.0	0.0	0.0	25941.0	0.0	0.0	6.0	0.0	1205.1	0.0	0.0	0.0		
TOTALS	-1370.3	0.0	0.0	9089.9	-9462.9	0.0	10314.1	27202.2	15890.4	0.0	0.0			

## Caso I28v\_TrS\_2633

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E							WED, NOV 19 2025 16:37							
GUIA DE REFERENCIA TRANSENER 2026 - 2033							AREA TOTALS							
CASO: I28V - VALLE INVIERNO 2028 - SADI: 14143 MW							IN MW/MVAR							
		FROM -----AT AREA BUSES-----					TO				-NET INTERCHANGE-			
X--	AREA --X	GENE- RATON	FROM IND GENERATN	TO IND MOTORS	TO LOAD	TO BUS SHUNT	GENE BUS DEVICES	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO LOSSES	TO TIE LINES	TO TIES + LOADS	DESIRED NET INT	
4		1897.0	0.0	0.0	5313.5	0.0	0.0	0.1	0.0	64.4	-3481.0	-3481.0	0.0	
G.B.A.		421.5	0.0	0.0	2231.7	17.0	0.0	154.9	2911.6	1494.1	-564.7	-564.7		
5		3666.5	0.0	0.0	2040.1	0.0	0.0	0.0	0.0	143.0	1483.3	1483.3	0.0	
FBA		41.8	0.0	0.0	561.3	855.9	0.0	1596.7	4800.2	1295.5	532.5	532.5		
7		2624.2	0.0	0.0	507.0	0.0	0.0	0.2	0.0	64.1	2053.0	2053.0	0.0	
COMAHUE		81.8	0.0	0.0	171.4	605.4	0.0	869.1	1996.4	609.0	-176.6	-176.6		
8		1364.5	0.0	0.0	1534.4	0.0	0.0	0.0	0.0	18.7	-188.6	-188.6	0.0	
LITORAL		-102.6	0.0	0.0	518.1	365.7	0.0	578.0	1710.5	303.0	-156.9	-156.9		
10		2047.6	0.0	0.0	797.5	0.0	0.0	0.0	0.0	19.7	1230.4	1230.4	0.0	
N.E.A.		-383.8	0.0	0.0	243.8	577.8	0.0	1595.4	3016.1	349.5	-134.3	-134.3		
12		1250.5	0.0	0.0	1209.7	0.0	0.0	0.0	0.0	23.4	17.4	17.4	0.0	
CENTRO		-4.0	0.0	0.0	247.9	151.3	0.0	379.6	1036.8	277.1	-23.0	-23.0		
14		339.1	0.0	0.0	799.9	0.0	0.0	0.0	0.0	25.6	-486.4	-486.4	0.0	
CUYO		-26.9	0.0	0.0	242.3	7.3	0.0	884.2	1611.3	304.5	146.1	146.1		
15		914.8	0.0	0.0	992.0	0.0	0.0	0.0	0.0	13.7	-90.9	-90.9	0.0	
N.O.A.		-77.6	0.0	0.0	301.3	373.1	0.0	1479.6	2388.0	172.4	-16.0	-16.0		
16		583.6	0.0	0.0	746.7	0.0	0.0	0.0	0.0	1.8	-164.9	-164.9	0.0	
ALUAR		115.2	0.0	0.0	444.8	-266.2	0.0	-0.0	7.3	70.0	-126.2	-126.2		
18		6260.0	0.0	0.0	1538.7	0.0	0.0	0.0	0.0	81.8	4639.5	4513.5	0.0	
PARAGUAY		1312.4	0.0	0.0	548.6	-184.2	0.0	-0.0	2101.7	1383.9	1665.7	1665.7		
19		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
SING		0.0	0.0	0.0	0.0	-0.0	0.0	-0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
20		-5175.0	0.0	0.0	126.0	0.0	0.0	0.0	0.0	220.0	-5520.9	-5394.9	0.0	
BRASIL		1128.9	0.0	0.0	0.0	-3135.8	0.0	189.4	325.4	5758.9	-1358.1	-1358.1		
21		1106.9	0.0	0.0	373.1	0.0	0.0	0.0	0.0	38.1	695.7	695.7	0.0	
PATAGONI		-75.1	0.0	0.0	159.2	455.6	0.0	1470.8	2408.4	285.4	-37.7	-37.7		
22		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.0	-0.0	0.0	
BOLIVIA		0.0	0.0	0.0	0.0	-0.0	0.0	-0.0	5.0	0.0	5.0	5.0		
99		708.0	0.0	0.0	875.0	0.0	0.0	5.5	0.0	14.2	-186.7	-186.7	0.0	
URUGUAY		-332.6	0.0	0.0	224.5	111.2	0.0	927.0	1987.0	147.3	244.3	244.3		
COLUMN		17587.7	0.0	0.0	16853.5	0.0	0.0	5.8	0.0	728.5	0.0	0.0	0.0	
TOTALS		2098.9	0.0	0.0	5895.0	-65.8	0.0	10124.6	26305.7	12450.6	0.0	0.0		

## Caso V29p\_TrS\_2633

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E							WED, NOV 19 2025 16:37						
GUIA DE REFERENCIA TRANSENER 2026 - 2033							AREA TOTALS						
CASO: V29P - PICO VERANO 2028/29 - SADI: 34055 MW							IN MW/MVAR						
FROM -----AT AREA BUSES-----													
X--	AREA --X	GENE- RATION	FROM IND GENERATN	TO IND MOTORS	TO LOAD	TO BUS SHUNT	TO GNE BUS DEVICES	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO LOSSES	-NET INTERCHANGE- TO TIE LINES	TO TIES + LOADS	DESIRED NET INT
	4	6640.6	0.0	0.0	12496.7	0.0	0.0	0.1	0.0	183.8	-6040.1	-6040.1	0.0
	G.B.A.	3975.7	0.0	0.0	6047.2	-2607.0	0.0	159.3	2994.5	3914.6	-544.0	-544.0	
	5	5782.9	0.0	0.0	3895.3	0.0	0.0	0.0	0.0	336.0	1551.6	1551.6	0.0
	FBA	1727.0	0.0	0.0	1332.7	36.9	0.0	1630.1	4889.4	2793.1	823.5	823.5	
	7	4103.7	0.0	0.0	1089.7	0.0	0.0	0.2	0.0	158.5	2855.4	2855.4	0.0
	COMAHUE	103.7	0.0	0.0	393.6	441.7	0.0	1041.7	2817.0	1182.1	-138.3	-138.3	
	8	3968.3	0.0	0.0	4064.6	0.0	0.0	0.0	0.0	86.4	-182.6	-182.6	0.0
	LITORAL	938.1	0.0	0.0	1736.5	-595.8	0.0	583.0	1736.4	1150.7	-199.9	-199.9	
	10	3397.0	0.0	0.0	2740.1	0.0	0.0	0.1	0.0	87.7	569.1	569.1	0.0
	N.E.A.	969.3	0.0	0.0	830.8	-78.2	0.0	1606.3	3036.5	1273.4	373.5	373.5	
	12	2650.1	0.0	0.0	3070.4	0.0	0.0	0.0	0.0	109.4	-529.7	-529.7	0.0
	CENTRO	995.1	0.0	0.0	811.4	-7.7	0.0	393.0	1043.1	975.1	-133.5	-133.5	
	14	2355.7	0.0	0.0	1876.6	0.0	0.0	0.0	0.0	76.1	403.0	403.0	0.0
	CUYO	464.1	0.0	0.0	629.6	-211.6	0.0	922.0	1672.4	707.6	88.9	88.9	
	15	3783.5	0.0	0.0	2952.9	0.0	0.0	0.0	0.0	112.9	717.7	717.7	0.0
	N.O.A.	1648.7	0.0	0.0	1113.4	-59.1	0.0	1475.1	2371.4	1388.6	102.1	102.1	
	16	563.6	0.0	0.0	748.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.8	-186.2	-186.2	0.0
	ALUAR	122.9	0.0	0.0	445.5	-264.4	0.0	-0.0	7.3	73.5	-124.4	-124.4	
	18	6621.0	0.0	0.0	5003.0	0.0	0.0	0.0	0.0	413.1	1204.9	1079.5	0.0
	PARAGUAY	1222.9	0.0	0.0	1611.3	-1826.6	0.0	-0.0	1743.2	4183.1	-1001.7	-1001.7	
	19	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	SING	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.0	0.0	-0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
	20	-2311.4	0.0	0.0	-1374.6	0.0	0.0	0.0	0.0	57.0	-993.8	-868.4	0.0
	BRASIL	-2011.9	0.0	0.0	0.0	-4712.3	0.0	196.0	338.8	2201.4	641.8	641.8	
	21	1304.4	0.0	0.0	487.6	0.0	0.0	0.0	0.0	43.3	773.5	773.5	0.0
	PATAGONI	11.7	0.0	0.0	210.7	437.1	0.0	1489.0	2437.8	337.6	-24.9	-24.9	
	22	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.0	-0.0	0.0
	BOLIVIA	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.0	0.0	-0.0	4.7	0.0	4.7	4.7	
	99	2034.9	0.0	0.0	2090.9	0.0	0.0	5.7	0.0	81.0	-142.7	-142.7	0.0
	URUGUAY	51.1	0.0	0.0	500.7	-282.8	0.0	920.4	1966.3	747.0	132.2	132.2	
	COLUMN	40894.3	0.0	0.0	39141.2	0.0	0.0	6.1	0.0	1747.0	0.0	0.0	0.0
	TOTALS	10218.4	0.0	0.0	15663.3	-9729.9	0.0	10415.9	27058.8	20927.9	0.0	0.0	

## Caso V29v\_TrS\_2633

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E										WED, NOV 19 2025 16:37				
GUIA DE REFERENCIA TRANSENER 2026 - 2033										AREA TOTALS				
CASO: V29V - VALLE VERANO 2028/29 - SADI: 15471 MW										IN MW/MVAR				
			FROM -----AT AREA BUSES-----				TO				-NET INTERCHANGE-			
X--	AREA	--X	GENE- RATOR	FROM IND GENERATN	TO IND MOTORS	TO LOAD	TO BUS SHUNT	GNE BUS DEVICES	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO LOSSES	TO TIE LINES	TO TIES + LOADS	DESIRED NET INT
4			2342.0	0.0	0.0	4173.1	0.0	0.0	0.1	0.0	37.2	-1868.3	-1868.3	0.0
G.B.A.			-185.1	0.0	0.0	2028.9	204.5	0.0	152.4	2983.1	1004.4	-592.7	-592.7	
5			3615.0	0.0	0.0	1995.2	0.0	0.0	0.0	0.0	100.0	1519.8	1519.8	0.0
FBA			186.6	0.0	0.0	701.7	1002.2	0.0	1568.6	4768.3	1004.6	677.8	677.8	
7			1990.5	0.0	0.0	582.1	0.0	0.0	0.2	0.0	43.7	1364.5	1364.5	0.0
COMAHUE			76.9	0.0	0.0	219.0	860.2	0.0	849.0	2001.6	405.5	-255.2	-255.2	
8			1429.6	0.0	0.0	2034.0	0.0	0.0	0.0	0.0	35.4	-639.7	-639.7	0.0
LITORAL			83.4	0.0	0.0	763.2	230.3	0.0	573.7	1701.5	417.9	-200.1	-200.1	
10			1605.3	0.0	0.0	1970.3	0.0	0.0	0.1	0.0	49.0	-414.1	-414.1	0.0
N.E.A.			-283.1	0.0	0.0	429.2	257.4	0.0	1590.3	3019.8	608.3	-148.5	-148.5	
12			1342.1	0.0	0.0	1277.3	0.0	0.0	0.0	0.0	33.4	31.4	31.4	0.0
CENTRO			-35.3	0.0	0.0	400.6	-0.0	0.0	375.5	1049.0	361.5	-123.9	-123.9	
14			491.3	0.0	0.0	883.0	0.0	0.0	0.0	0.0	25.3	-417.1	-417.1	0.0
CUYO			-75.9	0.0	0.0	259.9	14.5	0.0	878.9	1615.3	302.4	83.6	83.6	
15			1531.4	0.0	0.0	1659.3	0.0	0.0	0.0	0.0	29.5	-157.5	-157.5	0.0
N.O.A.			378.6	0.0	0.0	671.7	187.9	0.0	1481.9	2398.6	324.9	110.7	110.7	
16			563.6	0.0	0.0	748.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.8	-186.2	-186.2	0.0
ALUAR			142.7	0.0	0.0	445.5	-258.8	0.0	-0.0	7.2	74.7	-111.5	-111.5	
18			5230.0	0.0	0.0	2102.3	0.0	0.0	0.0	0.0	64.1	3063.5	2938.1	0.0
PARAGUAY			196.7	0.0	0.0	606.9	-417.7	0.0	-0.0	1723.2	1269.4	461.3	461.3	
19			0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
SING			0.0	0.0	0.0	0.0	-0.0	0.0	-0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
20			-3496.4	0.0	0.0	-374.6	0.0	0.0	0.0	0.0	101.6	-3223.4	-3098.0	0.0
BRASIL			-1341.1	0.0	0.0	-13.3	-4484.5	0.0	192.4	327.6	3356.5	-64.6	-64.6	
21			1056.1	0.0	0.0	324.7	0.0	0.0	0.0	0.0	31.9	699.4	699.4	0.0
PATAGONI			-124.8	0.0	0.0	132.5	447.9	0.0	1448.1	2374.6	238.9	-17.6	-17.6	
22			0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.0	-0.0	0.0
BOLIVIA			0.0	0.0	0.0	0.0	-0.0	0.0	-0.0	4.8	0.0	4.8	4.8	
99			1522.0	0.0	0.0	1242.0	0.0	0.0	5.7	0.0	46.6	227.7	227.7	0.0
URUGUAY			-212.9	0.0	0.0	310.1	21.2	0.0	927.1	1981.0	333.9	175.8	175.8	
COLUMN			19222.5	0.0	0.0	18616.7	0.0	0.0	6.1	0.0	599.6	0.0	0.0	0.0
TOTALS			-1193.4	0.0	0.0	6955.9	-1934.8	0.0	10037.9	25955.7	9702.8	0.0	0.0	

## Caso I29v\_TrS\_2633

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E							WED, NOV 19 2025 16:37						
GUIA DE REFERENCIA TRANSENER 2026 - 2033							AREA TOTALS						
CASO: I29V - VALLE 2029 - SADI: 14566 MW							IN MW/MVAR						
		FROM -----AT AREA BUSES-----					TO				-NET INTERCHANGE-		
X--	AREA --X	GENE- RATION	FROM IND GENERATN	TO IND MOTORS	TO LOAD	TO BUS SHUNT	GNE BUS DEVICES	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO LOSSES	TO TIE LINES	TO TIES + LOADS	DESIRED NET INT
	4	1897.0	0.0	0.0	5471.5	0.0	0.0	0.1	0.0	67.3	-3641.9	-3641.9	0.0
	G.B.A.	310.7	0.0	0.0	2298.0	16.6	0.0	348.4	3307.6	1502.9	-547.7	-547.7	
	5	3621.0	0.0	0.0	2070.1	0.0	0.0	0.0	0.0	173.1	1377.9	1377.9	0.0
	FBA	28.3	0.0	0.0	567.9	855.6	0.0	1874.2	5272.6	1427.8	575.3	575.3	
	7	2850.5	0.0	0.0	518.6	0.0	0.0	0.4	0.0	84.6	2246.9	2246.9	0.0
	COMAHUE	52.8	0.0	0.0	175.0	604.6	0.0	1483.9	2849.0	787.7	-149.2	-149.2	
	8	1024.5	0.0	0.0	1571.6	0.0	0.0	0.0	0.0	18.4	-565.5	-565.5	0.0
	LITORAL	-104.5	0.0	0.0	531.9	367.8	0.0	577.9	1711.0	236.7	-107.8	-107.8	
	10	2296.0	0.0	0.0	822.0	0.0	0.0	0.1	0.0	23.0	1450.9	1450.9	0.0
	N.E.A.	-368.1	0.0	0.0	251.3	576.0	0.0	1593.2	3027.7	406.0	-166.9	-166.9	
	12	1250.5	0.0	0.0	1242.9	0.0	0.0	0.0	0.0	24.4	-16.8	-16.8	0.0
	CENTRO	-10.5	0.0	0.0	254.5	150.2	0.0	480.0	1172.1	281.2	-4.2	-4.2	
	14	339.1	0.0	0.0	823.2	0.0	0.0	0.0	0.0	28.5	-512.6	-512.6	0.0
	CUYO	-14.6	0.0	0.0	249.4	7.4	0.0	870.6	1591.1	350.1	98.9	98.9	
	15	918.8	0.0	0.0	1017.2	0.0	0.0	0.0	0.0	15.2	-113.6	-113.6	0.0
	N.O.A.	-68.5	0.0	0.0	308.5	372.0	0.0	1475.1	2384.5	177.8	-17.4	-17.4	
	16	583.6	0.0	0.0	746.7	0.0	0.0	0.0	0.0	1.8	-164.9	-164.9	0.0
	ALUAR	114.9	0.0	0.0	444.8	-266.2	0.0	-0.0	7.3	70.0	-126.5	-126.5	
	18	6260.0	0.0	0.0	1538.7	0.0	0.0	0.0	0.0	81.8	4639.5	4513.5	0.0
	PARAGUAY	1312.7	0.0	0.0	548.6	-184.2	0.0	-0.0	2101.6	1384.0	1665.8	1665.8	
	19	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	SING	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.0	0.0	-0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
	20	-5175.0	0.0	0.0	126.0	0.0	0.0	0.0	0.0	220.0	-5520.9	-5394.9	0.0
	BRASIL	1128.9	0.0	0.0	0.0	-3135.8	0.0	189.4	325.4	5758.9	-1358.1	-1358.1	
	21	1436.9	0.0	0.0	382.3	0.0	0.0	0.0	0.0	47.1	1007.5	1007.5	0.0
	PATAGONI	-162.7	0.0	0.0	162.9	509.9	0.0	1478.1	2507.4	310.8	-116.8	-116.8	
	22	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.0	-0.0	0.0
	BOLIVIA	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.0	0.0	-0.0	5.0	0.0	5.0	5.0	
	99	708.0	0.0	0.0	875.0	0.0	0.0	5.5	0.0	14.0	-186.5	-186.5	0.0
	URUGUAY	-328.3	0.0	0.0	224.5	111.2	0.0	927.0	1986.8	146.2	249.8	249.8	
	COLUMN	18011.0	0.0	0.0	17205.7	0.0	0.0	6.1	0.0	799.2	0.0	0.0	0.0
	TOTALS	1891.3	0.0	0.0	6017.3	-15.0	0.0	11297.8	28249.1	12840.3	0.0	0.0	

## Caso V30p\_TrS\_2633

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E								WED, NOV 19 2025 16:37						
GUIA DE REFERENCIA TRANSENER 2026 - 2033								AREA TOTALS						
CASO: V30P - PICO 2029/30 - SADI: 35071 MW								IN MW/MVAR						
			FROM -----AT AREA BUSES-----				TO		TO		-NET INTERCHANGE-			
X--	AREA	--X	GENE-	FROM IND	TO IND	TO	TO BUS	GNE BUS	TO LINE	FROM	TO	TO TIE	TO TIES	DESIRED
			RATION	GENERATN	MOTORS	LOAD	SHUNT	DEVICES	SHUNT	CHARGING	LOSSES	LINES	+ LOADS	NET INT
4			6640.6	0.0	0.0	12885.1	0.0	0.0	0.1	0.0	185.7	-6430.3	-6430.3	0.0
G.B.A.			3737.0	0.0	0.0	6235.9	-2934.5	0.0	358.7	3361.7	3987.4	-548.7	-548.7	
5			5740.1	0.0	0.0	3964.3	0.0	0.0	0.0	0.0	348.6	1427.2	1427.2	0.0
FBA			1804.0	0.0	0.0	1353.6	38.6	0.0	1904.1	5343.7	2862.7	988.6	988.6	
7			4382.0	0.0	0.0	1117.7	0.0	0.0	0.5	0.0	179.8	3084.1	3084.1	0.0
COMAHUE			81.0	0.0	0.0	403.4	567.7	0.0	1663.0	3673.9	1371.6	-250.6	-250.6	
8			3934.3	0.0	0.0	4182.0	0.0	0.0	0.0	0.0	89.4	-337.0	-337.0	0.0
LITORAL			1029.8	0.0	0.0	1789.2	-591.3	0.0	580.4	1728.7	1176.1	-196.0	-196.0	
10			3638.4	0.0	0.0	2827.2	0.0	0.0	0.1	0.0	100.8	710.3	710.3	0.0
N.E.A.			1120.0	0.0	0.0	857.1	-79.7	0.0	1598.4	3017.5	1431.1	330.6	330.6	
12			2650.1	0.0	0.0	3162.9	0.0	0.0	0.0	0.0	105.9	-618.7	-618.7	0.0
CENTRO			934.9	0.0	0.0	835.8	-7.7	0.0	492.3	1178.8	931.7	-138.4	-138.4	
14			2409.0	0.0	0.0	1933.2	0.0	0.0	0.0	0.0	79.4	396.4	396.4	0.0
CUYO			503.2	0.0	0.0	648.7	-211.7	0.0	922.3	1674.0	724.8	93.0	93.0	
15			3961.5	0.0	0.0	3041.6	0.0	0.0	0.0	0.0	130.4	789.5	789.5	0.0
N.O.A.			1805.4	0.0	0.0	1146.7	-85.0	0.0	1477.6	2374.8	1506.1	134.8	134.8	
16			563.6	0.0	0.0	748.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.8	-186.2	-186.2	0.0
ALUAR			122.2	0.0	0.0	445.5	-264.4	0.0	-0.0	7.3	73.5	-125.1	-125.1	
18			6621.0	0.0	0.0	5003.0	0.0	0.0	0.0	0.0	413.0	1204.9	1079.5	0.0
PARAGUAY			1223.4	0.0	0.0	1611.3	-1826.7	0.0	-0.0	1743.2	4183.3	-1001.4	-1001.4	
19			0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
SING			0.0	0.0	0.0	0.0	-0.0	0.0	-0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
20			-2311.4	0.0	0.0	-1374.6	0.0	0.0	0.0	0.0	57.0	-993.8	-868.4	0.0
BRASIL			-2011.9	0.0	0.0	0.0	-4712.3	0.0	195.9	338.7	2201.5	641.7	641.7	
21			1646.4	0.0	0.0	500.6	0.0	0.0	0.0	0.0	49.4	1096.4	1096.4	0.0
PATAGONI			-49.4	0.0	0.0	216.0	513.7	0.0	1489.7	2525.9	353.2	-96.1	-96.1	
22			0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.0	-0.0	0.0
BOLIVIA			0.0	0.0	0.0	0.0	-0.0	0.0	-0.0	4.6	0.0	4.6	4.6	
99			2034.9	0.0	0.0	2090.9	0.0	0.0	5.7	0.0	81.0	-142.7	-142.7	0.0
URUGUAY			82.3	0.0	0.0	500.7	-282.9	0.0	920.0	1965.8	747.3	163.0	163.0	
COLUMN			41910.5	0.0	0.0	40081.8	0.0	0.0	6.4	0.0	1822.3	0.0	0.0	0.0
TOTALS			10381.9	0.0	0.0	16044.1	-9876.2	0.0	11602.4	28938.5	21550.4	0.0	0.0	



## Caso I31v\_TrS\_2633

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E							WED, NOV 19 2025 16:37						
GUIA DE REFERENCIA TRANSENER 2026 - 2033							AREA TOTALS						
CASO: I31V - VALLE 2031 - SADI: 15455 MW							IN MW/MVAR						
FROM -----AT AREA BUSES-----													
X-- AREA --X	GENE- FROM IND	TO IND	TO	TO BUS	GNE BUS	TO LINE	FROM	TO	-NET INTERCHANGE-	TO TIE	TO TIES	DESIRED	
	RATION	GENERATN	MOTORS	LOAD	SHUNT	SHUNT	CHARGING	LOSSES	LINES	+ LOADS	NET INT		
4	1897.0	0.0	0.0	5638.6	0.0	0.0	0.2	0.0	63.6	-3805.3	-3805.3	0.0	
G.B.A.	190.0	0.0	0.0	2368.1	76.8	0.0	446.9	3612.6	1463.0	-552.0	-552.0		
5	3729.8	0.0	0.0	2134.1	0.0	0.0	0.0	0.0	206.2	1389.5	1389.5	0.0	
FBA	5.2	0.0	0.0	582.1	779.3	0.0	2187.3	5670.1	1662.4	464.2	464.2		
7	2860.5	0.0	0.0	530.8	0.0	0.0	0.4	0.0	99.5	2229.8	2229.8	0.0	
COMAHUE	135.0	0.0	0.0	178.8	599.1	0.0	1300.7	2834.4	909.3	-18.5	-18.5		
8	1074.5	0.0	0.0	1610.9	0.0	0.0	0.0	0.0	17.2	-553.7	-553.7	0.0	
LITORAL	-81.4	0.0	0.0	546.4	370.9	0.0	657.7	1731.9	236.9	-161.4	-161.4		
10	2296.0	0.0	0.0	847.9	0.0	0.0	0.1	0.0	23.1	1424.9	1424.9	0.0	
N.E.A.	-362.2	0.0	0.0	259.2	575.5	0.0	1595.4	3031.6	408.2	-168.9	-168.9		
12	1250.5	0.0	0.0	1277.9	0.0	0.0	0.0	0.0	25.5	-52.9	-52.9	0.0	
CENTRO	-110.3	0.0	0.0	261.4	154.0	0.0	486.5	1191.0	288.7	-109.7	-109.7		
14	339.1	0.0	0.0	1106.5	0.0	0.0	0.0	0.0	51.1	-818.5	-918.5	0.0	
CUYO	-47.7	0.0	0.0	256.5	-39.6	0.0	1380.3	2603.6	620.1	338.6	307.4		
15	918.8	0.0	0.0	1043.9	0.0	0.0	0.0	0.0	16.6	-141.8	-141.8	0.0	
N.O.A.	-79.8	0.0	0.0	316.0	465.0	0.0	1319.9	2393.6	189.9	23.0	23.0		
16	583.6	0.0	0.0	746.7	0.0	0.0	0.0	0.0	1.8	-164.9	-164.9	0.0	
ALUAR	177.9	0.0	0.0	444.8	-266.0	0.0	-0.0	7.3	71.0	-64.7	-64.7		
18	6260.0	0.0	0.0	1538.7	0.0	0.0	0.0	0.0	81.8	4639.5	4513.5	0.0	
PARAGUAY	1313.0	0.0	0.0	548.6	-184.1	0.0	-0.0	2101.6	1384.2	1665.8	1665.8		
19	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
SING	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.0	0.0	-0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
20	-5175.0	0.0	0.0	126.0	0.0	0.0	0.0	0.0	220.0	-5520.9	-5394.9	0.0	
BRASIL	1128.9	0.0	0.0	0.0	-3135.8	0.0	189.4	325.4	5758.9	-1358.1	-1358.1		
21	2156.9	0.0	0.0	492.0	0.0	0.0	0.0	0.0	104.2	1560.6	1660.6	0.0	
PATAGONI	-210.6	0.0	0.0	197.9	673.9	0.0	2273.3	3720.9	634.3	-269.1	-237.9		
22	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.0	-0.0	0.0	
BOLIVIA	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.0	0.0	-0.0	5.0	0.0	5.0	5.0		
99	708.0	0.0	0.0	875.0	0.0	0.0	5.5	0.0	13.7	-186.2	-186.2	0.0	
URUGUAY	-367.4	0.0	0.0	224.5	120.0	0.0	930.0	1991.7	144.1	205.8	205.8		
COLUMN	18899.7	0.0	0.0	17969.2	0.0	0.0	6.2	0.0	924.3	0.0	0.0	0.0	
TOTALS	1690.6	0.0	0.0	6184.5	188.9	0.0	12767.2	31220.6	13770.9	-0.0	-0.0		

## Caso V32p\_TrS\_2633

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E								WED, NOV 19 2025		16:37					
GUÍA DE REFERENCIA TRANSENER 2026 - 2033								AREA TOTALS							
CASO: V32P - PICO 2031/32 - SADI: 37210 MW								IN MW/MVAR							
			FROM -----AT AREA BUSES-----				TO						-NET INTERCHANGE-		
X--	AREA	--X	GENE-	FROM IND	TO IND	TO	TO BUS	GNE BUS	TO LINE	FROM	TO	TO TIE	TO TIES	DESIRED	
			RATION	GENERATN	MOTORS	LOAD	SHUNT	DEVICES	SHUNT	CHARGING	LOSSES	LINES	+ LOADS	NET INT	
4			6640.6	0.0	0.0	13490.8	0.0	0.0	0.2	0.0	198.5	-7048.9	-7048.9	0.0	
G.B.A.			4166.3	0.0	0.0	6530.2	-3309.7	0.0	453.6	3615.3	4303.5	-195.9	-195.9		
5			5943.8	0.0	0.0	4155.3	0.0	0.0	0.0	0.0	380.4	1408.2	1408.2	0.0	
FBA			1833.7	0.0	0.0	1419.1	118.1	0.0	2181.6	5660.8	2960.3	815.4	815.4		
7			4488.0	0.0	0.0	1161.4	0.0	0.0	0.5	0.0	188.3	3137.9	3137.9	0.0	
COMAHUE			283.7	0.0	0.0	418.8	559.3	0.0	1456.1	3623.6	1494.3	-21.0	-21.0		
8			3849.3	0.0	0.0	4365.1	0.0	0.0	0.0	0.0	91.6	-607.4	-607.4	0.0	
LITORAL			1076.6	0.0	0.0	1871.4	-592.8	0.0	653.1	1728.1	1214.0	-340.9	-340.9		
10			3638.4	0.0	0.0	2963.1	0.0	0.0	0.1	0.0	104.9	570.3	570.3	0.0	
N.E.A.			1110.8	0.0	0.0	898.2	-216.1	0.0	1603.0	3033.7	1473.9	385.6	385.6		
12			2650.1	0.0	0.0	3307.3	0.0	0.0	0.0	0.0	98.3	-755.5	-755.5	0.0	
CENTRO			885.5	0.0	0.0	874.0	-59.0	0.0	496.8	1195.4	846.3	-77.3	-77.3		
14			2869.0	0.0	0.0	2281.6	0.0	0.0	0.0	0.0	111.7	475.6	375.6	0.0	
CUYO			613.9	0.0	0.0	678.5	-130.0	0.0	1389.5	2622.1	1239.2	58.8	27.6		
15			4441.5	0.0	0.0	3179.9	0.0	0.0	0.0	0.0	188.0	1073.7	1073.7	0.0	
N.O.A.			1734.5	0.0	0.0	1198.8	-85.7	0.0	1343.8	2413.5	1783.3	-92.2	-92.2		
16			563.6	0.0	0.0	748.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.8	-186.2	-186.2	0.0	
ALUAR			168.1	0.0	0.0	445.5	-264.3	0.0	-0.0	7.3	74.3	-80.2	-80.2		
18			6621.0	0.0	0.0	5003.0	0.0	0.0	0.0	0.0	413.0	1204.9	1079.5	0.0	
PARAGUAY			1224.8	0.0	0.0	1611.3	-1826.3	0.0	-0.0	1743.0	4184.1	-1001.3	-1001.3		
19			0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
SING			0.0	0.0	0.0	0.0	-0.0	0.0	-0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
20			-2311.4	0.0	0.0	-1374.6	0.0	0.0	0.0	0.0	57.0	-993.8	-868.4	0.0	
BRASIL			-2011.9	0.0	0.0	0.0	-4712.3	0.0	195.9	338.7	2201.4	641.8	641.8		
21			2619.4	0.0	0.0	620.7	0.0	0.0	0.0	0.0	136.1	1862.6	1962.6	0.0	
PATAGONI			13.6	0.0	0.0	255.6	547.0	0.0	2276.5	3718.2	870.6	-217.8	-186.6		
22			0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.0	-0.0	0.0	
BOLIVIA			0.0	0.0	0.0	0.0	-0.0	0.0	-0.0	4.3	0.0	4.3	4.3		
99			2034.9	0.0	0.0	2090.9	0.0	0.0	5.7	0.0	79.6	-141.4	-141.4	0.0	
URUGUAY			28.2	0.0	0.0	500.7	-282.6	0.0	920.7	1966.6	735.5	120.6	120.6		
COLUMN			44048.3	0.0	0.0	41992.5	0.0	0.0	6.5	0.0	2049.3	0.0	0.0	0.0	
TOTALS			11127.8	0.0	0.0	16702.2	-10254.4	0.0	12970.5	31670.9	23380.7	-0.0	-0.0		

## Caso I33v\_TrS\_2633

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E							WED, NOV 19 2025 16:37							
GUIA DE REFERENCIA TRANSENER 2026 - 2033							AREA TOTALS							
CASO: I33V - VALLE 2033 - SADI: 16396 MW							IN MW/MVAR							
			FROM -----AT AREA BUSES-----				TO		TO		-NET INTERCHANGE-			
X--	AREA	--X	GENE- RATION	FROM IND GENERATN	TO IND MOTORS	TO LOAD	TO BUS SHUNT	GNE BUS DEVICES	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO LOSSES	TO TIE LINES	TO TIES + LOADS	DESIRED NET INT
4	G.B.A.		1467.0	0.0	0.0	6051.4	0.0	0.0	0.2	0.0	72.4	-4656.9	-4656.9	0.0
			487.4	0.0	0.0	2541.2	-330.2	0.0	451.5	3588.8	1819.7	-406.1	-406.1	
5	FBA		4680.1	0.0	0.0	2247.1	0.0	0.0	0.0	0.0	186.5	2246.5	2246.5	0.0
			-28.3	0.0	0.0	612.2	867.0	0.0	2187.0	5697.0	1656.6	345.7	345.7	
7	COMAHUE		3280.5	0.0	0.0	560.3	0.0	0.0	0.4	0.0	91.3	2628.5	2628.5	0.0
			100.8	0.0	0.0	188.1	609.8	0.0	1431.9	3048.7	899.1	20.6	20.6	
8	LITORAL		1074.5	0.0	0.0	1707.0	0.0	0.0	0.0	0.0	19.4	-651.9	-651.9	0.0
			-91.0	0.0	0.0	582.0	370.9	0.0	740.3	1877.7	257.6	-164.0	-164.0	
10	N.E.A.		2296.0	0.0	0.0	911.2	0.0	0.0	0.1	0.0	23.3	1361.4	1361.4	0.0
			-328.4	0.0	0.0	278.5	573.3	0.0	1591.9	3022.3	409.6	-159.5	-159.5	
12	CENTRO		1250.5	0.0	0.0	1363.6	0.0	0.0	0.0	0.0	26.1	-139.1	-139.1	0.0
			-125.2	0.0	0.0	278.3	153.1	0.0	610.4	1426.8	296.6	-36.8	-36.8	
14	CUYO		339.1	0.0	0.0	1163.3	0.0	0.0	0.0	0.0	62.3	-886.5	-986.5	0.0
			-15.8	0.0	0.0	273.7	289.4	0.0	2109.6	3541.5	639.7	213.3	182.0	
15	N.O.A.		918.8	0.0	0.0	1109.1	0.0	0.0	0.0	0.0	17.4	-207.7	-207.7	0.0
			-57.2	0.0	0.0	334.5	548.8	0.0	1277.9	2392.0	187.2	-13.6	-13.6	
16	ALUAR		583.6	0.0	0.0	746.7	0.0	0.0	0.0	0.0	1.8	-164.9	-164.9	0.0
			175.0	0.0	0.0	444.8	-266.0	0.0	-0.0	7.3	70.9	-67.5	-67.5	
18	PARAGUAY		6260.0	0.0	0.0	1538.7	0.0	0.0	0.0	0.0	81.9	4639.5	4513.5	0.0
			1313.8	0.0	0.0	548.6	-184.1	0.0	-0.0	2101.4	1384.7	1666.0	1666.0	
19	SING		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
			0.0	0.0	0.0	0.0	-0.0	0.0	-0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
20	BRASIL		-5175.0	0.0	0.0	126.0	0.0	0.0	0.0	0.0	220.0	-5520.9	-5394.9	0.0
			1128.9	0.0	0.0	0.0	-3135.8	0.0	189.4	325.3	5758.9	-1358.1	-1358.1	
21	PATAGONI		2156.9	0.0	0.0	515.7	0.0	0.0	0.0	0.0	103.0	1538.2	1638.2	0.0
			-185.2	0.0	0.0	207.3	673.8	0.0	2272.0	3714.9	629.3	-252.7	-221.5	
22	BOLIVIA		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.0	-0.0	0.0
			0.0	0.0	0.0	0.0	-0.0	0.0	-0.0	4.9	0.0	4.9	4.9	
99	URUGUAY		708.0	0.0	0.0	875.0	0.0	0.0	5.5	0.0	13.6	-186.1	-186.1	0.0
			-366.5	0.0	0.0	224.5	119.9	0.0	929.8	1991.4	142.9	207.8	207.8	
COLUMN			19840.0	0.0	0.0	18915.0	0.0	0.0	6.2	0.0	918.8	0.0	0.0	0.0
TOTALS			2008.0	0.0	0.0	6513.8	290.0	0.0	13791.6	32740.0	14152.8	0.0	0.0	

## Caso V34p\_TrS\_2633

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E										WED, NOV 19 2025 16:37			
GUIA DE REFERENCIA TRANSENER 2026 - 2033										AREA TOTALS			
CASO: V34P - PICO 2033/34 - SADI: 39479 MW										IN MW/MVAR			
FROM -----AT AREA BUSES-----													
X-- AREA --X	GENE- FROM IND	TO IND	TO	TO BUS	GNE BUS	TO LINE	FROM	TO	-NET INTERCHANGE-	TO TIE	TO TIES	DESIRED	
	RATION	GENERATN	MOTORS	LOAD	SHUNT	SHUNT	CHARGING	LOSSES	TO TIE	TO TIES	LOADS	NET INT	
4	7060.6	0.0	0.0	14357.0	0.0	0.0	0.2	0.0	213.6	-7510.3	-7510.3	0.0	
G.B.A.	4546.0	0.0	0.0	6951.1	-3671.2	0.0	455.4	3588.3	4753.2	-354.2	-354.2		
5	8567.3	0.0	0.0	4403.3	0.0	0.0	0.0	403.4	3760.6	3760.6		0.0	
PBA	2313.4	0.0	0.0	1504.4	117.7	0.0	2185.1	5683.9	3321.5	868.5	868.5		
7	5073.0	0.0	0.0	1223.0	0.0	0.0	0.5	0.0	184.0	3665.6	3665.6	0.0	
COMAHUE	268.9	0.0	0.0	440.6	563.0	0.0	1590.8	3838.9	1546.5	-32.8	-32.8		
8	3869.3	0.0	0.0	4627.1	0.0	0.0	0.0	0.0	101.6	-859.4	-859.4	0.0	
LITORAL	1192.8	0.0	0.0	1989.0	-666.1	0.0	732.4	1866.4	1302.6	-298.7	-298.7		
10	3653.4	0.0	0.0	3157.4	0.0	0.0	0.1	0.0	80.1	415.8	415.8	0.0	
N.E.A.	909.3	0.0	0.0	957.0	-289.8	0.0	1596.8	3021.4	1150.9	515.7	515.7		
12	2650.1	0.0	0.0	3513.6	0.0	0.0	0.0	0.0	105.6	-969.2	-969.2	0.0	
CENTRO	891.1	0.0	0.0	928.6	-63.0	0.0	613.2	1419.3	919.6	-88.0	-88.0		
14	2919.0	0.0	0.0	2408.0	0.0	0.0	0.0	0.0	162.9	348.1	248.1	0.0	
CUYO	679.4	0.0	0.0	721.2	-129.4	0.0	2153.8	3620.7	1640.4	-85.8	-117.0		
15	4453.5	0.0	0.0	3377.7	0.0	0.0	0.0	0.0	183.3	892.5	892.5	0.0	
N.O.A.	1707.7	0.0	0.0	1273.2	-84.8	0.0	1304.8	2419.2	1743.5	-109.8	-109.8		
16	563.6	0.0	0.0	748.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.8	-186.2	-186.2	0.0	
ALUAR	152.8	0.0	0.0	445.5	-264.3	0.0	-0.0	7.3	73.9	-95.0	-95.0		
18	6621.0	0.0	0.0	5003.0	0.0	0.0	0.0	0.0	427.1	1190.9	1065.5	0.0	
PARAGUAY	1342.6	0.0	0.0	1611.3	-1787.3	0.0	-0.0	1718.0	4304.3	-1067.7	-1067.7		
19	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
SING	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.0	0.0	-0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
20	-2311.4	0.0	0.0	125.4	0.0	0.0	0.0	0.0	43.9	-2480.6	-2355.2	0.0	
BRASIL	-2011.9	0.0	0.0	0.0	-4712.1	0.0	191.1	332.4	2042.4	799.1	799.1		
21	2659.4	0.0	0.0	649.5	0.0	0.0	0.0	0.0	140.4	1869.5	1969.5	0.0	
PATAGONI	8.3	0.0	0.0	267.4	447.0	0.0	2276.7	3723.4	911.1	-170.6	-139.3		
22	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.0	-0.0	0.0	
BOLIVIA	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.0	0.0	-0.0	4.2	0.0	4.2	4.2		
99	2034.9	0.0	0.0	2090.9	0.0	0.0	5.7	0.0	75.6	-137.4	-137.4	0.0	
URUGUAY	-13.4	0.0	0.0	500.7	-282.3	0.0	922.6	1969.8	700.4	114.9	114.9		
COLUMN	47813.8	0.0	0.0	45684.0	0.0	0.0	6.5	0.0	2123.3	0.0	0.0	0.0	
TOTALS	11987.0	0.0	0.0	17590.0	-10822.6	0.0	14022.7	33213.1	24410.3	0.0	0.0		

## **APENDICE I.b**

**Reportes de tensión fuera de banda permitida y sobrecargas  
Flujos de potencia típicos**

## Caso I26p\_TrS\_2633

### Tensiones fuera de la banda permitida en el sistema de transmisión de 500 kV

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, NOV 19 2025 16:38  
 GUIA DE REFERENCIA TRANSENER 2026 - 2033  
 CASO: I26P - PICO INVIERNO 2026 - SADI: 29818 MW

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0300:

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

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9700:

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

### Tensiones fuera de la banda permitida en el sistema de 220 kV de TRANSENER S.A.

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, NOV 19 2025 16:38  
 GUIA DE REFERENCIA TRANSENER 2026 - 2033  
 CASO: I26P - PICO INVIERNO 2026 - SADI: 29818 MW

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0500:

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

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9500:

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

### Líneas del Sistema de Transporte en Alta Tensión que se hallan sobrecargadas

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, NOV 19 2025 16:38  
 GUIA DE REFERENCIA TRANSENER 2026 - 2033  
 CASO: I26P - PICO INVIERNO 2026 - SADI: 29818 MW

SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES) (EXCLUDED: BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS)  
 CURRENT LOADINGS ABOVE 100.0 % OF RATING SET 1:

X----- FROM BUS -----X X----- TO BUS -----X			
BUS#-SCT X-- NAME --X BASKV AREA	BUS#-SCT X-- NAME --X BASKV AREA	CKT LOADING	RATE1 PERCENT
* NONE *			

### Transformadores con carga superior al 80% del Rate A

GUIA DE REFERENCIA TRANSENER 2026 - 2033  
 CASO: I26P - PICO INVIERNO 2026 - SADI: 29818 MW

+-----ARROLLAMIENTO 1-----+					+-----ARROLLAMIENTO 2-----+					
+ BUS	NAME	BSKV NOMINAL	I (A)	%LOAD+	+ BUS	NAME	BSKV NOMINAL	I (A)	%LOAD+	
		MVA (A)					MVA (A)			
+-----+					+-----+					
+ 4008	SGDE.ARG	500	150 173	155	90.0+	4808	SGDE.ARG1	132	143 165	149
+ 5253	S.ISIDRO	500	300 346	302	87.0+	5523	S.ISIDRO.A	132	287 331	284
+ 5016	CHACO	500	300 346	304	88.0+	5810	CHACO	132	287 331	299
+ 3004	RODRGUEZ	500	855 987	880	89.0+	3318	RODRIGU1	220	800 923	872
+ 6006	MALVINAS	500	300 346	284	82.0+	6522	MALVINAS	132	287 331	274
+ 3004	RODRGUEZ	500	855 987	889	90.0+	3322	RODRIGU2	220	800 923	852
+ 4008	SGDE.ARG	500	150 173	159	92.0+	4814	SGDE.ARG2	132	143 165	152
+ 7010	NVA.SJUAN	500	450 519	479	92.0+	7530	NVA.SJUAN	132	430 496	475
+ 6006	MALVINAS	500	300 346	284	82.0+	6909	MALVINAS	132	287 331	274
+ 2090	RAMALLO	500	300 346	303	88.0+	2833	RAMALLOA	220	300 346	286
+ 2106	RAMALLOB	220	300 787	642	82.0+	2809	RAMALLO1	132	300 787	609

```
+ 3004 RODRGUEZ 500 855 987 898 91.0+ 3320 RODRIGU2 220 800 923 871 94.0+
+ 3004 RODRGUEZ 500 9031042 901 86.0+ 3335 RODRIGU1 220 800 923 865 94.0+
+-----+-----+
```

## Caso I26r\_TrS\_2633

### Tensiones fuera de la banda permitida en el sistema de transmisión de 500 kV

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, NOV 19 2025 16:38  
 GUIA DE REFERENCIA TRANSENER 2026 - 2033  
 CASO: I26R - RESTO INVIERNO 2026 - SADI: 19660 MW

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0300:

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

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9700:

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

### Tensiones fuera de la banda permitida en el sistema de 220 kV de TRANSENER S.A.

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, NOV 19 2025 16:38  
 GUIA DE REFERENCIA TRANSENER 2026 - 2033  
 CASO: I26R - RESTO INVIERNO 2026 - SADI: 19660 MW

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0500:

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

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9500:

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

### Líneas del Sistema de Transporte en Alta Tensión que se hallan sobrecargadas

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, NOV 19 2025 16:38  
 GUIA DE REFERENCIA TRANSENER 2026 - 2033  
 CASO: I26R - RESTO INVIERNO 2026 - SADI: 19660 MW

SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES) (EXCLUDED: BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS)  
 CURRENT LOADINGS ABOVE 100.0 % OF RATING SET 1:

```
X----- FROM BUS -----X X----- TO BUS -----X
BUS#-SCT X-- NAME --X BASKV AREA BUS#-SCT X-- NAME --X BASKV AREA CKT LOADING RATE1 PERCENT
* NONE *
```

### Transformadores con carga superior al 80% del Rate A

GUIA DE REFERENCIA TRANSENER 2026 - 2033  
 CASO: I26R - RESTO INVIERNO 2026 - SADI: 19660 MW

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



## Caso I26v\_TrS\_2633

### Tensiones fuera de la banda permitida en el sistema de transmisión de 500 kV

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, NOV 19 2025 16:38  
 GUIA DE REFERENCIA TRANSENER 2026 - 2033  
 CASO: I26V - VALLE INVIERNO 2026 - SADI: 13335 MW

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0300:

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

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9700:

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

### Tensiones fuera de la banda permitida en el sistema de 220 kV de TRANSENER S.A.

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, NOV 19 2025 16:38  
 GUIA DE REFERENCIA TRANSENER 2026 - 2033  
 CASO: I26V - VALLE INVIERNO 2026 - SADI: 13335 MW

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0500:

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

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9500:

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

### Líneas del Sistema de Transporte en Alta Tensión que se hallan sobrecargadas

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, NOV 19 2025 16:38  
 GUIA DE REFERENCIA TRANSENER 2026 - 2033  
 CASO: I26V - VALLE INVIERNO 2026 - SADI: 13335 MW

SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES) (EXCLUDED: BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS)  
 CURRENT LOADINGS ABOVE 100.0 % OF RATING SET 1:

X----- FROM BUS -----X				X----- TO BUS -----X											
BUS#-SCT	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	BUS#-SCT	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATE1	PERCENT
* NONE *															

### Transformadores con carga superior al 80% del Rate A

GUIA DE REFERENCIA TRANSENER 2026 - 2033  
 CASO: I26V - VALLE INVIERNO 2026 - SADI: 13335 MW

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

## Caso V27p\_TrS\_2633

### Tensiones fuera de la banda permitida en el sistema de transmisión de 500 kV

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, NOV 19 2025 16:38  
 GUIA DE REFERENCIA TRANSENER 2026 - 2033  
 CASO: V27P - PICO VERANO 2026/27 - SADI: 32100 MW

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0300:

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

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9700:

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

### Tensiones fuera de la banda permitida en el sistema de 220 kV de TRANSENER S.A.

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, NOV 19 2025 16:38  
 GUIA DE REFERENCIA TRANSENER 2026 - 2033  
 CASO: V27P - PICO VERANO 2026/27 - SADI: 32100 MW

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0500:

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

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9500:

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

### Líneas del Sistema de Transporte en Alta Tensión que se hallan sobrecargadas

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, NOV 19 2025 16:38  
 GUIA DE REFERENCIA TRANSENER 2026 - 2033  
 CASO: V27P - PICO VERANO 2026/27 - SADI: 32100 MW

SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES) (EXCLUDED: BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS)  
 CURRENT LOADINGS ABOVE 100.0 % OF RATING SET 1:

X----- FROM BUS -----X X----- TO BUS -----X															
BUS#-SCT	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	BUS#-SCT	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATE1	PERCENT
* NONE *															

### Transformadores con carga superior al 80% del Rate A

GUIA DE REFERENCIA TRANSENER 2026 - 2033  
 CASO: V27P - PICO VERANO 2026/27 - SADI: 32100 MW

+-----ARROLLAMIENTO 1-----+					+-----ARROLLAMIENTO 2-----+						
+ BUS	NAME	BSKV	NOMINAL	I (A)	%LOAD+	+ BUS	NAME	BSKV	NOMINAL	I (A)	%LOAD+
+ MVA (A)						+ MVA (A)					
+-----+											
+ 4000	R.OESTE	500	300 346	286	83.0+	+ 4807	ROS.OES3	132	286 330	281	85.0+
+ 1016	ALICURA	500	100 115	100	87.0+	+ 1297	ALICURA	132	95 109	98	89.0+
+ 2090	RAMALLO	500	300 346	285	82.0+	+ 2833	RAMALLOA	220	300 346	273	79.0+
+ 4008	SGDE.ARG	500	150 173	190	110.0+	+ 4808	SGDE.ARG1	132	143 165	178	108.0+
+ 5253	S.ISIDRO	500	300 346	334	96.0+	+ 5523	S.ISIDRO.A	132	286 330	312	94.0+
+ 4000	R.OESTE	500	300 346	320	93.0+	+ 4850	ROS.OES2	132	287 331	312	94.0+
+ 5004	RESISTEN	500	300 346	321	93.0+	+ 5508	RESISTE1	132	287 331	321	97.0+
+ 8013	SANTIAGO	500	450 519	502	97.0+	+ 8512	SANTIAGO	132	430 496	469	94.0+
+ 3004	RODRGUEZ	500	855 987	868	88.0+	+ 3318	RODRIGUI	220	800 923	858	93.0+
+ 6006	MALVINAS	500	300 346	329	95.0+	+ 6522	MALVINAS	132	287 331	312	94.0+
+ 3004	RODRGUEZ	500	855 987	887	90.0+	+ 3322	RODRIGU2	220	800 923	835	90.0+

```

+ 3004 RODRGUEZ 500 9031042 889 85.0+ 3335 RODRIGU1 220 800 923 839 91.0+
+ 4000 R.OESTE 500 300 346 281 81.0+ 4805 I3 TF3 132 286 330 276 84.0+
+ 4008 SGDE.ARG 500 150 173 194 112.0+ 4814 SGDE.ARG2 132 143 165 182 110.0+
+ 2106 RAMALLOB 220 300 787 636 81.0+ 2809 RAMALLO1 132 300 787 602 77.0+
+ 6006 MALVINAS 500 300 346 315 91.0+ 6521 MALVINAS 132 287 331 299 91.0+
+ 6006 MALVINAS 500 300 346 329 95.0+ 6909 MALVINAS 132 287 331 312 94.0+
+ 3004 RODRGUEZ 500 855 987 896 91.0+ 3320 RODRIGU2 220 800 923 860 93.0+
+ 5004 RESISTEN 500 300 346 321 93.0+ 5509 RESISTE2 132 287 331 320 97.0+
+-----+-----+

```

## Caso V27v\_TrS\_2633

### Tensiones fuera de la banda permitida en el sistema de transmisión de 500 kV

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, NOV 19 2025 16:38  
 GUIA DE REFERENCIA TRANSENER 2026 - 2033  
 CASO: V27V - VALLE VERANO 2026/27 - SADI: 14582 MW

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0300:

```

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

```

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9700:

```

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

```

### Tensiones fuera de la banda permitida en el sistema de 220 kV de TRANSENER S.A.

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, NOV 19 2025 16:38  
 GUIA DE REFERENCIA TRANSENER 2026 - 2033  
 CASO: V27V - VALLE VERANO 2026/27 - SADI: 14582 MW

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0500:

```

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

```

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9500:

```

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

```

### Líneas del Sistema de Transporte en Alta Tensión que se hallan sobrecargadas

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, NOV 19 2025 16:38  
 GUIA DE REFERENCIA TRANSENER 2026 - 2033  
 CASO: V27V - VALLE VERANO 2026/27 - SADI: 14582 MW

SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES) (EXCLUDED: BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS)  
 CURRENT LOADINGS ABOVE 100.0 % OF RATING SET 1:

```

X----- FROM BUS -----X X----- TO BUS -----X
BUS#-SCT X-- NAME --X BASKV AREA BUS#-SCT X-- NAME --X BASKV AREA CKT LOADING RATE1 PERCENT
* NONE *

```

### Transformadores con carga superior al 80% del Rate A

GUIA DE REFERENCIA TRANSENER 2026 - 2033  
 CASO: V27V - VALLE VERANO 2026/27 - SADI: 14582 MW

```

+-----ARROLLAMIENTO 1-----+-----ARROLLAMIENTO 2-----+
+ BUS NAME BSKV NOMINAL I (A) %LOAD+ BUS NAME BSKV NOMINAL I (A) %LOAD+
+ MVA (A) + MVA (A) +
+-----+-----+
+ 5016 CHACO 500 300 346 305 88.0+ 5810 CHACO 132 286 330 302 91.0+

```

```
+ 2106 RAMALLOB 220 300 787 665 85.0+ 2809 RAMALLO1 132 300 787 628 80.0+
+-----+-----+
```

## Caso I27p\_TrS\_2633

### Tensiones fuera de la banda permitida en el sistema de transmisión de 500 kV

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, NOV 19 2025 16:38  
 GUIA DE REFERENCIA TRANSENER 2026 - 2033  
 CASO: I27P - PICO INVIERNO 2027 - SADI: 30714 MW

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0300:

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

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9700:

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

### Tensiones fuera de la banda permitida en el sistema de 220 kV de TRANSENER S.A.

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, NOV 19 2025 16:38  
 GUIA DE REFERENCIA TRANSENER 2026 - 2033  
 CASO: I27P - PICO INVIERNO 2027 - SADI: 30714 MW

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0500:

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

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9500:

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

### Líneas del Sistema de Transporte en Alta Tensión que se hallan sobrecargadas

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, NOV 19 2025 16:38  
 GUIA DE REFERENCIA TRANSENER 2026 - 2033  
 CASO: I27P - PICO INVIERNO 2027 - SADI: 30714 MW

SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES) (EXCLUDED: BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS)  
 CURRENT LOADINGS ABOVE 100.0 % OF RATING SET 1:

```
X----- FROM BUS -----X X----- TO BUS -----X
BUS#-SCT X-- NAME --X BASKV AREA BUS#-SCT X-- NAME --X BASKV AREA CKT LOADING RATE1 PERCENT
* NONE *
```

### Transformadores con carga superior al 80% del Rate A

GUIA DE REFERENCIA TRANSENER 2026 - 2033  
 CASO: I27P - PICO INVIERNO 2027 - SADI: 30714 MW

```
+-----ARROLLAMIENTO 1-----+-----ARROLLAMIENTO 2-----+
+ BUS NAME BSKV NOMINAL I (A) %LOAD+ BUS NAME BSKV NOMINAL I (A) %LOAD+
+ MVA (A) + MVA (A) +
+-----+-----+
+ 1016 ALICURA 500 100 115 95 83.0+ 1297 ALICURA 132 95 109 92 84.0+
+ 2090 RAMALLO 500 300 346 282 82.0+ 2833 RAMALLOA 220 300 346 268 77.0+
+ 4008 SGDE.ARG 500 150 173 161 93.0+ 4808 SGDE.ARG1 132 143 165 153 93.0+
+ 5253 S.ISIDRO 500 300 346 311 90.0+ 5523 S.ISIDRO.A 132 287 331 292 88.0+
+ 4000 R.OESTE 500 300 346 319 92.0+ 4850 ROS.OES2 132 287 331 307 93.0+
+ 5016 CHACO 500 300 346 314 91.0+ 5810 CHACO 132 287 331 308 93.0+
+ 3004 RODRGUEZ 500 855 987 861 87.0+ 3318 RODRIGU1 220 800 923 854 93.0+
+ 6006 MALVINAS 500 300 346 294 85.0+ 6522 MALVINAS 132 287 331 283 86.0+
```

+ 3004	RODRGUEZ	500	855	987	870	88.0+	3322	RODRIGU2	220	800	923	831	90.0+
+ 4110	ROS.OES2	220	150	393	320	82.0+	4804	I2_TF2	132	143	375	316	84.0+
+ 4108	ROS.OES1	220	150	393	320	82.0+	4803	I1_TF1	132	143	375	312	83.0+
+ 4008	SGDE.ARG	500	150	173	165	95.0+	4814	SGDE.ARG2	132	143	165	157	95.0+
+ 2106	RAMALLOB	220	300	787	683	87.0+	2809	RAMALLO1	132	300	787	645	82.0+
+ 6006	MALVINAS	500	300	346	282	82.0+	6521	MALVINAS	132	287	331	272	82.0+
+ 6006	MALVINAS	500	300	346	294	85.0+	6909	MALVINAS	132	287	331	283	86.0+
+ 3004	RODRGUEZ	500	855	987	879	89.0+	3320	RODRIGU2	220	800	923	852	92.0+
+ 3004	RODRGUEZ	500	9031042		882	85.0+	3335	RODRIGU1	220	800	923	843	91.0+
+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+													

## Caso I27r\_TrS\_2633

### Tensiones fuera de la banda permitida en el sistema de transmisión de 500 kV

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, NOV 19 2025 16:38  
 GUIA DE REFERENCIA TRANSENER 2026 - 2033  
 CASO: I27R - RESTO INVIERNO 2027 - SADI: 20253 MW

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0300:

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

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9700:

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

### Tensiones fuera de la banda permitida en el sistema de 220 kV de TRANSENER S.A.

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, NOV 19 2025 16:38  
 GUIA DE REFERENCIA TRANSENER 2026 - 2033  
 CASO: I27R - RESTO INVIERNO 2027 - SADI: 20253 MW

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0500:

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

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9500:

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

### Líneas del Sistema de Transporte en Alta Tensión que se hallan sobrecargadas

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, NOV 19 2025 16:38  
 GUIA DE REFERENCIA TRANSENER 2026 - 2033  
 CASO: I27R - RESTO INVIERNO 2027 - SADI: 20253 MW

SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES) (EXCLUDED: BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS)  
 CURRENT LOADINGS ABOVE 100.0 % OF RATING SET 1:

X----- FROM BUS -----X X----- TO BUS -----X  
 BUS#-SCT X-- NAME --X BASKV AREA BUS#-SCT X-- NAME --X BASKV AREA CKT LOADING RATE1 PERCENT  
 \* NONE \*

### Transformadores con carga superior al 80% del Rate A

GUIA DE REFERENCIA TRANSENER 2026 - 2033  
 CASO: I27R - RESTO INVIERNO 2027 - SADI: 20253 MW

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

## Caso I27v\_TrS\_2633

### Tensiones fuera de la banda permitida en el sistema de transmisión de 500 kV

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, NOV 19 2025 16:39  
 GUIA DE REFERENCIA TRANSENER 2026 - 2033  
 CASO: I27V - VALLE INVIERNO 2027 - SADI: 13736 MW

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0300:

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

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9700:

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

### Tensiones fuera de la banda permitida en el sistema de 220 kV de TRANSENER S.A.

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, NOV 19 2025 16:39  
 GUIA DE REFERENCIA TRANSENER 2026 - 2033  
 CASO: I27V - VALLE INVIERNO 2027 - SADI: 13736 MW

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0500:

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

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9500:

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

### Líneas del Sistema de Transporte en Alta Tensión que se hallan sobrecargadas

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, NOV 19 2025 16:39  
 GUIA DE REFERENCIA TRANSENER 2026 - 2033  
 CASO: I27V - VALLE INVIERNO 2027 - SADI: 13736 MW

SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES) (EXCLUDED: BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS)  
 CURRENT LOADINGS ABOVE 100.0 % OF RATING SET 1:

X----- FROM BUS -----X X----- TO BUS -----X															
BUS#-SCT	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	BUS#-SCT	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATE1	PERCENT
* NONE *															

### Transformadores con carga superior al 80% del Rate A

GUIA DE REFERENCIA TRANSENER 2026 - 2033  
 CASO: I27V - VALLE INVIERNO 2027 - SADI: 13736 MW

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

## Caso V28p\_TrS\_2633

### Tensiones fuera de la banda permitida en el sistema de transmisión de 500 kV

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, NOV 19 2025 16:39  
 GUIA DE REFERENCIA TRANSENER 2026 - 2033  
 CASO: V28P - PICO VERANO 2027/28 - SADI: 33062 MW

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0300:

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

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9700:

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

### Tensiones fuera de la banda permitida en el sistema de 220 kV de TRANSENER S.A.

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, NOV 19 2025 16:39  
 GUIA DE REFERENCIA TRANSENER 2026 - 2033  
 CASO: V28P - PICO VERANO 2027/28 - SADI: 33062 MW

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0500:

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

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9500:

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

### Líneas del Sistema de Transporte en Alta Tensión que se hallan sobrecargadas

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, NOV 19 2025 16:39  
 GUIA DE REFERENCIA TRANSENER 2026 - 2033  
 CASO: V28P - PICO VERANO 2027/28 - SADI: 33062 MW

SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES) (EXCLUDED: BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS)  
 CURRENT LOADINGS ABOVE 100.0 % OF RATING SET 1:

X----- FROM BUS -----X X----- TO BUS -----X															
BUS#-SCT	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	BUS#-SCT	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATE1	PERCENT
* NONE *															

### Transformadores con carga superior al 80% del Rate A

GUIA DE REFERENCIA TRANSENER 2026 - 2033  
 CASO: V28P - PICO VERANO 2027/28 - SADI: 33062 MW

+-----ARROLLAMIENTO 1-----+						+-----ARROLLAMIENTO 2-----+					
+ BUS	NAME	BSKV	NOMINAL	I (A)	%LOAD+	+ BUS	NAME	BSKV	NOMINAL	I (A)	%LOAD+
		MVA (A)						MVA (A)			
+-----+											
+ 1016	ALICURA	500	100 115	104	91.0+	+ 1297	ALICURA	132	95 109	102	92.0+
+ 2090	RAMALLO	500	300 346	288	83.0+	+ 2833	RAMALLOA	220	300 346	275	80.0+
+ 4008	SGDE.ARG	500	150 173	184	106.0+	+ 4808	SGDE.ARG1	132	143 165	173	105.0+
+ 6006	MALVINAS	500	600 692	697	101.0+	+ 6910	MALVINAS	132	573 661	663	100.0+
+ 5253	S.ISIDRO	500	300 346	347	100.0+	+ 5523	S.ISIDRO.A	132	286 330	323	98.0+
+ 5004	RESISTEN	500	300 346	326	94.0+	+ 5508	RESISTE1	132	287 331	326	98.0+
+ 4000	R.OESTE	500	300 346	326	94.0+	+ 4850	ROS.OES2	132	287 331	317	96.0+
+ 4000	R.OESTE	500	300 346	345	100.0+	+ 4807	ROS.OES3	132	286 330	333	101.0+
+ 4008	SGDE.ARG	500	150 173	188	109.0+	+ 4814	SGDE.ARG2	132	143 165	177	107.0+
+ 4000	R.OESTE	500	300 346	340	98.0+	+ 4805	I3_TF3	132	286 330	328	99.0+
+ 6006	MALVINAS	500	300 346	328	95.0+	+ 6521	MALVINAS	132	287 331	312	94.0+



```
+ 8013 SANTIAGO 500 450 519 511 98.0+ 8512 SANTIAGO 132 430 496 475 96.0+
+ 5004 RESISTEN 500 300 346 326 94.0+ 5509 RESISTE2 132 287 331 325 98.0+
+-----+-----+
```

## Caso V28v\_TrS\_2633

### Tensiones fuera de la banda permitida en el sistema de transmisión de 500 kV

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, NOV 19 2025 16:39  
 GUIA DE REFERENCIA TRANSENER 2026 - 2033  
 CASO: V28V - VALLE VERANO 2027/28 - SADI: 15019 MW

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0300:

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

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9700:

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

### Tensiones fuera de la banda permitida en el sistema de 220 kV de TRANSENER S.A.

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, NOV 19 2025 16:39  
 GUIA DE REFERENCIA TRANSENER 2026 - 2033  
 CASO: V28V - VALLE VERANO 2027/28 - SADI: 15019 MW

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0500:

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

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9500:

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

### Líneas del Sistema de Transporte en Alta Tensión que se hallan sobrecargadas

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, NOV 19 2025 16:39  
 GUIA DE REFERENCIA TRANSENER 2026 - 2033  
 CASO: V28V - VALLE VERANO 2027/28 - SADI: 15019 MW

SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES) (EXCLUDED: BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS)  
 CURRENT LOADINGS ABOVE 100.0 % OF RATING SET 1:

```
X----- FROM BUS -----X X----- TO BUS -----X
BUS#-SCT X-- NAME --X BASKV AREA BUS#-SCT X-- NAME --X BASKV AREA CKT LOADING RATE1 PERCENT
* NONE *
```

### Transformadores con carga superior al 80% del Rate A

GUIA DE REFERENCIA TRANSENER 2026 - 2033  
 CASO: V28V - VALLE VERANO 2027/28 - SADI: 15019 MW

```
+-----ARROLLAMIENTO 1-----+-----ARROLLAMIENTO 2-----+
+ BUS NAME BSKV NOMINAL I (A) %LOAD+ BUS NAME BSKV NOMINAL I (A) %LOAD+
+ MVA (A) + MVA (A) +
+-----+-----+
+ 5016 CHACO 500 300 346 316 91.0+ 5810 CHACO 132 287 331 312 94.0+
+-----+-----+
```

## Caso I28p\_TrS\_2633

### Tensiones fuera de la banda permitida en el sistema de transmisión de 500 kV

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, NOV 19 2025 16:39  
 GUIA DE REFERENCIA TRANSENER 2026 - 2033  
 CASO: I28P - PICO INVIERNO 2028 - SADI: 31636 MW

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0300:

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

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9700:

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

### Tensiones fuera de la banda permitida en el sistema de 220 kV de TRANSENER S.A.

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, NOV 19 2025 16:39  
 GUIA DE REFERENCIA TRANSENER 2026 - 2033  
 CASO: I28P - PICO INVIERNO 2028 - SADI: 31636 MW

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0500:

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

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9500:

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

### Líneas del Sistema de Transporte en Alta Tensión que se hallan sobrecargadas

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, NOV 19 2025 16:39  
 GUIA DE REFERENCIA TRANSENER 2026 - 2033  
 CASO: I28P - PICO INVIERNO 2028 - SADI: 31636 MW

SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES) (EXCLUDED: BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS)  
 CURRENT LOADINGS ABOVE 100.0 % OF RATING SET 1:

X----- FROM BUS -----X X----- TO BUS -----X															
BUS#-SCT	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	BUS#-SCT	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATE1	PERCENT
* NONE *															

### Transformadores con carga superior al 80% del Rate A

GUIA DE REFERENCIA TRANSENER 2026 - 2033  
 CASO: I28P - PICO INVIERNO 2028 - SADI: 31636 MW

+-----ARROLLAMIENTO 1-----+					+-----ARROLLAMIENTO 2-----+							
+ BUS	NAME	BSKV	NOMINAL	I (A)	%LOAD+	+ BUS	NAME	BSKV	NOMINAL	I (A)	%LOAD+	
+ MVA (A)						+ MVA (A)						
+-----+												
+ 1016	ALICURA	500	100	115	100	87.0+	1297	ALICURA	132	95	109	97
+ 4110	ROS.OES2	220	150	393	314	80.0+	4804	I2_TF2	132	143	375	309
+ 6006	MALVINAS	500	600	692	633	91.0+	6910	MALVINAS	132	573	661	606
+ 5253	S.ISIDRO	500	300	346	324	94.0+	5523	S.ISIDRO.A	132	287	331	303
+ 5016	CHACO	500	300	346	319	92.0+	5810	CHACO	132	287	331	316
+ 4000	R.OESTE	500	300	346	332	96.0+	4850	ROS.OES2	132	287	331	319
+ 4008	SGDE.ARG	500	150	173	170	99.0+	4814	SGDE.ARG2	132	143	165	161
+ 4108	ROS.OES1	220	150	393	316	80.0+	4803	I1_TF1	132	143	375	307
+ 6006	MALVINAS	500	300	346	298	86.0+	6521	MALVINAS	132	287	331	286
+ 4008	SGDE.ARG	500	150	173	166	96.0+	4808	SGDE.ARG1	132	143	165	158
+-----+												

## Caso I28r\_TrS\_2633

### Tensiones fuera de la banda permitida en el sistema de transmisión de 500 kV

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, NOV 19 2025 16:39  
 GUIA DE REFERENCIA TRANSENER 2026 - 2033  
 CASO: I28R - RESTO INVIERNO 2028 - SADI: 20865 MW

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0300:

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

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9700:

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

### Tensiones fuera de la banda permitida en el sistema de 220 kV de TRANSENER S.A.

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, NOV 19 2025 16:39  
 GUIA DE REFERENCIA TRANSENER 2026 - 2033  
 CASO: I28R - RESTO INVIERNO 2028 - SADI: 20865 MW

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0500:

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

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9500:

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

### Líneas del Sistema de Transporte en Alta Tensión que se hallan sobrecargadas

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, NOV 19 2025 16:39  
 GUIA DE REFERENCIA TRANSENER 2026 - 2033  
 CASO: I28R - RESTO INVIERNO 2028 - SADI: 20865 MW

SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES) (EXCLUDED: BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS)  
 CURRENT LOADINGS ABOVE 100.0 % OF RATING SET 1:

X----- FROM BUS -----X X----- TO BUS -----X															
BUS#-SCT	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	BUS#-SCT	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATE1	PERCENT
* NONE *															

### Transformadores con carga superior al 80% del Rate A

GUIA DE REFERENCIA TRANSENER 2026 - 2033  
 CASO: I28R - RESTO INVIERNO 2028 - SADI: 20865 MW

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

## Caso I28v\_TrS\_2633

### Tensiones fuera de la banda permitida en el sistema de transmisión de 500 kV

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, NOV 19 2025 16:39  
 GUIA DE REFERENCIA TRANSENER 2026 - 2033  
 CASO: I28V - VALLE INVIERNO 2028 - SADI: 14143 MW

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0300:

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

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9700:

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

### Tensiones fuera de la banda permitida en el sistema de 220 kV de TRANSENER S.A.

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, NOV 19 2025 16:39  
 GUIA DE REFERENCIA TRANSENER 2026 - 2033  
 CASO: I28V - VALLE INVIERNO 2028 - SADI: 14143 MW

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0500:

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

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9500:

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

### Líneas del Sistema de Transporte en Alta Tensión que se hallan sobrecargadas

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, NOV 19 2025 16:39  
 GUIA DE REFERENCIA TRANSENER 2026 - 2033  
 CASO: I28V - VALLE INVIERNO 2028 - SADI: 14143 MW

SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES) (EXCLUDED: BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS)  
 CURRENT LOADINGS ABOVE 100.0 % OF RATING SET 1:

X----- FROM BUS -----X				X----- TO BUS -----X											
BUS#-SCT	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	BUS#-SCT	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATE1	PERCENT
* NONE *															

### Transformadores con carga superior al 80% del Rate A

GUIA DE REFERENCIA TRANSENER 2026 - 2033  
 CASO: I28V - VALLE INVIERNO 2028 - SADI: 14143 MW

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

## Caso V29p\_TrS\_2633

### Tensiones fuera de la banda permitida en el sistema de transmisión de 500 kV

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, NOV 19 2025 16:40  
 GUIA DE REFERENCIA TRANSENER 2026 - 2033  
 CASO: V29P - PICO VERANO 2028/29 - SADI: 34055 MW

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0300:

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

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9700:

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

### Tensiones fuera de la banda permitida en el sistema de 220 kV de TRANSENER S.A.

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, NOV 19 2025 16:40  
 GUIA DE REFERENCIA TRANSENER 2026 - 2033  
 CASO: V29P - PICO VERANO 2028/29 - SADI: 34055 MW

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0500:

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

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9500:

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

### Líneas del Sistema de Transporte en Alta Tensión que se hallan sobrecargadas

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, NOV 19 2025 16:40  
 GUIA DE REFERENCIA TRANSENER 2026 - 2033  
 CASO: V29P - PICO VERANO 2028/29 - SADI: 34055 MW

SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES) (EXCLUDED: BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS)  
 CURRENT LOADINGS ABOVE 100.0 % OF RATING SET 1:

X----- FROM BUS -----X X----- TO BUS -----X															
BUS#-SCT	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	BUS#-SCT	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATE1	PERCENT
3000		EZEIZA		500.00*	4	3007		EZE GENETV03		500.00	4	1	604.8	600.0	100.8

### Transformadores con carga superior al 80% del Rate A

GUIA DE REFERENCIA TRANSENER 2026 - 2033  
 CASO: V29P - PICO VERANO 2028/29 - SADI: 34055 MW

+-----ARROLLAMIENTO 1-----+								+-----ARROLLAMIENTO 2-----+									
BUS	NAME	BSKV	NOMINAL	I (A)	%LOAD	BUS	NAME	BSKV	NOMINAL	I (A)	%LOAD	BUS	NAME	BSKV	NOMINAL	I (A)	%LOAD
+ MVA (A) +								+ MVA (A) +									
+ 6006	MALVINAS	500	600	692	746	108.0+	6910	MALVINAS	132	573	661	705	106.0+				
+ 1016	ALICURA	500	100	115	108	94.0+	1297	ALICURA	132	95	109	105	96.0+				
+ 6006	MALVINAS	500	300	346	352	102.0+	6521	MALVINAS	132	287	331	332	100.0+				
+ 8007	COBOS	500	450	519	436	84.0+	8805	COBOS	345	450	519	434	84.0+				
+ 8007	COBOS	500	450	519	434	84.0+	8809	COBOS	345	450	519	432	83.0+				

## Caso V29v\_TrS\_2633

### Tensiones fuera de la banda permitida en el sistema de transmisión de 500 kV

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, NOV 19 2025 16:40  
 GUIA DE REFERENCIA TRANSENER 2026 - 2033  
 CASO: V29V - VALLE VERANO 2028/29 - SADI: 15471 MW

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0300:

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

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9700:

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

### Tensiones fuera de la banda permitida en el sistema de 220 kV de TRANSENER S.A.

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, NOV 19 2025 16:40  
 GUIA DE REFERENCIA TRANSENER 2026 - 2033  
 CASO: V29V - VALLE VERANO 2028/29 - SADI: 15471 MW

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0500:

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

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9500:

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

### Líneas del Sistema de Transporte en Alta Tensión que se hallan sobrecargadas

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, NOV 19 2025 16:40  
 GUIA DE REFERENCIA TRANSENER 2026 - 2033  
 CASO: V29V - VALLE VERANO 2028/29 - SADI: 15471 MW

SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES) (EXCLUDED: BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS)  
 CURRENT LOADINGS ABOVE 100.0 % OF RATING SET 1:

X-----	FROM BUS	-----X	X-----	TO BUS	-----X										
BUS#-SCT	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	BUS#-SCT	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATE1	PERCENT
* NONE *															

### Transformadores con carga superior al 80% del Rate A

GUIA DE REFERENCIA TRANSENER 2026 - 2033  
 CASO: V29V - VALLE VERANO 2028/29 - SADI: 15471 MW

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

## Caso I29v\_TrS\_2633

### Tensiones fuera de la banda permitida en el sistema de transmisión de 500 kV

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, NOV 19 2025 16:40  
 GUIA DE REFERENCIA TRANSENER 2026 - 2033  
 CASO: I29V - VALLE 2029 - SADI: 14566 MW

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0300:

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

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9700:

BUS#-SCT	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#-SCT	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
17		CRO.NPMD		500.00	21	0.9608	480.41								

### Tensiones fuera de la banda permitida en el sistema de 220 kV de TRANSENER S.A.

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, NOV 19 2025 16:40  
 GUIA DE REFERENCIA TRANSENER 2026 - 2033  
 CASO: I29V - VALLE 2029 - SADI: 14566 MW

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0500:

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

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9500:

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

### Líneas del Sistema de Transporte en Alta Tensión que se hallan sobrecargadas

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, NOV 19 2025 16:40  
 GUIA DE REFERENCIA TRANSENER 2026 - 2033  
 CASO: I29V - VALLE 2029 - SADI: 14566 MW

SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES) (EXCLUDED: BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS)  
 CURRENT LOADINGS ABOVE 100.0 % OF RATING SET 1:

X----- FROM BUS -----X X----- TO BUS -----X  
 BUS#-SCT X-- NAME --X BASKV AREA BUS#-SCT X-- NAME --X BASKV AREA CKT LOADING RATE1 PERCENT  
 \* NONE \*

### Transformadores con carga superior al 80% del Rate A

GUIA DE REFERENCIA TRANSENER 2026 - 2033  
 CASO: I29V - VALLE 2029 - SADI: 14566 MW

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



## Caso V30p\_TrS\_2633

### Tensiones fuera de la banda permitida en el sistema de transmisión de 500 kV

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, NOV 19 2025 16:40  
 GUIA DE REFERENCIA TRANSENER 2026 - 2033  
 CASO: V30P - PICO 2029/30 - SADI: 35071 MW

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0300:

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

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9700:

BUS#-SCT	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#-SCT	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
17		CRO.NPMD		500.00	21	0.9665	483.24								

### Tensiones fuera de la banda permitida en el sistema de 220 kV de TRANSENER S.A.

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, NOV 19 2025 16:40  
 GUIA DE REFERENCIA TRANSENER 2026 - 2033  
 CASO: V30P - PICO 2029/30 - SADI: 35071 MW

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0500:

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

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9500:

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

### Líneas del Sistema de Transporte en Alta Tensión que se hallan sobrecargadas

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, NOV 19 2025 16:40  
 GUIA DE REFERENCIA TRANSENER 2026 - 2033  
 CASO: V30P - PICO 2029/30 - SADI: 35071 MW

SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES) (EXCLUDED: BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS)  
 CURRENT LOADINGS ABOVE 100.0 % OF RATING SET 1:

X----- FROM BUS -----X X----- TO BUS -----X											
BUS#-SCT	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	BUS#-SCT	X--	NAME	--X	BASKV	AREA
3000		EZEIZA		500.00*	4	3007		EZE GENETV03		500.00	4

### Transformadores con carga superior al 80% del Rate A

GUIA DE REFERENCIA TRANSENER 2026 - 2033  
 CASO: V30P - PICO 2029/30 - SADI: 35071 MW

+-----ARROLLAMIENTO 1-----+					+-----ARROLLAMIENTO 2-----+							
+ BUS	NAME	BSKV	NOMINAL	I (A)	%LOAD+	+ BUS	NAME	BSKV	NOMINAL	I (A)	%LOAD+	
+ MVA (A)						+ MVA (A)						
+ 8007	COBOS	500	450	519	431	83.0+	+ 8805	COBOS	345	450	519	429
+ 6006	MALVINAS	500	300	346	292	85.0+	+ 6521	MALVINAS	132	287	331	277
+ 8007	COBOS	500	450	519	429	83.0+	+ 8809	COBOS	345	450	519	427
+ 6006	MALVINAS	500	600	692	596	86.0+	+ 6910	MALVINAS	132	573	661	572

## Caso I31v\_TrS\_2633

### Tensiones fuera de la banda permitida en el sistema de transmisión de 500 kV

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, NOV 19 2025 16:40  
 GUIA DE REFERENCIA TRANSENER 2026 - 2033  
 CASO: I31V - VALLE 2031 - SADI: 15455 MW

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0300:

BUS#-SCT	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#-SCT	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
2042	CHN.BAI	500.00	5	1.0315	515.76						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9700:

BUS#-SCT	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#-SCT	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
17	CRO.NPMD	500.00	21	0.9614	480.71	18	CRI.NPMD2	500.00	21	0.9614	480.71
24	RSC.CRI2	500.00	21	0.9633	481.64						

### Tensiones fuera de la banda permitida en el sistema de 220 kV de TRANSENER S.A.

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, NOV 19 2025 16:40  
 GUIA DE REFERENCIA TRANSENER 2026 - 2033  
 CASO: I31V - VALLE 2031 - SADI: 15455 MW

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0500:

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

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9500:

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

### Líneas del Sistema de Transporte en Alta Tensión que se hallan sobrecargadas

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, NOV 19 2025 16:40  
 GUIA DE REFERENCIA TRANSENER 2026 - 2033  
 CASO: I31V - VALLE 2031 - SADI: 15455 MW

SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES) (EXCLUDED: BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS)  
 CURRENT LOADINGS ABOVE 100.0 % OF RATING SET 1:

X----- FROM BUS -----X X----- TO BUS -----X  
 BUS#-SCT X-- NAME --X BASKV AREA BUS#-SCT X-- NAME --X BASKV AREA CKT LOADING RATE1 PERCENT  
 \* NONE \*

### Transformadores con carga superior al 80% del Rate A

GUIA DE REFERENCIA TRANSENER 2026 - 2033  
 CASO: I31V - VALLE 2031 - SADI: 15455 MW

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

## Caso V32p\_TrS\_2633

### Tensiones fuera de la banda permitida en el sistema de transmisión de 500 kV

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, NOV 19 2025 16:40  
 GUIA DE REFERENCIA TRANSENER 2026 - 2033  
 CASO: V32P - PICO 2031/32 - SADI: 37210 MW

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0300:

BUS#-SCT	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#-SCT	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
2031	CCH.RDI	500.00	5	1.0401	520.07						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9700:

BUS#-SCT	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#-SCT	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
24	RSC.CRI2	500.00	21	0.9601	480.03						

### Tensiones fuera de la banda permitida en el sistema de 220 kV de TRANSENER S.A.

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, NOV 19 2025 16:40  
 GUIA DE REFERENCIA TRANSENER 2026 - 2033  
 CASO: V32P - PICO 2031/32 - SADI: 37210 MW

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0500:

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

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9500:

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

### Líneas del Sistema de Transporte en Alta Tensión que se hallan sobrecargadas

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, NOV 19 2025 16:40  
 GUIA DE REFERENCIA TRANSENER 2026 - 2033  
 CASO: V32P - PICO 2031/32 - SADI: 37210 MW

SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES) (EXCLUDED: BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS)  
 CURRENT LOADINGS ABOVE 100.0 % OF RATING SET 1:

X----- FROM BUS -----X X----- TO BUS -----X											
BUS#-SCT	X-- NAME	--X BASKV	AREA	BUS#-SCT	X-- NAME	--X BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATE1	PERCENT
3000	EZEIZA	500.00*	4	3007	EZE GENETV03	500.00	4	1	604.8	600.0	100.8

### Transformadores con carga superior al 80% del Rate A

GUIA DE REFERENCIA TRANSENER 2026 - 2033  
 CASO: V32P - PICO 2031/32 - SADI: 37210 MW

+-----ARROLLAMIENTO 1-----+						+-----ARROLLAMIENTO 2-----+						
+ BUS	NAME	BSKV	NOMINAL	I (A)	%LOAD+	+ BUS	NAME	BSKV	NOMINAL	I (A)	%LOAD+	
+ MVA (A) +						+ MVA (A) +						
+ 6006	MALVINAS	500	600	692	617	89.0+	+ 6910	MALVINAS	132	573	661	608
+ 3002	ABASTO	500	800	923	799	87.0+	+ 3206	ABASTO	220	800	923	781
+ 8007	COBOS	500	450	519	435	84.0+	+ 8805	COBOS	345	450	519	432
+ 5253	S.ISIDRO	500	300	346	279	81.0+	+ 5513	S.ISIDRO.B	132	287	331	273
+ 3002	ABASTO	500	800	923	799	87.0+	+ 3204	ABASTO	220	800	923	781
+ 6006	MALVINAS	500	300	346	290	84.0+	+ 6521	MALVINAS	132	287	331	286
+ 8007	COBOS	500	450	519	434	84.0+	+ 8809	COBOS	345	450	519	431

## Caso I33v\_TrS\_2633

### Tensiones fuera de la banda permitida en el sistema de transmisión de 500 kV

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, NOV 19 2025 16:40  
 GUIA DE REFERENCIA TRANSENER 2026 - 2033  
 CASO: I33V - VALLE 2033 - SADI: 16396 MW

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0300:

BUS#-SCT	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#-SCT	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
7006	RDIAM.CHI	500.00	14	1.0350	517.50						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9700:

BUS#-SCT	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#-SCT	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
17	CRO.NPMD	500.00	21	0.9657	482.86	18	CRI.NPMD2	500.00	21	0.9657	482.86
24	RSC.CRI2	500.00	21	0.9520	476.01	7007	RDI.CCH	500.00	14	0.9634	481.72

### Tensiones fuera de la banda permitida en el sistema de 220 kV de TRANSENER S.A.

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, NOV 19 2025 16:40  
 GUIA DE REFERENCIA TRANSENER 2026 - 2033  
 CASO: I33V - VALLE 2033 - SADI: 16396 MW

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0500:

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

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9500:

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

### Líneas del Sistema de Transporte en Alta Tensión que se hallan sobrecargadas

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, NOV 19 2025 16:40  
 GUIA DE REFERENCIA TRANSENER 2026 - 2033  
 CASO: I33V - VALLE 2033 - SADI: 16396 MW

SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES) (EXCLUDED: BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS)  
 CURRENT LOADINGS ABOVE 100.0 % OF RATING SET 1:

X----- FROM BUS -----X X----- TO BUS -----X  
 BUS#-SCT X-- NAME --X BASKV AREA BUS#-SCT X-- NAME --X BASKV AREA CKT LOADING RATE1 PERCENT  
 \* NONE \*

### Transformadores con carga superior al 80% del Rate A

GUIA DE REFERENCIA TRANSENER 2026 - 2033  
 CASO: I33V - VALLE 2033 - SADI: 16396 MW

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

## Caso V34p\_TrS\_2633

### Tensiones fuera de la banda permitida en el sistema de transmisión de 500 kV

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, NOV 19 2025 16:40  
 GUIA DE REFERENCIA TRANSENER 2026 - 2033  
 CASO: V34P - PICO 2033/34 - SADI: 39479 MW

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0300:

BUS#-SCT	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#-SCT	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
2031	CCH.RDI	500.00	5	1.0482	524.08	3012	PLO.BAI	500.00	4	1.0372	518.62
7006	RDIAM.CHI	500.00	14	1.0376	518.78						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9700:

BUS#-SCT	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#-SCT	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
17	CRO.NPMD	500.00	21	0.9693	484.63	18	CRI.NPMD2	500.00	21	0.9693	484.63
24	RSC.CRI2	500.00	21	0.9530	476.50	2042	CHN.BAI	500.00	5	0.9698	484.89
7007	RDI.CCH	500.00	14	0.9693	484.67						

### Tensiones fuera de la banda permitida en el sistema de 220 kV de TRANSENER S.A.

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, NOV 19 2025 16:40  
 GUIA DE REFERENCIA TRANSENER 2026 - 2033  
 CASO: V34P - PICO 2033/34 - SADI: 39479 MW

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0500:

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

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9500:

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

### Líneas del Sistema de Transporte en Alta Tensión que se hallan sobrecargadas

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, NOV 19 2025 16:40  
 GUIA DE REFERENCIA TRANSENER 2026 - 2033  
 CASO: V34P - PICO 2033/34 - SADI: 39479 MW

SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES) (EXCLUDED: BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS)  
 CURRENT LOADINGS ABOVE 100.0 % OF RATING SET 1:

X----- FROM BUS -----X X----- TO BUS -----X											
BUS#-SCT	X-- NAME	--X BASKV	AREA	BUS#-SCT	X-- NAME	--X BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATE1	PERCENT
3000	EZEIZA	500.00*	4	3007	EZE GENETV03	500.00	4	1	604.8	600.0	100.8

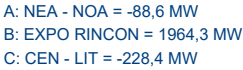
### Transformadores con carga superior al 80% del Rate A

GUIA DE REFERENCIA TRANSENER 2026 - 2033  
 CASO: V34P - PICO 2033/34 - SADI: 39479 MW

+-----ARROLLAMIENTO 1-----+					+-----ARROLLAMIENTO 2-----+						
+ BUS	NAME	BSKV	NOMINAL	I (A)	%LOAD	+ BUS	NAME	BSKV	NOMINAL	I (A)	%LOAD
+ MVA (A) +					+ MVA (A) +						
+ 4006	ROMANG	500	150 173	141	82.0+	+ 4825	ROMANG	132	143 165	136	82.0+
+ 6006	MALVINAS	500	600 692	600	87.0+	+ 6910	MALVINAS	132	573 661	591	89.0+
+ 3002	ABASTO	500	800 923	851	92.0+	+ 3206	ABASTO	220	800 923	824	89.0+
+ 4008	SGDE.ARG	500	150 173	143	83.0+	+ 4814	SGDE.ARG2	132	143 165	130	79.0+
+ 8007	COBOS	500	450 519	427	82.0+	+ 8805	COBOS	345	450 519	425	82.0+
+ 5253	S.ISIDRO	500	300 346	315	91.0+	+ 5513	S.ISIDRO.B	132	287 331	306	92.0+
+ 3002	ABASTO	500	800 923	851	92.0+	+ 3204	ABASTO	220	800 923	824	89.0+
+ 4008	SGDE.ARG	500	300 346	290	84.0+	+ 4814	SGDE.ARG2	132	287 331	283	86.0+
+ 6006	MALVINAS	500	300 346	283	82.0+	+ 6521	MALVINAS	132	287 331	278	84.0+
+ 8007	COBOS	500	450 519	426	82.0+	+ 8809	COBOS	345	450 519	423	82.0+

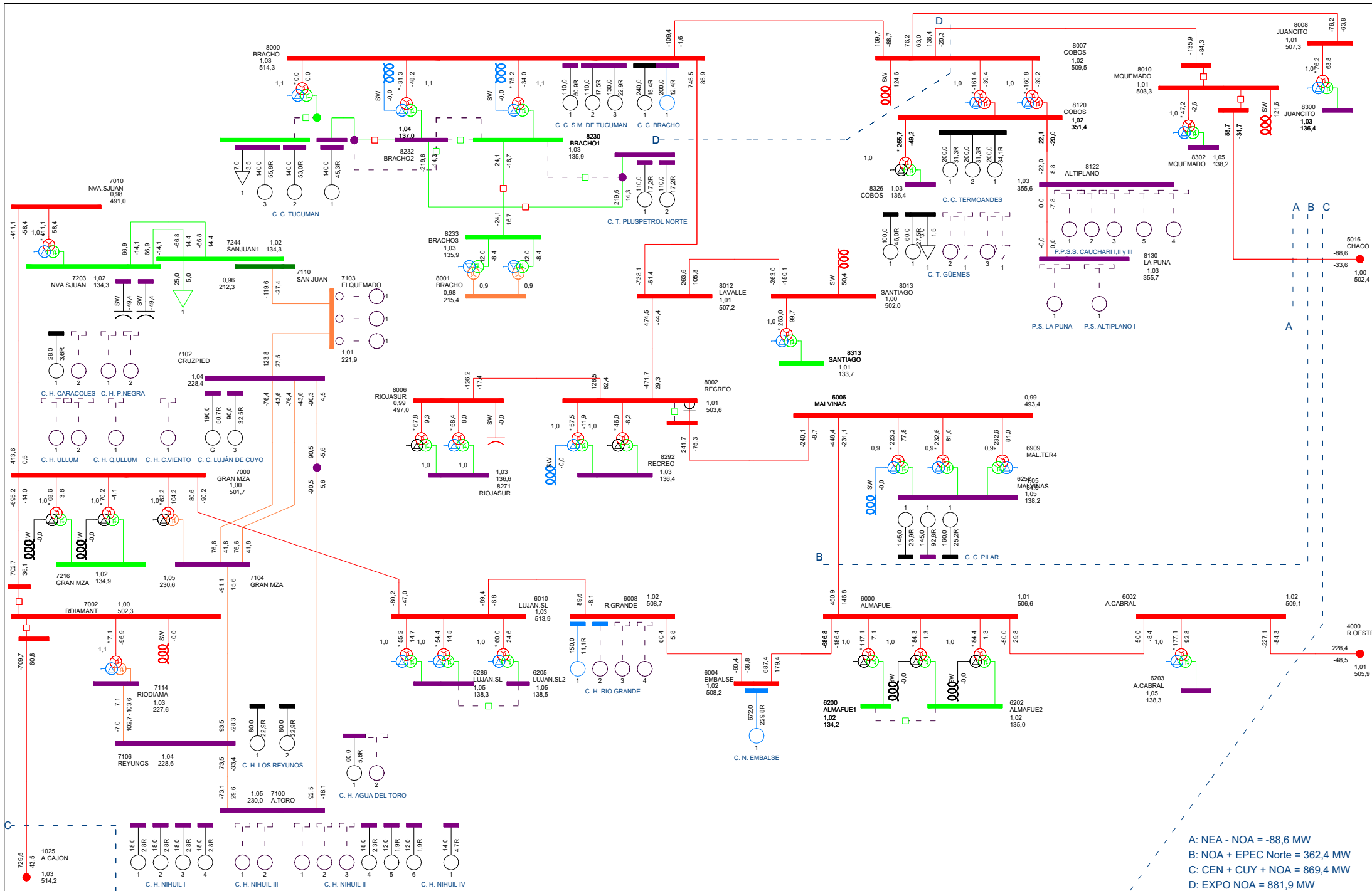
## **APENDICE I.c**

### **Esquemas unifilares – Flujos de potencia típicos**



Bus - VOLTAGE (kV/PU)  
Branch - MW/Mvar  
Equipment - MW/Mvar  
100.0%RATEA  
1.030OV 0.970UV  
kV: <=16.000<=66.000 <=132.000<=220.000<=345.000<=500.000 >500.000

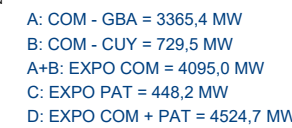


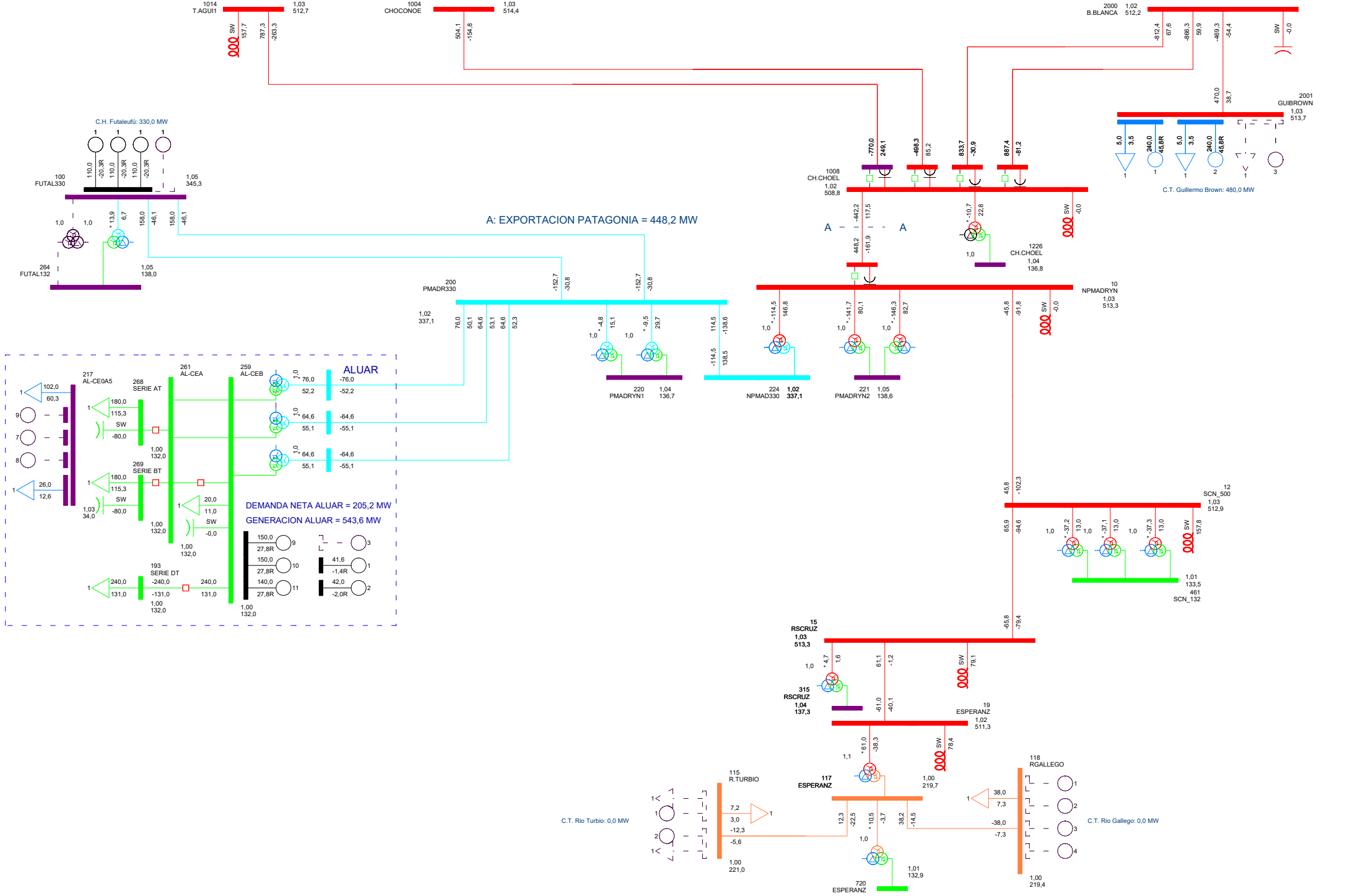


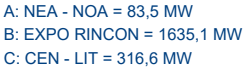
A: NEA - NOA = -88,6 MW  
 B: NOA + EPEC Norte = 362,4 MW  
 C: CEN + CUY + NOA = 869,4 MW  
 D: EXPO NOA = 881,9 MW

GUIA DE REFERENCIA TRANSENER 2026 - 2033  
 CASO: I26P - PICO INVIERNO 2026 - SADI: 29818 MW  
 WED, DEC 03 2025 14:49  
 CEN - CUY - NOA

Bus - VOLTAGE (kV/PU)  
 Branch - MW/Mvar  
 Equipment - MW/Mvar  
 100.0%RATEA  
 1.0300V 0.9700V  
 kV: <=16.000<=66.000 <=132.000<=220.000<=345.000<=500.000<=500.000

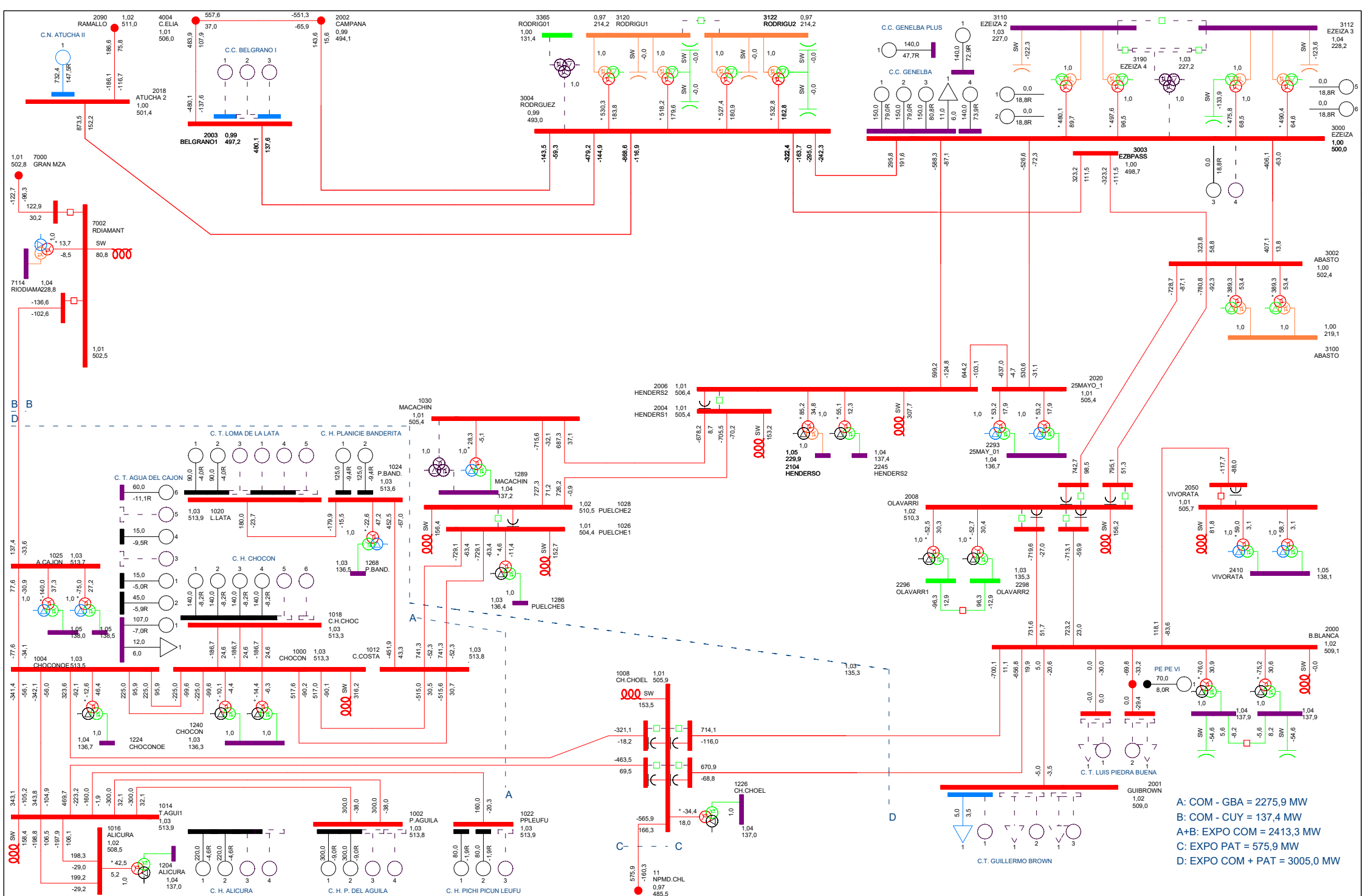




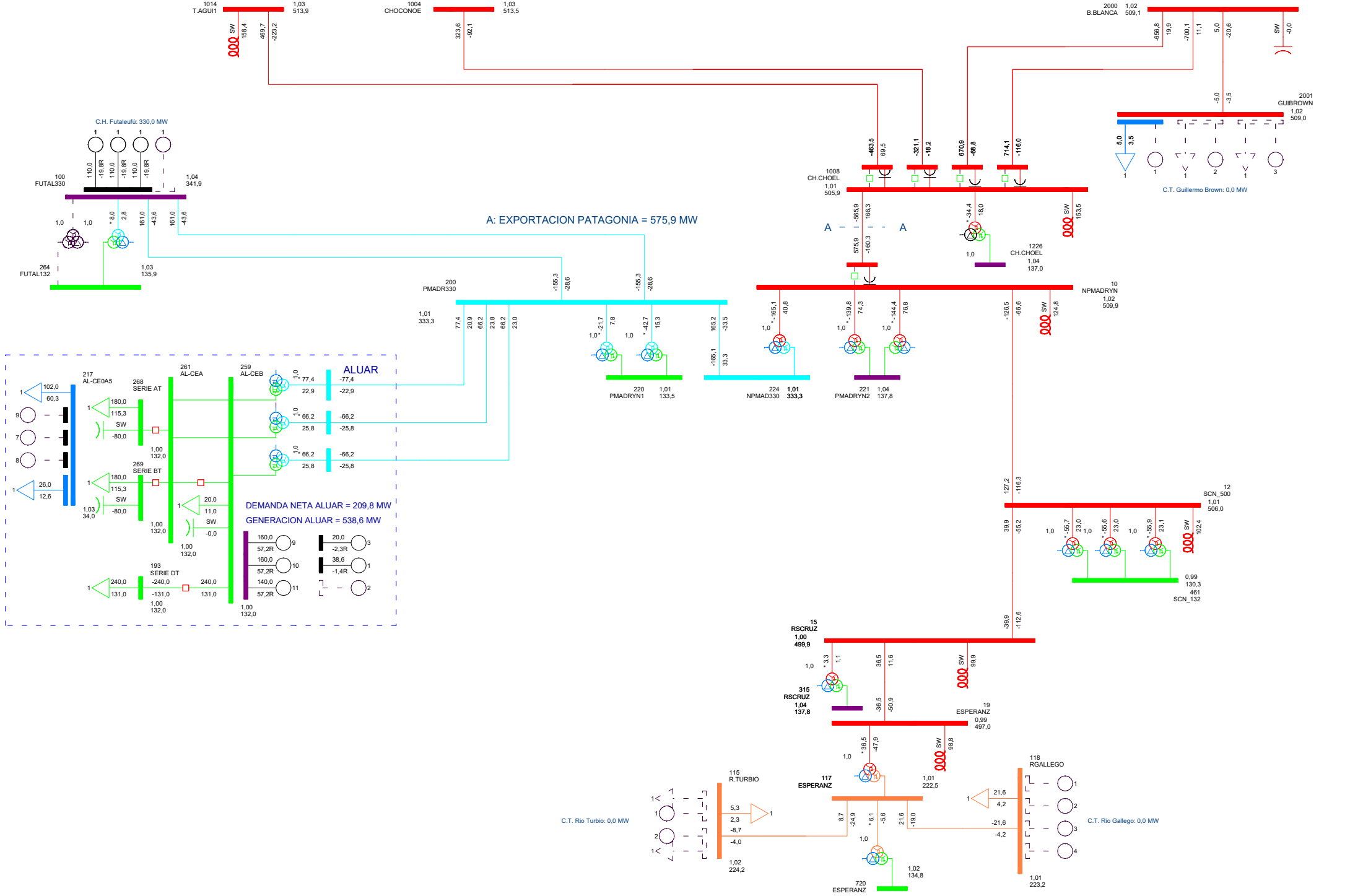


GUIA DE REFERENCIA TRANSENER 2026 - 2033  
 CASO: I26R - RESTO INVIERNO 2026 - SADI: 19660 MW  
 WED, DEC 03 2025 14:54  
 NEA - LIT - GBA

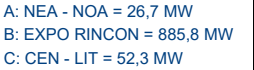




A: COM - GBA = 2275,9 MW  
 B: COM - CUY = 137,4 MW  
 A+B: EXPO COM = 2413,3 MW  
 C: EXPO PAT = 575,9 MW  
 D: EXPO COM + PAT = 3005,0 MW

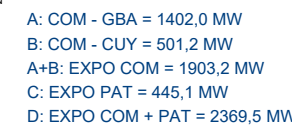


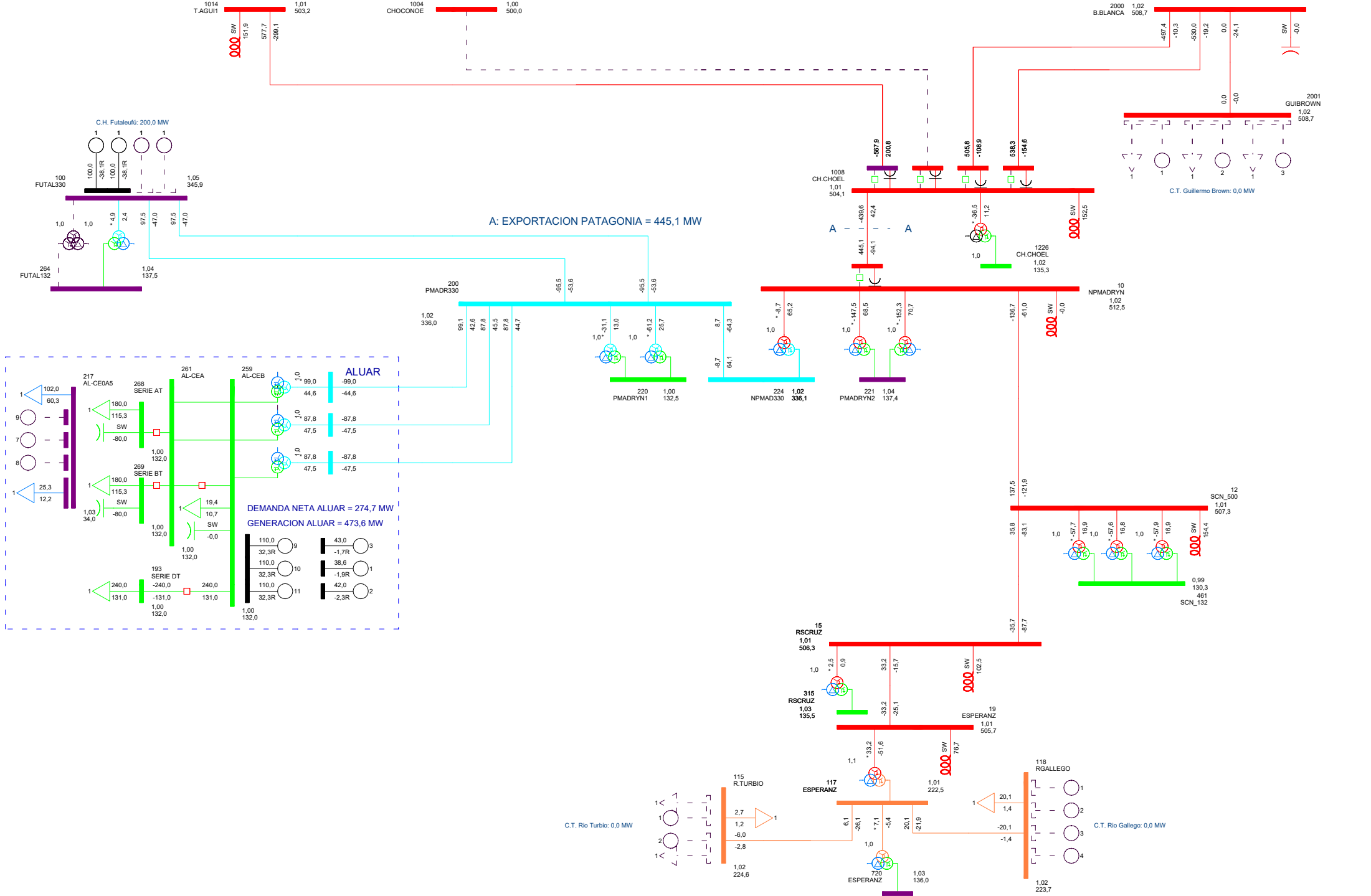


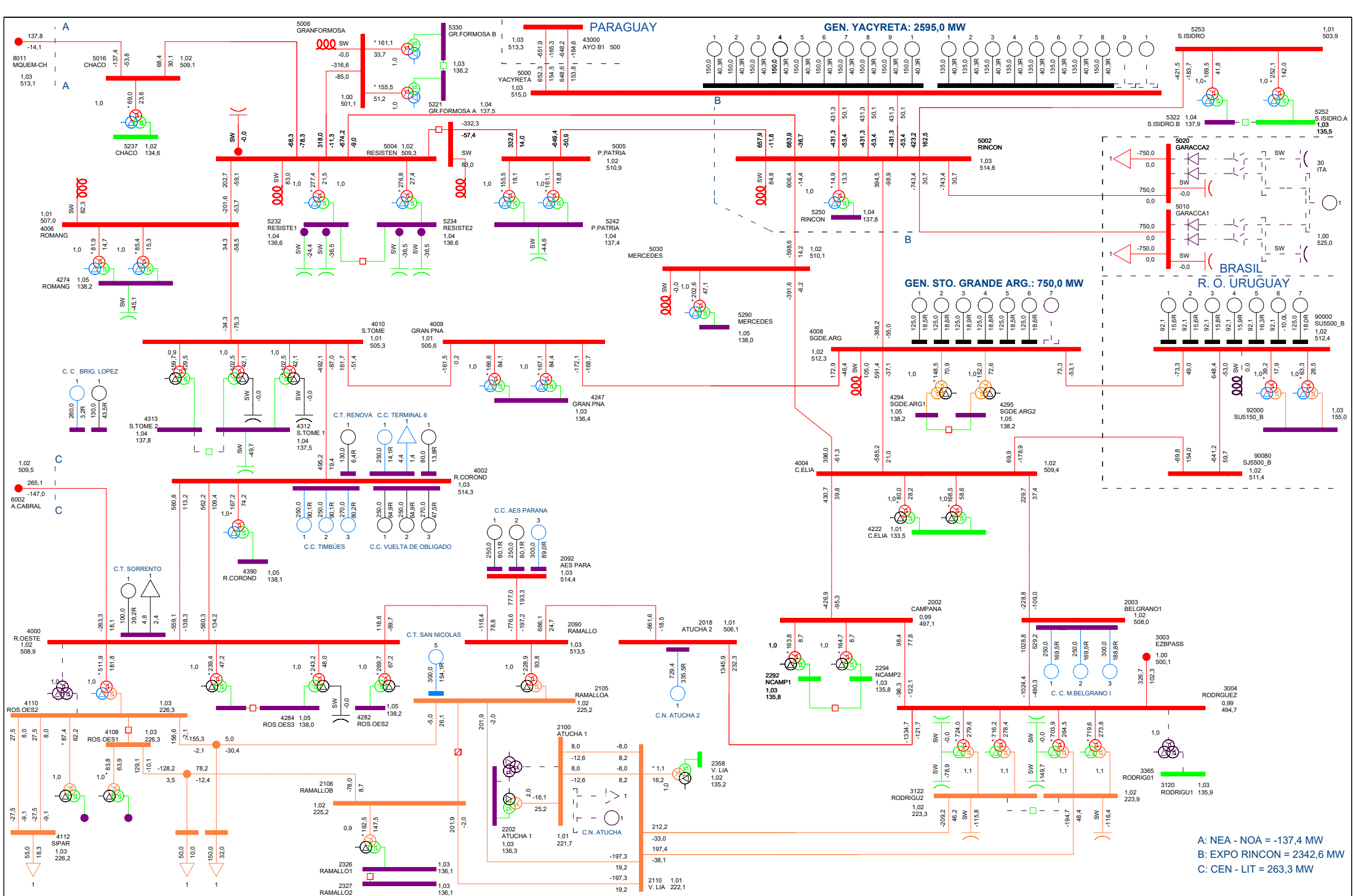


A: NEA - NOA = 26,7 MW  
B: EXPO RINCON = 885,8 MW  
C: CEN - LIT = 52,3 MW

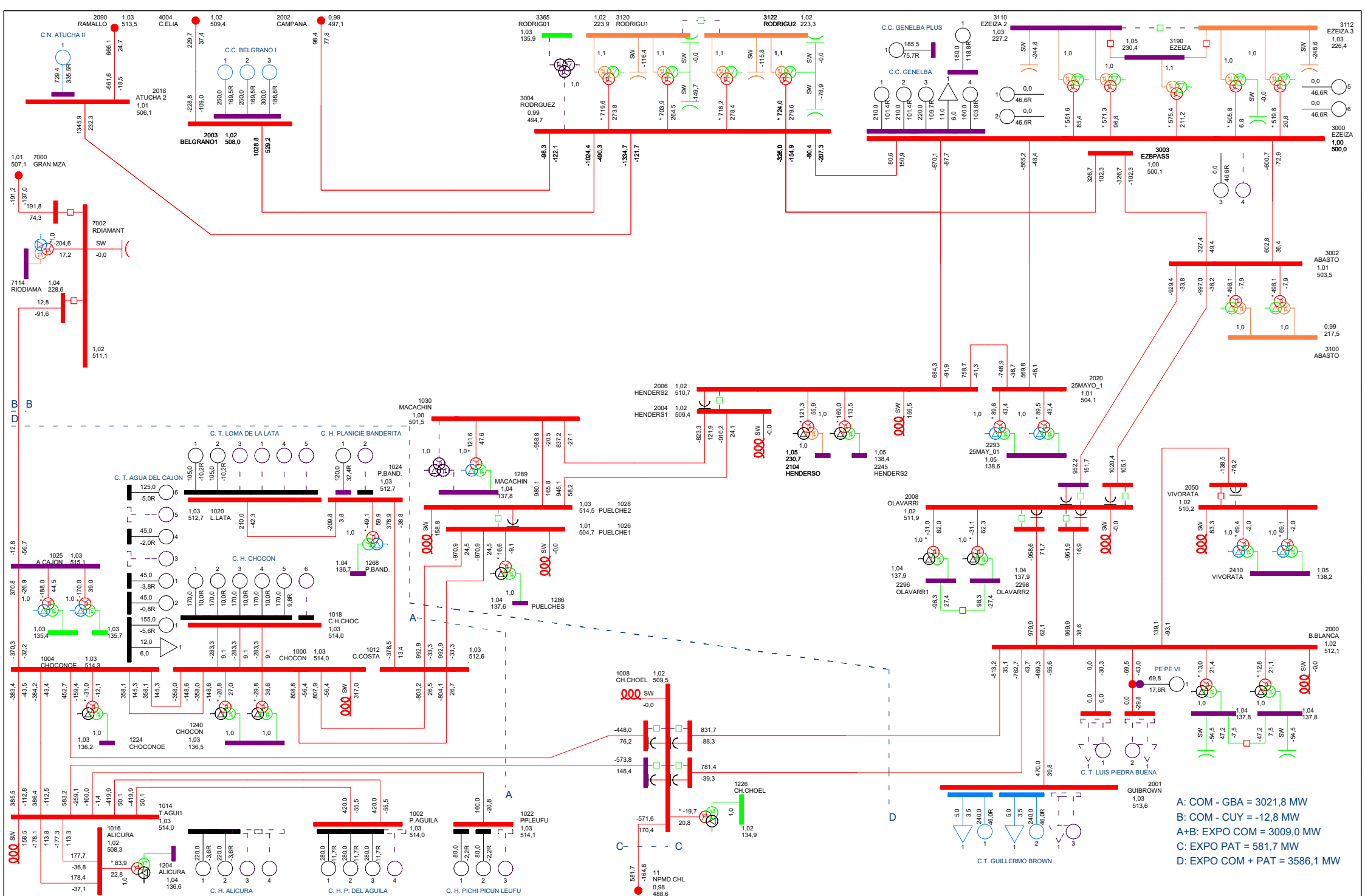



**Transener**







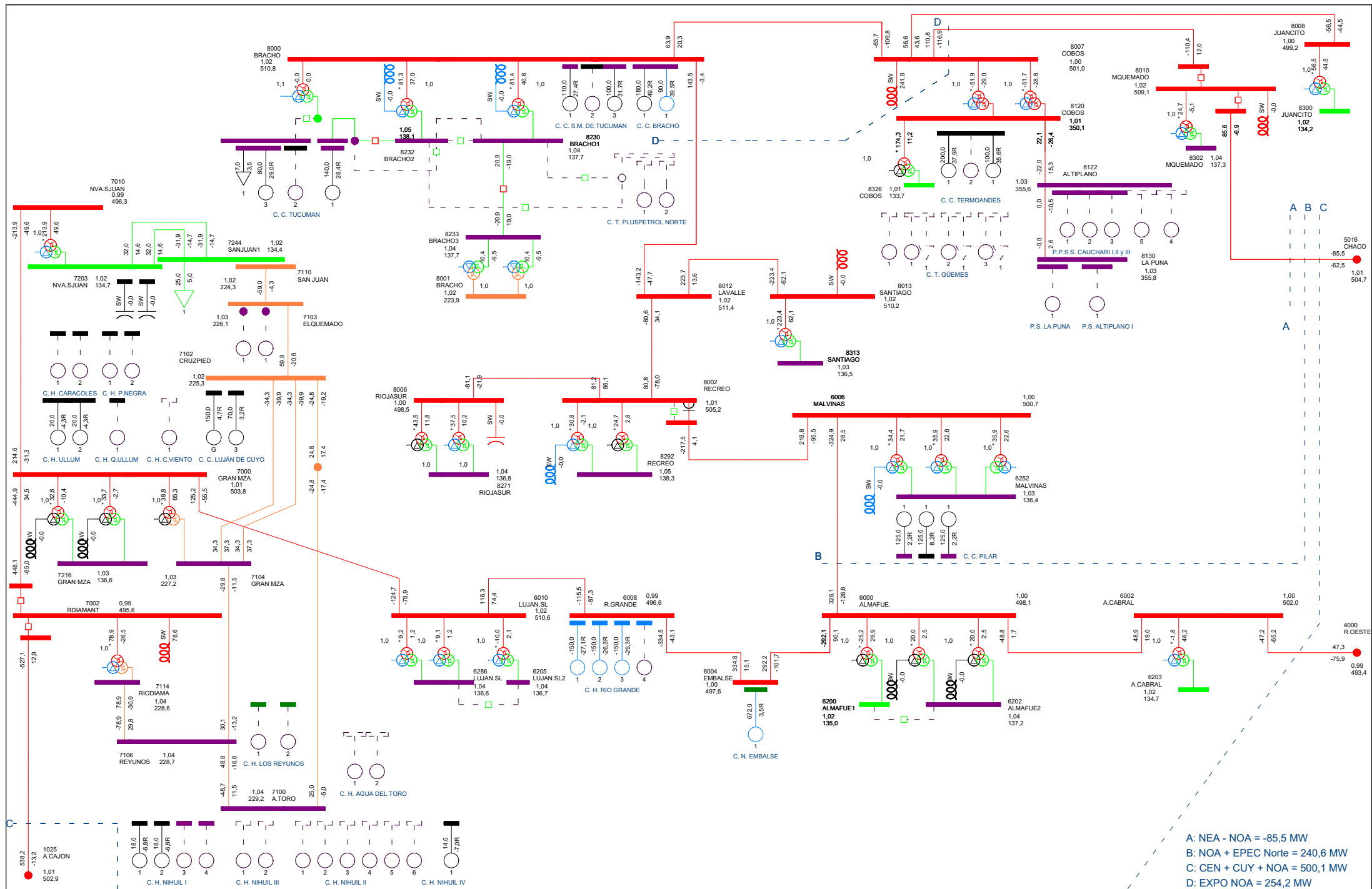


A: COM - GBA = 3021,8 MW  
 B: COM - CUY = -12,8 MW  
 A+B: EXPO COM = 3009,0 MW  
 C: EXPO PAT = 581,7 MW  
 D: EXPO COM + PAT = 3586,1 MW



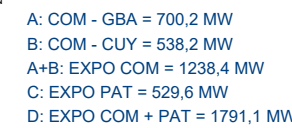


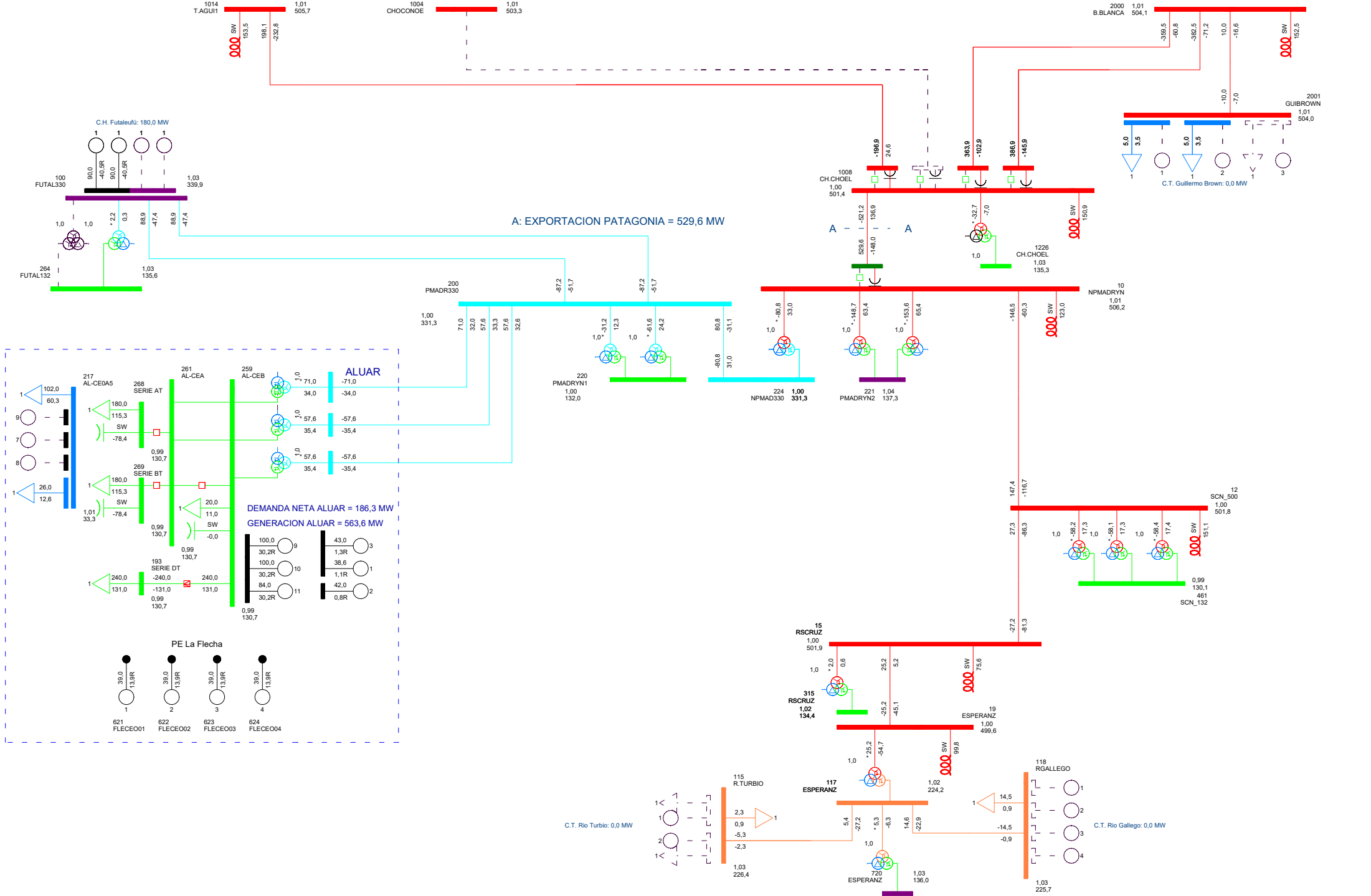


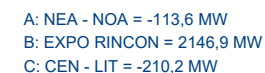


GUIA DE REFERENCIA TRANSENER 2026 - 2033  
CASO: V27V - VALLE VERANO 2026/27 - SADI: 14582 MW  
WED, DEC 03 2025 15:05  
CEN - CUY - NOA

Bus - VOLTAGE (kV/PU)  
Branch - MW/Mvar  
Equipment - MW/Mvar  
100% RATE  
1.0300V 0.9700V  
kV: <=16.000<=66.000 <=132.000<=220.000<=345.000<=500.000<=500.000







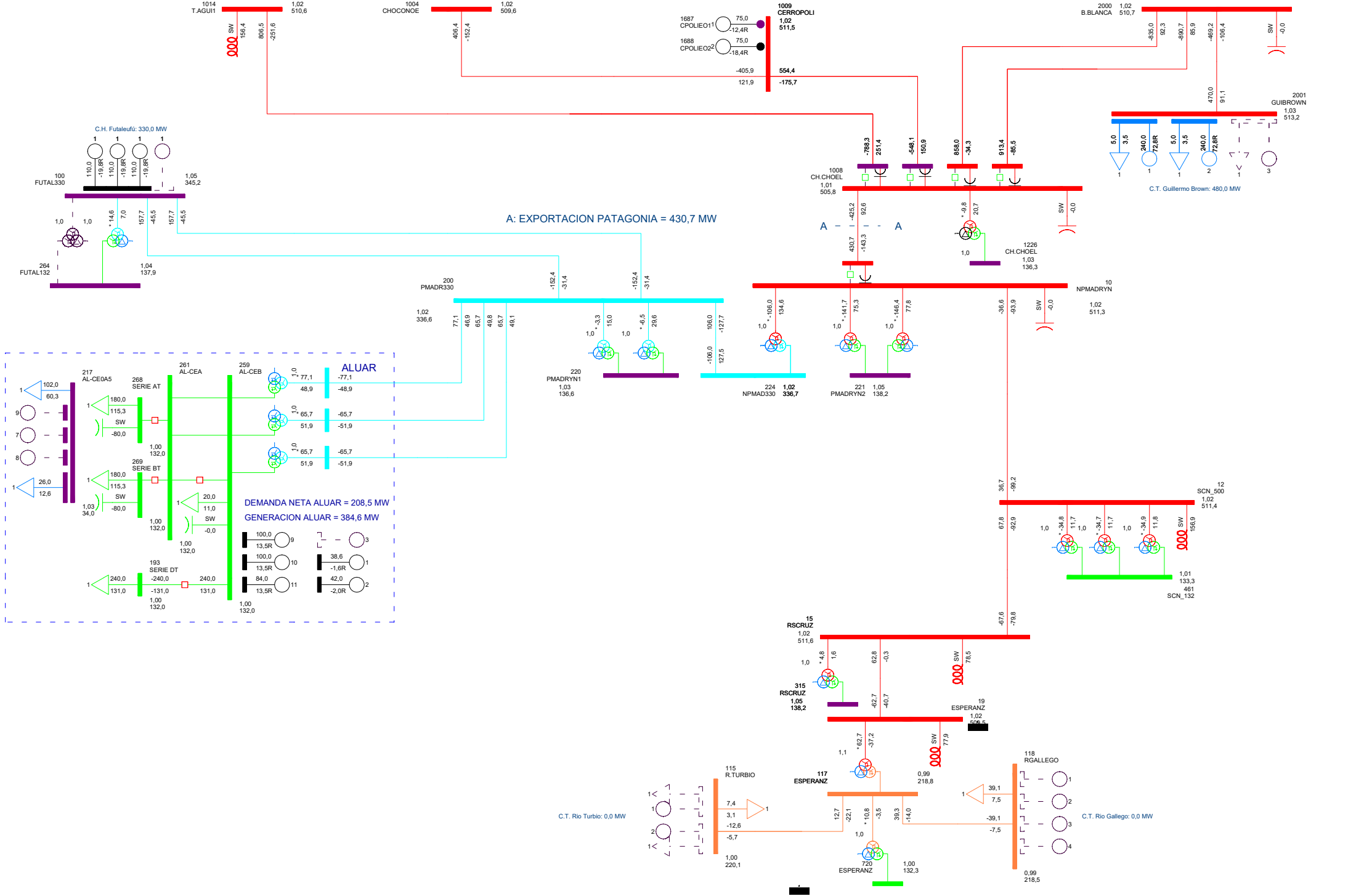
Bus - VOLTAGE (kV/PU)  
Branch - MW/Mvar  
Equipment - MW/Mvar  
100.0%RATEA  
1.0300V 0.970UV  
kV: <=16.000<=66.000 <=132.000<=220.000 <=345.000 <=500.000 >500.000

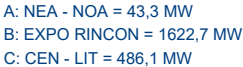




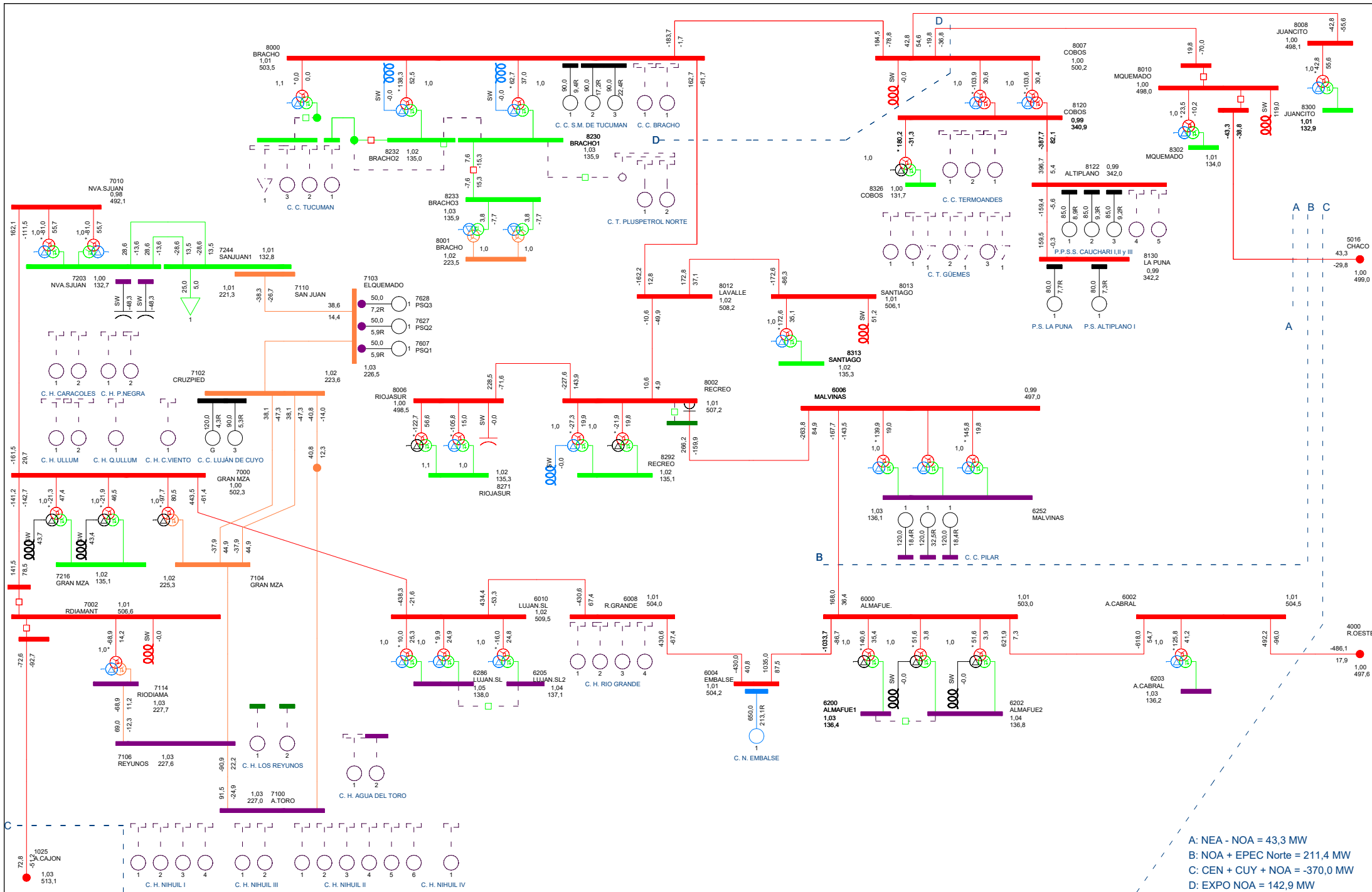


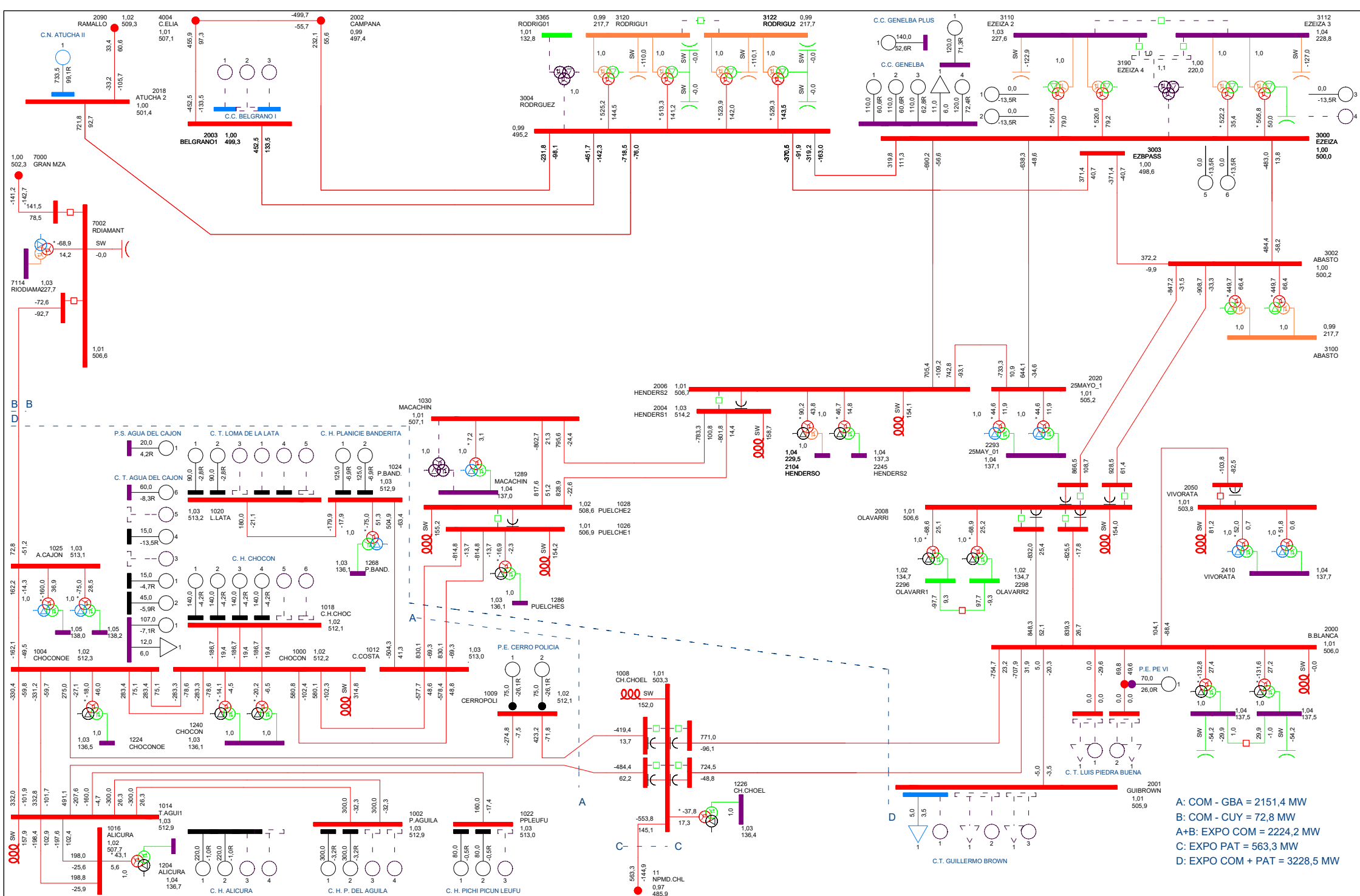


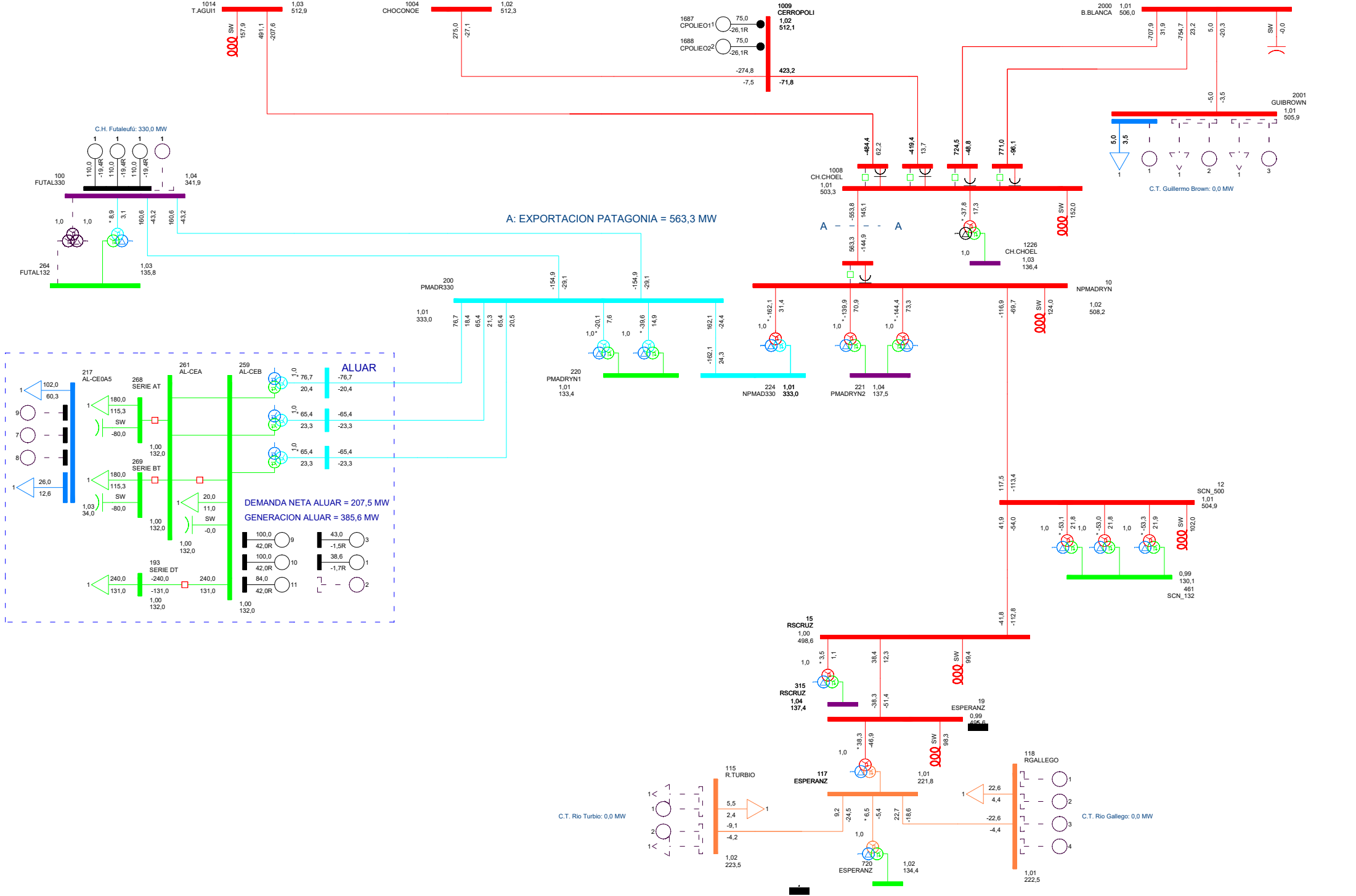


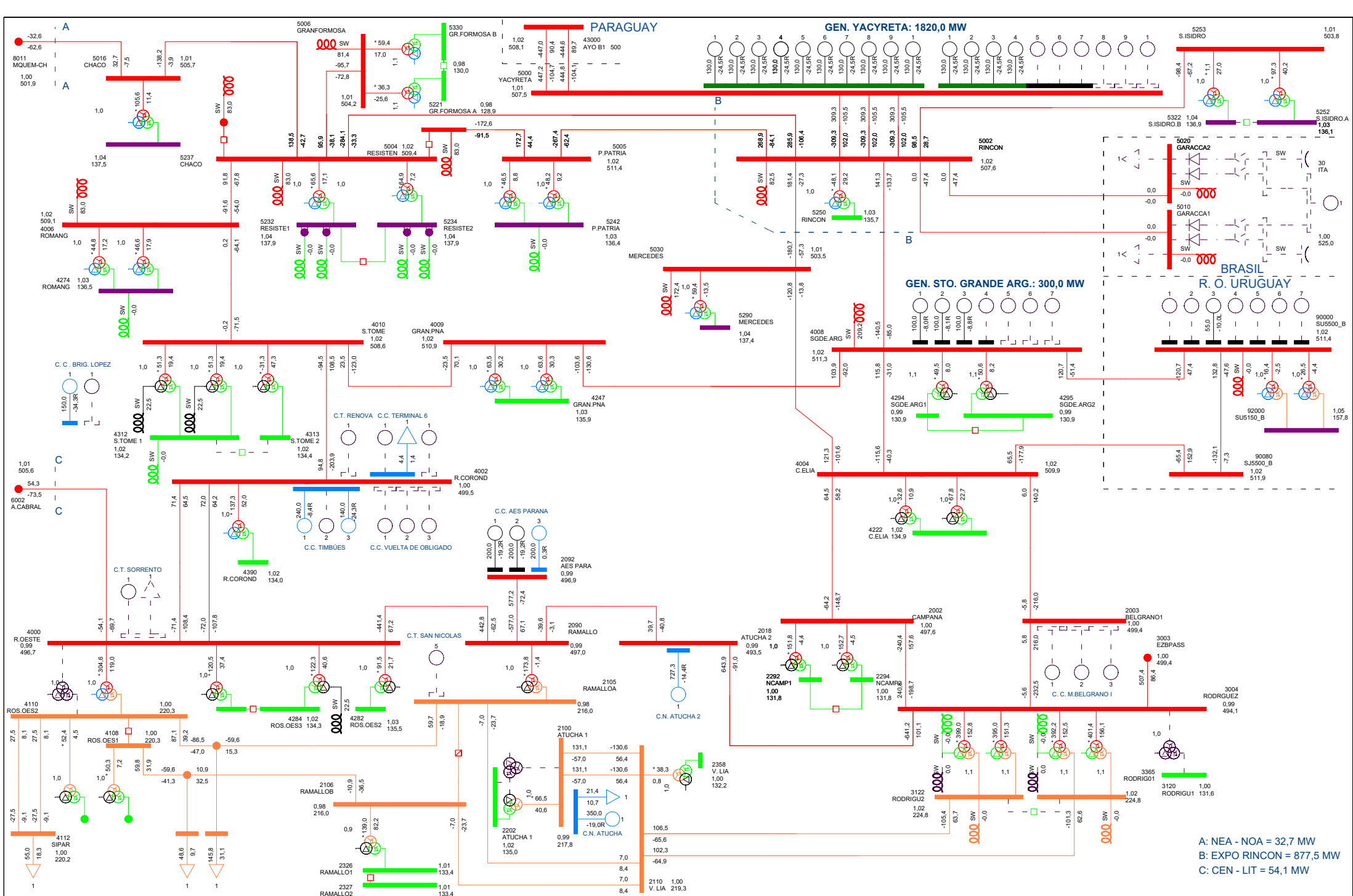


GUIA DE REFERENCIA TRANSENER 2026 - 2033  
 CASO: I27R - RESTO INVIERNO 2027 - SADI: 20253 MW  
 WED, DEC 03 2025 15:19  
 NEA - LIT - GBA





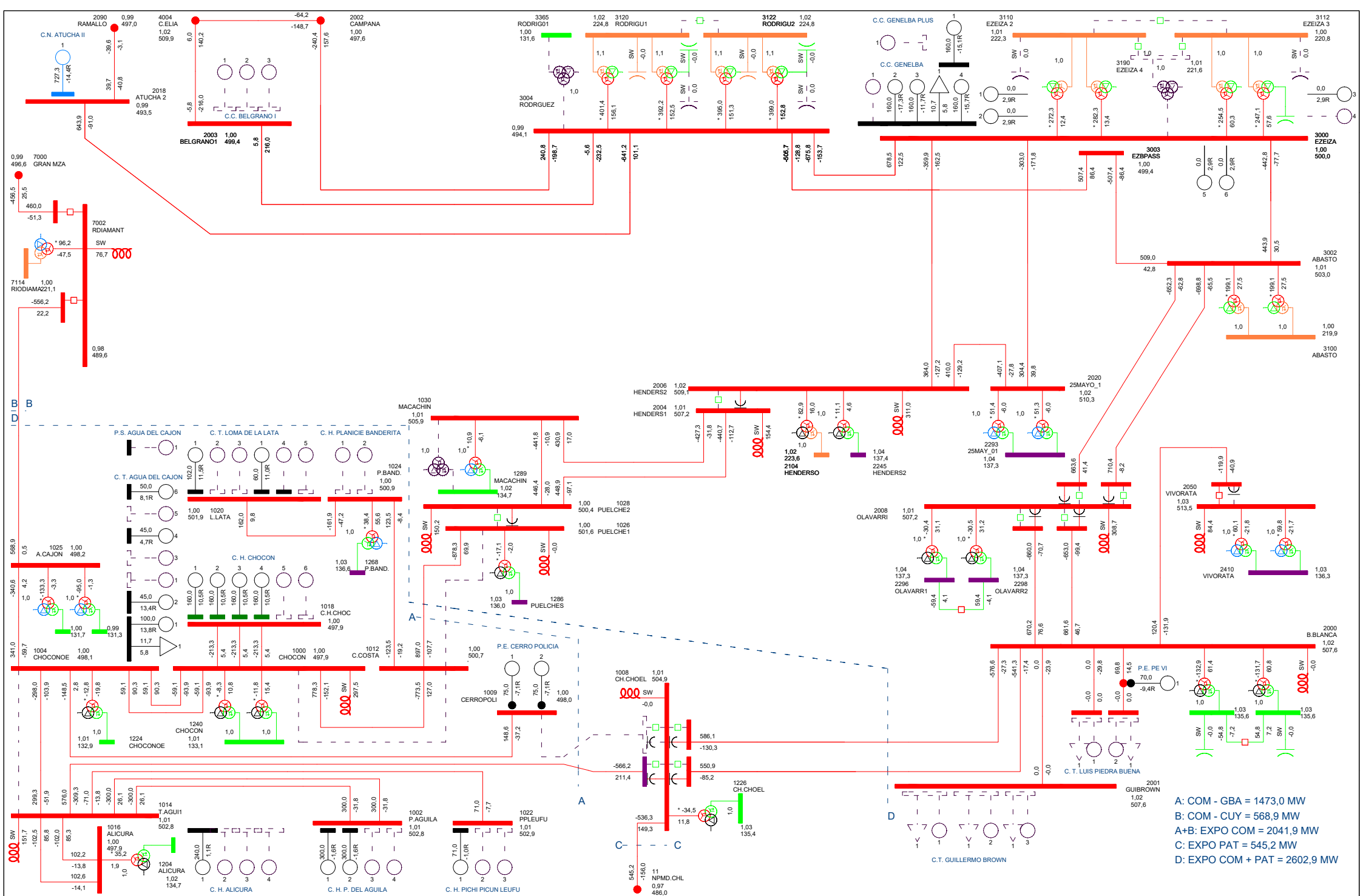




A: NEA - NOA = 32,7 MW  
B: EXPO RINCON = 877,5 MW  
C: CEN - LIT = 54,1 MW





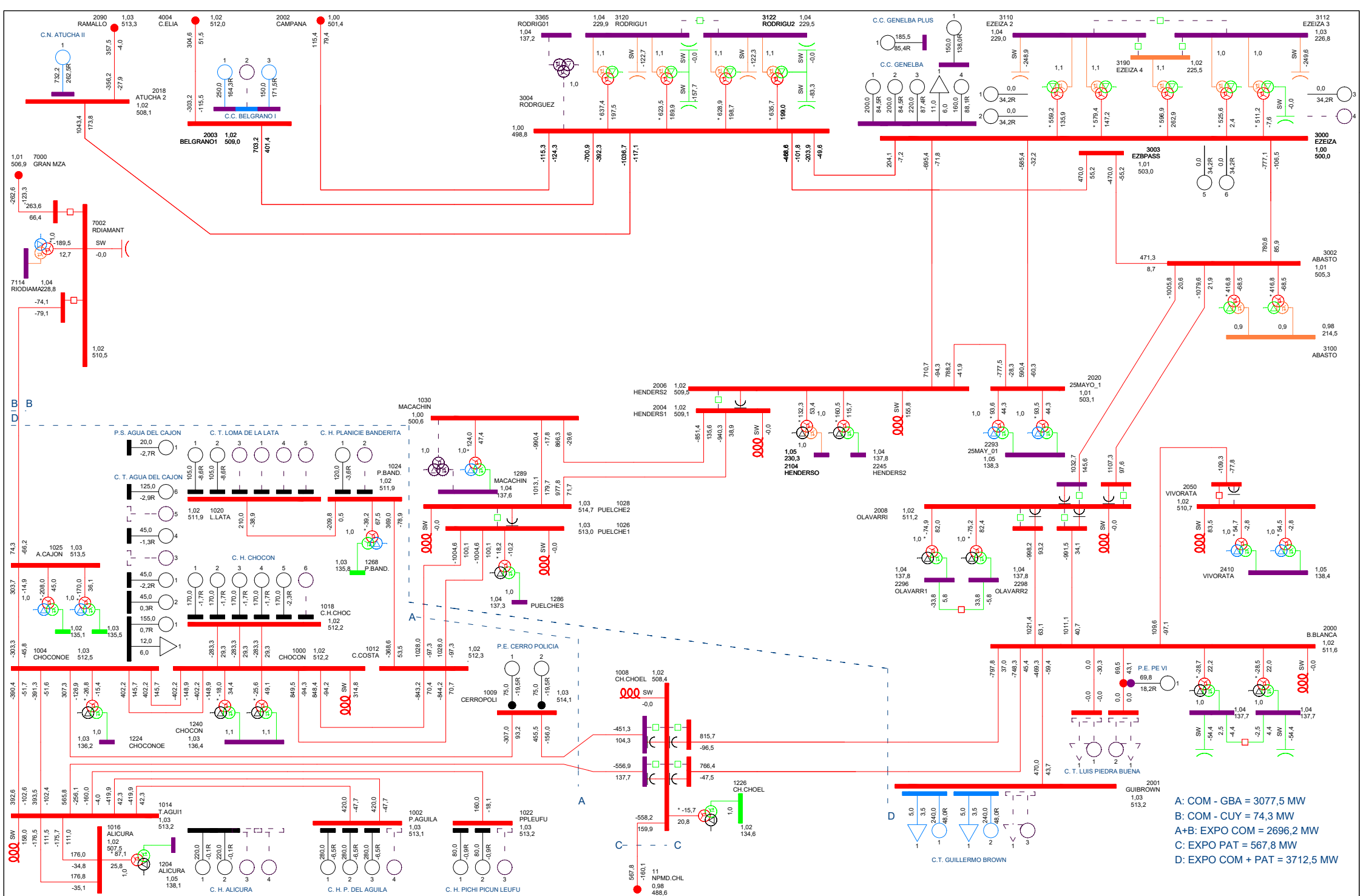


A: COM - GBA = 1473,0 MW  
 B: COM - CUY = 568,9 MW  
 A+B: EXPO COM = 2041,9 MW  
 C: EXPO PAT = 545,2 MW  
 D: EXPO COM + PAT = 2602,9 MW





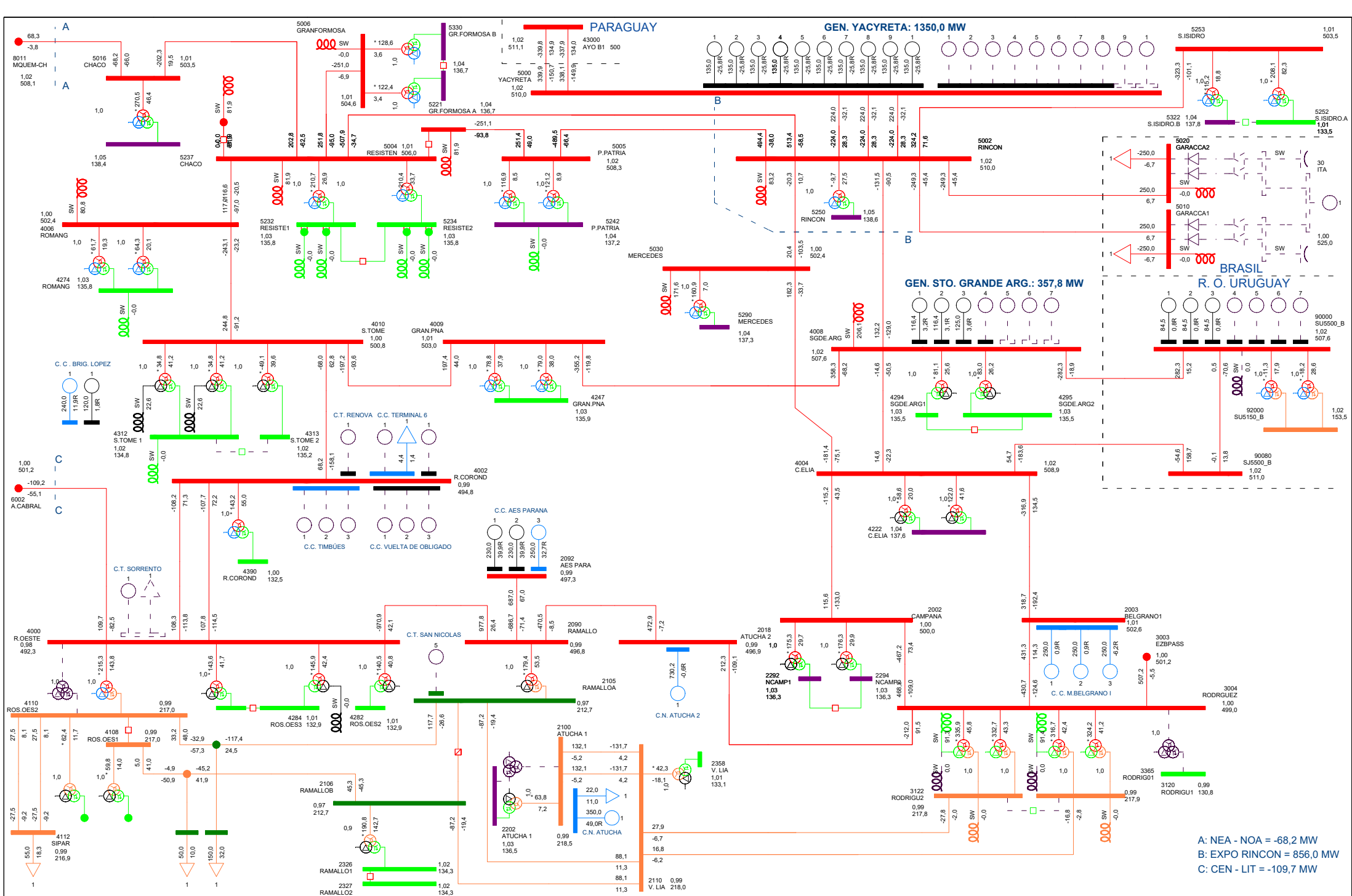




A: COM - GBA = 3077,5 MW  
B: COM - CUY = 74,3 MW  
A+B: EXPO COM = 2696,2 MW  
C: EXPO PAT = 5





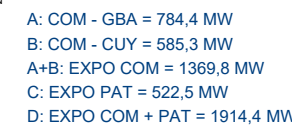


GUIA DE REFERENCIA TRANSENER 2026 - 2033  
 CASO: V28V - VALLE VERANO 2027/28 - SADI: 15019 MW  
 WED, DEC 03 2025 15:33  
 NEA - LIT - GBA

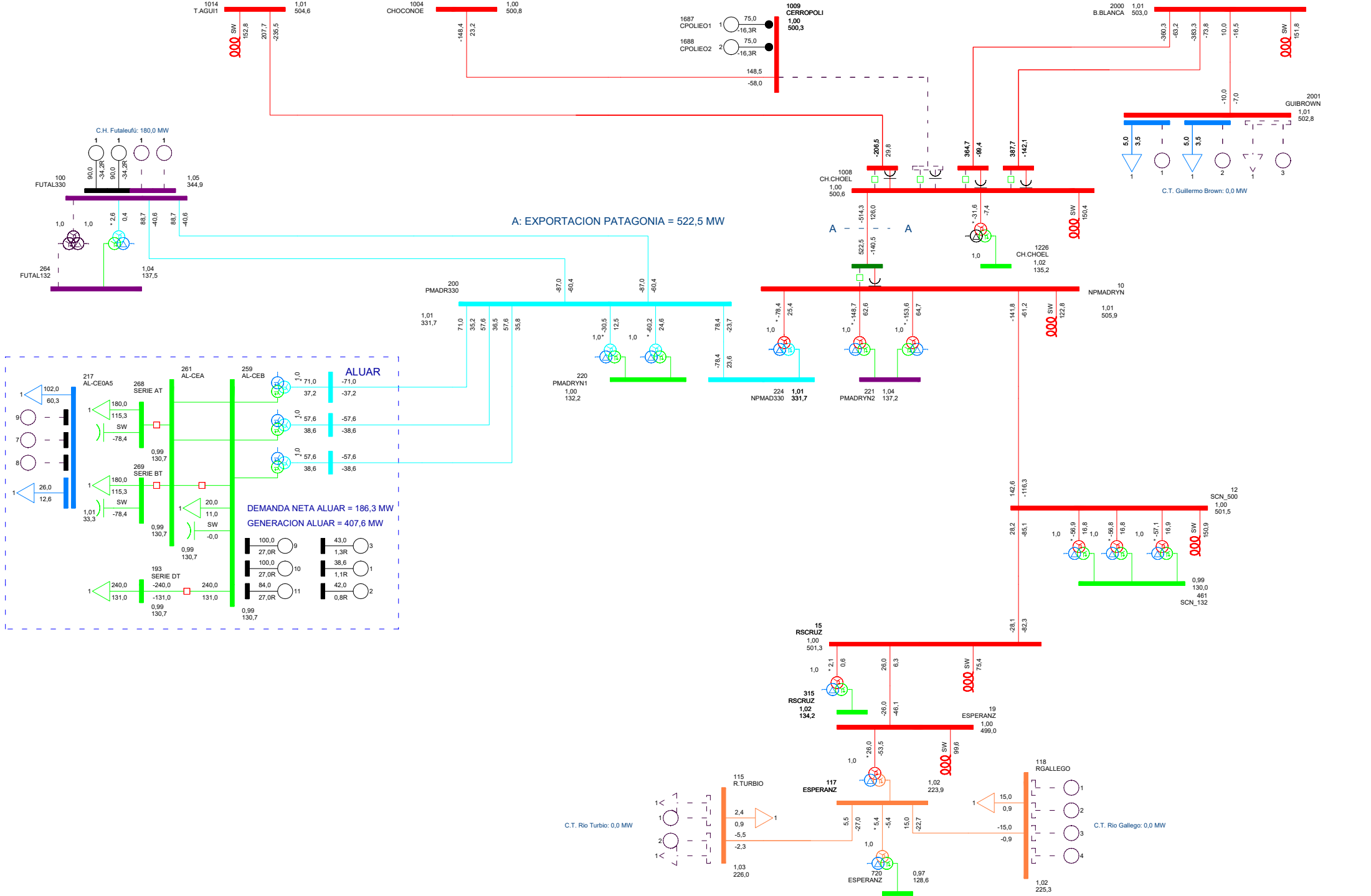
Bus - VOLTAGE (kV/PU)  
 Branch - MW/Mvar  
 Equipment - MW/Mvar  
 100.0% RATE  
 1.0300V 0.9700V  
 kV: <=16.000 <=66.000 <=132.000 <=220.000 <=345.000 <=500.000 >500.000

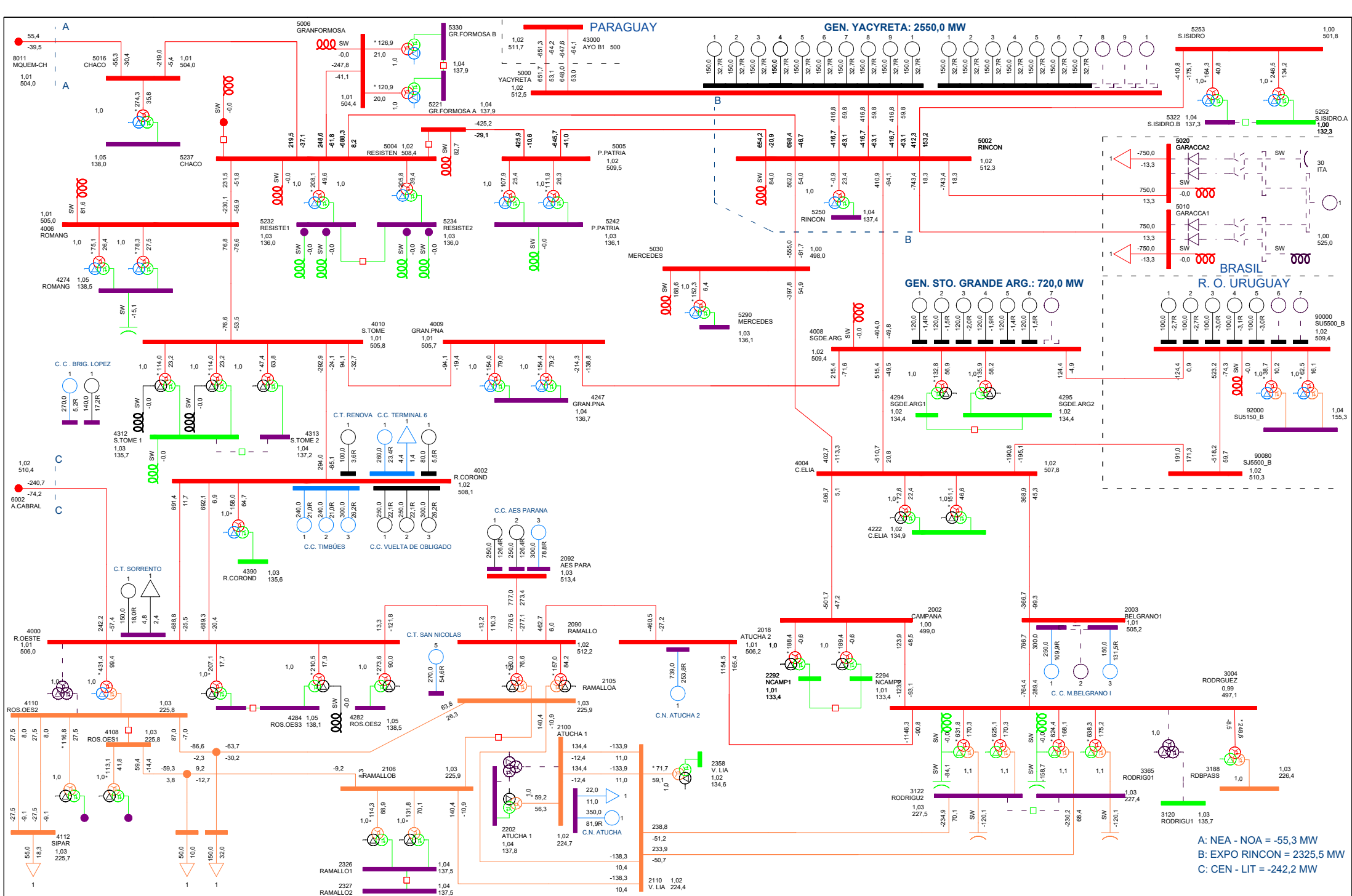






Bus - VOLTAGE (kV/PU)  
Branch - MW/Mvar  
Equipment - MW/Mvar  
100.0%RATE  
1.0300V 0.970UV  
kV: <=16.000<=66.000 <=132.000<=220.000<=345.000<=500.000>500.000



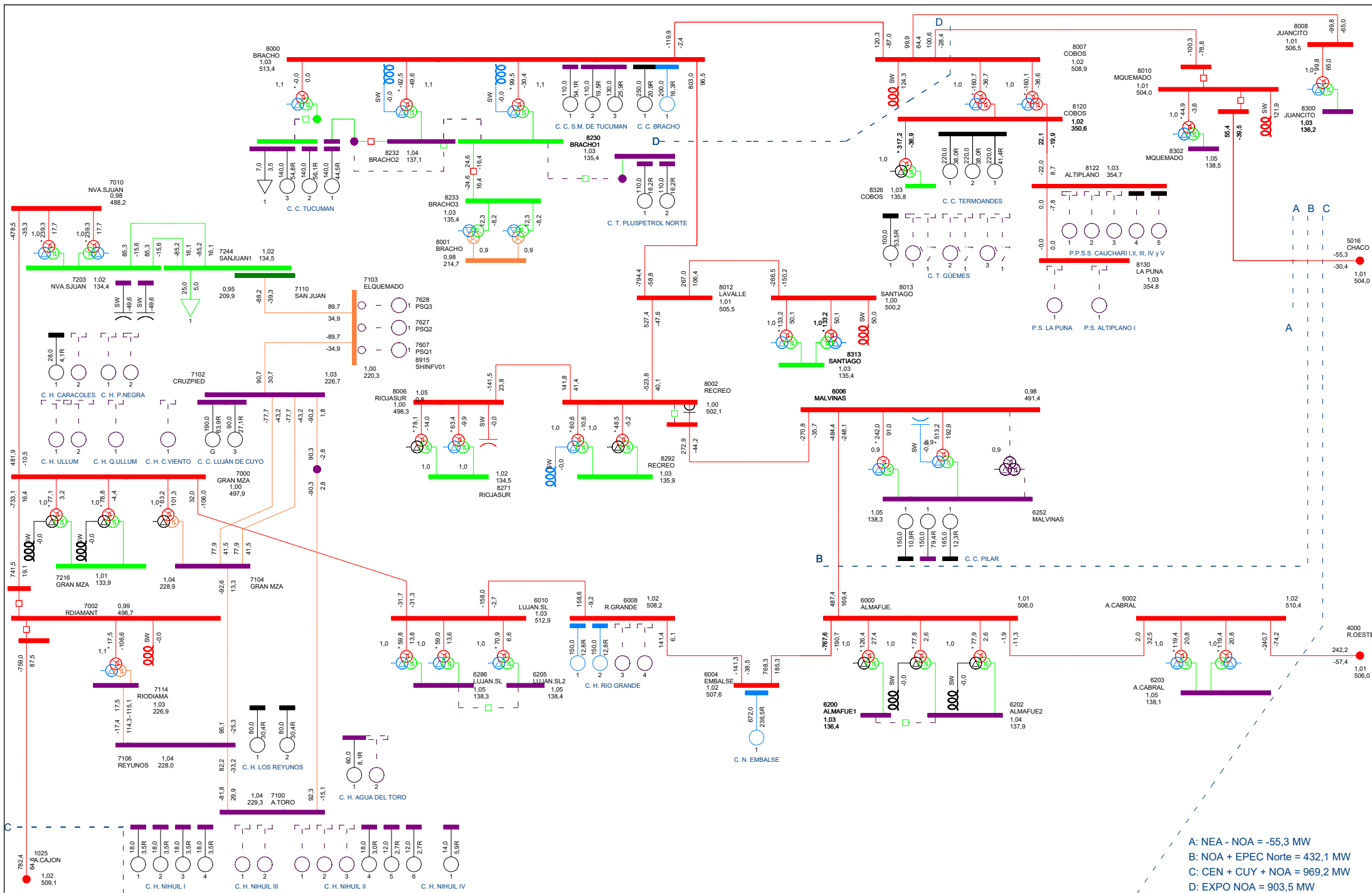


A: NEA - NOA = -55,3 MW  
 B: EXPO RINCON = 2325,5 MW  
 C: CEN - LIT = -242,2 MW

GUIA DE REFERENCIA TRANSENER 2026 - 2033  
 CASO: I28P - PICO INVIERNO 2028 - SADI: 31636 MW  
 WED, DEC 03 2025 16:10  
 NEA - LIT - GBA

Bus - VOLTAGE (kV/PU)  
 Branch - MW/Mvar  
 Equipment - MW/Mvar  
 100.0% RATA  
 1.030V 0.970V  
 kV: <=16.000 <=66.000 <=132.000 <=220.000 <=345.000 <=500.000 >500.000



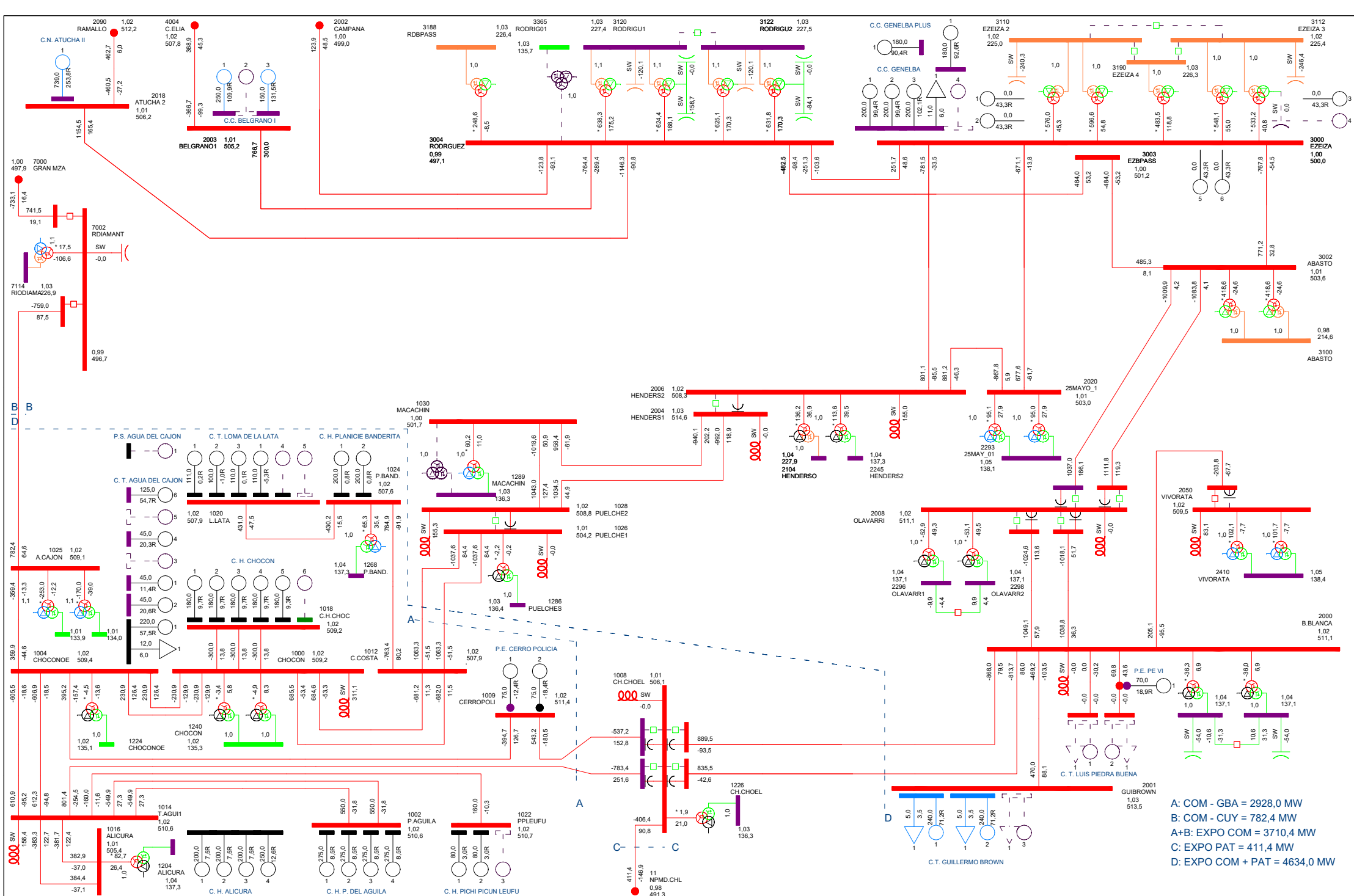


A: NEA - NOA = -55,3 MW  
 B: NOA + EPEC Norte = 432,1 MW  
 C: CEN + CUY + NOA = 969,2 MW  
 D: EXPO NOA = 903,5 MW

GUIA DE REFERENCIA TRANSENER 2026 - 2033  
 CASO: I28P - PICO INVIERNO 2028 - SADI: 31636 MW  
 WED, DEC 03 2025 16:12  
 CEN - CUY - NOA

Bus - VOLTAGE (kV/PU)  
 Branch - MW/Mvar  
 Equipment - MW/Mvar  
 100.0% RATE  
 1.0300V 0.9700V  
 kV: <=16.000<=66.000 <=132.000<=220.000<=345.000<=500.000<=500.000





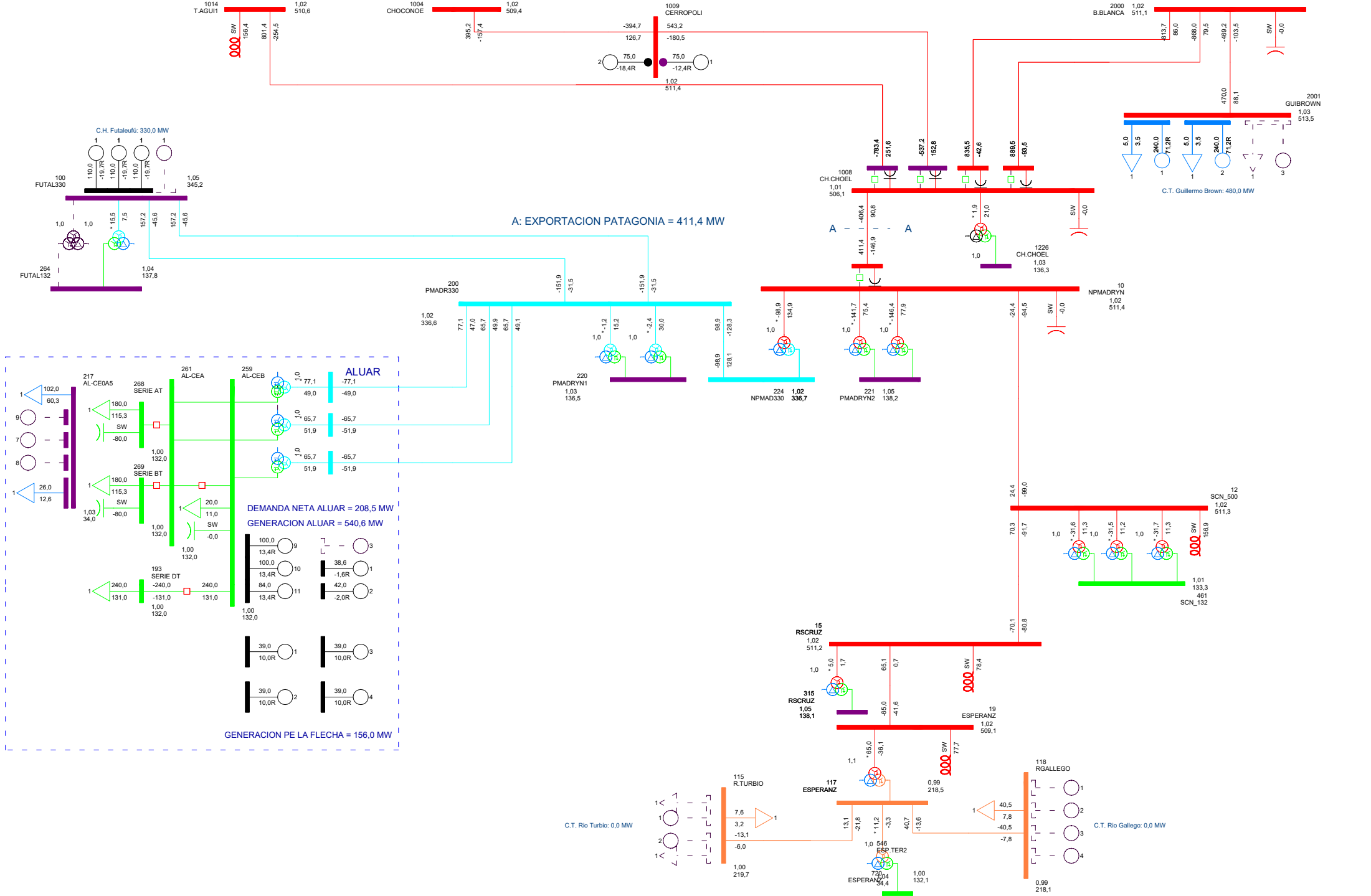
A: COM - GBA = 2928,0 MW  
 B: COM - CUY = 782,4 MW  
 A+B: EXPO COM = 3710,4 MW  
 C: EXPO PAT = 411,4 MW  
 D: EXPO COM + PAT = 4634,0 MW

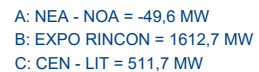


GUIA DE REFERENCIA TRANSENER 2026 - 2033  
 CASO: I28P - PICO INVIERNO 2028 - SADI: 31636 MW  
 WED, DEC 03 2025 16:11  
 COM - CUY - GBA

Bus - VOLTAGE (kV/PU)  
 Branch - MW/Mvar  
 Equipment - MW/Mvar  
 100.0%RATE  
 1.0300V 0.9700V  
 kV: <=16.000<=96.000 <=132.000<=220.000<=345.000<=500.000



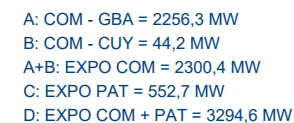




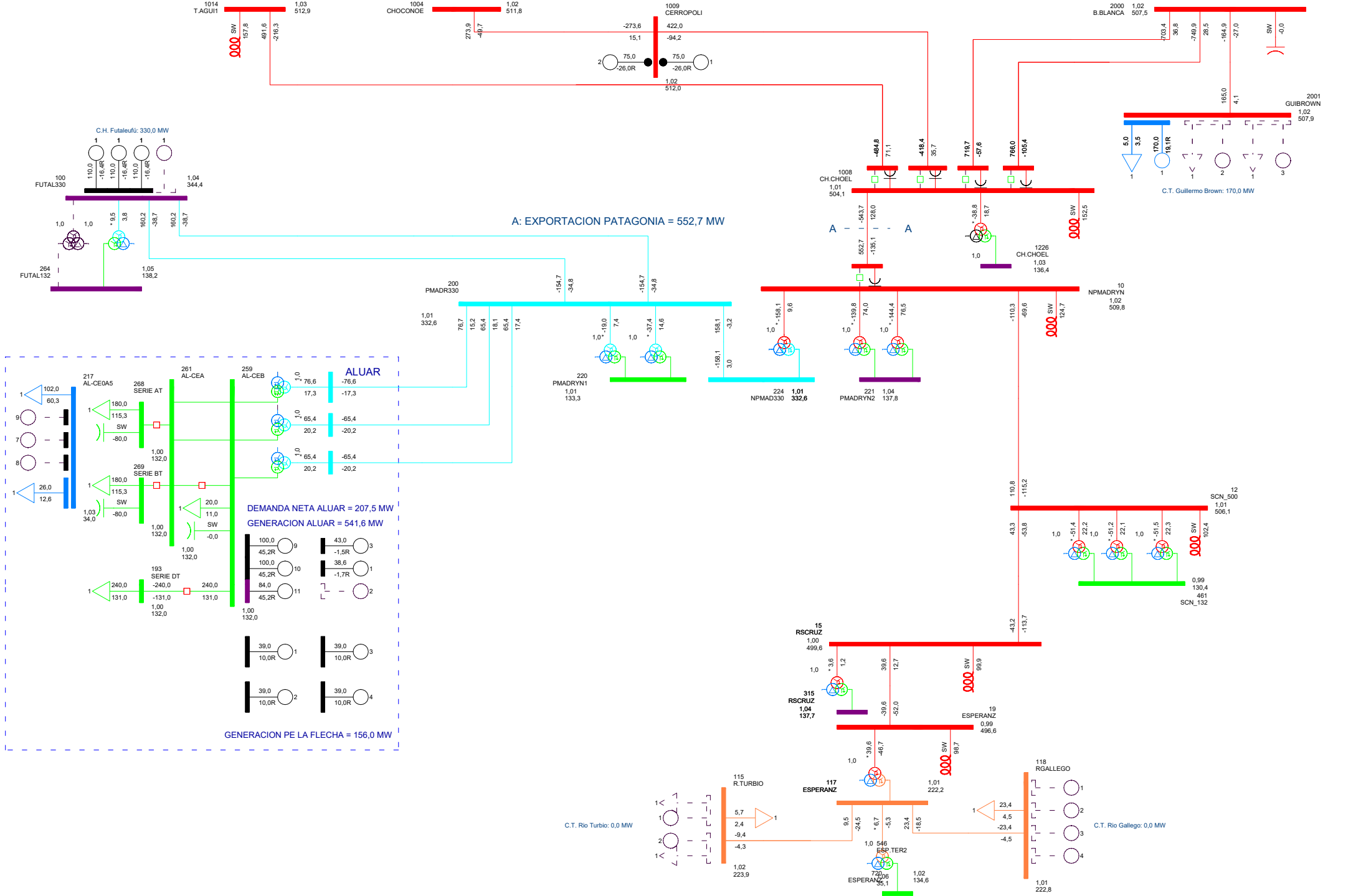
Bus - VOLTAGE (kV/PU)  
Branch - MW/Mvar  
Equipment - MW/Mvar  
100.0%RATEA  
1.0300V 0.970UV  
KV: <=16.000 <=66.000 <=132.000 <=220.000 <=345.000 <=500.000 >500.000

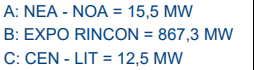






Bus - VOLTAGE (kV/PU)  
Branch - MW/Mvar  
Equipment - MW/Mvar  
100.0%RATEA  
1.0300UV 0.970UV  
kV: <=16.000<=66.000 <=132.000<=220.000<=345.000<=550.000

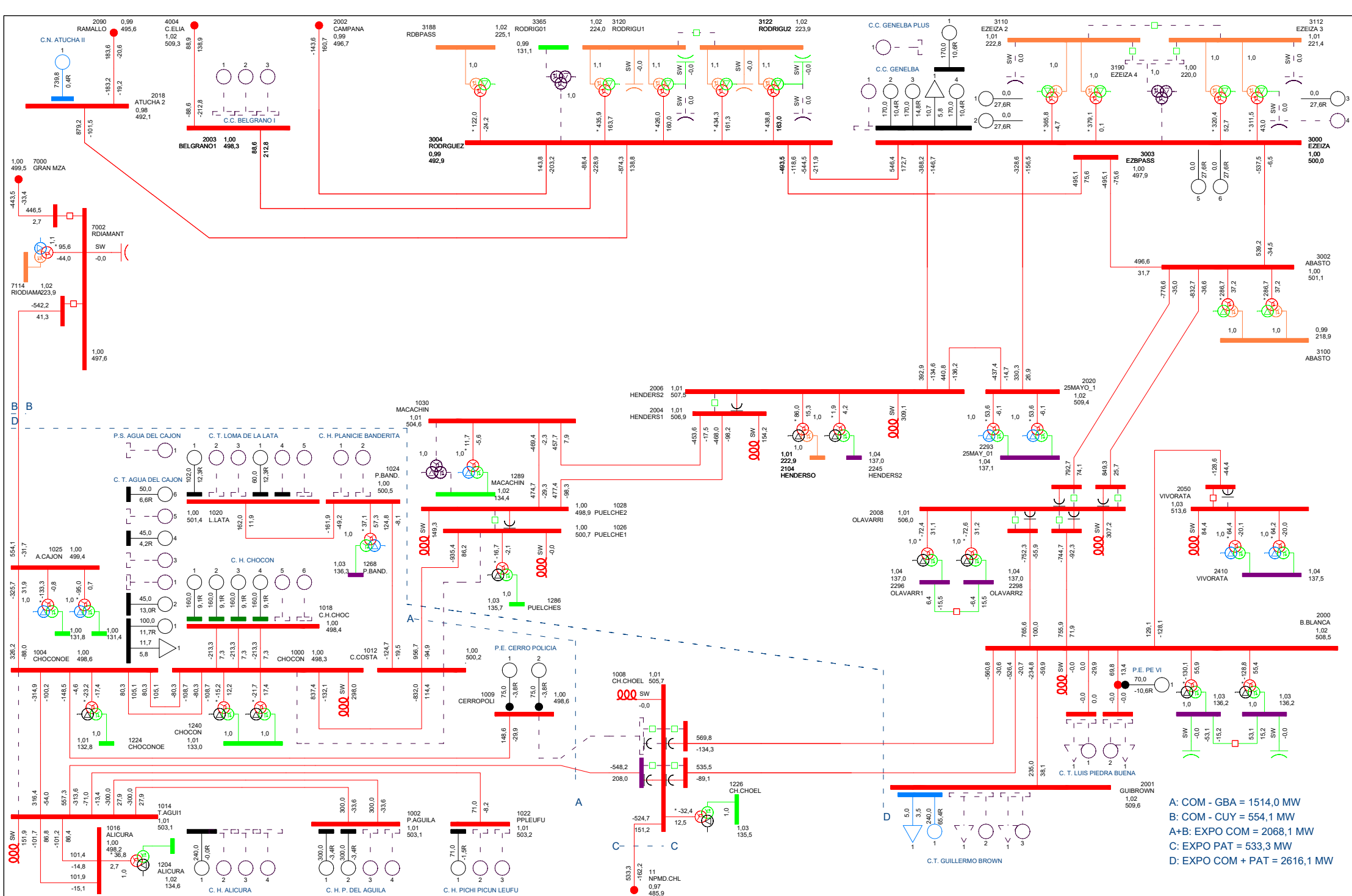




Bus - VOLTAGE (kV/PU)  
Branch - MW/Mvar  
Equipment - MW/Mvar  
100.0%RATEA  
1.0300V 0.970UV  
kV: <=16.000<=66.000 <=132.000<=220.000<=345.000<=500.000 >500.000







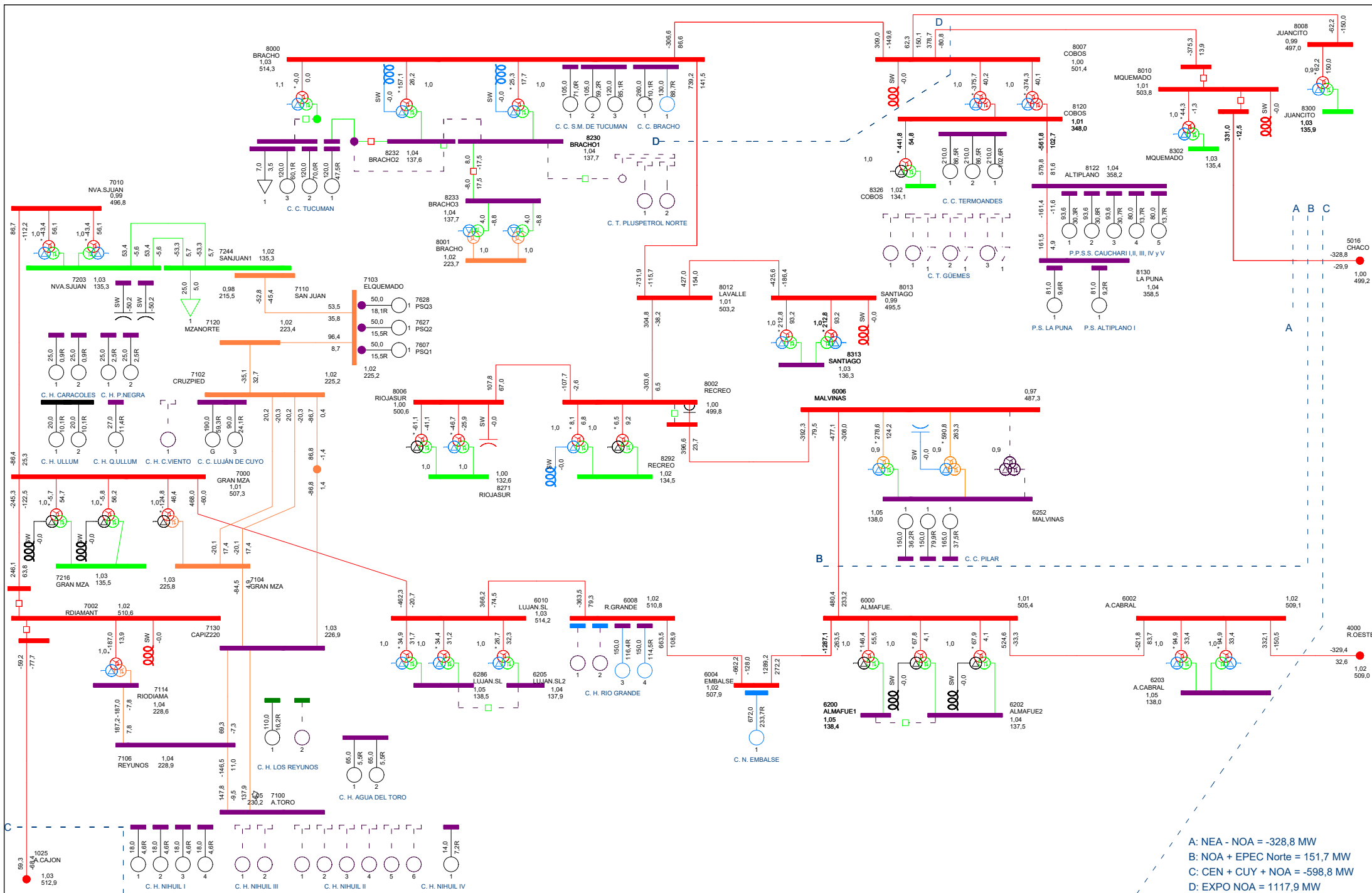
GUIA DE REFERENCIA TRANSENER 2026 - 2033  
 CASO: I28V - VALLE INVIERNO 2028 - SADI: 14143 MW  
 WED, DEC 03 2025 16:11  
 COM - CUY - GBA

Bus - VOLTAGE (kV/PU)  
 Branch - MW/Mvar  
 Equipment - MW/Mvar  
 100.0%RATEA  
 1.030OV 0.970UV  
 kV: <=16.000<=96.000 <=132.000<=220.000<=345.000<=500.000







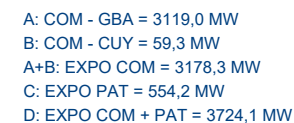


A: NEA - NOA = -328,8 MW  
 B: NOA + EPEC Norte = 151,7 MW  
 C: CEN + CUY + NOA = -598,8 MW  
 D: EXPO NOA = 1117,9 MW

GUIA DE REFERENCIA TRANSENER 2026 - 2033  
 CASO: V29P - PICO VERANO 2028/29 - SADI: 34055 MW  
 WED, DEC 03 2025 16:21  
 CEN - CUY - NOA

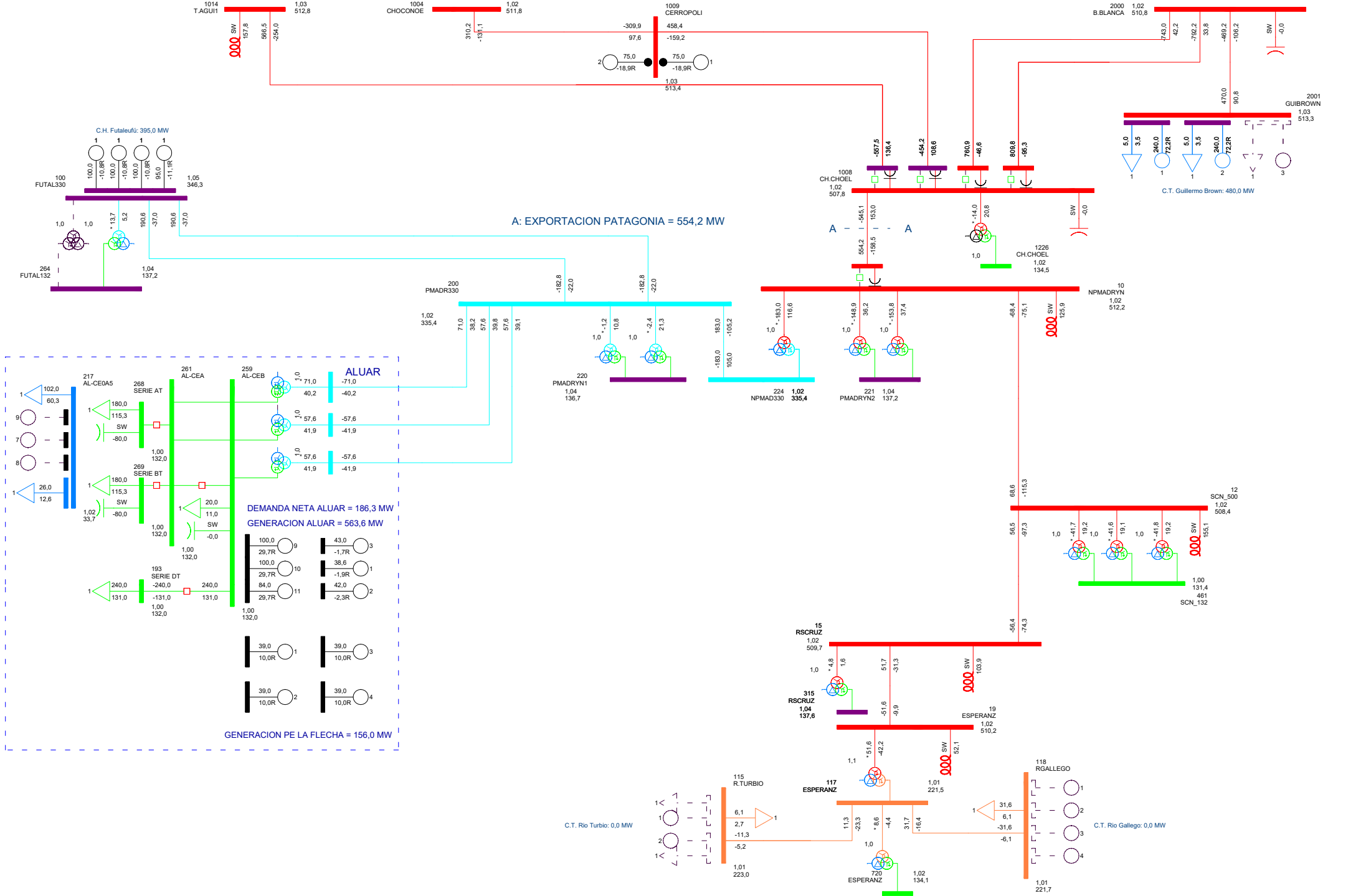
Bus - VOLTAGE (kV/PU)  
 Branch - MW/Mvar  
 Equipment - MW/Mvar  
 100.0% RATE  
 1.0300V 0.9700V  
 kV: <=16.000<=66.000 <=132.000<=220.000<=345.000<=500.000<=500.000

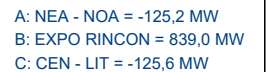




Bus - VOLTAGE (kV/PU)  
Branch - MW/Mvar  
Equipment - MW/Mvar  
100.0%RATEA  
1.030OV 0.970UV  
kV: <=16.000<=66.000 <=132.000<=220.000<=345.000<=550.000

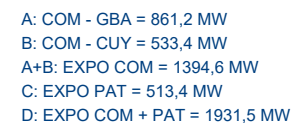






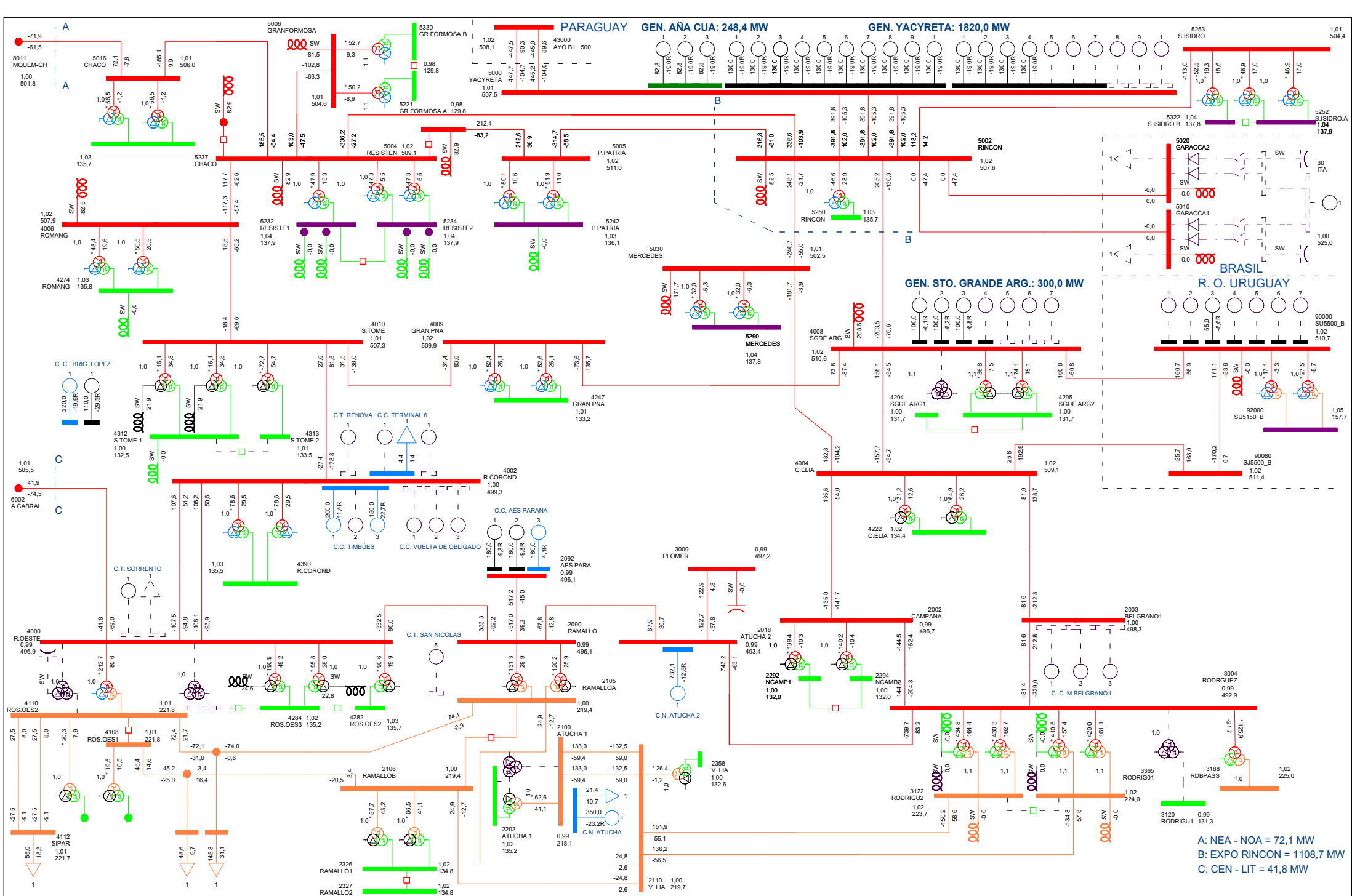




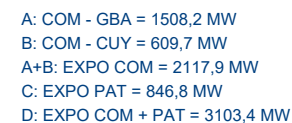


Bus - VOLTAGE (kV/PU)  
Branch - MW/Mvar  
Equipment - MW/Mvar  
100.0%RATEA  
1.0300V 0.970UV  
kV: <=16.000 <=66.000 <=132.000 <=220.000 <=345.000 <=550.000





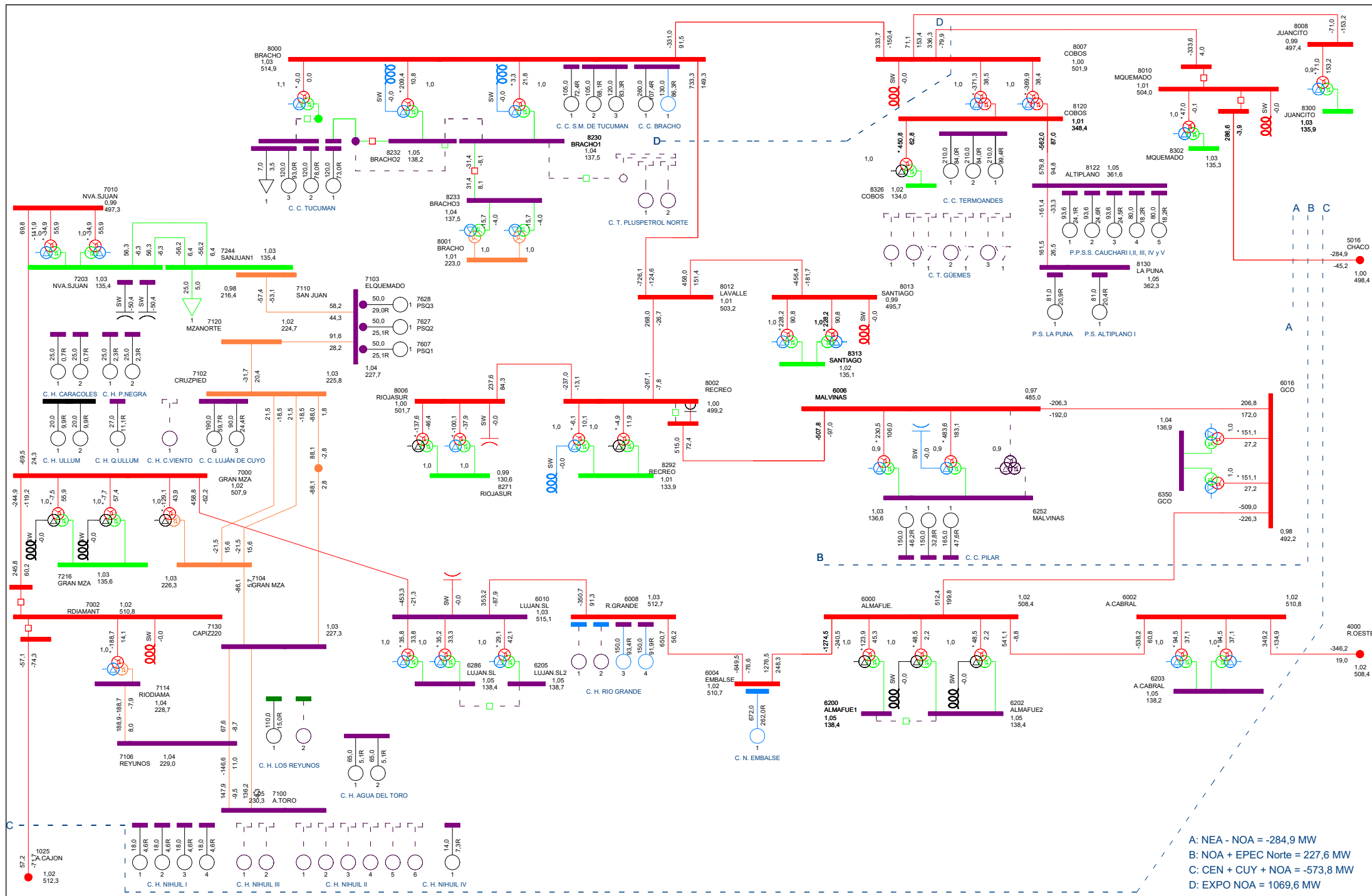


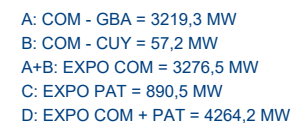




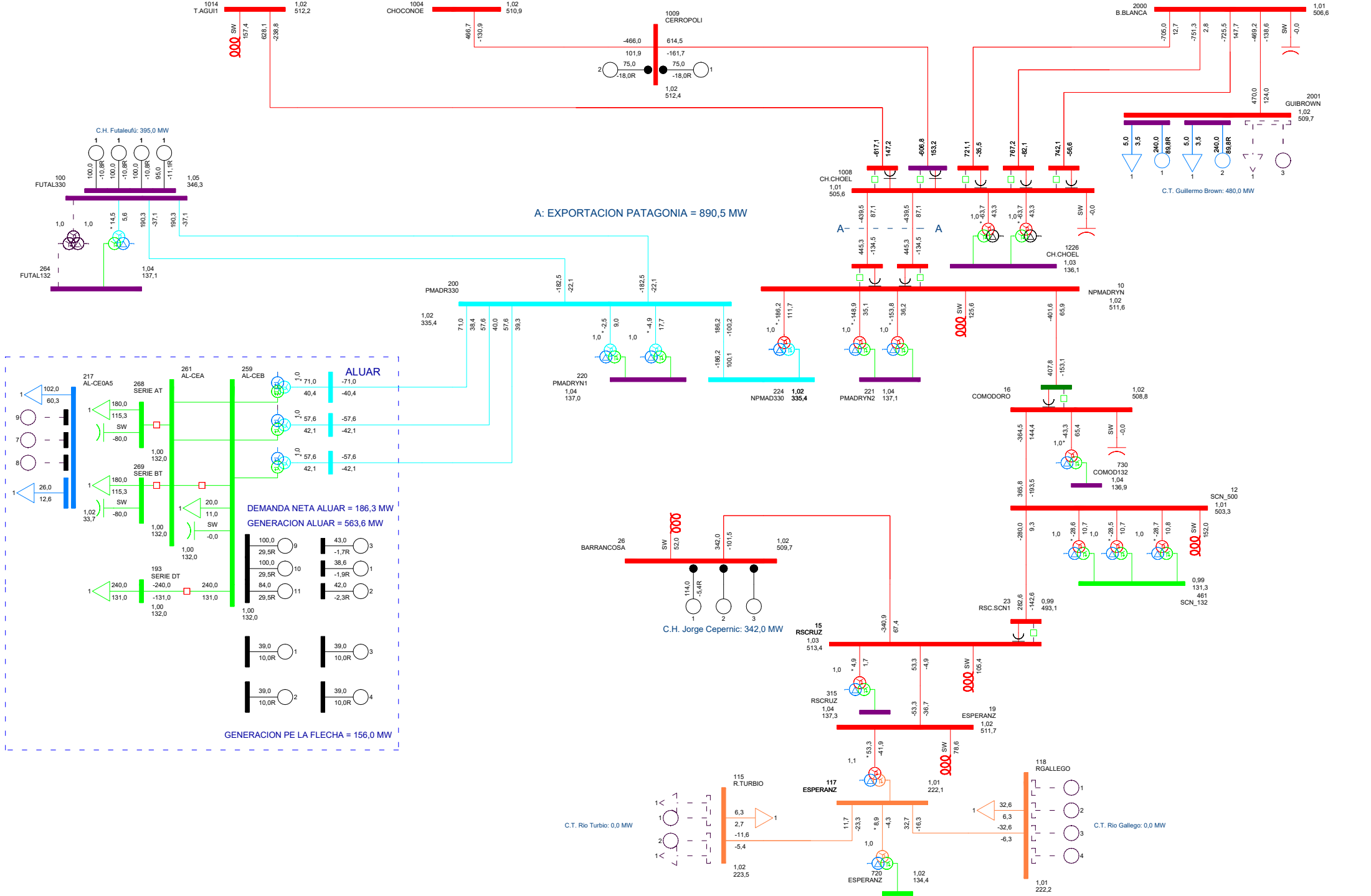


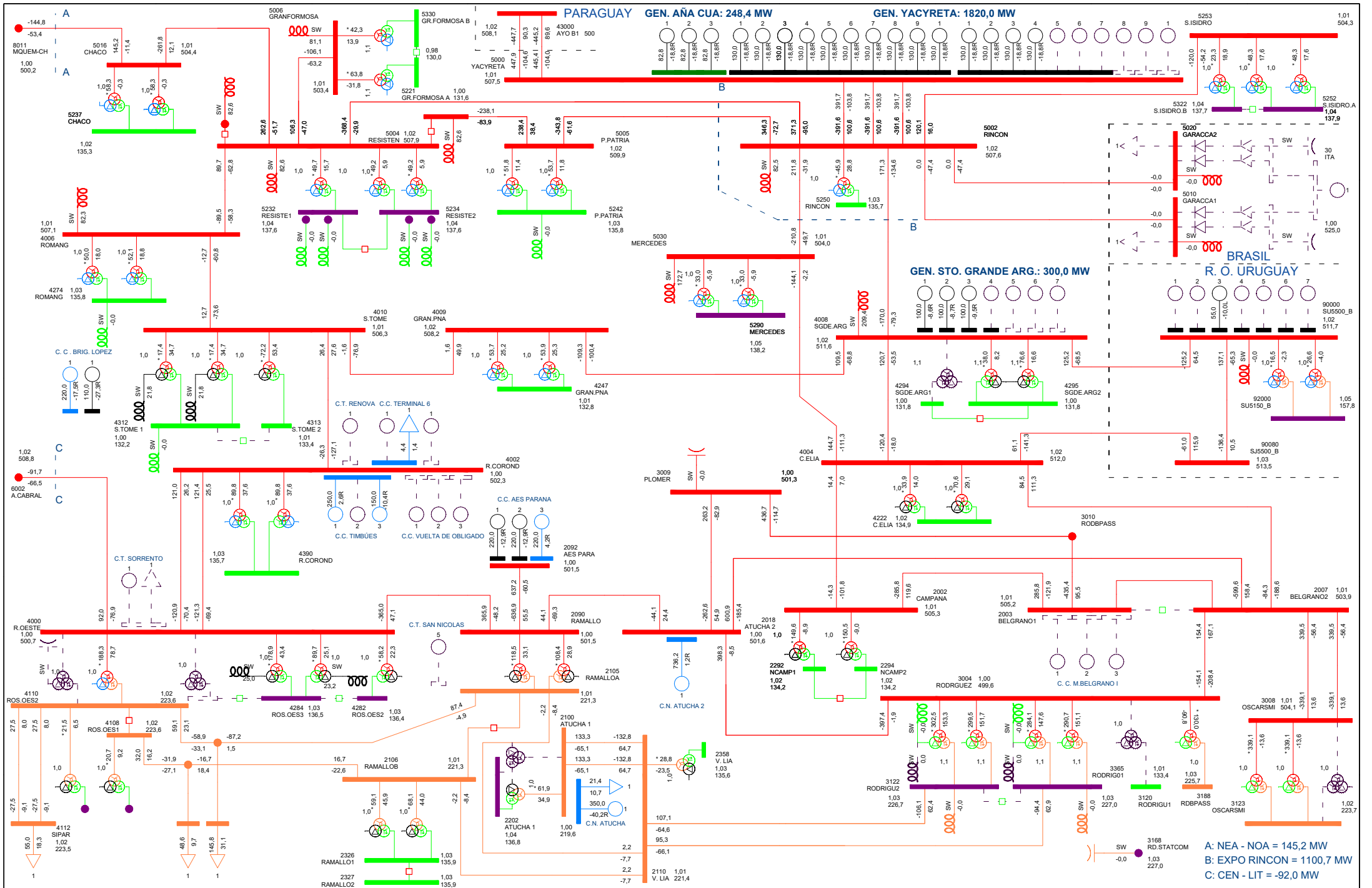






Bus - VOLTAGE (kV/PU)  
Branch - MW/Mvar  
Equipment - MW/Mvar  
100.0%RATEA  
1.030UV 0.970UV  
kV: <=16.000<=66.000 <=132.000<=220.000<=345.000<=500.000>500.000



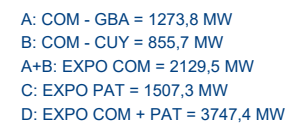


A: NEA - NOA = 145,2 MW  
 B: EXPO RINCON = 1100,7 MW  
 C: CEN - LIT = -92,0 MW



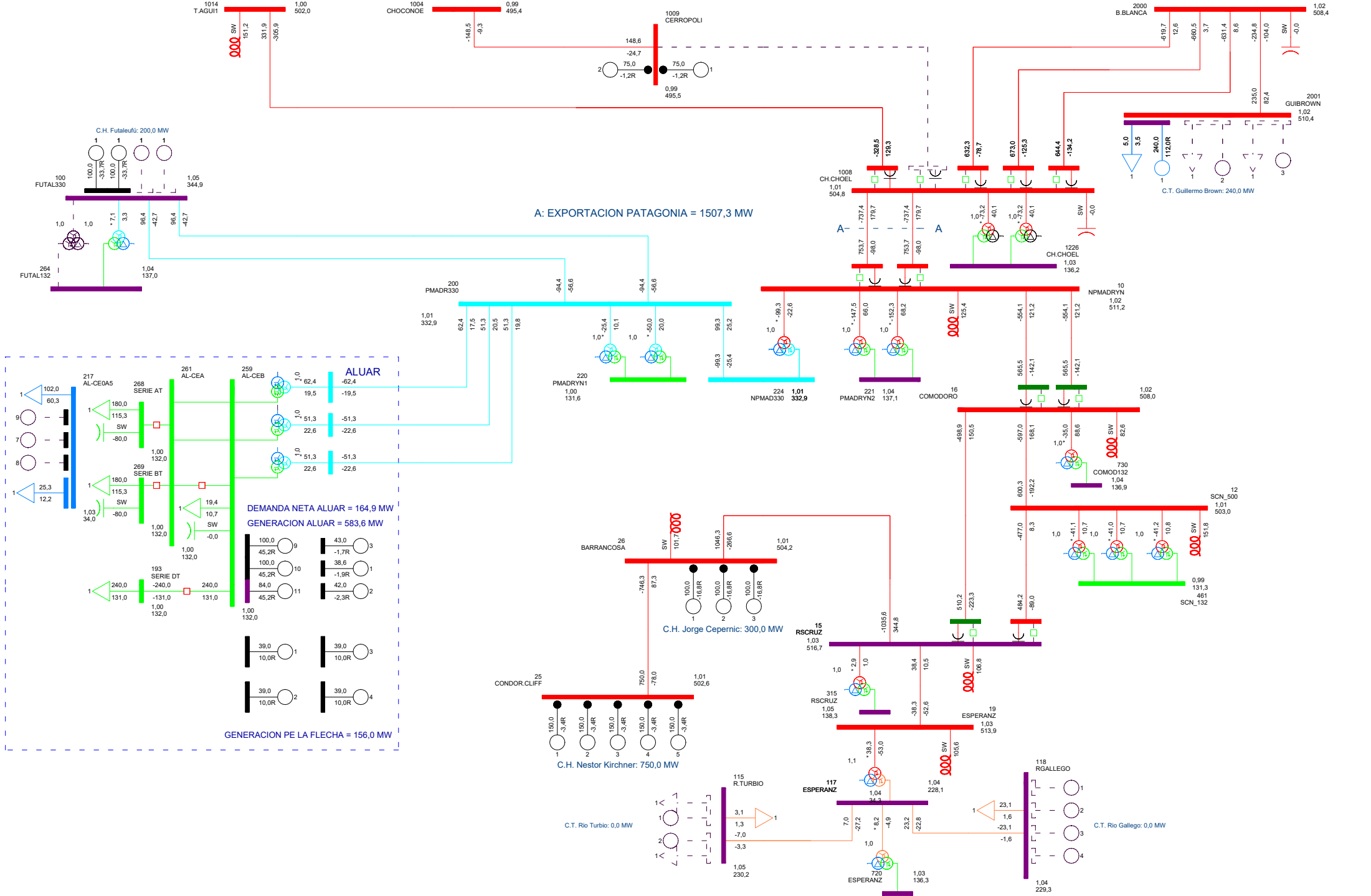


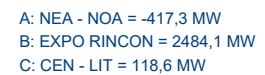




**Transener**

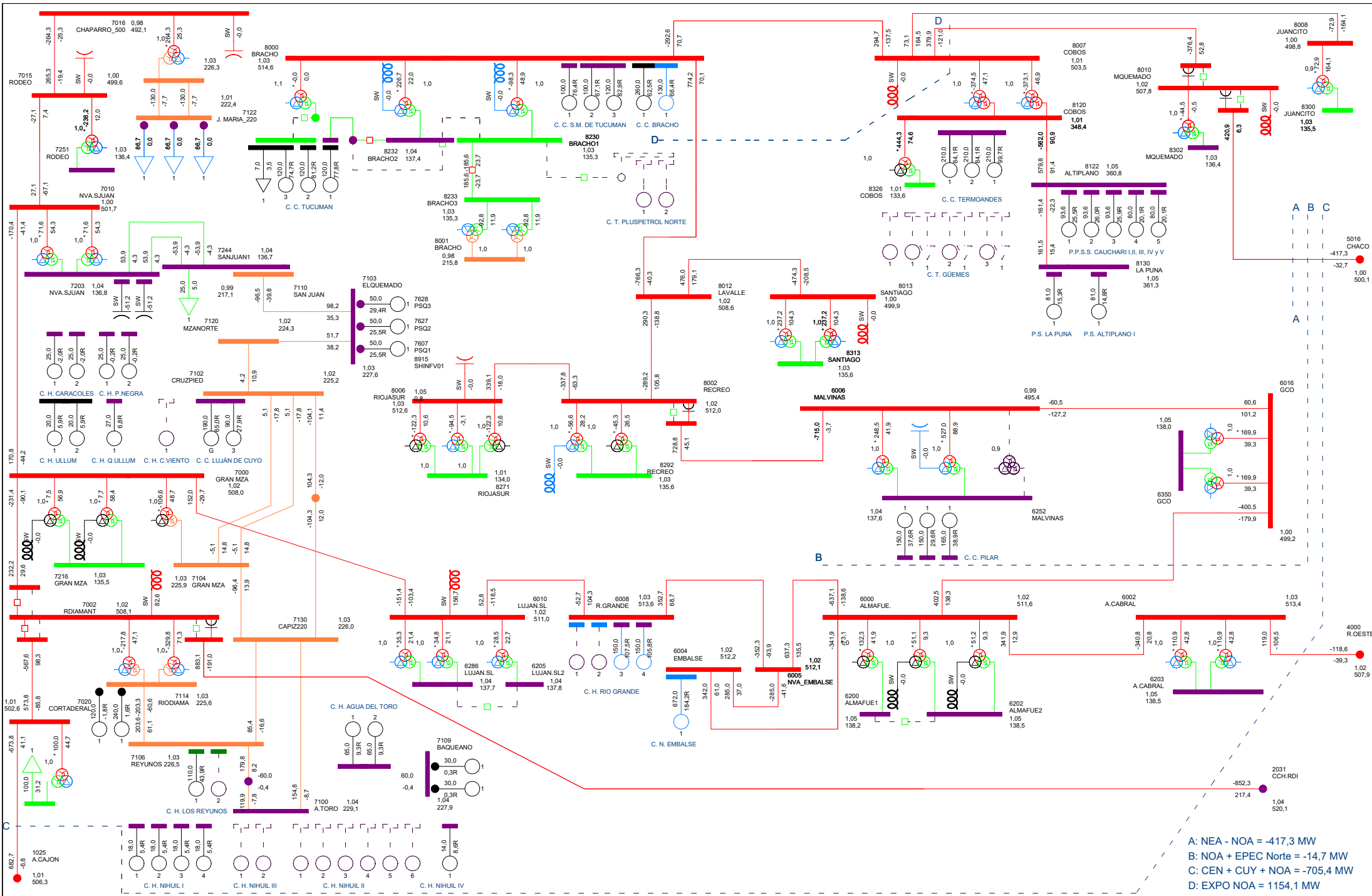


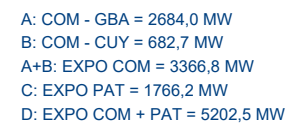




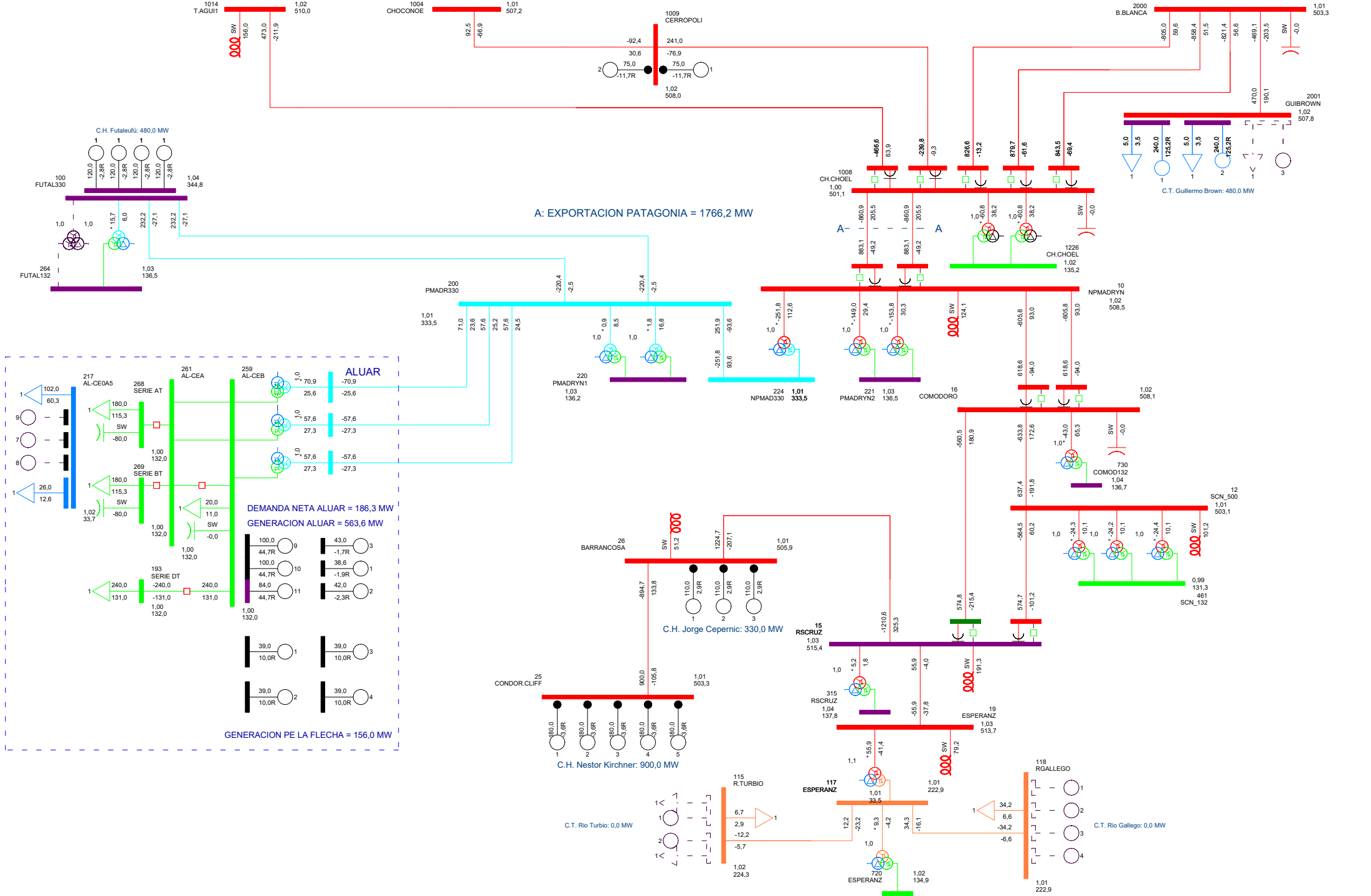
Bus - VOLTAGE (kV/PU)  
Branch - MW/Mvar  
Equipment - MW/Mvar  
100.0%RATEA  
1.030QV 0.970UV  
kV: <=16.000<=66.000 <=132.000<=220.000<=345.000<=500.000 >500.000





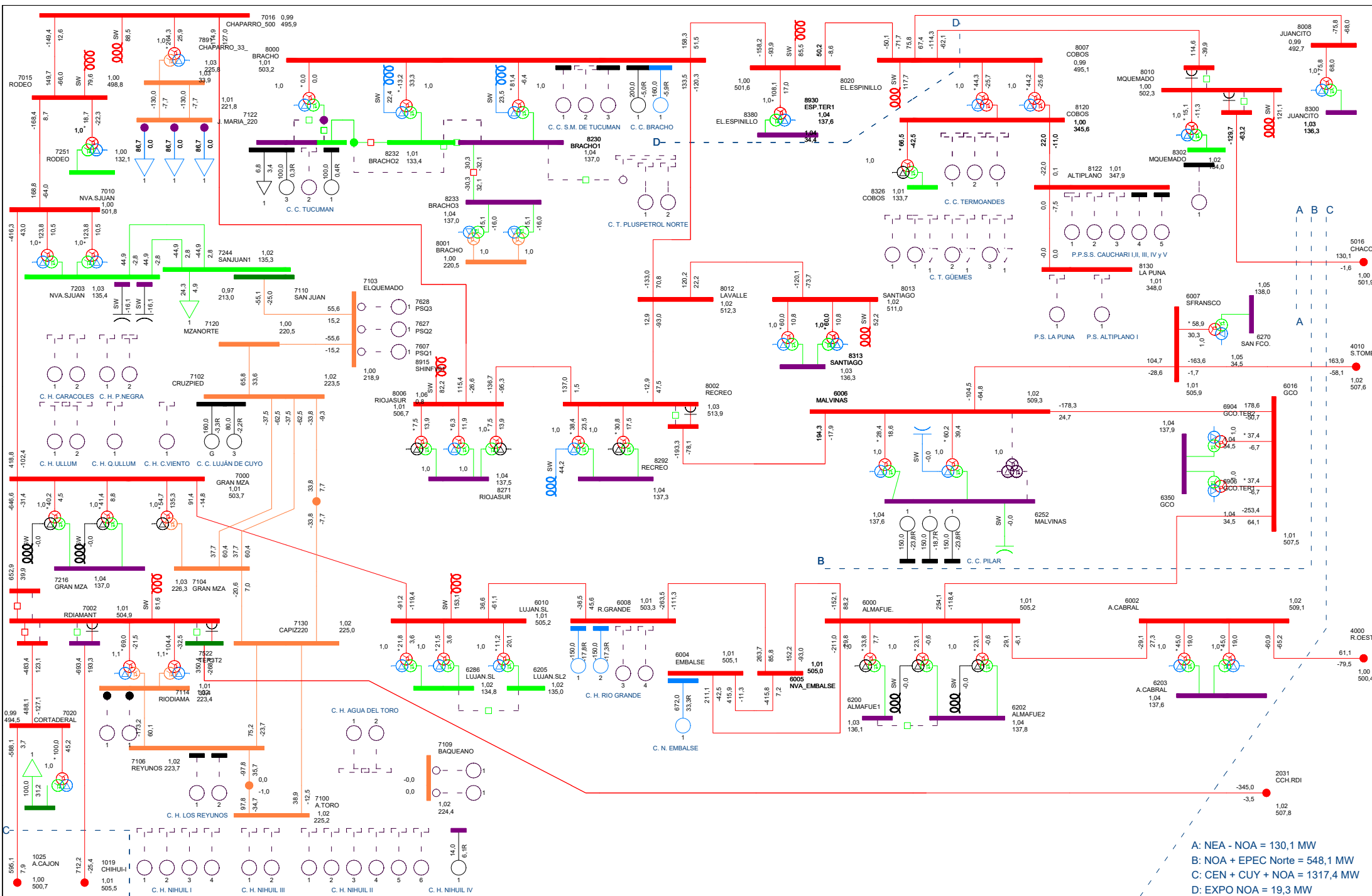


Bus - VOLTAGE (kV/PU)  
Branch - MW/Mvar  
Equipment - MW/Mvar  
100.0%RATEA  
1.0300V 0.970UV  
kV: <=16.000 <=66.000 <=132.000 <=220.000 <=345.000 <=500.000









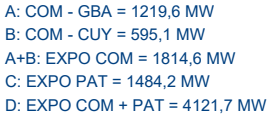
A: NEA - NOA = 130,1 MW  
 B: NOA + EPEC Norte = 548,1 MW  
 C: CEN + CUY + NOA = 1317,4 MW  
 D: EXPO NOA = 19,3 MW

GUIA DE REFERENCIA TRANSENER 2026 - 2033  
 CASO: I33V - VALLE 2033 - SADI: 16396 MW  
 THU, DEC 04 2025 10:46  
 CEN - CUY - NOA

Bus - VOLTAGE (kV/PU)  
 Branch - MW/Mvar  
 Equipment - MW/Mvar  
 100.0V/RATE  
 1.0300V 0.9700V  
 kV: <=16.000<=66.000 <=132.000<=220.000<=345.000<=500.000<=500.000

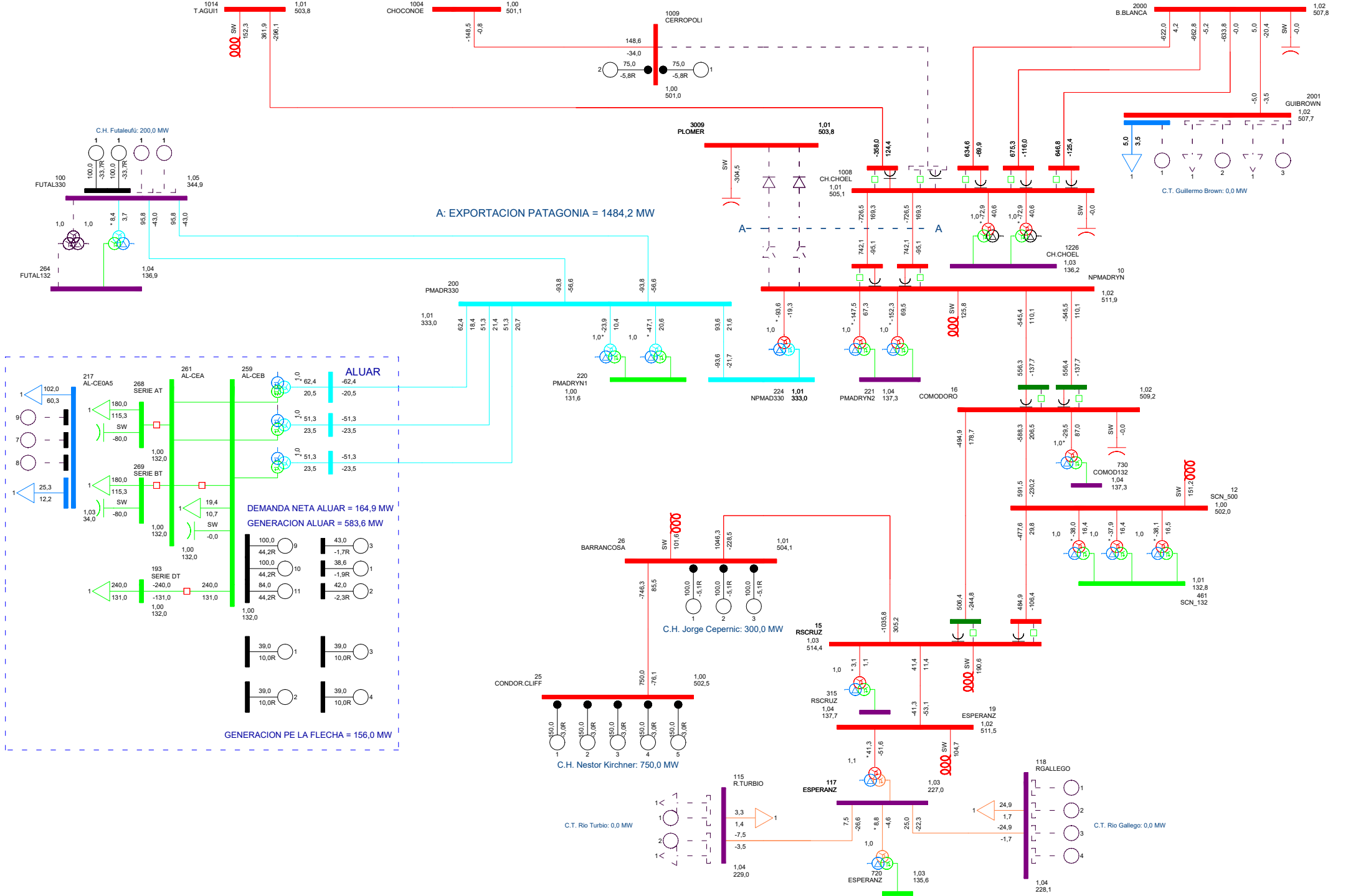






Bus - VOLTAGE (kV/PU)  
Branch - MW/Mvar  
Equipment - MW/Mvar  
100.0%RATEA  
1.030QV 0.970UV  
kV: <=16.000<=66.000 <=132.000<=220.000<=345.000<=500.000>500.000







Bus - VOLTAGE (kV/PU)  
Branch - MW/Mvar  
Equipment - MW/Mvar  
100.0%RATEA  
1.0300V 0.970UV  
kV: <=16.000<=66.000 <=132.000<=220.000<=345.000<=500.000 >500.000









## **ANEXO 7**

### **Sección 2: Estudios de cortocircuito**



## 7.2.- ESTUDIOS DE CORTOCIRCUITO

### 7.2.1.- Hipótesis utilizadas

Para la realización de los estudios de cortocircuito, se utilizó el módulo de análisis de desbalances del simulador PSS/E, versión 34.9.1, de Siemens - Power Technologies, Inc. Se empleó un modelo de red que incluyó la representación detallada de las líneas, generadores y transformadores del SADI, el sistema uruguayo, y el sistema paraguayo, incluyendo hasta los niveles de subtransmisión.

En todos los casos, se consideraron los escenarios típicos de operación de red N correspondientes a los períodos de horas de pico de verano de esta Guía, a efectos de que el despacho de generación fuera importante en las zonas más críticas, desde el punto de vista de las corrientes de cortocircuito, aunque se advierte, no necesariamente representan las situaciones de operación más desfavorables.

Con respecto a las fallas aplicadas en barras adyacentes a capacitores serie, se consideraron en la modelación los varistores de protección, cuyos parámetros se encuentran en la planilla “Cserie.xls” presentada en formato de tabla en el Anexo 1 sección 2.

### 7.2.2.- Escenarios Utilizados

Los cálculos de cortocircuitos se realizaron utilizando los casos de flujo de carga indicados en la siguiente tabla:

Período	Escenarios Pico de Verano	Flujos utilizados
2026	2026-2027	V27p_Trns_2633
2027	2027-2028	V28p_Trns_2633
2028	2028-2029	V29p_Trns_2633
2029	2029-2030	V30p_Trns_2633
2031	2031-2032	V32p_Trns_2633
2033	2033-2034	V34p_Trns_2633

### 7.2.3.- Resultados

En el Anexo 4 se han volcado los resultados correspondientes a la evolución de las potencias de cortocircuito monofásicas y trifásicas para los años 2026 a 2033. Cabe destacar que los valores presentados en las tablas de dicho anexo son sólo orientativos, puesto que corresponden a las hipótesis particulares de despacho de generación y obras de ampliación previstas en los escenarios típicos. Por lo tanto,

en casos de diseño de nuevas instalaciones o de evaluación de algún fenómeno de singular interés, deberán realizarse estudios de mayor detalle sobre el particular.

La Tabla 4.1 muestra los resultados para los casos 'Típicos'. Los valores presentados corresponden a valores eficaces de la componente alterna de la corriente de cortocircuito, en régimen subtransitorio y para el instante inmediatamente posterior a la aplicación de la falla.

Es importante mencionar que la capacidad admisible indicada ante cortocircuitos para un determinado nivel de tensión de una ET se corresponde, en general, exclusivamente con la de los interruptores, que eventualmente puede ser superior a la de otros equipos de la misma ET (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 ET ante cortocircuitos, los Solicitantes deberán requerir información de mayor complejidad a Transener S.A., para la realización de los estudios detallados necesarios de Etapa 1.

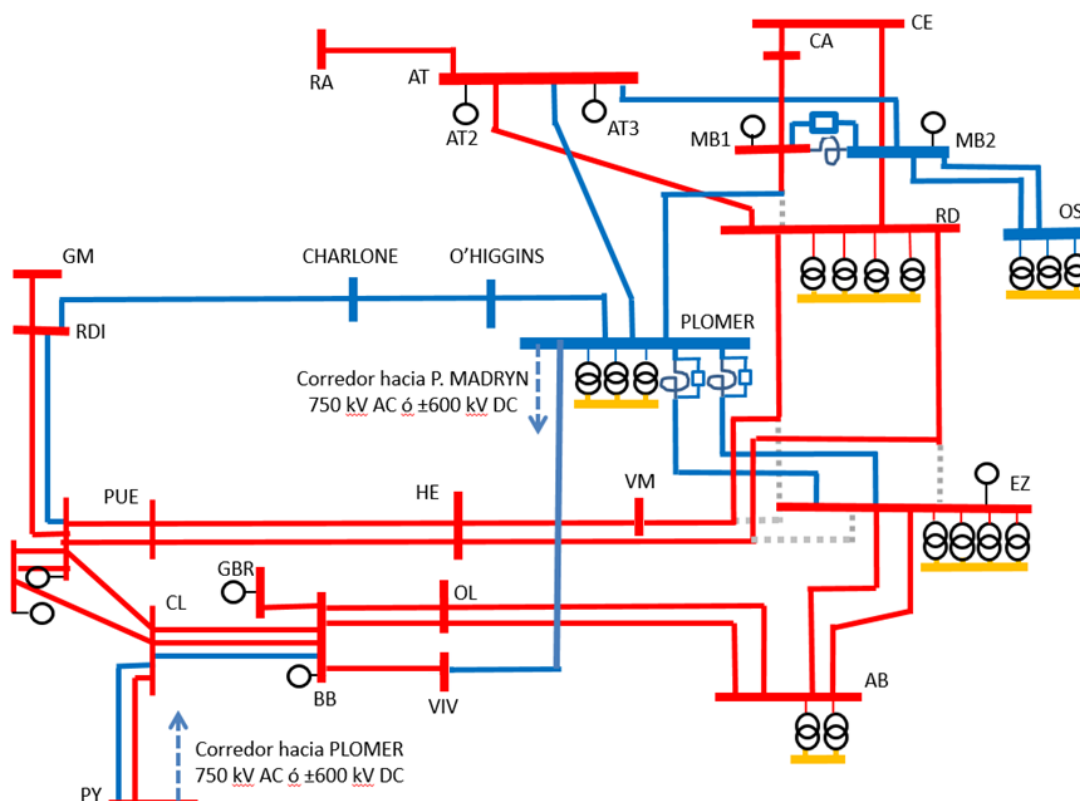
#### **7.2.4.- Conclusiones y recomendaciones**

Del análisis de los valores publicados en la Tabla 4.1 y de las hipótesis de incorporación de generación y transmisión realizadas en esta Guía, surgen las siguientes conclusiones:

- **Para los primeros tres años de esta Guía se supuso la operación de la ET Ezeiza con cinco transformadores 500/220 kV – 800 MVA (T10EZ de reserva en servicio) y barras de 220 kV operando en forma desacoplada, con un máximo de dos transformadores en cada barra, a efectos de limitar la potencia de cortocircuito en 220 kV al valor de diseño de 15000 MVA informado por EDESUR, para el caso de fallas monofásicas a tierra. A pesar de haberse adoptado esta configuración operativa, puede observarse que hasta el ingreso de la ET Plomer y obras asociadas en 220 kV de GBA, donde se pasa a operar con cuatro transformadores en ET Ezeiza (Año 2028), la sollicitación de cortocircuito en barras de dicho nivel de tensión podría estar cercana a los 15000 MVA, e incluso superarse dependiendo de la configuración operativa. Como puede constatar en los estudios, las modificaciones topológicas en GBA y desvinculación de circuitos de 220 kV de la ET permitirían mitigar esta situación.**
- **En la ET Gral. Rodríguez se tienen serios problemas de cortocircuito ante fallas en barras, tanto de 500 como de 220 kV (estas últimas de EDENOR S.A.), los cuales pueden resolverse en 220 kV desacoplando barras y operando con dos transformadores sobre cada barra. En 500 kV, sin realizar obras mayores, que demandan un importante plazo de obra (años), no se dispone de otro recurso operativo para limitar los cortocircuitos a valores admisibles que no sea restringiendo el despacho de generación cercana.**
- **En el caso del área GBA, en forma global, se presentan serias dificultades para canalizar la energía hasta la demanda. Las EE.TT. Rodríguez y Ezeiza han alcanzado su límite de desarrollo con 4 transformadores.**

- A su vez, los ingresos registrados de generación térmica cercana incrementan los niveles de cortocircuito de algunas EE.TT. del área en 500, 220 y 132 kV a niveles superiores a los de diseño, situación que no puede ser considerada como válida por los riesgos que implica en personas y equipos.
- Desde un punto de vista práctico, teniendo en cuenta tanto la edad de las EETT como la falta de redundancia que impide obtener permisos de trabajo para ampliaciones, como se propuso en Guías precedentes, **la solución prevista en GBA para estos problemas de abastecimiento y cortocircuito involucra la realización de dos nuevas EE.TT. de 500 kV:**
  - **Oscar Smith, al norte de GBA (complementaria de Rodríguez)**
  - **Plomer, al sur de GBA (complementaria de Ezeiza).**
- **Resulta importante destacar la necesidad de que se realicen las vinculaciones de las nuevas EE.TT. de 500 kV Oscar Smith y Plomer con la demanda.** En este sentido, la desvinculación de los circuitos de 220 kV de Zappalorto y Casanova de Ezeiza y vinculación de estos a Plomer permiten disminuir sensiblemente las solicitaciones de cortocircuito en barras de dicho nivel de tensión en Ezeiza, lo que resulta imperante considerando que en el presente se superan los valores admisibles en las mismas, debiendo aplicarse restricciones operativas.
- **Adicionalmente, para una adecuada separación de circuitos, tanto por razones de cortocircuito como de confiabilidad, la solución prevista involucra una “tercera” nueva ET de 500 kV en GBA, ampliando barras de M. Belgrano, para constituir la ET Nueva Belgrano (NBE), vinculándola con la anterior mediante reactores limitadores de corriente de cortocircuito con la E.T. M. Belgrano.**
- Esto permitirá que NBE, a ser diseñada con alta potencia de cortocircuito, pueda vincularse con nueva generación de Atucha y de la zona de Belgrano, así como también canalizar esa potencia directamente hacia la demanda, mediante su doble vinculación con la ET O. Smith. Por el contrario, las EE.TT. M. Belgrano y Campana (generación y demanda cercanas), de baja potencia de cortocircuito de diseño, se ubicarían en un circuito que estaría así menos solicitado.
- **Estas tres nuevas EE.TT, conjuntamente con nuevas líneas de 500 kV y reconexiones de líneas de 500 kV, permitirían separar sin pérdida de confiabilidad significativa circuitos de 500 kV en GBA, como medida de reducción de las potencias de cortocircuito en las EE.TT. existentes.** Asimismo, se agregarían en las nuevas EE.TT. la capacidad de transformación y vinculaciones necesarias para abastecer la demanda.
- **En el desarrollo de esta solución para los problemas de cortocircuito en GBA, sería prioritaria la ejecución de la ET Belgrano 2 (MB2) y su vinculación con la ET M. Belgrano (MB1) con reactores limitadores de corrientes de cortocircuito.**

- Asimismo, atendiendo a la expansión prevista del sistema, el inicio de las obras correspondientes para implementar esta solución debería encararse sin demoras tanto para la E.T. Rodríguez como para la E.T. Ezeiza. En esta última la solución temporaria del “bypass” se agotará rápidamente.
- En el siguiente esquema unifilar se muestra la **solución considerada en esta Guía de Referencia para las áreas GBA y Litoral** (modificaciones y nuevas obras en color azul), la cual se desprende del plan de ampliaciones de 500 kV propuestas por CAMMESA a la SEE en agosto de 2017



**Esquema unifilar del año horizonte con nuevas vinculaciones al área GBA**

- Puede notarse la complejidad de las ampliaciones requeridas en EE.TT. y líneas críticas del SADI en GBA, nuevas y modificadas, para solucionar los problemas de cortocircuito sin degradar la confiabilidad. Entre ellas se destacan:
  - Las adecuaciones en EE.TT. y líneas del nodo Belgrano, incluyendo nuevas líneas.
  - Las obras necesarias para que ambas líneas de 500 kV Henderson-Ezeiza acometan a la E.T. Rodríguez en lugar de la ET Ezeiza, usando para ello a las líneas actualmente existentes entre las EE.TT. Ezeiza y Rodríguez (removiendo así la vinculación actual directa entre ambas)
  - Dos nuevas líneas de 500 kV entre la ET Ezeiza y la nueva ET Plomer, con reactores serie en lado Plomer.

- Una nueva línea de 500 kV para que la vinculación actual de la E.T. M. Belgrano a Rodríguez cambie hacia la nueva E.T. Plomer y una nueva línea de 500 kV Atucha – Plomer. En particular, por la limitada capacidad admisible de las EE.TT. Campana y M. Belgrano, la configuración topológica propuesta las deja a ambas en un mismo circuito serie, a diferencia de la situación actual.
- Todo esto, conjuntamente con la repotenciación en cortocircuito de la ET Atucha en 500 kV y de la ET Campana en 132 kV, permitiría ingresar generación adicional en Atucha y en Nueva Belgrano, equilibrando la carga de los diferentes circuitos.
- **La realización de todas estas obras en un sistema cada vez más solicitado requieren de un exhaustivo estudio, para minimizar los tiempos de indisponibilidad y coordinar la ejecución de las distintas obras, para poder gestionar la transición topológica de la red del sistema con las menores afectaciones posibles.**
- En la **ET Atucha**, de los resultados de cortocircuito analizados en los casos típicos de esta Guía se observa **para el año horizonte que el valor admisible en 500 kV se superaría**, ante fallas trifásicas y monofásicas. Actualmente la capacidad admisible está impuesta por el diseño electrodinámico de las interconexiones entre equipos. **Se considera factible su repotenciación hasta una corriente de cortocircuito admisible de 40 kA (34.6 GVA)**, con cambios que involucrarían principalmente las conexiones de equipos y el refuerzo de la malla de puesta a tierra.
- **Las barras de 132 kV de la ET Rosario Oeste se operan normalmente en forma desacoplada**, ya que existen restricciones operativas para poder acoplarlas por problemas de potencia de cortocircuito ante fallas monofásicas a tierra, sobre todo cuando se encuentra despachada la CT Sorrento, que aporta al sistema de 132 kV del área. Últimamente en la operación normal se conectan los dos transformadores de 500/132 kV – 300 MVA de la playa original (T3RO y T5RO) sobre un juego de barras de 132 kV, sobre el otro juego de barras se conectan los dos transformadores de 220/132 kV – 150 MVA (T1RO y T2RO) y por otro lado se deja el restante transformador 500/132 kV – 300 MVA (T6RO) operando también desacoplado de los anteriores en la playa nueva.

La instalación prevista por Res. N° 1/2003 del T9RO 500/132 kV – 600 MVA (modelado en el caso de Invierno 2023 en la Guía de Referencia) impone serias dificultades de diseño a resolver, ya que como se puede observar en los resultados de cortocircuito obtenidos de los casos típicos, el valor admisible en barras de 132 kV se vería cercano a superarse con el ingreso de esta máquina. La solución a este inconveniente ya se encuentra encaminada, aunque demorada sin fecha (Obra por Res. SE. 01/03) y resulta en la instalación de una GIS, cuyo diseño admitiría una corriente de cortocircuito de 40 kA. A esta nueva instalación se vincularían los arrollamientos de 132 kV del T1RO, T2RO, T3RO y T5RO, quedando el T6RO desacoplado de ésta y vinculado como se encuentra actualmente en la nueva playa.

- En cuanto a las **barras de 132 kV de ET Santo Tomé**, las solicitudes de cortocircuito pueden superar la capacidad nominal del equipamiento instalado en 132 kV, lo que obliga a una **operación con barras desacopladas** en todos los casos de la presente Guía de Referencia para evitar esta situación. En el futuro inmediato las solicitudes continuarán incrementándose con la entrada en servicio de la TV que cerrará el ciclo combinado de CT Brigadier López, y a futuro con el ingreso de la LAT 500 kV Malvinas – San Francisco – Santo Tomé. Por estos motivos, en el último año de la Guía, aun operando con barras desacopladas, la potencia de cortocircuito en barras de 132 kV se encuentra en valores muy cercanos al límite admisible y podría superar los 5000 MVA. De modo que dicha solución operativa se agota y se impone la necesidad de repotenciar la ET en el nivel de 132 kV o implementar una solución alternativa.
- La potencia de cortocircuito admisible en **barras de 132 kV de la ET El Bracho** podría verse superada con ciertas configuraciones de despacho y topología de red. Para evitar que esto ocurra en esos casos, por ser inadmisibles, resulta necesario **operar las barras de 132 kV en forma desacoplada**. A tal efecto, la Orden de Servicio N° 24 de Transener indica cuándo se debe abrir el interruptor de acoplamiento de barras de 132 kV en ET El Bracho en función de la cantidad de máquinas que se encuentren despachadas sobre la red de 132 kV. En la presente Guía de Referencia, se han operado las barras de 132 kV desacopladas en todos los casos, y con un despacho tal que la potencia de cortocircuito en 132 kV no supera los valores admisibles en ninguno de los casos.
- En la **ET Almafuerde**, a partir de la instalación del tercer transformador T3AM, la **operación de las barras de 132 kV de dicha ET se realiza en forma desacoplada a efectos de no superar la potencia de cortocircuito** de diseño del equipamiento instalado.
- En cuanto a la **ET Malvinas**, con la instalación del transformador T3MA de 600 MVA (considerado en servicio en el Verano 2027/2028), aún retirando de servicio uno de los dos transformadores actuales de 300 MVA el nivel de potencia de cortocircuito en barras de 132 kV se incrementa. A futuro, con la incorporación de la línea de 500 kV Malvinas – San Francisco – Santo Tomé se puede observar el progresivo aumento, llegando a valores muy cercanos al admisible para el cortocircuito trifásico y monofásico en los casos típicos. En la medida que se cumplan estos planes y con la incorporación de futuras obras en la red de 132 kV de EPEC habrá que considerar, o bien la realización de inversiones para adecuar las instalaciones a los futuros niveles de cortocircuito, o bien analizar la posibilidad de realizar cambios topológicos adicionales en la operación de la red de EPEC. Cuando entra el T3MA y sacando uno de 300 MVA se opera a barra única. Operación a barras separadas en caso contrario.
- En la **ET Ramallo** se prevé la incorporación de un segundo transformador 500/220 kV – 300 MVA y un segundo transformador 220/132 kV – 300 MVA. Adicionalmente, la entrada en servicio de nueva generación en la zona hace que los niveles de cortocircuito en el área se eleven progresivamente. De los casos base analizados en la Guía, se observa tanto en el nivel de 132 kV como en el de 220 kV, que ya en los casos iniciales se alcanzan valores de cortocircuito en el orden de las capacidades admisibles de 4.000 MVA y 7.000 MVA



respectivamente, y se van incrementando en los subsiguientes casos, incluso superándose en el nivel de 132 kV. Es por ello que los proyectos de ampliación en la ET consideran los replazos necesarios de equipamiento a efectos de que las instalaciones resulten adecuadas para soportar las futuras solicitudes por corrientes de cortocircuito. En particular, se alcanzará un valor de 7200 MVA en 132 kV y 12000 MVA en 220 kV.

- Con respecto a la **ET Luján**, a partir de la entrada en servicio del transformador T3LU de 300 MVA, en la operación real resulta necesario desacoplar barras en el nivel de 132 kV (T1LU y T2LU en una barra y el nuevo T3LU en otra) para no superar la capacidad de cortocircuito admisible en dicho nivel de tensión.
- En la **ET Nueva San Juan**, de los resultados de cortocircuito analizados en los casos típicos de esta Guía se observa **para el año horizonte que el valor admisible en 132 kV se superaría**, ante fallas monofásicas. Este mismo problema se observa para la **ET La Rioja Sur**.
- A partir de las ampliación de AMBA I modeladas en el año 2029 de la presente Guía, que vincula las ET Vivoratá y ET Plomer, se puede observar que los valores admisibles ante fallas monofásicas en 132 kV se superaría en la **ET Vivoratá**, y se llega a valores cercanos al admisible para fallas trifásicas en ese mismo nivel de tensión.



## **7.2.4.- Antecedentes y comentarios relevantes sobre el problema en 500 kV en GBA y sus soluciones**

### **7.2.4.1.- Antecedentes de interés general sobre el tema**

En el siguiente documento contenido en esta Guía de Referencia:

\\Archivos\\Docu\\Estudios\\[Lím\\_CC](#)

se pueden visualizar estudios preliminares de la Guía de Referencia de Transener 2017-2024, realizados con vistas a obtener una solución para los problemas de cortocircuito del área GBA, que garantizara tanto la capacidad de transporte necesaria (considerando la generación adicional entonces prevista) como la no superación de la capacidad de cortocircuito de diseño de las EETT del área.

Sobre esa base y de distintos intercambios de estudios y opiniones con técnicos de CAMMESA durante 2017, ha surgido la solución considerada en los estudios de la presente Guía. La nueva solución adoptada, denominada “Plan V2”, puede consultarse en:

\\Archivos\\Docu\\Estudios\\[Sec\\_Ampl\\_GBA](#)

También respecto a antecedentes, cabe recordar que a partir de la Guía 2011 – 2018 se incluyó una descripción de la capacidad de diferentes componentes de una estación transformadora que definen su aptitud para soportar e interrumpir corrientes de cortocircuito. Dicho documento se puede consultar en:

\\Archivos\\Docu\\Estudios\\[EETT\\_CC\\_Diseño](#)

Si bien desde un punto de vista tecnológico resultaría posible incrementar la capacidad de cortocircuito de las EETT Ezeiza y Rodríguez y otras críticas del área, por ejemplo, de 25 a 35 GVA, esta alternativa no sólo puede resultar irrealizable por la imposibilidad práctica de intervenir masivamente sobre instalaciones de transporte que no tienen redundancia, sino que puede ser inconveniente con visión de largo plazo, ya que al posibilitar el incremento de las potencias de cortocircuito, traslada el problema a estaciones vecinas y a niveles de tensiones inferiores.

Es por esto que, en los estudios de la Guía precedente, se ha recurrido a la separación de circuitos de 500 kV con reactores limitadores de corrientes de cortocircuito, separando en dos EE.TT. clave como M. Belgrano, Ezeiza y Rodríguez. Específicamente, la solución de separación en dos de las EETT y vinculación de barras con reactores limitadores de corriente de cortocircuito, tanto para la E.T. Rodríguez como para la E.T. Ezeiza, ya no es considerada en los estudios de la presente Guía de Referencia (aunque su utilidad, al igual que las respectivas propuestas se mantienen expresamente en esta Guía), porque el CAF no las ha incluido en sus Solicitudes. En cambio, se sugiere considerar las ampliaciones descriptas en la sección anterior.

Las necesidades de realización de cambios topológicos en la red de 500 kV de GBA para posibilitar la expansión del SADI se vienen presentando desde la Guía de

Referencia 2011-2018, habiéndose propuesto la necesidad del Bypass de la ET Ezeiza y de la Apertura de la ET Rodríguez en la Guía 2012-2019.

#### **7.2.4.2.- Necesidad urgente de ampliaciones en área GBA**

En esta Guía se considera que las obras de 500 kV prioritarias para el área GBA, que serían implementadas en los paquetes de obras PROASTEE Etapa 1 y AMBA II (en evaluación por parte del CAF; la solicitud del PROASTEE Etapa 1 estaría próxima a ser presentada), entrarían en servicio en 2029 y 2031 respectivamente.

Es por eso que, en lo que concierne a modelado y fechas de puesta en servicio de esas obras en esta Guía, teniendo en cuenta la situación de compromiso de las E.E.T.T. Rodríguez y Ezeiza en 500 kV, en el 2029 se considera en servicio el paquete PROASTEE Etapa 1, compuesto por la ET Plomer, a la cual se conectarían líneas provenientes de Atucha, Ezeiza (doble terna con reactores serie de 15 Ohm en lado Plomer) y Vivoratá, a la vez que se realizaría un bypass de la línea 5EZHE2 con 5EZRD1.

El paquete de obras AMBA II, previsto para 2031, incluiría la separación de la ET M. Belgrano en 2 (en realidad la construcción de la ET Nueva Belgrano y su vinculación con la ET M. Belgrano mediante reactor limitador de Scc, para no superar las capacidades admisibles en 500 kV de las EE.TT. Campana y M. Belgrano), conjuntamente con el ingreso de las LAT 500 kV Atucha - Belgrano 2 - O.Smith y la ET O.Smith. Sumado a ello, se vincularía Belgrano con Plomer, desvinculando así la línea de Belgrano que actualmente acomete a la ET Rodríguez y vinculándose con esta, y también incluiría el 2do bypass de las líneas de Henderson y Rodríguez, 5EZHE1 con 5EZRD2.

Estas obras configuran una solución de amplio horizonte para el área, resultando urgente su concreción dada la situación crítica en el área, más aun teniendo en cuenta los problemas previsibles para poder realizar las tareas necesarias en instalaciones críticas del SADI, sin redundancia, lo que puede originar por razones del servicio demoras y dificultades para los respectivos permisos de obra.

#### **7.2.4.3.- Obras propuestas por Transener por Res. Ex SE N° 1/2003**

Conforme a las soluciones previstas de común acuerdo con CAMMESA para los problemas precedentemente expuestos de cortocircuito en GBA y Litoral, así como también para resolver otros problemas críticos de cortocircuito del SADI, Transener solicitó por Nota DIR 484/17, a la Subsecretaría de Energía Térmica, Transporte y Distribución de la Energía Eléctrica, la ejecución de ampliaciones por Res. Ex SE N° 1, 106 y 130/03, que comprenden el siguiente listado de obras de adecuación y repotenciación de EETT:

- **ET Rodríguez 500 kV:** separación en dos con reactor limitador de corrientes de cortocircuito, re-ubicación de líneas de 500 kV y reemplazo de equipamiento que verá superadas sus características de diseño;

- **ET Ezeiza 500 kV:** separación en dos con reactor limitador de corrientes de cortocircuito, re-ubicación de líneas de 500 kV y reemplazo de equipamiento que verá superadas sus características de diseño;
- **ET Atucha 500 kV:** elevación de su potencia de cortocircuito admisible de 26 GVA a 34.6 GVA;
- **ET Bahía Blanca 500 kV:** elevación de su capacidad de cortocircuito admisible a 21,6 GVA;
- **ET Olavarría 500 kV:** elevación de su capacidad de cortocircuito admisible a 21,6 GVA;
- **ET Manuel Belgrano 500 kV:** extensión de barras de 500 kV a ser vinculadas a la actual ET a través de un reactor limitador de corrientes de cortocircuito, insertando la actual línea de 500 kV Campana – Rodríguez con reubicación topológicas de líneas en Manuel Belgrano para equilibrar flujos de potencia. Permitirá vincular el nodo Manuel Belgrano con Atucha y Oscar Smith 500 kV sin superación de Scc de diseño.
- **ET Campana 500 kV:** elevación de su capacidad de cortocircuito admisible en 132 kV de 5 GVA a 7.2 GVA, para afrontar los requerimientos crecientes de cortocircuito ante el ingreso de nueva generación vinculada a la red de 132 kV asociada a esta ET.

Las Notas enviadas por Transener SA se pueden consultar en los siguientes documentos contenidos en esta Guía de Referencia:

\\Archivos\\Docu\\Notas Cortocircuito EETT\\[A SSETTyDE\\_484.17 AR](#)

\\Archivos\\Docu\\Notas Cortocircuito EETT\\[A CAMMESA\\_485.17 AR](#)

A la fecha de cierre de esta Guía de Referencia, Transener no había recibido respuesta sobre estas propuestas. Es preciso mencionar que las separaciones en dos de las EETT Ezeiza y Rodríguez con reactores limitadores de corrientes de cortocircuito en 500 kV, propuestas en Guías precedentes, no se consideraron en la presente guía, aunque podría ser necesario recurrir a las mismas.

## **ANEXO 8**

### **Información del Sistema Empleada para los Estudios**

**(PT/012 - Ítem 4.d)**

## **ANEXO 8**

### **Sección 1: Fuentes de información básica**

## 8.1.- FUENTES DE INFORMACIÓN BÁSICA

De acuerdo con lo establecido en el Anexo 20 de Los Procedimientos, entre otras fuentes de información básica para la Guía, los Estudios del Sistema de Transporte deben tener en cuenta y ser complementarios de los Pronósticos de Mediano y Largo Plazo orientativos sobre las condiciones de oferta y de demanda del Sistema, a preparar por la Secretaría de Energía conforme al Artículo 38 de la Ley 24.065.

Como una de las hipótesis para la elaboración de los distintos escenarios de estudio de la presente Guía de Referencia se ha considerado el Plan de Obras propuestas por CAMMESA a la SEE, el cual fue presentado en agosto de 2017.

Adicionalmente, se consideran como hipótesis de esta Guía las obras prioritarias definidas en la Resolución 507/2023 por la Secretaría de Energía, que define un plan de expansión del Sistema de Transmisión de Energía Eléctrica en Alta Tensión y un plan de readecuación de Estaciones existentes del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión. Cabe mencionar que, en el presente año, el Ministerio de Economía mediante la Resolución 715/2025, declaró de carácter prioritario la ejecución de las obras del Plan de Expansión del Sistema de Transporte en Alta Tensión de la Resolución 507/2023.

También se han considerado las distintas obras de ampliación del sistema de transporte propuestas por el Consejo Federal de Energía Eléctrica (CFEE) en el Plan Federal de Transporte I y II. Información del CFEE y del Plan Federal de Transporte puede obtenerse a través del sitio web "<https://www.cfee.gob.ar/>".

Otra fuente básica de información para la elaboración de la presente Guía es la [Programación Estacional Definitiva Noviembre 2025 – Abril 2026](#) elaborada por CAMMESA. La misma se adjunta en el presente CD contenida en la carpeta [Archivos\ PED\\_Nov25-Abr26](#).

## **ANEXO 8**

### **Sección 2: Pronósticos de demandas**



## 8.2.- Pronósticos de demanda

Antes de pasar a indicar los pronósticos de demanda utilizados en la presente Guía de Referencia se considera conveniente observar la evolución de la demanda durante los años previos y su distribución. Además, no debe dejarse de lado las previsiones que realizaron los distintos agentes (distribuidores, grandes usuarios, etc.) para el corto plazo.

Luego se explican las distintas hipótesis asumidas para realizar las proyecciones de demanda de corto y mediano plazo de la presente Guía de Referencia, utilizadas para la realización de los distintos estudios.

A efectos de estudiar el funcionamiento del SADI, este se divide en distintas regiones eléctricas que comprenden las provincias o áreas geográficas que se indican en la siguiente tabla:

**Tabla 8.2.1. Regiones eléctricas del MEM**

Región	Provincias
<b>Comahue</b>	La Pampa – Río Negro (*) – Neuquén
<b>Bs. As.</b>	Buenos Aires
<b>GBA</b>	Ciudad de Buenos Aires, Ciudad de La Plata y Gran Buenos Aires
<b>Litoral</b>	Santa Fé – Entre Ríos
<b>NEA</b>	Formosa – Chaco – Corrientes – Misiones
<b>Centro</b>	Córdoba – San Luis
<b>Cuyo</b>	Mendoza – San Juan
<b>NOA</b>	La Rioja – Catamarca – Santiago del Estero – Salta – Jujuy – Tucumán
<b>PAT</b>	Río Negro (*) – Chubut – Santa Cruz

(\*): la demanda de la provincia se alimenta desde dos regiones eléctricas que no presentan vinculación en 132 kV.

Dentro de las demandas a abastecer desde el SADI también están las correspondientes a las exportaciones, principalmente a Uruguay y Brasil. La magnitud de las exportaciones es muy variable y depende principalmente de las condiciones de hidraulicidad en estos países.

### 8.2.1.- Evolución y distribución de la demanda en años previos

En las Tablas 8.2.1.1 a 8.2.1.25 se presenta la evolución mensual de los consumos de energía en las distintas regiones del SADI registrados desde Enero de 2000 hasta Diciembre de 2024 distinguiendo las demandas de los agentes del MEM, las pérdidas totales de la red, lo consumido por las centrales de bombeo, la energía no suministrada debido a racionamiento (por corte y por tensión) y las demandas de exportación (no se incluyen los consumos propios de las máquinas generadoras). Esta información fue obtenida de los Informes Mensuales elaborados por CAMMESA.

**Tabla 8.2.1.1 - Evolución mensual de la demanda de energía registrada en 2000 [GWh]**

Demandas	Ene-00	Feb-00	Mar-00	Abr-00	May-00	Jun-00	Jul-00	Ago-00	Sep-00	Oct-00	Nov-00	Dic-00	Total
GBA	2725	2540	2652	2419	2647	2695	2959	2745	2543	2494	2449	2693	<b>31561</b>
Bs. As.	777	760	791	757	800	776	816	787	735	750	749	815	<b>9313</b>
Litoral	824	744	778	744	780	761	818	787	733	742	732	805	<b>9248</b>
Centro	510	482	497	476	530	533	569	525	497	501	488	531	<b>6139</b>
Cuyo	380	372	375	334	353	361	379	371	370	368	368	407	<b>4437</b>
NOA	436	401	407	378	395	401	422	409	400	427	426	462	<b>4963</b>
NEA	327	305	311	284	270	272	293	269	255	266	244	314	<b>3410</b>
Comahue	237	228	251	244	270	258	247	263	228	217	201	226	<b>2870</b>
<b>Subtotal Agentes MEM</b>	<b>6216</b>	<b>5832</b>	<b>6062</b>	<b>5636</b>	<b>6044</b>	<b>6057</b>	<b>6503</b>	<b>6156</b>	<b>5761</b>	<b>5765</b>	<b>5657</b>	<b>6252</b>	<b>71941</b>
Bombeo	14	23	23	11	14	16	14	2	5	7	1	4	<b>132</b>
Pérdidas Red	263	223	203	211	222	229	292	340	270	306	296	327	<b>3182</b>
<b>Subtotal con bombeo y pérdidas</b>	<b>6493</b>	<b>6077</b>	<b>6288</b>	<b>5857</b>	<b>6280</b>	<b>6302</b>	<b>6809</b>	<b>6498</b>	<b>6036</b>	<b>6078</b>	<b>5954</b>	<b>6583</b>	<b>75255</b>
Racionamiento Tensión	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	<b>0</b>
Racionamiento Cortes	0	0	0	0	0	0	0	0	2	3	1	2	<b>8</b>
<b>Exportación</b>	<b>286</b>	<b>279</b>	<b>315</b>	<b>160</b>	<b>142</b>	<b>432</b>	<b>723</b>	<b>874</b>	<b>327</b>	<b>72</b>	<b>256</b>	<b>849</b>	<b>4715</b>
<b>Total</b>	<b>6779</b>	<b>6357</b>	<b>6603</b>	<b>6018</b>	<b>6422</b>	<b>6734</b>	<b>7533</b>	<b>7372</b>	<b>6365</b>	<b>6153</b>	<b>6211</b>	<b>7434</b>	<b>79977</b>

**Tabla 8.2.1.2 - Evolución mensual de la demanda de energía registrada en 2001 [GWh]**

Demandas	Ene-01	Feb-01	Mar-01	Abr-01	May-01	Jun-01	Jul-01	Ago-01	Sep-01	Oct-01	Nov-01	Dic-01	Total
GBA	2836	2654	2853	2475	2764	2758	2915	2680	2520	2547	2470	2611	<b>32083</b>
Bs. As.	847	806	869	805	840	823	844	843	798	796	754	781	<b>9806</b>
Litoral	855	769	850	768	808	805	820	752	708	718	715	770	<b>9338</b>
Centro	542	519	553	501	567	559	570	539	516	501	501	529	<b>6397</b>
Cuyo	403	378	370	331	367	377	381	388	379	359	359	384	<b>4475</b>
NOA	466	437	459	392	419	409	420	414	400	426	434	450	<b>5126</b>
NEA	338	330	342	279	257	266	260	262	253	272	286	310	<b>3455</b>
Comahue	237	234	254	239	252	244	255	250	231	238	224	253	<b>2912</b>
<b>Subtotal Agentes MEM</b>	<b>6524</b>	<b>6127</b>	<b>6550</b>	<b>5790</b>	<b>6274</b>	<b>6241</b>	<b>6465</b>	<b>6128</b>	<b>5805</b>	<b>5857</b>	<b>5743</b>	<b>6089</b>	<b>73593</b>
Bombeo	1	0	4	3	5	15	8	2	0	0	1	0	<b>40</b>
Pérdidas Red	297	262	265	240	253	348	383	343	268	288	270	243	<b>3458</b>
<b>Subtotal con bombeo y pérdidas</b>	<b>6822</b>	<b>6389</b>	<b>6819</b>	<b>6033</b>	<b>6531</b>	<b>6604</b>	<b>6856</b>	<b>6473</b>	<b>6073</b>	<b>6145</b>	<b>6014</b>	<b>6332</b>	<b>77091</b>
Racionamiento Tensión	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	<b>0</b>
Racionamiento Cortes	4	0	1	0	0	0	0	0	0	3	0	0	<b>8</b>
<b>Exportación</b>	<b>224</b>	<b>6</b>	<b>232</b>	<b>344</b>	<b>794</b>	<b>739</b>	<b>65</b>	<b>453</b>	<b>725</b>	<b>14</b>	<b>386</b>	<b>219</b>	<b>4201</b>
<b>Total</b>	<b>7050</b>	<b>6395</b>	<b>7052</b>	<b>6377</b>	<b>7325</b>	<b>7343</b>	<b>6921</b>	<b>6926</b>	<b>6798</b>	<b>6161</b>	<b>6400</b>	<b>6551</b>	<b>81300</b>

**Tabla 8.2.1.3 - Evolución mensual de la demanda de energía registrada en 2002 [GWh]**

Demandas	Ene-02	Feb-02	Mar-02	Abr-02	May-02	Jun-02	Jul-02	Ago-02	Sep-02	Oct-02	Nov-02	Dic-02	Total
GBA	2656	2303	2579	2399	2548	2744	2875	2679	2480	2504	2531	2624	<b>30923</b>
Bs. As.	778	752	800	785	804	807	836	820	801	785	777	818	<b>9562</b>
Litoral	780	688	819	743	788	814	866	811	745	785	787	816	<b>9441</b>
Centro	514	453	522	475	525	574	588	545	500	518	516	537	<b>6265</b>
Cuyo	365	325	361	328	346	375	378	375	354	380	393	398	<b>4377</b>
NOA	449	390	442	385	403	411	422	406	413	462	464	464	<b>5112</b>
NEA	330	290	364	286	285	275	273	265	250	276	273	292	<b>3460</b>
Comahue	261	243	262	246	258	248	255	246	231	235	233	252	<b>2969</b>
<b>Subtotal Agentes MEM</b>	<b>6132</b>	<b>5445</b>	<b>6149</b>	<b>5647</b>	<b>5957</b>	<b>6248</b>	<b>6491</b>	<b>6147</b>	<b>5772</b>	<b>5944</b>	<b>5974</b>	<b>6201</b>	<b>72109</b>
Bombeo	0	2	1	1	0	0	10	4	0	15	26	5	<b>64</b>
Pérdidas Red	254	240	261	244	279	293	295	279	295	372	386	368	<b>3566</b>
<b>Subtotal con bombeo y pérdidas</b>	<b>6386</b>	<b>5687</b>	<b>6411</b>	<b>5892</b>	<b>6236</b>	<b>6540</b>	<b>6797</b>	<b>6430</b>	<b>6067</b>	<b>6332</b>	<b>6386</b>	<b>6574</b>	<b>75740</b>
Racionamiento Tensión	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	<b>0</b>
Racionamiento Cortes	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	12	0	<b>14</b>
<b>Exportación</b>	<b>584</b>	<b>246</b>	<b>93</b>	<b>17</b>	<b>6</b>	<b>47</b>	<b>14</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>228</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1235</b>
<b>Total</b>	<b>6971</b>	<b>5932</b>	<b>6504</b>	<b>5909</b>	<b>6242</b>	<b>6587</b>	<b>6811</b>	<b>6432</b>	<b>6067</b>	<b>6560</b>	<b>6399</b>	<b>6574</b>	<b>76989</b>

**Tabla 8.2.1.4 - Evolución mensual de la demanda de energía registrada en 2003 [GWh]**

Demandas	Ene-03	Feb-03	Mar-03	Abr-03	May-03	Jun-03	Jul-03	Ago-03	Sep-03	Oct-03	Nov-03	Dic-03	Total
GBA	2758	2443	2742	2469	2720	2787	3020	2941	2705	2658	2614	2763	<b>32620</b>
Bs. As.	886	836	906	860	918	867	932	912	900	903	890	909	<b>10719</b>
Litoral	871	778	838	764	824	835	894	872	801	834	821	856	<b>9989</b>
Centro	562	514	548	522	576	587	643	615	554	578	577	573	<b>6849</b>
Cuyo	434	390	408	362	385	395	428	437	408	436	432	467	<b>4981</b>
NOA	485	452	473	420	438	432	446	451	443	506	527	529	<b>5602</b>
NEA	331	313	321	287	290	285	298	295	295	333	330	342	<b>3720</b>
Comahue	263	262	288	264	282	280	281	277	265	259	263	276	<b>3260</b>
<b>Subtotal Agentes MEM</b>	<b>6590</b>	<b>5988</b>	<b>6524</b>	<b>5948</b>	<b>6433</b>	<b>6468</b>	<b>6942</b>	<b>6800</b>	<b>6371</b>	<b>6507</b>	<b>6454</b>	<b>6715</b>	<b>77740</b>
Bombeo	0	0	0	0	2	23	7	2	10	0	2	2	<b>48</b>
Pérdidas Red	355	287	333	286	268	276	385	351	248	250	258	285	<b>3582</b>
<b>Subtotal con bombeo y pérdidas</b>	<b>6945</b>	<b>6275</b>	<b>6857</b>	<b>6235</b>	<b>6702</b>	<b>6767</b>	<b>7334</b>	<b>7153</b>	<b>6629</b>	<b>6757</b>	<b>6714</b>	<b>7002</b>	<b>81370</b>
Racionamiento Tensión	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	<b>0</b>
Racionamiento Cortes	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	<b>0</b>
<b>Exportación</b>	<b>0</b>	<b>7</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>13</b>	<b>85</b>	<b>134</b>	<b>137</b>	<b>58</b>	<b>0</b>	<b>434</b>
<b>Total</b>	<b>6945</b>	<b>6283</b>	<b>6857</b>	<b>6235</b>	<b>6702</b>	<b>6767</b>	<b>7347</b>	<b>7238</b>	<b>6763</b>	<b>6894</b>	<b>6772</b>	<b>7002</b>	<b>81804</b>

**Tabla 8.2.1.5 - Evolución mensual de la demanda de energía registrada en 2004 [GWh]**

Demandas	Ene-04	Feb-04	Mar-04	Abr-04	May-04	Jun-04	Jul-04	Ago-04	Sep-04	Oct-04	Nov-04	Dic-04	Total
GBA	2966	2648	2990	2769	2886	2919	3051	2955	2699	2693	2748	3018	<b>34342</b>
Bs. As.	971	916	979	926	970	942	955	933	915	932	931	986	<b>11356</b>
Litoral	963	839	922	863	909	903	921	906	830	845	864	955	<b>10721</b>
Centro	637	565	618	572	644	639	664	639	576	585	596	628	<b>7363</b>
Cuyo	485	423	457	408	425	434	473	454	444	463	462	526	<b>5453</b>
NOA	541	494	532	485	480	476	490	494	503	543	541	585	<b>6164</b>
NEA	377	352	386	364	318	307	309	310	316	329	330	397	<b>4095</b>
Comahue	291	288	316	284	298	288	295	277	274	287	276	286	<b>3460</b>
<b>Subtotal Agentes MEM</b>	<b>7231</b>	<b>6525</b>	<b>7200</b>	<b>6672</b>	<b>6930</b>	<b>6908</b>	<b>7158</b>	<b>6968</b>	<b>6557</b>	<b>6677</b>	<b>6748</b>	<b>7380</b>	<b>82953</b>
Bombeo	3	4	14	35	11	19	27	16	5	3	5	1	<b>143</b>
Pérdidas Red	284	223	260	248	338	297	406	349	280	267	275	311	<b>3537</b>
<b>Subtotal con bombeo y pérdidas</b>	<b>7518</b>	<b>6752</b>	<b>7473</b>	<b>6955</b>	<b>7279</b>	<b>7225</b>	<b>7591</b>	<b>7333</b>	<b>6842</b>	<b>6947</b>	<b>7028</b>	<b>7692</b>	<b>86633</b>
Racionamiento Tensión	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	<b>3</b>
Racionamiento Cortes	0	0	7	3	0	1	0	0	0	0	0	0	<b>11</b>
<b>Exportación</b>	<b>19</b>	<b>181</b>	<b>144</b>	<b>164</b>	<b>258</b>	<b>141</b>	<b>283</b>	<b>257</b>	<b>225</b>	<b>156</b>	<b>50</b>	<b>193</b>	<b>2070</b>
<b>Total</b>	<b>7536</b>	<b>6933</b>	<b>7627</b>	<b>7122</b>	<b>7537</b>	<b>7366</b>	<b>7874</b>	<b>7590</b>	<b>7067</b>	<b>7103</b>	<b>7078</b>	<b>7885</b>	<b>88717</b>

**Tabla 8.2.1.6 - Evolución mensual de la demanda de energía registrada en 2005 [GWh]**

Demandas	Ene-05	Feb-05	Mar-05	Abr-05	May-05	Jun-05	Jul-05	Ago-05	Sep-05	Oct-05	Nov-05	Dic-05	Total
GBA	3099	2784	2945	2784	3012	3099	3275	3193	3002	2866	3031	3071	<b>36161</b>
Bs. As.	1021	965	1029	979	1027	999	1038	1047	996	999	1016	1036	<b>12152</b>
Litoral	1005	895	945	896	951	967	996	978	920	904	950	1030	<b>11437</b>
Centro	644	582	628	605	657	681	708	682	645	633	652	688	<b>7805</b>
Cuyo	521	458	480	449	467	467	476	469	445	454	483	532	<b>5701</b>
NOA	601	542	565	498	512	511	535	530	520	555	596	616	<b>6581</b>
NEA	432	386	408	353	363	349	353	352	325	342	385	427	<b>4475</b>
Comahue	286	287	305	286	298	290	297	298	277	277	278	286	<b>3465</b>
<b>Subtotal Agentes MEM</b>	<b>7609</b>	<b>6899</b>	<b>7305</b>	<b>6850</b>	<b>7287</b>	<b>7363</b>	<b>7678</b>	<b>7549</b>	<b>7130</b>	<b>7030</b>	<b>7391</b>	<b>7686</b>	<b>87777</b>
Bombeo	45	15	48	51	57	58	37	10	18	14	47	34	<b>434</b>
Pérdidas Red	330	277	261	251	247	323	412	351	333	312	378	426	<b>3901</b>
<b>Subtotal con bombeo y pérdidas</b>	<b>7984</b>	<b>7191</b>	<b>7614</b>	<b>7152</b>	<b>7591</b>	<b>7744</b>	<b>8127</b>	<b>7910</b>	<b>7481</b>	<b>7356</b>	<b>7816</b>	<b>8146</b>	<b>92112</b>
Racionamiento Tensión	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	<b>0</b>
Racionamiento Cortes	0	0	1	0	0	0	3	0	0	0	1	0	<b>5</b>
<b>Exportación</b>	<b>220</b>	<b>294</b>	<b>313</b>	<b>409</b>	<b>189</b>	<b>4</b>	<b>57</b>	<b>115</b>	<b>33</b>	<b>0</b>	<b>61</b>	<b>107</b>	<b>1802</b>
<b>Total</b>	<b>8204</b>	<b>7485</b>	<b>7928</b>	<b>7561</b>	<b>7780</b>	<b>7748</b>	<b>8187</b>	<b>8025</b>	<b>7514</b>	<b>7356</b>	<b>7878</b>	<b>8253</b>	<b>93919</b>

**Tabla 8.2.1.7 - Evolución mensual de la demanda de energía registrada en 2006 [GWh]**

Demandas	Ene-06	Feb-06	Mar-06	Abr-06	May-06	Jun-06	Jul-06	Ago-06	Sep-06	Oct-06	Nov-06	Dic-06	Total
GBA	3150	2962	3052	2895	3196	3,338	3,349	3,461	3,059	3,071	3,072	3467	<b>38072</b>
Bs. As.	1045	994	1052	1012	1103	1,096	1,103	1,085	1,051	1,061	1,030	1086	<b>12718</b>
Litoral	1116	999	1006	964	1024	1,032	1,036	1,077	961	987	984	1121	<b>12307</b>
Centro	708	645	680	639	705	715	723	736	672	649	692	732	<b>8296</b>
Cuyo	551	490	509	459	467	495	482	496	479	503	502	556	<b>5989</b>
NOA	618	579	600	530	542	538	521	546	528	591	619	694	<b>6906</b>
NEA	463	427	451	377	365	360	376	380	364	420	418	495	<b>4896</b>
Comahue	304	301	321	302	310	307	312	310	291	299	294	326	<b>3677</b>
Patagonia			365	376	403	370	378	380	388	404	382	396	<b>3842</b>
<b>Subtotal Agentes MEM</b>	<b>7955</b>	<b>7397</b>	<b>8036</b>	<b>7554</b>	<b>8115</b>	<b>8249</b>	<b>8314</b>	<b>8497</b>	<b>7828</b>	<b>8025</b>	<b>7998</b>	<b>8839</b>	<b>96807</b>
Bombeo	16	29	35	32	37	48	74	36	8	11	8	12	<b>346</b>
Pérdidas Red	339	304	377	320	358	412	490	867	751	800	767	840	<b>6626</b>
<b>Subtotal con bombeo y pérdidas</b>	<b>8310</b>	<b>7730</b>	<b>8448</b>	<b>7906</b>	<b>8510</b>	<b>8709</b>	<b>8878</b>	<b>9400</b>	<b>8587</b>	<b>8836</b>	<b>8773</b>	<b>9692</b>	<b>103778</b>
Racionamiento Tensión	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	<b>0</b>
Racionamiento Cortes	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	<b>0</b>
Exportación	226	192	411	398	189	148	227	142	205	220	122	189	<b>2670</b>
<b>Total</b>	<b>8536</b>	<b>7922</b>	<b>8859</b>	<b>8304</b>	<b>8699</b>	<b>8857</b>	<b>9105</b>	<b>9542</b>	<b>8792</b>	<b>9056</b>	<b>8895</b>	<b>9881</b>	<b>106448</b>

*Nota: A partir de Agosto 2006 el ítem Pérdidas Red incluye los consumos propios de centrales y autogeneradores*

**Tabla 8.2.1.8 - Evolución mensual de la demanda de energía registrada en 2007 [GWh]**

Demandas	Ene-07	Feb-07	Mar-07	Abr-07	May-07	Jun-07	Jul-07	Ago-07	Sep-07	Oct-07	Nov-07	Dic-07	Total
GBA	3386	3193	3343	3084	3535	3,692	3,832	3,803	3187	3252	3167	3434	<b>40908</b>
Bs. As.	1103	1051	1122	1066	1175	1112	1088	1119	1080	1101	1083	1125	<b>13225</b>
Litoral	1113	1022	1067	1023	1094	1106	1112	1133	998	1,047	1063	1175	<b>12953</b>
Centro	716	662	715	682	782	785	816	815	697	730	745	779	<b>8924</b>
Cuyo	554	498	522	468	505	513	518	517	473	500	512	558	<b>6138</b>
NOA	646	609	635	582	612	613	636	634	593	658	675	704	<b>7597</b>
NEA	504	487	518	446	413	402	391	419	394	447	423	509	<b>5353</b>
Comahue	341	302	340	321	352	324	322	341	329	335	330	361	<b>3998</b>
Patagonia	380	335	374	342	323	305	309	324	330	299	256	276	<b>3853</b>
<b>Subtotal Agentes MEM</b>	<b>8743</b>	<b>8158</b>	<b>8638</b>	<b>8010</b>	<b>8790</b>	<b>8851</b>	<b>9025</b>	<b>9107</b>	<b>8083</b>	<b>8370</b>	<b>8254</b>	<b>8921</b>	<b>102950</b>
Bombeo	5	28	21	44	63	53	65	46	80	59	46	57	<b>566</b>
Pérdidas Red	821	740	757	704	822	838	873	839	708	718	742	787	<b>9348</b>
<b>Subtotal con bombeo y pérdidas</b>	<b>9569</b>	<b>8926</b>	<b>9415</b>	<b>8759</b>	<b>9675</b>	<b>9742</b>	<b>9962</b>	<b>9991</b>	<b>8871</b>	<b>9147</b>	<b>9042</b>	<b>9765</b>	<b>112864</b>
Racionamiento Tensión	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	<b>0</b>
Racionamiento Cortes	0	0	0	0	11	0	0	0	0	0	0	0	<b>11</b>
Exportación	320	227	13	0	0	0	0	0	113	31	3	4	<b>712</b>
<b>Total</b>	<b>9889</b>	<b>9153</b>	<b>9429</b>	<b>8759</b>	<b>9686</b>	<b>9742</b>	<b>9962</b>	<b>9991</b>	<b>8984</b>	<b>9178</b>	<b>9045</b>	<b>9769</b>	<b>113587</b>

**Tabla 8.2.1.9 - Evolución mensual de la demanda de energía registrada en 2008 [GWh]**

Demandas	Ene-08	Feb-08	Mar-08	Abr-08	May-08	Jun-08	Jul-08	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Total
GBA	3544	3428	3270	3231	3487	3808	3740	3684	3431	3251	3503	3510	<b>41887</b>
Bs. As.	1155	1142	1136	1089	1155	1140	1132	1157	1130	1117	1086	1083	<b>13522</b>
Litoral	1233	1128	1102	1078	1120	1132	1167	1128	1064	1068	1157	1134	<b>13511</b>
Centro	798	727	732	729	783	818	813	796	751	741	733	768	<b>9189</b>
Cuyo	554	493	514	484	507	541	541	525	501	502	522	538	<b>6222</b>
NOA	584	650	644	593	620	669	626	644	627	675	722	737	<b>7791</b>
NEA	222	495	511	431	433	432	421	420	415	446	491	568	<b>5285</b>
Comahue	377	372	384	352	348	335	331	329	331	347	356	375	<b>4237</b>
Patagonia	292	292	301	300	324	332	359	342	340	331	326	340	<b>3879</b>
<b>Subtotal Agentes MEM</b>	<b>9176</b>	<b>8729</b>	<b>8595</b>	<b>8287</b>	<b>8778</b>	<b>9210</b>	<b>9127</b>	<b>9025</b>	<b>8588</b>	<b>8477</b>	<b>8895</b>	<b>9053</b>	<b>105938</b>
Bombeo	37	38	46	62	50	47	48	53	22	36	54	33	<b>526</b>
Pérdidas Red	864	791	777	721	751	802	817	783	738	713	874	801	<b>9432</b>
<b>Subtotal con bombeo y pérdidas</b>	<b>10077</b>	<b>9558</b>	<b>9417</b>	<b>9069</b>	<b>9579</b>	<b>10059</b>	<b>9992</b>	<b>9861</b>	<b>9348</b>	<b>9226</b>	<b>9822</b>	<b>9887</b>	<b>115896</b>
Racionamiento Tensión	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	<b>0</b>
Racionamiento Cortes	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	<b>0</b>
Exportación	124	38	226	76	93	13	385	151	267	83	23	150	<b>1630</b>
<b>Total</b>	<b>10201</b>	<b>9597</b>	<b>9644</b>	<b>9146</b>	<b>9672</b>	<b>10073</b>	<b>10377</b>	<b>10012</b>	<b>9615</b>	<b>9309</b>	<b>9845</b>	<b>10037</b>	<b>117527</b>

**Tabla 8.2.1.10 - Evolución mensual de la demanda de energía registrada en 2009 [GWh]**

Demandas	Ene-09	Feb-09	Mar-09	Abr-09	May-09	Jun-09	Jul-09	Ago-09	Sep-09	Oct-09	Nov-09	Dic-09	Total
GBA	3541	3178	3490	3076	3358	3814	4024	3586	3427	3265	3277	3492	<b>41528</b>
Bs. As.	1146	1032	1085	1012	1046	1081	1108	1071	1039	1041	1005	1074	<b>12740</b>
Litoral	1149	1030	1117	1040	1057	1138	1175	1089	1019	1050	1107	1150	<b>13121</b>
Centro	751	721	790	732	755	812	870	786	740	766	786	799	<b>9308</b>
Cuyo	549	532	541	480	481	515	547	505	497	516	541	571	<b>6275</b>
NOA	706	654	704	646	641	667	697	654	639	719	782	749	<b>8258</b>
NEA	538	521	591	489	456	451	473	455	406	457	525	596	<b>5958</b>
Comahue	387	357	408	340	362	375	363	355	340	354	355	363	<b>4359</b>
Patagonia	316	216	229	287	281	261	250	238	241	253	235	229	<b>3036</b>
<b>Subtotal Agentes MEM</b>	<b>9086</b>	<b>8242</b>	<b>8956</b>	<b>8105</b>	<b>8435</b>	<b>9114</b>	<b>9508</b>	<b>8738</b>	<b>8350</b>	<b>8421</b>	<b>8614</b>	<b>9024</b>	<b>104592</b>
Bombeo	45	45	72	88	70	50	72	60	62	30	53	60	<b>707</b>
Pérdidas Red	806	652	487	704	783	824	842	823	840	802	901	895	<b>9359</b>
<b>Subtotal con bombeo y pérdidas</b>	<b>9938</b>	<b>8939</b>	<b>9515</b>	<b>8897</b>	<b>9288</b>	<b>9988</b>	<b>10422</b>	<b>9621</b>	<b>9253</b>	<b>9252</b>	<b>9567</b>	<b>9979</b>	<b>114658</b>
Racionamiento Tensión	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	<b>0</b>
Racionamiento Cortes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	<b>0</b>
Exportación	82	156	302	110	262	228	89	143	161	160	0	0	<b>1693</b>
<b>Total</b>	<b>10019</b>	<b>9095</b>	<b>9817</b>	<b>9006</b>	<b>9550</b>	<b>10216</b>	<b>10512</b>	<b>9764</b>	<b>9414</b>	<b>9413</b>	<b>9568</b>	<b>9979</b>	<b>116351</b>



**Tabla 8.2.1.11 - Evolución mensual de la demanda de energía registrada en 2010 [GWh]**

Demandas	Ene-10	Feb-10	Mar-10	Abr-10	May-10	Jun-10	Jul-10	Ago-10	Sep-10	Oct-10	Nov-10	Dic-10	Total
GBA	3851	3350	3644	3282	3525	3868	4195	3985	3525	3325	3405	4004	<b>43959</b>
Bs. As.	1169	1082	1159	1094	1140	1153	1197	1171	1105	1094	1094	1201	<b>13659</b>
Litoral	1261	1136	1250	1108	1161	1220	1276	1257	1118	1093	1140	1306	<b>14326</b>
Centro	841	759	829	733	796	847	901	871	772	762	781	889	<b>9781</b>
Cuyo	626	562	587	504	522	547	579	566	523	537	564	648	<b>6765</b>
NOA	777	736	770	643	672	696	760	735	685	716	760	848	<b>8798</b>
NEA	600	590	609	470	431	441	513	503	463	467	519	625	<b>6231</b>
Comahue	364	346	396	368	374	353	368	357	331	327	326	369	<b>4279</b>
Patagonia	249	212	271	229	238	233	291	289	237	237	247	237	<b>2970</b>
<b>Subtotal Agentes MEM</b>	<b>9740</b>	<b>8774</b>	<b>9512</b>	<b>8432</b>	<b>8864</b>	<b>9360</b>	<b>10080</b>	<b>9733</b>	<b>8757</b>	<b>8561</b>	<b>8834</b>	<b>10126</b>	<b>110771</b>
Bombeo	51.2	43.4	34	68.4	77.4	74.9	67	48	20	6	3	55	<b>547</b>
Pérdidas Red	931.8	799.5	919.4	848.1	894.4	895	897	874	813	891	862	952	<b>10577</b>
<b>Subtotal con bombeo y pérdidas</b>	<b>10723</b>	<b>9617</b>	<b>10465</b>	<b>9348</b>	<b>9835</b>	<b>10330</b>	<b>11043</b>	<b>10654</b>	<b>9590</b>	<b>9458</b>	<b>9699</b>	<b>11133</b>	<b>121895</b>
Racionamiento Tensión	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	<b>0</b>
Racionam Cortes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	<b>0</b>
Exportación	0.4	6.1	32.4	39.4	0	0	0	0	0	65	128	90	<b>361</b>
<b>Total</b>	<b>10723</b>	<b>9623</b>	<b>10498</b>	<b>9388</b>	<b>9835</b>	<b>10330</b>	<b>11043</b>	<b>10654</b>	<b>9590</b>	<b>9523</b>	<b>9827</b>	<b>11223</b>	<b>122256</b>

**Tabla 8.2.1.12 - Evolución mensual de la demanda de energía registrada en 2011 [GWh]**

Demandas	Ene-11	Feb-11	Mar-11	Abr-11	May-11	Jun-11	Jul-11	Ago-11	Sep-11	Oct-11	Nov-11	Dic-11	Total
GBA	3942	3432	3724	3368	3795	4176	4372	4307	3558	3441	3632	3752	<b>45499</b>
Bs. As.	1228	1112	1186	1115	1202	1215	1249	1210	1143	1157	1150	1228	<b>14195</b>
Litoral	1356	1191	1279	1163	1215	1279	1327	1288	1143	1145	1243	1331	<b>14960</b>
Centro	888	757	834	775	826	892	932	902	809	801	845	904	<b>10165</b>
Cuyo	645	567	593	557	581	595	620	608	578	592	612	697	<b>7245</b>
NOA	811	713	747	689	712	745	785	755	701	740	842	888	<b>9128</b>
NEA	675	603	628	528	504	520	553	520	480	513	597	672	<b>6793</b>
Comahue	401	404	422	386	396	380	360	370	369	364	353	398	<b>4603</b>
Patagonia	264	357	448	330	325	327	364	350	308	301	225	228	<b>3827</b>
<b>Subtotal Agentes MEM</b>	<b>10211</b>	<b>9137</b>	<b>9859</b>	<b>8911</b>	<b>9558</b>	<b>10130</b>	<b>10563</b>	<b>10312</b>	<b>9090</b>	<b>9054</b>	<b>9498</b>	<b>10097</b>	<b>116419</b>
Bombeo	29	38	58	54	35	48	85	56	34	13	47	63	<b>558</b>
Pérdidas y Consumos	990	882	996	846	857	886	851	885	781	756	791	895	<b>10416</b>
<b>Subtotal con Bombeo y Pérd.</b>	<b>11230</b>	<b>10057</b>	<b>10913</b>	<b>9810</b>	<b>10450</b>	<b>11064</b>	<b>11499</b>	<b>11252</b>	<b>9905</b>	<b>9823</b>	<b>10337</b>	<b>11055</b>	<b>127393</b>
Racionamiento Tensión	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0	<b>0</b>
Racionamiento Cortes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0	<b>0</b>
Exportación	83	27	9	0	1	0	0	0	0	0	27	129	<b>275</b>
<b>Total</b>	<b>11312</b>	<b>10083</b>	<b>10922</b>	<b>9810</b>	<b>10451</b>	<b>11064</b>	<b>11499</b>	<b>11253</b>	<b>9905</b>	<b>9823</b>	<b>10363</b>	<b>11183</b>	<b>127668</b>



**Tabla 8.2.1.13 - Evolución mensual de la demanda de energía registrada en 2012 [GWh]**

Demandas	Ene-12	Feb-12	Mar-12	Abr-12	May-12	Jun-12	Jul-12	Ago-12	Sep-12	Oct-12	Nov-12	Dic-12	Total
GBA	3942	3750	3793	3361	3732	4223	4687	4324	3670	3616	3793	4102	<b>46993</b>
Bs. As.	1228	1199	1226	1151	1197	1236	1268	1218	1154	1177	1149	1198	<b>14401</b>
Litoral	1356	1339	1314	1185	1223	1282	1344	1251	1139	1170	1273	1326	<b>15202</b>
Centro	888	863	886	794	841	886	957	893	796	828	866	919	<b>10417</b>
Cuyo	645	647	668	564	580	592	625	627	570	607	647	736	<b>7508</b>
NOA	811	858	843	702	723	777	835	782	737	826	873	962	<b>9729</b>
NEA	675	756	746	612	558	563	576	535	539	626	678	778	<b>7642</b>
Comahue	401	404	427	385	411	378	380	410	382	399	397	408	<b>4782</b>
Patagonia	264	243	306	261	356	385	399	367	353	374	365	385	<b>4058</b>
<b>Subtotal Agentes MEM</b>	<b>10793</b>	<b>10060</b>	<b>10209</b>	<b>9014</b>	<b>9622</b>	<b>10323</b>	<b>11072</b>	<b>10407</b>	<b>9339</b>	<b>9621</b>	<b>10041</b>	<b>10811</b>	<b>121311</b>
Bombeo	94	82	67	30	69	58	65	30	41	43	79	60	<b>718</b>
Pérdidas y Consumos	916	865	794	715	752	784	874	804	750	779	727	806	<b>9567</b>
<b>Subtotal con Bombeo y Pérd.</b>	<b>11803</b>	<b>11006</b>	<b>11070</b>	<b>9760</b>	<b>10443</b>	<b>11165</b>	<b>12010</b>	<b>11240</b>	<b>10130</b>	<b>10444</b>	<b>10847</b>	<b>11678</b>	<b>131596</b>
Racionamiento Tensión	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	<b>0</b>
Racionamiento Cortes	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	<b>3</b>
Exportación	44	7	64	16	123	94	0	0	0	0	0	1	<b>349</b>
<b>Total</b>	<b>11848</b>	<b>11014</b>	<b>11134</b>	<b>9776</b>	<b>10565</b>	<b>11259</b>	<b>12010</b>	<b>11240</b>	<b>10130</b>	<b>10444</b>	<b>10850</b>	<b>11678</b>	<b>131948</b>

**Tabla 8.2.1.14 - Evolución mensual de la demanda de energía registrada en 2013 [GWh]**

Demandas	Ene-13	Feb-13	Mar-13	Abr-13	May-13	Jun-13	Jul-13	Ago-13	Sep-13	Oct-13	Nov-13	Dic-13	Total
GBA	4185	3641	3597	3361	4063	4286	4694	4500	4094	3744	3663	4692	<b>48519</b>
Bs. As.	1290	1151	1187	1151	1240	1200	1225	1256	1218	1227	1189	1361	<b>14695</b>
Litoral	1384	1234	1214	1185	1259	1282	1368	1350	1243	1231	1237	1580	<b>15567</b>
Centro	958	833	856	794	885	900	984	948	883	882	853	1035	<b>10810</b>
Cuyo	739	669	651	564	606	607	668	649	630	656	670	800	<b>7909</b>
NOA	948	846	822	702	787	793	875	838	800	877	929	1104	<b>10321</b>
NEA	777	705	623	612	570	540	564	595	564	618	693	886	<b>7747</b>
Comahue	448	393	419	385	417	399	418	407	384	392	387	448	<b>4897</b>
Patagonia	401	362	388	261	390	340	363	359	376	422	389	374	<b>4425</b>
<b>Subtotal Agentes MEM</b>	<b>11129</b>	<b>9832</b>	<b>9757</b>	<b>9298</b>	<b>10217</b>	<b>10347</b>	<b>11156</b>	<b>10903</b>	<b>10192</b>	<b>10047</b>	<b>10011</b>	<b>12278</b>	<b>125167</b>
Bombeo	22	56	39	71	37	29	39	24	27	36	51	61	<b>492</b>
Pérdidas y Consumos	849	732	782	749	798	809	822	825	867	810	807	987	<b>9837</b>
<b>Subtotal con Bombeo y Pérd.</b>	<b>12000</b>	<b>10621</b>	<b>10579</b>	<b>10119</b>	<b>11052</b>	<b>11185</b>	<b>12017</b>	<b>11752</b>	<b>11085</b>	<b>10894</b>	<b>10869</b>	<b>13326</b>	<b>135496</b>
Racionamiento Tensión	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	<b>0</b>
Racionamiento Cortes	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	<b>0</b>
Exportación	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	<b>2</b>
<b>Total</b>	<b>12001</b>	<b>10621</b>	<b>10579</b>	<b>10119</b>	<b>11052</b>	<b>11185</b>	<b>12017</b>	<b>11752</b>	<b>11085</b>	<b>10894</b>	<b>10869</b>	<b>13326</b>	<b>135498</b>

**Tabla 8.2.1.15 - Evolución mensual de la demanda de energía registrada en 2014 [GWh]**

Demandas	ene-14	feb-14	mar-14	abr-14	may-14	jun-14	jul-14	ago-14	sep-14	oct-14	nov-14	dic-14	Total
GBA	4492	3934	3767	4177	3558	3638	3595	4107	4514	4742	4218	3773	<b>48514</b>
Bs. As.	1379	1249	1206	1294	1148	1200	1184	1277	1289	1324	1245	1187	<b>14981</b>
Litoral	1517	1330	1293	1378	1226	1215	1210	1291	1343	1383	1278	1198	<b>15662</b>
Centro	1051	936	898	958	833	815	816	895	946	989	920	849	<b>10905</b>
Cuyo	836	697	695	778	624	606	587	631	650	683	655	627	<b>8067</b>
NOA	1000	987	918	969	853	806	764	790	829	873	822	801	<b>10412</b>
NEA	880	710	694	783	788	669	631	575	543	552	586	556	<b>7967</b>
Comahue	446	406	394	432	398	423	386	413	410	426	410	389	<b>4932</b>
Patagonia	404	441	448	442	393	413	427	432	377	390	381	409	<b>4957</b>
<b>Subtotal Agentes MEM</b>	<b>12006</b>	<b>10689</b>	<b>10313</b>	<b>11211</b>	<b>9820</b>	<b>9783</b>	<b>9599</b>	<b>10411</b>	<b>10899</b>	<b>11362</b>	<b>10515</b>	<b>9790</b>	<b>126397</b>
Bombeo	75	45.7	56.7	47.9	53.7	7	21	39	41	54	22	19	<b>482</b>
Pérdidas y Consumos	955	866	888	889	816	806	791	818	854	883	847	835	<b>10248</b>
<b>Subtotal con Bombeo y Pérd.</b>	<b>13036</b>	<b>11600</b>	<b>11258</b>	<b>12147</b>	<b>10690</b>	<b>10597</b>	<b>10411</b>	<b>11268</b>	<b>11795</b>	<b>12299</b>	<b>11384</b>	<b>10643</b>	<b>137127</b>
Racionamiento Tensión	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	<b>0</b>
Racionamiento Cortes	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	<b>0</b>
Exportación	0	0	0	0	0.1	0.1	0	0	0	0	0	0	<b>0</b>
<b>Total</b>	<b>13036</b>	<b>11600</b>	<b>11258</b>	<b>12147</b>	<b>10690</b>	<b>10597</b>	<b>10412</b>	<b>11268</b>	<b>11795</b>	<b>12299</b>	<b>11384</b>	<b>10643</b>	<b>137127</b>

**Tabla 8.2.1.16 - Evolución mensual de la demanda de energía registrada en 2015 [GWh]**

Demandas	Ene-15	Feb-15	Mar-15	Abr-15	May-15	Jun-15	Jul-15	Ago-15	Sep-15	Oct-15	Nov-15	Dic-15	Total
GBA	4283	4009	4349	3713	4072	4606	4955	4488	4225	4103	3755	4537	<b>51094</b>
Bs. As.	1329	1180	1303	1178	1233	1272	1324	1276	1236	1284	1200	1325	<b>15140</b>
Litoral	1465	1373	1452	1270	1251	1366	1424	1362	1256	1267	1266	1433	<b>16185</b>
Centro	1013	868	972	863	894	972	1036	960	898	913	872	1003	<b>11264</b>
Cuyo	855	689	736	631	655	692	736	691	627	646	610	757	<b>8325</b>
NOA	1025	906	945	853	841	881	946	879	839	895	904	1075	<b>10988</b>
NEA	815	830	867	665	619	622	605	622	607	686	724	829	<b>8491</b>
Comahue	463	425	477	414	434	437	455	443	421	414	403	435	<b>5221</b>
Patagonia	432	393	447	440	468	423	419	404	442	511	479	435	<b>5291</b>
<b>Subtotal Agentes MEM</b>	<b>11681</b>	<b>10672</b>	<b>11547</b>	<b>10028</b>	<b>10468</b>	<b>11270</b>	<b>11900</b>	<b>11122</b>	<b>10550</b>	<b>10718</b>	<b>10214</b>	<b>11830</b>	<b>131998</b>
Bombeo	40	15	26	83	93	40	54	55	33	35	32	70	<b>576</b>
Pérdidas y Consumos	987	882	962	717	857	905	1028	969	895	855	861	1021	<b>10940</b>
<b>Subtotal con Bombeo y Pérd.</b>	<b>12708</b>	<b>11569</b>	<b>12535</b>	<b>10828</b>	<b>11417</b>	<b>12215</b>	<b>12982</b>	<b>12146</b>	<b>11477</b>	<b>11608</b>	<b>11107</b>	<b>12921</b>	<b>143513</b>
Racionamiento Tensión	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	<b>0</b>
Racionamiento Cortes	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	<b>0</b>
Exportación	6	0	0	0	-3	1	0	0	41	0	8	0	<b>53</b>
<b>Total</b>	<b>12714</b>	<b>11569</b>	<b>12535</b>	<b>10828</b>	<b>11414</b>	<b>12215</b>	<b>12982</b>	<b>12146</b>	<b>11518</b>	<b>11608</b>	<b>11115</b>	<b>12921</b>	<b>143566</b>

**Tabla 8.2.1.17 - Evolución mensual de la demanda de energía registrada en 2016 [GWh]**

Demandas	Ene-16	Feb-16	Mar-16	Abr-16	May-16	Jun-16	Jul-16	Ago-16	Sep-16	Oct-16	Nov-16	Dic-16	Total
GBA	4590	4422	3849	3871	4643	4918	4986	4433	4126	3739	3708	4399	<b>51683</b>
Bs. As.	1362	1248	1202	1185	1293	1267	1310	1251	1197	1180	1167	1298	<b>14960</b>
Litoral	1665	1559	1297	1236	1346	1425	1414	1274	1204	1176	1241	1446	<b>16281</b>
Centro	1044	987	918	899	975	1040	1053	929	892	861	886	1014	<b>11498</b>
Cuyo	760	744	673	607	652	678	688	638	642	625	659	755	<b>8120</b>
NOA	1098	1022	911	847	900	968	952	856	849	878	930	1070	<b>11282</b>
NEA	978	924	736	796	637	688	662	639	626	659	740	919	<b>9003</b>
Comahue	448	434	446	421	449	438	455	431	410	398	393	452	<b>5176</b>
Patagonia	401	393	428	430	457	390	402	393	425	429	402	398	<b>4946</b>
<b>Subtotal Agentes MEM</b>	<b>12345</b>	<b>11732</b>	<b>10461</b>	<b>10292</b>	<b>11352</b>	<b>11811</b>	<b>11921</b>	<b>10844</b>	<b>10372</b>	<b>9943</b>	<b>10126</b>	<b>11751</b>	<b>132950</b>
Bombeo	75	35	24	49	42	60	83	22	16	25	15	20	<b>464</b>
Pérdidas y Consumos	381	367	332	315	338	392	375	342	332	336	351	464	<b>4326</b>
<b>Subtotal con Bombeo y Pérd.</b>	<b>12800</b>	<b>12134</b>	<b>10817</b>	<b>10656</b>	<b>11733</b>	<b>12262</b>	<b>12379</b>	<b>11208</b>	<b>10721</b>	<b>10304</b>	<b>10492</b>	<b>12235</b>	<b>137740</b>
Racionamiento Tensión	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	<b>0</b>
Racionamiento Cortes	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	<b>0</b>
Exportación	0	1	22	69	2	3	0	0	0	207	0	26	<b>329</b>
<b>Total</b>	<b>12800</b>	<b>12134</b>	<b>10839</b>	<b>10725</b>	<b>11734</b>	<b>12265</b>	<b>12380</b>	<b>11208</b>	<b>10721</b>	<b>10510</b>	<b>10492</b>	<b>12261</b>	<b>138069</b>

**Tabla 8.2.1.18 - Evolución mensual de la demanda de energía registrada en 2017 [GWh]**

Demandas	Ene-17	Feb-17	Mar-17	Abr-17	May-17	Jun-17	Jul-17	Ago-17	Sep-17	Oct-17	Nov-17	Dic-17	Total
GBA	4605	4140	4066	3642	4173	4578	4845	4385	3960	3746	3663	4348	<b>50151</b>
Bs. As.	1351	1203	1264	1203	1266	1291	1347	1310	1241	1206	1200	1302	<b>15184</b>
Litoral	1546	1389	1405	1204	1304	1342	1368	1301	1212	1222	1263	1481	<b>16038</b>
Centro	1073	939	966	846	939	991	1013	955	897	894	928	1035	<b>11476</b>
Cuyo	865	703	690	572	623	664	690	670	630	639	678	770	<b>8192</b>
NOA	1160	985	962	804	882	918	929	883	848	938	1029	1126	<b>11464</b>
NEA	1038	895	910	671	666	657	664	666	676	710	749	1065	<b>9367</b>
Comahue	487	453	448	414	446	432	438	434	401	395	383	419	<b>5151</b>
Patagonia	400	368	403	431	488	477	493	493	475	470	452	454	<b>5403</b>
<b>Subtotal Agentes MEM</b>	<b>12525</b>	<b>11075</b>	<b>11115</b>	<b>9786</b>	<b>10787</b>	<b>11349</b>	<b>11786</b>	<b>11098</b>	<b>10340</b>	<b>10219</b>	<b>10346</b>	<b>12000</b>	<b>132426</b>
Bombeo	35	31	44	16	38	70	39	10	23	34	17	43	<b>401</b>
Pérdidas y Consumos	374	344	376	309	345	369	359	345	323	342	362	427	<b>4274</b>
<b>Subtotal con Bombeo y Pérd.</b>	<b>12933</b>	<b>11450</b>	<b>11535</b>	<b>10111</b>	<b>11170</b>	<b>11789</b>	<b>12184</b>	<b>11453</b>	<b>10685</b>	<b>10595</b>	<b>10725</b>	<b>12470</b>	<b>137101</b>
Racionamiento Tensión	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	<b>0</b>
Racionamiento Cortes	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	<b>0</b>
Exportación	0	24	23	0	0	0	0	17	0	5	0	0	<b>69</b>
<b>Total</b>	<b>12933</b>	<b>11474</b>	<b>11557</b>	<b>10111</b>	<b>11170</b>	<b>11789</b>	<b>12185</b>	<b>11470</b>	<b>10685</b>	<b>10600</b>	<b>10725</b>	<b>12470</b>	<b>137170</b>

**Tabla 8.2.1.19 - Evolución mensual de la demanda de energía registrada en 2018 [GWh]**

Demandas	ene-18	feb-18	mar-18	abr-18	may-18	jun-18	jul-18	ago-18	sep-18	oct-18	nov-18	dic-18	Total
GBA	4592	4158	4068	3758	4036	4880	5246	4799	3652	3598	3564	3836	<b>50187</b>
Bs. As.	1373	1285	1290	1219	1273	1297	1340	1331	1182	1202	1175	1194	<b>15161</b>
Litoral	1574	1519	1435	1352	1306	1403	1470	1374	1153	1194	1249	1335	<b>16364</b>
Centro	1037	960	975	899	923	1049	1129	1017	824	864	880	942	<b>11499</b>
Cuyo	793	727	694	615	622	693	729	679	605	627	633	707	<b>8124</b>
NOA	1066	974	981	926	864	969	1017	886	812	825	891	963	<b>11173</b>
NEA	980	919	900	866	717	700	723	712	692	746	818	965	<b>9737</b>
Comahue	471	444	438	406	429	436	445	425	384	386	368	400	<b>5033</b>
Patagonia	465	419	467	452	495	499	508	498	473	454	452	464	<b>5647</b>
<b>Subtotal Agentes MEM</b>	<b>12350</b>	<b>11404</b>	<b>11247</b>	<b>10493</b>	<b>10665</b>	<b>11926</b>	<b>12608</b>	<b>11721</b>	<b>9778</b>	<b>9896</b>	<b>10029</b>	<b>10807</b>	<b>132924</b>
Bombeo	30	24	36	34	29	31	23	22	5	18	17	13	<b>282</b>
Pérdidas y Consumos	368	342	344	316	324	359	408	357	340	357	373	449	<b>4337</b>
<b>Subtotal con bombeo y pérdidas</b>	<b>12749</b>	<b>11770</b>	<b>11627</b>	<b>10843</b>	<b>11019</b>	<b>12316</b>	<b>13039</b>	<b>12100</b>	<b>10123</b>	<b>10271</b>	<b>10419</b>	<b>11270</b>	<b>137544</b>
Racionamiento Tensión	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	<b>0</b>
Racionamiento Cortes	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	<b>0</b>
Exportación	0	0	3	10	0	0	0	0	144	123	0	0	<b>280</b>
<b>Total</b>	<b>12749</b>	<b>11770</b>	<b>11630</b>	<b>10853</b>	<b>11019</b>	<b>12316</b>	<b>13039</b>	<b>12100</b>	<b>10267</b>	<b>10394</b>	<b>10419</b>	<b>11270</b>	<b>137824</b>

**Tabla 8.2.1.20 - Evolución mensual de la demanda de energía registrada en 2019 [GWh]**

Demandas	ene-19	feb-19	mar-19	abr-19	may-19	jun-19	jul-19	ago-19	sep-19	oct-19	nov-19	dic-19	Total
GBA	4268	3930	3646	3447	3961	4231	4999	4650	3914	3744	3722	4041	48553
Bs. As.	1316	1187	1207	1184	1265	1230	1357	1334	1208	1229	1171	1194	14880
Litoral	1439	1373	1250	1217	1271	1282	1416	1354	1194	1221	1279	1341	15638
Centro	997	917	875	830	931	961	1058	979	880	897	917	998	11240
Cuyo	774	688	652	598	622	651	699	678	628	628	671	761	8050
NOA	981	889	814	728	771	786	856	814	760	869	950	987	10206
NEA	1029	879	799	708	650	606	689	662	640	769	916	945	9292
Comahue	427	418	417	400	426	419	439	428	394	387	378	413	4943
Patagonia	468	426	461	461	484	478	493	562	596	628	541	480	6078
<b>Subtotal Agentes MEM</b>	<b>11699</b>	<b>10707</b>	<b>10120</b>	<b>9572</b>	<b>10382</b>	<b>10646</b>	<b>12004</b>	<b>11461</b>	<b>10213</b>	<b>10371</b>	<b>10545</b>	<b>11160</b>	<b>128880</b>
Bombeo	21	26	22	5	48	56	44	62	31	36	27	32	409
Pérdidas y Consumos	404	326	329	316	349	371	396	411	355	377	386	422	4443
<b>Subtotal con bombeo y pérdidas</b>	<b>12123</b>	<b>11059</b>	<b>10470</b>	<b>9893</b>	<b>10779</b>	<b>11074</b>	<b>12445</b>	<b>11934</b>	<b>10599</b>	<b>10784</b>	<b>10958</b>	<b>11614</b>	<b>133732</b>
Racionamiento Tensión	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Racionamiento Cortes	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Exportación	12	33	4	0	0	0	0	0	93	70	50	0	261
<b>Total</b>	<b>12135</b>	<b>11092</b>	<b>10474</b>	<b>9893</b>	<b>10779</b>	<b>11074</b>	<b>12445</b>	<b>11934</b>	<b>10692</b>	<b>10854</b>	<b>11008</b>	<b>11614</b>	<b>133993</b>

**Tabla 8.2.1.21 - Evolución mensual de la demanda de energía registrada en 2020 [GWh]**

Demandas	ene-20	feb-20	mar-20	abr-20	may-20	jun-20	jul-20	ago-20	sep-20	oct-20	nov-20	dic-20	Total
GBA	4315	4001	4027	3124	3796	4450	5184	4354	3971	3627	3506	4030	48386
Bs. As.	1294	1198	1196	1007	1138	1211	1345	1266	1213	1178	1174	1255	14474
Litoral	1471	1360	1391	1005	1163	1277	1419	1256	1170	1198	1277	1357	15345
Centro	1051	903	940	731	839	967	1092	930	873	872	900	988	11086
Cuyo	816	678	733	527	577	631	694	655	598	628	643	768	7948
NOA	1063	903	966	679	720	791	895	789	762	873	935	1057	10433
NEA	1043	928	980	648	624	661	709	666	680	834	845	987	9605
Comahue	450	415	433	355	386	406	426	405	376	382	372	413	4817
Patagonia	489	458	478	462	373	388	419	408	402	424	435	475	5213
<b>Subtotal Agentes MEM</b>	<b>11994</b>	<b>10843</b>	<b>11144</b>	<b>8537</b>	<b>9617</b>	<b>10782</b>	<b>12184</b>	<b>10728</b>	<b>10045</b>	<b>10014</b>	<b>10088</b>	<b>11330</b>	<b>127306</b>
Bombeo	20	33	55	93	110	68	42	38	25	15	33	58	<b>588</b>
Pérdidas y Consumos	434	340	362	285	323	370	456	352	308	360	390	413	<b>4392</b>
<b>Subtotal con bombeo y pérdidas</b>	<b>12447</b>	<b>11216</b>	<b>11560</b>	<b>8914</b>	<b>10050</b>	<b>11220</b>	<b>12681</b>	<b>11118</b>	<b>10378</b>	<b>10389</b>	<b>10511</b>	<b>11800</b>	<b>132286</b>
Racionamiento Tensión	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	<b>0</b>
Racionamiento Cortes	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	<b>0</b>
Exportación	12	30	173	167	115	2	0	0	45	357	1203	984	<b>3089</b>
<b>Total</b>	<b>12459</b>	<b>11246</b>	<b>11733</b>	<b>9081</b>	<b>10165</b>	<b>11222</b>	<b>12681</b>	<b>11119</b>	<b>10423</b>	<b>10747</b>	<b>11714</b>	<b>12784</b>	<b>135375</b>

**Tabla 8.2.1.22 - Evolución mensual de la demanda de energía registrada en 2021 [GWh]**

Demandas	ene-21	feb-21	mar-21	abr-21	may-21	jun-21	jul-21	ago-21	sep-21	oct-21	nov-21	dic-21	Total
GBA	4396	3591	3975	3523	4367	4951	5126	4724	3977	3835	3748	4436	<b>50651</b>
Bs. As.	1329	1146	1317	1283	1406	1457	1466	1405	1320	1310	1294	1442	<b>16176</b>
Litoral	1511	1330	1415	1193	1318	1410	1472	1350	1204	1268	1338	1653	<b>16462</b>
Centro	993	852	950	855	955	1049	1064	1002	891	930	945	1104	<b>11589</b>
Cuyo	761	614	668	587	617	684	710	667	608	654	672	756	<b>7997</b>
NOA	1010	842	883	781	795	897	895	841	796	914	925	1118	<b>10696</b>
NEA	1036	879	921	727	668	707	728	716	707	757	885	1111	<b>9840</b>
Comahue	430	404	431	386	417	421	438	424	379	381	376	429	<b>4916</b>
Patagonia	475	432	496	484	442	478	520	531	493	403	385	403	<b>5544</b>
<b>Subtotal Agentes MEM</b>	<b>11942</b>	<b>10090</b>	<b>11055</b>	<b>9818</b>	<b>10986</b>	<b>12054</b>	<b>12419</b>	<b>11661</b>	<b>10375</b>	<b>10451</b>	<b>10568</b>	<b>12452</b>	<b>133872</b>
Bombeo	36	15	34	43	50	49	64	74	24	64	38	45	<b>536</b>
Pérdidas y Consumos	424	352	369	304	340	339	366	359	363	362	355	420	<b>4355</b>
<b>Subtotal con bombeo y pérdidas</b>	<b>12402</b>	<b>10457</b>	<b>11458</b>	<b>10165</b>	<b>11376</b>	<b>12442</b>	<b>12849</b>	<b>12094</b>	<b>10762</b>	<b>10877</b>	<b>10961</b>	<b>12917</b>	<b>138763</b>
Racionamiento Tensión	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	<b>0</b>
Racionamiento Cortes	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	<b>0</b>
Exportación	521	499	73	12	0	87	161	680	898	431	462	26	<b>3850</b>
<b>Total</b>	<b>12923</b>	<b>10956</b>	<b>11531</b>	<b>10177</b>	<b>11376</b>	<b>12529</b>	<b>13011</b>	<b>12774</b>	<b>11660</b>	<b>11308</b>	<b>11423</b>	<b>12943</b>	<b>142612</b>

**Tabla 8.2.1.23 - Evolución mensual de la demanda de energía registrada en 2022 [GWh]**

Demandas	ene-22	feb-22	mar-22	abr-22	may-22	jun-22	jul-22	ago-22	sep-22	oct-22	nov-22	dic-22	Total
GBA	4594	3614	3847	3672	4663	5447	5197	4705	3860	3686	4032	4608	<b>51926</b>
Bs. As.	1511	1275	1342	1312	1470	1548	1550	1506	1360	1349	1367	1466	<b>17057</b>
Litoral	1661	1340	1325	1247	1402	1565	1472	1364	1232	1237	1450	1695	<b>16992</b>
Centro	1175	925	965	894	1031	1149	1120	1042	946	941	1047	1188	<b>12422</b>
Cuyo	846	667	708	611	669	730	730	696	640	638	724	839	<b>8499</b>
NOA	1193	932	903	782	848	978	925	865	792	871	1046	1165	<b>11300</b>
NEA	1269	1040	912	711	700	728	717	711	620	672	803	1130	<b>10013</b>
Comahue	464	412	423	408	440	444	451	430	388	378	395	449	<b>5082</b>
Patagonia	352	362	454	509	504	485	477	462	475	444	457	485	<b>5465</b>
<b>Subtotal Agentes MEM</b>	<b>13066</b>	<b>10567</b>	<b>10880</b>	<b>10146</b>	<b>11727</b>	<b>13073</b>	<b>12639</b>	<b>11781</b>	<b>10312</b>	<b>10217</b>	<b>11322</b>	<b>13025</b>	<b>138755</b>
Bombeo	73	86	56	69	106	85	100	59	22	43	46	66	<b>810</b>
Pérdidas y Consumos	503	367	356	328	422	537	490	461	410	497	523	562	<b>5455</b>
<b>Subtotal con bombeo y pérdidas</b>	<b>13641</b>	<b>11019</b>	<b>11292</b>	<b>10544</b>	<b>12255</b>	<b>13695</b>	<b>13229</b>	<b>12301</b>	<b>10744</b>	<b>10757</b>	<b>11890</b>	<b>13653</b>	<b>145020</b>
Racionamiento Tensión	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	<b>0</b>
Racionamiento Cortes	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	<b>0</b>
Exportación	28	2	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	<b>31</b>
<b>Total</b>	<b>13669</b>	<b>11021</b>	<b>11292</b>	<b>10544</b>	<b>12255</b>	<b>13695</b>	<b>13229</b>	<b>12301</b>	<b>10744</b>	<b>10758</b>	<b>11890</b>	<b>13653</b>	<b>145052</b>

**Tabla 8.2.1.24 - Evolución mensual de la demanda de energía registrada en 2023 [GWh]**

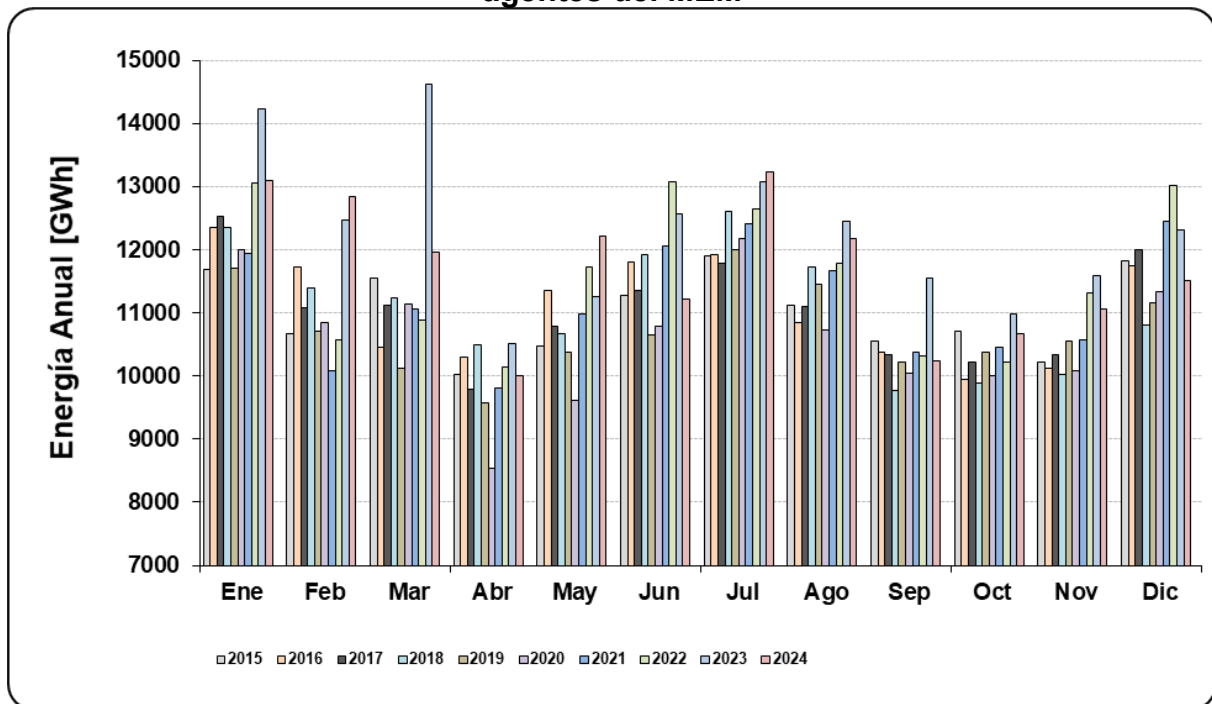
Demandas	ene-23	feb-23	mar-23	abr-23	may-23	jun-23	jul-23	ago-23	sep-23	oct-23	nov-23	dic-23	Total
GBA	4897	4362	5332	3622	4128	4829	5107	4720	4250	3715	3875	4125	<b>52961</b>
Bs. As.	1568	1375	1556	1303	1420	1468	1488	1476	1429	1371	1337	1325	<b>17115</b>
Litoral	1779	1456	1831	1217	1277	1386	1426	1344	1236	1220	1338	1424	<b>16933</b>
Centro	1181	1035	1192	908	959	1071	1124	1021	963	957	1008	1068	<b>12486</b>
Cuyo	840	757	775	602	619	681	708	660	630	637	699	813	<b>8422</b>
NOA	1202	1054	1246	809	816	890	929	851	849	942	1085	1126	<b>11798</b>
NEA	1206	1016	1158	741	687	717	735	745	737	798	903	1037	<b>10480</b>
Comahue	476	446	456	402	435	440	460	445	406	385	376	413	<b>5141</b>
Patagonia	445	406	452	440	473	590	500	494	462	430	420	432	<b>5546</b>
<b>Subtotal Agentes MEM</b>	<b>13593</b>	<b>11906</b>	<b>13997</b>	<b>10046</b>	<b>10815</b>	<b>12072</b>	<b>12477</b>	<b>11756</b>	<b>10962</b>	<b>10454</b>	<b>11041</b>	<b>11763</b>	<b>140883</b>
Bombeo	114	68	52	45	57	66	69	92	71	46	63	74	<b>818</b>
Pérdidas y Consumos	531	497	571	415	374	423	537	592	511	445	475	470	<b>5840</b>
<b>Subtotal con bombeo y pérdidas</b>	<b>14239</b>	<b>12471</b>	<b>14620</b>	<b>10506</b>	<b>11246</b>	<b>12560</b>	<b>13083</b>	<b>12440</b>	<b>11545</b>	<b>10945</b>	<b>11579</b>	<b>12307</b>	<b>147541</b>
Racionamiento Tensión	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	<b>0</b>
Racionamiento Cortes	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	<b>0</b>
Exportación	0	9	1	6	3	0	0	5	11	42	16	6	<b>98</b>
<b>Total</b>	<b>14239</b>	<b>12479</b>	<b>14620</b>	<b>10512</b>	<b>11249</b>	<b>12560</b>	<b>13083</b>	<b>12445</b>	<b>11556</b>	<b>10987</b>	<b>11595</b>	<b>12312</b>	<b>147638</b>



**Tabla 8.2.1.25 - Evolución mensual de la demanda de energía registrada en 2024 [GWh]**

Demandas	ene-24	feb-24	mar-24	abr-24	may-24	jun-24	jul-24	ago-24	sep-24	oct-24	nov-24	dic-24	Total
GBA	4671	4625	4006	3546	4766	4327	5380	4897	3739	3734	3854	3959	<b>51503</b>
Bs. As.	1518	1446	1343	1298	1485	1394	1543	1438	1285	1316	1308	1323	<b>16698</b>
Litoral	1617	1604	1486	1172	1410	1264	1481	1385	1189	1290	1333	1355	<b>16587</b>
Centro	1117	1102	1091	881	1108	1015	1198	1082	913	947	990	1022	<b>12464</b>
Cuyo	888	833	770	603	681	639	725	694	600	629	705	795	<b>8561</b>
NOA	1203	1167	1185	809	945	855	1033	900	857	1002	1024	1153	<b>12133</b>
NEA	1132	1171	1148	860	776	683	747	702	718	880	992	975	<b>10784</b>
Comahue	485	460	428	404	443	432	459	444	398	396	386	431	<b>5165</b>
Patagonia	459	445	499	433	599	616	660	631	538	485	473	494	<b>6333</b>
<b>Subtotal Agentes MEM</b>	<b>13090</b>	<b>12851</b>	<b>11957</b>	<b>10005</b>	<b>12213</b>	<b>11226</b>	<b>13226</b>	<b>12172</b>	<b>10237</b>	<b>10679</b>	<b>11065</b>	<b>11505</b>	<b>140227</b>
Bombeo	45	31	56	59	42	88	65	34	43	24	30	29	<b>545</b>
Pérdidas y Consumos	421	468	401	324	441	364	513	449	355	403	481	429	<b>5049</b>
<b>Subtotal con bombeo y pérdidas</b>	<b>13556</b>	<b>13350</b>	<b>12413</b>	<b>10387</b>	<b>12696</b>	<b>11679</b>	<b>13804</b>	<b>12655</b>	<b>10635</b>	<b>11106</b>	<b>11576</b>	<b>11963</b>	<b>145821</b>
Racionamiento Tensión	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	<b>0</b>
Racionamiento Cortes	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	<b>0</b>
Exportación	421	65	51	128	3	1	0	0	94	127	65	16	<b>970</b>
<b>Total</b>	<b>13977</b>	<b>13415</b>	<b>12464</b>	<b>10515</b>	<b>12699</b>	<b>11680</b>	<b>13804</b>	<b>12655</b>	<b>10729</b>	<b>11233</b>	<b>11641</b>	<b>11979</b>	<b>146791</b>

**Figura 8.2.1.1 - Evolución mensual de la demanda total de energía de los agentes del MEM**



En la Figura 8.2.1.2 puede observarse que la tasa de crecimiento de la energía demandada por agentes del MEM registró una significativa caída durante los años 2001 y 2002 debido a la grave crisis económica que debió afrontar Argentina,

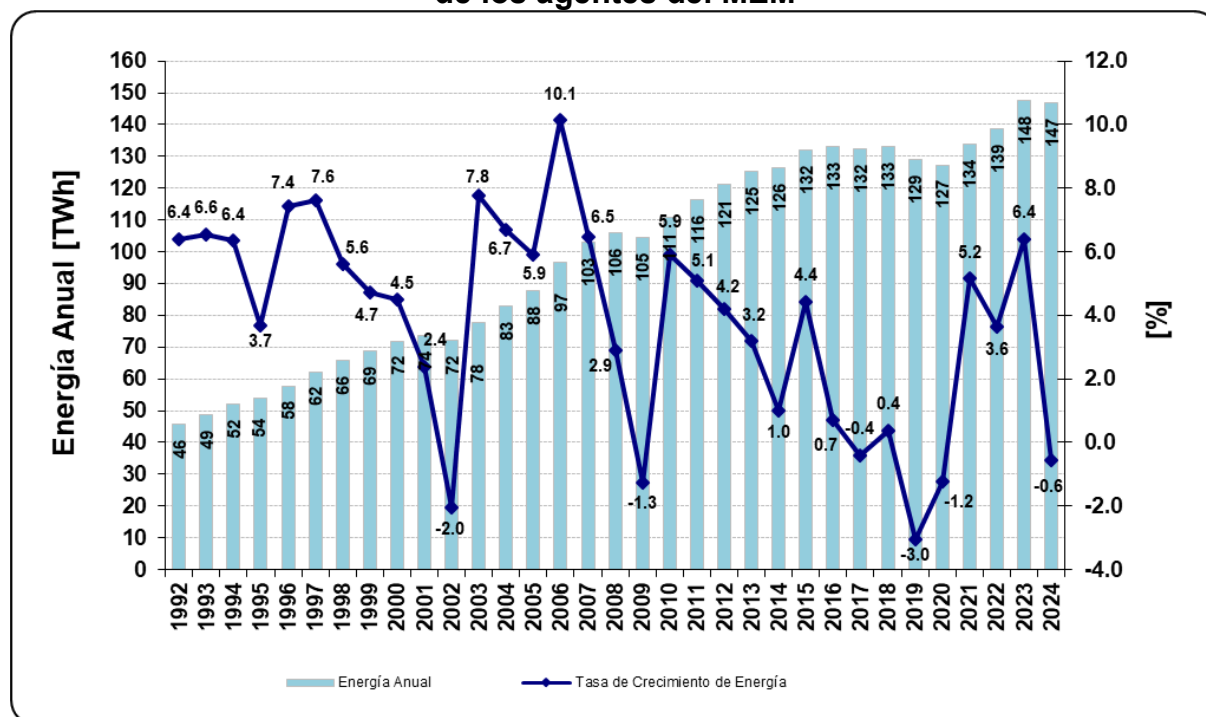


disminuyendo de un valor del orden del 4,5% en años anteriores (1999 y 2000) a valores del 2,4% y -2% respectivamente.

Posteriormente, la demanda anual de energía registra una tasa de crecimiento positiva, salvo durante el año 2009 en el que, por efecto de la crisis internacional, se registró una tasa de crecimiento negativa respecto de 2008.

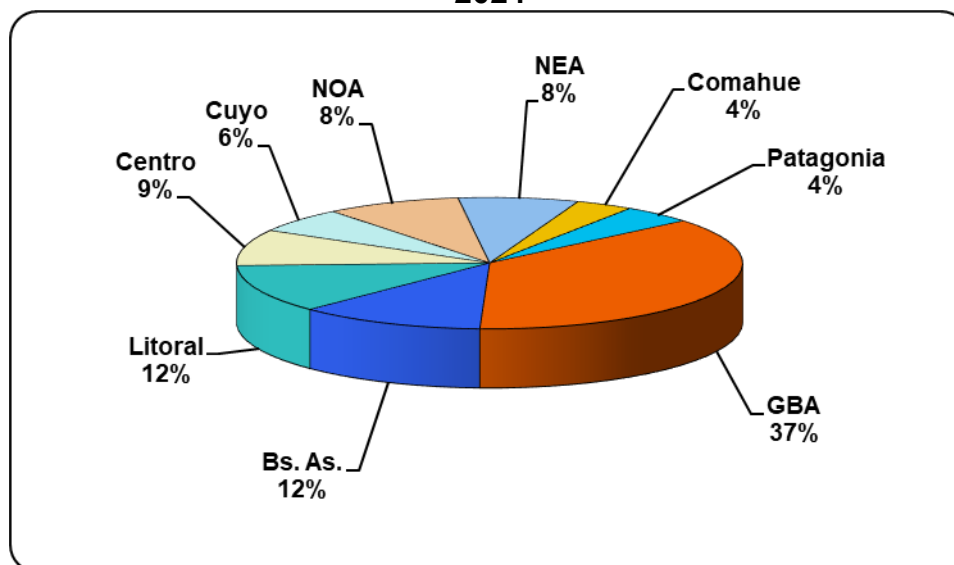
Finalmente, la serie vuelve a tomar valores positivos, decrecientes entre 2010 y 2014, de 5,9% a 1,0%. En 2015 crece un 4,4% y en 2016 apenas un 0,7%. En 2017 se registra un decrecimiento del -0,4%. En 2018 vuelve a tomar un crecimiento de 0,4%, pero en 2019 cae un 3%. Luego en 2020 cae otro 1,2%, producto del efecto de la pandemia del COVID-19, mientras que entre 2021 y 2023 se observa que un efecto de crecimiento del 5,2%, 3,6% y 6,4% respectivamente producto de la recuperación de la demanda en una etapa pos COVID-19. Finalmente, se observa que en 2024 hubo un decrecimiento del 0,6% en la demanda de energía anual.

**Figura 8.2.1.2 - Evolución anual de la demanda total de los agentes del MEM**



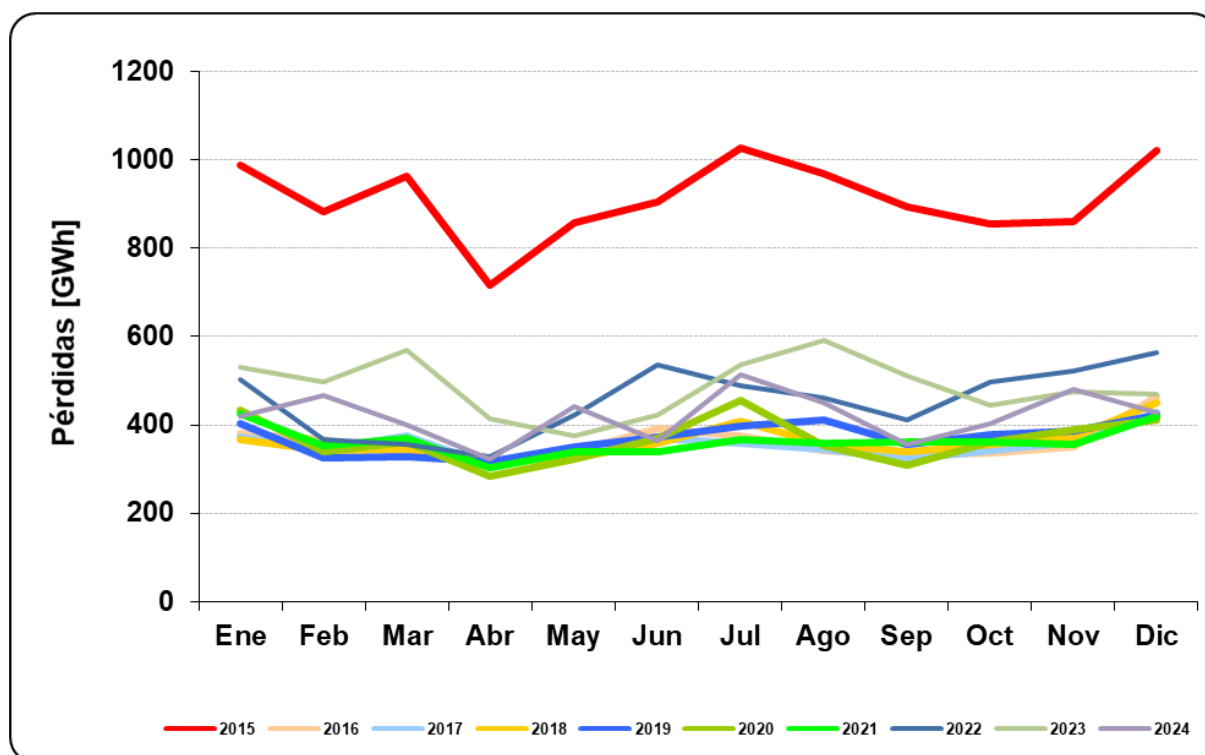
En la Figura 8.2.1.3 se muestra un gráfico con los porcentajes regionales de demanda de energía del SADI para el año 2024, donde se observa, al igual que en años anteriores, una alta concentración de la demanda en el área de GBA, concentrando entre Capital Federal y sus alrededores, más la provincia de Buenos Aires, el 49% del total del país.

**Figura 8.2.1.3 - Porcentajes de demandas regionales de energía del SADI, año 2024**



En la Figura 8.2.1.4 se muestran las pérdidas totales mensuales registradas en la red de transporte.

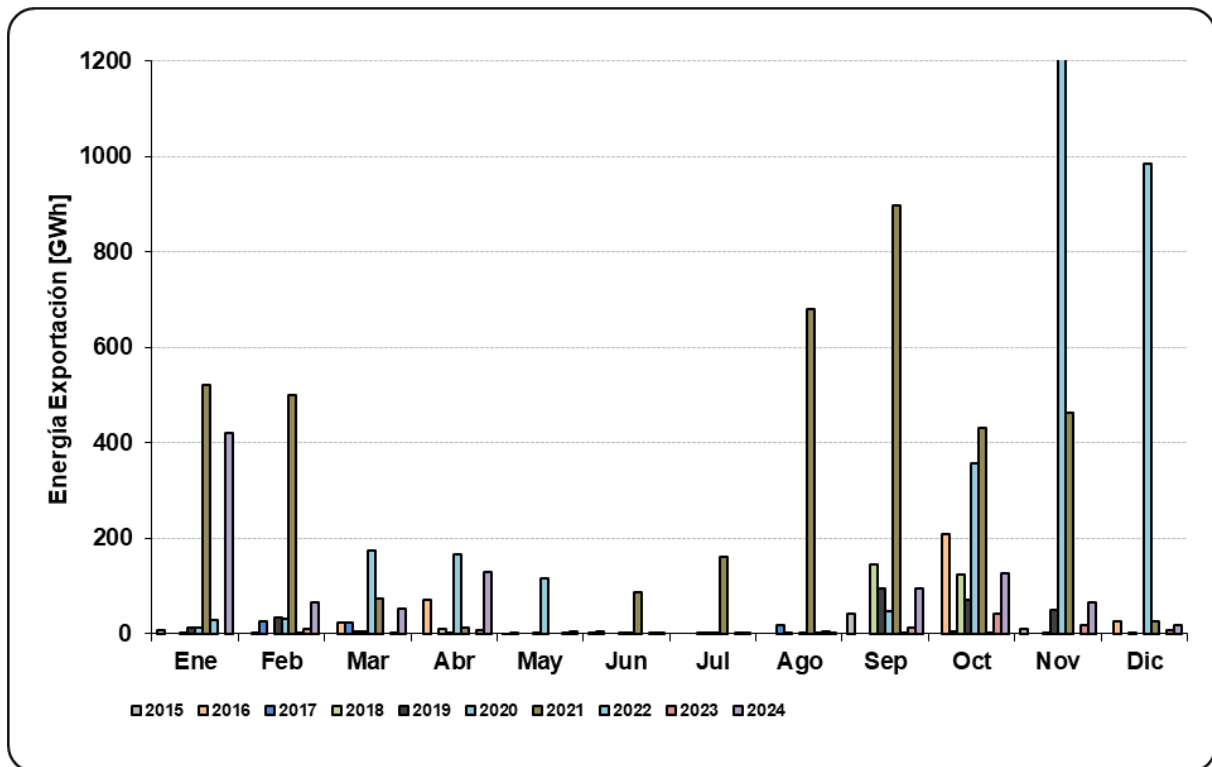
**Figura 8.2.1.4 - Pérdidas totales de la red**



**Nota:** A partir del año 2016 las pérdidas de la red no incluyen los consumos propios de Centrales y Autogeneradores.

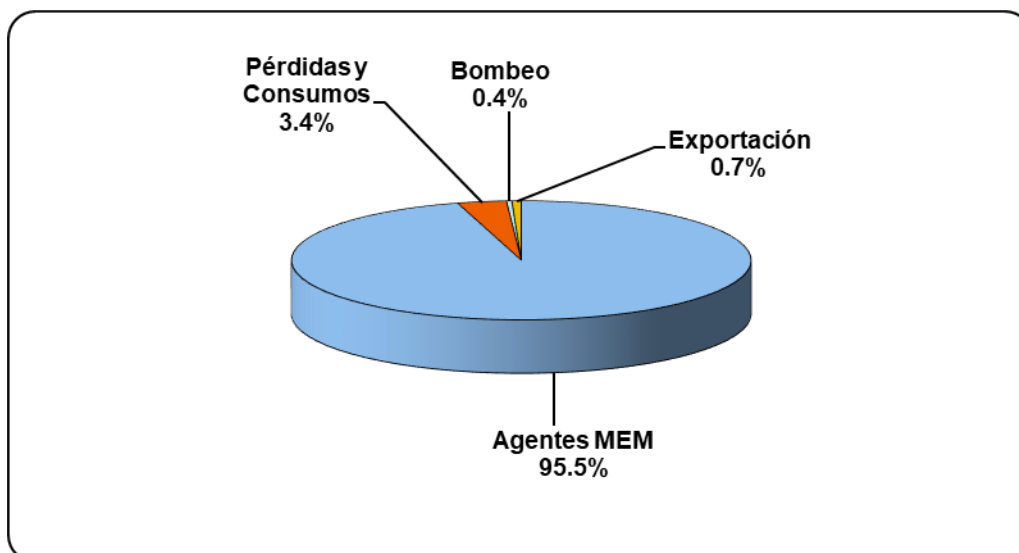
Otra demanda a ser tomada en consideración es la correspondiente a las exportaciones. En la Figura 8.2.1.5 se muestra la evolución mensual registrada desde enero de 2015 hasta diciembre de 2024 como volumen total de exportaciones, tanto a Brasil como a Uruguay.

**Figura 8.2.1.5 – Exportación**



En la Figura 8.2.1.6 se presenta un gráfico que muestra la participación de las demandas de los agentes del MEM, de las pérdidas de la red y de las exportaciones, con respecto al total de la energía demandada en el año 2024.

**Figura 8.2.1.6 Distribución de la demanda según su destino, año 2024**



En la siguiente Tabla se muestran las máximas potencias mensuales generadas para cubrir la totalidad de las demandas del MEM en horas pico sin incluir las exportaciones, así como también las tasas de crecimiento registradas en cada mes respecto de idéntico mes del año anterior. En la misma puede observarse que durante el verano de 2024, en el mes de febrero (1/2/2024), se registró la potencia máxima histórica de 29653 MW.

**Tabla 8.2.1.17 – Máxima generación bruta en horas pico (sin exportaciones)**

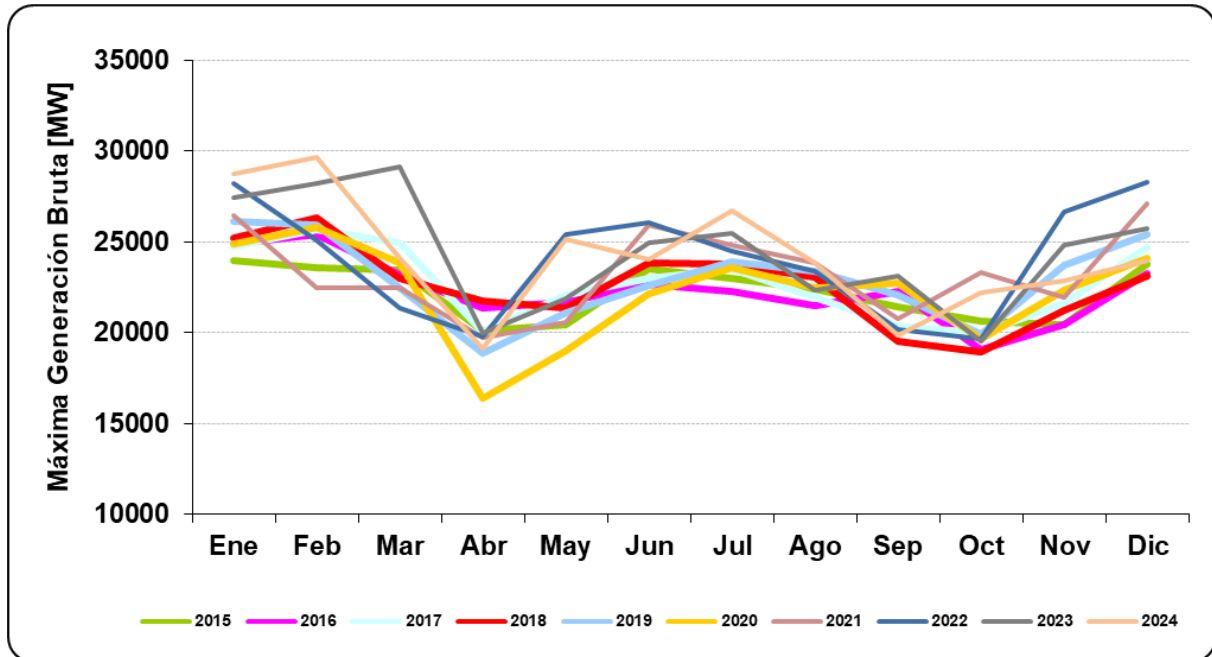
Años	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
<b>1999 [MW]</b>	11382	12259	12650	11734	12112	12545	12730	12503	11862	12154	12470	12640
<b>2000 [MW]</b>	12788	12808	12709	12347	12641	13211	13754	12781	12969	12412	12621	13224
<b>2001 [MW]</b>	13501	14061	13780	12866	12968	13639	13794	13030	12642	12365	12595	12626
<b>2002 [MW]</b>	12296	13481	13481	12209	12444	13428	13405	12908	12392	12394	12828	12939
<b>2003 [MW]</b>	13774	13900	13721	12670	13218	13567	14359	14331	13570	13384	13461	14185
<b>2004 [MW]</b>	14350	14207	14655	14732	14257	14512	14789	14848	13611	13569	14708	15032
<b>2005 [MW]</b>	15129	15253	15211	14552	14900	15699	15792	15648	15485	14799	16143	15657
<b>2006 [MW]</b>	15831	16753	16335	15898	16879	17037	17395	17309	17097	17252	17237	17323
<b>2007 [MW]</b>	17073	17654	17400	17881	18279	18345	17743	17699	16590	16745	17291	17786
<b>2008 [MW]</b>	17885	17930	17697	17129	18670	19126	18389	18071	17615	16652	18441	17571
<b>2009 [MW]</b>	17351	18596	17218	16963	17780	18948	19566	17862	17895	18023	17426	18422
<b>2010 [MW]</b>	19370	19332	18408	16937	18228	18770	20396	20843	19346	17211	18353	20209
<b>2011 [MW]</b>	20531	20171	20913	18309	18765	21024	21403	21564	18648	17565	19508	20513
<b>2012 [MW]</b>	21309	21949	20095	18264	18472	20978	20912	19995	18626	17834	20991	20921
<b>2013 [MW]</b>	21982	22169	19523	18443	20035	21270	22552	21773	21711	19484	20436	23794
<b>2014 [MW]</b>	24034	21507	19105	19537	20933	21716	21950	20947	19419	22147	22055	23104
<b>2015 [MW]</b>	23949	23573	23409	20116	20450	23529	22997	22363	21398	20628	20411	23727
<b>2016 [MW]</b>	24885	25380	23139	21340	21679	22638	22230	21455	22265	19051	20425	23266
<b>2017 [MW]</b>	24717	25628	24906	20056	22058	22987	23529	21931	20369	19953	21585	24696
<b>2018 [MW]</b>	25209	26320	22960	21763	21308	23831	23776	23054	19541	18952	21190	23100
<b>2019 [MW]</b>	26113	25897	22426	18876	21075	22594	23859	23365	22079	19908	23674	25382
<b>2020 [MW]</b>	24891	25791	23847	16405	19000	22114	23559	22430	22683	19659	22289	24079
<b>2021 [MW]</b>	26450	22431	22447	19676	20557	25913	24816	23851	20771	23317	21920	27088
<b>2022 [MW]</b>	28231	25050	21332	19783	25362	26062	24477	23389	20194	19630	26610	28283
<b>2023 [MW]</b>	27420	28207	29105	19984	21837	24935	25476	22313	23085	19520	24791	25688
<b>2024 [MW]</b>	28719	29653	24053	19122	25104	24051	26675	23806	19829	22158	22856	23961

Nota: A partir de marzo 2008 los valores incluyen la generación del área Patagonia

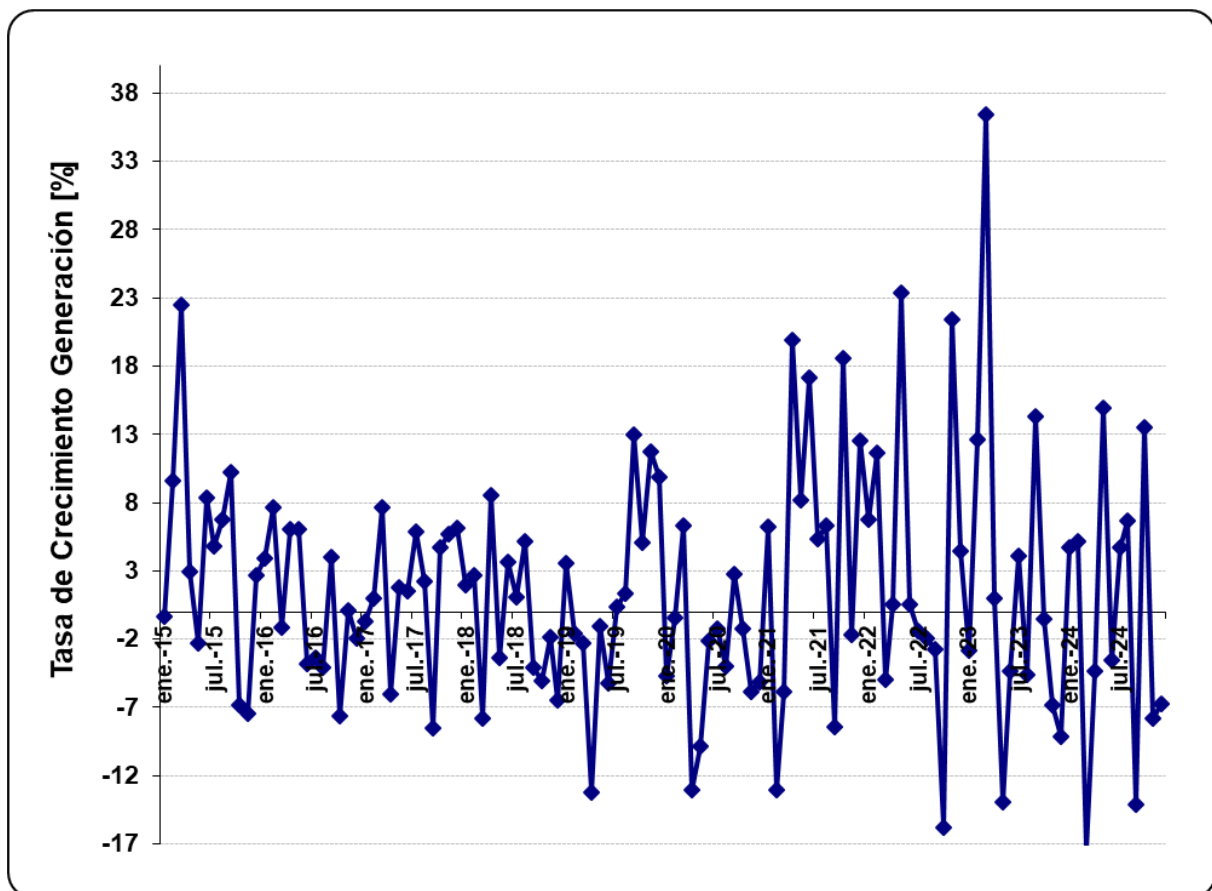
Tasa	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
<b>00/99 [%]</b>	12,35	4,48	0,47	5,22	4,37	5,31	8,04	2,22	9,33	2,12	1,21	4,62
<b>01/00 [%]</b>	5,58	9,78	8,43	4,20	2,59	3,24	0,29	1,95	-2,52	-0,38	-0,21	-4,52
<b>02/01 [%]</b>	-8,93	-4,12	-2,17	-5,11	-4,04	-1,55	-2,82	-0,94	-1,98	0,23	1,85	2,48
<b>03/02 [%]</b>	12,02	3,11	1,78	3,78	6,22	1,04	7,12	11,02	9,51	7,99	4,93	9,63
<b>04/03 [%]</b>	4,18	2,21	6,81	16,27	7,86	6,97	2,99	3,61	0,30	1,38	9,26	5,97
<b>05/04 [%]</b>	5,43	7,36	3,79	-1,22	4,51	8,18	6,78	5,39	13,77	9,06	9,76	4,16

Tasa	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
<b>06/05</b> [%]	4,64	9,83	7,39	9,25	13,28	8,52	10,15	10,61	10,41	16,58	6,78	10,64
<b>07/06</b> [%]	7,85	5,38	6,52	12,47	8,29	7,68	2,00	2,25	-2,97	-2,94	0,31	2,67
<b>08/07</b> [%]	4,76	1,56	1,71	-4,21	2,14	4,26	3,64	2,10	6,18	-0,56	6,65	-1,21
<b>09/08</b> [%]	-2,99	3,71	-2,71	-0,97	-4,77	-0,93	6,40	-1,16	1,59	8,23	-5,50	4,84
<b>10/09</b> [%]	11,64	3,96	6,91	-0,15	2,52	-0,94	4,24	16,69	8,11	-4,51	5,32	9,70
<b>11/10</b> [%]	5,99	4,34	13,61	8,10	2,95	12,01	4,94	3,46	-3,61	2,06	6,29	1,50
<b>12/11</b> [%]	3,79	8,81	-3,91	-0,25	-1,56	-0,22	-2,29	-7,28	-0,12	1,53	7,60	1,99
<b>13/12</b> [%]	3,16	1,00	-2,85	0,98	8,46	1,39	7,84	8,89	16,56	9,25	-2,64	13,73
<b>14/13</b> [%]	9,33	-2,99	-2,14	5,93	4,48	2,10	-2,67	-3,79	-10,56	13,67	7,92	-2,90
<b>15/14</b> [%]	-0,35	9,61	22,53	2,96	-2,31	8,35	4,77	6,76	10,19	-6,86	-7,45	2,70
<b>16/15</b> [%]	3,91	7,67	-1,15	6,08	6,01	-3,79	-3,34	-4,06	4,05	-7,64	0,07	-1,94
<b>17/16</b> [%]	-0,68	0,98	7,64	-6,02	1,75	1,54	5,84	2,22	-8,52	4,73	5,68	6,15
<b>18/17</b> [%]	1,99	2,70	-7,81	8,51	-3,40	3,67	1,05	5,12	-4,07	-5,02	-1,83	-6,46
<b>19/18</b> [%]	3,59	-1,61	-2,33	-13,27	-1,09	-5,19	0,35	1,35	12,99	5,04	11,72	9,88
<b>20/19</b> [%]	-4,68	-0,41	6,34	-13,09	-9,85	-2,12	-1,26	-4,00	2,74	-1,25	-5,85	-5,13
<b>21/20</b> [%]	6,26	-13,03	-5,87	19,94	8,19	17,18	5,34	6,34	-8,43	18,61	-1,66	12,50
<b>22/21</b> [%]	6,73	11,68	-4,97	0,54	23,37	0,58	-1,37	-1,94	-2,78	-15,81	21,40	4,41
<b>23/22</b> [%]	-2,87	12,60	36,44	1,02	-13,90	-4,32	4,08	-4,60	14,32	-0,56	-6,84	-9,18
<b>24/23</b> [%]	4,74	5,13	-17,36	-4,31	14,96	-3,55	4,71	6,69	-14,10	13,51	-7,81	-6,72

**Figura 8.2.1.7 - Máxima generación bruta en horas pico (sin exportaciones)**

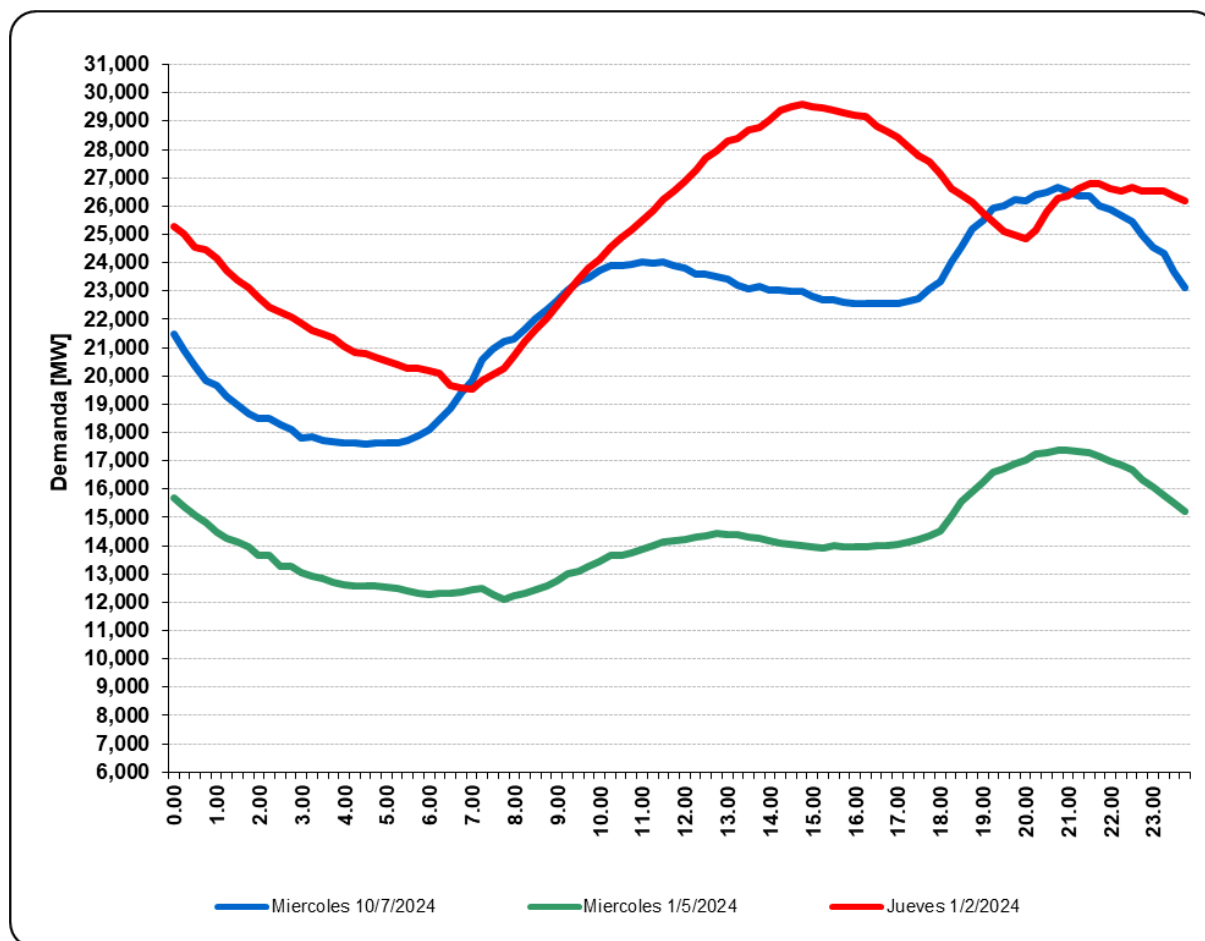


**Figura 8.2.1.8 – Tasa de crecimiento de la máxima generación bruta en horas pico (sin exportaciones) respecto de idéntico mes del año anterior**



En la siguiente Figura se muestran curvas de demanda horarias de los agentes del MEM (sin incluir exportaciones) correspondientes a dos días de máxima, uno del invierno 2024, otro del verano 2023/24 y a otro de mínima carga, correspondiente al otoño 2024. Se observa en la curva del día de verano que el pico de potencia alcanzado en el horario de la tarde (horas de resto) es superior al pico de la noche. De ahí que en los casos base de flujos de carga se consideró que la máxima potencia demandada por el sistema se daría en el horario de resto (pico diurno).

**Figura 8.2.1.9 – Curvas de demanda horaria**



## 8.2.2.- Evolución de la demanda prevista por los agentes del MEM

Los distintos agentes del MEM presentan sus previsiones respecto a la evolución de la demanda para el corto plazo en las distintas programaciones estacionales de CAMMESA. En las siguientes tablas se consignan los datos extraídos de la Programación Estacional Definitiva Mayo 2025 – Octubre 2025, en la cual figuran las demandas mensuales de energía previstas por cada agente desde mayo de 2025 hasta Abril de 2028.

Para poder analizar esta información se han totalizado las demandas por regiones y por período estacional (invierno y verano). Las demandas de invierno son las correspondientes a los meses de mayo a octubre, mientras que las demandas de verano son las correspondientes a los meses de noviembre a abril.



En la Tabla 8.2.2.1 se indica la evolución prevista de la demanda de energía por los distintos Distribuidores y la tasa de crecimiento media anual para los períodos estacionales de invierno y verano. En la Tabla 8.2.2.2 se indica la misma información que en el caso anterior pero correspondiente a las demandas de GUMAs y Autogeneradores, mientras que en la Tabla 8.2.2.3 se totalizan las demandas de los Distribuidores, GUMAs y Autogeneradores.

**Tabla 8.2.2.1 - Evolución de la demanda de energía prevista por los Distribuidores**

Región	Inv. 2025	Ver. 2025/26	Inv. 2026	Ver. 2026/27	Inv. 2027	Ver. 2027/28	Tasa media anual	
	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[GWh]	Ver.	Inv.
Comahue	2271	2310	2305	2352	2336	2029	1.42%	-5.96%
Bs. As.	6170	5916	6386	6191	6644	6332	3.77%	3.46%
GBA	24880	22269	26680	24876	25691	23570	1.76%	3.23%
Litoral	6949	7657	7141	7922	7324	4141	2.66%	-22.13%
NEA	4441	6430	4560	6600	4554	6724	1.27%	2.26%
Centro	6033	6227	6249	6449	6471	6128	3.56%	-0.70%
Cuyo	3353	3984	3353	4049	3370	3969	0.25%	-0.17%
NOA	4999	6038	5114	6213	5238	3688	2.36%	-18.87%
SIP	1152	1002	1179	1016	1179	1014	1.17%	0.58%
<b>Total MEM</b>	<b>59098</b>	<b>60830</b>	<b>61788</b>	<b>64651</b>	<b>61627</b>	<b>56581</b>	<b>2.15%</b>	<b>-3.10%</b>

**Tabla 8.2.2.2 - Evolución de la demanda de energía prevista por los GUMAs y Autogeneradores**

Región	Inv. 2025	Ver. 2025/26	Inv. 2026	Ver. 2026/27	Inv. 2027	Ver. 2027/28	Tasa media anual	
	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[GWh]	Ver.	Inv.
Comahue	321	324	319	322	309	631	-1.88%	47.61%
Bs. As.	2137	2186	2244	2176	2209	2164	1.73%	-0.52%
GBA	2094	2139	2268	2280	2258	2209	3.94%	1.74%
Litoral	1186	1068	1147	1150	1186	5706	0.06%	201.92%
NEA	97	95	96	98	97	179	-0.08%	43.07%
Centro	351	330	356	330	347	296	-0.51%	-5.26%
Cuyo	627	664	624	665	604	615	-1.82%	-3.71%
NOA	415	414	469	404	429	2459	2.31%	253.04%
SIP	336	340	335	348	342	340	0.96%	0.06%
<b>Total MEM</b>	<b>8136</b>	<b>8893</b>	<b>10419</b>	<b>10148</b>	<b>8937</b>	<b>8217</b>	<b>6.92%</b>	<b>-2.46%</b>

**Tabla 8.2.2.3 - Evolución prevista por los distintos agentes de la demanda total de energía**

Región	Inv. 2025	Ver. 2025/26	Inv. 2026	Ver. 2026/27	Inv. 2027	Ver. 2027/28	Tasa media anual	
	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[GWh]	Ver.	Inv.
Comahue	2592	2634	2624	2674	2645	2659	1.01%	0.48%
Bs. As.	8307	8102	8630	8367	8853	8495	3.24%	2.40%
GBA	27238	25591	28210	25433	29070	26882	3.31%	2.54%
Litoral	8135	8725	8287	9072	8510	9847	2.28%	6.26%

NEA	4539	6524	4656	6698	4651	6903	1.24%	2.86%
Centro	6384	6557	6605	6780	6818	6424	3.34%	-0.93%
Cuyo	3980	4648	3978	4714	3974	4584	-0.07%	-0.67%
NOA	5414	6452	5583	6617	5667	6147	2.32%	-2.27%
SIP	1488	1342	1514	1364	1521	1354	1.12%	0.45%
<b>Total MEM</b>	<b>68348</b>	<b>71403</b>	<b>72295</b>	<b>73592</b>	<b>72557</b>	<b>74300</b>	<b>3.07%</b>	<b>2.01%</b>

Según lo informado por los distintos agentes del MEM, resumido en las tablas precedentes, se observan tasas de crecimiento positivas para Distribuidores. Mientras que la tasa de crecimiento media anual neta de los GUMAs y Autogeneradores se observa negativa en los periodos mostrados, excepto para el invierno en las regiones de Comahue, Buenos Aires, GBA, Litoral y Centro. También se observan tasas positivas para el verano en las regiones de GBA, Litoral, Centro y NOA, resultando una tasa total del MEM positiva.

La tasa de crecimiento media resultante para el MEM es de 3,07% para las demandas de verano y de 2,01% para las de invierno.

### 8.2.3.- Evolución de la demanda prevista por Transener S.A. para los estudios de la Guía de Referencia

Considerando como base la información presentada en los puntos anteriores y Guías de Referencia de otros agentes para la obtención de datos complementarios, se han adoptado las siguientes tasas de crecimiento para las demandas del MEM para la realización de los estudios de la presente Guía de Referencia de Transener S.A.

**Tabla 8.2.3.1 – Tasa de crecimiento de Potencia utilizada para las demandas del SADI en los estudios de la presente Guía de Referencia**

2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
3.0 %	3.0 %	3.0 %	3.0 %	3.0 %	3.0 %	3.0 %	3.0 %

Para la demanda de la empresa Aluar (en Pto. Madryn), a partir de los escenarios iniciales informados por CAMMESA, se mantuvo la hipótesis de demanda de aproximadamente 748 MW para todos los casos. En cuanto a la generación de Aluar, se asumió en servicio y despachado uno de los dos ciclos combinados que hace un total de 440 MW y además el aporte del PE Aluar Ampliado despachado en 124 MW, de lo que resulta un intercambio de aproximadamente 186 MW ingresando a la planta. En el verano 2026/27 (V27) se modela el ingreso del PE La Flecha, propiedad de ALUAR, despachado en 156 MW en todos los escenarios. Para mantener el intercambio con el SADI constante, a partir del V27 se considera una disminución de la potencia generada por el ciclo combinado.

Para la realización de los escenarios típicos de estudio correspondientes al período 2026-2033, se utilizó la distribución de las demandas simultáneas de potencias activas, y los correspondientes factores de potencia, suministrados por CAMMESA para los escenarios base correspondientes al año 2025. Luego, para la obtención del caso base de demanda correspondiente al escenario de 2025, se ajustaron las

---

demandas de los casos anteriores para que el valor de demanda del SADI coincida con valores estimados por Transener S.A. para la demanda máxima real.

Sobre la base de la utilización de estos casos base y de los porcentajes de crecimiento de la Tabla 8.2.3.1, así como también de los datos indicados precedentemente con respecto a demandas de la región Patagonia y Buenos Aires, de nuevos emprendimientos industriales y de otros países vinculados eléctricamente con la Argentina, y cuidando de no incrementar incorrectamente las cargas industriales importantes y los consumos propios de las unidades generadoras, se obtuvieron las potencias activas que se indican en MW en las Tablas 8.2.3.2 y 8.2.3.3.

Cabe aclarar que los valores de demanda indicados para cada área eléctrica resultan de la suma de las distintas demandas modeladas en cada caso, es decir se corresponde con la demanda neta del área y por lo tanto las pérdidas en la red no están incluidas, mientras que la demanda total del SADI, considera las pérdidas en la red y a ALUAR como una demanda equivalente, y por lo tanto NO resulta de la suma de las potencias netas de las áreas.

A partir de los datos presentados en la Tabla 8.2.3.2, en la Figura 8.2.3.1 se representa gráficamente la evolución de las demandas máximas y mínimas, consideradas para la realización de los casos típicos de la presente Guía de Referencia, que comprende el período 2026 – 2033.

**Tabla 8.2.3.2.- Proyección de demandas simultáneas en MW por región para los años 2026 a 2028, a distribuir en barras de carga**

AREA	2026						2027						2028		
	Máxima		Resto	Mínima		Máxima		Resto	Mínima		Máxima		Resto	Mínima	
	Ver.	Inv.	Inv.	Ver.	Inv.	Ver.	Inv.	Inv.	Ver.	Inv.	Ver.	Inv.	Inv.	Ver.	Inv.
GBA	11733	11695	7872	3916	5017	12118	12005	8234	4034	5192	12501	12426	8491	4173	5313
Buenos Aires	3700	3405	2596	1917	1891	3801	3562	2374	1967	2008	3880	3633	2422	1995	2040
Comahue	1034	966	609	557	479	1062	987	615	568	492	1090	1016	630	582	507
Litoral	3833	3357	2169	1918	1446	3950	3439	2258	1969	1486	4066	3550	2320	2034	1534
NEA	2568	1900	936	1843	739	2655	1951	980	1904	766	2741	2021	1011	1970	797
Centro	2888	2656	1789	1200	1131	2980	2724	1869	1234	1167	3071	2817	1924	1277	1210
Cuyo	1773	1569	1088	829	747	1829	1608	1136	853	772	1877	1662	1169	883	800
NOA	2778	2447	1369	1557	931	2866	2507	1426	1602	959	2954	2586	1466	1659	992
Patagonia	723	836	659	526	662	737	854	671	534	562	750	873	682	543	574
<b>Dem. Tot. SADI</b>	<b>32098</b>	<b>29824</b>	<b>19661</b>	<b>14582</b>	<b>13335</b>	<b>33062</b>	<b>30714</b>	<b>20251</b>	<b>15019</b>	<b>13736</b>	<b>34050</b>	<b>31636</b>	<b>20870</b>	<b>15471</b>	<b>14143</b>

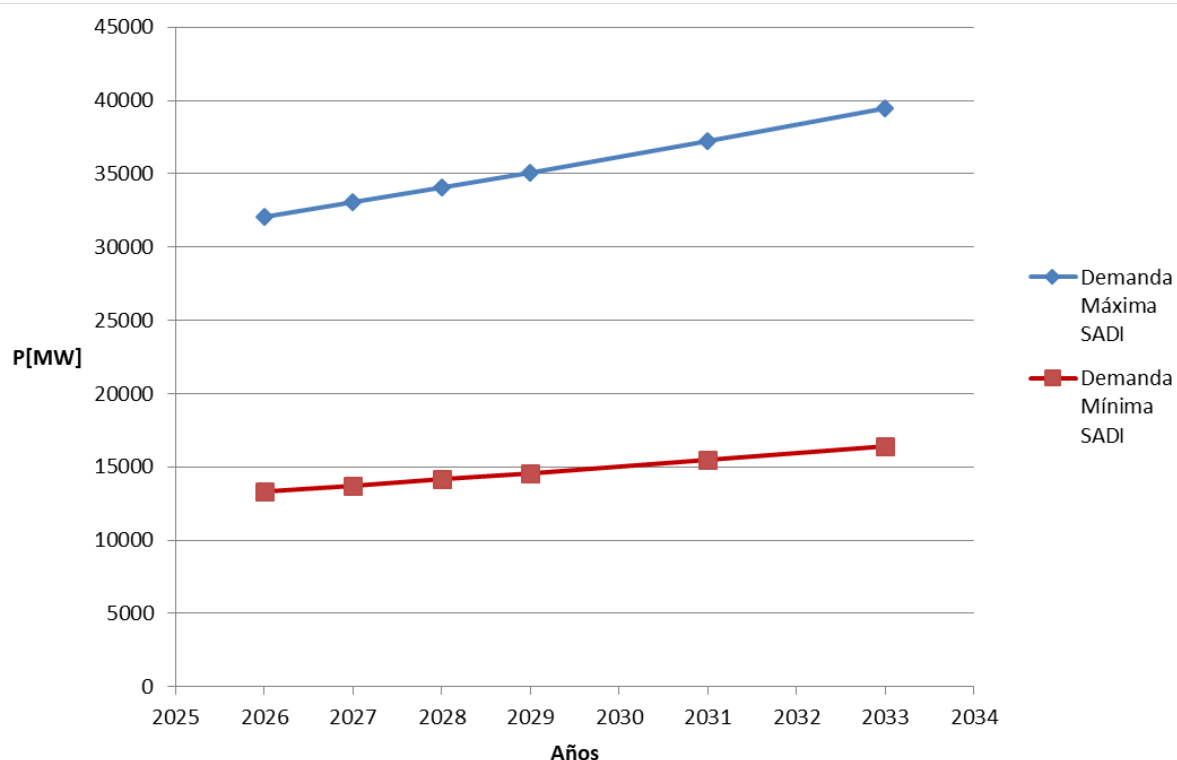
(\*) La demanda del SADI se calcula considerando las pérdidas en la red y la acería ALUAR como una demanda equivalente

**Tabla 8.2.3.3.- Proyección de demandas simultáneas en MW por región para los años 2029 a 2033, a distribuir en barras de carga**

AREA	2029		2031		2033	
	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.
<b>GBA</b>	12885	5471	13491	5639	14357	6051
<b>Buenos Aires</b>	3964	2070	4155	2134	4403	2247
<b>Comahue</b>	1118	519	1161	531	1223	560
<b>Litoral</b>	4182	1572	4365	1611	4627	1707
<b>NEA</b>	2827	822	2963	848	3157	911
<b>Centro</b>	3163	1243	3307	1278	3514	1364
<b>Cuyo</b>	1933	823	2282	1107	2408	1163
<b>NOA</b>	3042	1017	3180	1044	3378	1109
<b>Patagonia</b>	756	590	853	650	888	673
<b>Dem. Tot. SADI</b>	<b>35071</b>	<b>14566</b>	<b>37210</b>	<b>15455</b>	<b>39479</b>	<b>16396</b>

(\*) La demanda del SADI se calcula considerando las pérdidas en la red y la acería ALUAR como una demanda equivalente.

**Figura 8.2.3.1.- Evolución de las demandas máximas y mínimas consideradas para cada caso típico**



## **ANEXO 8**

### **Sección 3: Características técnicas del equipamiento del Sistema de Transporte en Alta Tensión**

### **8.3.- CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL EQUIPAMIENTO DEL SISTEMA**

De acuerdo a lo establecido por el [Procedimiento Técnico 12](#), se adjuntan planillas de archivos en formato Excel con las características técnicas de los equipos relevantes, componentes del Sistema de Transporte que son propiedad de Transener S.A., los cuales 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 se suministran en la Tabla 8.3.1 (Ver referencias al pie de la misma).

Cabe destacar que en estas planillas se destaca en color la información correspondiente a las actualizaciones de parámetros respecto de los archivos entregados en la edición anterior de la Guía de Referencia (2025 – 2032).

En particular, debemos señalar que se han calculado los parámetros de líneas aéreas a partir de los datos estructurales de las mismas, para salvar incertidumbres existentes en la información disponible.



**Tabla 8.3.1 Planillas de características técnicas del equipamiento del Sistema de Transporte en Alta Tensión**

Nombre Archivo	Título Archivo (libro)	Tabla N°	Título Tabla (hoja)	Presentada en:	En CD en:
<b>Lin_tran.xls</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Datos de Líneas Aéreas</li> <li>Actualización de Datos de Líneas Aéreas con respecto a la guía anterior.</li> </ul>	1	Características Generales	<b>A8S3</b>	\\Archivos\\Planillas
		2	Parámetros eléctricos	<b>A8S3</b>	\\Archivos\\Planillas
		3	Elementos limitantes	<b>A1S1</b>	\\Archivos\\Planillas
		4	Protecciones de líneas	<b>A8S3</b>	\\Archivos\\Planillas
		5	Protecciones distanciométricas	<b>A8S3</b>	\\Archivos\\Planillas
		TDD	Transferencia de Disparo Directa	<b>A8S3</b>	\\Archivos\\Planillas
<b>Trafos1.xls</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Datos de Transformadores</li> <li>Actualización de Datos de Transformadores con respecto a la guía anterior.</li> </ul>	1	Parámetros eléctricos	<b>A1S3</b> <b>A8S3</b>	\\Archivos\\Planillas
		2	Datos y Regulación por arrollamiento	<b>A8S3</b>	\\Archivos\\Planillas
<b>Trafos2.xls</b>	Carga de Transformadores			<b>A3S1</b>	\\Archivos\\Planillas
<b>Gener1.xls</b>	Datos de Generadores y Compensadores Sincrónicos	1	Datos Generales	<b>A8S3</b>	\\Archivos\\Planillas
<b>Gener2.xls</b>		2	Resistencias, Reactancias y Constantes de Tiempo	<b>A8S3</b>	\\Archivos\\Planillas
<b>Interrp1.xls</b>	Datos de Interruptores			<b>A8S3</b>	\\Archivos\\Planillas
<b>Cserie.xls</b>	Datos de Compensación Serie			<b>A1S2</b> <b>A8S3</b>	\\Archivos\\Planillas
<b>Cshunt.xls</b>	Datos de Compensación Shunt			<b>A8S3</b>	\\Archivos\\Planillas
<b>Obras_tran.xls</b>	Obras consideradas en el Sistema de Transporte de Alta Tensión			<b>A5S1</b> <b>A7S1</b> <b>A8S3</b>	\\Archivos\\Planillas

**Referencias:**

Ejemplo: A8S3: Anexo 8, Sección 3.

## **ANEXO 8**

### **Sección 4: Datos de protecciones**

#### **8.4.- DATOS DE PROTECCIONES**

De acuerdo a lo establecido por el Procedimiento Técnico 12, se adjunta la planilla del archivo en formato Excel ubicada en el directorio "[\Archivos\Planillas\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 Transener S.A.

En estas Tablas se presenta la información necesaria para poder representar adecuadamente a todas las protecciones del sistema, donde se encuentran los detalles necesarios para una correcta interpretación de las protecciones y sus ajustes.

## **ANEXO 8**

### **Sección 5: Características técnicas de los equipamientos de generadores, distribuidores y grandes usuarios que afectan el comportamiento del Sistema de Transporte**

---

## **8.5.- CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS EQUIPAMIENTOS DE GENERADORES, DISTRIBUIDORES Y GRANDES USUARIOS QUE AFECTAN EL COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA DE TRANSPORTE**

A efectos de satisfacer los requerimientos de información técnica a presentar bajo este título que exige el Procedimiento Técnico 12, en la Sub-Sección 5.1 de este Anexo se presentan las bases de datos utilizados en los estudios de la presente Guía, mediante las cuales se han modelado adecuadamente los equipos de terceros que afectan el comportamiento del Sistema de Transporte en Alta Tensión.

## **ANEXO 8**

### **Sub-Sección 5.1: Bases de datos usadas en los estudios**

### 8.5.1. 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 Power Technologies International), en su versión 34.9.3.

A continuación, se detallan los nombres de archivos adjuntos que fueron usados en los estudios de Flujo de Carga y Cortocircuito.

**Tabla 8.5.1.1 - Flujos típicos – Crudos de Flujo y Secuencia (Período 2026-2028)**

Período	Extensión	Escenario				
		Invierno			Verano	
		Pico	Resto	Valle	Pico	Valle
2026 (Inv.) 2026-27 (Ver.)	.raw	I26p_Trns_2633	I26r_Trns_2633	I26v_Trns_2633	V27p_Trns_2633	V27v_Trns_2633
	.seq	I26p_Trns_2633	I26r_Trns_2633	I26v_Trns_2633	V27p_Trns_2633	V27v_Trns_2633
2027 (Inv.) 2027-28 (Ver.)	.raw	I27p_Trns_2633	I27r_Trns_2633	I27v_Trns_2633	V28p_Trns_2633	V28v_Trns_2633
	.seq	I27p_Trns_2633	I27r_Trns_2633	I27v_Trns_2633	V28p_Trns_2633	V28v_Trns_2633
2028 (Inv.) 2028-29 (Ver.)	.raw	I28p_Trns_2633	I28r_Trns_2633	I28v_Trns_2633	V29p_Trns_2633	V29v_Trns_2633
	.seq	I28p_Trns_2633	I28r_Trns_2633	I28v_Trns_2633	V29p_Trns_2633	V29v_Trns_2633

**Tabla 8.5.1.2 - Flujos típicos - Crudos de Flujo y Secuencia (Período 2029-2033)**

Período	Extensión	Escenario	
		Valle	Pico
2029	.raw	I29v_Trns_2633	V30p_Trns_2633
	.seq	I29v_Trns_2633	V30p_Trns_2633
2031	.raw	I31v_Trns_2633	V32p_Trns_2633
	.seq	I31v_Trns_2633	V32p_Trns_2633
2033	.raw	I33v_Trns_2633	V34p_Trns_2633
	.seq	I33v_Trns_2633	V34p_Trns_2633

Para la realización de estudios dinámicos se utilizaron los modelos y los ajustes respectivos suministrados por CAMMESA en su Base de Datos para Estudios Eléctricos de diciembre de 2025 (ver diagramas de bloques y ajustes de parámetros en la carpeta con la documentación adjunta, dentro del directorio “\Archivos\DiagBlock”).



## **ANEXO 8**

### **Sección 6: Ampliaciones previstas**

## **ANEXO 8**

### **Sub-Sección 6.1: Equipamiento de transmisión**

### 8.6.1 - AMPLIACIONES PREVISTAS - EQUIPAMIENTO DE TRANSMISIÓN

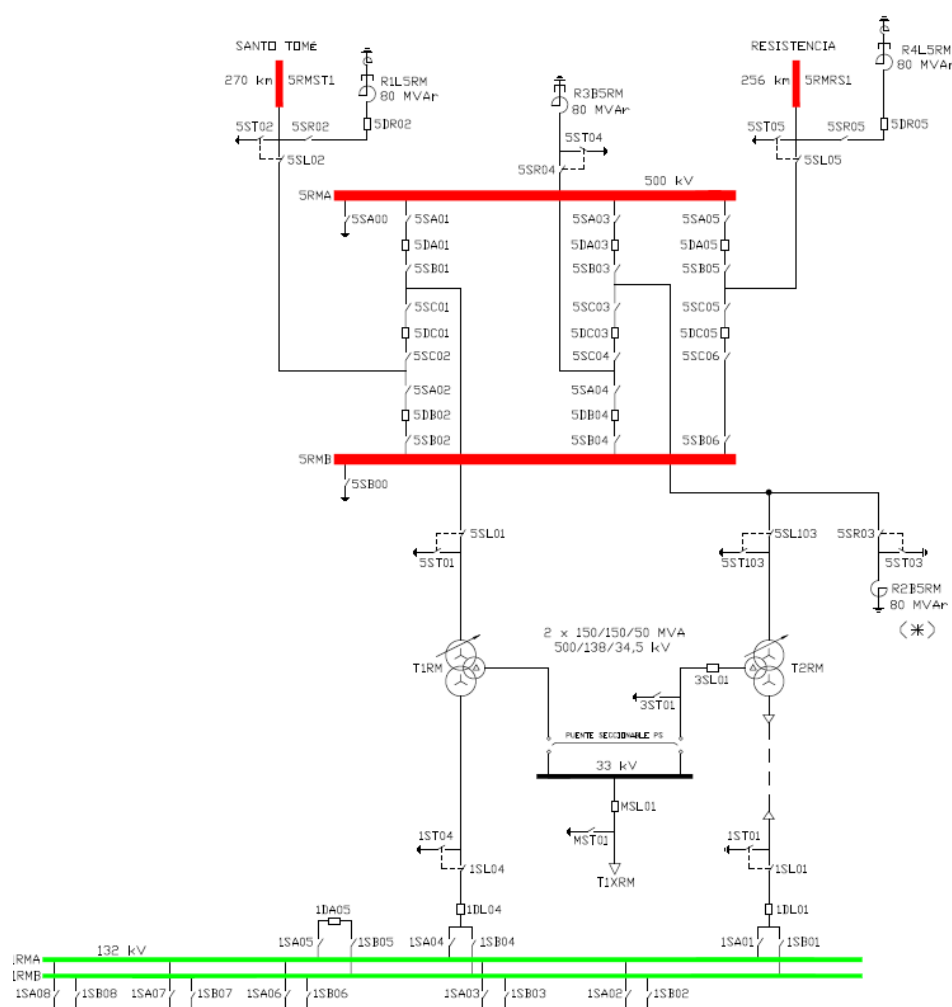
Las ampliaciones previstas en equipamiento de transmisión consideradas en la presente Guía de Referencia se describen brevemente en el resumen ejecutivo y más en detalle conjuntamente con la realización de los estudios de funcionamiento para el período en el [Anexo 7](#), suministrando las características técnicas de sus modelos con las bases de datos correspondientes en el formato del programa Siemens-PTI PSS/E.

No obstante lo anterior, en esta Sub-Sección se presenta informaciones sobre características de algunos de esos proyectos.

#### Ampliaciones que han entrado en servicio en el último año:

##### **Estación Transformadora Romang (RM)**

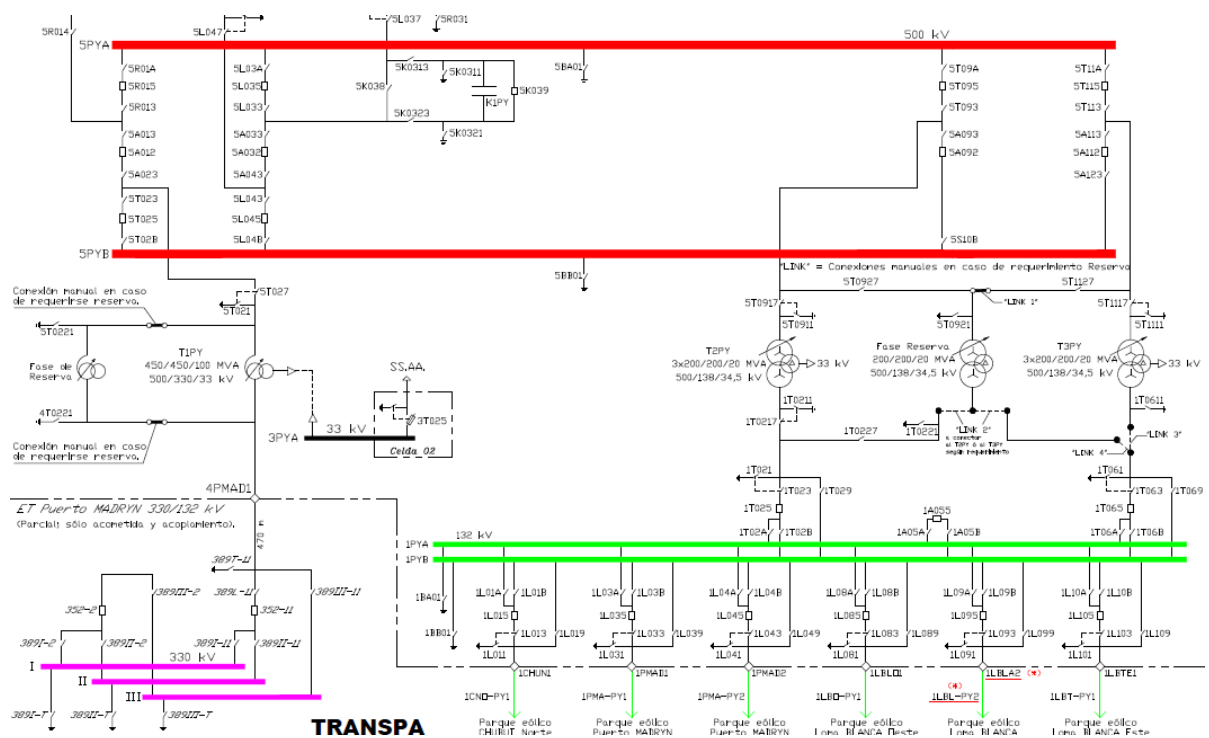
Durante enero del 2025 se habilitó la puesta en servicio del segundo transformador (T2RM) 500/132 kV de 150 MVA en la ET Romang, anteriormente utilizado como transformador de reserva. Mediante la ampliación de la capacidad de transformación en la ET RM se podrá abastecer la demanda del Norte de Santa Fe y reducir la generación forzada de la zona. A continuación, se muestra el esquema unifilar actualizado de la ET RM con la incorporación del T2RM:



##### **Estación Transformadora Puerto Madryn (PY)**

El 27 de febrero del 2025 la ET PY en la provincia de Chubut incorporó el T3PY de 500/132 kV – 600 MVA. Debido al aumento de la instalación de generación eólica en

la zona se observa la necesidad de ampliación de la capacidad de transformación con un tercer transformador en la ET. A continuación, se presenta el esquema unifilar de la ET PY con la puesta en servicio del T3PY:



## Nodo Concentrador Cobos

El 10 de noviembre de 2025 se declaró disponible el nodo concentrador Cobos (NC CB) a CAMMESA. Este surge como una necesidad para la incorporación al sistema DAG NOA de los parques fotovoltaicos Caucharí, La Puna, Altiplano, y otros futuros generadores en el área cercana a la ET Cobos. Esta arquitectura permite superar las limitaciones físicas de ampliación de la estación maestra del sistema DAG NOA, en la ET El Bracho, como así optimizar el equipamiento de comunicaciones. El NC CB determina la totalidad de generación que es posible desconectar ( $P_T$ ), como la suma de la potencia generada por cada una de las centrales monitoreadas, y ofrece a la estación maestra mediante 4 disparos la selección de máquinas que mejor se ajusta al 10%, 20%, 30%, y 40% de la  $P_T$ , de esta manera la estación maestra puede disponer de 4 máquinas equivalentes pudiendo combinar las mismas para alcanzar una potencia del 10% al 100% de la  $P_T$ . Las máquinas se predisponen según el orden fijado por una lista de prioridades.

## Ampliaciones en Curso

Se consideran **ampliaciones en curso** a aquellas que tienen o bien la Solicitud de Acceso presentada o al menos registran algún avance en su proceso licitatorio.

### Tercer transformador para ET Malvinas

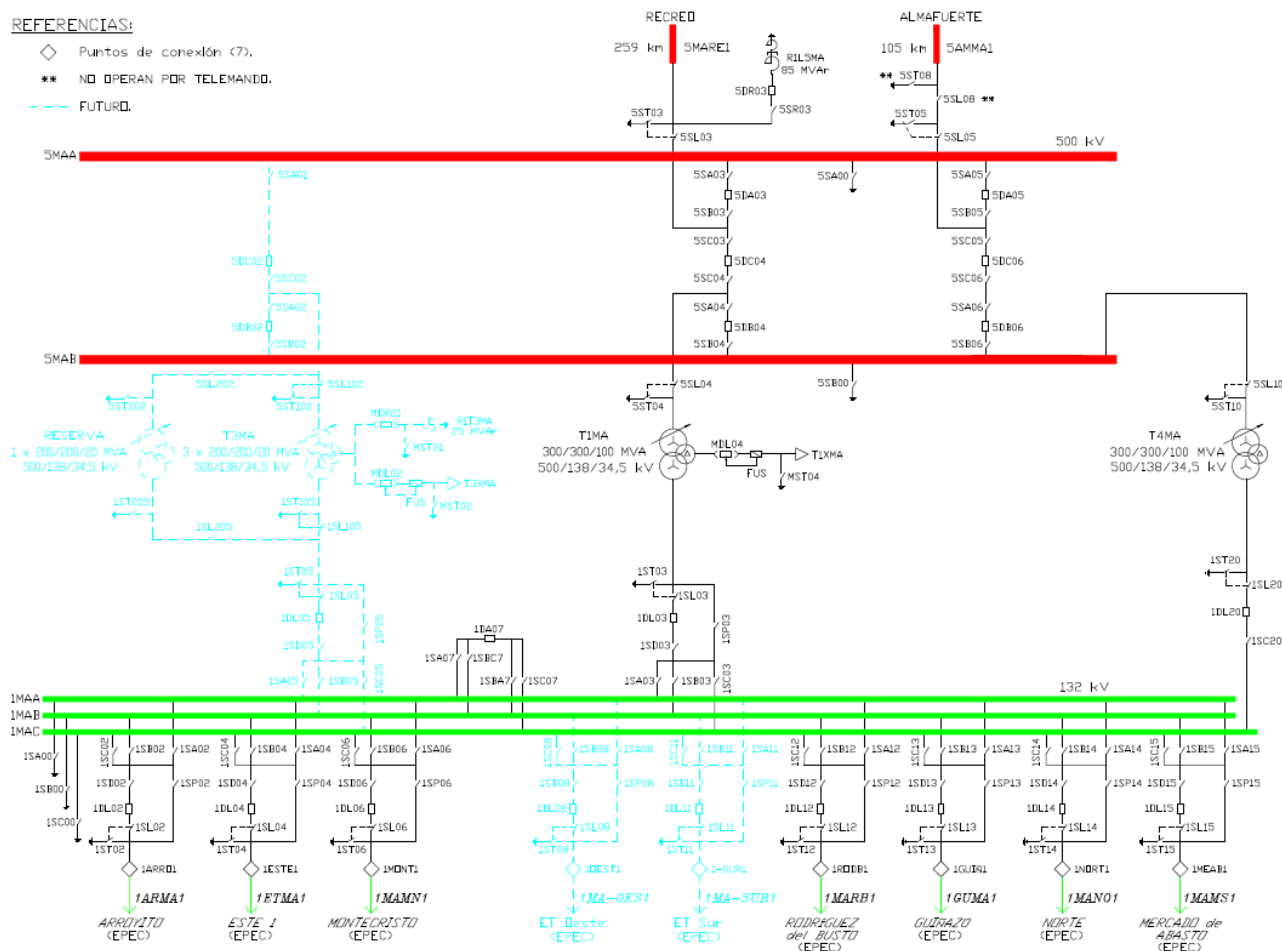
Habida cuenta de la elevada carga que se observa en los dos transformadores 500/132 kV de la ET Malvinas, surge la necesidad de contar con la ampliación de la capacidad de transformación de esta estación. La instalación de un tercer transformador de 600 MVA ya cuenta con el Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública otorgado por el ENRE y la solicitud para ampliación de la capacidad de

transporte aprobada. Además de reducir los niveles por transformador, esta obra permitirá abastecer con una adecuada confiabilidad a los incrementos de demandas del área a la vez que disminuirá la elevada dependencia de la generación local que actualmente posee, permitiendo una mayor flexibilidad a la hora de afrontar indisponibilidades de las distintas unidades generadoras.

Si bien ya en la actualidad resulta necesaria su instalación, debido a las demoras que se registran en el lanzamiento de la obra, como paliativo a esta situación, durante 2024 se aprobó el uso de la máquina T4MA 500/132 kV – 300 MVA, como transformador de capacidad que permite atender el incremento de la demanda en esta ET hasta tanto se concrete la instalación del T3MA. Sin embargo, la conexión provisoria o incompleta del Transformador T4MA, en particular, presenta un riesgo de restricciones operativas ante fallas permanentes en su barra de 500 kV o 132 kV, o en sus equipos de maniobra no redundantes.

Con el ingreso del T3MA, la ET MA quedará con T1MA y T3MA como transformadores de capacidad y con T4MA como transformador de reserva, dejando el T2MA para libre disponibilidad de Transener. Se modeló en servicio en los casos base a partir del escenario de verano 2027/2028.

Junto con la obra del T3MA está previsto la incorporación de dos nuevas salidas en 132 kV, una salida a la ET Oeste (de 5km de cable subterráneo + 26 km de línea aérea) y otra salida a la ET Sur (5,6 km de cable subterráneo + 24,52 km de línea aérea). A continuación, se muestra el esquema unifilar futuro de la ET Malvinas con la incorporación del T3MA y las dos nuevas salidas en 132 kV:





## **Segundo transformador para ET Nueva San Juan**

Esta ampliación consiste en la provisión y puesta en servicio de un segundo banco de transformación 500/132 kV de 450 MVA en la ET NSJ. Actualmente la ET Nueva San Juan opera con un banco de transformadores monofásicos de 500/132 kV – 450 MVA totales (T1NSJ). La obra en cuestión posibilitará la conexión de un segundo banco de transformación de 450 MVA (T2NSJ), de iguales características que el existente, que operará en paralelo con el T1NSJ. Para ello, se realizarán las siguientes obras:

- Ampliaciones en playa de 500 kV (campo N° 06) y de 132 kV (campo N° 05) necesarios para la instalación y vinculación del nuevo banco de transformación.
- Construcción del kiosco 0506 de playa de 500 kV, donde se alojarán todos los tableros requeridos para la correcta y segura operación de ambos campos.
- Construcción de un nuevo edificio para el montaje de las celdas de 33 kV, requeridas para poder concretar la conexión de los arrollamientos terciarios de los transformadores del segundo banco de transformación con el transformador de Servicios Auxiliares existente.

También está previsto obras complementarias para mejorar el aprovechamiento y la operación de instalaciones existentes:

- Instalación del interruptor del campo N° 03 de 500 kV permitiendo la maniobrabilidad del reactor de línea asociado a la LEAT 500 kV Gran Mendoza – Nueva San Juan.
- Equipamiento del campo N° 05 de 500 kV, para acortar los plazos y aprovechar la logística de la futura energización en 500 kV de la LEAT Nueva San Juan – Rodeo, que actualmente se encuentra operando en 132 kV.
- Repotenciación del campo de acoplamiento de barras de 132 kV (campo N° 01).

La solicitud de acceso y ampliación de la capacidad de transporte fue aprobada en noviembre de 2024 por el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE), emitiendo el certificado de conveniencia y necesidad pública correspondiente. También se avanzó en la contratación de la empresa encargada de la construcción del transformador de potencia. Esta obra se modeló en servicio a partir de los escenarios de invierno del 2027.

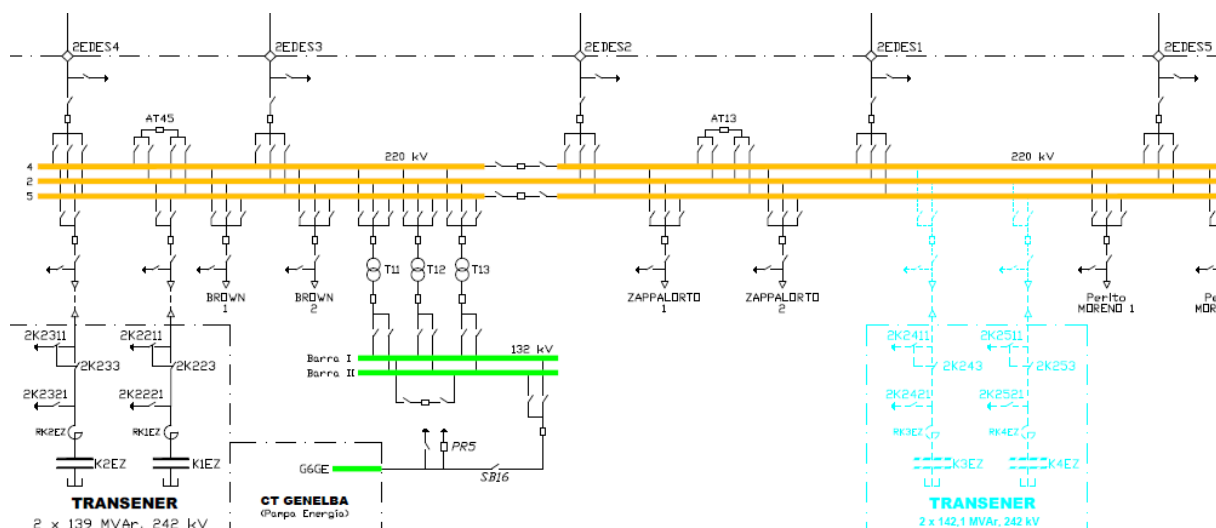
## **Ampliaciones en ET Ezeiza, ET Olavarría y ET Bahía Blanca**

Estas ampliaciones son parte del proyecto adjudicado a Windergy Argentina S.A. y Luz Tres Picos S.A, en las licitaciones del MATER de proyectos de Generación + Transporte de acuerdo a la Resolución de la Secretaría de Energía 360/2023 – Anexo 2.

Por un lado, se propone aumentar la potencia del corredor Olavarría – Abasto de 500 kV por medio de la repotenciación de los Capacitores Serie K2OL y K4OL asociados a las LEAT 5ABOL1 y 5ABOL2 respectivamente, en la ET Olavarría 500/132 kV, llevando los capacitores a una corriente nominal de 1710 A sin cambiar el valor de compensación de la línea. Esta obra fue modelada en servicio en la Guía en los escenarios de verano 2027/2028.

Adicionalmente, el aumento de capacidad la capacidad de transmisión en el corredor Comahue-Gran Buenos Aires, implica incorporar compensación shunt en 220 kV en la ET Ezeiza (K3EZ y K4EZ) para mantener el control de reactivos en el área. Se proponen dos bancos de capacitores shunt: uno diseñado como filtro de 7° armónica de 114,8 MVar y el otro como filtro de 5° armónica de 117,4 MVar, modelados en la Guía en los escenarios de verano 2026/27.

A continuación, se presenta el unifilar futuro de la ET Ezeiza con la incorporación de la compensación shunt en barras de 220 kV.



Finalmente, se considera la ampliación de la ET Bahía Blanca, con el ingreso del tercer transformador 500/132 kV de 300 MVA y la repotenciación en cortocircuito de la ET BB en 500 kV. Sin embargo, el ingreso del T3BB en forma radial con los parques eólicos La Victoria (97,5 MW), Mataco II (100,5 MW) y Mataco III (64,5 MW) conlleva la operación a barras separadas en 132 kV (T1BB y T2BB en paralelo) por superación de la potencia de cortocircuito admisible. Esta obra fue modelada en servicio en el verano 2028/29.

Todas estas obras serán ejecutadas por Petroquímica Comodoro Rivadavia (PCR) y tienen la solicitud de ampliación a la capacidad de transporte aprobada. Estas inversiones permiten el ingreso de 440 MW de generación eólica distribuidos en los siguientes proyectos: PE Olavarría (180 MW), PE Mataco II (100,5 MW), PE Mataco III (64,5 MW) y PE La Victoria (97,5 MW).

### Nodo Concentrador Bahía Blanca

El nodo concentrador Bahía Blanca (NC BB) surge como una necesidad para la incorporación al sistema DAG COMAHUE de los parques eólicos Energética, Pampa Energía I, II, III y IV, La Genoveva, La Castellana, Mataco, Vientos del Secano y Vientos de Bajo Hondo I y II, que se encuentran en el área cercana a la ET Bahía Blanca. Esta arquitectura permite superar las limitaciones físicas de ampliación de la estación maestra del sistema DAG COMAHUE, en Colonia Valentina. Esta obra se encuentra en proceso de licitación y permitirá una desconexión más eficiente de la DAG COMAHUE cuando la falla se produce entre BB y GBA, permitiendo desconectar generación en el área de BB sin necesidad de desconectar generación hidráulica del Comahue.

### Segundo transformador para ET Arroyo Cabral

A efectos de evitar que a corto plazo se sobrecargue el único transformador disponible en la ET Arroyo Cabral 500/132 kV – 300 MVA (T1AC) y para incrementar la confiabilidad de abastecimiento de la demanda, EPEC tiene previsto instalar un nuevo transformador de 500/132 kV - 300 MVA (T2AC).



Actualmente el T1AC puede llegar a valores cercanos a la saturación en escenarios de alta demanda. En caso de indisponibilidad de la CT Villa María, puede agravar esta situación, llevando al T1AC a la sobrecarga.

Esta obra se encuentra aprobada por Res. SE N°1/2003, con financiación a definir. Durante el año 2025, Transener realizó los estudios de Etapa 1 (PT N°1) por encargo de EPEC, necesarios para la obtención del Certificado de Necesidad y Conveniencia del ENRE. Esta ampliación fue modelada para el invierno 2028.

### **Segundo transformador para ET Santiago del Estero**

Frente a la necesidad de asegurar el abastecimiento de la creciente demanda, EDESE prevé la ampliación de la capacidad de transformación de la ET Santiago del Estero 500/132 kV, instalando un nuevo transformador 500/132 kV (T2SES) de 450 MVA.

Actualmente, el transformador T1SES de 500/132 kV – 450 MVA, alcanza para escenarios de alta demanda, niveles de carga cercanos al 90%. Durante el año 2025, Transener realizó los estudios de Etapa 1 (PT N°1) por encargo de EDESE. Esta ampliación se modela en la presente Guía en el invierno 2028.

Adicionalmente, este proyecto incluye la construcción de tres nuevas líneas de 132 kV, que vincularán la ET Santiago del Estero con las EETT Santiago Sur, La Fandet y Parque del Río.

### **Tercer transformador para ET San Isidro**

Con la puesta en servicio del T3SI 500/132 kV – 300 MVA, se prevé ampliar la capacidad de transformación de la ET San Isidro de 600 MVA a 900 MVA. La necesidad de esta obra surge de la necesidad de asegurar el abastecimiento de la demanda de la provincia de Misiones. Actualmente, los dos transformadores de la ET San Isidro (T1SI y T2SI) presentan niveles de carga superiores al 90% para escenarios de alta demanda. Durante el año 2025, Transener realizó los estudios de Etapa 1 (PT N°1) por encargo de EMSA. Esta ampliación se modela en la presente Guía en el verano 2028/2029.

Junto con el ingreso del T3SI se prevé la construcción de 6 nuevas salidas de 132 kV, una doble terna hacia la ET Alem y la ET Oberá, una nueva línea a ET Garupá, una doble terna hacia la ET R.P. N°213 y a la ET Itaembé Guazú, y una línea hacia ET Roca.

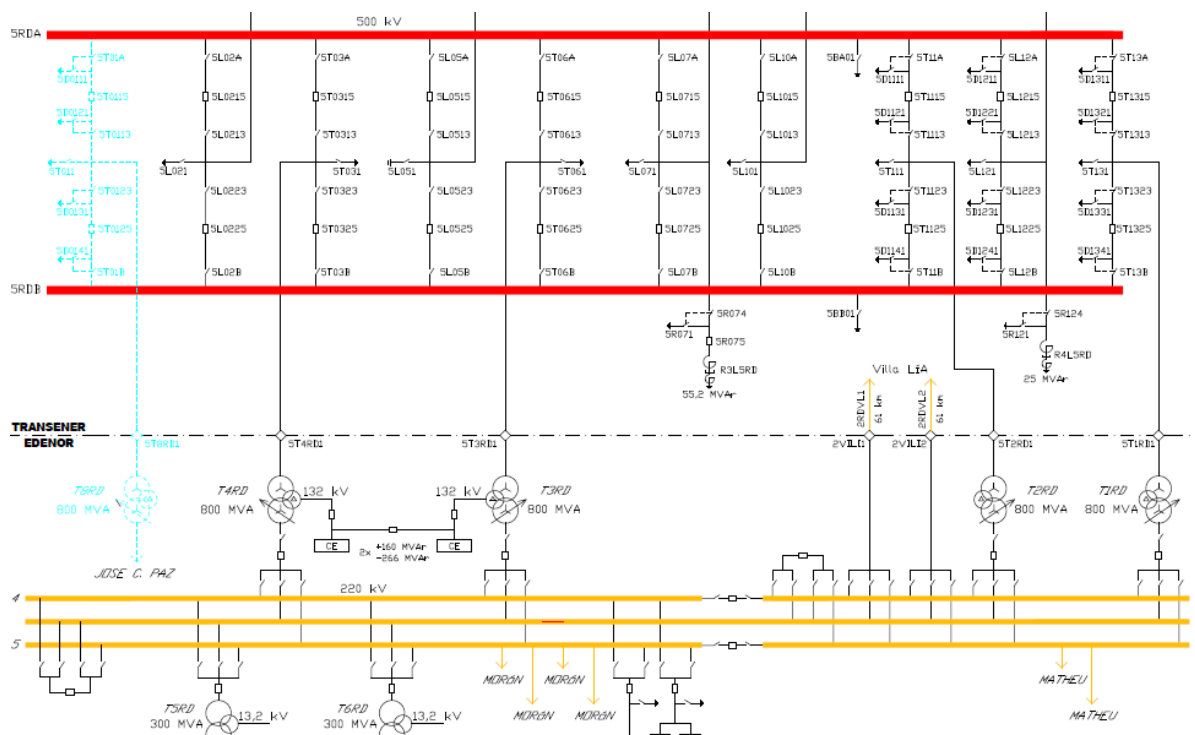
### **Quinto transformador para ET Rodríguez**

Ante el incremento en la demanda en GBA y la falta de incorporación de nueva generación en el área, EDENOR obtuvo el Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública para la realización de un conjunto de obras que implican la ampliación de la ET Gral. Rodríguez (RD). El plan de obras consistente en: a) la instalación de un nuevo banco de transformación de 500/220 kV de 800 MVA (T8RD), b) extensión de barras de 500 kV y un nuevo campo para la conexión del nuevo transformador en 500 kV, c) un nuevo campo para transformador en 220 kV, d) dos nuevos campos de salida de electroducto de 220 kV hacia la Subestación José C. Paz y e) tres campos de 220 kV para futuras ampliaciones.

El T8RD estará vinculado de forma radial a la ET José C. Paz 220 kV mediante dos nuevos electroductos en cable subterráneo de 2X220 kV de aluminio de 2500 mm<sup>2</sup> XLPE (Ternas N° 098 y N° 099). Esta configuración es imprescindible para no comprometer la potencia de cortocircuito en las barras de 500 kV en la ET RD, que

actualmente tiene limitaciones de despacho para no superar los 25 GVA. Esta obra se modela en los escenarios de la Guía en servicio a partir del invierno 2028.

A continuación, se muestra el esquema unifilar de la ET RD con la incorporación del T8RD.



## ET Rodeo, ET Chaparro y línea de 500 kV Chaparro – Rodeo

Para la vinculación de la demanda de energía eléctrica y potencia del Proyecto Minero Josemaría, Desarrollo de Prospectos Mineros S.A. (DEPROMINSA) presentó la solicitud de acceso de las instalaciones del proyecto que se emplazan en la Provincia de San Juan, en el departamento de Iglesia. El proyecto de Ampliación presentado resumidamente contempla:

- ET Nueva San Juan: provisión y montaje del campo 05 de 500 kV para la vinculación de la línea a Rodeo (línea existente operada en 132 kV).
- ET Rodeo: construcción de la playa de 500 kV en configuración interruptor y medio, con un banco de transformación con fase de reserva de 500/132/33 kV 450 MVA y vinculación de la playa de 132 kV.
- LEAT 500 kV Nueva San Juan – Rodeo: desconexión de la línea Nueva San Juan - Rodeo de los campos de 132 kV en ambos extremos y su vinculación a sendos campos de 500 kV.
- LEAT 500 kV Rodeo - Chaparro: nueva línea de transmisión en 500 kV de aproximadamente 167 km entre las EETT de Rodeo y Chaparro.
- Nueva ET Chaparro: en tecnología GIS, con configuración interruptor y medio en 500 kV, doble barra con barra de transferencia en 220 kV, banco de transformación con fase de reserva de 500/220 kV 450 MVA y dos salidas de línea en 220 kV a ET Josemaría.
- Línea Chaparro – Josemaría: línea 220 kV doble terna, de una longitud aproximada de 93 km.
- Nueva ET Josemaría: ubicada en el complejo minero en tecnología GIS y configuración simple en 220 kV, 33 kV y 13,2 kV.

Las obras asociadas al proyecto minero se consideran en servicio en esta Guía a partir del año 2028.

Adicionalmente, como obras de largo plazo se modela la vinculación en 500 kV entre Cuyo-NOA, con el objetivo de permitir la exportación de generación solar del NOA así como permitir el desarrollo minero. Para lograr esta interconexión, está previsto la construcción de una línea de transmisión en 500 kV entre la futura ET Chaparro y la ET La Rioja Sur de aproximadamente 300 km. Esta obra, se considera en servicio en el escenario del año 2033.

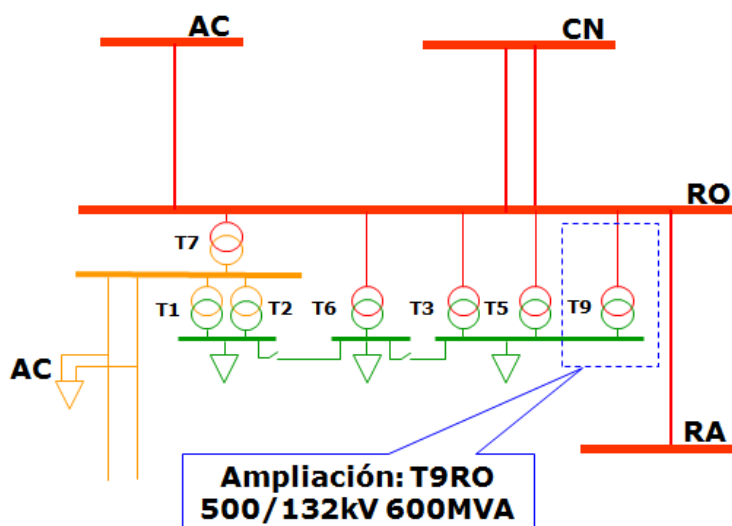
### **Nuevo banco de transformación monofásico para ET Rosario Oeste**

Actualmente las barras de 132 kV de la ET Rosario Oeste se operan en forma desacoplada, ya que existen restricciones operativas para poder acoplarlas por problemas de potencia de cortocircuito ante fallas monofásicas a tierra, sobre todo cuando se encuentra despachada la CT Sorrento, que aporta al sistema de 132 kV del área. Esta restricción impide aprovechar de la mejor manera la capacidad de transformación instalada actualmente en la ET, ya que se deben acomodar las salidas de líneas de manera tal de lograr la mejor distribución de carga y mayor confiabilidad posible, reduciéndose así la flexibilidad operativa, lo que dificulta las posibilidades de realizar mantenimientos.

Estos problemas se agravan cuando se pretende incrementar la capacidad de transformación, para poder abastecer la demanda.

Por estos motivos es que se propuso, por resolución SEE N° 01/2003, la instalación de una subestación de 132 kV aislada en gas (GIS), cuyo diseño admitiría una corriente de cortocircuito de 40 kA, conjuntamente con la ampliación de la capacidad de transformación 500/132 kV de la ET, mediante la instalación de una nueva máquina de 600 MVA (T9RO). Esta nueva máquina resulta imprescindible para asegurar el abastecimiento de la región en los próximos años, ya que actualmente se observan transferencias cercanas a la potencia nominal de los transformadores instalados en la ET.

Esta nueva instalación permitiría vincular tanto el nuevo transformador T9RO 500/132 kV – 600 MVA, así como también los arrollamientos de 132 kV del T1RO, T2RO y T5RO, dejando a T3RO como transformador de reserva. A su vez, el T6RO se conecta desacoplado de ésta y vinculado como se encuentra actualmente en la playa más nueva de la ET.



## **ET Plomer y líneas de 500 kV asociadas**

Como parte del plan de obras para atender los requerimientos de transporte del área GBA, el CAF ha presentado la solicitud para la construcción de la ET Plomer 500 kV, con transformación a 220 kV (3 x 855 MVA, en distintas etapas) y 132 kV (1 x 450 MVA). En la presente Guía, se modeló para el 2029 la ET conectada mediante los siguientes vínculos:

- Un doble corredor de 500 kV desde la ET Ezeiza, con reactores serie de 15  $\Omega$  en el lado Plomer.
- Una LAT 500 kV desde Atucha de 98 km.
- Una LAT 500 kV desde Vivotatá de 350 km.

En esta Guía se modelaron en servicio las obras de AMBA I para el año 2029. Adicionalmente, se modela en el mismo año la vinculación entre la ET Plomer y la nueva ET Baigorrita, como una primera etapa del futuro corredor proveniente de Cuyo (a través de Río Diamante, Coronel Charlone y Baigorrita). El proyecto AMBA II se ha modelado en el año 2031, de esta manera, se vincula otra LAT 500 kV desde la ET Belgrano (se desvincula en el extremo de Rodríguez la actual LAT 500 kV Belgrano – Rodríguez y se construye un nuevo tramo en 500 kV desde este punto hasta la ET Plomer).

## **ET Comodoro Rivadavia Oeste**

Esta obra tiene como fin solucionar problemas de abastecimiento ante frecuente indisponibilidad de generación térmica del área y de restricciones del sistema regional de 132 kV. Secciona a la línea de 500 kV Puerto Madryn – Santa Cruz Norte y cuenta con un transformador 500/132 kV - 450 MVA. De extrema utilidad para el desarrollo en 500 kV del sistema patagónico, dadas las dificultades existentes para poder ampliar la ET Santa Cruz Norte. Con solicitud presentada por el CAF. Modelada en la Guía en el 2029.

## **Línea de 500 kV Choele Choel - Pto. Madryn**

Otra obra incluida en el plan Federal de Transporte Eléctrico y modelada en 2029 es la segunda línea de 500 kV entre Choele Choel y Puerto Madryn con compensación serie igual a la primera. Esta obra permitirá incrementar el límite de exportación del área patagónica hacia el nodo Choele Choel, mitigando las restricciones que actualmente existen para el despacho de la generación eólica cercana en condiciones de alta eolicidad.

## **ET O. Smith y líneas de 500 kV a Belgrano**

Como parte de una solución integral y de amplio horizonte para el abastecimiento de las demandas de la zona norte del área GBA, el CAF ha solicitado la construcción de la ET Oscar Smith 500/220 kV – 2 x 855 MVA, que se vinculará en 500 kV mediante una doble terna con la nueva barra de la ET de 500 kV Belgrano. La ET Oscar Smith tomaría la alimentación de las EETT Matheu y Talar, previéndose que se conecte también con la ET Edison, todas éstas propiedad de Edenor, lo que posibilitará la descarga de los transformadores de Rodríguez. En la presente Guía se modela en 2031.

## **Ampliación ET M. Belgrano**

Para una adecuada separación de circuitos, tanto por razones de cortocircuito como de confiabilidad, la solución prevista para el área GBA involucra una nueva playa de

500 kV en la ET Belgrano, ampliando barras de M. Belgrano, vinculándola con la actual barra mediante reactores limitadores de corriente de cortocircuito.

Esto permitirá que la nueva playa de la ET MB, a ser diseñada con alta potencia de cortocircuito, pueda vincularse con nueva generación de Atucha y de la zona de Belgrano, así como también canalizar esa potencia directamente hacia la demanda, mediante su doble vinculación con la ET O. Smith. Por el contrario, las EETT M. Belgrano (actual barra) y Campana (generación y demanda cercanas), de baja potencia de cortocircuito de diseño, se ubicarían en un circuito que estaría así menos solicitado. Esta obra ya cuenta con solicitud presentada del CAF y se encuentra modelada en el año 2031.

### **Nueva ET Charlone 500/132 kV y líneas de 500 kV Río Diamante – Charlone y Charlone – Baigorrita**

El corredor Charlone - Plomer que cuenta con solicitud presentada del CAF, se completa con la modelación en 2031 de las líneas Charlone – Baigorrita y Charlone – Río Diamante, conformando el nuevo corredor Cuyo-GBA. Dicho corredor cuenta con compensación serie de 35% en ambos extremos. Asimismo, está modelado en la Guía (aunque no está previsto en la solicitud del CAF) la construcción de la nueva ET Baigorrita 500 kV seccionando dicho corredor, necesaria para solucionar problemas de subtensiones en el área de Junín, que no se logra desarrollando el sistema de Transba desde la ET Charlone.

Adicionalmente, como parte del Plan Federal de Transporte Eléctrico, se modela la línea Charlone – Río Diamante para el escenario de 2031. Como parte de esta obra, se incluye la nueva ET Coronel Charlone 500/132 kV – 2 x 300 MVA con cinco salidas de línea de 132 kV y una de reserva.

Se prevé en esta Guía que la totalidad del corredor CUY-GBA ingrese en 2031 pero debe aclararse que, dada la crítica situación de abastecimiento de las demandas que se vincularían a la futura ET Charlone, se encuentra en análisis la posibilidad de acelerar la concreción del vínculo Charlone-Baigorrita-Plomer y EETT asociadas.

### **Nueva ET El Cortaderal 500/132 kV**

La ET El Cortaderal 500/132 kV se vinculará en 500 kV seccionando la actual línea Río Diamante – Agua del Cajón a 256 km de la ET Río Diamante, y contará con un transformador 500/132 kV – 150 MVA para alimentar al proyecto minero Potasio Río Colorado. Esta ampliación se ha considerado en los escenarios del año 2031 de la presente Guía.

## **Ampliaciones Informadas por Terceros**

Se incluyen en este ítem ampliaciones que han merecido receptividad o que son de interés de algunos agentes del MEM, cuyo estado de tramitación se ignora (o se conoce pero aún no se presentó la correspondiente Solicitud de Acceso) y que son tenidas en cuenta en los estudios de la presente Guía.

### **Tercera línea de 500 kV Choele Choel – Bahía Blanca**

Se modeló en 2029 el 3er corredor de Choele Choel hacia Bahía Blanca. Esta línea permite mejorar la transmisión de potencia hacia GBA desde el nodo Choele Choel, cuyo aporte se ve incrementado en el tiempo por la aparición de los proyectos eólicos en Patagonia, Comahue y en el nodo Bahía Blanca.



Se logra así reforzar la transmisión Comahue – Buenos Aires en forma consistente con el incremento de la generación en el sur y la vinculación con la Patagonia que va tomando características cada vez más exportadoras. La compensación serie se instalaría en ET Choele Choel salida a Bahía Blanca.

Esta obra está incluida en el Plan Federal de Transporte Eléctrico, aunque sin solicitud presentada.

### **ET San Francisco 500 kV y líneas de 500 kV a Malvinas y Santo Tomé**

La empresa Distribuidora de energía eléctrica de Córdoba (EPEC), se encuentra analizando la factibilidad de la construcción de una LAT de 500 kV entre Santo Tomé y San Francisco y el emplazamiento en esa localidad de una nueva ET 500/132 kV. Esta nueva ET le permitiría atender en condiciones de calidad el actual crecimiento de la demanda que registra esa zona del noreste cordobés a la vez que eliminar la dependencia que actualmente tiene de generación térmica de elevado costo. El proyecto prevé además vinculaciones en 132 kV con la provincia de Santa Fe. En los casos base de la Guía se consideró en servicio la ET San Francisco 500/132 kV y su vinculación a ET Santo Tomé en 2033, y la línea a ET Malvinas en 2033.

Esta obra está incluida dentro de las obras propuestas por CAMMESA a la ex SEE en 2017, pero sin solicitud presentada.

### **ET Gran Córdoba**

La empresa Distribuidora de energía eléctrica de Córdoba (EPEC) se encuentra analizando la factibilidad de la construcción de la nueva ET Gran Córdoba (500/132 kV – 2x300 MVA), seccionando la línea Almafuerte – Malvinas a unos 37 km de la ET Malvinas con dos líneas de 36 km, con el fin de mejorar la calidad de suministro de la ciudad de Córdoba, al sumarse un nodo de inyección de potencia, y descargar los transformadores de la ET Malvinas, actualmente con elevada carga. Se modela en la Guía para el año 2029.

### **ET El Espinillo**

La empresa distribuidora de energía eléctrica de Tucumán (EDET) se encuentra analizando la factibilidad de la construcción de la nueva ET El Espinillo 500/132 kV de 450 MVA y reactor de barra de 85 MVar, seccionando LEAT El Bracho – Cobos en cercanías de la ET El Bracho, la cual permitiría mejorar la calidad de suministro al noroeste de la ciudad de San Miguel y Tafí Viejo, al sumarse un nodo de inyección de potencia, y evitar la ampliación de la playa de 132 kV de la ET El Bracho. Se modela dicha ET en el 2033.

### **Compensación Serie en ET Monte Quemado**

La ampliación consiste en la incorporación de bancos de compensación serie de 500 kV en la ET Monte Quemado, en las salidas de líneas hacia la ET Cobos y la ET Chaco, líneas 5CBMQ1 y 5CHA-MQ1, respectivamente. Esta ampliación del sistema de transporte, considerada en el año 2031 de la presente Guía, está asociada a la incorporación de 350 MW de nueva generación por parte de GENERACIÓN ELÉCTRICA ARGENTINA IV S.A. en el marco de la licitación Mater Res. SE 360/23, 4° Trim. 2024. Con esta ampliación se prevé la incorporación de generación fotovoltaica en las cercanías de la ET MQ y la línea de 220 kV de Minera Alumbra con impacto en la ET El Bracho.

### **Repotenciación de Capacitor Serie en ET Recreo**

Esta obra prevé aumentar la capacidad de corriente del capacitor serie de la ET Recreo en la línea de 500 kV hacia ET Malvinas, cuyo valor actual es de 1088 A, hasta un valor de 1400 A. También es necesario el cambio de la bobina de onda portadora de la línea de 500 kV Malvinas-Recreo y la instalación del tercer transformador 500/132 kV de 300 MVA en la ET La Rioja Sur.

Además, esta ampliación del sistema de transporte está asociada a la incorporación de 300 MW de generación solar en 132 kV conectada a la ET San Martín de Transnoa, como parte del proyecto de GENNEIA S.A. en el marco de la licitación Mater Res. SE 360/23, 4° Trim. 2024, que también incluye la instalación de compensación shunt capacitiva en la ET Malvinas en 132 kV por 195 MVar (3 bancos de 65 MVar). El proyecto se modela en la presente guía en el año 2031.

### **Ampliación en ET Embalse, nueva línea entre ET Embalse – ET Almafuerde y segundo transformador en ET Río Diamante**

En el marco de la licitaciones Mater Res. SE 360/23, 3° Trim. 2024 y 3° Trim. 2025, se le ha asignado a GENNEIA S.A. una potencia total de 450 MW de generación para su proyecto Parque Solar Mendoza Sur. El mismo se encuentra asociado a las siguientes obras en el sistema de transporte:

- Ampliación de la capacidad de transformación de la ET Río Diamante, mediante la instalación de segundo transformador (T2RDI) 500/220/33 kV – 450 MVA.
- Construcción de la futura ET Nueva Embalse 500 kV seccionando la LEAT 500 kV Embalse – Río Grande.
- Construcción de nuevo vínculo de 500 kV entre ET Embalse y ET Almafuerde.
- Instalación de compensación shunt de 220 MVar en barras de 132 kV de la ET Almafuerde.

Las ampliaciones de generación y transporte asociadas a este proyecto han sido modeladas en el año 2031 de la presente Guía.

### **Ampliación de la capacidad de transformación para ET Choele Choel**

Esta obra ha sido modelada en el año 2029 de la presente Guía y prevé aumentar la capacidad de transformación de la ET Choele Choel 500/132 kV mediante el reemplazo de los actuales transformadores T3CL y T5CL de 150 MVA y 100 MVA respectivamente, por dos nuevos transformadores de 300 MVA cada uno. Esta ampliación surge por la necesidad de asegurar el despacho de potencia de los futuros Parques Eólicos Energía Pura, Patagónicos y Del Nuevos Sur, que en conjunto suman una potencia 300 MW que se le ha asignado a la empresa ABO ENERGY ARGENTINA S.A. en el marco de la licitación Mater Res. SE 360/23, 4° Trim. 2024.



## **ANEXO 8**

### **Sub-Sección 6.2: Equipamiento de generación**

**Tabla 8.6.2.1. Programa asumido de ingreso de nueva generación convencional en los estudios de la Guía**

CASO	TIPO	BUS PSS/E	CENTRAL (*)		POTENCIA [MW]
I26	CT	4639	Autogenerador Dreyfus	ASECTV	17
I26	CT	6632	A.G. Modesto Maranzana	MMARTG02	60
I26	CT	4699	CC Brigadier López TV01	BLOPTV01	140
2029	HI	5697, 5698, 5699	CH Aña Cuá	ANAHI01, ANAHI02, ANAHI03	270
2029	HI	641, 642 643	CH Jorge Cepernic	BARRANHI01, BARRANHI02, BARRANHI03	360
2031	HI	631-635	CH Néstor Kirchner	C.CLIFFHI01	950
2031	HI	7700 7701	CH El Baqueano	BAQEH01	112
2033	HI	7656-7657	CH El Tambolar	TAMBOLHI02	70
2033	CT	2950-2951	CT Manuel Belgrano II (TGs)	BELGRTG1	520
2033	CT	2952	CT Manuel Belgrano II (TV)	BELGRTV1	319,3
2033	CT	2627	CT Guillermo Brown	BROWTV01	300
2033	HI	1625-1628	CH Chihuido I	CHIHUHI4	640
2033	CN	2955	Central Nuclear Atucha 3	ATUCNU03	1200

**Tabla 8.6.2.2. Programa asumido de ingreso de nueva generación renovable en los estudios de la Guía**

CASO	TIPO	BUS PSS/E	GENERACIÓN RENOVABLE (*) (**)			POTENCIA
I26	BM	5605	CT San Alonso	ALONTV01	RENOVAR	37
I26	FV	7648	PS Anchoris	ANCHFV01	MATER	180
I26	FV	5616	PS Charata I	CHA1FV01	RENOVAR	15
I26	FV	5617	PS Charata II	CHA2FV01	RENOVAR	15
I26	FV	5618	PS Charata III	CHA3FV01	RENOVAR	10
I26	FV	7641	PS Los Molles	LMOLFV	MATER	90
I26	EO	2916	PE La Rinconada	RINCEO	MATER	92,4
I26	FV	6623	PS La Salvación	SALVFV01	MATER	10
I26	FV	6628	PS San Luis Norte	SLUNFV01	MATER	36
I26	FV	6610	PS La Salvación 2	SLV2FV01	MATER	100
I26	FV	5612	PS Villa Ángela II	VAN2FV	RENOVAR	9
I26	FV	5613	PS Villa Ángela III	VAN3FV	RENOVAR	10
I26	FV	5614	PS Villa Ángela IV	VAN4FV	RENOVAR	11
I26	FV	5615	PS Villa Ángela V	VAN5FV	MATER	30
I26	FV	5610	PS Villa Ángela	VANGFV01	MATER	40
I26	FV	6688	PS Villa María del Rio Seco (ampliación)	VMR2FV	MATER	6
I26	FV	6687	PS Villa María del Rio Seco	VMRSFV	MATER	15
I26	FV	5619	PS Ing. Juárez	JUARFV01	REN MDI	15
I26	FV	5621	PS Perla del Chaco	VALPFV01	MATER	25
I26	FV	7607,	PS El Quemado	PSQ1, PSQ2,	MATER	305

CASO	TIPO	BUS PSS/E	GENERACIÓN RENOVABLE (*) (**)			POTENCIA
		7627, 7628		PSQ3		
I26	FV	8689	PS San Carlos	SCARFV01	MATER	15,46
I26	FV	5624	PS Tres Isletas	3ISLFV01	MATER	25
I26	FV	5623	PS Quitilipi	QUITFV01	MATER	25
I26	FV	6608	PS Nogolí I	NOG1FV01	RENOVAR 3.0	10
I26	FV	7636	PS El Marcado I	MARCAFV01	MATER	5
I26	FV	5607	PSFV Saenz Peña	SPENFV01	RENOVAR 3.0	10
I26	EO	2717	PE Energética I Fase III	ENE1EO03	MATER	49,5
I26	EO	2916	PE La Rinconada	RINCEO	MATER	92,4
I26	FV	2907	PS Junín I	JUNIFV01	REN MDI	20
I26	FV	2917	PS Lincoln	LINCFV01	REN MDI	20
V27	FV	7699	PS Aconcagua II	ACONGFV	MATER	65
V27	FV	7649, 7654, 7669	PS San Juan Sur	SJSFV01, SJSFV02, SJSFV03	MATER	189,2
V27	EO	621, 622, 623, 624	PE La Flecha	FLECEO01, FLECEO02, FLECEO03, FLECEO04	MATER	336
V27	FV	6651	PS Levalle	LEVAFV01	MATER	28
V27	FV	8709	PS MSU Andalgala	ANDALFV	MATER	90
V27	FV	8917	PS MSU San Martín I	SMARFV01	MATER	195
V27	FV	6660	PS Quebracho Blanco	QUEBLAFV	MATER	15
V27	EO	1619	PE Hucalito I	HUCAEO01	MATER	90
V27	FV	1686	MSU Chos Malal	CHOSMALFV	MATER	90
V27	FV	7634	PS San Rafael I y II	SRAFFV01	MATER	100
V27	FV	7635	PS Agua del Toro (San Rafael III)	SRAFFV02	MATER	100
V27	FV	8707, 8708	PS Olongasta	GENOL1, GENOL2	MATER	151
I27	FV	5627	PS Don Panos	DONPFV01	REN MDI	15
I27	FV	4630	PS Rafaela	P.S.RAFAELA	MATER	120
I27	FV	1689	PS 360 Energy Realico	REALIFV	REN MDI	15
I27	FV	8913	PS Añatuya II	ANATFV02	REN MDI	20
I27	FV	8914	PS Bandera I	BANDFV01	REN MDI	20
I27	FV	5648	PS Bella Vista	BVISTAFV	REN MDI	10
I27	FV	4675	PS Ceres	CERESFV	REN MDI	20
I27	FV	8909	PS Chemical Solar I	CHAMFV01	REN MDI	8
I27	FV	8910	PS Chemical Solar II	CHAMFV02	REN MDI	10
I27	FV	5630	PS Esquina	ESQUINAFV	REN MDI	20
I27	FV	5646	PS Laguna Yema	LAGYEMA	REN MDI	22
I27	FV	5628	PS Obera II	OBERA2FV	REN MDI	20
I27	FV	5640	PS San Vicente	SANVIFV	REN MDI	20
I27	FV	5637	PS Aristóbulo del Valle	AVALLEFV	REN MDI	10
I27	FV	5639	PS Santa Catalina	S.CATAFV	REN MDI	20
I27	FV	8915	PS Shincal II	SHINFV01	REN MDI	10
I27	FV	4676	PS Venado Tuerto 4	VTUERFV01	REN MDI	20
I27	FV	1684	PS Agua del Cajón I	PS_ADC	MATER	30
I27	EO	1687, 1688	PE Cerro Policía	CPOLIEO1, CPOLIEO2	MATER	300
I27	FV	8911	PS Aimogasta Solar I	AIMOFV01	REN MDI	5
I27	FV	8916	PS Ampajango I	AMPAFV01	REN MDI	5
I27	FV	8912	PS Añatuya I	ANATFV01	REN MDI	24
I27	FV	5626	PS La Peña Solar	LPSOFV01	MATER	20
I27	EO	2718	PE Energética I Fase IV	ENE1EO04	MATER	49,5

CASO	TIPO	BUS PSS/E	GENERACIÓN RENOVABLE (*) (**)			POTENCIA
I27	EO	2720	PE Los Alamitos	ALAMEO01	MATER	161
I27	EO	2770	PE Vientos del Atlántico	VATLEO01	MATER	102,6
V28	FV	4633, 4634, 4635	PS 360 Energy Colonia Elía	CELIFV01, CELIFV02, CELIFV03	MATER	175
V28	BM	4636	PS Gusa Ubajay	GUSACTBM	REN MDI	10
V28	BM	8521	PS La Esperanza	CTBM_ESP	REN MDI	12
V28	FV	2714	PS 360 Energy Arrecifes	ARRECIFESFV	REN MDI	16,5
V28	FV	2713	PS 360 Energy Colón	COLONFV	REN MDI	20
V28	FV	2715	PS Junín II	JUNINFV02	MATER	12
I28	EO	1669	PE Las Campanas	CAMPEO01	MATER	76
I28	FV	5663	PS El Sol de Pirané	SOLPIFV	MATER	25
I28	FV	5664	PS El Sol de Laguna Blanca	SOLLBFV	MATER	30
I28	FV	5645	PS El Sol de Ibarreta	SOLIBFV	MATER	25
I28	FV	1668	PSPatagonia Norte I	PATNORFV	MATER	20
I28	FV	8905	PS Caucharí Solar IV	CAU4FV	Decreto N° 476/2019	100
I28	FV	8906	PS Caucharí Solar V	CAU5FV	Decreto N° 476/2019	100
V29	EO	2743	PE Mataco II	MAT2EO01	MATER	100,5
V29	EO	2685	PE Mataco III	MAT3EO01	MATER	64,5
V29	EO	2706	PE La Victoria	VICTEO01	MATER	97,5
2029	EO	1618	PE Hucalito II	HUCAEO02	MATER	60
2029	EO	1648	PE Energía Pura	EPURAO	MATER	108
2029	EO	1697	PE Del Nuevo Sur	N.SUR.EO	MATER	92
2029	EO	1696	PE Patagónicos	PATAGO.EO	MATER	100
2029	FV	7639	PS Aconcagua	ACONFV	MATER	25
2029	FV	8992	PS Anatuya	ANT1FV01	RENOVAR 2.0	6
2029	FV	8907	PS Arauco Solar 1	ARA1FV	Decreto N° 476/2019	50,1
2029	EO	8960	PE Arauco II (Etapa 5 y 6)	AR23EO01	Decreto N° 476/2019	100,5
2029	EO	8668, 8670	PE Arauco I (Etapa 3)	ARAUEO		52
2029	FV	7646	PS El Carrizal	CARRFV01	MATER	39,6
2029	FV	8659	PS Chemical Solar II	CHAMFVII	MATER	8
2029	FV	8903	PS 360 Energy Villa Union	VUNIFV	MATER	58
2029	EO	1616	PE Picún Leufú	PLEUEO01		100
2031	FV	7606 7650	PS Mendoza Sur	MDZSURFV01, MZASURFV02	MATER	450
2031	FV	8920	PS Sol del Valle	NOAFV01	MATER	300
2031	FV	8711, 8712	PS La Aconquija	ACQJ1, ACQJ2	MATER	210
2031	FV	8702	PS Monte Quemado	MQFV01	MATER	140

**Tabla 8.6.2.3. Programa asumido de ingreso de almacenamiento en los estudios de la Guía**

CASO	TIPO	BUS PSS/E	CENTRAL (*)		POTENCIA [MW]
V28	BESS	3273	BESS Costanera 132 kV	EDESUR	55
V28	BESS	3394	BESS Nuevo Puerto 132 kV	EDENOR	150
V28	BESS	3136	BESS Matheu 220 kV	EDENOR	150

V28	BESS	3427	BESS Parque 132 kV	EDENOR	50
V28	BESS	3420	BESS Pilar 132 kV	EDENOR	50
V28	BESS	3229	BESS Maschwitz 132 kV	EDENOR	40
V28	BESS	3227	BESS Glew 132 kV	EDESUR	22
V28	BESS	3471	BESS San Fernando 132 kV	EDENOR	30
V28	BESS	3751	BESS Oro Verde 132 kV	EDENOR	30
V28	BESS	3282	BESS Dock Sud 132 kV	EDESUR	90
V28	BESS	3384	BESS Chingolo 132 kV	EDESUR	24
V28	BESS	3216	BESS Brown 132 kV	EDESUR	22
2033	BESS	3100	BESS Abasto 220 kV	EDESUR	150
2033	BESS	3288	BESS Esteban Echeverría 132 kV	EDESUR	90
2033	BESS	3435	BESS Luzuriaga 132 kV	EDENOR	50
2033	BESS	3410	BESS Perito Moreno 132 kV	EDESUR	90
2033	BESS	3466	BESS Talar 132 kV	EDENOR	150
2033	BESS	3476	BESS Temperley 132 kV	EDESUR	50

(\*). Se lista aquella generación prevista a ingresar posterior al 1 de Enero de 2025, considerando los datos disponibles al momento de la confección de los flujos.

(\*\*) La **generación renovable** menor a 10 MW, excepto casos puntuales, no fue modelada en los casos bases de la presente Guía de Referencia.

NOTA: La nomenclatura I26 corresponde al Invierno del año 2026, mientras que V27 corresponde al Verano 2026/2027, lo mismo aplica a los años 2027 y 2028.

## **ANEXO 9**

### **Calidad de Servicio del Sistema de Transporte**

**(PT/012 - Ítem 4.e)**



## **ANEXO 9**

### **Sección 1: Presentación de datos de indisponibilidades de líneas y equipos**



---

## **9.1. PRESENTACIÓN DE DATOS DE INDISPONIBILIDAD DE LÍNEAS Y EQUIPOS**

En esta 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.

En el caso específico de puntos de conexión (Tabla 8), se aclara que la información sobre indisponibilidades incluye tanto las salidas por causas imputables específicamente al equipamiento involucrado por el punto de conexión como al equipamiento vinculado de terceros.

## **ANEXO 9**

### **Sub-Sección 1.1: Transener S.A.**

## **ANEXO 9**

### **Sub-Sección 1.1.1: Año 2017**

**TRANSENER S.A. – AÑO 2017**

**Tabla 9.1.1.1.1 TABLA DE SALIDAS DE LINEAS (GLOBAL)**

Tensión [kV]	Long. Total [km]	Forzadas No Autorizadas		Forzada Autorizada		Programadas		Tasa de sal. FNA y FA C sal/100km-año	Indice de Disponib. (%)	P. Corte [MW]
		Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)			
132	6	0	0,0	0	0,0	7	46,8	0,00	99,47%	0
220	562	8	5,6	1	3,0	112	1075,2	1,60	98,94%	0
500	11815	73	552,1	5	63,4	590	2763,3	0,66	99,53%	1627
<b>Total</b>	<b>12383</b>	<b>81</b>	<b>557,7</b>	<b>6</b>	<b>66,4</b>	<b>709</b>	<b>3885,2</b>	<b>0,70</b>	<b>99,51%</b>	<b>1627,0</b>

**Tabla 9.1.1.1.2 SALIDAS FORZADAS DE CIRCUITOS DOBLES (GLOBAL)**

Corredor Fallado	E.T. Origen	E.T. Destino	Tensión	Long.	Salidas forzadas		Tasa de sal	P. corte [MW]
			kV	km	Cant	Hs	c/100km-año	

**Tabla 9.1.1.1.3 CAUSA DE SALIDAS FORZADAS DE LÍNEAS (GLOBAL)**

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	8	9,9%	50,00	1,3%	70,00	4,3%
Tormenta eléctrica	2	15	18,5%	29,60	0,8%	355,00	21,8%
Incendio en campos	3	11	13,6%				
Animales, plantaciones y otros objetos que afecten la aislación	4	5	6,2%				
Error humano	5						
Meteoro	6	13	16,0%	3171,25	82,4%	612,00	37,6%
Atentado	7						
Actuación incorrecta de los sistemas de protecciones y comunicaciones	8	6	7,4%				
Falla en barras	9						
Actuación de protecciones en zonas de respaldo remoto	10						
Protección de sobretensión, subfrecuencia ó sobrefrecuencia	11						
Sobrecargas	12						
Oscilaciones de Potencia	13						
Actuación correcta de automatismos del SADI	14	2	2,5%				
Actuación incorrecta de automatismos del SADI	15						
Desconocidos	16	18	22,2%	595,68	15,5%	590,00	36,3%
Otras	17	3	3,7%				
<b>Total</b>		<b>81</b>	<b>100,0%</b>	<b>3846,53</b>	<b>100,0%</b>	<b>1627,00</b>	<b>100,0%</b>

(\*) Código coincide con las descripciones presentadas en PT 12

**Tabla 9.1.1.1.4 SALIDAS FORZADAS POR LÍNEA**

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.	
1RASN1	Ramallo	San Nicolás	1	132	6	0	0	0	0	7	46,77	99,5%	0,0
2ATVL1	Atucha	Villa Lía	1	220	26	0	0	0	0	11	84,4	99,0%	0,0
2ATVL2	Atucha	Villa Lía	2	220	26	0	0	0	0	6	48,07	99,5%	0,0
2RARO1	Ramallo	Rosario Oeste	1	220	77	0	0	1	2,95	27	160,14	98,1%	0,0
2RARO2	Ramallo	Rosario Oeste	2	220	77	1	0,12	0	0	24	143,72	98,4%	0,0
2RASN1	Ramallo	San Nicolás	1	220	6	0	0	0	0	5	367,07	95,8%	0,0
2RAVL1	Ramallo	Villa Lía	1	220	114	4	1,31	0	0	15	63,42	99,3%	0,0
2RAVL2	Ramallo	Villa Lía	2	220	114	0	0	0	0	10	48,31	99,4%	0,0
2RDVL1	Gral, Rodríguez	Villa Lía	1	220	61	2	3,65	0	0	8	111,17	98,7%	0,0
2RDVL2	Gral, Rodríguez	Villa Lía	2	220	61	1	0,5	0	0	6	48,85	99,4%	0,0
5ABEZ1	Abasto	Ezeiza	1	500	58	1	30,38	0	0	3	25,24	99,4%	0,0
5ABEZ2	Abasto	Ezeiza	2	500	58	0	0	3	49,92	16	428,16	94,5%	0,0
5ABOL1	Abasto	Olavarría	1	500	291	1	0,43	0	0	7	7,58	99,9%	0,0
5ABOL2	Abasto	Olavarría	2	500	301,9	4	4,41	0	0	3	30,44	99,6%	266,0
5AGCO1	Agua del Cajón	Chocón Oeste	1	500	52	1	5,73	0	0	0	0	99,9%	0,0
5AG-RDI1	Agua del Cajón	Río Diamante	1	500	519,3	0	0	0	0	9	9,25	99,9%	0,0
5ALPG1	Alicurá	Piedra del Águila	1	500	76	2	1,83	0	0	8	123,47	98,6%	0,0
5ALPG2	Alicurá	Piedra del Águila	2	500	76	1	0,35	0	0	0	0	100,0%	0,0
5AMEM1	Almafuerte	Embalse	1	500	12	0	0	0	0	2	10,48	99,9%	0,0
5AMMA1	Almafuerte	Malvinas Argentinas	1	500	105	0	0	0	0	2	20,94	99,8%	0,0
5ACAM1	Arroyo Cabral	Almafuerte	1	500	90,07	0	0	0	0	15	29,17	99,7%	0,0
5ACRO1	Arroyo Cabral	Rosario Oeste	1	500	255,1	3	2,98	0	0	91	12,85	99,8%	0,0
5BBCL1	Bahía Blanca	Choele Choel	1	500	346	1	122,02	0	0	18	29,27	98,3%	0,0
5CL-GBR1	Choele Choel	Guillermo Brown	1	500	324,4	3	194,02	0	0	0	0	97,8%	0,0
5BB-GBR1	Bahía Blanca	Guillermo Brown	1	500	41,34	0	0	0	0	1	0	100,0%	0,0
5BBOL1	Bahía Blanca	Olavarría	1	500	255	4	4,55	0	0	10	19,32	99,7%	266,0
5BBOL2	Bahía Blanca	Olavarría	2	500	254,8	0	0	0	0	14	84,65	99,0%	0,0

Codigo Ident.	E.T. Origen	E.T. Destino	Terna	Tens	Long	Forzadas no Autorizadas		Forzadas autorizadas		Programadas		Indice de Disponib.	Pcorte MW
Nombre o Nº			Nº	(kV)	(km)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)		
5BRCB1	El Bracho	Cobos	1	500	285	3	3,53	0	0	4	1,03	99,9%	0,0
5BR-LAV1	El Bracho	Lavalle	1	500	131,8	1	1,75	0	0	15	30,29	99,6%	0,0
5LAV-RE1	Lavalle	Recreo	1	500	122,8	2	3,6	0	0	11	20,47	99,7%	0,0
5LAVSES1	Lavalle	Santiago del Estero	1	500	86,44	2	4,77	0	0	2	21,75	99,7%	0,0
5CACE1	Campana	Colonia Elia	1	500	194	3	2,72	0	0	16	22,92	99,7%	0,0
5CARD1	Campana	Gral, Rodríguez	1	500	42	3	1,38	0	0	6	36,64	99,6%	0,0
5CCPB1	Cerrito de la Costa	Planicie Banderita	1	500	27	1	1,7	0	0	0	0	100,0%	0,0
5CBSO1	Cobos	San Juancito	1	500	46,63	2	1,71	0	0	6	50,91	99,4%	0,0
5CBMQ1	Cobos	Monte Quemado	1	500	297,7	2	10,77	0	0	9	0	99,9%	0,0
5CEMB1	Colonia Elia	Manuel Belgrano	1	500	202,2	0	0	0	0	6	28,43	99,7%	0,0
5CHCH1	C,H, El Chocón	El Chocón	1	500	3	0	0	0	0	3	13,25	99,8%	0,0
5CHCH3	C,H, El Chocón	El Chocón	3	500	3	0	0	0	0	6	140,81	98,4%	0,0
5CHCH5	C,H, El Chocón	El Chocón	5	500	3	0	0	0	0	6	43,34	99,5%	0,0
5CHCO1	C,H, El Chocón	Chocón Oeste	1	500	4,5	1	0,07	0	0	5	45,58	99,5%	0,0
5CHCO2	C,H, El Chocón	Chocón Oeste	2	500	4,5	1	0,07	0	0	2	20,29	99,8%	0,0
5CHPU1	El Chocón	Puelches	1	500	304	2	0,43	0	0	11	126,85	98,5%	0,0
5CHPU2	El Chocón	Puelches	2	500	304	1	0,18	0	0	5	68,58	99,2%	0,0
5CLCO1	Choele Choel	Chocón Oeste	1	500	269	0	0	0	0	8	52,72	99,4%	0,0
5CLPG1	Choele Choel	Piedra del Águila	1	500	386,7	2	1,2	0	0	12	12,77	99,8%	0,0
5CLPY1	Choele Choel	Puerto Madryn	1	500	354,2	0	0	0	0	0	0	100,0%	0,0
5COPG1	Chocón Oeste	Piedra del Águila	1	500	165	2	0,28	0	0	1	19,92	99,8%	0,0
5COPG2	Chocón Oeste	Piedra del Águila	2	500	170	4	2,23	0	0	4	87,7	99,0%	58,0
5EMRG1	Embalse	Río Grande	1	500	30	1	2,3	0	0	2	16,7	99,8%	0,0
5ESPRSC1	Esperanza	Río Santa Cruz	1	500	167	0	0	0	0	7	0	100,0%	0,0
5EZHE1	Ezeiza	Henderson	1	500	313	1	0,47	0	0	25	95,48	98,9%	0,0
5EZHE2	Ezeiza	Henderson	2	500	313	2	121,7	0	0	23	182,41	96,5%	355,0
5EZRD1	Ezeiza	Gral, Rodríguez	1	500	53	0	0	0	0	2	19,05	99,8%	0,0
5EZRD2	Ezeiza	Gral, Rodríguez	2	500	53	0	0	0	0	2	19,45	99,8%	0,0
5GMLU1	Gran Mendoza	Luján	1	500	257	0	0	0	0	1	0	100,0%	0,0



Codigo Ident.	E.T. Origen	E.T. Destino	Terna	Tens	Long	Forzadas no Autorizadas		Forzadas autorizadas		Programadas		Indice de Disponib.	Pcorte MW
Nombre o Nº			Nº	(kV)	(km)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)		
5GM-RDI1	Gran Mendoza	Río Diamante	1	500	188,1	0	0	0	0	8	20,77	99,8%	0,0
5HEPU1	Henderson	Puelches	1	500	421	0	0	0	0	1	7,47	99,9%	0,0
5HEMC2	Henderson	Macachin	2	500	194	0	0	0	0	9	41,76	99,5%	0,0
5LARE1	La Rioja Sur	Recreo	1	500	147,2	2	4,93	0	0	2	21,61	99,7%	70,0
5MBRD1	Manuel Belgrano	Rodriguez	1	500	41,4	0	0	0	0	1	7,7	99,9%	0,0
5MCPU2	Macachin	Puelches	2	500	227	0	0	0	0	0	0	100,0%	0,0
5LURG1	P, Achala I	Río Grande	1	500	150	1	1,72	0	0	14	40,38	99,5%	0,0
5MARE1	Malvinas Argentinas	Recreo	1	500	259	0	0	0	0	21	18,94	99,8%	0,0
5PAPG1	C,H, Piedra del Águila	Piedra del Águila	1	500	5,6	0	0	0	0	1	103,8	98,8%	0,0
5PAPG2	C,H, Piedra del Águila	Piedra del Águila	2	500	5,6	0	0	0	0	1	87,63	99,0%	0,0
5PYZN1	Puerto Madryn	Santa Cruz Norte	1	500	552,3	4	9,6	0	0	0	0	99,9%	612,0
5ATRD1	Atucha	Gral, Rodríguez	1	500	67,5	1	0,93	0	0	6	17,78	99,8%	0,0
5ATRA1	Atucha	Ramallo	1	500	117,2	1	0,57	0	0	10	27,55	99,7%	0,0
5RARO1	Ramallo	Rosario Oeste	1	500	77	1	0,17	0	0	3	21,65	99,8%	0,0
5RMRS1	Romang	Resistencia	1	500	256	0	0	1	11,43	5	21,25	99,6%	0,0
5RMST1	Romang	Santo Tomé	1	500	270	2	2,8	0	0	16	3,98	99,9%	0,0
5CNST1	Coronda	Santo Tomé	1	500	137,9	0	0	0	0	6	36,13	99,6%	0,0
5CNRO1	Río Coronda	Rosario Oeste	1	500	65	1	0,12	0	0	4	7,62	99,9%	0,0
5CNRO2	Río Coronda	Rosario Oeste	2	500	65,54	0	0	0	0	14	67,36	99,2%	0,0
5RSC-ZN1	Río Santa Cruz	Santa Cruz Norte	1	500	391,9	0	0	0	0	19	4	100,0%	0,0
5GPA-SG1	Gran Paraná	Salto Grande	1	500	242,7	1	2,7	1	2,05	30	2,15	99,9%	0,0
5GPA-ST1	Gran Paraná	Santo Tomé	1	500	47,16	1	0,83	0	0	16	40,27	99,5%	0,0
5GM-NSJ1	Gran Mendoza	Nueva San Juan	1	500	177,8	1	0,17	0	0	2	20,95	99,8%	0,0

**Tabla 9.1.1.1.5 SALIDAS FORZADAS DE CIRCUITOS DOBLES**

Fecha	Corredor	E.T. Origen	E.T. Destino	Tensión [kV]	Ident. (*)	Tiempo rest. Servicio	Pcorte
						[Hs.]	[MW]

(\*) Código coincide con las descripciones presentadas en PT 12

**Tabla 9.1.1.1.6 TIPIFICACIÓN DE FALTAS**

Tensión [kV]	Cantidad de Faltas						Totales
	Permanentes				Transitorias		
	Monofásica a tierra	Bifásica	Bifásica a tierra	Trifásica	Monofásica c/ recierre exitoso	Trifásica c/ recierre exitoso	
132	0	0	0	0	0	0	0
220	6	1	0	1	39	0	47
500	33	26	0	0	52	0	111

**Tabla 9.1.1.1.7 EQUIPOS DE COMPENSACIÓN**

Identificación	Cantidad de equipos	Forz. No Autor.		Forz. Autorizadas		Programadas		Pot. Total	Indice Disp.
		NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	[MVar]	
<b>Reactores de Barra</b>	34	0	0,0	0	0,0	142	3975,6	3400	98,67%

**Tabla 9.1.1.1.7 EQUIPOS DE COMPENSACIÓN (Continuación)**

Identificación	Cantidad de equipos	Forz. No Autor.		Forz. Autorizadas		Programadas		Pot. Total	Indice Disp.
		NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	[MVar]	
Reactores de Línea	Maniob. 16	0	0,0	0	0,0	0	0,0	1490	100,00%
	No Maniob. 43	0	0,0	0	0,0	0	0,0	5095	100,00%
<b>Total</b>	<b>TOTAL: 59</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>6585</b>	<b>100,00%</b>

Identificación	Cantidad de equipos	Forz. No Autor.		Forz. Autorizadas		Programadas		Pot. Total	Indice Disp.
		NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	[MVar]	
Reactores de Terciarios	19	0	0,0	0	0,0	47	1385,4	475	99,17%

Identificación	Cantidad de equipos	Forz. No Autor.		Forz. Autorizadas		Programadas		Pot. Total	Indice Disp.
		NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	[MVar]	
Compens. Sincrónicos	6	1	0,2	1	40,0	44	7685,2	1470	85,30%

**Tabla 9.1.1.1.7 EQUIPOS DE COMPENSACIÓN (Continuación)**

Identificación	Cantidad de equipos	Forz. No Autor.		Forz. Autorizadas		Programadas		Pot. Total [MVar]	Indice Disp.
		NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
<b>Capacitores Serie por Banco</b>	Banco 1 de Capacitores de Choele Choel (K1CL)	0	0	2	3,57	2	11,65	312	99,83%
	Banco 1 de Capacitores de Olavarría (K1OL)	1	2	0	0	2	15,94	299	99,80%
	Banco 1 de Capacitores de Recreo (K1RE)	1	1,18	0	0	5	33,1	245	99,61%
	Banco 2 de Capacitores de Choele Choel (K2CL)	2	22,82	0	0	4	38,1	314	99,30%
	Banco 2 de Capacitores de Olavarría (K2OL)	0	0	0	0	2	14,35	222	99,84%
	Banco 3 de Capacitores de Choele Choel (K3CL)	1	0	0	0	4	24,45	298	99,72%
	Banco 3 de Capacitores de Olavarría (K3OL)	1	2,63	0	0	8	65,8	199	99,22%
	Banco 4 de Capacitores de Choele Choel (K4CL)	0	0	0	0	3	17,93	247	99,80%
	Banco 4 de Capacitores de Olavarría (K4OL)	0	0	0	0	6	55,44	201	99,37%
	Capacitores Serie de Henderson (KSHE)	1	0,47	0	0	16	138,34	596	98,42%
	Capacitores Serie de Puelches (KSPU)	2	1,53	0	0	5	152,97	681	98,24%
	Capacitores Serie de Puerto Madryn (K1PY)	0	0	0	0	3	14,44	378	99,84%
	<b>Total</b>	<b>9</b>	<b>30,6</b>	<b>2</b>	<b>3,6</b>	<b>60</b>	<b>582,5</b>	<b>3992</b>	<b>82,47%</b>

**Tabla 9.1.1.1.7 EQUIPOS DE COMPENSACIÓN (Continuación)**

Identificación	Cantidad de equipos	Forz. No Autor.		Forz. Autorizadas		Programadas		Pot. Total [MVar]	Indice Disp.
		NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
<b>Capacitores Shunt por Banco</b>	Banco 1 de Capacitores de Paso de la Patria (K1PT)	3	10	0	0	15	311,89	45	96,33%
	Banco 2 de Capacitores de Paso de la Patria (K2PT)	3	51,46	0	0	7	112,17	30	98,13%
	Banco 1 de Capacitores de Rosario Oeste (K1RO)	1	0,53	0	0	5	60,06	45	99,31%
	Banco 2 de Capacitores de Rosario Oeste (K2RO)	0	0	0	0	4	51,4	45	99,41%
	Banco 3 de Capacitores de Rosario Oeste (K3RO)	0	0	0	0	3	140,69	45	98,39%
	Banco 1 de Capacitores de Romang (K1RM)	0	0	0	0	2	66,95	15	99,24%
	Banco 2 de Capacitores de Romang (K2RM)	0	0	0	0	2	85,1	15	99,03%
	Banco 3 de Capacitores de Romang (K3RM)	0	0	0	0	2	98,1	15	98,88%
	Banco 1 de Capacitores de Resistencia (K1RS)	0	0	0	0	10	262,72	41,25	97,00%
	Banco 2 de Capacitores de Resistencia (K2RS)	0	0	0	0	8	751,52	41,25	91,42%
	Banco 3 de Capacitores de Resistencia (K3RS)	0	0	0	0	11	89,46	41,25	98,98%
	Banco 4 de Capacitores de Resistencia (K4RS)	0	0	1	1,55	9	238,24	27,54	97,26%
	Banco 1 de Capacitores de Santo Tomé (K1ST)	0	0	0	0	3	64,18	50	99,27%
	<b>Total</b>	<b>7</b>	<b>61,99</b>	<b>1</b>	<b>1,55</b>	<b>81</b>	<b>2332,48</b>	<b>456,29</b>	<b>97,75%</b>



Estación	Cantidad conex.	FNA		Forz. Autoriz.		Programadas		Pot. Cortada [MW]	Indice Disp. (%)
		NºSal	T[h]	NºSal	[MW]	NºSal	T[h]		
Planicie Banderita	2	2	2,02	1	0,18	14	953,39	0	94,55%
Puelches	2	5	2,54	0	0	3	21,50	7	99,86%
Puerto Madryn	1	0	0	0	0	0	0,00	0	100,00%
Ramallo	6	1	0,68	0	0,00	14	243,38	0	99,54%
Recreo	5	25	171,59	1	3,05	6	31,54	737	99,53%
Resistencia	11	20	132,49	1	6,00	89	901,36	1491	98,92%
Río Coronda	6	6	439,67	3	174,43	46	2738,21	0	93,62%
Río Diamante	1	0	0	0	0	4	27,28	0	99,69%
Río Grande	2	1	0,4	1	1,27	9	1911,70	0	89,08%
Río Santa Cruz	1	2	1,41	0	0	0	0	7	99,98%
Romang	2	12	30,83	0	0,00	8	103	375	99,24%
Rosario Oeste	9	6	340	3	6,04	51	877,16	242	98,45%
San Juancito	1	0	0	0	0	0	0	0	100,00%
Santa Cruz Norte	3	0	0,00	0	0	6	57,9	0	99,78%
Santiago del Estero	2	1	0,32	0	0	4	28	35	99,84%
Santo Tomé	9	13	146,80	2	6,06	21	103,06	110	99,68%
Villa Lía	1	0	0	0	0	5	49,99	0	99,43%
<b>Total</b>	<b>158</b>	<b>216</b>	<b>2606,1</b>	<b>30</b>	<b>703,5</b>	<b>513</b>	<b>15051,9</b>	<b>5412</b>	<b>98,67%</b>



**Tabla 9.1.1.1.9 TRANSFORMADORES**

Ident. Trans.	Ubicación	Potencia [MVA]	Tipo Falla	Forzadas NA		Forzada A		Programadas		Indice Disp.	Pot. Cortada [MW]
				NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
T9AL	E.T. Alicurá	100	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T9AL	E.T. Alicurá	100	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T11AL	E.T. Alicurá	150	Propia	1	0,2	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T11AL	E.T. Alicurá	150	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>1</b>	<b>0,2</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T1AC	E.T. Arroyo Cabral	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T1AC	E.T. Arroyo Cabral	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T1AM	E.T. Almafuerite	150	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T1AM	E.T. Almafuerite	150	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T2AM	E.T. Almafuerite	150	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T2AM	E.T. Almafuerite	150	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T3AM	E.T. Almafuerite	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T3AM	E.T. Almafuerite	300	Prot.Alim./Otros	1	0,9	0	0,0	0	0,0	100,0%	60,0
	<b>Total</b>			<b>1</b>	<b>0,9</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>60,0</b>
T1AT	E.T. Atucha	150	Propia	1	0,3	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T1AT	E.T. Atucha	150	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>1</b>	<b>0,3</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T1CB	E.T. Cobos	450	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T1CB	E.T. Cobos	450	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0



T2ESP	E.T. Esperanza	100	Propia	3	8,3	0	0,0	0	0,0	99,9%	0,0
T2ESP	E.T. Esperanza	100	Prot.Alim./Otros	1	2,7	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>4</b>	<b>11,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>99,9%</b>	<b>0,0</b>
T1EZ	E.T. Ezeiza	800	Propia	2	0,2	0	0,0	0	0,0	100,0%	155,0
T1EZ	E.T. Ezeiza	800	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>2</b>	<b>0,2</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>155,0</b>
T2EZ	E.T. Ezeiza	800	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T2EZ	E.T. Ezeiza	800	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T3EZ	E.T. Ezeiza	800	Propia	1	1591,2	0	0,0	0	0,0	81,8%	74,0
T3EZ	E.T. Ezeiza	800	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>1</b>	<b>1591,2</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>81,8%</b>	<b>74,0</b>
T4EZ	E.T. Ezeiza	250	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T4EZ	E.T. Ezeiza	250	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T5EZ	E.T. Ezeiza	250	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T5EZ	E.T. Ezeiza	250	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T6EZ	E.T. Ezeiza	250	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T6EZ	E.T. Ezeiza	250	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T7EZ	E.T. Ezeiza	850	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T7EZ	E.T. Ezeiza	850	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T1GM	E.T. Gran Mendoza	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T1GM	E.T. Gran Mendoza	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0



T1LA	E.T. La Rioja Sur	300	Propia	2	5,0	0	0,0	0	0,0	99,9%	79,0
T1LA	E.T. La Rioja Sur	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>2</b>	<b>5,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>99,9%</b>	<b>79,0</b>
T1LU	E.T. Luján	150	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T1LU	E.T. Luján	150	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T2LU	E.T. Luján	150	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T2LU	E.T. Luján	150	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T1MA	E.T. Malvinas Arg.	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T1MA	E.T. Malvinas Arg.	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T2MA	E.T. Malvinas Arg.	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T2MA	E.T. Malvinas Arg.	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T4MA	E.T. Malvinas Arg.	300	Propia	0	0,0	1	4,2	0	0,0	100,0%	0,0
T4MA	E.T. Malvinas Arg.	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>1</b>	<b>4,2</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T1MC	E.T. Macachín	150	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T1MC	E.T. Macachín	150	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T1NSJ	E.T. Nueva San Juan	450	Propia	1	27,2	0	0,0	0	0,0	99,7%	0,0
T1NSJ	E.T. Nueva San Juan	450	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>1</b>	<b>27,2</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>99,7%</b>	<b>0,0</b>
T2PB	E.T. Planicie Banderita	150	Propia	1	1,8	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T2PB	E.T. Planicie Banderita	150	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0



T3RS	E.T. Resistencia	300	Propia	1	1,5	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T3RS	E.T. Resistencia	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>1</b>	<b>1,5</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T1RDI	E.T. Río Diamante	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T1RDI	E.T. Río Diamante	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T1RSC	E.T. Río Santa Cruz	150	Propia	3	8,1	0	0,0	0	0,0	99,9%	0,0
T1RSC	E.T. Río Santa Cruz	150	Prot.Alim./Otros	1	3,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>4</b>	<b>11,1</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>99,9%</b>	<b>0,0</b>
T1RM	E.T. Romang	150	Propia	1	1,6	0	0,0	0	0,0	100,0%	84,0
T1RM	E.T. Romang	150	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>1</b>	<b>1,6</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>84,0</b>
T2RM	E.T. Romang	150	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T2RM	E.T. Romang	150	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T1RO	E.T. Rosario Oeste	150	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T1RO	E.T. Rosario Oeste	150	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T2RO	E.T. Rosario Oeste	150	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T2RO	E.T. Rosario Oeste	150	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T3RO	E.T. Rosario Oeste	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T3RO	E.T. Rosario Oeste	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T4RO	E.T. Rosario Oeste	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T4RO	E.T. Rosario Oeste	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0





Ident. Trans.	Ubicación	Potencia a [MVA]	Tipo Falla	Forzadas NA		Forzada A		Programadas		Indice Disp.	Pot. Cortada [MW]
				NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
T1SES	E.T. Santiago del Estero	450	Propia	1	2,3	0	0,0	0	0,0	99,97%	0,0
T1SES	E.T. Santiago del Estero	450	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>1</b>	<b>2,3</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T1CN	E.T. Río Coronda	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T1CN	E.T. Río Coronda	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T1PT	E.T. Paso de la Patria	300	Propia	1	0,3	0	0,0	0	0,0	99,997%	150,0
T1PT	E.T. Paso de la Patria	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>1</b>	<b>0,3</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>150,0</b>
T2PT	E.T. Paso de la Patria	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T2PT	E.T. Paso de la Patria	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>

## **ANEXO 9**

### **Sub-Sección 1.1.2: Año 2018**

TRANSENER S.A. – AÑO 2018

Tabla 9.1.1.2.1 TABLA DE SALIDAS DE LINEAS (GLOBAL)

Tensión [kV]	Long. Total [km]	Forzadas No Autorizadas		Forzada Autorizada		Programadas		Tasa de sal. FNA y FA C sal/100km- año	Indice de Disponib. (%)	P. Corte [MW]
		Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)			
132	6	0	0,0	0	0,0	1	7,6	0,00	99,91%	0
220	562	18	15,9	0	0,0	116	1191,0	3,20	98,84%	181
500	11815	51	94,3	6	10,7	715	3199,0	0,48	99,73%	6625
<b>Total</b>	<b>12383</b>	<b>69</b>	<b>110,2</b>	<b>6</b>	<b>10,7</b>	<b>832</b>	<b>4397,6</b>	<b>0,61</b>	<b>99,69%</b>	<b>6806,0</b>

Tabla 9.1.1.2.2 SALIDAS FORZADAS DE CIRCUITOS DOBLES (GLOBAL)

Corredor Fallado	E.T. Origen	E.T. Destino	Tensión	Long. km	Salidas forzadas		Tasa de sal c/100km-año	P. corte [MW]
			kV		Cant	Hs		
Comahue - Buenos Aires	Puelches	Henderson	500	421	1	21,92	0,24	2200

**Tabla 9.1.1.2.3 CAUSA DE SALIDAS FORZADAS DE LÍNEAS (GLOBAL)**

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	2	2,9%				
Tormenta eléctrica	2	17	24,3%	508,40	12,8%	674,00	9,9%
Incendio en campos	3	23	32,9%	3149,00	79,0%	5690,00	83,6%
Animales, plantaciones y otros objetos que afecten la aislación	4	1	1,4%				
Error humano	5	1	1,4%				
Meteoro	6						
Atentado	7						
Actuación incorrecta de los sistemas de protecciones y comunicaciones	8	3	4,3%				
Falla en barras	9						
Actuación de protecciones en zonas de respaldo remoto	10						
Protección de sobretensión, subfrecuencia ó sobrefrecuencia	11						
Sobrecargas	12						
Oscilaciones de Potencia	13						
Actuación correcta de automatismos del SADI	14	2	2,9%				
Actuación incorrecta de automatismos del SADI	15	3	4,3%	67,50	1,7%	70,00	1,0%
Desconocidos	16	1	1,4%	9,33	0,2%	40,00	0,6%
Otras	17	17	24,3%	251,04	6,3%	332,00	4,9%
<b>Total</b>		<b>70</b>	<b>100,0%</b>	<b>3985,27</b>	<b>100,0%</b>	<b>6806,00</b>	<b>100,0%</b>

(\*) Código coincide con las descripciones presentadas en PT 12

**Tabla 9.1.1.2.4 SALIDAS FORZADAS POR LÍNEA**

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
1RASN1	Ramallo	San Nicolás	1	132	6	0	0	0	0	1	7,62	99,9%	0,0
2ATVL1	Atucha	Villa Lía	1	220	26	0	0	0	0	5	180,02	97,9%	0,0
2ATVL2	Atucha	Villa Lía	2	220	26	1	9,07	0	0	8	235,26	97,2%	0,0
2RARO1	Ramallo	Rosario Oeste	1	220	77	2	0,48	0	0	8	175,14	98,0%	89,0
2RARO2	Ramallo	Rosario Oeste	2	220	77	3	3,45	0	0	10	84,96	99,0%	92,0
2RASN1	Ramallo	San Nicolás	1	220	6	0	0	0	0	2	273,67	96,9%	0,0
2RAVL1	Ramallo	Villa Lía	1	220	114	4	0,72	0	0	40	116,84	98,7%	0,0
2RAVL2	Ramallo	Villa Lía	2	220	114	0	0	0	0	32	56,08	99,4%	0,0
2RDVL1	Gral. Rodríguez	Villa Lía	1	220	61	2	0,43	0	0	4	13,37	99,8%	0,0
2RDVL2	Gral. Rodríguez	Villa Lía	2	220	61	6	1,75	0	0	7	55,69	99,3%	0,0
5ABEZ1	Abasto	Ezeiza	1	500	58	0	0	0	0	1	1,87	100,0%	0,0
5ABEZ2	Abasto	Ezeiza	2	500	58	0	0	0	0	13	573,02	93,5%	0,0
5ABOL1	Abasto	Olavarría	1	500	291	0	0	0	0	10	29,62	99,7%	0,0
5ABOL2	Abasto	Olavarría	2	500	301,9	0	0	0	0	0	0	100,0%	0,0
5AGCO1	Agua del Cajón	Chocón Oeste	1	500	52	0	0	0	0	3	28,38	99,7%	0,0
5AG-RDI1	Agua del Cajón	Río Diamante	1	500	519,3	1	1,52	0	0	7	41,7	99,5%	0,0
5ALPG1	Alicurá	Piedra del Águila	1	500	76	0	0	0	0	4	6,55	99,9%	0,0
5ALPG2	Alicurá	Piedra del Águila	2	500	76	0	0	0	0	5	39,29	99,6%	0,0
5AMEM1	Almafuerte	Embalse	1	500	12	0	0	0	0	13	341,13	96,1%	0,0
5AMMA1	Almafuerte	Malvinas Argentinas	1	500	105	1	0,78	0	0	12	50,74	99,4%	550,0
5ACAM1	Arroyo Cabral	Almafuerte	1	500	90,07	0	0	0	0	4	18,77	99,8%	0,0
5ACRO1	Arroyo Cabral	Rosario Oeste	1	500	255,1	0	0	0	0	92	53,39	99,4%	0,0
5BBCL1	Bahía Blanca	Choele Choel	1	500	346	1	0,07	0	0	22	14,18	99,8%	0,0
5CL-GBR1	Choele Choel	Guillermo Brown	1	500	324,4	1	0,28	0	0	12	0,9	100,0%	0,0
5BB-GBR1	Bahía Blanca	Guillermo Brown	1	500	41,34	0	0	0	0	8	4,47	99,9%	0,0
5BBOL1	Bahía Blanca	Olavarría	1	500	255	1	0,17	0	0	10	0	100,0%	0,0
5BBOL2	Bahía Blanca	Olavarría	2	500	254,8	2	0,52	0	0	6	21,12	99,8%	2650,0
5BRCB1	El Bracho	Cobos	1	500	285	2	0,46	0	0	10	49,07	99,4%	0,0
5BR-LAV1	El Bracho	Lavalle	1	500	131,8	2	0,87	0	0	6	13,49	99,8%	0,0

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
5LAV-RE1	Lavalle	Recreo	1	500	122,8	0	0	0	0	8	19,97	99,8%	0,0
5LAVSES1	Lavalle	Santiago del Estero	1	500	86,44	0	0	0	0	6	56,47	99,4%	0,0
5CACE1	Campana	Colonia Elia	1	500	194	0	0	0	0	32	10,66	99,9%	0,0
5CARD1	Campana	Gral. Rodríguez	1	500	42	1	0,07	1	0,07	30	99,38	98,9%	0,0
5CCPB1	Cerrito de la Costa	Planicie Banderita	1	500	27	0	0	0	0	0	0	100,0%	0,0
5CBSO1	Cobos	San Juancito	1	500	46,63	1	0,43	0	0	3	0	100,0%	0,0
5CBMQ1	Cobos	Monte Quemado	1	500	297,7	0	0	0	0	11	2,51	100,0%	0,0
5CEMB1	Colonia Elía	Manuel Belgrano	1	500	202,2	0	0	0	0	6	31,12	99,6%	0,0
5CHCH1	C.H. El Chocón	El Chocón	1	500	3	0	0	0	0	2	7,84	99,9%	0,0
5CHCH3	C.H. El Chocón	El Chocón	3	500	3	0	0	2	6,65	4	19,87	99,7%	0,0
5CHCH5	C.H. El Chocón	El Chocón	5	500	3	0	0	1	2,25	6	32,78	99,6%	0,0
5CHCO1	C.H. El Chocón	Chocón Oeste	1	500	4,5	0	0	0	0	2	24,19	99,7%	0,0
5CHCO2	C.H. El Chocón	Chocón Oeste	2	500	4,5	1	0,32	0	0	1	4,05	100,0%	0,0
5CHPU1	El Chocón	Puelches	1	500	304	0	0	0	0	6	12,38	99,9%	0,0
5CHPU2	El Chocón	Puelches	2	500	304	0	0	0	0	4	0	100,0%	0,0
5CLCO1	Choele Choel	Chocón Oeste	1	500	269	0	0	0	0	4	10,95	99,9%	0,0
5CLPG1	Choele Choel	Piedra del Águila	1	500	386,7	0	0	0	0	5	0	100,0%	0,0
5CLPY1	Choele Choel	Puerto Madryn	1	500	354,2	2	14,11	0	0	6	0	99,8%	470,0
5COPG1	Chocón Oeste	Piedra del Águila	1	500	165	3	0,77	0	0	0	0	100,0%	0,0
5COPG2	Chocón Oeste	Piedra del Águila	2	500	170	0	0	0	0	2	40,65	99,5%	0,0
5EMRG1	Embalse	Río Grande	1	500	30	0	0	0	0	15	347,35	96,0%	0,0
5ESPRSC1	Esperanza	Río Santa Cruz	1	500	167	0	0	0	0	9	16,04	99,8%	0,0
5EZHE1	Ezeiza	Henderson	1	500	313	3	0,44	0	0	13	77,01	99,1%	0,0
5EZHE2	Ezeiza	Henderson	2	500	313	0	0	0	0	27	163,4	98,1%	0,0
5EZRD1	Ezeiza	Gral. Rodríguez	1	500	53	1	0,28	1	1,72	9	61,31	99,3%	0,0
5EZRD2	Ezeiza	Gral. Rodríguez	2	500	53	0	0	0	0	0	0	100,0%	0,0
5GMLU1	Gran Mendoza	Luján	1	500	257	1	7,05	0	0	17	21,69	99,7%	0,0
5GM-RDI1	Gran Mendoza	Río Diamante	1	500	188,1	0	0	0	0	11	13,28	99,8%	0,0
5HEPU1	Henderson	Puelches	1	500	421	2	23,22	0	0	9	21,19	99,5%	2200,0
5HEMC2	Henderson	Macachin	2	500	194	0	0	0	0	10	69,71	99,2%	0,0
5LARE1	La Rioja Sur	Recreo	1	500	147,2	1	0,25	0	0	16	0	100,0%	140,0



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
5MBRD1	Manuel Belgrano	Rodriguez	1	500	41,4	0	0	0	0	3	18,84	99,8%	0,0
5MCPU2	Macachin	Puelches	2	500	227	6	26,97	0	0	24	13,03	99,5%	0,0
5LURG1	P. Achala I	Río Grande	1	500	150	4	9,75	0	0	14	39,75	99,4%	0,0
5MARE1	Malvinas Argentinas	Recreo	1	500	259	2	1,53	0	0	23	30,84	99,6%	70,0
5PAPG1	C.H. Piedra del Águila	Piedra del Águila	1	500	5,6	0	0	0	0	0	0	100,0%	0,0
5PAPG2	C.H. Piedra del Águila	Piedra del Águila	2	500	5,6	0	0	0	0	3	28,9	99,7%	0,0
5PYZN1	Puerto Madryn	Santa Cruz Norte	1	500	552,3	1	1,42	0	0	18	3,03	99,9%	140,0
5ATRD1	Atucha	Gral. Rodríguez	1	500	67,5	2	0,32	0	0	0	0	100,0%	0,0
5ATRA1	Atucha	Ramallo	1	500	117,2	3	0,54	0	0	10	7,92	99,9%	0,0
5RARO1	Ramallo	Rosario Oeste	1	500	77	1	0,35	1	0,05	0	0	100,0%	35,0
5RMRS1	Romang	Resistencia	1	500	256	0	0	0	0	8	53,63	99,4%	0,0
5RMST1	Romang	Santo Tomé	1	500	270	0	0	0	0	3	30,51	99,7%	0,0
5CNST1	Coronda	Santo Tomé	1	500	137,9	0	0	0	0	3	18,93	99,8%	0,0
5CNRO1	Río Coronda	Rosario Oeste	1	500	65	2	0,48	0	0	5	43,96	99,5%	0,0
5CNRO2	Río Coronda	Rosario Oeste	2	500	65,54	0	0	0	0	4	24,35	99,7%	0,0
5RSC-ZN1	Río Santa Cruz	Santa Cruz Norte	1	500	391,9	0	0	0	0	23	30,46	99,7%	0,0
5GPA-SG1	Gran Paraná	Salto Grande	1	500	242,7	0	0	0	0	45	82,48	99,1%	0,0
5GPA-ST1	Gran Paraná	Santo Tomé	1	500	47,16	1	0,15	0	0	14	56,37	99,4%	0,0
5GM-NSJ1	Gran Mendoza	Nueva San Juan	1	500	177,8	2	1,2	0	0	2	21,07	99,7%	370,0

**Tabla 9.1.1.2.5 SALIDAS FORZADAS DE CIRCUITOS DOBLES**

Fecha	Corredor	E.T. Origen	E.T. Destino	Tensión [kV]	Ident. (*)	Tiempo rest. Servicio [Hs.]	Pcorte [MW]
8/1/2018	Comahue - Buenos Aires	Puelches	Henderson	500	3	21,92	2200

(\*) Código coincide con las descripciones presentadas en PT 12

**Tabla 9.1.1.2.6 TIPIFICACIÓN DE FALTAS**

Tensión [kV]	Cantidad de Faltas						Totales
	Permanentes				Transitorias		
	Monofásica a tierra	Bifásica	Bifásica a tierra	Trifásica	Monofásica c/ recierre exitoso	Trifásica c/ recierre exitoso	
132	0	0	0	0	0	0	0
220	11	5	0	2	38	0	56
500	35	7	0	8	53	0	103

**Tabla 9.1.1.2.7 EQUIPOS DE COMPENSACIÓN**

Identificación	Cantidad de equipos	Forz. No Autor.		Forz. Autorizadas		Programadas		Pot. Total [MVar]	Indice Disp.
		NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
Reactores de Barra	34	2	6,6	0	0,0	116	6029,0	3400	97,97%

**Tabla 9.1.1.2.7 EQUIPOS DE COMPENSACIÓN (Continuación)**

Identificación	Cantidad de equipos	Forz. No Autor.		Forz. Autorizadas		Programadas		Pot. Total [MVar]	Indice Disp.
		NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
Reactores de Línea	Maniob. 16	0	0,0	0	0,0	0	0,0	1490	100,00%
	No Maniob. 43	0	0,0	0	0,0	0	0,0	5095	100,00%
<b>Total</b>	<b>TOTAL: 59</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>6585</b>	<b>100,00%</b>

Identificación	Cantidad de equipos	Forz. No Autor.		Forz. Autorizadas		Programadas		Pot. Total [MVar]	Indice Disp.
		NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
Reactores de Terciarios	19	0	0,0	0	0,0	16	2244,3	475	98,65%

Identificación	Cantidad de equipos	Forz. No Autor.		Forz. Autorizadas		Programadas		Pot. Total [MVar]	Indice Disp.
		NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
Compens. Sincrónicos	6	2	13,7	2	3,0	45	2680,7	1470	94,87%

**Tabla 9.1.1.2.7 EQUIPOS DE COMPENSACIÓN (Continuación)**

Identificación	Cantidad de equipos	Forz. No Autor.		Forz. Autorizadas		Programadas		Pot. Total [MVar]	Indice Disp.
		NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
<b>Capacitores Serie por Banco</b>	Banco 1 de Capacitores de Choele Choel (K1CL)	0	0	0	0	2	14,13	312	99,84%
	Banco 1 de Capacitores de Olavarria (K1OL)	0	0	0	0	6	37,77	299	99,57%
	Banco 1 de Capacitores de Recreo (K1RE)	1	28,47	0	0	5	34,37	245	99,28%
	Banco 2 de Capacitores de Choele Choel (K2CL)	0	0	0	0	2	17,25	314	99,80%
	Banco 2 de Capacitores de Olavarria (K2OL)	0	0	0	0	9	69,38	222	99,21%
	Banco 3 de Capacitores de Choele Choel (K3CL)	0	0	1	2,13	5	41,66	298	99,50%
	Banco 3 de Capacitores de Olavarria (K3OL)	0	0	0	0	3	19,03	199	99,78%
	Banco 4 de Capacitores de Choele Choel (K4CL)	0	0	4	10,23	4	23,63	247	99,61%
	Banco 4 de Capacitores de Olavarria (K4OL)	0	0	0	0	2	16,24	201	99,81%
	Capacitores Serie de Henderson (KSHE)	0	0	0	0	9	79,68	596	99,09%
	Capacitores Serie de Puelches (KSPU)	0	0	0	0	3	398,41	681	95,45%
	Capacitores Serie de Puerto Madryn (K1PY)	0	0	0	0	0	0	378	100,00%
	<b>Total</b>	<b>1</b>	<b>28,5</b>	<b>5</b>	<b>12,4</b>	<b>50</b>	<b>751,6</b>	<b>3992</b>	<b>82,58%</b>

**Tabla 9.1.1.2.7 EQUIPOS DE COMPENSACIÓN (Continuación)**

Identificación	Cantidad de equipos	Forz. No Autor.		Forz. Autorizadas		Programadas		Pot. Total [MVar]	Indice Disp.
		NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
<b>Capacitores Shunt por Banco</b>	Banco 1 de Capacitores de Paso de la Patria (K1PT)	1	4,48	0	0	9	757,32	45	91,30%
	Banco 2 de Capacitores de Paso de la Patria (K2PT)	0	0	0	0	13	143,64	30	98,36%
	Banco 1 de Capacitores de Rosario Oeste (K1RO)	0	0	0	0	4	102,84	45	98,83%
	Banco 2 de Capacitores de Rosario Oeste (K2RO)	0	0	0	0	4	314,58	45	96,41%
	Banco 3 de Capacitores de Rosario Oeste (K3RO)	0	0	0	0	5	533,75	45	93,91%
	Banco 1 de Capacitores de Romang (K1RM)	0	0	0	0	1	18,35	15	99,79%
	Banco 2 de Capacitores de Romang (K2RM)	0	0	0	0	3	98,76	15	98,87%
	Banco 3 de Capacitores de Romang (K3RM)	0	0	0	0	2	14,48	15	99,83%
	Banco 1 de Capacitores de Resistencia (K1RS)	0	0	0	0	16	300,87	41,25	96,57%
	Banco 2 de Capacitores de Resistencia (K2RS)	0	0	0	0	18	698,90	41,25	92,02%
	Banco 3 de Capacitores de Resistencia (K3RS)	0	0	0	0	9	129,23	41,25	98,52%
	Banco 4 de Capacitores de Resistencia (K4RS)	0	0	1	1,55	9	462,52	27,54	94,70%
	Banco 1 de Capacitores de Santo Tomé (K1ST)	0	0	0	0	5	799,59	50	90,87%
	<b>Total</b>	<b>1</b>	<b>4,48</b>	<b>0</b>	<b>1,55</b>	<b>98</b>	<b>4374,83</b>	<b>456,29</b>	<b>95,43%</b>

**Tabla 9.1.1.2.8 PUNTOS DE CONEXIÓN – POR ESTACIÓN**

Estación	Cantidad conex.	FNA		Forz. Autoriz.		Programadas		Pot. Cortada [MW]	Indice Disp. (%)
		NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
Abasto	2	0	0	0	0	8	102,77	0	99,41%
Agua del Cajón	2	1	4,08	0	0	5	45,61	0	99,72%
Alicurá	6	4	0,34	0	0	14	650,90	128	98,76%
Almafuerte	8	4	0,67	0	0	24	491,07	17	99,30%
Arroyo Cabral	3	13	274,67	4	19,03	10	51,76	34	98,69%
Atucha	4	5	36,83	0	0	17	619,47	797	98,13%
Bahía Blanca	2	0	0	0	0	8	72,37	0	99,59%
Manuel Belgrano	3	4	23,22	0	0	6	584,98	0	97,69%
Campana	2	0	0	0	0	3	18,84	0	99,89%
Chocón Oeste	2	0	0	0	0	13	118,60	0	99,32%
Choele Choel	2	3	42	0	0	5	75,63	24	99,33%
Cobos	1	0	0	0	0	0	0	0	100,00%
Colonia Elía	1	0	0	0	0	0	0	0	100,00%
El Bracho	14	24	40,53	8	8,50	38	379,37	621	99,65%
Esperanza	3	6	6,70	0	0	1	8,82	38	99,94%
Ezeiza	3	1	0,28	0	0	5	1388,04	0	94,72%
General Rodriguez	3	1	23,15	1	7,67	10	280,27	68	98,82%
Gran Mendoza	6	2	2,3	0	0	28	287,54	38	99,45%
Gran Paraná	2	2	4,35	0	0	8	74	0	99,55%
Guillermo Brown	2	0	0,00	0	0	7	810,36	0	95,37%
La Rioja Sur	2	5	3,10	0	0	6	32,05	203	99,80%
Luján	3	4	0,38	1	3,45	5	35,35	167	99,85%
Macachín	2	5	2,73	0	0,00	2	20,01	0	99,87%
Malvinas Argentinas	7	13	53,48	0	0	38	883,12	339	98,47%
Nueva San Juan	3	3	5	0	0	2	6,17	200	99,96%
Olavarría	2	0	0	0	0	10	74,16	0	99,58%
Paso de la Patria	3	0	0	0	0	5	26,59	0	99,90%
Piedra del Águila	1	0	0	0	0	7	0	0	100,00%

Estación	Cantidad conex.	FNA		Forz. Autoriz.		Programadas		Pot. Cortada [MW]	Indice Disp. (%)
		NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
Planicie Banderita	2	0	0,00	0	0	9	69,40	0	99,60%
Puelches	2	9	91,85	0	0	13	353,05	5	97,46%
Puerto Madryn	1	0	0	0	0	0	0,00	0	100,00%
Ramallo	6	1	0,38	0	0,00	28	1184,90	0	97,74%
Recreo	5	14	39,99	0	0,00	9	138,36	134	99,59%
Resistencia	11	9	523,98	2	5,95	67	7417,68	698	91,75%
Río Coronda	6	2	69,42	0	0	62	1215,86	90	97,55%
Río Diamante	1	0	0	0	0	0	0	0	100,00%
Río Grande	2	2	135,52	1	2,22	5	1090,05	0	92,99%
Río Santa Cruz	1	2	2,77	0	0	0	0	5	99,97%
Romang	2	7	9,3	0	0,00	6	106	343	99,34%
Rosario Oeste	9	4	7	0	0	49	615,21	91	99,21%
San Juancito	1	0	0	0	0	3	21	0	99,76%
Santa Cruz Norte	3	7	7,35	0	0	6	62,2	177	99,74%
Santiago del Estero	2	0	0	1	2,32	3	13	0	99,91%
Santo Tomé	9	13	206,51	2	9,87	30	225,23	0	99,44%
Villa Lía	1	1	4	0	0	3	25,73	0	99,66%
<b>Total</b>	<b>159</b>	<b>171</b>	<b>1622,0</b>	<b>20</b>	<b>59,0</b>	<b>586</b>	<b>19742,0</b>	<b>4217</b>	<b>98,46%</b>



**Tabla 9.1.1.2.9 TRANSFORMADORES**

Ident. Trans.	Ubicación	Potencia [MVA]	Tipo Falla	Forzadas NA		Forzada A		Programadas		Indice Disp.	Pot. Cortada [MW]
				NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
T9AL	E.T. Alicurá	100	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T9AL	E.T. Alicurá	100	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T11AL	E.T. Alicurá	150	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T11AL	E.T. Alicurá	150	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T1AC	E.T. Arroyo Cabral	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T1AC	E.T. Arroyo Cabral	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T1AM	E.T. Almafuerite	150	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T1AM	E.T. Almafuerite	150	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T2AM	E.T. Almafuerite	150	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T2AM	E.T. Almafuerite	150	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T3AM	E.T. Almafuerite	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T3AM	E.T. Almafuerite	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T1AT	E.T. Atucha	150	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T1AT	E.T. Atucha	150	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T1CB	E.T. Cobos	450	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T1CB	E.T. Cobos	450	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0

Ident. Trans.	Ubicación	Potencia [MVA]	Tipo Falla	Forzadas NA		Forzada A		Programadas		Indice Disp.	Pot. Cortada [MW]
				NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T2CB	E.T. Cobos	450	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T2CB	E.T. Cobos	450	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T8CO	E.T. Chocón Oeste	150	Propia	1	0,2	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T8CO	E.T. Chocón Oeste	150	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>1</b>	<b>0,2</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T5CL	E.T. Choele Choel	100	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T5CL	E.T. Choele Choel	100	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T1BR	E.T. Bracho	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T1BR	E.T. Bracho	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T2BR	E.T. El Bracho	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T2BR	E.T. El Bracho	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T2CH	E.T. El Chocón	100	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T2CH	E.T. El Chocón	100	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T4CH	E.T. El Chocón	150	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T4CH	E.T. El Chocón	150	Prot.Alim./Otros	1	0,9	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>1</b>	<b>0,9</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T1ESP	E.T. Esperanza	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T1ESP	E.T. Esperanza	300	Prot.Alim./Otros	2	3,8	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0

Ident. Trans.	Ubicación	Potencia [MVA]	Tipo Falla	Forzadas NA		Forzada A		Programadas		Indice Disp.	Pot. Cortada [MW]
				NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
	<b>Total</b>			<b>2</b>	<b>3,8</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T2ESP	E.T. Esperanza	100	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T2ESP	E.T. Esperanza	100	Prot.Alim./Otros	2	4,2	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>2</b>	<b>4,2</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T1EZ	E.T. Ezeiza	800	Propia	3	22,6	0	0,0	0	0,0	99,7%	250,0
T1EZ	E.T. Ezeiza	800	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>3</b>	<b>22,6</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>99,7%</b>	<b>250,0</b>
T2EZ	E.T. Ezeiza	800	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T2EZ	E.T. Ezeiza	800	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T3EZ	E.T. Ezeiza	800	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T3EZ	E.T. Ezeiza	800	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T4EZ	E.T. Ezeiza	250	Propia	1	6,6	0	0,0	0	0,0	99,9%	0,0
T4EZ	E.T. Ezeiza	250	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>1</b>	<b>6,6</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>99,9%</b>	<b>0,0</b>
T5EZ	E.T. Ezeiza	250	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T5EZ	E.T. Ezeiza	250	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T6EZ	E.T. Ezeiza	250	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T6EZ	E.T. Ezeiza	250	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T7EZ	E.T. Ezeiza	850	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T7EZ	E.T. Ezeiza	850	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0

Ident. Trans.	Ubicación	Potencia [MVA]	Tipo Falla	Forzadas NA		Forzada A		Programadas		Indice Disp.	Pot. Cortada [MW]
				NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T1GM	E.T. Gran Mendoza	300	Propia	1	2,6	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T1GM	E.T. Gran Mendoza	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>1</b>	<b>2,6</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T2GM	E.T. Gran Mendoza	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T2GM	E.T. Gran Mendoza	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T3GM	E.T. Gran Mendoza	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T3GM	E.T. Gran Mendoza	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T1GPA	E.T. Gran Paraná	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T1GPA	E.T. Gran Paraná	300	Prot.Alim./Otros	1	0,9	0	0,0	0	0,0	100,0%	30,0
	<b>Total</b>			<b>1</b>	<b>0,9</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>30,0</b>
T2GPA	E.T. Gran Paraná	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T2GPA	E.T. Gran Paraná	300	Prot.Alim./Otros	1	3,4	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>1</b>	<b>3,4</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T1HE	E.T. Henderson	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T1HE	E.T. Henderson	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T2HE	E.T. Henderson	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T2HE	E.T. Henderson	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T3HE	E.T. Henderson	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T3HE	E.T. Henderson	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0

Ident. Trans.	Ubicación	Potencia [MVA]	Tipo Falla	Forzadas NA		Forzada A		Programadas		Indice Disp.	Pot. Cortada [MW]
				NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T7HE	E.T. Henderson	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T7HE	E.T. Henderson	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T1LA	E.T. La Rioja Sur	300	Propia	1	0,3	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T1LA	E.T. La Rioja Sur	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>1</b>	<b>0,3</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T1LU	E.T. Luján	150	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T1LU	E.T. Luján	150	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T2LU	E.T. Luján	150	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T2LU	E.T. Luján	150	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T1MA	E.T. Malvinas Arg.	300	Propia	1	0,8	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T1MA	E.T. Malvinas Arg.	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>1</b>	<b>0,8</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T2MA	E.T. Malvinas Arg.	300	Propia	1	0,8	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T2MA	E.T. Malvinas Arg.	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>1</b>	<b>0,8</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T4MA	E.T. Malvinas Arg.	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T4MA	E.T. Malvinas Arg.	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T1MC	E.T. Macachín	150	Propia	1	1,3	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T1MC	E.T. Macachín	150	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0

Ident. Trans.	Ubicación	Potencia [MVA]	Tipo Falla	Forzadas NA		Forzada A		Programadas		Indice Disp.	Pot. Cortada [MW]
				NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
	<b>Total</b>			<b>1</b>	<b>1,3</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T1NSJ	E.T. Nueva San Juan	450	Propia	2	0,7	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T1NSJ	E.T. Nueva San Juan	450	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>2</b>	<b>0,7</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T2PB	E.T. Planicie Banderita	150	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T2PB	E.T. Planicie Banderita	150	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T1PU	E.T. Puelches	150	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T1PU	E.T. Puelches	150	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T1PY	E.T. Puerto Madryn	450	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T1PY	E.T. Puerto Madryn	450	Prot.Alim./Otros	2	0,8	0	0,0	0	0,0	100,0%	178,9
	<b>Total</b>			<b>2</b>	<b>0,8</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>178,9</b>
T1RA	E.T. Ramallo	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T1RA	E.T. Ramallo	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T4RA	E.T. Ramallo	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T4RA	E.T. Ramallo	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T1RE	E.T. Recreo	150	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T1RE	E.T. Recreo	150	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T2RE	E.T. Recreo	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T2RE	E.T. Recreo	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0

Ident. Trans.	Ubicación	Potencia [MVA]	Tipo Falla	Forzadas NA		Forzada A		Programadas		Indice Disp.	Pot. Cortada [MW]
				NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T1RS	E.T. Resistencia	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T1RS	E.T. Resistencia	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T2RS	E.T. Resistencia	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T2RS	E.T. Resistencia	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T3RS	E.T. Resistencia	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T3RS	E.T. Resistencia	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T1RDI	E.T. Río Diamante	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T1RDI	E.T. Río Diamante	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T1RSC	E.T. Río Santa Cruz	150	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T1RSC	E.T. Río Santa Cruz	150	Prot.Alim./Otros	2	4,4	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>2</b>	<b>4,4</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T1RM	E.T. Romang	150	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T1RM	E.T. Romang	150	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T2RM	E.T. Romang	150	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T2RM	E.T. Romang	150	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T1RO	E.T. Rosario Oeste	150	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T1RO	E.T. Rosario Oeste	150	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0



Ident. Trans.	Ubicación	Potencia [MVA]	Tipo Falla	Forzadas NA		Forzada A		Programadas		Indice Disp.	Pot. Cortada [MW]
				NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T2RO	E.T. Rosario Oeste	150	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T2RO	E.T. Rosario Oeste	150	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T3RO	E.T. Rosario Oeste	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T3RO	E.T. Rosario Oeste	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T4RO	E.T. Rosario Oeste	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T4RO	E.T. Rosario Oeste	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T5RO	E.T. Rosario Oeste	300	Propia	1	1,5	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T5RO	E.T. Rosario Oeste	300	Prot.Alim./Otros	1	0,6	0	0,0	0	0,0	100,0%	617,3
	<b>Total</b>			<b>2</b>	<b>2,1</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>617,3</b>
T6RO	E.T. Rosario Oeste	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T6RO	E.T. Rosario Oeste	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T7RO	E.T. Rosario Oeste	855	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T7RO	E.T. Rosario Oeste	855	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T1SO	E.T. San Juancito	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T1SO	E.T. San Juancito	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T1ZN	E.T. Santa Cruz Norte	150	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T1ZN	E.T. Santa Cruz Norte	150	Prot.Alim./Otros	3	4,6	0	0,0	0	0,0	99,9%	0,0

Ident. Trans.	Ubicación	Potencia [MVA]	Tipo Falla	Forzadas NA		Forzada A		Programadas		Indice Disp.	Pot. Cortada [MW]
				NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
	<b>Total</b>			<b>3</b>	<b>4,6</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>99,9</b>	<b>0,0</b>
T1ST	E.T. Santo Tomé	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T1ST	E.T. Santo Tomé	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T2ST	E.T. Santo Tomé	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T2ST	E.T. Santo Tomé	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T3ST	E.T. Santo Tomé	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T3ST	E.T. Santo Tomé	300	Prot.Alim./Otros	1	1,9	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>1</b>	<b>1,9</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T1SES	E.T. Santiago del Estero	450	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T1SES	E.T. Santiago del Estero	450	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T1CN	E.T. Río Coronda	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T1CN	E.T. Río Coronda	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T1PT	E.T. Paso de la Patria	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0,0%	0,0
T1PT	E.T. Paso de la Patria	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T2PT	E.T. Paso de la Patria	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0,0%	0,0
T2PT	E.T. Paso de la Patria	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>

## **ANEXO 9**

### **Sub-Sección 1.1.3: Año 2019**

**TRANSENER S.A. – AÑO 2019**

**Tabla 9.1.1.3.1 TABLA DE SALIDAS DE LINEAS (GLOBAL)**

Tensión [kV]	Long. Total [km]	Forzadas No Autorizadas		Forzada Autorizada		Programadas		Tasa de sal. FNA y FA C sal/100km- año	Indice de Disponib. (%)	P. Corte [MW]
		Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)			
132	6	0	0,0	0	0,0	2	37,4	0,00	99,57%	0
220	562	6	107,4	0	0,0	56	1989,2	1,07	97,98%	0
500	11815	46	120,0	6	71,1	313	5450,8	0,44	98,94%	15990,69
<b>Total</b>	<b>12383</b>	<b>52</b>	<b>227,4</b>	<b>6</b>	<b>71,1</b>	<b>371</b>	<b>7477,4</b>	<b>0,47</b>	<b>98,90%</b>	<b>15990,7</b>

**Tabla 9.1.1.3.2 SALIDAS FORZADAS DE CIRCUITOS DOBLES (GLOBAL)**

Corredor Fallado	E.T. Origen	E.T. Destino	Tensión	Long. km	Salidas forzadas		Tasa de sal c/100km-año	P. corte [MW]
			kV		Cant	Hs		
Comahue - Buenos Aires	Alicurá	Piedra del Aguila	500	76	1	7,7	1,32	50

**Tabla 9.1.1.3.3 CAUSA DE SALIDAS FORZADAS DE LÍNEAS (GLOBAL)**

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	2	3,8%	565,36	0,6%	447,33	2,8%
Tormenta eléctrica	2	6	11,5%				
Incendio en campos	3	16	30,8%				
Animales, plantaciones y otros objetos que afecten la aislación	4						
Error humano	5						
Meteoro	6						
Atentado	7						
Actuación incorrecta de los sistemas de protecciones y comunicaciones	8	6	11,5%	93120,75	98,7%	12617,16	78,9%
Falla en barras	9						
Actuación de protecciones en zonas de respaldo remoto	10	3	5,8%				
Protección de sobretensión, subfrecuencia ó sobrefrecuencia	11						
Sobrecargas	12						
Oscilaciones de Potencia	13	1	1,9%				
Actuación correcta de automatismos del SADI	14	1	1,9%				
Actuación incorrecta de automatismos del SADI	15						
Desconocidos	16	5	9,6%	695,03	0,7%	2926,20	18,3%
Otras	17	12	23,1%				
<b>Total</b>		<b>52</b>	<b>100,0%</b>	<b>94381,14</b>	<b>100,0%</b>	<b>15990,69</b>	<b>100,0%</b>

(\*) Código coincide con las descripciones presentadas en PT 12

**Tabla 9.1.1.3.4 SALIDAS FORZADAS POR LÍNEA**

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
1RASN1	Ramallo	San Nicolás	1	132	6	0	0	0	0	2	37,37	99,6%	0,0
2ATVL1	Atucha	Villa Lía	1	220	26	0	0	0	0	3	242,82	97,2%	0,0
2ATVL2	Atucha	Villa Lía	2	220	26	0	0	0	0	5	456,85	94,8%	0,0
2RARO1	Ramallo	Rosario Oeste	1	220	77	0	0	0	0	9	147,88	98,3%	0,0
2RARO2	Ramallo	Rosario Oeste	2	220	77	0	0	0	0	3	22,67	99,7%	0,0
2RASN1	Ramallo	San Nicolás	1	220	6	0	0	0	0	4	435,23	95,0%	0,0
2RAVL1	Ramallo	Villa Lía	1	220	114	1	0,15	0	0	7	254,27	97,1%	0,0
2RAVL2	Ramallo	Villa Lía	2	220	114	3	8,28	0	0	8	59,02	99,2%	0,0
2RDVL1	Gral. Rodríguez	Villa Lía	1	220	61	1	0,42	0	0	7	173,53	98,0%	0,0
2RDVL2	Gral. Rodríguez	Villa Lía	2	220	61	1	98,60	0	0	10	196,97	96,6%	0,0
5ABEZ1	Abasto	Ezeiza	1	500	58	0	0	1	6,35	13	98,60	98,8%	0,0
5ABEZ2	Abasto	Ezeiza	2	500	58	1	2,80	2	51,90	13	93,72	98,3%	0,0
5ABOL1	Abasto	Olavarría	1	500	291	1	0,07	0	0	5	49,29	99,4%	0,0
5ABOL2	Abasto	Olavarría	2	500	301,9	1	0,60	0	0	3	9,55	99,9%	0,0
5AGCO1	Agua del Cajón	Chocón Oeste	1	500	52	0	0	0	0	0	0	100,0%	0,0
5AG-RDI1	Agua del Cajón	Río Diamante	1	500	519,3	0	0	0	0	1	7,01	99,9%	0,0
5ALPG1	Alicurá	Piedra del Águila	1	500	76	3	28,75	0	0	1	7,83	99,6%	87,3
5ALPG2	Alicurá	Piedra del Águila	2	500	76	2	8,95	0	0	2	16,43	99,7%	0,0
5AMEM1	Almafuerte	Embalse	1	500	12	0	0	0	0	1	8,71	99,9%	0,0
5AMMA1	Almafuerte	Malvinas Argentinas	1	500	105	0	0	0	0	1	10,69	99,9%	0,0
5ACAM1	Arroyo Cabral	Almafuerte	1	500	90,07	0	0	0	0	2	20,34	99,8%	0,0
5ACRO1	Arroyo Cabral	Rosario Oeste	1	500	255,1	0	0	0	0	8	61,71	99,3%	0,0
5BBCL1	Bahía Blanca	Choele Choel	1	500	346	0	0	0	0	3	25,85	99,7%	0,0
5CL-GBR1	Choele Choel	Guillermo Brown	1	500	324,4	0	0	0	0	4	40,32	99,5%	0,0
5BB-GBR1	Bahía Blanca	Guillermo Brown	1	500	41,34	1	0,10	0	0	3	19,25	99,8%	0,0
5BBOL1	Bahía Blanca	Olavarría	1	500	255	0	0	0	0	4	28,32	99,7%	0,0
5BBOL2	Bahía Blanca	Olavarría	2	500	254,8	0	0	0	0	0	0	100,0%	0,0
5BRCB1	El Bracho	Cobos	1	500	285	3	1,40	0	0	0	0	100,0%	0,0
5BR-LAV1	El Bracho	Lavalle	1	500	131,8	3	0,85	0	0	3	27,17	99,7%	0,0

Codigo Ident.	E.T. Origen	E.T. Destino	Terna	Tens	Long	Forzadas No Autorizadas		Forzadas Autorizadas		Programadas		Indice de Disponib.	Pcorte
Nombre o N°			N°	(kV)	(km)	N° sal	T(h)	N° sal	T(h)	N° sal	T(h)		MW
5LAV-RE1	Lavalle	Recreo	1	500	122,8	0	0	0	0	3	9,31	99,9%	0,0
5LAVSES1	Lavalle	Santiago del Estero	1	500	86,44	1	1,60	0	0	1	10,11	99,9%	0,0
5CACE1	Campana	Colonia Elía	1	500	194	3	7,70	0	0	6	130,6	98,4%	12581
5CARD1	Campana	Gral. Rodríguez	1	500	42	0	0	0	0	0	0	100,0%	0,0
5CCPB1	Cerrito de la Costa	Planicie Banderita	1	500	27	2	1,10	0	0	1	6,9	99,9%	0,0
5CBSO1	Cobos	San Juancito	1	500	46,63	0	0	0	0	2	20,17	99,8%	0,0
5CBMQ1	Cobos	Monte Quemado	1	500	297,7	1	0,35	0	0	3	0	100,0%	0,0
5CEMB1	Colonia Elía	Manuel Belgrano	1	500	202,2	2	2,30	0	0	2	21,87	99,7%	0,0
5CHCH1	C.H. El Chocón	El Chocón	1	500	3	0	0	0	0	6	133,18	98,5%	0,0
5CHCH3	C.H. El Chocón	El Chocón	3	500	3	0	0	0	0	4	13,87	99,8%	0,0
5CHCH5	C.H. El Chocón	El Chocón	5	500	3	0	0	0	0	3	121,7	98,6%	0,0
5CHCO1	C.H. El Chocón	Chocón Oeste	1	500	4,5	0	0	0	0	5	31,52	99,6%	0,0
5CHCO2	C.H. El Chocón	Chocón Oeste	2	500	4,5	0	0	0	0	7	39,98	99,5%	0,0
5CHPU1	El Chocón	Puelches	1	500	304	0	0	0	0	3	26,22	99,7%	0,0
5CHPU2	El Chocón	Puelches	2	500	304	0	0	0	0	2	16,65	99,8%	0,0
5CLCO1	Choele Choel	Chocón Oeste	1	500	269	1	11,90	0	0	4	89,13	98,8%	0,0
5CLPG1	Choele Choel	Piedra del Águila	1	500	386,7	0	0	0	0	5	52,38	99,4%	0,0
5CLPY1	Choele Choel	Puerto Madryn	1	500	354,2	2	2,79	0	0	6	44,73	99,5%	403,0
5COPG1	Chocón Oeste	Piedra del Águila	1	500	165	1	0,16	0	0	2	15,07	99,8%	0,0
5COPG2	Chocón Oeste	Piedra del Águila	2	500	170	0	0	0	0	1	131,92	98,5%	0,0
5EMRG1	Embalse	Río Grande	1	500	30	1	0,30	0	0	1	9,07	99,9%	2817,0
5ESPRSC1	Esperanza	Río Santa Cruz	1	500	167	0	0	0	0	1	3,75	100,0%	0,0
5EZHE1	Ezeiza	Henderson	1	500	313	2	0,98	2	8,33	29	2355,3	73,0%	66,2
5EZHE2	Ezeiza	Henderson	2	500	313	0	0	1	4,50	27	254,97	97,0%	0,0
5EZRD1	Ezeiza	Gral. Rodríguez	1	500	53	0	0	0	0	7	47,36	99,5%	0,0
5EZRD2	Ezeiza	Gral. Rodríguez	2	500	53	0	0	0	0	10	67,73	99,2%	0,0
5GMLU1	Gran Mendoza	Luján	1	500	257	0	0	0	0	0	0	100,0%	0,0
5GM-RDI1	Gran Mendoza	Río Diamante	1	500	188,1	0	0	0	0	2	17,48	99,8%	0,0
5HEPU1	Henderson	Puelches	1	500	421	3	6,77	0	0	4	28,93	99,6%	0,0
5HEMC2	Henderson	Macachin	2	500	194	0	0	0	0	15	114,69	98,7%	0,0
5LARE1	La Rioja Sur	Recreo	1	500	147,2	1	0,90	0	0	11	690,97	92,1%	36,0



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
5MBRD1	Manuel Belgrano	Rodriguez	1	500	41,4	0	0	0	0	1	9,33	99,9%	0,0
5MCPU2	Macachin	Puelches	2	500	227	0	0	0	0	4	17,99	99,8%	0,0
5LURG1	P. Achala I	Río Grande	1	500	150	1	0,20	0	0	5	41,3	99,5%	0,0
5MARE1	Malvinas Argentinas	Recreo	1	500	259	1	1,30	0	0	2	0	100,0%	0,0
5PAPG1	C.H. Piedra del Águila	Piedra del Águila	1	500	5,6	0	0	0	0	3	29,87	99,7%	0,0
5PAPG2	C.H. Piedra del Águila	Piedra del Águila	2	500	5,6	0	0	0	0	1	1,1	100,0%	0,0
5PYZN1	Puerto Madryn	Santa Cruz Norte	1	500	552,3	0	0	0	0	5	30,73	99,6%	0,0
5ATRD1	Atucha	Gral. Rodríguez	1	500	67,5	2	0,31	0	0	0	0	100,0%	0,0
5ATRA1	Atucha	Ramallo	1	500	117,2	2	21,60	0	0	2	16,34	99,6%	0,0
5RARO1	Ramallo	Rosario Oeste	1	500	77	2	15,00	0	0	4	39,51	99,4%	0,0
5RMRS1	Romang	Resistencia	1	500	256	0	0	0	0	0	0	100,0%	0,0
5RMST1	Romang	Santo Tomé	1	500	270	0	0	0	0	2	19	99,8%	0,0
5CNST1	Coronda	Santo Tomé	1	500	137,9	0	0	0	0	9	27,85	99,7%	0,0
5CNRO1	Río Coronda	Rosario Oeste	1	500	65	0	0	0	0	12	61,96	99,3%	0,0
5CNRO2	Río Coronda	Rosario Oeste	2	500	65,54	0	0	0	0	6	31,74	99,6%	0,0
5RSC-ZN1	Río Santa Cruz	Santa Cruz Norte	1	500	391,9	0	0	0	0	1	3,73	100,0%	0,0
5GPA-SG1	Gran Paraná	Salto Grande	1	500	242,7	1	0,45	0	0	4	11,43	99,9%	0,0
5GPA-ST1	Gran Paraná	Santo Tomé	1	500	47,16	1	0,10	0	0	11	72,58	99,2%	0,0
5GM-NSJ1	Gran Mendoza	Nueva San Juan	1	500	177,8	0	0	0	0	1	6,02	99,9%	0,0

**Tabla 9.1.1.3.5 SALIDAS FORZADAS DE CIRCUITOS DOBLES**

Fecha	Corredor	E.T. Origen	E.T. Destino	Tensión [kV]	Ident. (*)	Tiempo rest. Servicio [Hs.]	Pcorte [MW]
3/4/2019	Comahue - Buenos Aires	Alicurá	Piedra del Aguila	500	3	7,7	50

(\*) Código coincide con las descripciones presentadas en PT 12

**Tabla 9.1.1.3.6 TIPIFICACIÓN DE FALTAS**

Tensión [kV]	Cantidad de Faltas						Totales
	Permanentes				Transitorias		
	Monofásica a tierra	Bifásica	Bifásica a tierra	Trifásica	Monofásica c/ recierre exitoso	Trifásica c/ recierre exitoso	
132	0	0	0	0	0	0	0
220	4	1	0	1	45	0	51
500	33	3	0	10	49	0	95

**Tabla 9.1.1.3.7 EQUIPOS DE COMPENSACIÓN**

Identificación	Cantidad de equipos	Forz. No Autor.		Forz. Autorizadas		Programadas		Pot. Total [MVar]	Indice Disp.
		NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
Reactores de Barra	34	2	5,4	0	0,0	93	2433,0	3400	99,18%

**Tabla 9.1.1.3.7 EQUIPOS DE COMPENSACIÓN (Continuación)**

Identificación	Cantidad de equipos	Forz. No Autor.		Forz. Autorizadas		Programadas		Pot. Total [MVar]	Indice Disp.
		N°Sal	T[h]	N°Sal	T[h]	N°Sal	T[h]		
Reactores de Línea	Maniob. 16	0	0,0	0	0,0	0	0,0	1490	100,00%
	No Maniob. 43	0	0,0	0	0,0	0	0,0	5095	100,00%
<b>Total</b>	<b>TOTAL: 59</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>6585</b>	<b>100,00%</b>

Identificación	Cantidad de equipos	Forz. No Autor.		Forz. Autorizadas		Programadas		Pot. Total [MVar]	Indice Disp.
		N°Sal	T[h]	N°Sal	T[h]	N°Sal	T[h]		
Reactores de Terciarios	19	1	9,0	1	1,6	24	5330,1	475	96,79%

Identificación	Cantidad de equipos	Forz. No Autor.		Forz. Autorizadas		Programadas		Pot. Total [MVar]	Indice Disp.
		N°Sal	T[h]	N°Sal	T[h]	N°Sal	T[h]		
Compens. Sincrónicos	6	6	2,2	3	33,1	39	1542,9	1470	97,00%

**Tabla 9.1.1.3.7 EQUIPOS DE COMPENSACIÓN (Continuación)**

Identificación	Cantidad de equipos	Forz. No Autor.		Forz. Autorizadas		Programadas		Pot. Total [MVar]	Indice Disp.
		N°Sal	T[h]	N°Sal	T[h]	N°Sal	T[h]		
<b>Capacitores Serie por Banco</b>	Banco 1 de Capacitores de Choele Choel (K1CL)	0	0	0	0	8	103,05	312	98,82%
	Banco 1 de Capacitores de Olavarría (K1OL)	1	5,39	0	0	6	47,87	299	99,39%
	Banco 1 de Capacitores de Recreo (K1RE)	1	50,72	0	0	4	24,2	245	99,14%
	Banco 2 de Capacitores de Choele Choel (K2CL)	0	0	0	0	7	61,6	314	99,30%
	Banco 2 de Capacitores de Olavarría (K2OL)	1	12,23	0	0	3	21,82	222	99,61%
	Banco 3 de Capacitores de Choele Choel (K3CL)	0	0	1	2,1	4	25,38	298	99,69%
	Banco 3 de Capacitores de Olavarría (K3OL)	0	0	0	0	2	16,18	199	99,82%
	Banco 4 de Capacitores de Choele Choel (K4CL)	0	0	0	0	3	100,78	247	98,85%
	Banco 4 de Capacitores de Olavarría (K4OL)	0	0	0	0	2	12,12	201	99,86%
	Capacitores Serie de Henderson (KSHE)	2	13,54	0	0	3	21,22	596	99,60%
	Capacitores Serie de Puelches (KSPU)	2	17,65	0	0	3	17,5	681	99,60%
	Capacitores Serie de Puerto Madryn (K1PY)	0	0	0	0	4	33,87	378	99,61%
	<b>Total</b>	<b>7</b>	<b>99,5</b>	<b>1</b>	<b>2,1</b>	<b>49</b>	<b>485,6</b>	<b>3992</b>	<b>82,47%</b>

**Tabla 9.1.1.3.7 EQUIPOS DE COMPENSACIÓN (Continuación)**

Identificación	Cantidad de equipos	Forz. No Autor.		Forz. Autorizadas		Programadas		Pot. Total [MVar]	Indice Disp.
		NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
<b>Capacitores Shunt por Banco</b>	Banco 1 de Capacitores de Paso de la Patria (K1PT)	2	0,86	0	0	0	0	45	99,99%
	Banco 2 de Capacitores de Paso de la Patria (K2PT)	2	1,34	0	0	0	0	30	99,98%
	Banco 1 de Capacitores de Rosario Oeste (K1RO)	0	0	0	0	4	102,84	45	98,83%
	Banco 2 de Capacitores de Rosario Oeste (K2RO)	0	0	0	0	4	314,58	45	96,41%
	Banco 3 de Capacitores de Rosario Oeste (K3RO)	0	0	0	0	5	533,75	45	93,91%
	Banco 1 de Capacitores de Romang (K1RM)	0	0	0	0	0	0	15	100,00%
	Banco 2 de Capacitores de Romang (K2RM)	0	0	0	0	0	0	15	100,00%
	Banco 3 de Capacitores de Romang (K3RM)	0	0	0	0	0	0	15	100,00%
	Banco 1 de Capacitores de Resistencia (K1RS)	1	0,61	0	0	0	0	41,25	99,99%
	Banco 2 de Capacitores de Resistencia (K2RS)	1	0,67	0	0	0	0	41,25	99,99%
	Banco 3 de Capacitores de Resistencia (K3RS)	1	1,39	0	0	0	0	41,25	99,98%
	Banco 4 de Capacitores de Resistencia (K4RS)	0	0	1	1,55	9	462,52	27,54	94,70%
	Banco 1 de Capacitores de Santo Tomé (K1ST)	0	0	0	0	0	0	50	100,00%
	<b>Total</b>	<b>7</b>	<b>4,87</b>	<b>1</b>	<b>1,55</b>	<b>22</b>	<b>1413,69</b>	<b>456,29</b>	<b>98,60%</b>

**Tabla 9.1.1.3.8 PUNTOS DE CONEXIÓN – POR ESTACIÓN**

Estación	Cantidad conex.	FNA		Forz. Autoriz.		Programadas		Pot. Cortada [MW]	Indice Disp. (%)
		NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
Abasto	2	0	0	0	0	9	61,63	0	99,65%
Agua del Cajón	2	1	1,93	0	0	4	171,92	0	99,01%
Alicurá	6	3	0,37	0	0	9	201,48	144	99,62%
Almafuerte	8	5	0,83	0	0	30	234,05	25	99,66%
Arroyo Cabral	4	25	682,22	0	0	6	213,2	105	97,44%
Atucha	4	2	49,95	0	0	17	277,72	0	99,06%
Bahía Blanca	2	1	3	0	0	2	36,93	0	99,77%
Manuel Belgrano	3	2	2,93	0	0	17	3759,78	0	85,68%
Campana	2	0	0	0	0	4	28,88	0	99,84%
Chocón Oeste	2	1	1	0	0	9	62,92	0	99,64%
Choele Choel	2	4	1	0	0	5	215,65	30	98,76%
Cobos	1	0	0	0	0	7	59	0	99,33%
Colonia Elía	1	0	0	0	0	0	0	0	100,00%
El Bracho	14	25	70,32	5	137,87	50	565,15	320	99,37%
Esperanza	3	3	2,78	0	0	8	59,92	26	99,76%
Ezeiza	3	0	0,00	0	0	23	1557,97	0	94,07%
General Rodriguez	3	1	1,45	2	18,03	21	204,6	0	99,15%
Gran Mendoza	6	2	0,2	2	8,35	11	183,47	9	99,63%
Gran Paraná	2	0	0	0	0	9	86	0	99,51%
Guillermo Brown	2	3	2,33	1	3,3	5	848,82	0	95,12%
La Rioja Sur	4	5	4,43	1	3	9	1166,52	235	96,65%
Luján	5	3	27,87	3	6,08	18	145,98	0	99,59%
Macachín	2	3	0,95	1	4,53	17	160,13	24	99,05%
Malvinas Argentinas	7	4	31,52	3	17,7	26	438,97	180	99,20%
Nueva San Juan	3	2	2	0	0	7	54,4	120	99,79%
Olavarría	2	0	0	0	0	6	44,05	0	99,75%
Paso de la Patria	3	2	6,47	0	0	7	44,55	0	99,71%
Piedra del Águila	1	0	0	0	0	3	32	0	99,63%

Estación	Cantidad conex.	FNA		Forz. Autoriz.		Programadas		Pot. Cortada [MW]	Indice Disp. (%)
		NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
Planicie Banderita	2	6	1867,20	1	8,9	7	105,83	0	88,69%
Puelches	2	9	2,2	0	0	8	50,23	13	99,70%
Puerto Madryn	2	0	0	0	0	2	9,78	0	99,94%
Ramallo	6	3	4,25	1	20,93	37	411,82	0	99,17%
Recreo	5	11	20,8	1	1,13	12	90,58	250	99,74%
Resistencia	11	10	219,7	3	6,82	40	267,95	646	99,49%
Río Coronda	10	4	51,42	5	17,75	12	3625,23	24	95,78%
Río Diamante	1	0	0	0	0	0	0	0	100,00%
Río Grande	2	2	80,55	0	0	8	1218,97	0	92,58%
Río Santa Cruz	1	1	0,1	0	0	1	5	3	99,95%
Romang	2	5	5,8	1	6,58	2	3	196	99,91%
Rosario Oeste	13	7	5	1	4,95	27	354,9	55	99,68%
San Juancito	1	0	0	0	0	2	15	0	99,83%
Santa Cruz Norte	3	6	10,38	0	0	2	12,35	0	99,91%
Santiago del Estero	2	0	0	0	0	5	41	0	99,77%
Santo Tomé	9	4	8,92	1	1,32	24	152,35	0	99,79%
Villa Lía	1	2	4	0	0	9	82,5	0	99,02%
<b>Total</b>	171	165	3167	32	267,4	530	17316,9	2404	98,61%



**Tabla 9.1.1.3.9 TRANSFORMADORES**

Ident. Trans.	Ubicación	Potencia [MVA]	Tipo Falla	Forzadas NA		Forzada A		Programadas		Indice Disp.	Pot. Cortada [MW]
				NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
T9AL	E.T. Alicurá	100	Propia	0	0,0	0	0,0	2	15,8	99,8%	0,0
T9AL	E.T. Alicurá	100	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	1	8,3	99,9%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>3</b>	<b>24,1</b>	<b>99,7%</b>	<b>0,0</b>
T11AL	E.T. Alicurá	150	Propia	0	0,0	0	0,0	5	36,6	99,6%	0,0
T11AL	E.T. Alicurá	150	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>5</b>	<b>36,6</b>	<b>99,6%</b>	<b>0,0</b>
T1AC	E.T. Arroyo Cabral	300	Propia	0	0,0	0	0,0	4	37,6	99,6%	0,0
T1AC	E.T. Arroyo Cabral	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>4</b>	<b>37,6</b>	<b>99,6%</b>	<b>0,0</b>
T1AM	E.T. Almafuerite	150	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T1AM	E.T. Almafuerite	150	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	3	16,3	99,8%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>3</b>	<b>16,3</b>	<b>99,8%</b>	<b>0,0</b>
T2AM	E.T. Almafuerite	150	Propia	1	39,3	0	0,0	1	5,8	99,5%	0,0
T2AM	E.T. Almafuerite	150	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	2	38,2	99,6%	0,0
	<b>Total</b>			<b>1</b>	<b>39,3</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>3</b>	<b>43,9</b>	<b>99,1%</b>	<b>0,0</b>
T3AM	E.T. Almafuerite	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T3AM	E.T. Almafuerite	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	1	10,9	99,9%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>1</b>	<b>10,9</b>	<b>99,9%</b>	<b>0,0</b>
T1AT	E.T. Atucha	150	Propia	0	0,0	0	0,0	3	135,6	98,5%	0,0
T1AT	E.T. Atucha	150	Prot.Alim./Otros	2	36,5	0	0,0	3	25,6	99,3%	0,0
	<b>Total</b>			<b>2</b>	<b>36,5</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>6</b>	<b>161,1</b>	<b>97,7%</b>	<b>0,0</b>
T1CB	E.T. Cobos	450	Propia	0	0,0	0	0,0	6	56,6	99,4%	0,0
T1CB	E.T. Cobos	450	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	5	38,1	99,6%	0,0

Ident. Trans.	Ubicación	Potencia [MVA]	Tipo Falla	Forzadas NA		Forzada A		Programadas		Indice Disp.	Pot. Cortada [MW]
				NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>11</b>	<b>94,7</b>	<b>98,9%</b>	<b>0,0</b>
T2CB	E.T. Cobos	450	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T2CB	E.T. Cobos	450	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	4	30,0	99,7%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>4</b>	<b>30,0</b>	<b>99,7%</b>	<b>0,0</b>
T8CO	E.T. Chocón Oeste	150	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T8CO	E.T. Chocón Oeste	150	Prot.Alim./Otros	1	11,6	0	0,0	1	5,6	99,8%	0,0
	<b>Total</b>			<b>1</b>	<b>11,6</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>1</b>	<b>5,6</b>	<b>99,8%</b>	<b>0,0</b>
T5CL	E.T. Choele Choel	100	Propia	0	0,0	0	0,0	1	9,1	99,9%	0,0
T5CL	E.T. Choele Choel	100	Prot.Alim./Otros	1	12,7	0	0,0	0	0,0	99,9%	0,0
	<b>Total</b>			<b>1</b>	<b>12,7</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>1</b>	<b>9,1</b>	<b>99,8%</b>	<b>0,0</b>
T1BR	E.T. Bracho	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T1BR	E.T. Bracho	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	1	4,7	99,9%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>1</b>	<b>4,7</b>	<b>99,9%</b>	<b>0,0</b>
T2BR	E.T. El Bracho	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T2BR	E.T. El Bracho	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	2	10,1	99,9%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>2</b>	<b>10,1</b>	<b>99,9%</b>	<b>0,0</b>
T2CH	E.T. El Chocón	100	Propia	0	0,0	0	0,0	8	3615	58,7%	0,0
T2CH	E.T. El Chocón	100	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	2	7,4	99,9%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>10</b>	<b>3622</b>	<b>58,6%</b>	<b>0,0</b>
T4CH	E.T. El Chocón	150	Propia	0	0,0	0	0,0	5	42,7	99,5%	0,0
T4CH	E.T. El Chocón	150	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>5</b>	<b>42,7</b>	<b>99,5%</b>	<b>0,0</b>
T1ESP	E.T. Esperanza	300	Propia	1	2,1	0	0,0	1	1,1	100,0%	0,0
T1ESP	E.T. Esperanza	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0

Ident. Trans.	Ubicación	Potencia [MVA]	Tipo Falla	Forzadas NA		Forzada A		Programadas		Indice Disp.	Pot. Cortada [MW]
				NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
	<b>Total</b>			<b>1</b>	<b>2,1</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>1</b>	<b>1,1</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T2ESP	E.T. Esperanza	100	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T2ESP	E.T. Esperanza	100	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T1EZ	E.T. Ezeiza	800	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T1EZ	E.T. Ezeiza	800	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T2EZ	E.T. Ezeiza	800	Propia	0	0,0	0	0,0	2	3386	61,3%	0,0
T2EZ	E.T. Ezeiza	800	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>2</b>	<b>3386</b>	<b>61,3%</b>	<b>0,0</b>
T3EZ	E.T. Ezeiza	800	Propia	0	0,0	0	0,0	1	13,0	99,9%	0,0
T3EZ	E.T. Ezeiza	800	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>1</b>	<b>13,0</b>	<b>99,9%</b>	<b>0,0</b>
T4EZ	E.T. Ezeiza	250	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T4EZ	E.T. Ezeiza	250	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T5EZ	E.T. Ezeiza	250	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T5EZ	E.T. Ezeiza	250	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T6EZ	E.T. Ezeiza	250	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T6EZ	E.T. Ezeiza	250	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T7EZ	E.T. Ezeiza	850	Propia	0	0,0	0	0,0	3	23,3	99,7%	0,0
T7EZ	E.T. Ezeiza	850	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	1	4,9	99,9%	0,0

Ident. Trans.	Ubicación	Potencia [MVA]	Tipo Falla	Forzadas NA		Forzada A		Programadas		Indice Disp.	Pot. Cortada [MW]
				NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>4</b>	<b>28,2</b>	<b>99,7%</b>	<b>0,0</b>
T1GM	E.T. Gran Mendoza	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T1GM	E.T. Gran Mendoza	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T2GM	E.T. Gran Mendoza	300	Propia	0	0,0	0	0,0	2	9,8	99,9%	0,0
T2GM	E.T. Gran Mendoza	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>2</b>	<b>9,8</b>	<b>99,9%</b>	<b>0,0</b>
T3GM	E.T. Gran Mendoza	300	Propia	0	0,0	0	0,0	1	8,8	99,9%	0,0
T3GM	E.T. Gran Mendoza	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>1</b>	<b>8,8</b>	<b>99,9%</b>	<b>0,0</b>
T1GPA	E.T. Gran Paraná	300	Propia	0	0,0	0	0,0	2	10,1	99,9%	0,0
T1GPA	E.T. Gran Paraná	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	1	8,4	99,9%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>3</b>	<b>18,5</b>	<b>99,8%</b>	<b>0,0</b>
T2GPA	E.T. Gran Paraná	300	Propia	0	0,0	0	0,0	8	72,1	99,2%	0,0
T2GPA	E.T. Gran Paraná	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>8</b>	<b>72,1</b>	<b>99,2%</b>	<b>0,0</b>
T1HE	E.T. Henderson	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T1HE	E.T. Henderson	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T2HE	E.T. Henderson	300	Propia	0	0,0	0	0,0	1	0,0	100,0%	0,0
T2HE	E.T. Henderson	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>1</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T3HE	E.T. Henderson	300	Propia	0	0,0	0	0,0	1	6,8	99,9%	0,0
T3HE	E.T. Henderson	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0

Ident. Trans.	Ubicación	Potencia [MVA]	Tipo Falla	Forzadas NA		Forzada A		Programadas		Indice Disp.	Pot. Cortada [MW]
				NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>1</b>	<b>6,8</b>	<b>99,9%</b>	<b>0,0</b>
T7HE	E.T. Henderson	300	Propia	0	0,0	0	0,0	2	15,8	99,8%	0,0
T7HE	E.T. Henderson	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>2</b>	<b>15,8</b>	<b>99,8%</b>	<b>0,0</b>
T1LA	E.T. La Rioja Sur	300	Propia	1	4,5	0	0,0	0	0,0	99,9%	17,0
T1LA	E.T. La Rioja Sur	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	4	372,7	95,7%	0,0
	<b>Total</b>			<b>1</b>	<b>4,5</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>4</b>	<b>372,7</b>	<b>95,7%</b>	<b>17,0</b>
T1LU	E.T. Luján	150	Propia	0	0,0	0	0,0	3	27,5	99,7%	0,0
T1LU	E.T. Luján	150	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>3</b>	<b>27,5</b>	<b>99,7%</b>	<b>0,0</b>
T2LU	E.T. Luján	150	Propia	0	0,0	0	0,0	3	31,3	99,6%	0,0
T2LU	E.T. Luján	150	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>3</b>	<b>31,3</b>	<b>99,6%</b>	<b>0,0</b>
T1MA	E.T. Malvinas Arg.	300	Propia	0	0,0	0	0,0	12	500,1	94,3%	0,0
T1MA	E.T. Malvinas Arg.	300	Prot.Alim./Otros	1	6,2	0	0,0	0	0,0	99,9%	0,0
	<b>Total</b>			<b>1</b>	<b>6,2</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>12</b>	<b>500,1</b>	<b>94,2%</b>	<b>0,0</b>
T2MA	E.T. Malvinas Arg.	300	Propia	0	0,0	0	0,0	13	95,1	98,9%	0,0
T2MA	E.T. Malvinas Arg.	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	2	11,1	99,9%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>15</b>	<b>106,2</b>	<b>98,8%</b>	<b>0,0</b>
T4MA	E.T. Malvinas Arg.	300	Propia	0	0,0	0	0,0	6	91,7	99,0%	0,0
T4MA	E.T. Malvinas Arg.	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>6</b>	<b>91,7</b>	<b>99,0%</b>	<b>0,0</b>
T1MC	E.T. Macachín	150	Propia	0	0,0	0	0,0	3	34,2	99,6%	0,0
T1MC	E.T. Macachín	150	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	2	21,4	99,8%	0,0

Ident. Trans.	Ubicación	Potencia [MVA]	Tipo Falla	Forzadas NA		Forzada A		Programadas		Indice Disp.	Pot. Cortada [MW]
				NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>5</b>	<b>55,5</b>	<b>99,4%</b>	<b>0,0</b>
T1NSJ	E.T. Nueva San Juan	450	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T1NSJ	E.T. Nueva San Juan	450	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T2PB	E.T. Planicie Banderita	150	Propia	0	0,0	0	0,0	1	6,5	99,9%	0,0
T2PB	E.T. Planicie Banderita	150	Prot.Alim./Otros	2	1,3	0	0,0	7	136,6	98,4%	0,0
	<b>Total</b>			<b>2</b>	<b>1,3</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>8</b>	<b>143,2</b>	<b>98,4%</b>	<b>0,0</b>
T1PU	E.T. Puelches	150	Propia	1	2,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T1PU	E.T. Puelches	150	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>1</b>	<b>2,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T1PY	E.T. Puerto Madryn	450	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T1PY	E.T. Puerto Madryn	450	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	1	9,9	99,9%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>1</b>	<b>9,9</b>	<b>99,9%</b>	<b>0,0</b>
T1RA	E.T. Ramallo	300	Propia	0	0,0	0	0,0	2	13,5	99,8%	0,0
T1RA	E.T. Ramallo	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>2</b>	<b>13,5</b>	<b>99,8%</b>	<b>0,0</b>
T4RA	E.T. Ramallo	300	Propia	0	0,0	0	0,0	7	57,6	99,3%	0,0
T4RA	E.T. Ramallo	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>7</b>	<b>57,6</b>	<b>99,3%</b>	<b>0,0</b>
T1RE	E.T. Recreo	150	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T1RE	E.T. Recreo	150	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	3	383,0	95,6%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>3</b>	<b>383,0</b>	<b>95,6%</b>	<b>0,0</b>
T2RE	E.T. Recreo	300	Propia	0	0,0	0	0,0	2	17,7	99,8%	0,0
T2RE	E.T. Recreo	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	1	7,5	99,9%	0,0

Ident. Trans.	Ubicación	Potencia [MVA]	Tipo Falla	Forzadas NA		Forzada A		Programadas		Indice Disp.	Pot. Cortada [MW]
				NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>3</b>	<b>25,2</b>	<b>99,7%</b>	<b>0,0</b>
T1RS	E.T. Resistencia	300	Propia	0	0,0	0	0,0	2	1283	85,4%	0,0
T1RS	E.T. Resistencia	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	1	1,9	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>3</b>	<b>1285</b>	<b>85,3%</b>	<b>0,0</b>
T2RS	E.T. Resistencia	300	Propia	0	0,0	0	0,0	6	31,4	99,6%	0,0
T2RS	E.T. Resistencia	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	1	3,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>7</b>	<b>34,4</b>	<b>99,6%</b>	<b>0,0</b>
T3RS	E.T. Resistencia	300	Propia	0	0,0	0	0,0	6	55,2	99,4%	0,0
T3RS	E.T. Resistencia	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>6</b>	<b>55,2</b>	<b>99,4%</b>	<b>0,0</b>
T1RDI	E.T. Río Diamante	300	Propia	0	0,0	0	0,0	3	29,8	99,7%	0,0
T1RDI	E.T. Río Diamante	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	1	8,0	99,9%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>4</b>	<b>37,8</b>	<b>99,6%</b>	<b>0,0</b>
T1RSC	E.T. Río Santa Cruz	150	Propia	0	0,0	0	0,0	1	4,7	99,9%	0,0
T1RSC	E.T. Río Santa Cruz	150	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>1</b>	<b>4,7</b>	<b>99,9%</b>	<b>0,0</b>
T1RM	E.T. Romang	150	Propia	0	0,0	0	0,0	6	35,0	99,6%	0,0
T1RM	E.T. Romang	150	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	1	358,8	95,9%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>7</b>	<b>393,8</b>	<b>95,5%</b>	<b>0,0</b>
T2RM	E.T. Romang	150	Propia	0	0,0	0	0,0	4	25,1	99,7%	0,0
T2RM	E.T. Romang	150	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>4</b>	<b>25,1</b>	<b>99,7%</b>	<b>0,0</b>
T1RO	E.T. Rosario Oeste	150	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T1RO	E.T. Rosario Oeste	150	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	2	82,0	99,1%	0,0



Ident. Trans.	Ubicación	Potencia [MVA]	Tipo Falla	Forzadas NA		Forzada A		Programadas		Indice Disp.	Pot. Cortada [MW]
				NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>2</b>	<b>82,0</b>	<b>99,1%</b>	<b>0,0</b>
T2RO	E.T. Rosario Oeste	150	Propia	0	0,0	0	0,0	2	10,9	99,9%	0,0
T2RO	E.T. Rosario Oeste	150	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	1	55,8	99,4%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>3</b>	<b>66,7</b>	<b>99,2%</b>	<b>0,0</b>
T3RO	E.T. Rosario Oeste	300	Propia	0	0,0	0	0,0	1	50,2	99,4%	0,0
T3RO	E.T. Rosario Oeste	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	1	2,7	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>2</b>	<b>52,9</b>	<b>99,4%</b>	<b>0,0</b>
T4RO	E.T. Rosario Oeste	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T4RO	E.T. Rosario Oeste	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T5RO	E.T. Rosario Oeste	300	Propia	1	3,4	0	0,0	1	10,2	99,8%	0,0
T5RO	E.T. Rosario Oeste	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	7	31,8	99,6%	0,0
	<b>Total</b>			<b>1</b>	<b>3,4</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>8</b>	<b>42,1</b>	<b>99,5%</b>	<b>0,0</b>
T6RO	E.T. Rosario Oeste	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T6RO	E.T. Rosario Oeste	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	1	7,4	99,9%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>1</b>	<b>7,4</b>	<b>99,9%</b>	<b>0,0</b>
T7RO	E.T. Rosario Oeste	855	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T7RO	E.T. Rosario Oeste	855	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	1	3,1	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>1</b>	<b>3,1</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T1SO	E.T. San Juancito	300	Propia	0	0,0	0	0,0	5	40,7	99,5%	0,0
T1SO	E.T. San Juancito	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>5</b>	<b>40,7</b>	<b>99,5%</b>	<b>0,0</b>
T1ZN	E.T. Santa Cruz Norte	150	Propia	2	2,5	0	0,0	0	0,0	100,0%	175,1
T1ZN	E.T. Santa Cruz Norte	150	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	14	123,5	98,6%	0,0

Ident. Trans.	Ubicación	Potencia [MVA]	Tipo Falla	Forzadas NA		Forzada A		Programadas		Indice Disp.	Pot. Cortada [MW]
				NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
	<b>Total</b>			<b>2</b>	<b>2,5</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>14</b>	<b>123,5</b>	<b>98,6%</b>	<b>175,1</b>
T1ST	E.T. Santo Tomé	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T1ST	E.T. Santo Tomé	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	4	32,5	99,6%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>4</b>	<b>32,5</b>	<b>99,6%</b>	<b>0,0</b>
T2ST	E.T. Santo Tomé	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T2ST	E.T. Santo Tomé	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	1	5,3	99,9%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>1</b>	<b>5,3</b>	<b>99,9%</b>	<b>0,0</b>
T3ST	E.T. Santo Tomé	300	Propia	0	0,0	0	0,0	4	40,2	99,5%	0,0
T3ST	E.T. Santo Tomé	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>4</b>	<b>40,2</b>	<b>99,5%</b>	<b>0,0</b>
T1SES	E.T. Santiago del Estero	450	Propia	1	39,7	0	0,0	2	16,3	99,4%	0,0
T1SES	E.T. Santiago del Estero	450	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	1	9,4	99,9%	0,0
	<b>Total</b>			<b>1</b>	<b>39,7</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>3</b>	<b>25,7</b>	<b>99,3%</b>	<b>0,0</b>
T1CN	E.T. Río Coronda	300	Propia	1	2,6	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T1CN	E.T. Río Coronda	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>1</b>	<b>2,6</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T1PT	E.T. Paso de la Patria	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T1PT	E.T. Paso de la Patria	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	1	4,5	99,9%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>1</b>	<b>4,5</b>	<b>99,9%</b>	<b>0,0</b>
T2PT	E.T. Paso de la Patria	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T2PT	E.T. Paso de la Patria	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>

## **ANEXO 9**

### **Sub-Sección 1.1.4: Año 2020**

## TRANSENER S.A. – AÑO 2020

**Tabla 9.1.1.4.1 TABLA DE SALIDAS DE LINEAS (GLOBAL)**

Tensión [kV]	Long. Total [km]	Forzadas No Autorizadas		Forzada Autorizada		Programadas		Tasa de sal. FNA y FA C sal/100km- año	Indice de Disponib. (%)	P. Corte [MW]
		Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)			
132	6	0	0.0	0	0.0	3	19.4	0.00	99.78%	0
220	555	1	0.2	1	10.5	51	533.9	0.36	99.41%	0
500	11811	58	778.4	8	31.8	373	3176.7	0.56	99.41%	4034.3
<b>Total</b>	<b>12372</b>	<b>59</b>	<b>778.5</b>	<b>9</b>	<b>42.3</b>	<b>427</b>	<b>3730.0</b>	<b>0.55</b>	<b>99.41%</b>	<b>4034.3</b>

**Tabla 9.1.1.4.2 SALIDAS FORZADAS DE CIRCUITOS DOBLES (GLOBAL)**

Corredor Fallado	E.T. Origen	E.T. Destino	Tensión	Long. km	Salidas forzadas		Tasa de sal c/100km-año	P. corte [MW]
			kV		Cant	Hs		
Comahue - Buenos Aires	Chocón Oeste	El Chocón	500	4.5	1	1.13	22.22	0
Comahue - Buenos Aires	Puelches	Henderson	500	421	1	145.57	0.24	2800

**Tabla 9.1.1.4.3 CAUSA DE SALIDAS FORZADAS DE LÍNEAS (GLOBAL)**

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	4	6.8%	173.75	5.1%	163.50	4.1%
Tormenta eléctrica	2	4	6.8%				
Incendio en campos	3	27	45.8%	1499.00	44.1%	1070.80	26.5%
Animales, plantaciones y otros objetos que afecten la aislación	4						
Error humano	5	2	3.4%				
Meteoro	6	3	5.1%	1726.17	50.8%	2800.00	69.4%
Atentado	7						
Actuación incorrecta de los sistemas de protecciones y comunicaciones	8	1	1.7%				
Falla en barras	9						
Actuación de protecciones en zonas de respaldo remoto	10						
Protección de sobretensión, subfrecuencia ó sobrefrecuencia	11						
Sobrecargas	12						
Oscilaciones de Potencia	13						
Actuación correcta de automatismos del SADI	14	1	1.7%				
Actuación incorrecta de automatismos del SADI	15	1	1.7%				
Desconocidos	16						
Otras	17	16	27.1%				
<b>Total</b>		<b>59</b>	<b>100.0%</b>	<b>3398.92</b>	<b>100.0%</b>	<b>4034.30</b>	<b>100.0%</b>

(\*) Código coincide con las descripciones presentadas en PT 12

**Tabla 9.1.1.4.4 SALIDAS FORZADAS POR LÍNEA**

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
1RASN1	Ramallo	San Nicolás	1	132	5.9	0	0	0	0	3	19.38	99.8%	0
2ATVL1	Atucha	Villa Lía	1	220	25.87	0	0	0	0	3	16.93	99.8%	0
2ATVL2	Atucha	Villa Lía	2	220	25.87	1	0	0	0	2	16.48	99.8%	0
2RARO1	Ramallo	Rosario Oeste	1	220	76.6	0	0	0	0	9	89.56	99.0%	0
2RARO2	Ramallo	Rosario Oeste	2	220	76.6	0	0	0	0	8	70.13	99.2%	0
2RASN1	Ramallo	San Nicolás	1	220	5.9	0	0	0	0	5	183.49	97.9%	0
2RAVL1	Ramallo	Villa Lía	1	220	108.7	0	0	0	0	5	28.20	99.7%	0
2RAVL2	Ramallo	Villa Lía	2	220	108.7	0	0	0	0	8	51.90	99.4%	0
2RDVL1	Gral. Rodríguez	Villa Lía	1	220	63.3	0	0	1	10	6	42.22	99.4%	0
2RDVL2	Gral. Rodríguez	Villa Lía	2	220	63.3	0	0	0	0	5	34.99	99.6%	0
5ABEZ1	Abasto	Ezeiza	1	500	58	0	0	0	0	5	51.08	99.4%	0
5ABEZ2	Abasto	Ezeiza	2	500	58	0	0	0	0	6	51.75	99.4%	0
5ABOL1	Abasto	Olavarría	1	500	291	2	37.09	0	0	2	15.96	99.4%	0
5ABOL2	Abasto	Olavarría	2	500	301.9	0	0	0	0	0	0	100.0%	0
5AGCO1	Agua del Cajón	Chocón Oeste	1	500	52	1	1	0	0	0	0	100.0%	0
5AG-RDI1	Agua del Cajón	Río Diamante	1	500	518	0	0	0	0	6	37.48	99.6%	0
5ALPG1	Alicurá	Piedra del Águila	1	500	75.8	1	47.48	0	0	2	55.16	98.8%	0
5ALPG2	Alicurá	Piedra del Águila	2	500	76	0	0	0	0	1	1.52	100.0%	0
5AMEM1	Almafuerte	Embalse	1	500	12.13	0	0	0	0	2	20.84	99.8%	0
5AMMA1	Almafuerte	Malvinas Argentinas	1	500	104	0	0	0	0	4	27.5	99.7%	0
5ACAM1	Arroyo Cabral	Almafuerte	1	500	95.2	0	0	1	4	3	26.9	99.6%	0
5ACRO1	Arroyo Cabral	Rosario Oeste	1	500	250.2	0	0	0	0	14	105.13	98.8%	0
5BBCL1	Bahía Blanca	Choele Choel	1	500	346	0	0	0	0	14	117.44	98.7%	0
5CL-GBR1	Choele Choel	Guillermo Brown	1	500	324	0	0	0	0	0	0	100.0%	0
5BB-GBR1	Bahía Blanca	Guillermo Brown	1	500	41	0	0	0	0	0	0	100.0%	0
5BBOL1	Bahía Blanca	Olavarría	1	500	255	0	0	0	0	6	53.07	99.4%	0
5BBOL2	Bahía Blanca	Olavarría	2	500	254.8	0	0	0	0	5	37.43	99.6%	0
5BRCB1	El Bracho	Cobos	1	500	283.8	9	2.18	0	0	4	22.93	99.7%	0
5BR-LAV1	El Bracho	Lavalle	1	500	130.8	6	2.68	0	0	2	5.42	99.9%	0

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
5LAV-RE1	Lavalle	Recreo	1	500	123.1	0	0	0	0	0	0	100.0%	0
5LAVSES1	Lavalle	Santiago del Estero	1	500	86.1	1	0.25	0	0	0	0	100.0%	0
5CACE1	Campana	Colonia Elia	1	500	194.2	7	2.68	0	0	15	131.67	98.5%	0
5CARD1	Campana	Gral. Rodríguez	1	500	42.15	0	0	0	0	6	46.11	99.5%	0
5CCPB1	Cerrito de la Costa	Planicie Banderita	1	500	27	1	0.37	0	0	0	0	100.0%	0
5CBSO1	Cobos	San Juancito	1	500	46.63	2	0	1	2	1	9.07	99.9%	0
5CBMQ1	Cobos	Monte Quemado	1	500	297	2	2.45	1	2	3	19.75	99.7%	1070.8
5CEMB1	Colonia Elía	Manuel Belgrano	1	500	202.6	0	0	0	0	9	50.84	99.4%	0
5CHCH1	C.H. El Chocón	El Chocón	1	500	1.3	0	0	2	9	2	8.37	99.8%	0
5CHCH3	C.H. El Chocón	El Chocón	3	500	1.3	0	0	0	0	3	268.26	96.9%	0
5CHCH5	C.H. El Chocón	El Chocón	5	500	1.3	0	0	3	14	3	10.79	99.7%	0
5CHCO1	C.H. El Chocón	Chocón Oeste	1	500	3.5	1	1	0	0	2	10.3	99.9%	0
5CHCO2	C.H. El Chocón	Chocón Oeste	2	500	3.5	1	1	0	0	0	0	100.0%	0
5CHPU1	El Chocón	Puelches	1	500	304	0	0	0	0	0	0.00	100.0%	0
5CHPU2	El Chocón	Puelches	2	500	304	1	216	0	0	4	54.53	96.9%	0
5CLCO1	Choele Choel	Chocón Oeste	1	500	269	0	0	0	0	2	29.56	99.7%	0
5CLPG1	Choele Choel	Piedra del Águila	1	500	386.7	1	0	0	0	0	0.00	100.0%	0
5CLPY1	Choele Choel	Puerto Madryn	1	500	354	0	0	0	0	1	3.32	100.0%	0
5COPG1	Chocón Oeste	Piedra del Águila	1	500	164.1	0	0	0	0	4	23.29	99.7%	0
5COPG2	Chocón Oeste	Piedra del Águila	2	500	164.4	3	11	0	0	8	51.55	99.3%	0
5EMRG1	Embalse	Río Grande	1	500	29.93	0	0	0	0	3	29.15	99.7%	0
5ESPRSC1	Esperanza	Río Santa Cruz	1	500	170.5	0	0	0	0	16	107.44	98.8%	0
5EZHE1	Ezeiza	Henderson	1	500	313	2	0.39	0	0	25	182.39	97.9%	0
5EZHE2	Ezeiza	Henderson	2	500	313	1	0	0	0	11	93.18	98.9%	0
5EZRD1	Ezeiza	Gral. Rodríguez	1	500	54	0	0	0	0	0	0	100.0%	0
5EZRD2	Ezeiza	Gral. Rodríguez	2	500	60	0	0	0	0	6	58.95	99.3%	0
5GMLU1	Gran Mendoza	Luján	1	500	258	0	0	0	0	2	10.89	99.9%	0
5GM-RDI1	Gran Mendoza	Río Diamante	1	500	188	1	48	0	0	5	41.48	99.0%	0
5HEPU1	Henderson	Puelches	1	500	421	1	193.2	0	0	9	126.50	96.4%	2800.0
5HEMC2	Henderson	Macachin	2	500	194	0	0	0	0	13	107.82	98.8%	0
5LARE1	La Rioja Sur	Recreo	1	500	147.2	1	1.01	0	0	2	103.19	98.8%	161.0



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
5MBRD1	Manuel Belgrano	Rodriguez	1	500	41.22	0	0	0	0	1	6.32	99.9%	0
5MCPU2	Macachin	Puelches	2	500	227	1	146	0	0	15	114.5	97.0%	0
5LURG1	P. Achala I	Río Grande	1	500	150.1	0	0	0	0	9	54.73	99.4%	0
5MARE1	Malvinas Argentinas	Recreo	1	500	258.5	0	0	0	0	17	107.75	98.8%	0
5PAPG1	C.H. Piedra del Águila	Piedra del Águila	1	500	5.9	2	38	0	0	1	0.3	99.6%	0
5PAPG2	C.H. Piedra del Águila	Piedra del Águila	2	500	5.9	0	0	0	0	1	0.1	100.0%	0
5PYZN1	Puerto Madryn	Santa Cruz Norte	1	500	552.3	1	2	0	0	32	191.48	97.8%	0
5ATRD1	Atucha	Gral. Rodríguez	1	500	67.09	0	0	0	0	1	9.28	99.9%	0
5ATRA1	Atucha	Ramallo	1	500	117.3	6	22.90	0	0	12	86.59	98.8%	0
5RARO1	Ramallo	Rosario Oeste	1	500	77	0	0	0	0	7	51.44	99.4%	0
5RMRS1	Romang	Resistencia	1	500	256.6	0	0	0	0	2	18.4	99.8%	0
5RMST1	Romang	Santo Tomé	1	500	270.9	0	0	0	0	6	39.46	99.5%	0
5CNST1	Coronda	Santo Tomé	1	500	137.9	0	0	0	0	8	75.29	99.1%	0
5CNRO1	Río Coronda	Rosario Oeste	1	500	65	0	0	0	0	2	14.59	99.8%	0
5CNRO2	Río Coronda	Rosario Oeste	2	500	65.5	0	0	0	0	3	20.76	99.8%	0
5RSC-ZN1	Río Santa Cruz	Santa Cruz Norte	1	500	393.9	1	0	0	0	8	61.39	99.3%	3
5GPA-SG1	Gran Paraná	Salto Grande	1	500	242.7	0	0	0	0	7	37.85	99.6%	0
5GPA-ST1	Gran Paraná	Santo Tomé	1	500	47.16	1	0.16	0	0	2	14.67	99.8%	0
5GM-NSJ1	Gran Mendoza	Nueva San Juan	1	500	177.1	1	1	0	0	6	51.07	99.4%	0

**Tabla 9.1.1.4.5 SALIDAS FORZADAS DE CIRCUITOS DOBLES**

Fecha	Corredor	E.T. Origen	E.T. Destino	Tensión [kV]	Ident. (*)	Tiempo rest. Servicio [Hs.]	Pcorte [MW]
12/2/2020	Comahue - Buenos Aires	Chocón Oeste	El Chocón	500	2	1.13	0
5/3/2020	Comahue - Buenos Aires	Puelches	Henderson	500	6	145.57	2800

(\*) Código coincide con las descripciones presentadas en PT 12

**Tabla 9.1.1.4.6 TIPIFICACIÓN DE FALTAS**

Tensión [kV]	Cantidad de Faltas						Totales
	Permanentes				Transitorias		
	Monofásica a tierra	Bifásica	Bifásica a tierra	Trifásica	Monofásica c/ recierre exitoso	Trifásica c/ recierre exitoso	
132	0	0	0	0	0	0	0
220	0	1	0	0	32	0	33
500	23	24	0	10	48	0	105

**Tabla 9.1.1.4.7 EQUIPOS DE COMPENSACIÓN**

Identificación	Cantidad de equipos	Forz. No Autor.		Forz. Autorizadas		Programadas		Pot. Total [MVar]	Indice Disp.
		NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
Reactores de Barra	35	2	7.9	0	0.0	45	1611.2	3480	99.47%

**Tabla 9.1.1.4.7 EQUIPOS DE COMPENSACIÓN (Continuación)**

Identificación	Cantidad de equipos	Forz. No Autor.		Forz. Autorizadas		Programadas		Pot. Total [MVar]	Indice Disp.
		NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
Reactores de Línea	Maniob. 16	0	0.0	0	0.0	14	1369.9	1490	99.08%
	No Maniob. 46	2	158.7	1	8.6	34	805.1	5290	99.72%
<b>Total</b>	<b>TOTAL: 62</b>	<b>2</b>	<b>158.7</b>	<b>1</b>	<b>8.6</b>	<b>48</b>	<b>2175.0</b>	<b>6780</b>	<b>99.54%</b>

Identificación	Cantidad de equipos	Forz. No Autor.		Forz. Autorizadas		Programadas		Pot. Total [MVar]	Indice Disp.
		NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
Reactores de Terciarios	19	1	114.2	0	0.0	10	1139.7	475	99.25%

Identificación	Cantidad de equipos	Forz. No Autor.		Forz. Autorizadas		Programadas		Pot. Total [MVar]	Indice Disp.
		NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
Compens. Sincrónicos	6	2	0.2	0	0.0	28	1381.6	1470	97.37%

**Tabla 9.1.1.4.7 EQUIPOS DE COMPENSACIÓN (Continuación)**

Identificación	Cantidad de equipos	Forz. No Autor.		Forz. Autorizadas		Programadas		Pot. Total [MVar]	Indice Disp.
		NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
<b>Capacitores Serie por Banco</b>	Banco 1 de Capacitores de Choele Choel (K1CL)	0	0	0	0	1	3.43	312	99.96%
	Banco 1 de Capacitores de Olavarría (K1OL)	0	0	0	0	7	46.90	299	99.46%
	Banco 1 de Capacitores de Recreo (K1RE)	2	5.71	0	0	2	16.47	245	99.75%
	Banco 2 de Capacitores de Choele Choel (K2CL)	0	0	0	0	2	13.73	314	99.84%
	Banco 2 de Capacitores de Olavarría (K2OL)	0	0.00	0	0	6	35.60	222	99.59%
	Banco 3 de Capacitores de Choele Choel (K3CL)	0	0	2	5.5	1	3.60	298	99.90%
	Banco 3 de Capacitores de Olavarría (K3OL)	3	180.61	0	0	3	25.10	199	97.65%
	Banco 4 de Capacitores de Choele Choel (K4CL)	0	0	0	0	2	14.05	247	99.84%
	Banco 4 de Capacitores de Olavarría (K4OL)	1	0.5	0	0	4	25.06	201	99.71%
	Capacitores Serie de Henderson (KSHE)	1	7.29	0	0	5	36.41	596	99.50%
	Capacitores Serie de Puelches (KSPU)	0	0	0	0	5	26.38	681	99.70%
	Capacitores Serie de Puerto Madryn (K1PY)	0	0	0	0	2	14.83	378	99.83%
	<b>Total</b>	<b>7</b>	<b>194.1</b>	<b>2</b>	<b>5.5</b>	<b>40</b>	<b>261.6</b>	<b>3992</b>	<b>82.61%</b>

**Tabla 9.1.1.4.7 EQUIPOS DE COMPENSACIÓN (Continuación)**

Identificación	Cantidad de equipos	Forz. No Autor.		Forz. Autorizadas		Programadas		Pot. Total [MVar]	Indice Disp.
		NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
<b>Capacitores Shunt por Banco</b>	Banco 1 de Capacitores de Paso de la Patria (K1PT)	2	18,55	0	0	7	119,88	45	98,42%
	Banco 2 de Capacitores de Paso de la Patria (K2PT)	2	76,97	0	0	8	295,85	30	95,74%
	Banco 1 de Capacitores de Rosario Oeste (K1RO)	1	85,03	0	0	6	135,81	45	97,48%
	Banco 2 de Capacitores de Rosario Oeste (K2RO)	0	0	0	0	7	151,08	45	98,28%
	Banco 3 de Capacitores de Rosario Oeste (K3RO)	1	3,19	0	0	7	302,17	45	96,51%
	Banco 1 de Capacitores de Romang (K1RM)	0	0	0	0	1	4,46	15	99,95%
	Banco 2 de Capacitores de Romang (K2RM)	0	0	0	0	2	19,41	15	99,78%
	Banco 3 de Capacitores de Romang (K3RM)	0	0	0	0	0	0	15	100,00%
	Banco 1 de Capacitores de Resistencia (K1RS)	0	0	0	0	5	3606,82	41,25	58,83%
	Banco 2 de Capacitores de Resistencia (K2RS)	0	0	0	0	5	67,08	41,25	99,23%
	Banco 3 de Capacitores de Resistencia (K3RS)	0	0	0	0	4	24,13	41,25	99,72%
	Banco 4 de Capacitores de Resistencia (K4RS)	0	0	0	0	6	39,9	27,54	99,54%
	Banco 1 de Capacitores de Santo Tomé (K1ST)	0	0	0	0	1	56,36	50	99,36%
	<b>Total</b>	<b>6</b>	<b>183,74</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>59</b>	<b>4822,95</b>	<b>456,29</b>	<b>94,88%</b>

**Tabla 9.1.1.4.8 PUNTOS DE CONEXIÓN – POR ESTACIÓN**

Estación	Cantidad conex.	Forzadas NA		Forz. Autoriz.		Programadas		Pot. Cortada [MW]	Indice Disp. (%)
		NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
Abasto	2	0	0	0	0	1	15.01	0	99.91%
Agua del Cajón	2	2	219.64	1	2.46	9	1006.26	0	92.99%
Alicurá	6	4	0.35	1	2.56	2	8.88	0	99.98%
Almafuerte	8	1	0.37	1	4.54	22	163.8	0	99.76%
Arroyo Cabral	4	11	2.64	0	0	21	150.82	0	99.56%
Atucha	4	0	0	1	80.19	7	580.67	0	98.11%
Bahía Blanca	2	0	0.00	2	1.7	9	163.40	0	99.06%
Manuel Belgrano	3	6	14.36	0	0	9	626.78	0	97.56%
Campana	2	0	0	0	0	9	63.31	0	99.64%
Chocón Oeste	2	0	0	0	0	3	23.84	0	99.86%
Choele Choel	2	0	0	0	0	0	0	0	100.00%
Cobos	1	0	0	0	0	0	0	0	100.00%
Colonia Elía	1	0	0	0	0	0	0	0	100.00%
El Bracho	14	35	484.01	14	40.29	14	378.87	0	99.26%
Esperanza	3	4	2.00	0	0	12	135.33	0	99.48%
Ezeiza	3	0	0	0	0	7	195.94	0	99.25%
General Rodriguez	4	1	0.34	1	0.44	14	842.26	0	97.59%
Gran Mendoza	6	1	0.08	0	0	11	125.82	0	99.76%
Gran Paraná	2	0	0	0	0	0	0.00	0	100.00%
Guillermo Brown	2	2	3418.45	0	0	6	1144.41	0	73.96%
La Rioja Sur	7	8	18.54	0	0	12	136.20	35	99.75%
Luján	5	11	10.24	1	3.40	6	20.17	0	99.92%
Macachín	2	7	6.56	1	2.58	12	92.59	0	99.42%
Malvinas Argentinas	7	3	0.18	0	0	17	97.37	0	99.84%
Nueva San Juan	3	0	0	0	0	3	27.78	0	99.89%
Olavarría	2	0	0	0	0	3	8.93	0	99.95%
Paso de la Patria	4	2	0.40	2	7.32	6	42.26	15	99.86%

Estación	Cantidad conex.	Forzadas NA		Forz. Autoriz.		Programadas		Pot. Cortada [MW]	Indice Disp. (%)
		NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
Piedra del Águila	1	0	0	0	0	0	0	0	100.00%
Planicie Banderita	2	3	14.46	1	0.53	7	88.56	0	99.41%
Puelches	2	2	0.37	0	0	2	13.49	0	99.92%
Puerto Madryn	6	3	2.41	2	1.4	16	335.51	0	99.35%
Ramallo	6	1	1.22	0	0.00	2	12.00	0	99.97%
Recreo	5	4	2.62	0	0.00	12	13409.34	0	69.38%
Resistencia	11	22	295.04	2	0.39	15	1515.02	0	98.12%
Río Coronda	11	2	5.59	0	0	17	875.57	0	99.09%
Río Diamante	1	0	0	0	0	4	37.61	0	99.57%
Río Grande	2	4	4.6	0	0	4	1054.78	0	93.95%
Río Santa Cruz	1	3	2.05	0	0	0	0	0	99.98%
Romang	2	4	3.51	0	0.00	0	0	0	99.98%
Rosario Oeste	13	0	0	1	1.23	35	378.69	0	99.67%
San Juancito	1	2	1.69	0	0	0	0	0	99.98%
Santa Cruz Norte	3	1	1.26	0	0	8	80.02	0	99.69%
Santiago del Estero	2	1	0.14	0	0	0	0	0	100.00%
Santo Tomé	9	8	626.40	4	6.69	5	18.14	0	99.17%
Villa Lía	1	0	0	0	0	5	597.49	0	93.18%
Vivoratá	8	0	0	0	0	0	0	0	100.00%
<b>Total</b>	<b>188</b>	<b>158</b>	<b>5139.5</b>	<b>35</b>	<b>155.7</b>	<b>347</b>	<b>24466.9</b>	<b>50</b>	<b>98.19%</b>



**Tabla 9.1.1.4.9 TRANSFORMADORES**

Ident. Trans.	Ubicación	Potencia [MVA]	Tipo Falla	Forzadas NA		Forzada A		Programadas		Indice Disp.	Pot. Cortada [MW]
				NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
T9AL	E.T. Alicurá	100	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T9AL	E.T. Alicurá	100	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T11AL	E.T. Alicurá	150	Propia	0	0,0	0	0,0	1	19,6	99,8%	0,0
T11AL	E.T. Alicurá	150	Prot.Alim./Otros	1	0,1	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>1</b>	<b>0,1</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>1</b>	<b>19,6</b>	<b>99,8%</b>	<b>0,0</b>
T1AC	E.T. Arroyo Cabral	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T1AC	E.T. Arroyo Cabral	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	2	13,8	99,8%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>2</b>	<b>13,8</b>	<b>99,8%</b>	<b>0,0</b>
T1AM	E.T. Almafuerite	150	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T1AM	E.T. Almafuerite	150	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	1	8,6	99,9%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>1</b>	<b>8,6</b>	<b>99,9%</b>	<b>0,0</b>
T2AM	E.T. Almafuerite	150	Propia	0	0,0	0	0,0	1	6,1	99,9%	0,0
T2AM	E.T. Almafuerite	150	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>1</b>	<b>6,1</b>	<b>99,9%</b>	<b>0,0</b>
T3AM	E.T. Almafuerite	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T3AM	E.T. Almafuerite	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	1	5,0	99,9%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>1</b>	<b>5,0</b>	<b>99,9%</b>	<b>0,0</b>
T1AT	E.T. Atucha	150	Propia	0	0,0	0	0,0	1	0,0	100,0%	0,0
T1AT	E.T. Atucha	150	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>1</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T1CB	E.T. Cobos	450	Propia	1	5,5	0	0,0	0	0,0	99,9%	0,0

Ident. Trans.	Ubicación	Potencia [MVA]	Tipo Falla	Forzadas NA		Forzada A		Programadas		Indice Disp.	Pot. Cortada [MW]
				NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
T1CB	E.T. Cobos	450	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>1</b>	<b>5,5</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>99,9%</b>	<b>0,0</b>
T2CB	E.T. Cobos	450	Propia	0	0,0	0	0,0	1	10,3	99,9%	0,0
T2CB	E.T. Cobos	450	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>1</b>	<b>10,3</b>	<b>99,9%</b>	<b>0,0</b>
T8CO	E.T. Chocón Oeste	150	Propia	1	1,4	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T8CO	E.T. Chocón Oeste	150	Prot.Alim./Otros	1	1,3	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>2</b>	<b>2,7</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T5CL	E.T. Choele Choel	100	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T5CL	E.T. Choele Choel	100	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T1BR	E.T. Bracho	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T1BR	E.T. Bracho	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	1	12,0	99,9%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>1</b>	<b>12,0</b>	<b>99,9%</b>	<b>0,0</b>
T2BR	E.T. El Bracho	300	Propia	0	0,0	1	16,5	0	0,0	99,8%	0,0
T2BR	E.T. El Bracho	300	Prot.Alim./Otros	1	2,1	0	0,0	3	28,0	99,7%	215,8
	<b>Total</b>			<b>1</b>	<b>2,1</b>	<b>1</b>	<b>16,5</b>	<b>3</b>	<b>28,0</b>	<b>99,5%</b>	<b>215,8</b>
T2CH	E.T. El Chocón	100	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T2CH	E.T. El Chocón	100	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T4CH	E.T. El Chocón	150	Propia	0	0,0	0	0,0	1	6,5	99,9%	0,0
T4CH	E.T. El Chocón	150	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>1</b>	<b>6,5</b>	<b>99,9%</b>	<b>0,0</b>

Ident. Trans.	Ubicación	Potencia [MVA]	Tipo Falla	Forzadas NA		Forzada A		Programadas		Indice Disp.	Pot. Cortada [MW]
				NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
T1ESP	E.T. Esperanza	300	Propia	0	0,0	0	0,0	4	46,6	99,5%	0,0
T1ESP	E.T. Esperanza	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>4</b>	<b>46,6</b>	<b>99,5%</b>	<b>0,0</b>
T2ESP	E.T. Esperanza	100	Propia	0	0,0	0	0,0	4	44,5	99,5%	0,0
T2ESP	E.T. Esperanza	100	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>4</b>	<b>44,5</b>	<b>99,5%</b>	<b>0,0</b>
T1EZ	E.T. Ezeiza	800	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T1EZ	E.T. Ezeiza	800	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T2EZ	E.T. Ezeiza	800	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T2EZ	E.T. Ezeiza	800	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T3EZ	E.T. Ezeiza	800	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T3EZ	E.T. Ezeiza	800	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T4EZ	E.T. Ezeiza	250	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T4EZ	E.T. Ezeiza	250	Prot.Alim./Otros	1	0,3	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>1</b>	<b>0,3</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T5EZ	E.T. Ezeiza	250	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T5EZ	E.T. Ezeiza	250	Prot.Alim./Otros	1	20,0	0	0,0	1	11,6	99,6%	0,0
	<b>Total</b>			<b>1</b>	<b>20,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>1</b>	<b>11,6</b>	<b>99,6%</b>	<b>0,0</b>
T6EZ	E.T. Ezeiza	250	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T6EZ	E.T. Ezeiza	250	Prot.Alim./Otros	1	0,2	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>1</b>	<b>0,2</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>

Ident. Trans.	Ubicación	Potencia [MVA]	Tipo Falla	Forzadas NA		Forzada A		Programadas		Indice Disp.	Pot. Cortada [MW]
				NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
T7EZ	E.T. Ezeiza	850	Propia	0	0,0	0	0,0	2	64,7	99,3%	0,0
T7EZ	E.T. Ezeiza	850	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	1	12,0	99,9%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>3</b>	<b>76,7</b>	<b>99,1%</b>	<b>0,0</b>
T1GM	E.T. Gran Mendoza	300	Propia	0	0,0	0	0,0	1	2,1	100,0%	0,0
T1GM	E.T. Gran Mendoza	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	1	9,3	99,9%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>2</b>	<b>11,3</b>	<b>99,9%</b>	<b>0,0</b>
T2GM	E.T. Gran Mendoza	300	Propia	0	0,0	0	0,0	3	22,2	99,7%	0,0
T2GM	E.T. Gran Mendoza	300	Prot.Alim./Otros	1	22,0	0	0,0	1	9,5	99,6%	0,0
	<b>Total</b>			<b>1</b>	<b>22,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>4</b>	<b>31,7</b>	<b>99,4%</b>	<b>0,0</b>
T3GM	E.T. Gran Mendoza	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T3GM	E.T. Gran Mendoza	300	Prot.Alim./Otros	1	3,3	0	0,0	2	13,8	99,8%	0,0
	<b>Total</b>			<b>1</b>	<b>3,3</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>2</b>	<b>13,8</b>	<b>99,8%</b>	<b>0,0</b>
T1GPA	E.T. Gran Paraná	300	Propia	1	14,6	0	0,0	4	527,2	93,8%	0,0
T1GPA	E.T. Gran Paraná	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>1</b>	<b>14,6</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>4</b>	<b>527,2</b>	<b>93,8%</b>	<b>0,0</b>
T2GPA	E.T. Gran Paraná	300	Propia	0	0,0	0	0,0	1	56,1	99,4%	0,0
T2GPA	E.T. Gran Paraná	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>1</b>	<b>56,1</b>	<b>99,4%</b>	<b>0,0</b>
T1HE	E.T. Henderson	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T1HE	E.T. Henderson	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T2HE	E.T. Henderson	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T2HE	E.T. Henderson	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0

Ident. Trans.	Ubicación	Potencia [MVA]	Tipo Falla	Forzadas NA		Forzada A		Programadas		Indice Disp.	Pot. Cortada [MW]
				NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T3HE	E.T. Henderson	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T3HE	E.T. Henderson	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	1	8,2	99,9%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>1</b>	<b>8,2</b>	<b>99,9%</b>	<b>0,0</b>
T7HE	E.T. Henderson	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T7HE	E.T. Henderson	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	3	16,7	99,8%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>3</b>	<b>16,7</b>	<b>99,8%</b>	<b>0,0</b>
T1LA	E.T. La Rioja Sur	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T1LA	E.T. La Rioja Sur	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T1LU	E.T. Luján	150	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T1LU	E.T. Luján	150	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T2LU	E.T. Luján	150	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T2LU	E.T. Luján	150	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T1MA	E.T. Malvinas Arg.	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T1MA	E.T. Malvinas Arg.	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	2	107,9	98,8%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>2</b>	<b>107,9</b>	<b>98,8%</b>	<b>0,0</b>
T2MA	E.T. Malvinas Arg.	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T2MA	E.T. Malvinas Arg.	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	1	17,3	99,8%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>1</b>	<b>17,3</b>	<b>99,8%</b>	<b>0,0</b>
T4MA	E.T. Malvinas Arg.	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0

Ident. Trans.	Ubicación	Potencia [MVA]	Tipo Falla	Forzadas NA		Forzada A		Programadas		Indice Disp.	Pot. Cortada [MW]
				NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
T4MA	E.T. Malvinas Arg.	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T1MC	E.T. Macachín	150	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T1MC	E.T. Macachín	150	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	2	15,3	99,8%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>2</b>	<b>15,3</b>	<b>99,8%</b>	<b>0,0</b>
T1NSJ	E.T. Nueva San Juan	450	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T1NSJ	E.T. Nueva San Juan	450	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T2PB	E.T. Planicie Banderita	150	Propia	0	0,0	0	0,0	4	41,6	99,5%	0,0
T2PB	E.T. Planicie Banderita	150	Prot.Alim./Otros	1	2,1	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>1</b>	<b>2,1</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>4</b>	<b>41,6</b>	<b>99,5%</b>	<b>0,0</b>
T1PU	E.T. Puelches	150	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T1PU	E.T. Puelches	150	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T1PY	E.T. Puerto Madryn	450	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T1PY	E.T. Puerto Madryn	450	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	1	12,5	99,9%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>1</b>	<b>12,5</b>	<b>99,9%</b>	<b>0,0</b>
T1RA	E.T. Ramallo	300	Propia	0	0,0	0	0,0	5	88,6	99,0%	0,0
T1RA	E.T. Ramallo	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	1	4,2	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>6</b>	<b>92,8</b>	<b>98,9%</b>	<b>0,0</b>
T4RA	E.T. Ramallo	300	Propia	0	0,0	0	0,0	2	18,5	99,8%	0,0
T4RA	E.T. Ramallo	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>2</b>	<b>18,5</b>	<b>99,8%</b>	<b>0,0</b>

Ident. Trans.	Ubicación	Potencia [MVA]	Tipo Falla	Forzadas NA		Forzada A		Programadas		Indice Disp.	Pot. Cortada [MW]
				NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
T1RE	E.T. Recreo	150	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T1RE	E.T. Recreo	150	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T2RE	E.T. Recreo	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T2RE	E.T. Recreo	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T1RS	E.T. Resistencia	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T1RS	E.T. Resistencia	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	3	29,0	99,7%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>3</b>	<b>29,0</b>	<b>99,7%</b>	<b>0,0</b>
T2RS	E.T. Resistencia	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T2RS	E.T. Resistencia	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T3RS	E.T. Resistencia	300	Propia	0	0,0	0	0,0	3	30,8	99,6%	0,0
T3RS	E.T. Resistencia	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	1	11,4	99,9%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>4</b>	<b>42,2</b>	<b>99,5%</b>	<b>0,0</b>
T1RDI	E.T. Río Diamante	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T1RDI	E.T. Río Diamante	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T1RSC	E.T. Río Santa Cruz	150	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T1RSC	E.T. Río Santa Cruz	150	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T1RM	E.T. Romang	150	Propia	0	0,0	0	0,0	1	1227,3	86,0%	0,0
T1RM	E.T. Romang	150	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>1</b>	<b>1227,3</b>	<b>86,0%</b>	<b>0,0</b>



Ident. Trans.	Ubicación	Potencia [MVA]	Tipo Falla	Forzadas NA		Forzada A		Programadas		Indice Disp.	Pot. Cortada [MW]
				NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
T2RM	E.T. Romang	150	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T2RM	E.T. Romang	150	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	1	0,4	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>1</b>	<b>0,4</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T1RO	E.T. Rosario Oeste	150	Propia	0	0,0	0	0,0	5	39,6	99,5%	0,0
T1RO	E.T. Rosario Oeste	150	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	1	10,3	99,9%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>6</b>	<b>49,9</b>	<b>99,4%</b>	<b>0,0</b>
T2RO	E.T. Rosario Oeste	150	Propia	0	0,0	0	0,0	4	52,0	99,4%	0,0
T2RO	E.T. Rosario Oeste	150	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>4</b>	<b>52,0</b>	<b>99,4%</b>	<b>0,0</b>
T3RO	E.T. Rosario Oeste	300	Propia	0	0,0	1	5,4	2	21,6	99,7%	0,0
T3RO	E.T. Rosario Oeste	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	1	9,2	99,9%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>1</b>	<b>5,4</b>	<b>3</b>	<b>30,7</b>	<b>99,6%</b>	<b>0,0</b>
T4RO	E.T. Rosario Oeste	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T4RO	E.T. Rosario Oeste	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T5RO	E.T. Rosario Oeste	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T5RO	E.T. Rosario Oeste	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T6RO	E.T. Rosario Oeste	300	Propia	0	0,0	0	0,0	1	2,5	100,0%	0,0
T6RO	E.T. Rosario Oeste	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	3	24,8	99,7%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>4</b>	<b>27,3</b>	<b>99,7%</b>	<b>0,0</b>
T7RO	E.T. Rosario Oeste	855	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T7RO	E.T. Rosario Oeste	855	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0



Ident. Trans.	Ubicación	Potencia [MVA]	Tipo Falla	Forzadas NA		Forzada A		Programadas		Indice Disp.	Pot. Cortada [MW]
				NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
T1PT	E.T. Paso de la Patria	300	Propia	0	0,0	0	0,0	2	33,0	99,6%	0,0
T1PT	E.T. Paso de la Patria	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>2</b>	<b>33,0</b>	<b>99,6%</b>	<b>0,0</b>
T2PT	E.T. Paso de la Patria	300	Propia	0	0,0	0	0,0	1	6,5	99,9%	0,0
T2PT	E.T. Paso de la Patria	300	Prot.Alim./Otros	2	0,7	0	0,0	1	3,1	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>2</b>	<b>0,7</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>2</b>	<b>9,6</b>	<b>99,9%</b>	<b>0,0</b>

## **ANEXO 9**

### **Sub-Sección 1.1.5: Año 2021**

TRANSENER S.A. – AÑO 2021

Tabla 9.1.1.5.1 TABLA DE SALIDAS DE LINEAS (GLOBAL)

Tensión [kV]	Long. Total [km]	Forzadas No Autorizadas		Forzada Autorizada		Programadas		Tasa de sal. FNA y FA C sal/100km- año	Indice de Disponib. (%)	P. Corte [MW]
		Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)			
132	6	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0.00	100.00%	0
220	555	15	15.0	1	7.9	109	3721.2	2.88	95.43%	454.9
500	11811	49	171.8	2	9.1	309	2647.0	0.43	99.58%	331.89
<b>Total</b>	<b>12372</b>	<b>64</b>	<b>186.8</b>	<b>3</b>	<b>17.0</b>	<b>418</b>	<b>6368.2</b>	<b>0.54</b>	<b>99.40%</b>	<b>786.8</b>

Tabla 9.1.1.5.2 SALIDAS FORZADAS DE CIRCUITOS DOBLES (GLOBAL)

Corredor Fallado	E.T. Origen	E.T. Destino	Tensión	Long. km	Salidas forzadas		Tasa de sal c/100km-año	P. corte [MW]
			kV		Cant	Hs		
Colonia Elía - Rodriguez	Colonia Elía	Rodriguez	500	244	1	1.10	0.41	0
Rosario Oeste - Rodríguez	Villa Lía	Atucha	220	26	1	1.67	3.85	0

**Tabla 9.1.1.5.3 CAUSA DE SALIDAS FORZADAS DE LÍNEAS (GLOBAL)**

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	4	6.3%	334.73	19.3%	172.00	21.9%
Tormenta eléctrica	2	5	7.8%				
Incendio en campos	3	19	29.7%				
Animales, plantaciones y otros objetos que afecten la aislación	4	9	14.1%	954.29	55.0%	415.00	52.7%
Error humano	5	4	6.3%				
Meteoro	6	5	7.8%	270.28	15.6%	115.89	14.7%
Atentado	7						
Actuación incorrecta de los sistemas de protecciones y comunicaciones	8	11	17.2%				
Falla en barras	9						
Actuación de protecciones en zonas de respaldo remoto	10						
Protección de sobretensión, subfrecuencia ó sobrefrecuencia	11	1	1.6%				
Sobrecargas	12						
Oscilaciones de Potencia	13						
Actuación correcta de automatismos del SADI	14						
Actuación incorrecta de automatismos del SADI	15						
Desconocidos	16	2	3.1%	168.40	9.7%	39.90	5.1%
Otras	17	4	6.3%	8.80	0.5%	44.00	5.6%
<b>Total</b>		<b>64</b>	<b>100.0%</b>	<b>1736.50</b>	<b>100.0%</b>	<b>786.79</b>	<b>100.0%</b>

(\*) Código coincide con las descripciones presentadas en PT 12

**Tabla 9.1.1.5.4 SALIDAS FORZADAS POR LÍNEA**

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
1RASN1	Ramallo	San Nicolás	1	132	5.9	0	0.00	0	0	0	0.00	100.0%	0
2ATVL1	Atucha	Villa Lía	1	220	25.87	1	1.67	0	0	8	233.52	97.3%	0
2ATVL2	Atucha	Villa Lía	2	220	25.87	1	3.98	0	0	9	206.57	97.6%	0
2RARO1	Ramallo	Rosario Oeste	1	220	76.6	4	3.30	0	0	20	246.08	97.2%	348
2RARO2	Ramallo	Rosario Oeste	2	220	76.6	4	4.32	0	0	27	364.40	95.8%	107
2RASN1	Ramallo	San Nicolás	1	220	5.9	0	0.00	0	0	1	271.57	96.9%	0
2RAVL1	Ramallo	Villa Lía	1	220	108.7	1	0.37	0	0	13	103.82	98.8%	0
2RAVL2	Ramallo	Villa Lía	2	220	108.7	1	0.07	0	0	11	95.75	98.9%	0
2RDVL1	Gral. Rodríguez	Villa Lía	1	220	63.3	3	1.28	0	0	13	1561.5	82.2%	0
2RDVL2	Gral. Rodríguez	Villa Lía	2	220	63.3	0	0.00	1	8	7	637.97	92.6%	0
5ABEZ1	Abasto	Ezeiza	1	500	58	0	0.00	0	0	3	16.72	99.8%	0
5ABEZ2	Abasto	Ezeiza	2	500	58	1	0.90	0	0	2	10.57	99.9%	0
5ABOL1	Abasto	Olavarría	1	500	291	0	0.00	0	0	4	35.87	99.6%	0
5ABOL2	Abasto	Olavarría	2	500	301.9	0	0.00	0	0	11	103.75	98.8%	0
5AGCO1	Agua del Cajón	Chocón Oeste	1	500	52	0	0.00	0	0	0	0.00	100.0%	0
5AG-RDI1	Agua del Cajón	Río Diamante	1	500	518	1	1.42	0	0	6	45.12	99.5%	0
5ALPG1	Alicurá	Piedra del Águila	1	500	75.8	0	0.00	0	0	5	57.63	99.3%	0
5ALPG2	Alicurá	Piedra del Águila	2	500	76	0	0.00	0	0	6	80.97	99.1%	0
5AMEM1	Almafuerte	Embalse	1	500	12.13	0	0.00	0	0	6	54.47	99.4%	0
5AMMA1	Almafuerte	Malvinas Argentinas	1	500	104	0	0.00	0	0	4	30.97	99.6%	0
5ACAM1	Arroyo Cabral	Almafuerte	1	500	95.2	0	0.00	0	0	3	24.48	99.7%	0
5ACRO1	Arroyo Cabral	Rosario Oeste	1	500	250.2	0	0.00	0	0	5	48.97	99.4%	0
5BBCL1	Bahía Blanca	Choele Choel	1	500	346	1	1.03	0	0	3	32.23	99.6%	0
5CL-GBR1	Choele Choel	Guillermo Brown	1	500	324	0	0.00	0	0	5	22.72	99.7%	0
5BB-GBR1	Bahía Blanca	Guillermo Brown	1	500	41	0	0.00	0	0	0	0.00	100.0%	0
5BBOL1	Bahía Blanca	Olavarría	1	500	255	3	1.67	0	0	5	31.55	99.6%	0
5BBOL2	Bahía Blanca	Olavarría	2	500	254.8	1	1.55	0	0	13	109.47	98.7%	0
5BRCB1	El Bracho	Cobos	1	500	283.8	4	4.10	0	0	2	20.17	99.7%	0
5BR-LAV1	El Bracho	Lavalle	1	500	130.8	1	0.17	0	0	3	17.53	99.8%	0



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
5LAV-RE1	Lavalle	Recreo	1	500	123.1	0	0.00	0	0	4	33.22	99.6%	0
5LAVSES1	Lavalle	Santiago del Estero	1	500	86.1	0	0.00	0	0	0	0.00	100.0%	0
5CACE1	Campana	Colonia Elia	1	500	194.2	4	6.42	0	0	18	170.52	98.0%	0
5CARD1	Campana	Gral. Rodríguez	1	500	42.15	0	0.00	0	0	6	45.37	99.5%	0
5CCPB1	Cerrito de la Costa	Planicie Banderita	1	500	27	0	0.00	0	0	6	59.22	99.3%	0
5CBSO1	Cobos	San Juancito	1	500	46.63	2	0.67	0	0	5	45.28	99.5%	0
5CBMQ1	Cobos	Monte Quemado	1	500	297	0	0.00	0	0	2	1.63	100.0%	0.0
5CEMB1	Colonia Elía	Manuel Belgrano	1	500	202.6	3	1.60	0	0	9	50.10	99.4%	0
5CHCH1	C.H. El Chocón	El Chocón	1	500	1.3	0	0.00	0	0	7	34.88	99.6%	0
5CHCH3	C.H. El Chocón	El Chocón	3	500	1.3	0	0.00	0	0	7	40.90	99.5%	0
5CHCH5	C.H. El Chocón	El Chocón	5	500	1.3	2	8.03	0	0	8	40.98	99.4%	0
5CHCO1	El Chocón	Chocón Oeste	1	500	3.5	0	0.00	0	0	3	29.10	99.7%	0
5CHCO2	El Chocón	Chocón Oeste	2	500	3.5	1	0.95	0	0	0	0.00	100.0%	0
5CHPU1	El Chocón	Puelches	1	500	304	2	102.7	0	0	1	20.08	98.6%	0
5CHPU2	El Chocón	Puelches	2	500	304	1	0.70	0	0	1	11.48	99.9%	0
5CLCO1	Choele Choel	Chocón Oeste	1	500	269	1	0.23	0	0	2	18.37	99.8%	0
5CLPG1	Choele Choel	Piedra del Águila	1	500	386.7	0	0.00	0	0	0	0.00	100.0%	0
5CLPY1	Choele Choel	Puerto Madryn	1	500	354	0	0.00	0	0	2	22.42	99.7%	0
5COPG1	Chocón Oeste	Piedra del Águila	1	500	164.1	0	0.00	0	0	3	56.05	99.4%	0
5COPG2	Chocón Oeste	Piedra del Águila	2	500	164.4	0	0.00	1	7	6	117.92	98.6%	0
5EMRG1	Embalse	Río Grande	1	500	29.93	0	0.00	0	0	5	50.35	99.4%	0
5ESPRSC1	Esperanza	Río Santa Cruz	1	500	170.5	2	1.35	0	0	1	3.12	99.9%	87
5EZHE1	Ezeiza	Henderson	1	500	313	2	3.23	0	0	7	53.98	99.3%	0
5EZHE2	Ezeiza	Henderson	2	500	313	0	0.00	0	0	7	68.60	99.2%	0
5EZRD1	Ezeiza	Gral. Rodríguez	1	500	54	0	0.00	0	0	6	43.68	99.5%	0
5EZRD2	Ezeiza	Gral. Rodríguez	2	500	60	0	0.00	0	0	3	22.05	99.7%	0
5GMLU1	Gran Mendoza	Luján	1	500	258	0	0.00	0	0	0	0.00	100.0%	0
5GM-RDI1	Gran Mendoza	Río Diamante	1	500	188	0	0.00	0	0	2	3.33	100.0%	0
5HEPU1	Henderson	Puelches	1	500	421	1	0.22	0	0	16	161.17	98.2%	0.0
5HEMC2	Henderson	Macachin	2	500	194	0	0.00	0	0	9	71.02	99.2%	0
5LARE1	La Rioja Sur	Recreo	1	500	147.2	1	2.83	0	0	4	36.62	99.5%	172.0

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
5MBRD1	Manuel Belgrano	Rodriguez	1	500	41.22	1	1.03	0	0	7	52.17	99.4%	0
5MCPU2	Macachin	Puelches	2	500	227	0	0.00	0	0	4	44.35	99.5%	0
5LURG1	P. Achala I	Río Grande	1	500	150.1	4	22.25	0	0	8	84.82	98.8%	73
5MARE1	Malvinas Argentinas	Recreo	1	500	258.5	0	0.00	0	0	7	60.03	99.3%	0
5PAPG1	C.H. Piedra del Águila	Piedra del Águila	1	500	5.9	0	0.00	0	0	0	0.00	100.0%	0
5PAPG2	C.H. Piedra del Águila	Piedra del Águila	2	500	5.9	1	0.37	0	0	5	45.55	99.5%	0
5PYZN1	Puerto Madryn	Santa Cruz Norte	1	500	552.3	0	0.00	0	0	0	0.00	100.0%	0
5ATRD1	Atucha	Gral. Rodríguez	1	500	67.09	1	1.45	0	0	3	24.07	99.7%	0
5ATRA1	Atucha	Ramallo	1	500	117.3	2	1.85	0	0	3	9.15	99.9%	0
5RARO1	Ramallo	Rosario Oeste	1	500	77	1	1.60	0	0	11	100.63	98.8%	0
5RMRS1	Romang	Resistencia	1	500	256.6	0	0.00	0	0	3	26.83	99.7%	0
5RMST1	Romang	Santo Tomé	1	500	270.9	1	0.77	0	0	2	13.33	99.8%	0
5CNST1	Coronda	Santo Tomé	1	500	137.9	0	0.00	0	0	0	0.00	100.0%	0
5CNRO1	Río Coronda	Rosario Oeste	1	500	65	0	0.00	0	0	0	0.00	100.0%	0
5CNRO2	Río Coronda	Rosario Oeste	2	500	65.5	0	0.00	0	0	5	28.68	99.7%	0
5RSC-ZN1	Río Santa Cruz	Santa Cruz Norte	1	500	393.9	0	0.00	0	0	0	0.00	100.0%	0
5GPA-SG1	Gran Paraná	Salto Grande	1	500	242.7	2	1.53	0	0	9	79.03	99.1%	0
5GPA-ST1	Gran Paraná	Santo Tomé	1	500	47.16	2	1.22	1	2	4	9.58	99.9%	0
5GM-NSJ1	Gran Mendoza	Nueva San Juan	1	500	177.1	0	0.00	0	0	2	14.18	99.8%	0

**Tabla 9.1.1.5.5 SALIDAS FORZADAS DE CIRCUITOS DOBLES**

Fecha	Corredor	E.T. Origen	E.T. Destino	Tensión [kV]	Ident. (*)	Tiempo rest. Servicio [Hs.]	Pcorte [MW]
20/8/2021	Colonia Elía - Rodriguez	Colonia Elía	Rodriguez	500	3	1.10	0
4/4/2021	Rosario Oeste - Rodríguez	Villa Lía	Atucha	220	4	1.67	0

(\*) Código coincide con las descripciones presentadas en PT 12

**Tabla 9.1.1.5.6 TIPIFICACIÓN DE FALTAS**

Tensión [kV]	Cantidad de Faltas						Totales
	Permanentes				Transitorias		
	Monofásica a tierra	Bifásica	Bifásica a tierra	Trifásica	Monofásica c/ recierre exitoso	Trifásica c/ recierre exitoso	
132	0	0	0	0	1	0	1
220	9	3	0	3	53	0	68
500	24	7	0	18	51	0	100

**Tabla 9.1.1.5.7 EQUIPOS DE COMPENSACIÓN**

Identificación	Cantidad de equipos	Forz. No Autor.		Forz. Autorizadas		Programadas		Pot. Total [MVar]	Indice Disp.
		NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
Reactores de Barra	35	3	5.3	0	0.0	136	1493.5	3480	99.51%

Identificación	Cantidad de equipos	Forz. No Autor.		Forz. Autorizadas		Programadas		Pot. Total [MVar]	Indice Disp.
		NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
Reactores de Línea	Maniob. 16	2	3.6	1	1.0	44	3848.7	1490	97.41%
	No Maniob. 46	3	37.0	0	0.0	63	968.7	5290	99.71%
<b>Total</b>	<b>TOTAL: 62</b>	<b>5</b>	<b>40.6</b>	<b>1</b>	<b>1.0</b>	<b>107</b>	<b>4817.5</b>	<b>6780</b>	<b>99.04%</b>

Identificación	Cantidad de equipos	Forz. No Autor.		Forz. Autorizadas		Programadas		Pot. Total [MVar]	Indice Disp.
		NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
Reactores de Terciarios	18	1	10.6	0	0.0	17	1658.0	450	98.94%

Identificación	Cantidad de equipos	Forz. No Autor.		Forz. Autorizadas		Programadas		Pot. Total [MVar]	Indice Disp.
		NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
Compens. Sincrónicos	6	2	293.1	0	0.0	35	3537.5	1470	92.71%

**Tabla 9.1.1.5.7 EQUIPOS DE COMPENSACIÓN (Continuación)**

Identificación	Cantidad de equipos	Forz. No Autor.		Forz. Autorizadas		Programadas		Pot. Total [MVar]	Indice Disp.
		NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
<b>Capacitores Serie por Banco</b>	Banco 1 de Capacitores de Choele Choel (K1CL)	0	0	0	0	3	9.9	312	99.89%
	Banco 1 de Capacitores de Olavarría (K1OL)	0	0	0	0	8	119.57	299	98.64%
	Banco 1 de Capacitores de Recreo (K1RE)	0	0.00	0	0	5	28.97	245	99.67%
	Banco 2 de Capacitores de Choele Choel (K2CL)	0	0	0	0	2	14.57	314	99.83%
	Banco 2 de Capacitores de Olavarría (K2OL)	13	20.18	0	0	8	83.50	222	98.82%
	Banco 3 de Capacitores de Choele Choel (K3CL)	1	1.73	0	0	6	41.63	298	99.50%
	Banco 3 de Capacitores de Olavarría (K3OL)	2	37.23	0	0	7	204.52	199	97.24%
	Banco 4 de Capacitores de Choele Choel (K4CL)	0	0	0	0	2	7.78	247	99.91%
	Banco 4 de Capacitores de Olavarría (K4OL)	2	4.65	0	0	5	48.40	201	99.39%
	Capacitores Serie de Henderson (KSHE)	1	0.58	0	0	6	46.57	596	99.46%
	Capacitores Serie de Puelches (KSPU)	1	2.67	0	0	8	68.22	681	99.19%
	Capacitores Serie de Puerto Madryn (K1PY)	0	0	0	0	1	9.00	378	99.90%
	<b>Total</b>	<b>20</b>	<b>67.0</b>	<b>0</b>	<b>0.0</b>	<b>61</b>	<b>682.6</b>	<b>3992</b>	<b>82.43%</b>

**Tabla 9.1.1.5.7 EQUIPOS DE COMPENSACIÓN (Continuación)**

Identificación	Cantidad de equipos	Forz. No Autor.		Forz. Autorizadas		Programadas		Pot. Total [MVar]	Indice Disp.
		NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
<b>Capacitores Shunt por Banco</b>	Banco 1 de Capacitores de Paso de la Patria (K1PT)	4	8,33333333	0	0	6	87,08	45	98,91%
	Banco 2 de Capacitores de Paso de la Patria (K2PT)	3	50,26666667	0	0	2	15,60	45	99,25%
	Banco 1 de Capacitores de Rosario Oeste (K1RO)	0	0	0	0	5	11,42	45	99,87%
	Banco 2 de Capacitores de Rosario Oeste (K2RO)	0	0	0	0	2	6,68	45	99,92%
	Banco 3 de Capacitores de Rosario Oeste (K3RO)	1	24,07	0	0	3	3,48	45	99,69%
	Banco 1 de Capacitores de Romang (K1RM)	0	0	0	0	2	12,57	15	99,86%
	Banco 2 de Capacitores de Romang (K2RM)	0	0	0	0	3	18,77	15	99,79%
	Banco 3 de Capacitores de Romang (K3RM)	0	0	0	0	2	14,65	15	99,83%
	Banco 1 de Capacitores de Resistencia (K1RS)	0	0	0	0	7	38,5	41,25	99,56%
	Banco 2 de Capacitores de Resistencia (K2RS)	0	0	0	0	5	65,88	41,25	99,25%
	Banco 3 de Capacitores de Resistencia (K3RS)	0	0	0	0	6	69,25	41,25	99,21%
	Banco 4 de Capacitores de Resistencia (K4RS)	0	0	0	0	5	151,33	27,54	98,27%
	Banco 1 de Capacitores de Santo Tomé (K1ST)	0	0	0	0	1	2,00	50	99,98%
	<b>Total</b>	<b>8</b>	<b>82,7</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>49</b>	<b>497,2</b>	<b>471,3</b>	<b>99,48%</b>

**Tabla 9.1.1.5.8 PUNTOS DE CONEXIÓN – POR ESTACIÓN**

Estación	Cantidad conex.	Forzadas NA		Forz. Autoriz.		Programadas		Pot. Cortada [MW]	Indice Disp. (%)
		NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
Abasto	2	1	1.28	0	0	4	88.30	0	99.49%
Agua del Cajón	2	1	4.10	0	0	2	39.77	0	99.75%
Alicurá	6	1	0.13	0	0	13	2904.4	0	94.47%
Almafuerte	8	2	7.45	0	0	22	233.95	0	99.66%
Arroyo Cabral	4	14	29.32	0	0	5	273.97	0	99.13%
Atucha	4	2	1.58	0	0	8	287.38	0	99.18%
Bahía Blanca	2	3	2	3	3.4	10	80.78	0	99.51%
Manuel Belgrano	3	2	3.37	0	0	4	648.55	0	97.52%
Campana	2	0	0	0	0	5	44.70	0	99.74%
Chocón Oeste	2	0	0	0	0	19	563.38	0	96.78%
Choele Choel	2	0	0	0	0	7	61.52	0	99.65%
Cobos	1	0	0	0	0	0	0	0	100.00%
Colonia Elía	1	0	0	0	0	0	0	0	100.00%
El Bracho	14	40	2668.1	0	0	34	1073.9	0	96.95%
Esperanza	3	2	0.82	0	0	2	5.70	0	99.98%
Ezeiza	3	1	1.97	0	0	13	1222.5	0	95.34%
General Rodriguez	4	2	10.28	0	0	8	1045.4	0	96.99%
Gran Mendoza	6	1	0.25	0	0	13	135.88	0	99.74%
Gran Paraná	2	0	0	0	0	0	0	0	100.00%
Guillermo Brown	2	5	77.15	0	0	12	597.33	0	96.15%
La Rioja Sur	7	12	12.12	0	0	13	432.53	0	99.27%
Luján	5	7	13.17	0	0	4	83.50	0	99.78%
Macachín	2	0	0	0	0	32	219.62	0	98.75%
Malvinas Argentinas	7	11	61.95	0	0	15	159.37	0	99.64%
Nueva San Juan	3	1	1	0	0	8	57.80	0	99.77%
Olavarría	2	0	0	0	0	4	29.05	0	99.83%
Paso de la Patria	4	4	43.00	0	0	12	96.07	0	99.60%



Estación	Cantidad conex.	Forzadas NA		Forz. Autoriz.		Programadas		Pot. Cortada [MW]	Indice Disp. (%)
		NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
Piedra del Águila	1	0	0	0	0	0	0	0	100.00%
Planicie Banderita	2	2	0.92	0	0	5	193.63	0	98.89%
Puelches	2	3	0.7	0	0	9	48.53	0	99.72%
Puerto Madryn	6	4	2.72	0	0	7	43.92	0	99.91%
Ramallo	6	2	7.63	0	0	17	277.80	0	99.46%
Recreo	5	2	1.7	0	0	6	44.00	0	99.90%
Resistencia	11	17	333.07	0	0	99	1373.6	0	98.23%
Río Coronda	11	5	56.23	2	2.57	28	2791.2	0	97.04%
Río Diamante	1	0	0	0	0	5	45.75	0	99.48%
Río Grande	2	3	2.82	0	0	5	122.03	0	99.29%
Río Santa Cruz	1	0	0	0	0	0	0	0	100.00%
Romang	2	0	0	0	0	1	1.02	0	99.99%
Rosario Oeste	13	5	6	0	0	38	283.17	0	99.75%
San Juancito	1	2	2.52	0	0	1	3.25	0	99.93%
Santa Cruz Norte	3	4	6.12	0	0	10	776.33	0	97.02%
Santiago del Estero	2	3	4.07	0	0	2	9.45	49	99.92%
Santo Tomé	9	12	27.48	0	0	30	324.48	0	99.55%
Villa Lía	1	0	0	0	0	1	10.85	0	99.88%
Vivoratá	8	2	2	0	0	28	207.07	0	99.70%
<b>Total</b>	<b>188</b>	<b>178</b>	<b>3393.5</b>	<b>5</b>	<b>6.0</b>	<b>561</b>	<b>16941.5</b>	<b>49</b>	<b>98.76%</b>

**Tabla 9.1.1.5.9 TRANSFORMADORES**

Ident. Trans.	Ubicación	Potencia [MVA]	Tipo Falla	Forzadas NA		Forzada A		Programadas		Indice Disp.	Pot. Cortada [MW]
				NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
T9AL	E.T. Alicurá	100	Propia	0	0,0	0	0,0	3	40,7	99,5%	0,0
T9AL	E.T. Alicurá	100	Prot.Alim./Otros	2	3,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>2</b>	<b>3,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>3</b>	<b>40,7</b>	<b>99,5%</b>	<b>0,0</b>
T11AL	E.T. Alicurá	150	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T11AL	E.T. Alicurá	150	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T1AC	E.T. Arroyo Cabral	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T1AC	E.T. Arroyo Cabral	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	1	5,4	99,9%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>1</b>	<b>5,4</b>	<b>99,9%</b>	<b>0,0</b>
T1AM	E.T. Almafuerite	150	Propia	0	0,0	0	0,0	6	46,9	99,5%	0,0
T1AM	E.T. Almafuerite	150	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	1	3,6	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>7</b>	<b>50,5</b>	<b>99,4%</b>	<b>0,0</b>
T2AM	E.T. Almafuerite	150	Propia	0	0,0	0	0,0	4	39,1	99,6%	0,0
T2AM	E.T. Almafuerite	150	Prot.Alim./Otros	1	1,1	0	0,0	2	6,6	99,9%	0,0
	<b>Total</b>			<b>1</b>	<b>1,1</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>6</b>	<b>45,6</b>	<b>99,5%</b>	<b>0,0</b>
T3AM	E.T. Almafuerite	300	Propia	0	0,0	0	0,0	4	39,8	99,5%	0,0
T3AM	E.T. Almafuerite	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>4</b>	<b>39,8</b>	<b>99,5%</b>	<b>0,0</b>
T1AT	E.T. Atucha	150	Propia	0	0,0	1	8,4	1	9,8	99,8%	0,0
T1AT	E.T. Atucha	150	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	2	13,0	99,9%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>1</b>	<b>8,4</b>	<b>3</b>	<b>22,8</b>	<b>99,6%</b>	<b>0,0</b>
T1CB	E.T. Cobos	450	Propia	0	0,0	0	0,0	2	24,2	99,7%	0,0

Ident. Trans.	Ubicación	Potencia [MVA]	Tipo Falla	Forzadas NA		Forzada A		Programadas		Indice Disp.	Pot. Cortada [MW]
				NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
T1CB	E.T. Cobos	450	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>2</b>	<b>24,2</b>	<b>99,7%</b>	<b>0,0</b>
T2CB	E.T. Cobos	450	Propia	0	0,0	0	0,0	3	26,8	99,7%	0,0
T2CB	E.T. Cobos	450	Prot.Alim./Otros	1	0,8	0	0,0	1	3,1	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>1</b>	<b>0,8</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>4</b>	<b>29,8</b>	<b>99,7%</b>	<b>0,0</b>
T8CO	E.T. Chocón Oeste	150	Propia	0	0,0	0	0,0	8	78,7	99,1%	0,0
T8CO	E.T. Chocón Oeste	150	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>8</b>	<b>78,7</b>	<b>99,1%</b>	<b>0,0</b>
T5CL	E.T. Choele Choel	100	Propia	0	0,0	0	0,0	5	77,5	99,1%	0,0
T5CL	E.T. Choele Choel	100	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>5</b>	<b>77,5</b>	<b>99,1%</b>	<b>0,0</b>
T1BR	E.T. Bracho	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T1BR	E.T. Bracho	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T2BR	E.T. El Bracho	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T2BR	E.T. El Bracho	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	4	32,6	99,6%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>4</b>	<b>32,6</b>	<b>99,6%</b>	<b>0,0</b>
T2CH	E.T. El Chocón	100	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T2CH	E.T. El Chocón	100	Prot.Alim./Otros	1	0,8	0	0,0	3	13,4	99,8%	0,0
	<b>Total</b>			<b>1</b>	<b>0,8</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>3</b>	<b>13,4</b>	<b>99,8%</b>	<b>0,0</b>
T4CH	E.T. El Chocón	150	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T4CH	E.T. El Chocón	150	Prot.Alim./Otros	1	0,8	0	0,0	3	15,4	99,8%	0,0
	<b>Total</b>			<b>1</b>	<b>0,8</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>3</b>	<b>15,4</b>	<b>99,8%</b>	<b>0,0</b>

Ident. Trans.	Ubicación	Potencia [MVA]	Tipo Falla	Forzadas NA		Forzada A		Programadas		Indice Disp.	Pot. Cortada [MW]
				NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
T1ESP	E.T. Esperanza	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T1ESP	E.T. Esperanza	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T2ESP	E.T. Esperanza	100	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T2ESP	E.T. Esperanza	100	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T1EZ	E.T. Ezeiza	800	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T1EZ	E.T. Ezeiza	800	Prot.Alim./Otros	1	56,3	0	0,0	0	0,0	99,4%	0,0
	<b>Total</b>			<b>1</b>	<b>56,3</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>99,4%</b>	<b>0,0</b>
T2EZ	E.T. Ezeiza	800	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T2EZ	E.T. Ezeiza	800	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T3EZ	E.T. Ezeiza	800	Propia	0	0,0	0	0,0	1	27,1	99,7%	0,0
T3EZ	E.T. Ezeiza	800	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>1</b>	<b>27,1</b>	<b>99,7%</b>	<b>0,0</b>
T4EZ	E.T. Ezeiza	250	Propia	0	0,0	0	0,0	1	59,5	99,3%	0,0
T4EZ	E.T. Ezeiza	250	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>1</b>	<b>59,5</b>	<b>99,3%</b>	<b>0,0</b>
T5EZ	E.T. Ezeiza	250	Propia	0	0,0	0	0,0	2	62,3	99,3%	0,0
T5EZ	E.T. Ezeiza	250	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>2</b>	<b>62,3</b>	<b>99,3%</b>	<b>0,0</b>
T6EZ	E.T. Ezeiza	250	Propia	0	0,0	0	0,0	1	58,5	99,3%	0,0
T6EZ	E.T. Ezeiza	250	Prot.Alim./Otros	1	1,5	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>1</b>	<b>1,5</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>1</b>	<b>58,5</b>	<b>99,3%</b>	<b>0,0</b>

Ident. Trans.	Ubicación	Potencia [MVA]	Tipo Falla	Forzadas NA		Forzada A		Programadas		Indice Disp.	Pot. Cortada [MW]
				NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
T7EZ	E.T. Ezeiza	850	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T7EZ	E.T. Ezeiza	850	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	1	11,3	99,9%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>1</b>	<b>11,3</b>	<b>99,9%</b>	<b>0,0</b>
T1GM	E.T. Gran Mendoza	300	Propia	0	0,0	0	0,0	6	53,7	99,4%	0,0
T1GM	E.T. Gran Mendoza	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>6</b>	<b>53,7</b>	<b>99,4%</b>	<b>0,0</b>
T2GM	E.T. Gran Mendoza	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T2GM	E.T. Gran Mendoza	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	1	81,8	99,1%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>1</b>	<b>81,8</b>	<b>99,1%</b>	<b>0,0</b>
T3GM	E.T. Gran Mendoza	300	Propia	0	0,0	0	0,0	1	75,8	99,1%	0,0
T3GM	E.T. Gran Mendoza	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>1</b>	<b>75,8</b>	<b>99,1%</b>	<b>0,0</b>
T1GPA	E.T. Gran Paraná	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T1GPA	E.T. Gran Paraná	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	1	3,7	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>1</b>	<b>3,7</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T2GPA	E.T. Gran Paraná	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T2GPA	E.T. Gran Paraná	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T1HE	E.T. Henderson	300	Propia	0	0,0	0	0,0	2	130,0	98,5%	0,0
T1HE	E.T. Henderson	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	1	9,3	99,9%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>3</b>	<b>139,3</b>	<b>98,4%</b>	<b>0,0</b>
T2HE	E.T. Henderson	300	Propia	0	0,0	0	0,0	2	14,2	99,8%	0,0
T2HE	E.T. Henderson	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0

Ident. Trans.	Ubicación	Potencia [MVA]	Tipo Falla	Forzadas NA		Forzada A		Programadas		Indice Disp.	Pot. Cortada [MW]
				NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>2</b>	<b>14,2</b>	<b>99,8%</b>	<b>0,0</b>
T3HE	E.T. Henderson	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T3HE	E.T. Henderson	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	1	9,3	99,9%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>1</b>	<b>9,3</b>	<b>99,9%</b>	<b>0,0</b>
T7HE	E.T. Henderson	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T7HE	E.T. Henderson	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T1LA	E.T. La Rioja Sur	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T1LA	E.T. La Rioja Sur	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	1	3,9	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>1</b>	<b>3,9</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T1LU	E.T. Luján	150	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T1LU	E.T. Luján	150	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T2LU	E.T. Luján	150	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T2LU	E.T. Luján	150	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	1	9,0	99,9%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>1</b>	<b>9,0</b>	<b>99,9%</b>	<b>0,0</b>
T1MA	E.T. Malvinas Arg.	300	Propia	0	0,0	0	0,0	2	63,4	99,3%	0,0
T1MA	E.T. Malvinas Arg.	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>2</b>	<b>63,4</b>	<b>99,3%</b>	<b>0,0</b>
T2MA	E.T. Malvinas Arg.	300	Propia	0	0,0	0	0,0	1	103,7	98,8%	0,0
T2MA	E.T. Malvinas Arg.	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>1</b>	<b>103,7</b>	<b>98,8%</b>	<b>0,0</b>
T4MA	E.T. Malvinas Arg.	300	Propia	0	0,0	0	0,0	1	1,7	100,0%	0,0

Ident. Trans.	Ubicación	Potencia [MVA]	Tipo Falla	Forzadas NA		Forzada A		Programadas		Indice Disp.	Pot. Cortada [MW]
				NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
T4MA	E.T. Malvinas Arg.	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	1	10,4	99,9%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>2</b>	<b>12,0</b>	<b>99,9%</b>	<b>0,0</b>
T1MC	E.T. Macachín	150	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T1MC	E.T. Macachín	150	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T1NSJ	E.T. Nueva San Juan	450	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T1NSJ	E.T. Nueva San Juan	450	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	1	5,6	99,9%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>1</b>	<b>5,6</b>	<b>99,9%</b>	<b>0,0</b>
T2PB	E.T. Planicie Banderita	150	Propia	0	0,0	0	0,0	4	35,4	99,6%	0,0
T2PB	E.T. Planicie Banderita	150	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	1	9,3	99,9%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>5</b>	<b>44,6</b>	<b>99,5%</b>	<b>0,0</b>
T1PU	E.T. Puelches	150	Propia	0	0,0	0	0,0	3	26,7	99,7%	0,0
T1PU	E.T. Puelches	150	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	4	21,2	99,8%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>7</b>	<b>48,0</b>	<b>99,5%</b>	<b>0,0</b>
T1PY	E.T. Puerto Madryn	450	Propia	0	0,0	0	0,0	4	41,9	99,5%	0,0
T1PY	E.T. Puerto Madryn	450	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>4</b>	<b>41,9</b>	<b>99,5%</b>	<b>0,0</b>
T1RA	E.T. Ramallo	300	Propia	1	163,5	0	0,0	2	634,7	90,9%	0,0
T1RA	E.T. Ramallo	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>1</b>	<b>163,5</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>2</b>	<b>634,7</b>	<b>90,9%</b>	<b>0,0</b>
T4RA	E.T. Ramallo	300	Propia	0	0,0	0	0,0	1	8,0	99,9%	0,0
T4RA	E.T. Ramallo	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	1	5,8	99,9%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>2</b>	<b>13,8</b>	<b>99,8%</b>	<b>0,0</b>



Ident. Trans.	Ubicación	Potencia [MVA]	Tipo Falla	Forzadas NA		Forzada A		Programadas		Indice Disp.	Pot. Cortada [MW]
				NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
T1RE	E.T. Recreo	150	Propia	0	0,0	0	0,0	2	18,8	99,8%	0,0
T1RE	E.T. Recreo	150	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>2</b>	<b>18,8</b>	<b>99,8%</b>	<b>0,0</b>
T2RE	E.T. Recreo	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T2RE	E.T. Recreo	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T1RS	E.T. Resistencia	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T1RS	E.T. Resistencia	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T2RS	E.T. Resistencia	300	Propia	0	0,0	0	0,0	2	8,9	99,9%	0,0
T2RS	E.T. Resistencia	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	2	19,4	99,8%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>4</b>	<b>28,3</b>	<b>99,7%</b>	<b>0,0</b>
T3RS	E.T. Resistencia	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T3RS	E.T. Resistencia	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T1RDI	E.T. Río Diamante	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T1RDI	E.T. Río Diamante	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T1RSC	E.T. Río Santa Cruz	150	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T1RSC	E.T. Río Santa Cruz	150	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T1RM	E.T. Romang	150	Propia	0	0,0	0	0,0	2	127,6	98,5%	0,0
T1RM	E.T. Romang	150	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>2</b>	<b>127,6</b>	<b>98,5%</b>	<b>0,0</b>

Ident. Trans.	Ubicación	Potencia [MVA]	Tipo Falla	Forzadas NA		Forzada A		Programadas		Indice Disp.	Pot. Cortada [MW]
				NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
T2RM	E.T. Romang	150	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T2RM	E.T. Romang	150	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T1RO	E.T. Rosario Oeste	150	Propia	0	0,0	0	0,0	7	60,5	99,3%	0,0
T1RO	E.T. Rosario Oeste	150	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>7</b>	<b>60,5</b>	<b>99,3%</b>	<b>0,0</b>
T2RO	E.T. Rosario Oeste	150	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T2RO	E.T. Rosario Oeste	150	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T3RO	E.T. Rosario Oeste	300	Propia	0	0,0	0	0,0	6	60,6	99,3%	0,0
T3RO	E.T. Rosario Oeste	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>6</b>	<b>60,6</b>	<b>99,3%</b>	<b>0,0</b>
T4RO	E.T. Rosario Oeste	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T4RO	E.T. Rosario Oeste	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T5RO	E.T. Rosario Oeste	300	Propia	0	0,0	0	0,0	4	35,8	99,6%	0,0
T5RO	E.T. Rosario Oeste	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>4</b>	<b>35,8</b>	<b>99,6%</b>	<b>0,0</b>
T6RO	E.T. Rosario Oeste	300	Propia	0	0,0	0	0,0	1	12,1	99,9%	0,0
T6RO	E.T. Rosario Oeste	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>1</b>	<b>12,1</b>	<b>99,9%</b>	<b>0,0</b>
T7RO	E.T. Rosario Oeste	855	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T7RO	E.T. Rosario Oeste	855	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	1	7,8	99,9%	0,0

Ident. Trans.	Ubicación	Potencia [MVA]	Tipo Falla	Forzadas NA		Forzada A		Programadas		Indice Disp.	Pot. Cortada [MW]
				NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>1</b>	<b>7,8</b>	<b>99,9%</b>	<b>0,0</b>
T1SO	E.T. San Juancito	300	Propia	0	0,0	0	0,0	3	27,7	99,7%	0,0
T1SO	E.T. San Juancito	300	Prot.Alim./Otros	1	1,4	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>1</b>	<b>1,4</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>3</b>	<b>27,7</b>	<b>99,7%</b>	<b>0,0</b>
T1ZN	E.T. Santa Cruz Norte	150	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T1ZN	E.T. Santa Cruz Norte	150	Prot.Alim./Otros	1	1,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	87,0
	<b>Total</b>			<b>1</b>	<b>1,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>87,0</b>
T2ZN	E.T. Santa Cruz Norte	150	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T2ZN	E.T. Santa Cruz Norte	150	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T3ZN	E.T. Santa Cruz Norte	150	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T3ZN	E.T. Santa Cruz Norte	150	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T1ST	E.T. Santo Tomé	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T1ST	E.T. Santo Tomé	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T2ST	E.T. Santo Tomé	300	Propia	2	3,6	0	0,0	7	95,8	98,9%	0,0
T2ST	E.T. Santo Tomé	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	1	5,0	99,9%	0,0
	<b>Total</b>			<b>2</b>	<b>3,6</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>8</b>	<b>100,9</b>	<b>98,8%</b>	<b>0,0</b>
T3ST	E.T. Santo Tomé	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T3ST	E.T. Santo Tomé	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T1SES	E.T. Santiago del Estero	450	Propia	0	0,0	0	0,0	1	7,2	99,9%	0,0

Ident. Trans.	Ubicación	Potencia [MVA]	Tipo Falla	Forzadas NA		Forzada A		Programadas		Indice Disp.	Pot. Cortada [MW]
				NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
T1SES	E.T. Santiago del Estero	450	Prot.Alim./Otros	1	1,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>1</b>	<b>1,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>1</b>	<b>7,2</b>	<b>99,9%</b>	<b>0,0</b>
T1CN	E.T. Río Coronda	300	Propia	0	0,0	0	0,0	5	46,3	99,5%	0,0
T1CN	E.T. Río Coronda	300	Prot.Alim./Otros	1	2,5	0	0,0	2	17,2	99,8%	0,0
	<b>Total</b>			<b>1</b>	<b>2,5</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>7</b>	<b>63,5</b>	<b>99,2%</b>	<b>0,0</b>
T1PT	E.T. Paso de la Patria	300	Propia	0	0,0	0	0,0	1	26,8	99,7%	0,0
T1PT	E.T. Paso de la Patria	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	2	94,0	98,9%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>3</b>	<b>120,8</b>	<b>98,6%</b>	<b>0,0</b>
T2PT	E.T. Paso de la Patria	300	Propia	1	3,8	0	0,0	1	2235,3	74,4%	0,0
T2PT	E.T. Paso de la Patria	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	1	3,5	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>1</b>	<b>3,8</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>2</b>	<b>2238,8</b>	<b>74,4%</b>	<b>0,0</b>

## **ANEXO 9**

### **Sub-Sección 1.1.6: Año 2022**

## TRANSENER S.A. – AÑO 2022

**Tabla 9.1.1.6.1 TABLA DE SALIDAS DE LINEAS (GLOBAL)**

Tensión [kV]	Long. Total [km]	Forzadas No Autorizadas		Forzada Autorizada		Programadas		Tasa de sal. FNA y FA C sal/100km- año	Indice de Disponib. (%)	P. Corte [MW]
		Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)			
132	6	0	0,0	1	23,7	4	88,3	16,95	98,72%	0
220	555	7	276,3	2	7,0	58	873,2	1,62	98,89%	0
500	12082	37	252,0	1	1,9	280	2605,7	0,31	99,51%	2616,79
<b>Total</b>	<b>12643</b>	<b>44</b>	<b>528,4</b>	<b>4</b>	<b>32,6</b>	<b>342</b>	<b>3567,2</b>	<b>0,38</b>	<b>99,48%</b>	<b>2616,8</b>

**Tabla 9.1.1.6.2 SALIDAS FORZADAS DE CIRCUITOS DOBLES (GLOBAL)**

Corredor Fallado	E.T. Origen	E.T. Destino	Tensión	Long. km	Salidas forzadas		Tasa de sal c/100km-año	P. corte [MW]
			kV		Cant	Hs		
Rodríguez - Villa Lía	Rodríguez	Villa Lía	220	63,3	2	137,27	3,16	0

**Tabla 9.1.1.6.3 CAUSA DE SALIDAS FORZADAS DE LÍNEAS (GLOBAL)**

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	2	4,5%				
Tormenta eléctrica	2	14	31,8%	55,67	2,4%	280,00	12,3%
Incendio en campos	3	12	27,3%	534,38	23,2%	1326,90	58,1%
Animales, plantaciones y otros objetos que afecten la aislación	4	3	6,8%				
Error humano	5	2	4,5%				
Meteoro	6	1	2,3%				
Atentado	7	2	4,5%	1707,23	74,1%	618,00	27,0%
Actuación incorrecta de los sistemas de protecciones y comunicaciones	8	1	2,3%				
Falla en barras	9						
Actuación de protecciones en zonas de respaldo remoto	10						
Protección de sobretensión, subfrecuencia ó sobrefrecuencia	11						
Sobrecargas	12						
Oscilaciones de Potencia	13						
Actuación correcta de automatismos del SADI	14						
Actuación incorrecta de automatismos del SADI	15						
Desconocidos	16	5	11,4%	8,00	0,3%	60,00	2,6%
Otras	17	2	4,5%				
<b>Total</b>		<b>44</b>	<b>100,0%</b>	<b>2305,27</b>	<b>100,0%</b>	<b>2284,90</b>	<b>100,0%</b>

(\*) Código coincide con las descripciones presentadas en PT 12



**Tabla 9.1.1.6.4 SALIDAS FORZADAS POR LÍNEA**

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
1RASN1	Ramallo	San Nicolás	1	132	5,9	0	0,00	1	24	4	88,27	98,7%	0
2ATVL1	Atucha	Villa Lía	1	220	25,87	0	0,00	1	3	4	25,67	99,7%	0
2ATVL2	Atucha	Villa Lía	2	220	25,87	1	1,50	0	0	5	33,40	99,6%	0
2RARO1	Ramallo	Rosario Oeste	1	220	76,6	0	0,00	1	4	9	94,33	98,9%	0
2RARO2	Ramallo	Rosario Oeste	2	220	76,6	0	0,00	0	0	8	78,82	99,1%	0
2RASN1	Ramallo	San Nicolás	1	220	5,9	0	0,00	0	0	1	412,50	95,3%	0
2RAVL1	Ramallo	Villa Lía	1	220	108,7	0	0,00	0	0	8	43,63	99,5%	0
2RAVL2	Ramallo	Villa Lía	2	220	108,7	1	0,18	0	0	8	57,02	99,3%	0
2RDVL1	Gral. Rodríguez	Villa Lía	1	220	63,3	3	137,37	0	0	7	64,57	97,7%	0
2RDVL2	Gral. Rodríguez	Villa Lía	2	220	63,3	2	137,27	0	0	8	63,23	97,7%	0
5ABEZ1	Abasto	Ezeiza	1	500	58	0	0,00	0	0	0	0,00	100,0%	0
5ABEZ2	Abasto	Ezeiza	2	500	58	1	12,85	0	0	4	31,60	99,5%	263
5ABOL1	Abasto	Olavarría	1	500	291	0	0,00	0	0	2	3,05	100,0%	0
5ABOL2	Abasto	Olavarría	2	500	301,9	0	0,00	0	0	4	37,03	99,6%	0
5AGCO1	Agua del Cajón	Chocón Oeste	1	500	52	0	0,00	0	0	5	26,08	99,7%	0
5AG-RDI1	Agua del Cajón	Río Diamante	1	500	518	0	0,00	0	0	2	21,20	99,8%	0
5ALPG1	Alicurá	Piedra del Águila	1	500	75,8	0	0,00	0	0	3	25,13	99,7%	0
5ALPG2	Alicurá	Piedra del Águila	2	500	76	0	0,00	0	0	0	0,00	100,0%	0
5AMEM1	Almafuerte	Embalse	1	500	12,13	0	0,00	0	0	3	24,37	99,7%	0
5AMMA1	Almafuerte	Malvinas Argentinas	1	500	104	0	0,00	0	0	4	35,40	99,6%	0
5ACAM1	Arroyo Cabral	Almafuerte	1	500	95,2	1	18,37	0	0	5	47,12	99,3%	0
5ACRO1	Arroyo Cabral	Rosario Oeste	1	500	250,2	1	0,22	0	0	7	59,45	99,3%	0
5BBCL1	Bahía Blanca	Choele Choel	1	500	346	1	0,38	0	0	7	46,68	99,5%	44
5BB-GBR1	Bahía Blanca	Guillermo Brown	1	500	41	0	0,00	0	0	4	37,30	99,6%	0
5CL-GBR1	Choele Choel	Guillermo Brown	1	500	324	0	0,00	0	0	6	53,10	99,4%	0
5BBOL1	Bahía Blanca	Olavarría	1	500	255	0	0,00	0	0	1	7,75	99,9%	0
5BBOL2	Bahía Blanca	Olavarría	2	500	254,8	0	0,00	0	0	2	22,85	99,7%	0
5BRCB1	El Bracho	Cobos	1	500	283,8	3	2,32	0	0	2	22,82	99,7%	0
5BR-LAV1	El Bracho	Lavalle	1	500	130,8	1	0,12	0	0	3	28,97	99,7%	0

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
5LAV-RE1	Lavalle	Recreo	1	500	123,1	0	0,00	0	0	2	19,90	99,8%	0
5LAVSES1	Lavalle	Santiago del Estero	1	500	86,1	0	0,00	0	0	7	66,08	99,2%	0
5CACE1	Campana	Colonia Elia	1	500	194,2	2	1,12	0	0	5	41,83	99,5%	618
5CARD1	Campana	Gral. Rodríguez	1	500	42,15	0	0,00	0	0	16	129,95	98,5%	0
5CCPB1	Cerrito de la Costa	Planicie Banderita	1	500	27	0	0,00	0	0	2	18,23	99,8%	0
5CBSO1	Cobos	San Juancito	1	500	46,63	0	0,00	0	0	2	18,72	99,8%	0
5CBMQ1	Cobos	Monte Quemado	1	500	297	2	1,52	0	0	3	27,43	99,7%	0,0
5CEMB1	Colonia Elía	Manuel Belgrano	1	500	202,6	0	0,00	0	0	1	4,67	99,9%	0
5CHCH1	C.H. El Chocón	El Chocón	1	500	1,3	1	3,22	0	0	1	77,17	99,1%	0
5CHCH3	C.H. El Chocón	El Chocón	3	500	1,3	0	0,00	0	0	5	13,75	99,8%	0
5CHCH5	C.H. El Chocón	El Chocón	5	500	1,3	0	0,00	0	0	1	86,32	99,0%	0
5CHCO1	El Chocón	Chocón Oeste	1	500	3,5	0	0,00	0	0	2	19,85	99,8%	0
5CHCO2	El Chocón	Chocón Oeste	2	500	3,5	0	0,00	0	0	5	48,63	99,4%	0
5CHPU1	El Chocón	Puelches	1	500	304	0	0,00	0	0	3	27,35	99,7%	0
5CHPU2	El Chocón	Puelches	2	500	304	0	0,00	0	0	6	56,82	99,4%	0
5CLCO1	Choele Choel	Chocón Oeste	1	500	269	1	0,95	0	0	1	4,15	99,9%	0
5CLPG1	Choele Choel	Piedra del Águila	1	500	386,7	0	0,00	0	0	4	56,77	99,4%	0
5CLPY1	Choele Choel	Puerto Madryn	1	500	354	2	61,08	0	0	7	59,12	98,6%	618
5COPG1	Chocón Oeste	Piedra del Águila	1	500	164,1	0	0,00	0	0	7	63,17	99,3%	0
5COPG2	Chocón Oeste	Piedra del Águila	2	500	164,4	0	0,00	0	0	7	46,17	99,5%	0
5EMRG1	Embalse	Río Grande	1	500	29,93	1	0,35	0	0	2	22,37	99,7%	60
5ESPRSC1	Esperanza	Río Santa Cruz	1	500	170,5	0	0,00	0	0	0	0,00	100,0%	0
5EZHE1	Ezeiza	Henderson	1	500	313	0	0,00	0	0	8	72,95	99,2%	0
5EZHE2	Ezeiza	Henderson	2	500	313	2	102,10	0	0	25	233,77	96,2%	73
5EZRD1	Ezeiza	Gral. Rodríguez	1	500	54	1	9,02	0	0	3	27,95	99,6%	0
5EZRD2	Ezeiza	Gral. Rodríguez	2	500	60	0	0,00	0	0	5	31,62	99,6%	0
5GMLU1	Gran Mendoza	Luján	1	500	258	1	21,78	0	0	3	27,97	99,4%	0
5GM-RDI1	Gran Mendoza	Río Diamante	1	500	188	1	0,12	0	0	4	30,90	99,6%	0
5HEPU1	Henderson	Puelches	1	500	421	0	0,00	0	0	6	57,13	99,3%	0,0
5HEMC2	Henderson	Macachin	2	500	194	0	0,00	0	0	9	102,58	98,8%	0
5LARE1	La Rioja Sur	Recreo	1	500	147,2	1	4,12	0	0	2	19,00	99,7%	0,0

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
5MBRD1	Manuel Belgrano	Rodriguez	1	500	41,22	0	0,00	0	0	0	0,00	100,0%	0
5MCPU2	Macachin	Puelches	2	500	227	0	0,00	0	0	3	31,73	99,6%	0
5LURG1	Luján	Río Grande	1	500	150,1	3	5,62	1	2	3	25,28	99,6%	769
5MARE1	Malvinas Argentinas	Recreo	1	500	258,5	0	0,00	0	0	3	23,35	99,7%	0
5PAPG1	C.H. Piedra del Águila	Piedra del Águila	1	500	5,9	0	0,00	0	0	3	31,93	99,6%	0
5PAPG2	C.H. Piedra del Águila	Piedra del Águila	2	500	5,9	0	0,00	0	0	0	0,00	100,0%	0
5PYZN1	Puerto Madryn	Santa Cruz Norte	1	500	552,3	0	0,00	0	0	0	0,00	100,0%	0
5ATRD1	Atucha	Gral. Rodríguez	1	500	67,09	2	2,85	0	0	1	7,37	99,9%	0
5ATRA1	Atucha	Ramallo	1	500	117,3	2	0,88	0	0	0	0,00	100,0%	0
5RARO1	Ramallo	Rosario Oeste	1	500	77	1	0,53	0	0	4	37,72	99,6%	0
5RMRS1	Romang	Resistencia	1	500	256,6	1	0,38	0	0	2	23,07	99,7%	0
5RMST1	Romang	Santo Tomé	1	500	270,9	0	0,00	0	0	6	56,83	99,4%	0
5CNST1	Coronda	Santo Tomé	1	500	137,9	2	0,80	0	0	3	20,17	99,8%	0
5CNRO1	Río Coronda	Rosario Oeste	1	500	65	0	0,00	0	0	6	58,02	99,3%	0
5CNRO2	Río Coronda	Rosario Oeste	2	500	65,5	0	0,00	0	0	3	27,68	99,7%	172
5RSC-ZN1	Río Santa Cruz	Santa Cruz Norte	1	500	393,9	0	0,00	0	0	0	0,00	100,0%	0
5GPA-SG1	Gran Paraná	Salto Grande	1	500	242,7	0	0,00	0	0	7	30,55	99,7%	0
5GPA-ST1	Gran Paraná	Santo Tomé	1	500	47,16	2	0,92	0	0	6	62,97	99,3%	0
5GM-NSJ1	Gran Mendoza	Nueva San Juan	1	500	177,1	1	0,45	0	0	4	38,68	99,6%	0

**Tabla 9.1.1.6.5 SALIDAS FORZADAS DE CIRCUITOS DOBLES**

Fecha	Corredor	E.T. Origen	E.T. Destino	Tensión [kV]	Ident. (*)	Tiempo rest. Servicio [Hs.]	Pcorte [MW]
30/11/2022	Rodríguez - Villa Lía	Rodríguez	Villa Lía	220	3	0,47	0
9/12/2022	Rodríguez - Villa Lía	Rodríguez	Villa Lía	220	2	136,80	0

(\*) Código coincide con las descripciones presentadas en PT 12

**Tabla 9.1.1.6.6 TIPIFICACIÓN DE FALTAS**

Tensión [kV]	Cantidad de Faltas						Totales
	Permanentes				Transitorias		
	Monofásica a tierra	Bifásica	Bifásica a tierra	Trifásica	Monofásica c/ recierre exitoso	Trifásica c/ recierre exitoso	
132	0	0	0	0	0	0	0
220	0	4	3	0	37	0	44
500	22	11	0	4	51	4	92

**Tabla 9.1.1.6.7 EQUIPOS DE COMPENSACIÓN**

Identificación	Cantidad de equipos	Forz. No Autor.		Forz. Autorizadas		Programadas		Pot. Total [MVar]	Indice Disp.
		NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
Reactores de Barra	36	2	406,2	0	0,0	75	1766,3	3480	99,31%

**Tabla 9.1.1.6.7 EQUIPOS DE COMPENSACIÓN (Continuación)**

Identificación	Cantidad de equipos	Forz. No Autor.		Forz. Autorizadas		Programadas		Pot. Total [MVar]	Indice Disp.
		NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
Reactores de Línea	Maniob. 16	11	28,1	0	0,0	97	3105,3	1490	97,90%
	No Maniob. 47	21	34,6	0	0,0	105	1188,9	5290	99,65%
<b>Total</b>	<b>TOTAL: 63</b>	<b>32</b>	<b>62,7</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>202</b>	<b>4294,2</b>	<b>6780</b>	<b>99,14%</b>

Identificación	Cantidad de equipos	Forz. No Autor.		Forz. Autorizadas		Programadas		Pot. Total [MVar]	Indice Disp.
		NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
Reactores de Terciarios	18	1	10,4	0	0,0	15	971,6	450	99,38%

Identificación	Cantidad de equipos	Forz. No Autor.		Forz. Autorizadas		Programadas		Pot. Total [MVar]	Indice Disp.
		NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
Compens. Sincrónicos	6	4	381,9	1	1,1	45	1450,7	1470	96,51%

**Tabla 9.1.1.6.7 EQUIPOS DE COMPENSACIÓN (Continuación)**

Identificación	Cantidad de equipos	Forz. No Autor.		Forz. Autorizadas		Programadas		Pot. Total [MVar]	Indice Disp.
		NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
<b>Capacitores Serie por Banco</b>	Banco 1 de Capacitores de Choele Choel (K1CL)	0	0	0	0	7	52,85	312	99,40%
	Banco 1 de Capacitores de Olavarria (K1OL)	1	0,5	0	0	6	44,27	299	99,49%
	Banco 1 de Capacitores de Recreo (K1RE)	0	0,00	0	0	3	18,03	245	99,79%
	Banco 2 de Capacitores de Choele Choel (K2CL)	0	0	1	2,7833 33	10	72,68	314	99,14%
	Banco 2 de Capacitores de Olavarria (K2OL)	4	1,47	2	20,15	6	36,00	222	99,34%
	Banco 3 de Capacitores de Choele Choel (K3CL)	0	0,00	0	0	1	463,27	298	94,71%
	Banco 3 de Capacitores de Olavarria (K3OL)	0	0,00	0	0	4	527,70	199	93,98%
	Banco 4 de Capacitores de Choele Choel (K4CL)	2	229,166 667	1	2,05	5	326,73	247	93,63%
	Banco 4 de Capacitores de Olavarria (K4OL)	0	0	1	3,7666 67	6	444,53	201	94,88%
	Capacitores Serie de Henderson (KSHE)	0	0,00	0	0	9	61,75	596	99,30%
	Capacitores Serie de Puelches (KSPU)	1	6,48	0	0	3	26,40	681	99,62%
	Capacitores Serie de Puerto Madryn (K1PY)	2	2,61666 667	0	0	6	51,12	378	99,39%
	<b>Total</b>	<b>10</b>	<b>240,2</b>	<b>5</b>	<b>28,7</b>	<b>66</b>	<b>2125,3</b>	<b>3992</b>	<b>81,23%</b>

**Tabla 9.1.1.6.7 EQUIPOS DE COMPENSACIÓN (Continuación)**

Identificación	Cantidad de equipos	Forz. No Autor.		Forz. Autorizadas		Programadas		Pot. Total [MVar]	Indice Disp.
		NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
<b>Capacitores Shunt por Banco</b>	Banco 1 de Capacitores de Paso de la Patria (K1PT)	0	0,00	0	0	11	50,78	45	99,42%
	Banco 2 de Capacitores de Paso de la Patria (K2PT)	2	9,05	0	0	10	51,67	15	99,31%
	Banco 1 de Capacitores de Rosario Oeste (K1RO)	1	16,53	0	0	4	45,47	45	99,29%
	Banco 2 de Capacitores de Rosario Oeste (K2RO)	0	0,00	0	0	1	2,08	45	99,98%
	Banco 3 de Capacitores de Rosario Oeste (K3RO)	0	0,00	0	0	3	10,53	45	99,88%
	Banco 1 de Capacitores de Romang (K1RM)	0	0	0	0	3	20,57	15	99,77%
	Banco 2 de Capacitores de Romang (K2RM)	0	0	0	0	4	22,08	15	99,75%
	Banco 3 de Capacitores de Romang (K3RM)	0	0	0	0	3	20,8333333	15	99,76%
	Banco 1 de Capacitores de Resistencia (K1RS)	0	0	0	0	7	31,0833333	41,25	99,65%
	Banco 2 de Capacitores de Resistencia (K2RS)	0	0	0	0	8	40,60	41,25	99,54%
	Banco 3 de Capacitores de Resistencia (K3RS)	0	0	0	0	7	27,17	41,25	99,69%
	Banco 4 de Capacitores de Resistencia (K4RS)	0	0	0	0	7	26,60	27,54	99,70%
	Banco 1 de Capacitores de Santo Tomé (K1ST)	0	0	0	0	3	123,00	50	98,60%
	<b>Total</b>	<b>3</b>	<b>25,6</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>71</b>	<b>472,5</b>	<b>441,3</b>	<b>99,52%</b>



**Tabla 9.1.1.6.8 PUNTOS DE CONEXIÓN – POR ESTACIÓN**

Estación	Cantidad conex.	Forzadas NA		Forz. Autoriz.		Programadas		Pot. Cortada [MW]	Indice Disp. (%)
		NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
Abasto	2	0	0,00	0	0	2	26,50	0	99,85%
Agua del Cajón	2	1	1,27	0	0	6	131,17	0	99,24%
Alicurá	6	1	0,18	0	0	13	1191,6	0	97,73%
Almafuerte	8	5	15,20	1	2,25	11	190,80	0	99,70%
Arroyo Cabral	4	13	12,67	0	0	14	72,83	0	99,76%
Atucha	4	5	152,02	0	0	10	1331,75	0	95,77%
Bahía Blanca	2	1	4	0	0	3	3,22	0	99,96%
Manuel Belgrano	3	5	6,35	0	0	14	1777,23	0	93,21%
Campana	2	0	0	0	0	10	93,42	0	99,47%
Chocón Oeste	2	3	0	0	0	6	301,10	0	98,28%
Choele Choel	2	0	0	0	0	3	23,70	0	99,86%
Cobos	1	0	0	0	0	0	0	0	100,00%
Colonia Elía	1	0	0	0	0	0	0	0	100,00%
El Bracho	14	14	42,417	0	0	51	494,6	0	99,56%
Esperanza	3	5	6,42	0	0	0	0,00	0	99,98%
Ezeiza	3	0	0,00	0	0	6	129,9	0	99,51%
General Rodriguez	4	0	0,00	0	0	13	289,3	0	99,17%
Gran Mendoza	6	2	0,4	0	0	15	148,62	0	99,72%
Gran Paraná	2	0	0	0	0	5	36	0	99,80%
Guillermo Brown	2	3	4,03	0	0	12	638,00	0	96,34%
La Rioja Sur	8	3	4,67	0	0	15	99,62	0	99,85%
Luján	5	6	1,37	0	0	16	182,62	0	99,58%
Macachín	2	2	4,58	0	0	12	66,45	0	99,59%
Malvinas Argentinas	7	10	366,73	0	0	42	341,15	0	98,85%
Nueva San Juan	3	0	0	0	0	5	44,02	0	99,83%
Olavarría	2	1	0,78	0	0	13	95,02	0	99,45%
Paso de la Patria	4	8	11,13	0	0	15	109,05	0	99,66%

Estación	Cantidad conex.	Forzadas NA		Forz. Autoriz.		Programadas		Pot. Cortada [MW]	Indice Disp. (%)
		NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
Piedra del Águila	1	0	0	0	0	0	0	0	100,00%
Planicie Banderita	2	5	34,68	0	0	1	60,02	0	99,46%
Puelches	2	1	0,4	0	0	5	37,23	0	99,79%
Puerto Madryn	6	9	17,75	0	0	23	8909,53	49	83,02%
Ramallo	6	0	0,00	0	0	8	198,35	0	99,62%
Recreo	5	5	3,466667	0	0	4	21,63	0	99,94%
Resistencia	11	10	423,07	1	2	171	9978,9	0	89,20%
Río Coronda	11	3	39,45	0	0,00	26	2577,8	0	97,28%
Río Diamante	1	0	0	0	0	9	61,68333	0	99,30%
Río Grande	2	5	38,75	0	0	9	1199,25	0	92,93%
Río Santa Cruz	1	1	1	0	0	2	21	0	99,75%
Romang	2	2	0,183333	0	0	2	14,43	0	99,92%
Rosario Oeste	13	5	2	0	0	23	338,92	0	99,70%
San Juancito	1	0	0,00	0	0	0	0,00	0	100,00%
Santa Cruz Norte	4	0	0,00	0	0	0	0,00	0	100,00%
Santiago del Estero	2	1	4,13	0	0	6	36,23	0	99,77%
Santo Tomé	9	14	30,73	1	1	83	1165,32	0	98,48%
Villa Lía	1	0	0	0	0	4	23,47	0	99,73%
Vivoratá	8	13	11	0	0	30	250,82	0	99,63%
Rodeo	1	0	0	0	0	3	12,07	0	99,86%
<b>Total</b>	<b>191</b>	<b>162</b>	<b>1241,4</b>	<b>3</b>	<b>5,2</b>	<b>718</b>	<b>32712,1</b>	<b>49</b>	<b>97,97%</b>

**Tabla 9.1.1.6.9 TRANSFORMADORES**

Ident. Trans.	Ubicación	Potencia [MVA]	Tipo Falla	Forzadas NA		Forzada A		Programadas		Indice Disp.	Pot. Cortada [MW]
				NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
T9AL	E.T. Alicurá	100	Propia	0	0,0	0	0,0	3	9,3	99,9%	0,0
T9AL	E.T. Alicurá	100	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	1	6,9	99,9%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>4</b>	<b>16,2</b>	<b>99,8%</b>	<b>0,0</b>
T11AL	E.T. Alicurá	150	Propia	0	0,0	0	0,0	1	77,6	99,1%	0,0
T11AL	E.T. Alicurá	150	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	1	7,0	99,9%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>2</b>	<b>84,6</b>	<b>99,0%</b>	<b>0,0</b>
T1AC	E.T. Arroyo Cabral	300	Propia	0	0,0	0	0,0	4	37,0	99,6%	0,0
T1AC	E.T. Arroyo Cabral	300	Prot.Alim./Otros	1	18,4	0	0,0	0	0,0	99,8%	0,0
	<b>Total</b>			<b>1</b>	<b>18,4</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>4</b>	<b>37,0</b>	<b>99,4%</b>	<b>0,0</b>
T1AM	E.T. Almafuerite	150	Propia	1	15,2	0	0,0	0	0,0	99,8%	0,0
T1AM	E.T. Almafuerite	150	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	1	35,5	99,6%	0,0
	<b>Total</b>			<b>1</b>	<b>15,2</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>1</b>	<b>35,5</b>	<b>99,4%</b>	<b>0,0</b>
T2AM	E.T. Almafuerite	150	Propia	0	0,0	0	0,0	2	16,2	99,8%	0,0
T2AM	E.T. Almafuerite	150	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	2	16,8	99,8%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>4</b>	<b>33,0</b>	<b>99,6%</b>	<b>0,0</b>
T3AM	E.T. Almafuerite	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T3AM	E.T. Almafuerite	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T1AT	E.T. Atucha	150	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T1AT	E.T. Atucha	150	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T1CB	E.T. Cobos	450	Propia	0	0,0	0	0,0	3	33,7	99,6%	0,0

Ident. Trans.	Ubicación	Potencia [MVA]	Tipo Falla	Forzadas NA		Forzada A		Programadas		Indice Disp.	Pot. Cortada [MW]
				NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
T1CB	E.T. Cobos	450	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>3</b>	<b>33,7</b>	<b>99,6%</b>	<b>0,0</b>
T2CB	E.T. Cobos	450	Propia	0	0,0	0	0,0	2	18,8	99,8%	0,0
T2CB	E.T. Cobos	450	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>2</b>	<b>18,8</b>	<b>99,8%</b>	<b>0,0</b>
T8CO	E.T. Chocón Oeste	150	Propia	1	5,5	0	0,0	0	0,0	99,9%	0,0
T8CO	E.T. Chocón Oeste	150	Prot.Alim./Otros	2	1,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>3</b>	<b>6,5</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>99,9%</b>	<b>0,0</b>
T5CL	E.T. Choele Choel	100	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T5CL	E.T. Choele Choel	100	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T1BR	E.T. Bracho	300	Propia	2	55,7	0	0,0	2	16,6	99,2%	0,0
T1BR	E.T. Bracho	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	3	25,9	99,7%	0,0
	<b>Total</b>			<b>2</b>	<b>55,7</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>5</b>	<b>42,5</b>	<b>98,9%</b>	<b>0,0</b>
T2BR	E.T. El Bracho	300	Propia	0	0,0	0	0,0	4	33,7	99,6%	0,0
T2BR	E.T. El Bracho	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	1	5,4	99,9%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>5</b>	<b>39,1</b>	<b>99,6%</b>	<b>0,0</b>
T2CH	E.T. El Chocón	100	Propia	0	0,0	0	0,0	4	38,5	99,6%	0,0
T2CH	E.T. El Chocón	100	Prot.Alim./Otros	1	1,4	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>1</b>	<b>1,4</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>4</b>	<b>38,5</b>	<b>99,5%</b>	<b>0,0</b>
T4CH	E.T. El Chocón	150	Propia	0	0,0	0	0,0	4	38,7	99,6%	0,0
T4CH	E.T. El Chocón	150	Prot.Alim./Otros	1	1,6	0	0,0	1	3,8	99,9%	0,0
	<b>Total</b>			<b>1</b>	<b>1,6</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>5</b>	<b>42,5</b>	<b>99,5%</b>	<b>0,0</b>

Ident. Trans.	Ubicación	Potencia [MVA]	Tipo Falla	Forzadas NA		Forzada A		Programadas		Indice Disp.	Pot. Cortada [MW]
				NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
T1ESP	E.T. Esperanza	300	Propia	1	1,6	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T1ESP	E.T. Esperanza	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>1</b>	<b>1,6</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T2ESP	E.T. Esperanza	100	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T2ESP	E.T. Esperanza	100	Prot.Alim./Otros	1	1,8	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>1</b>	<b>1,8</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T1EZ	E.T. Ezeiza	800	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T1EZ	E.T. Ezeiza	800	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	1	86,9	99,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>1</b>	<b>86,9</b>	<b>99,0%</b>	<b>0,0</b>
T2EZ	E.T. Ezeiza	800	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T2EZ	E.T. Ezeiza	800	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T3EZ	E.T. Ezeiza	800	Propia	0	0,0	0	0,0	1	12,8	99,9%	0,0
T3EZ	E.T. Ezeiza	800	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>1</b>	<b>12,8</b>	<b>99,9%</b>	<b>0,0</b>
T4EZ	E.T. Ezeiza	250	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T4EZ	E.T. Ezeiza	250	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T5EZ	E.T. Ezeiza	250	Propia	1	5,7	0	0,0	0	0,0	99,9%	0,0
T5EZ	E.T. Ezeiza	250	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>1</b>	<b>5,7</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>99,9%</b>	<b>0,0</b>
T6EZ	E.T. Ezeiza	250	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T6EZ	E.T. Ezeiza	250	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>

Ident. Trans.	Ubicación	Potencia [MVA]	Tipo Falla	Forzadas NA		Forzada A		Programadas		Indice Disp.	Pot. Cortada [MW]
				NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
T7EZ	E.T. Ezeiza	850	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T7EZ	E.T. Ezeiza	850	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T1GM	E.T. Gran Mendoza	300	Propia	0	0,0	0	0,0	1	8,6	99,9%	0,0
T1GM	E.T. Gran Mendoza	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	2	62,3	99,3%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>3</b>	<b>70,9</b>	<b>99,2%</b>	<b>0,0</b>
T2GM	E.T. Gran Mendoza	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T2GM	E.T. Gran Mendoza	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	3	25,9	99,7%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>3</b>	<b>25,9</b>	<b>99,7%</b>	<b>0,0</b>
T3GM	E.T. Gran Mendoza	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T3GM	E.T. Gran Mendoza	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	3	25,0	99,7%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>3</b>	<b>25,0</b>	<b>99,7%</b>	<b>0,0</b>
T1GPA	E.T. Gran Paraná	300	Propia	0	0,0	0	0,0	4	33,9	99,6%	0,0
T1GPA	E.T. Gran Paraná	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	1	1,9	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>5</b>	<b>35,8</b>	<b>99,6%</b>	<b>0,0</b>
T2GPA	E.T. Gran Paraná	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T2GPA	E.T. Gran Paraná	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T1HE	E.T. Henderson	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T1HE	E.T. Henderson	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	2	15,9	99,8%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>2</b>	<b>15,9</b>	<b>99,8%</b>	<b>0,0</b>
T2HE	E.T. Henderson	300	Propia	0	0,0	0	0,0	1	6,0	99,9%	0,0
T2HE	E.T. Henderson	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	3	19,5	99,8%	0,0

Ident. Trans.	Ubicación	Potencia [MVA]	Tipo Falla	Forzadas NA		Forzada A		Programadas		Indice Disp.	Pot. Cortada [MW]
				NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>4</b>	<b>25,5</b>	<b>99,7%</b>	<b>0,0</b>
T3HE	E.T. Henderson	300	Propia	0	0,0	0	0,0	1	173,4	98,0%	0,0
T3HE	E.T. Henderson	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	2	16,8	99,8%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>3</b>	<b>190,3</b>	<b>97,8%</b>	<b>0,0</b>
T7HE	E.T. Henderson	300	Propia	1	1,7	0	0,0	1	3,5	99,9%	0,0
T7HE	E.T. Henderson	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	4	19,1	99,8%	0,0
	<b>Total</b>			<b>1</b>	<b>1,7</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>5</b>	<b>22,6</b>	<b>99,7%</b>	<b>0,0</b>
T1LA	E.T. La Rioja Sur	300	Propia	0	0,0	0	0,0	1	10,5	99,9%	0,0
T1LA	E.T. La Rioja Sur	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>1</b>	<b>10,5</b>	<b>99,9%</b>	<b>0,0</b>
T1LU	E.T. Luján	150	Propia	0	0,0	0	0,0	6	45,4	99,5%	0,0
T1LU	E.T. Luján	150	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>6</b>	<b>45,4</b>	<b>99,5%</b>	<b>0,0</b>
T2LU	E.T. Luján	150	Propia	0	0,0	0	0,0	3	26,8	99,7%	0,0
T2LU	E.T. Luján	150	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>3</b>	<b>26,8</b>	<b>99,7%</b>	<b>0,0</b>
T1MA	E.T. Malvinas Arg.	300	Propia	0	0,0	0	0,0	1	4,8	99,9%	0,0
T1MA	E.T. Malvinas Arg.	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	1	4,2	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>2</b>	<b>9,0</b>	<b>99,9%</b>	<b>0,0</b>
T2MA	E.T. Malvinas Arg.	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T2MA	E.T. Malvinas Arg.	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	2	13,5	99,8%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>2</b>	<b>13,5</b>	<b>99,8%</b>	<b>0,0</b>
T4MA	E.T. Malvinas Arg.	300	Propia	0	0,0	0	0,0	3	21,6	99,8%	0,0



Ident. Trans.	Ubicación	Potencia [MVA]	Tipo Falla	Forzadas NA		Forzada A		Programadas		Indice Disp.	Pot. Cortada [MW]
				NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
T4MA	E.T. Malvinas Arg.	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	3	20,3	99,8%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>6</b>	<b>41,9</b>	<b>99,5%</b>	<b>0,0</b>
T1MC	E.T. Macachín	150	Propia	0	0,0	0	0,0	2	126,3	98,6%	0,0
T1MC	E.T. Macachín	150	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	2	9,2	99,9%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>4</b>	<b>135,5</b>	<b>98,5%</b>	<b>0,0</b>
T1NSJ	E.T. Nueva San Juan	450	Propia	0	0,0	0	0,0	3	28,9	99,7%	0,0
T1NSJ	E.T. Nueva San Juan	450	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	1	10,3	99,9%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>4</b>	<b>39,2</b>	<b>99,6%</b>	<b>0,0</b>
T2PB	E.T. Planicie Banderita	150	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T2PB	E.T. Planicie Banderita	150	Prot.Alim./Otros	1	0,7	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>1</b>	<b>0,7</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T1PU	E.T. Puelches	150	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T1PU	E.T. Puelches	150	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T1PY	E.T. Puerto Madryn	450	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T1PY	E.T. Puerto Madryn	450	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T1RA	E.T. Ramallo	300	Propia	0	0,0	0	0,0	1	17,4	99,8%	0,0
T1RA	E.T. Ramallo	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	1	55,5	99,4%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>2</b>	<b>72,9</b>	<b>99,2%</b>	<b>0,0</b>
T4RA	E.T. Ramallo	300	Propia	0	0,0	0	0,0	1	11,7	99,9%	0,0
T4RA	E.T. Ramallo	300	Prot.Alim./Otros	1	0,6	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>1</b>	<b>0,6</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>1</b>	<b>11,7</b>	<b>99,9%</b>	<b>0,0</b>

Ident. Trans.	Ubicación	Potencia [MVA]	Tipo Falla	Forzadas NA		Forzada A		Programadas		Indice Disp.	Pot. Cortada [MW]
				NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
T1RE	E.T. Recreo	150	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T1RE	E.T. Recreo	150	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T2RE	E.T. Recreo	300	Propia	0	0,0	0	0,0	1	9,9	99,9%	0,0
T2RE	E.T. Recreo	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	1	8,9	99,9%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>2</b>	<b>18,8</b>	<b>99,8%</b>	<b>0,0</b>
T1RS	E.T. Resistencia	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T1RS	E.T. Resistencia	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T2RS	E.T. Resistencia	300	Propia	0	0,0	0	0,0	2	22,7	99,7%	0,0
T2RS	E.T. Resistencia	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	3	26,6	99,7%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>5</b>	<b>49,3</b>	<b>99,4%</b>	<b>0,0</b>
T3RS	E.T. Resistencia	300	Propia	0	0,0	0	0,0	1	9,7	99,9%	0,0
T3RS	E.T. Resistencia	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	1	45,8	99,5%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>2</b>	<b>55,5</b>	<b>99,4%</b>	<b>0,0</b>
T1RDI	E.T. Río Diamante	300	Propia	1	700,3	0	0,0	1	155,2	90,2%	0,0
T1RDI	E.T. Río Diamante	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	2	15,5	99,8%	0,0
	<b>Total</b>			<b>1</b>	<b>700,3</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>3</b>	<b>170,7</b>	<b>90,1%</b>	<b>0,0</b>
T1RSC	E.T. Río Santa Cruz	150	Propia	0	0,0	0	0,0	2	20,9	99,8%	0,0
T1RSC	E.T. Río Santa Cruz	150	Prot.Alim./Otros	1	1,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>1</b>	<b>1,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>2</b>	<b>20,9</b>	<b>99,7%</b>	<b>0,0</b>
T1RM	E.T. Romang	150	Propia	0	0,0	0	0,0	1	6,3	99,9%	0,0
T1RM	E.T. Romang	150	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	4	25,1	99,7%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>5</b>	<b>31,4</b>	<b>99,6%</b>	<b>0,0</b>

Ident. Trans.	Ubicación	Potencia [MVA]	Tipo Falla	Forzadas NA		Forzada A		Programadas		Indice Disp.	Pot. Cortada [MW]
				NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
T2RM	E.T. Romang	150	Propia	0	0,0	0	0,0	5	280,5	96,8%	0,0
T2RM	E.T. Romang	150	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>5</b>	<b>280,5</b>	<b>96,8%</b>	<b>0,0</b>
T1RO	E.T. Rosario Oeste	150	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T1RO	E.T. Rosario Oeste	150	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T2RO	E.T. Rosario Oeste	150	Propia	0	0,0	0	0,0	5	120,7	98,6%	0,0
T2RO	E.T. Rosario Oeste	150	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>5</b>	<b>120,7</b>	<b>98,6%</b>	<b>0,0</b>
T3RO	E.T. Rosario Oeste	300	Propia	0	0,0	0	0,0	2	544,9	93,8%	0,0
T3RO	E.T. Rosario Oeste	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>2</b>	<b>544,9</b>	<b>93,8%</b>	<b>0,0</b>
T4RO	E.T. Rosario Oeste	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T4RO	E.T. Rosario Oeste	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T5RO	E.T. Rosario Oeste	300	Propia	0	0,0	0	0,0	1	4,8	99,9%	0,0
T5RO	E.T. Rosario Oeste	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	1	2,7	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>2</b>	<b>7,5</b>	<b>99,9%</b>	<b>0,0</b>
T6RO	E.T. Rosario Oeste	300	Propia	0	0,0	0	0,0	4	43,0	99,5%	0,0
T6RO	E.T. Rosario Oeste	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>4</b>	<b>43,0</b>	<b>99,5%</b>	<b>0,0</b>
T7RO	E.T. Rosario Oeste	855	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T7RO	E.T. Rosario Oeste	855	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	1	9,2	99,9%	0,0

Ident. Trans.	Ubicación	Potencia [MVA]	Tipo Falla	Forzadas NA		Forzada A		Programadas		Indice Disp.	Pot. Cortada [MW]
				NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>1</b>	<b>9,2</b>	<b>99,9%</b>	<b>0,0</b>
T1SO	E.T. San Juancito	300	Propia	0	0,0	0	0,0	2	13,9	99,8%	0,0
T1SO	E.T. San Juancito	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>2</b>	<b>13,9</b>	<b>99,8%</b>	<b>0,0</b>
T1ZN	E.T. Santa Cruz Norte	150	Propia	0	0,0	0	0,0	5	50,3	99,4%	0,0
T1ZN	E.T. Santa Cruz Norte	150	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>5</b>	<b>50,3</b>	<b>99,4%</b>	<b>0,0</b>
T2ZN	E.T. Santa Cruz Norte	150	Propia	0	0,0	0	0,0	3	34,3	99,6%	0,0
T2ZN	E.T. Santa Cruz Norte	150	Prot.Alim./Otros	0	0,0	1	2,4	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>1</b>	<b>2,4</b>	<b>3</b>	<b>34,3</b>	<b>99,6%</b>	<b>0,0</b>
T3ZN	E.T. Santa Cruz Norte	150	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T3ZN	E.T. Santa Cruz Norte	150	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T1ST	E.T. Santo Tomé	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T1ST	E.T. Santo Tomé	300	Prot.Alim./Otros	1	1,8	0	0,0	2	115,6	98,7%	0,0
	<b>Total</b>			<b>1</b>	<b>1,8</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>2</b>	<b>115,6</b>	<b>98,7%</b>	<b>0,0</b>
T2ST	E.T. Santo Tomé	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T2ST	E.T. Santo Tomé	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	1	103,3	98,8%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>1</b>	<b>103,3</b>	<b>98,8%</b>	<b>0,0</b>
T3ST	E.T. Santo Tomé	300	Propia	0	0,0	0	0,0	1	10,5	99,9%	0,0
T3ST	E.T. Santo Tomé	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	1	6,5	99,9%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>2</b>	<b>17,0</b>	<b>99,8%</b>	<b>0,0</b>
T1SES	E.T. Santiago del Estero	450	Propia	0	0,0	0	0,0	3	26,6	99,7%	0,0



## **ANEXO 9**

### **Sub-Sección 1.1.7: Año 2023**

## TRANSENER S.A. – AÑO 2023

**Tabla 9.1.1.7.1 TABLA DE SALIDAS DE LINEAS (GLOBAL)**

Tensión [kV]	Long. Total [km]	Forzadas		Forzada Autorizada		Programadas		Tasa de sal. FNA y FA C sal/100km- año	Indice de Disponib. (%)	P. Corte [MW]
		Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)			
132	6	0	0,0	0	0,0	4	33,3	0,00	99,62%	0
220	562	14	109,6	2	20,7	74	1270,4	2,85	98,71%	0
500	12684	106	787,7	5	19,1	287	2559,0	0,88	99,65%	20486,45
<b>Total</b>	<b>13251</b>	<b>120</b>	<b>897,3</b>	<b>7</b>	<b>39,8</b>	<b>365</b>	<b>3862,8</b>	<b>0,96</b>	<b>99,61%</b>	<b>20486,5</b>

**Tabla 9.1.1.7.2 SALIDAS FORZADAS DE CIRCUITOS DOBLES (GLOBAL)**

Corredor Fallado	E.T. Origen	E.T. Destino	Tensión	Long. km	Salidas forzadas		Tasa de sal c/100km-año	P. corte [MW]
			kV		Cant	Hs		
Rosario Oeste - Rodríguez	Villa Lía	Rodríguez	220	63,3	1	3,48	1,58	0
Rosario Oeste - Rodríguez	Ramallo	Villa Lía	220	108,7	1	2,05	0,92	0
Comahue - Buenos Aires	C.H. Piedra del Aguila	Piedra del Aguila	500	5,9	2	0,98	33,90	0
Comahue - Buenos Aires	Olavarría	Bahía Blanca	500	255	1	167,35	0,39	0
Colonia Elía - Rodríguez	Colonia Elía	Rodríguez	500	236,3	1	1,38	0,42	0



**Tabla 9.1.1.7.3 CAUSA DE SALIDAS FORZADAS DE LÍNEAS (GLOBAL)**

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	25,4%	1584,30	5,4%	1940,00	9,8%
Tormenta eléctrica	2	5	4,1%				
Incendio en campos	3	32	26,2%	19872,91	67,4%	10372,65	52,2%
Animales, plantaciones y otros objetos que afecten la aislación	4	18	14,8%	719,70	2,4%	2659,00	13,4%
Error humano	5	1	0,8%				
Meteoro	6	2	1,6%				
Atentado	7						
Actuación incorrecta de los sistemas de protecciones y comunicaciones	8	4	3,3%				
Falla en barras	9						
Actuación de protecciones en zonas de respaldo remoto	10						
Protección de sobretensión, subfrecuencia ó sobrefrecuencia	11						
Sobrecargas	12						
Oscilaciones de Potencia	13						
Actuación correcta de automatismos del SADI	14						
Actuación incorrecta de automatismos del SADI	15						
Desconocidos	16	2	1,6%				
Otras	17	27	22,1%	7292,76	24,7%	4907,80	24,7%
<b>Total</b>		<b>122</b>	<b>100,0%</b>	<b>29469,67</b>	<b>100,0%</b>	<b>19879,45</b>	<b>100,0%</b>

(\*) Código coincide con las descripciones presentadas en PT 12

**Tabla 9.1.1.7.4 SALIDAS FORZADAS POR LÍNEA**

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
1RASN1	Ramallo	San Nicolás	1	132	5,9	0	0,00	0	0	4	33,33	99,6%	0
2ATVL1	Atucha	Villa Lía	1	220	25,87	0	0,00	0	0	8	235,18	97,3%	0
2ATVL2	Atucha	Villa Lía	2	220	25,87	0	0,00	0	0	5	212,65	97,6%	0
2RARO1	Ramallo	Rosario Oeste	1	220	76,6	0	0,00	0	0	13	208,37	97,6%	0
2RARO2	Ramallo	Rosario Oeste	2	220	76,6	0	0,00	0	0	11	120,20	98,6%	0
2RASN1	Ramallo	San Nicolás	1	220	5,9	0	0,00	0	0	3	124,13	98,6%	0
2RAVL1	Ramallo	Villa Lía	1	220	108,7	0	0,00	0	0	10	64,95	99,3%	0
2RAVL2	Ramallo	Villa Lía	2	220	108,7	0	0,00	0	0	4	25,22	99,7%	0
2RDVL1	Gral. Rodríguez	Villa Lía	1	220	63,3	0	0,00	0	0	9	147,43	98,3%	0
2RDVL2	Gral. Rodríguez	Villa Lía	2	220	63,3	0	0,00	0	0	8	111,35	98,7%	0
5ABEZ1	Abasto	Ezeiza	1	500	58	0	0,00	0	0	7	102,58	98,8%	0
5ABEZ2	Abasto	Ezeiza	2	500	58	0	0,00	0	0	1	9,33	99,9%	0
5ABOL1	Abasto	Olavarría	1	500	291	0	0,00	0	0	3	16,92	99,8%	0
5ABOL2	Abasto	Olavarría	2	500	301,9	0	0,00	0	0	1	10,95	99,9%	0
5AGCO1	Agua del Cajón	Chocón Oeste	1	500	52	0	0,00	0	0	0	0,00	100,0%	0
5AG-RDI1	Agua del Cajón	Río Diamante	1	500	518	0	0,00	0	0	0	0,00	100,0%	0
5ALPG1	Alicurá	Piedra del Águila	1	500	75,8	0	0,00	0	0	2	1,48	100,0%	0
5ALPG2	Alicurá	Piedra del Águila	2	500	76	0	0,00	0	0	4	21,52	99,8%	0
5AMEM1	Almafuerte	Embalse	1	500	12,13	0	0,00	0	0	2	22,33	99,7%	0
5AMMA1	Almafuerte	Malvinas Argentinas	1	500	104	0	0,00	0	0	0	0,00	100,0%	2190
5ACAM1	Arroyo Cabral	Almafuerte	1	500	95,2	0	0,00	0	0	3	31,90	99,6%	144
5ACRO1	Arroyo Cabral	Rosario Oeste	1	500	250,2	0	0,00	0	0	7	71,67	99,2%	0
5BBCL1	Bahía Blanca	Choele Choel	1	500	346	0	0,00	0	0	0	0,00	100,0%	0
5BBCL2	Bahía Blanca	Choele Choel	2	500	348,4	0	0,00	0	0	7	126,47	98,6%	1940
5BB-GBR1	Bahía Blanca	Guillermo Brown	1	500	41,56	0	0,00	0	0	0	0,00	100,0%	0
5BBOL1	Bahía Blanca	Olavarría	1	500	255	0	0,00	0	0	6	42,33	99,5%	0
5BBOL2	Bahía Blanca	Olavarría	2	500	254,8	0	0,00	0	0	4	43,28	99,5%	0
5BRCB1	El Bracho	Cobos	1	500	283,8	0	0,00	0	0	2	13,83	99,8%	0
5BR-LAV1	El Bracho	Lavalle	1	500	130,8	0	0,00	0	0	4	22,63	99,7%	1140
5LAV-RE1	Lavalle	Recreo	1	500	123,1	0	0,00	0	0	0	0,00	100,0%	1093

Codigo Ident.	E.T. Origen	E.T. Destino	Terna	Tens	Long	Forzadas No Autorizadas		Forzadas Autorizadas		Programadas		Indice de Disponib.	Pcorte
Nombre o N°			N°	(kV)	(km)	N° sal	T(h)	N° sal	T(h)	N° sal	T(h)		MW
5LAVSES1	Lavalle	Santiago del Estero	1	500	86,1	0	0,00	0	0	1	11,68	99,9%	0
5CACE1	Campana	Colonia Elia	1	500	194,2	0	0,00	0	0	10	90,40	99,0%	0
5CARD1	Campana	Gral. Rodríguez	1	500	42,15	0	0,00	0	0	3	22,40	99,7%	0
5CCPB1	Cerrito de la Costa	Planicie Banderita	1	500	27	0	0,00	0	0	0	0,00	100,0%	0
5CBSO1	Cobos	San Juancito	1	500	46,63	0	0,00	0	0	5	44,37	99,5%	0
5CBMQ1	Cobos	Monte Quemado	1	500	297	0	0,00	0	0	2	23,50	99,7%	2184,0
5CEMB1	Colonia Elia	Manuel Belgrano	1	500	202,6	0	0,00	0	0	6	22,50	99,7%	0
5CHCH1	C.H. El Chocón	El Chocón	1	500	1,3	0	0,00	0	0	8	43,90	99,5%	0
5CHCH3	C.H. El Chocón	El Chocón	3	500	1,3	0	0,00	0	0	3	145,18	98,3%	0
5CHCH5	C.H. El Chocón	El Chocón	5	500	1,3	0	0,00	0	0	4	46,18	99,5%	0
5CHCO1	El Chocón	Chocón Oeste	1	500	3,5	0	0,00	0	0	4	33,88	99,6%	0
5CHCO2	El Chocón	Chocón Oeste	2	500	3,5	0	0,00	0	0	9	67,80	99,2%	0
5CHPU1	El Chocón	Puelches	1	500	304	0	0,00	0	0	6	66,08	99,2%	0
5CHPU2	El Chocón	Puelches	2	500	304	0	0,00	0	0	9	84,57	99,0%	0
5CLCO1	Choele Choel	Chocón Oeste	1	500	269	0	0,00	0	0	6	58,62	99,3%	0
5CLPG1	Choele Choel	Piedra del Águila	1	500	386,7	0	0,00	0	0	1	8,82	99,9%	0
5CLPY1	Choele Choel	Puerto Madryn	1	500	354	0	0,00	0	0	14	18,82	99,8%	0
5COPG1	Chocón Oeste	Piedra del Águila	1	500	164,1	0	0,00	0	0	1	13,23	99,8%	0
5COPG2	Chocón Oeste	Piedra del Águila	2	500	164,4	0	0,00	0	0	2	15,02	99,8%	0
5EMRG1	Embalse	Río Grande	1	500	29,93	0	0,00	0	0	2	18,62	99,8%	0
5ESPRSC1	Esperanza	Río Santa Cruz	1	500	170,5	0	0,00	0	0	1	7,18	99,9%	381
5EZHE1	Ezeiza	Henderson	1	500	313	0	0,00	0	0	6	52,10	99,4%	0
5HEVM2	Henderson	25 de mayo	2	500	174,3	0	0,00	0	0	0	0,00	100,0%	0
5EZVM2	Ezeiza	25 de mayo	2	500	139,1	0	0,00	0	0	0	0,00	100,0%	0
5EZRD1	Ezeiza	Gral. Rodríguez	1	500	54	0	0,00	0	0	0	0,00	100,0%	0
5EZRD2	Ezeiza	Gral. Rodríguez	2	500	60	0	0,00	0	0	6	46,55	99,5%	0
5GMLU1	Gran Mendoza	Luján	1	500	258	0	0,00	0	0	4	32,43	99,6%	300
5GM-RDI1	Gran Mendoza	Río Diamante	1	500	188	0	0,00	0	0	0	0,00	100,0%	0
5HEPU1	Henderson	Puelches	1	500	421	0	0,00	0	0	1	6,45	99,9%	580,0
5HEMC2	Henderson	Macachin	2	500	194	0	0,00	0	0	8	64,08	99,3%	1759

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
5LARE1	La Rioja Sur	Recreo	1	500	147,2	0	0,00	0	0	5	43,28	99,5%	0,0
5MBRD1	Manuel Belgrano	Rodriguez	1	500	41,22	0	0,00	0	0	4	28,40	99,7%	0
5MCPU2	Macachin	Puelches	2	500	227	0	0,00	0	0	7	49,05	99,4%	900
5LURG1	P. Achala I	Río Grande	1	500	16,2	0	0,00	0	0	10	77,37	99,1%	660
5MARE1	Malvinas Argentinas	Recreo	1	500	258,5	0	0,00	0	0	5	43,47	99,5%	0
5PAPG1	C.H. Piedra del Águila	Piedra del Águila	1	500	5,9	0	0,00	0	0	0	0,00	100,0%	0
5PAPG2	C.H. Piedra del Águila	Piedra del Águila	2	500	5,9	0	0,00	0	0	0	0,00	100,0%	0
5PYZN1	Puerto Madryn	Santa Cruz Norte	1	500	552,3	0	0,00	0	0	8	82,08	99,1%	0
5ATRD1	Atucha	Gral. Rodríguez	1	500	67,09	0	0,00	0	0	3	25,33	99,7%	4907
5ATRA1	Atucha	Ramallo	1	500	117,3	0	0,00	0	0	4	23,25	99,7%	0
5RARO1	Ramallo	Rosario Oeste	1	500	77	0	0,00	0	0	6	53,28	99,4%	0
5RMRS1	Romang	Resistencia	1	500	256,6	0	0,00	0	0	3	25,40	99,7%	0
5RMST1	Romang	Santo Tomé	1	500	270,9	0	0,00	0	0	1	10,47	99,9%	0
5CNST1	Coronda	Santo Tomé	1	500	137,9	0	0,00	0	0	5	37,80	99,6%	0
5CNRO1	Río Coronda	Rosario Oeste	1	500	65	0	0,00	0	0	3	23,47	99,7%	0
5CNRO2	Río Coronda	Rosario Oeste	2	500	65,5	0	0,00	0	0	4	31,10	99,6%	0
5RSC-ZN1	Río Santa Cruz	Santa Cruz Norte	1	500	393,9	0	0,00	0	0	5	27,70	99,7%	212
5GPA-SG1	Gran Paraná	Salto Grande	1	500	242,7	0	0,00	0	0	1	4,47	99,9%	0
5GPA-ST1	Gran Paraná	Santo Tomé	1	500	47,16	0	0,00	0	0	6	47,92	99,5%	0
5GM-NSJ1	Gran Mendoza	Nueva San Juan	1	500	177,1	0	0,00	0	0	1	8,57	99,9%	1316
5RIRS2	Rincón	Resistencia	2	500	271,2	0	0,00	0	0	1	6,07	99,9%	0
5BB-VIV1	Bahía Blanca	Vivoratá	1	500	408,4	0	0,00	0	0	3	17,40	99,8%	0

**Tabla 9.1.1.7.5 SALIDAS FORZADAS DE CIRCUITOS DOBLES**

Fecha	Corredor	E.T. Origen	E.T. Destino	Tensión [kV]	Ident. (*)	Tiempo rest. Servicio	Pcorte
						[Hs.]	[MW]
1/3/2023	Rosario Oeste - Rodríguez	Rodríguez	Villa Lía	220	3	3,48	0
25/5/2023	Rosario Oeste - Rodríguez	Ramallo	Villa Lía	220	17	2,05	0
21/3/2023	Comahue - Buenos Aires	C.H. Piedra del Aguila	Piedra del Aguila	500	1	0,28	0
25/8/2023	Comahue - Buenos Aires	C.H. Piedra del Aguila	Piedra del Aguila	500	1	0,7	0
16/12/2023	Comahue - Buenos Aires	Olavarría	Bahía Blanca	500	6	167,35	0
1/3/2023	Colonia Elía - Rodríguez	Colonia Elía	Rodríguez	500	3	1,38	0

(\*) Código coincide con las descripciones presentadas en PT 12

**Tabla 9.1.1.7.6 TIPIFICACIÓN DE FALTAS**

Tensión [kV]	Cantidad de Faltas						Totales
	Permanentes				Transitorias		
	Monofásica a tierra	Bifásica	Bifásica a tierra	Trifásica	Monofásica c/ recierre exitoso	Trifásica c/ recierre exitoso	
132	0	0	0	0	0	0	0
220	10	3	0	1	51	0	65
500	31	18	0	57	38	0	144

**Tabla 9.1.1.7.7 EQUIPOS DE COMPENSACIÓN**

Identificación	Cantidad de equipos	Forz. No Autor.		Forz. Autorizadas		Programadas		Pot. Total [MVar]	Indice Disp.
		NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
Reactores de Barra	37	6	370,3	0	0,0	85	2268,5	3740	99,19%

**Tabla 9.1.1.7.7 EQUIPOS DE COMPENSACIÓN (Continuación)**

Identificación	Cantidad de equipos	Forz. No Autor.		Forz. Autorizadas		Programadas		Pot. Total [MVar]	Indice Disp.
		NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
Reactores de Línea	Maniob. 18	31	107,4	0	0,0	123	2412,7	1690	98,31%
	No Maniob. 48	64	868,0	0	0,0	149	4544,0	5505	98,46%
<b>Total</b>	<b>TOTAL: 66</b>	<b>95</b>	<b>975,5</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>272</b>	<b>6956,7</b>	<b>7195</b>	<b>98,44%</b>

Identificación	Cantidad de equipos	Forz. No Autor.		Forz. Autorizadas		Programadas		Pot. Total [MVar]	Indice Disp.
		NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
Reactores de Terciarios	22	0	0,0	0	0,0	12	4206,7	550	97,82%

Identificación	Cantidad de equipos	Forz. No Autor.		Forz. Autorizadas		Programadas		Pot. Total [MVar]	Indice Disp.
		NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
Compens. Sincrónicos	6	8	86,0	1	437,3	23	18297,4	1470	64,19%

**Tabla 9.1.1.7.7 EQUIPOS DE COMPENSACIÓN (Continuación)**

Identificación	Cantidad de equipos	Forz. No Autor.		Forz. Autorizadas		Programadas		Pot. Total [MVar]	Indice Disp.
		NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
<b>Capacitores Serie por Banco</b>	Banco 1 de Capacitores de Choele Choel (K1CL)	0	0	0	0	1	9,2	312	99,89%
	Banco 1 de Capacitores de Olavarría (K1OL)	0	0	0	0	3	21,53	299	99,75%
	Banco 1 de Capacitores de Recreo (K1RE)	0	0,00	0	0	3	23,83	245	99,73%
	Banco 2 de Capacitores de Choele Choel (K2CL)	1	2,36666667	0	0	2	7,08	314	99,89%
	Banco 2 de Capacitores de Olavarría (K2OL)	1	1,25	0	0	3	22,73	222	99,73%
	Banco 3 de Capacitores de Choele Choel (K3CL)	0	0,00	0	0	2	16,15	298	99,82%
	Banco 3 de Capacitores de Olavarría (K3OL)	0	0,00	0	0	3	26,23	199	99,70%

Identificación	Cantidad de equipos	Forz. No Autor.		Forz. Autorizadas		Programadas		Pot. Total [MVar]	Indice Disp.
		NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
	Banco 4 de Capacitores de Choele Choel (K4CL)	0	0	0	0	1	5,75	247	99,93%
	Banco 4 de Capacitores de Olavarría (K4OL)	2	22,6333333	0	0	1	8,22	201	99,65%
	Capacitores Serie de Henderson (KSHE)	3	1,40	0	0	1	7,53	596	99,90%
	Capacitores Serie de Puelches (KSPU)	1	0,33	0	0	1	8,90	681	99,89%
	Capacitores Serie de Puerto Madryn (K1PY)	0	0	0	0	1	9,07	378	99,90%
	<b>Total</b>	<b>8</b>	<b>28,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>22</b>	<b>166,2</b>	<b>3992</b>	<b>82,80%</b>

**Tabla 9.1.1.7.7 EQUIPOS DE COMPENSACIÓN (Continuación)**

Identificación	Cantidad de equipos	Forz. No Autor.		Forz. Autorizadas		Programadas		Pot. Total [MVar] (1)	Indice Disp.
		NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
<b>Capacitores Shunt por Banco</b>	Banco 1 de Capacitores de Paso de la Patria (K1PT) (2)	1	5,25	0	0	10	74,68	45	99,09%
	Banco 2 de Capacitores de Paso de la Patria (K2PT) (2)	0	0	0	0	7	31,90	30	99,64%
	Banco 1 de Capacitores de Rosario Oeste (K1RO)	0	0	0	0	7	29,90	45	99,66%
	Banco 2 de Capacitores de Rosario Oeste (K2RO)	0	0	0	0	6	27,15	45	99,69%
	Banco 3 de Capacitores de Rosario Oeste (K3RO)	1	17,22	0	0	6	17,82	45	99,60%
	Banco 1 de Capacitores de Romang (K1RM)	0	0	0	0	1	2,52	15	99,97%
	Banco 2 de Capacitores de Romang (K2RM)	0	0	0	0	2	7,43	15	99,92%
	Banco 3 de Capacitores de Romang (K3RM)	0	0	0	0	1	1,3	15	99,99%
	Banco 1 de Capacitores de Resistencia (K1RS)	0	0	0	0	8	27,37	41,25	99,69%



Identificación	Cantidad de equipos	Forz. No Autor.		Forz. Autorizadas		Programadas		Pot. Total [MVar] (1)	Indice Disp.
		NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
	Banco 2 de Capacitores de Resistencia (K2RS)	0	0	0	0	6	21,12	41,25	99,76%
	Banco 3 de Capacitores de Resistencia (K3RS)	1	0,3	0	0	14	82,42	41,25	99,06%
	Banco 4 de Capacitores de Resistencia (K4RS)	0	0	0	0	8	26,70	27,54	99,70%
	Banco 1 de Capacitores de Santo Tomé (K1ST)	2	189,12	0	0	2	48,03	50	97,29%
	Banco 1 de Capacitores de Ezeiza (K1EZ)	0	0	0	0	0	0,00	114,8	100,00%
	Banco 2 de Capacitores de Ezeiza (K2EZ)	0	0	0	0	0	0,00	114,8	100,00%
	Banco 5 de Capacitores de Ezeiza (K5EZ)	0	0	0	0	0	0,00	65	100,00%
	Banco 6 de Capacitores de Ezeiza (K6EZ)	0	0	0	0	0	0,00	65	100,00%
	<b>Total</b>	<b>5</b>	<b>211,88</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>78</b>	<b>398,33</b>	<b>815,89</b>	<b>16,93</b>

(1) Potencia nominal a la tensión nominal de la barra

(2) A partir de septiembre de 2015, Transener S.A. es el encargado de los servicios de operación y mantenimiento de los equipamientos de ENECOR S.A., que incluyen: la E.T. Paso de la Patria y los automatismos DAG NOA y DAG Gran Mendoza, desde sus respectivas fechas de habilitación comercial. Por lo tanto, a partir del año 2016 las estadísticas de las instalaciones que correspondían a ENECOR S.A. se muestran en conjunto con las instalaciones de Transener S.A.

**Tabla 9.1.1.7.8 PUNTOS DE CONEXIÓN – POR ESTACIÓN**

Estación	Canti dad conex .	FNA		Forz. Autoriz.		Programadas		Pot. Cortada  [MW]	Indice Disp.  (%)
		NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
Abasto	2	0	0,00	0	0	1	14,80	0	99,92%
Agua del Cajón	2	0	0,00	0	0	3	199,88	0	98,86%
Alicurá	6	6	0,95	0	0	18	5300,1	0	89,91%
Almafuerte	8	11	35,63	1	5,483333	23	624,28	0	99,05%
Arroyo Cabral	5	26	27,22	0	0	10	119,05	9	99,67%
Atucha	4	2	69,38	1	7,25	11	622,92	0	98,00%
Bahía Blanca	2	0	0	0	0	22	370,28	0	97,89%
Manuel Belgrano	3	3	63,80	0	0	7	1452,92	0	94,23%
Campana	2	0	0	0	0	9	178,23	0	98,98%
Chocón Oeste	2	1	0	0	0	7	235,55	0	98,65%
Choele Choel	2	3	11	0	0	1	6,38	13	99,90%
Cobos	1	0	0	0	0	1	14	0	99,84%
Colonia Elía	1	0	0	0	0	0	0	0	100,00%
El Bracho	14	22	602,383	2	1	46	1873,1	21	97,98%
Esperanza	3	35	-142,78	0	0	1	5,35	0	100,52%
Ezeiza	3	0	0,00	0	0	5	2391,9	0	90,90%
General Rodriguez	4	2	16,17	0	0	25	349,4	0	98,96%
Gran Mendoza	6	9	26,81667	0	0	27	311,25	0	99,36%
Gran Paraná	2	0	0	0	0	8	129	0	99,26%
Guillermo Brown	2	0	0,00	0	0	4	568,92	0	96,75%
La Rioja Sur	8	2	2,65	0	0	13	84,98	0	99,87%
Luján	5	9	13,58	0	0	23	175,13	0	99,57%
Macachín	2	4	1,85	0	0	4	26,18	0	99,84%
Malvinas Argentinas	7	15	113,70	0	0	19	230,52	0	99,44%
Nueva San Juan	3	3	8	0	0	8	88,52	0	99,63%
Olavarría	2	1	2,666667	0	0	2	9,133333	0	99,93%
Paso de la Patria (1)	4	5	24,03	0	0	20	134,00	0	99,55%
Piedra del Águila	1	0	0	0	0	3	30	0	99,66%

Estación	Canti dad conex .	FNA		Forz. Autoriz.		Programadas		Pot. Cortada [MW]	Indice Disp. (%)
		NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
Planicie Banderita	2	0	0,00	0	0	2	83,55	0	99,52%
Puelches	2	4	3,716667	0	0	7	43,47	0	99,73%
Puerto Madryn	6	8	19,65	0	0	29	247,48	0	99,49%
Ramallo	6	1	0,55	0	0	17	202,53	0	99,61%
Recreo	5	7	18,41667	0	0	10	85,60	0	99,76%
Resistencia	11	10	149,78	1	0	86	10575,45	0	88,87%
Río Coronda	11	9	536,00	0	0,00	32	2942,1	0	96,39%
Río Diamante	1	1	1,666667	0	0	4	25,01667	0	99,70%
Río Grande	2	13	21,52	1	5,283333	15	1157,55	0	93,24%
Río Santa Cruz	1	7	7,333333	0	0	3	30	0	99,57%
Romang	2	4	0,8	0	0	9	77,85	0	99,55%
Rosario Oeste	13	11	29	0	0	41	421,18	0	99,60%
San Juancito	1	2	1,27	0	0	4	25,88	0	99,69%
Santa Cruz Norte	4	8	15,98	0	0	13	104,63	0	99,66%
Santiago del Estero	2	4	12,98	0	0	11	97,65	0	99,37%
Santo Tomé	9	3	5,87	0	0	30	387,75	0	99,50%
Villa Lía	1	1	2	0	0	2	34,88	0	99,58%
Vivoratá	9	0	0	0	0	53	482,93	0	99,39%
Rodeo	1	2	6	0	0	0	0,00	0	99,93%
25 de Mayo	3	0	0	0	0	1	6,58	0	99,97%
<b>Total</b>	<b>198</b>	<b>252</b>	<b>1704,0</b>	<b>6</b>	<b>19,6</b>	<b>689</b>	<b>32571,1</b>	<b>43</b>	<b>98,02%</b>

(1) A partir de septiembre de 2015, Transener S.A. es el encargado de los servicios de operación y mantenimiento de los equipamientos de ENECOR S.A., que incluyen: la E.T. Paso de la Patria y los automatismos DAG NOA y DAG Gran Mendoza, desde sus respectivas fechas de habilitación comercial. Por lo tanto, a partir del año 2016 las estadísticas de las instalaciones que correspondían a ENECOR S.A. se muestran en conjunto con las instalaciones de Transener S.A.

**Tabla 9.1.1.7.9 TRANSFORMADORES**

Ident. Trans.	Ubicación	Potencia [MVA]	Tipo Falla	Forzadas NA		Forzada A		Programadas		Indice Disp.	Pot. Cortada [MW]
				NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
T9AL	E.T. Alicurá	100	Propia	1	55,7	0	0,0	0	0,0	99,4%	0,0
T9AL	E.T. Alicurá	100	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>1</b>	<b>55,7</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>99,4%</b>	<b>0,0</b>
T11AL	E.T. Alicurá	150	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T11AL	E.T. Alicurá	150	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T1AC	E.T. Arroyo Cabral	300	Propia	0	0,0	0	0,0	1	2,4	100,0%	0,0
T1AC	E.T. Arroyo Cabral	300	Prot.Alim./Otros	4	4,3	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>4</b>	<b>4,3</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>1</b>	<b>2,4</b>	<b>99,9%</b>	<b>0,0</b>
T1AM	E.T. Almafuerde	150	Propia	0	0,0	0	0,0	1	2,9	100,0%	0,0
T1AM	E.T. Almafuerde	150	Prot.Alim./Otros	1	0,8	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>1</b>	<b>0,8</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>1</b>	<b>2,9</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T2AM	E.T. Almafuerde	150	Propia	0	0,0	0	0,0	1	32,3	99,6%	0,0
T2AM	E.T. Almafuerde	150	Prot.Alim./Otros	1	0,9	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>1</b>	<b>0,9</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>1</b>	<b>32,3</b>	<b>99,6%</b>	<b>0,0</b>
T3AM	E.T. Almafuerde	300	Propia	0	0,0	0	0,0	3	23,6	99,7%	0,0
T3AM	E.T. Almafuerde	300	Prot.Alim./Otros	1	3,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>1</b>	<b>3,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>3</b>	<b>23,6</b>	<b>99,7%</b>	<b>0,0</b>
T1AT	E.T. Atucha	150	Propia	0	0,0	0	0,0	8	1555,5	82,2%	0,0
T1AT	E.T. Atucha	150	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>8</b>	<b>1555,5</b>	<b>82,2%</b>	<b>0,0</b>
T2AT	E.T. Atucha	150	Propia	1	3,5	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T2AT	E.T. Atucha	150	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	5	213,6	97,6%	0,0

Ident. Trans.	Ubicación	Potencia [MVA]	Tipo Falla	Forzadas NA		Forzada A		Programadas		Indice Disp.	Pot. Cortada [MW]
				NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
	<b>Total</b>			<b>1</b>	<b>3,5</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>5</b>	<b>213,6</b>	<b>97,5%</b>	<b>0,0</b>
T1CB	E.T. Cobos	450	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T1CB	E.T. Cobos	450	Prot.Alim./Otros	1	0,8	0	0,0	3	26,7	99,7%	0,0
	<b>Total</b>			<b>1</b>	<b>0,8</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>3</b>	<b>26,7</b>	<b>99,7%</b>	<b>0,0</b>
T2CB	E.T. Cobos	450	Propia	0	0,0	0	0,0	3	47,0	99,5%	0,0
T2CB	E.T. Cobos	450	Prot.Alim./Otros	1	3,7	0	0,0	1	14,3	99,8%	0,0
	<b>Total</b>			<b>1</b>	<b>3,7</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>4</b>	<b>61,3</b>	<b>99,3%</b>	<b>0,0</b>
T8CO	E.T. Chocón Oeste	150	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T8CO	E.T. Chocón Oeste	150	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T5CL	E.T. Choele Choel	100	Propia	0	0,0	2	5,5	1	57,5	99,3%	0,0
T5CL	E.T. Choele Choel	100	Prot.Alim./Otros	1	4,2	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>1</b>	<b>4,2</b>	<b>2</b>	<b>5,5</b>	<b>1</b>	<b>57,5</b>	<b>99,2%</b>	<b>0,0</b>
T1BR	E.T. Bracho	300	Propia	0	0,0	0	0,0	5	31,2	99,6%	0,0
T1BR	E.T. Bracho	300	Prot.Alim./Otros	2	4,1	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>2</b>	<b>4,1</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>5</b>	<b>31,2</b>	<b>99,6%</b>	<b>0,0</b>
T2BR	E.T. El Bracho	300	Propia	1	21,2	0	0,0	1	9,5	99,6%	73,0
T2BR	E.T. El Bracho	300	Prot.Alim./Otros	1	1,1	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>2</b>	<b>22,4</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>1</b>	<b>9,5</b>	<b>99,6%</b>	<b>73,0</b>
T2CH	E.T. El Chocón	100	Propia	0	0,0	1	5,2	0	0,0	99,9%	0,0
T2CH	E.T. El Chocón	100	Prot.Alim./Otros	1	4,1	0	0,0	2	7,4	99,9%	0,0
	<b>Total</b>			<b>1</b>	<b>4,1</b>	<b>1</b>	<b>5,2</b>	<b>2</b>	<b>7,4</b>	<b>99,8%</b>	<b>0,0</b>
T4CH	E.T. El Chocón	150	Propia	0	0,0	0	0,0	3	73,8	99,2%	0,0
T4CH	E.T. El Chocón	150	Prot.Alim./Otros	4	3,7	0	0,0	1	3,0	99,9%	0,0

Ident. Trans.	Ubicación	Potencia [MVA]	Tipo Falla	Forzadas NA		Forzada A		Programadas		Indice Disp.	Pot. Cortada [MW]
				NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
	<b>Total</b>			<b>4</b>	<b>3,7</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>4</b>	<b>76,8</b>	<b>99,1%</b>	<b>0,0</b>
T1ESP	E.T. Esperanza	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T1ESP	E.T. Esperanza	300	Prot.Alim./Otros	5	5,3	0	0,0	0	0,0	99,9%	0,0
	<b>Total</b>			<b>5</b>	<b>5,3</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>99,9%</b>	<b>0,0</b>
T2ESP	E.T. Esperanza	100	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T2ESP	E.T. Esperanza	100	Prot.Alim./Otros	5	5,6	0	0,0	0	0,0	99,9%	0,0
	<b>Total</b>			<b>5</b>	<b>5,6</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>99,9%</b>	<b>0,0</b>
T1EZ	E.T. Ezeiza	850	Propia	0	0,0	0	0,0	1	7,9	99,9%	0,0
T1EZ	E.T. Ezeiza	850	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	1	2,4	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>2</b>	<b>10,3</b>	<b>99,9%</b>	<b>0,0</b>
T3EZ	E.T. Ezeiza	850	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T3EZ	E.T. Ezeiza	850	Prot.Alim./Otros	1	1,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>1</b>	<b>1,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T4EZ	E.T. Ezeiza	250	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T4EZ	E.T. Ezeiza	250	Prot.Alim./Otros	2	2,0	0	0,0	1	2,4	99,9%	0,0
	<b>Total</b>			<b>2</b>	<b>2,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>1</b>	<b>2,4</b>	<b>99,9%</b>	<b>0,0</b>
T5EZ	E.T. Ezeiza	250	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T5EZ	E.T. Ezeiza	250	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T6EZ	E.T. Ezeiza	250	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T6EZ	E.T. Ezeiza	250	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T7EZ	E.T. Ezeiza	850	Propia	0	0,0	0	0,0	2	325,8	96,3%	0,0
T7EZ	E.T. Ezeiza	850	Prot.Alim./Otros	1	0,9	0	0,0	1	7,2	99,9%	0,0

Ident. Trans.	Ubicación	Potencia [MVA]	Tipo Falla	Forzadas NA		Forzada A		Programadas		Indice Disp.	Pot. Cortada [MW]
				NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
	<b>Total</b>			<b>1</b>	<b>0,9</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>3</b>	<b>333,0</b>	<b>96,2%</b>	<b>0,0</b>
T9EZ	E.T. Ezeiza	850	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T9EZ	E.T. Ezeiza	850	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	1	8,8	99,9%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>1</b>	<b>8,8</b>	<b>99,9%</b>	<b>0,0</b>
T10EZ	E.T. Ezeiza	850	Propia	1	2,0	0	0,0	3	145,5	98,3%	162,3
T10EZ	E.T. Ezeiza	850	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>1</b>	<b>2,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>3</b>	<b>145,5</b>	<b>98,3%</b>	<b>162,3</b>
T1GM	E.T. Gran Mendoza	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T1GM	E.T. Gran Mendoza	300	Prot.Alim./Otros	1	2,8	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>1</b>	<b>2,8</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T2GM	E.T. Gran Mendoza	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T2GM	E.T. Gran Mendoza	300	Prot.Alim./Otros	1	2,7	0	0,0	2	20,7	99,7%	0,0
	<b>Total</b>			<b>1</b>	<b>2,7</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>2</b>	<b>20,7</b>	<b>99,7%</b>	<b>0,0</b>
T3GM	E.T. Gran Mendoza	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T3GM	E.T. Gran Mendoza	300	Prot.Alim./Otros	1	2,7	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>1</b>	<b>2,7</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T1GPA	E.T. Gran Paraná	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T1GPA	E.T. Gran Paraná	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T2GPA	E.T. Gran Paraná	300	Propia	0	0,0	0	0,0	10	195,3	97,8%	0,0
T2GPA	E.T. Gran Paraná	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>10</b>	<b>195,3</b>	<b>97,8%</b>	<b>0,0</b>
T1HE	E.T. Henderson	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T1HE	E.T. Henderson	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0



Ident. Trans.	Ubicación	Potencia [MVA]	Tipo Falla	Forzadas NA		Forzada A		Programadas		Indice Disp.	Pot. Cortada [MW]
				NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T2HE	E.T. Henderson	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T2HE	E.T. Henderson	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T3HE	E.T. Henderson	300	Propia	0	0,0	0	0,0	1	9,1	99,9%	0,0
T3HE	E.T. Henderson	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	1	7,6	99,9%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>2</b>	<b>16,7</b>	<b>99,8%</b>	<b>0,0</b>
T7HE	E.T. Henderson	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T7HE	E.T. Henderson	300	Prot.Alim./Otros	1	1,3	0	0,0	1	6,9	99,9%	0,0
	<b>Total</b>			<b>1</b>	<b>1,3</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>1</b>	<b>6,9</b>	<b>99,9%</b>	<b>0,0</b>
T1LA	E.T. La Rioja Sur	300	Propia	0	0,0	0	0,0	7	66,2	99,2%	0,0
T1LA	E.T. La Rioja Sur	300	Prot.Alim./Otros	1	3,5	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>1</b>	<b>3,5</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>7</b>	<b>66,2</b>	<b>99,2%</b>	<b>0,0</b>
T2LA	E.T. La Rioja Sur	300	Propia	0	0,0	0	0,0	3	28,3	99,7%	0,0
T2LA	E.T. La Rioja Sur	300	Prot.Alim./Otros	1	3,5	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>1</b>	<b>3,5</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>3</b>	<b>28,3</b>	<b>99,6%</b>	<b>0,0</b>
T1LU	E.T. Luján	150	Propia	0	0,0	0	0,0	3	30,8	99,6%	0,0
T1LU	E.T. Luján	150	Prot.Alim./Otros	1	2,5	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>1</b>	<b>2,5</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>3</b>	<b>30,8</b>	<b>99,6%</b>	<b>0,0</b>
T2LU	E.T. Luján	150	Propia	0	0,0	0	0,0	3	32,1	99,6%	0,0
T2LU	E.T. Luján	150	Prot.Alim./Otros	1	2,5	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>1</b>	<b>2,5</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>3</b>	<b>32,1</b>	<b>99,6%</b>	<b>0,0</b>
T3LU	E.T. Luján	300	Propia	0	0,0	0	0,0	1	8,8	99,9%	0,0
T3LU	E.T. Luján	300	Prot.Alim./Otros	1	2,4	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0

Ident. Trans.	Ubicación	Potencia [MVA]	Tipo Falla	Forzadas NA		Forzada A		Programadas		Indice Disp.	Pot. Cortada [MW]
				NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
	<b>Total</b>			<b>1</b>	<b>2,4</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>1</b>	<b>8,8</b>	<b>99,9%</b>	<b>0,0</b>
T1MA	E.T. Malvinas Arg.	300	Propia	0	0,0	0	0,0	5	38,4	99,6%	0,0
T1MA	E.T. Malvinas Arg.	300	Prot.Alim./Otros	2	38,3	0	0,0	0	0,0	99,6%	0,0
	<b>Total</b>			<b>2</b>	<b>38,3</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>5</b>	<b>38,4</b>	<b>99,1%</b>	<b>0,0</b>
T2MA	E.T. Malvinas Arg.	300	Propia	0	0,0	0	0,0	7	137,5	98,4%	0,0
T2MA	E.T. Malvinas Arg.	300	Prot.Alim./Otros	2	37,7	0	0,0	0	0,0	99,6%	0,0
	<b>Total</b>			<b>2</b>	<b>37,7</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>7</b>	<b>137,5</b>	<b>98,0%</b>	<b>0,0</b>
T4MA	E.T. Malvinas Arg.	300	Propia	0	0,0	0	0,0	1	4,2	100,0%	0,0
T4MA	E.T. Malvinas Arg.	300	Prot.Alim./Otros	1	1,2	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>1</b>	<b>1,2</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>1</b>	<b>4,2</b>	<b>99,9%</b>	<b>0,0</b>
T1MC	E.T. Macachín	150	Propia	1	2,1	1	3,4	3	45,2	99,4%	0,0
T1MC	E.T. Macachín	150	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>1</b>	<b>2,1</b>	<b>1</b>	<b>3,4</b>	<b>3</b>	<b>45,2</b>	<b>99,4%</b>	<b>0,0</b>
T2MC	E.T. Macachín	300	Propia	2	131,5	0	0,0	4	292,7	95,2%	0,0
T2MC	E.T. Macachín	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>2</b>	<b>131,5</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>4</b>	<b>292,7</b>	<b>95,2%</b>	<b>0,0</b>
T1NSJ	E.T. Nueva San Juan	450	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T1NSJ	E.T. Nueva San Juan	450	Prot.Alim./Otros	2	5,3	0	0,0	0	0,0	99,9%	0,0
	<b>Total</b>			<b>2</b>	<b>5,3</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>99,9%</b>	<b>0,0</b>
T1PT	E.T. Paso de la Patria	300	Propia	0	0,0	0	0,0	6	165,6	98,1%	0,0
T1PT	E.T. Paso de la Patria	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>6</b>	<b>165,6</b>	<b>98,1%</b>	<b>0,0</b>
T2PT	E.T. Paso de la Patria	300	Propia	0	0,0	0	0,0	7	126,3	98,6%	0,0
T2PT	E.T. Paso de la Patria	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0

Ident. Trans.	Ubicación	Potencia [MVA]	Tipo Falla	Forzadas NA		Forzada A		Programadas		Indice Disp.	Pot. Cortada [MW]
				NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>7</b>	<b>126,3</b>	<b>98,6%</b>	<b>0,0</b>
T2PB	E.T. Planicie Banderita	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T2PB	E.T. Planicie Banderita	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T1PU	E.T. Puelches	150	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T1PU	E.T. Puelches	150	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T1PY	E.T. Puerto Madryn	450	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T1PY	E.T. Puerto Madryn	450	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T2PY	E.T. Puerto Madryn	600	Propia	0	0,0	0	0,0	5	56,0	99,4%	0,0
T2PY	E.T. Puerto Madryn	600	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>5</b>	<b>56,0</b>	<b>99,4%</b>	<b>0,0</b>
T1RA	E.T. Ramallo	300	Propia	0	0,0	0	0,0	2	41,2	99,5%	0,0
T1RA	E.T. Ramallo	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>2</b>	<b>41,2</b>	<b>99,5%</b>	<b>0,0</b>
T4RA	E.T. Ramallo	300	Propia	0	0,0	0	0,0	3	31,1	99,6%	0,0
T4RA	E.T. Ramallo	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>3</b>	<b>31,1</b>	<b>99,6%</b>	<b>0,0</b>
T9RA	E.T. Ramallo	300	Propia	0	0,0	0	0,0	1	6,2	99,9%	0,0
T9RA	E.T. Ramallo	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>1</b>	<b>6,2</b>	<b>99,9%</b>	<b>0,0</b>
T1RE	E.T. Recreo	150	Propia	0	0,0	0	0,0	10	84,7	99,0%	0,0
T1RE	E.T. Recreo	150	Prot.Alim./Otros	2	5,2	0	0,0	0	0,0	99,9%	0,0

Ident. Trans.	Ubicación	Potencia [MVA]	Tipo Falla	Forzadas NA		Forzada A		Programadas		Indice Disp.	Pot. Cortada [MW]
				NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
	<b>Total</b>			<b>2</b>	<b>5,2</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>10</b>	<b>84,7</b>	<b>99,0%</b>	<b>0,0</b>
T2RE	E.T. Recreo	150	Propia	0	0,0	0	0,0	3	31,1	99,6%	0,0
T2RE	E.T. Recreo	150	Prot.Alim./Otros	2	5,2	0	0,0	0	0,0	99,9%	0,0
	<b>Total</b>			<b>2</b>	<b>5,2</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>3</b>	<b>31,1</b>	<b>99,6%</b>	<b>0,0</b>
T1RS	E.T. Resistencia	300	Propia	0	0,0	0	0,0	3	27,5	99,7%	0,0
T1RS	E.T. Resistencia	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>3</b>	<b>27,5</b>	<b>99,7%</b>	<b>0,0</b>
T2RS	E.T. Resistencia	300	Propia	0	0,0	0	0,0	5	52,4	99,4%	0,0
T2RS	E.T. Resistencia	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>5</b>	<b>52,4</b>	<b>99,4%</b>	<b>0,0</b>
T3RS	E.T. Resistencia	300	Propia	0	0,0	0	0,0	1	4,3	100,0%	0,0
T3RS	E.T. Resistencia	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>1</b>	<b>4,3</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T1RDI	E.T. Río Diamante	300	Propia	0	0,0	0	0,0	3	30,4	99,7%	0,0
T1RDI	E.T. Río Diamante	300	Prot.Alim./Otros	1	1,6	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>1</b>	<b>1,6</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>3</b>	<b>30,4</b>	<b>99,6%</b>	<b>0,0</b>
T1RSC	E.T. Río Santa Cruz	150	Propia	0	0,0	1	0,6	3	29,9	99,7%	0,0
T1RSC	E.T. Río Santa Cruz	150	Prot.Alim./Otros	4	3,7	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>4</b>	<b>3,7</b>	<b>1</b>	<b>0,6</b>	<b>3</b>	<b>29,9</b>	<b>99,6%</b>	<b>0,0</b>
T1RM	E.T. Romang	150	Propia	0	0,0	0	0,0	3	98,3	98,9%	0,0
T1RM	E.T. Romang	150	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>3</b>	<b>98,3</b>	<b>98,9%</b>	<b>0,0</b>
T2RM	E.T. Romang	150	Propia	0	0,0	0	0,0	1	78,0	99,1%	0,0
T2RM	E.T. Romang	150	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0

Ident. Trans.	Ubicación	Potencia [MVA]	Tipo Falla	Forzadas NA		Forzada A		Programadas		Indice Disp.	Pot. Cortada [MW]
				NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>1</b>	<b>78,0</b>	<b>99,1%</b>	<b>0,0</b>
T1RO	E.T. Rosario Oeste	150	Propia	1	13,1	0	0,0	4	29,0	99,5%	0,0
T1RO	E.T. Rosario Oeste	150	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>1</b>	<b>13,1</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>4</b>	<b>29,0</b>	<b>99,5%</b>	<b>0,0</b>
T2RO	E.T. Rosario Oeste	150	Propia	0	0,0	0	0,0	1	8,1	99,9%	0,0
T2RO	E.T. Rosario Oeste	150	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>1</b>	<b>8,1</b>	<b>99,9%</b>	<b>0,0</b>
T3RO	E.T. Rosario Oeste	300	Propia	1	1,0	0	0,0	4	29,5	99,7%	0,0
T3RO	E.T. Rosario Oeste	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>1</b>	<b>1,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>4</b>	<b>29,5</b>	<b>99,7%</b>	<b>0,0</b>
T4RO	E.T. Rosario Oeste	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T4RO	E.T. Rosario Oeste	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T5RO	E.T. Rosario Oeste	300	Propia	0	0,0	0	0,0	7	71,7	99,2%	0,0
T5RO	E.T. Rosario Oeste	300	Prot.Alim./Otros	1	7,3	0	0,0	0	0,0	99,9%	449,1
	<b>Total</b>			<b>1</b>	<b>7,3</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>7</b>	<b>71,7</b>	<b>99,1%</b>	<b>449,1</b>
T6RO	E.T. Rosario Oeste	300	Propia	0	0,0	0	0,0	2	20,4	99,8%	0,0
T6RO	E.T. Rosario Oeste	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>2</b>	<b>20,4</b>	<b>99,8%</b>	<b>0,0</b>
T7RO	E.T. Rosario Oeste	855	Propia	1	0,1	0	0,0	5	58,0	99,3%	0,0
T7RO	E.T. Rosario Oeste	855	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>1</b>	<b>0,1</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>5</b>	<b>58,0</b>	<b>99,3%</b>	<b>0,0</b>
T1SO	E.T. San Juancito	300	Propia	0	0,0	0	0,0	4	35,3	99,6%	0,0
T1SO	E.T. San Juancito	300	Prot.Alim./Otros	3	3,8	0	0,0	2	18,0	99,8%	0,0

[illegible]

Ident. Trans.	Ubicación	Potencia [MVA]	Tipo Falla	Forzadas NA		Forzada A		Programadas		Indice Disp.	Pot. Cortada [MW]
				NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
T1CN	E.T. Río Coronda	300	Propia	0	0,0	0	0,0	1	8,0	99,9%	0,0
T1CN	E.T. Río Coronda	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>1</b>	<b>8,0</b>	<b>99,9%</b>	<b>0,0</b>
T1VIV	E.T. Vivoratá	450	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T1VIV	E.T. Vivoratá	450	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T2VIV	E.T. Vivoratá	450	Propia	0	0,0	0	0,0	1	6,7	99,9%	0,0
T2VIV	E.T. Vivoratá	450	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	7	85,6	99,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>8</b>	<b>92,3</b>	<b>98,9%</b>	<b>0,0</b>
T1VM	E.T. 25 de Mayo	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T1VM	E.T. 25 de Mayo	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T2VM	E.T. 25 de Mayo	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T2VM	E.T. 25 de Mayo	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>

(1) A partir de septiembre de 2015, Transener S.A. es el encargado de los servicios de operación y mantenimiento de los equipamientos de ENECOR S.A., que incluyen: la E.T. Paso de la Patria y los automatismos DAG NOA y DAG Gran Mendoza, desde sus respectivas fechas de habilitación comercial. Por lo tanto, a partir del año 2016 las estadísticas de las instalaciones que correspondían a ENECOR S.A. se muestran en conjunto con las instalaciones de Transener S.A.



## **ANEXO 9**

### **Sub-Sección 1.1.8: Año 2024**

TRANSENER S.A. – AÑO 2024

Tabla 9.1.1.8.1 TABLA DE SALIDAS DE LINEAS (GLOBAL)

Tensión [kV]	Long. Total [km]	Forzadas		Forzada Autorizada		Programadas		Tasa de sal. FNA y FA C sal/100km- año	Índice de Disponib. (%)	P. Corte [MW]
		Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)			
132	6	1	4,3	0	0,0	3	25,2	16,95	99,66%	0
220	562	10	1300,2	0	0,0	54	732,1	1,78	99,19%	91
500	12684	51	760,8	13	24,0	259	2084,5	0,50	99,64%	2548,7
<b>Total</b>	<b>13251</b>	<b>62</b>	<b>2065,3</b>	<b>13</b>	<b>24,0</b>	<b>316</b>	<b>2841,8</b>	<b>0,57</b>	<b>99,62%</b>	<b>2639,7</b>

Tabla 9.1.1.8.2 SALIDAS FORZADAS DE CIRCUITOS DOBLES (GLOBAL)

Corredor Fallado	E.T. Origen	E.T. Destino	Tensión	Long. km	Salidas forzadas		Tasa de sal c/100km-año	P. corte [MW]
			kV		Cant	Hs		
1	Rosario Oeste	Ramallo	220	21	1	644,07	4,76	566
2	Ramallo	Villa Lía	220	114	1	3,63	0,88	0

**Tabla 9.1.1.8.3 CAUSA DE SALIDAS FORZADAS DE LÍNEAS (GLOBAL)**

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	13	13,0%	495,90	21,6%	910,50	36,4%
Tormenta eléctrica	2	12	12,0%	1363,18	59,5%	804,50	32,2%
Incendio en campos	3	12	12,0%	0,90	0,0%	10,50	0,4%
Animales, plantaciones y otros objetos que afecten la aislación	4	24	24,0%				
Error humano	5	1	1,0%	257,30	11,2%	630,00	25,2%
Meteoro	6						
Atentado	7						
Actuación incorrecta de los sistemas de protecciones y comunicaciones	8	7	7,0%				
Falla en barras	9						
Actuación de protecciones en zonas de respaldo remoto	10						
Protección de sobretensión, subfrecuencia ó sobrefrecuencia	11						
Sobrecargas	12						
Oscilaciones de Potencia	13						
Actuación correcta de automatismos del SADI	14						
Actuación incorrecta de automatismos del SADI	15						
Desconocidos	16	8	8,0%				
Otras	17	23	23,0%	173,50	7,6%	142,70	5,7%
<b>Total</b>		<b>100</b>	<b>100,0%</b>	<b>2290,78</b>	<b>100,0%</b>	<b>2498,20</b>	<b>100,0%</b>

(\*) Código coincide con las descripciones presentadas en PT 12

**Tabla 9.1.1.8.4 SALIDAS FORZADAS POR LÍNEA**

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
1RASN1	Ramallo	San Nicolás	1	132	5,9	1	4,32	0	0	3	25,20	99,7%	0
2ATVL1	Atucha	Villa Lía	1	220	25,87	0	0,00	0	0	8	183,58	97,9%	0
2ATVL2	Atucha	Villa Lía	2	220	25,87	0	0,00	0	0	2	138,88	98,4%	0
2RARO1	Ramallo	Rosario Oeste	1	220	76,6	0	0,00	0	0	8	74,72	99,1%	233
2RARO2	Ramallo	Rosario Oeste	2	220	76,6	0	0,00	0	0	12	160,40	98,2%	142
2RASN1	Ramallo	San Nicolás	1	220	5,9	0	0,00	0	0	1	6,78	99,9%	0
2RAVL1	Ramallo	Villa Lía	1	220	108,7	0	0,00	0	0	4	29,68	99,7%	0
2RAVL2	Ramallo	Villa Lía	2	220	108,7	0	0,00	0	0	4	31,18	99,6%	0
2RDVL1	Gral. Rodríguez	Villa Lía	1	220	63,3	0	0,00	0	0	8	52,55	99,4%	0
2RDVL2	Gral. Rodríguez	Villa Lía	2	220	63,3	0	0,00	0	0	7	54,33	99,4%	0
5ABEZ1	Abasto	Ezeiza	1	500	58	0	0,00	0	0	2	17,05	99,8%	0
5ABEZ2	Abasto	Ezeiza	2	500	58	0	0,00	0	0	3	25,15	99,7%	0
5ABOL1	Abasto	Olavarría	1	500	291	0	0,00	0	0	11	77,93	99,1%	0
5ABOL2	Abasto	Olavarría	2	500	301,9	0	0,00	0	0	10	75,08	99,1%	0
5AGCO1	Agua del Cajón	Chocón Oeste	1	500	52	0	0,00	0	0	2	10,28	99,9%	0
5AG-RDI1	Agua del Cajón	Río Diamante	1	500	518	0	0,00	0	0	4	59,88	99,3%	0
5ALPG1	Alicurá	Piedra del Águila	1	500	75,8	0	0,00	0	0	6	55,32	99,4%	0
5ALPG2	Alicurá	Piedra del Águila	2	500	76	0	0,00	0	0	0	0,00	100,0%	0
5AMEM1	Almafuerte	Embalse	1	500	12,13	0	0,00	0	0	5	36,02	99,6%	900
5AMMA1	Almafuerte	Malvinas Argentinas	1	500	104	0	0,00	0	0	2	16,23	99,8%	0
5ACAM1	Arroyo Cabral	Almafuerte	1	500	95,2	0	0,00	0	0	2	9,65	99,9%	0
5ACRO1	Arroyo Cabral	Rosario Oeste	1	500	250,2	0	0,00	0	0	3	24,17	99,7%	0
5BBCL1	Bahía Blanca	Choele Choel	1	500	346	0	0,00	0	0	4	45,02	99,5%	0
5BBCL2	Bahía Blanca	Choele Choel	2	500	348,4	0	0,00	0	0	2	8,75	99,9%	0
5BB-GBR1	Bahía Blanca	Guillermo Brown	1	500	41,56	0	0,00	0	0	0	0,00	100,0%	0
5BBOL1	Bahía Blanca	Olavarría	1	500	255	0	0,00	0	0	7	96,43	98,9%	0
5BBOL2	Bahía Blanca	Olavarría	2	500	254,8	0	0,00	0	0	7	66,42	99,2%	0
5BRCB1	El Bracho	Cobos	1	500	283,8	0	0,00	0	0	2	17,28	99,8%	11
5BR-LAV1	El Bracho	Lavalle	1	500	130,8	0	0,00	0	0	6	38,28	99,6%	11
5LAV-RE1	Lavalle	Recreo	1	500	123,1	0	0,00	0	0	3	29,75	99,7%	0

Codigo Ident.	E.T. Origen	E.T. Destino	Terna	Tens	Long	Forzadas No Autorizadas		Forzadas Autorizadas		Programadas		Indice de Disponib.	Pcorte
Nombre o N°			N°	(kV)	(km)	N° sal	T(h)	N° sal	T(h)	N° sal	T(h)		MW
5LAVSES1	Lavalle	Santiago del Estero	1	500	86,1	0	0,00	0	0	6	38,43	99,6%	0
5CACE1	Campana	Colonia Elia	1	500	194,2	0	0,00	0	0	6	47,57	99,5%	0
5CARD1	Campana	Gral. Rodríguez	1	500	42,15	0	0,00	0	0	3	26,48	99,7%	0
5CCPB1	Cerrito de la Costa	Planicie Banderita	1	500	27	0	0,00	0	0	1	6,55	99,9%	0
5CBSO1	Cobos	San Juancito	1	500	46,63	0	0,00	0	0	4	41,08	99,5%	0
5CBMQ1	Cobos	Monte Quemado	1	500	297	0	0,00	0	0	3	9,92	99,9%	0
5CEMB1	Colonia Elia	Manuel Belgrano	1	500	202,6	0	0,00	0	0	7	44,60	99,5%	0
5CHCH1	C.H. El Chocón	El Chocón	1	500	1,3	0	0,00	0	0	2	8,88	99,9%	0
5CHCH3	C.H. El Chocón	El Chocón	3	500	1,3	0	0,00	0	0	2	66,38	99,2%	0
5CHCH5	C.H. El Chocón	El Chocón	5	500	1,3	0	0,00	0	0	1	6,55	99,9%	0
5CHCO1	El Chocón	Chocón Oeste	1	500	3,5	0	0,00	0	0	0	0,00	100,0%	0
5CHCO2	El Chocón	Chocón Oeste	2	500	3,5	0	0,00	0	0	0	0,00	100,0%	0
5CHPU1	El Chocón	Puelches	1	500	304	0	0,00	0	0	3	30,55	99,7%	0
5CHPU2	El Chocón	Puelches	2	500	304	0	0,00	0	0	5	47,60	99,5%	0
5CLCO1	Choele Choel	Chocón Oeste	1	500	269	0	0,00	0	0	0	0,00	100,0%	0
5CLPG1	Choele Choel	Piedra del Águila	1	500	386,7	0	0,00	0	0	5	37,95	99,6%	0
5CLPY1	Choele Choel	Puerto Madryn	1	500	354	0	0,00	0	0	0	0,00	100,0%	0
5COPG1	Chocón Oeste	Piedra del Águila	1	500	164,1	0	0,00	0	0	1	6,10	99,9%	0
5COPG2	Chocón Oeste	Piedra del Águila	2	500	164,4	0	0,00	0	0	1	1,18	100,0%	0
5EMRG1	Embalse	Río Grande	1	500	29,93	0	0,00	0	0	4	35,15	99,6%	0
5ESPRSC1	Esperanza	Río Santa Cruz	1	500	170,5	0	0,00	0	0	5	45,05	99,5%	0
5EZHE1	Ezeiza	Henderson	1	500	313	0	0,00	0	0	5	42,52	99,5%	0
5HEVM2	Henderson	25 de mayo	2	500	174,3	0	0,00	0	0	1	9,25	99,9%	0
5EZVM2	Ezeiza	25 de mayo	2	500	139,1	0	0,00	0	0	3	28,13	99,7%	0
5EZRD1	Ezeiza	Gral. Rodríguez	1	500	54	0	0,00	0	0	6	42,78	99,5%	0
5EZRD2	Ezeiza	Gral. Rodríguez	2	500	60	0	0,00	0	0	5	39,43	99,5%	0
5GMLU1	Gran Mendoza	Luján	1	500	258	0	0,00	0	0	4	29,13	99,7%	0
5GM-RD1	Gran Mendoza	Río Diamante	1	500	188	0	0,00	0	0	1	4,28	100,0%	0
5HEPU1	Henderson	Puelches	1	500	421	0	0,00	0	0	4	37,32	99,6%	630
5HEMC2	Henderson	Macachin	2	500	194	0	0,00	0	0	12	82,45	99,1%	0

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
5LARE1	La Rioja Sur	Recreo	1	500	147,2	0	0,00	0	0	6	21,37	99,8%	380
5MBRD1	Manuel Belgrano	Rodriguez	1	500	41,22	0	0,00	0	0	1	8,23	99,9%	0
5MCPU2	Macachin	Puelches	2	500	227	0	0,00	0	0	0	0,00	100,0%	0
5LURG1	P. Achala I	Río Grande	1	500	16,2	0	0,00	0	0	2	18,07	99,8%	0
5MARE1	Malvinas Argentinas	Recreo	1	500	258,5	0	0,00	0	0	3	20,95	99,8%	0
5PAPG1	C.H. Piedra del Águila	Piedra del Águila	1	500	5,9	0	0,00	0	0	0	0,00	100,0%	0
5PAPG2	C.H. Piedra del Águila	Piedra del Águila	2	500	5,9	0	0,00	0	0	0	0,00	100,0%	0
5PYZN1	Puerto Madryn	Santa Cruz Norte	1	500	552,3	0	0,00	0	0	3	14,77	99,8%	0
5ATRD1	Atucha	Gral. Rodríguez	1	500	67,09	0	0,00	0	0	4	28,08	99,7%	0
5ATRA1	Atucha	Ramallo	1	500	117,3	0	0,00	0	0	2	1,53	100,0%	0
5RARO1	Ramallo	Rosario Oeste	1	500	77	0	0,00	0	0	7	64,63	99,3%	142
5RMRS1	Romang	Resistencia	1	500	256,6	0	0,00	0	0	11	83,55	99,0%	0
5RMST1	Romang	Santo Tomé	1	500	270,9	0	0,00	0	0	1	7,65	99,9%	0
5CNST1	Coronda	Santo Tomé	1	500	137,9	0	0,00	0	0	4	35,22	99,6%	0
5CNRO1	Río Coronda	Rosario Oeste	1	500	65	0	0,00	0	0	0	0,00	100,0%	0
5CNRO2	Río Coronda	Rosario Oeste	2	500	65,5	0	0,00	0	0	4	19,93	99,8%	0
5RSC-ZN1	Río Santa Cruz	Santa Cruz Norte	1	500	393,9	0	0,00	0	0	5	43,25	99,5%	51,70
5GPA-SG1	Gran Paraná	Salto Grande	1	500	242,7	0	0,00	0	0	3	24,95	99,7%	0
5GPA-ST1	Gran Paraná	Santo Tomé	1	500	47,16	0	0,00	0	0	6	58,63	99,3%	0
5GM-NSJ1	Gran Mendoza	Nueva San Juan	1	500	177,1	0	0,00	0	0	4	40,25	99,5%	0
5RIRS2	Rincón	Resistencia	2	500	271,2	0	0,00	0	0	3	7,28	99,9%	0
5BB-VIV1	Bahía Blanca	Vivoratá	1	500	408,4	0	0,00	0	0	6	31,93	99,6%	0

**Tabla 9.1.1.8.5 SALIDAS FORZADAS DE CIRCUITOS DOBLES**

Fecha	Corredor	E.T. Origen	E.T. Destino	Tensión [kV]	Ident. (*)	Tiempo rest. Servicio	Pcorte
						[Hs.]	[MW]
8/3/2024	Rosario Oeste - Rodríguez	Rosario Oeste	Ramallo	220	2	644,07	566
8/3/2024	Rosario Oeste - Rodríguez	Ramallo	Villa Lía	220	2	3,63	0

(\*) Código coincide con las descripciones presentadas en PT 12

**Tabla 9.1.1.8.6 TIPIFICACIÓN DE FALTAS**

Tensión [kV]	Cantidad de Faltas						Totales
	Permanentes				Transitorias		
	Monofásica a tierra	Bifásica	Bifásica a tierra	Trifásica	Monofásica c/ recierre exitoso	Trifásica c/ recierre exitoso	
132	0	0	0	1	0	0	1
220	3	1	0	6	32	6	48
500	17	5	0	37	48	0	107

**Tabla 9.1.1.8.7 EQUIPOS DE COMPENSACIÓN**

Identificación	Cantidad de equipos	Forz. No Autor.		Forz. Autorizadas		Programadas		Pot. Total [MVar]	Indice Disp.
		NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
Reactores de Barra	37	2	8,7	0	0,0	3	77,1	3740	99,97%

Identificación	Cantidad de equipos	Forz. No Autor.		Forz. Autorizadas		Programadas		Pot. Total [MVar]	Indice Disp.
		NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
Reactores de Línea	Maniob. 18	19	670,0	4	20,3	152	2564,8	1690	97,81%
	No Maniob. 48	80	372,7	0	0,0	164	1966,3	5505	99,33%
<b>Total</b>	<b>TOTAL: 66</b>	<b>99</b>	<b>1042,7</b>	<b>4</b>	<b>20,3</b>	<b>316</b>	<b>4531,1</b>	<b>7195</b>	<b>98,90%</b>



**Tabla 9.1.1.8.7 EQUIPOS DE COMPENSACIÓN (Continuación)**

Identificación	Cantidad de equipos	Forz. No Autor.		Forz. Autorizadas		Programadas		Pot. Total [MVar]	Indice Disp.
		NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
<b>Reactores de Terciarios</b>	22	4	663,9	0	0,0	5	1062,3	550	99,10%

Identificación	Cantidad de equipos	Forz. No Autor.		Forz. Autorizadas		Programadas		Pot. Total [MVar]	Indice Disp.
		NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
<b>Compens. Sincrónicos</b>	6	2	6,8	1	3,1	34	30689,3	1470	41,59%

Identificación	Cantidad de equipos	Forz. No Autor.		Forz. Autorizadas		Programadas		Pot. Total [MVar]	Indice Disp.
		NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
<b>Capacitores Serie por Banco</b>	Banco 1 de Capacitores de Choele Choel (K1CL)	0	0	0	0	1	7,18333333	312	99,92%
	Banco 2 de Capacitores de Choele Choel (K2CL)	0	0	0	0	3	20,07	314	99,77%
	Banco 3 de Capacitores de Choele Choel (K3CL)	0	0,00	0	0	5	50,82	298	99,42%
	Banco 4 de Capacitores de Choele Choel (K4CL)	0	0	0	0	4	28,32	247	99,68%
	Capacitores Serie de Henderson (KSHE)	1	23,87	0	0	7	63,18	596	99,01%
	Banco 1 de Capacitores de Olavarría (K1OL)	0	0	0	0	1	9,07	299	99,90%
	Banco 2 de Capacitores de Olavarría (K2OL)	0	0,00	0	0	2	16,75	222	99,81%
	Banco 3 de Capacitores de Olavarría (K3OL)	0	0,00	0	0	1	5,97	199	99,93%
	Banco 4 de Capacitores de Olavarría (K4OL)	3	5,4	0	0	1	7,43	201	99,85%
	Capacitores Serie de Puelches (KSPU)	1	3,53	0	0	4	38,72	681	99,52%
	Capacitores Serie de Puerto Madryn (K1PY)	1	1,28333333	0	0	1	7,57	378	99,90%

Identificación	Cantidad de equipos	Forz. No Autor.		Forz. Autorizadas		Programadas		Pot. Total [MVar]	Indice Disp.
		NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
	Banco 1 de Capacitores de Recreo (K1RE)	0	0,00	0	0	5	27,53	245	99,69%
	Total	6	34,1	0	0,0	35	255,1	3747	88,05%

**Tabla 9.1.1.8.7 EQUIPOS DE COMPENSACIÓN (Continuación)**

Identificación	Cantidad de equipos	Forz. No Autor.		Forz. Autorizadas		Programadas		Pot. Total [MVar] (1)	Indice Disp.
		NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
<b>Capacitores Shunt por Banco</b>	Banco 1 de Capacitores de Paso de la Patria (K1PT) (2)	0	0	0	0	0	0,00	45	100,00%
	Banco 2 de Capacitores de Paso de la Patria (K2PT) (2)	0	0	0	0	3	24,60	30	99,72%
	Banco 1 de Capacitores de Rosario Oeste (K1RO)	0	0	0	0	0	0,00	45	100,00%
	Banco 2 de Capacitores de Rosario Oeste (K2RO)	0	0	0	0	1	1,65	45	99,98%
	Banco 3 de Capacitores de Rosario Oeste (K3RO)	0	0,00	0	0	0	0,00	45	100,00%
	Banco 1 de Capacitores de Romang (K1RM)	0	0	0	0	1	1,65	15	99,98%
	Banco 2 de Capacitores de Romang (K2RM)	0	0	0	0	2	4,68	15	99,95%
	Banco 3 de Capacitores de Romang (K3RM)	0	0	0	0	1	3,06666667	15	99,96%
	Banco 1 de Capacitores de Resistencia (K1RS)	0	0	0	0	2	11,58	41,25	99,87%
	Banco 2 de Capacitores de Resistencia (K2RS)	1	15,38333333	0	0	1	3,17	41,25	99,79%
	Banco 3 de Capacitores de Resistencia (K3RS)	0	0	0	0	0	0,00	41,25	100,00%
	Banco 4 de Capacitores de Resistencia (K4RS)	0	0	0	0	2	3,87	27,54	99,96%
	Banco 1 de Capacitores de Santo Tomé (K1ST)	1	0,03	0	0	2	12,03	50	99,86%

Identificación	Cantidad de equipos	Forz. No Autor.		Forz. Autorizadas		Programadas		Pot. Total [MVA <sub>r</sub> ] (1)	Indice Disp.
		NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
	Banco 1 de Capacitores de Ezeiza (K1EZ)	0	0	0	0	0	0,00	114,8	100,00%
	Banco 2 de Capacitores de Ezeiza (K2EZ)	0	0	0	0	0	0,00	114,8	100,00%
	Banco 5 de Capacitores de Ezeiza (K5EZ)	0	0	0	0	0	0,00	65	100,00%
	Banco 6 de Capacitores de Ezeiza (K6EZ)	0	0	0	0	0	0,00	65	100,00%
	<b>Total</b>	<b>2</b>	<b>15,42</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>15</b>	<b>66,30</b>	<b>815,89</b>	<b>16,99</b>

(1) Potencia nominal a la tensión nominal de la barra

(2) A partir de septiembre de 2015, Transener S.A. es el encargado de los servicios de operación y mantenimiento de los equipamientos de ENECOR S.A., que incluyen: la E.T. Paso de la Patria y los automatismos DAG NOA y DAG Gran Mendoza, desde sus respectivas fechas de habilitación comercial. Por lo tanto, a partir del año 2016 las estadísticas de las instalaciones que correspondían a ENECOR S.A. se muestran en conjunto con las instalaciones de Transener S.A.

**Tabla 9.1.1.8.8 PUNTOS DE CONEXIÓN – POR ESTACIÓN**

Estación	Canti dad conex .	FNA		Forz. Autoriz.		Programadas		Pot. Cortada [MW]	Indice Disp. (%)
		NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
Abasto	2	1	0,88	0	0,00	4	59,18	0	99,66%
Agua del Cajón	2	1	3,37	0	0,00	1	444,02	0	97,45%
Alicurá	6	2	15,03	0	0,00	16	820,37	0	98,41%
Almafuerte	8	4	18,62	0	0,00	16	101,68	0	99,83%
Arroyo Cabral	5	12	55,08	0	0,00	13	142,32	0	99,55%
Atucha	3	1	0,52	0	0,00	9	345,27	0	98,68%
Bahía Blanca	2	1	2,27	0	0,00	12	72,15	0	99,58%
Manuel Belgrano	3	4	10,17	0	0,00	3	890,57	0	96,57%
Campana	2	0	0,00	0	0,00	6	29,38	0	99,83%
Chocón Oeste	2	1	7,78	0	0,00	13	162,27	0	99,03%
Choele Choel	2	1	0,52	0	0,00	5	38,08	0	99,78%
Cobos	1	0	0,00	0	0,00	2	12,75	0	99,85%
Colonia Elía	1	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	100,00%
El Bracho	14	25	107,97	0	0,00	102	2623,50	0	97,77%
Esperanza	3	17	12,97	0	0,00	26	259,37	0	98,96%
Ezeiza	8	2	1,53	0	0,00	6	1211,08	0	98,27%
General Rodriguez	6	3	70,45	0	0,00	18	795,48	0	98,35%
Gran Mendoza	8	4	3,75	0	0,00	32	368,62	0	99,47%
Gran Paraná	2	0	0,00	0	0,00	2	17,00	0	99,90%
Guillermo Brown	2	2	2,00	0	0,00	13	919,68	0	94,74%
La Rioja Sur	8	9	5,25	0	0,00	23	147,42	0	99,78%
Luján	5	2	0,88	0	0,00	7	55,92	0	99,87%
Macachín	2	1	0,08	0	0,00	8	54,08	0	99,69%
Malvinas Argentinas	7	7	1461,90	0	0,00	43	1891,35	0	94,53%
Nueva San Juan	3	4	293,08	0	0,00	4	38,08	0	98,74%
Olavarría	2	0	0,00	3	2,63	7	62,37	0	99,63%
Paso de la Patria	6	3	4,27	0	0,00	15	108,13	0	99,79%
Piedra del Águila	2	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	100,00%

Estación	Canti dad conex .	FNA		Forz. Autoriz.		Programadas		Pot. Cortada  [MW]	Indice Disp.  (%)
		NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
Planicie Banderita	3	2	3,65	0	0,00	14	148,35	0	99,42%
Puelches	2	3	36,95	0	0,00	7	28,85	0	99,62%
Puerto Madryn	7	1	0,38	0	0,00	5	23,02	0	99,96%
Ramallo	8	6	39,40	0	0,00	33	251,15	0	99,59%
Recreo	5	5	941,47	0	0,00	14	95,95	0	97,63%
Resistencia	12	6	12,50	0	0,00	89	604,18	0	99,41%
Río Coronda	11	13	45,50	1	2,98	19	888,47	0	99,03%
Río Diamante	1	0	0,00	0	0,00	4	19,48	0	99,78%
Río Grande	2	1	0,67	0	0,00	5	1917,03	0	89,05%
Río Santa Cruz	1	1	1,55	0	0,00	0	0,00	0	99,98%
Romang	2	3	0,70	0	0,00	5	32,67	0	99,81%
Rosario Oeste	12	6	3,10	0	0,00	40	449,40	80,7	99,57%
San Juancito	1	1	0,17	0	0,00	3	32,67	0	99,63%
Santa Cruz Norte	4	1	3,22	0	0,00	5	48,97	0	99,85%
Santiago del Estero	4	0	0,00	0	0,00	14	61,97	0	99,82%
Santo Tomé	9	22	63,20	1	1,93	25	275,02	0	99,57%
Villa Lía	1	0	0,00	0	0,00	5	49,25	0	99,44%
Vivoratá	9	3	31,47	1	13,63	58	488,12	0	99,32%
Rodeo	1	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	100,00%
25 de Mayo	3	6	8,98	0	0,00	10	70,73	0	99,70%
<b>Total</b>	<b>215</b>	<b>187</b>	<b>3262,3</b>	<b>6</b>	<b>21,2</b>	<b>761</b>	<b>17084,7</b>	<b>80,7</b>	<b>98,92%</b>

(1) A partir de septiembre de 2015, Transener S.A. es el encargado de los servicios de operación y mantenimiento de los equipamientos de ENECOR S.A., que incluyen: la E.T. Paso de la Patria y los automatismos DAG NOA y DAG Gran Mendoza, desde sus respectivas fechas de habilitación comercial. Por lo tanto, a partir del año 2016 las estadísticas de las instalaciones que correspondían a ENECOR S.A. se muestran en conjunto con las instalaciones de Transener S.A.

**Tabla 9.1.1.8.9 TRANSFORMADORES**

Ident. Trans.	Ubicación	Potencia [MVA]	Tipo Falla	Forzadas NA		Forzada A		Programadas		Indice Disp.	Pot. Cortada [MW]
				NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
T9AL	E.T. Alicurá	100	Propia	0	0,0	0	0,0	3	24,2	99,7%	0,0
T9AL	E.T. Alicurá	100	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>3</b>	<b>24,2</b>	<b>99,7%</b>	<b>0,0</b>
T11AL	E.T. Alicurá	150	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T11AL	E.T. Alicurá	150	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T1AC	E.T. Arroyo Cabral	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T1AC	E.T. Arroyo Cabral	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T1AM	E.T. Almafuerde	150	Propia	0	0,0	0	0,0	9	69,7	99,2%	0,0
T1AM	E.T. Almafuerde	150	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>9</b>	<b>69,7</b>	<b>99,2%</b>	<b>0,0</b>
T2AM	E.T. Almafuerde	150	Propia	0	0,0	0	0,0	6	44,8	99,5%	0,0
T2AM	E.T. Almafuerde	150	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>6</b>	<b>44,8</b>	<b>99,5%</b>	<b>0,0</b>
T3AM	E.T. Almafuerde	300	Propia	0	0,0	0	0,0	4	34,8	99,6%	0,0
T3AM	E.T. Almafuerde	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>4</b>	<b>34,8</b>	<b>99,6%</b>	<b>0,0</b>
T1AT	E.T. Atucha	150	Propia	0	0,0	0	0,0	12	3440,4	60,7%	0,0
T1AT	E.T. Atucha	150	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>12</b>	<b>3440,4</b>	<b>60,7%</b>	<b>0,0</b>
T2AT	E.T. Atucha	150	Propia	1	1,3	0	0,0	1	9,1	99,9%	0,0
T2AT	E.T. Atucha	150	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0

Ident. Trans.	Ubicación	Potencia [MVA]	Tipo Falla	Forzadas NA		Forzada A		Programadas		Indice Disp.	Pot. Cortada [MW]
				NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
	<b>Total</b>			<b>1</b>	<b>1,3</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>1</b>	<b>9,1</b>	<b>99,9%</b>	<b>0,0</b>
T1CB	E.T. Cobos	450	Propia	1	7,5	0	0,0	3	21,5	99,7%	0,0
T1CB	E.T. Cobos	450	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	1	10,8	99,9%	0,0
	<b>Total</b>			<b>1</b>	<b>7,5</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>4</b>	<b>32,3</b>	<b>99,5%</b>	<b>0,0</b>
T2CB	E.T. Cobos	450	Propia	0	0,0	0	0,0	2	18,8	99,8%	0,0
T2CB	E.T. Cobos	450	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	1	4,3	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>3</b>	<b>23,2</b>	<b>99,7%</b>	<b>0,0</b>
T8CO	E.T. Chocón Oeste	150	Propia	0	0,0	0	0,0	8	63,7	99,3%	0,0
T8CO	E.T. Chocón Oeste	150	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>8</b>	<b>63,7</b>	<b>99,3%</b>	<b>0,0</b>
T5CL	E.T. Choele Choel	100	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T5CL	E.T. Choele Choel	100	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T1BR	E.T. Bracho	300	Propia	0	0,0	0	0,0	3	20,5	99,8%	0,0
T1BR	E.T. Bracho	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>3</b>	<b>20,5</b>	<b>99,8%</b>	<b>0,0</b>
T2BR	E.T. El Bracho	300	Propia	0	0,0	0	0,0	2	18,9	99,8%	0,0
T2BR	E.T. El Bracho	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>2</b>	<b>18,9</b>	<b>99,8%</b>	<b>0,0</b>
T2CH	E.T. El Chocón	100	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T2CH	E.T. El Chocón	100	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	6	36,9	99,6%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>6</b>	<b>36,9</b>	<b>99,6%</b>	<b>0,0</b>
T4CH	E.T. El Chocón	150	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T4CH	E.T. El Chocón	150	Prot.Alim./Otros	2	6,1	0	0,0	1	2,8	99,9%	0,0



Ident. Trans.	Ubicación	Potencia [MVA]	Tipo Falla	Forzadas NA		Forzada A		Programadas		Indice Disp.	Pot. Cortada [MW]
				NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
	<b>Total</b>			<b>2</b>	<b>6,1</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>1</b>	<b>2,8</b>	<b>99,9%</b>	<b>0,0</b>
T1ESP	E.T. Esperanza	300	Propia	0	0,0	0	0,0	4	40,5	99,5%	0,0
T1ESP	E.T. Esperanza	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>4</b>	<b>40,5</b>	<b>99,5%</b>	<b>0,0</b>
T2ESP	E.T. Esperanza	100	Propia	0	0,0	1	2,9	4	43,0	99,5%	8,0
T2ESP	E.T. Esperanza	100	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>1</b>	<b>2,9</b>	<b>4</b>	<b>43,0</b>	<b>99,5%</b>	<b>8,0</b>
T1EZ	E.T. Ezeiza	850	Propia	0	0,0	0	0,0	1	6,0	99,9%	0,0
T1EZ	E.T. Ezeiza	850	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>1</b>	<b>6,0</b>	<b>99,9%</b>	<b>0,0</b>
T3EZ	E.T. Ezeiza	850	Propia	0	0,0	0	0,0	4	181,1	97,9%	0,0
T3EZ	E.T. Ezeiza	850	Prot.Alim./Otros	1	2,0	0	0,0	1	9,5	99,9%	0,0
	<b>Total</b>			<b>1</b>	<b>2,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>5</b>	<b>190,6</b>	<b>97,8%</b>	<b>0,0</b>
T4EZ	E.T. Ezeiza	250	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T4EZ	E.T. Ezeiza	250	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T5EZ	E.T. Ezeiza	250	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T5EZ	E.T. Ezeiza	250	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T6EZ	E.T. Ezeiza	250	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T6EZ	E.T. Ezeiza	250	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T7EZ	E.T. Ezeiza	850	Propia	0	0,0	0	0,0	6	159,7	98,2%	0,0
T7EZ	E.T. Ezeiza	850	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	1	13,4	99,8%	0,0

Ident. Trans.	Ubicación	Potencia [MVA]	Tipo Falla	Forzadas NA		Forzada A		Programadas		Indice Disp.	Pot. Cortada [MW]
				NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>7</b>	<b>173,1</b>	<b>98,0%</b>	<b>0,0</b>
T9EZ	E.T. Ezeiza	850	Propia	0	0,0	0	0,0	3	84,8	99,0%	0,0
T9EZ	E.T. Ezeiza	850	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>3</b>	<b>84,8</b>	<b>99,0%</b>	<b>0,0</b>
T10EZ	E.T. Ezeiza	850	Propia	0	0,0	0	0,0	2	67,4	99,2%	0,0
T10EZ	E.T. Ezeiza	850	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	1	11,5	99,9%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>3</b>	<b>78,9</b>	<b>99,1%</b>	<b>0,0</b>

T1GM	E.T. Gran Mendoza	300	Propia	0	0,0	0	0,0	3	25,8	99,7%	0,0
T1GM	E.T. Gran Mendoza	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	4	199,0	97,7%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>7</b>	<b>224,7</b>	<b>97,4%</b>	<b>0,0</b>
T2GM	E.T. Gran Mendoza	300	Propia	1	16,2	0	0,0	4	37,1	99,4%	0,0
T2GM	E.T. Gran Mendoza	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>1</b>	<b>16,2</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>4</b>	<b>37,1</b>	<b>99,4%</b>	<b>0,0</b>
T3GM	E.T. Gran Mendoza	300	Propia	0	0,0	0	0,0	9	294,0	96,6%	0,0
T3GM	E.T. Gran Mendoza	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>9</b>	<b>294,0</b>	<b>96,6%</b>	<b>0,0</b>
T1GPA	E.T. Gran Paraná	300	Propia	0	0,0	0	0,0	2	17,0	99,8%	0,0
T1GPA	E.T. Gran Paraná	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>2</b>	<b>17,0</b>	<b>99,8%</b>	<b>0,0</b>
T2GPA	E.T. Gran Paraná	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T2GPA	E.T. Gran Paraná	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T1HE	E.T. Henderson	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T1HE	E.T. Henderson	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0

Ident. Trans.	Ubicación	Potencia [MVA]	Tipo Falla	Forzadas NA		Forzada A		Programadas		Indice Disp.	Pot. Cortada [MW]
				NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T2HE	E.T. Henderson	300	Propia	0	0,0	0	0,0	1	10,5	99,9%	0,0
T2HE	E.T. Henderson	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>1</b>	<b>10,5</b>	<b>99,9%</b>	<b>0,0</b>
T3HE	E.T. Henderson	300	Propia	0	0,0	0	0,0	5	29,5	99,7%	0,0
T3HE	E.T. Henderson	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>5</b>	<b>29,5</b>	<b>99,7%</b>	<b>0,0</b>
T7HE	E.T. Henderson	300	Propia	0	0,0	0	0,0	1	10,5	99,9%	0,0
T7HE	E.T. Henderson	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	1	3,9	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>2</b>	<b>14,3</b>	<b>99,8%</b>	<b>0,0</b>
T1LA	E.T. La Rioja Sur	300	Propia	1	0,4	0	0,0	2	14,2	99,8%	0,0
T1LA	E.T. La Rioja Sur	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>1</b>	<b>0,4</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>2</b>	<b>14,2</b>	<b>99,8%</b>	<b>0,0</b>
T2LA	E.T. La Rioja Sur	300	Propia	1	0,3	0	0,0	3	27,9	99,7%	0,0
T2LA	E.T. La Rioja Sur	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>1</b>	<b>0,3</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>3</b>	<b>27,9</b>	<b>99,7%</b>	<b>0,0</b>
T1LU	E.T. Luján	150	Propia	0	0,0	0	0,0	1	6,1	99,9%	0,0
T1LU	E.T. Luján	150	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>1</b>	<b>6,1</b>	<b>99,9%</b>	<b>0,0</b>
T2LU	E.T. Luján	150	Propia	0	0,0	0	0,0	1	7,9	99,9%	0,0
T2LU	E.T. Luján	150	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>1</b>	<b>7,9</b>	<b>99,9%</b>	<b>0,0</b>
T3LU	E.T. Luján	300	Propia	0	0,0	0	0,0	1	5,0	99,9%	0,0
T3LU	E.T. Luján	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0

Ident. Trans.	Ubicación	Potencia [MVA]	Tipo Falla	Forzadas NA		Forzada A		Programadas		Indice Disp.	Pot. Cortada [MW]
				NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>1</b>	<b>5,0</b>	<b>99,9%</b>	<b>0,0</b>
T1MA	E.T. Malvinas Arg.	300	Propia	0	0,0	0	0,0	4	102,7	98,8%	0,0
T1MA	E.T. Malvinas Arg.	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>4</b>	<b>102,7</b>	<b>98,8%</b>	<b>0,0</b>
T2MA	E.T. Malvinas Arg.	300	Propia	1	29,5	0	0,0	4	30,8	99,3%	0,0
T2MA	E.T. Malvinas Arg.	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>1</b>	<b>29,5</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>4</b>	<b>30,8</b>	<b>99,3%</b>	<b>0,0</b>
T4MA	E.T. Malvinas Arg.	300	Propia	0	0,0	0	0,0	1	8,3	99,9%	0,0
T4MA	E.T. Malvinas Arg.	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>1</b>	<b>8,3</b>	<b>99,9%</b>	<b>0,0</b>
T1MC	E.T. Macachín	150	Propia	0	0,0	0	0,0	6	54,9	99,4%	0,0
T1MC	E.T. Macachín	150	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>6</b>	<b>54,9</b>	<b>99,4%</b>	<b>0,0</b>
T2MC	E.T. Macachín	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T2MC	E.T. Macachín	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T1NSJ	E.T. Nueva San Juan	450	Propia	0	0,0	0	0,0	3	25,6	99,7%	0,0
T1NSJ	E.T. Nueva San Juan	450	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>3</b>	<b>25,6</b>	<b>99,7%</b>	<b>0,0</b>
T1PT	E.T. Paso de la Patria	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T1PT	E.T. Paso de la Patria	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T2PT	E.T. Paso de la Patria	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T2PT	E.T. Paso de la Patria	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0

Ident. Trans.	Ubicación	Potencia [MVA]	Tipo Falla	Forzadas NA		Forzada A		Programadas		Indice Disp.	Pot. Cortada [MW]
				NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T2PB	E.T. Planicie Banderita	300	Propia	1	2,9	0	0,0	8	65,0	99,2%	0,0
T2PB	E.T. Planicie Banderita	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>1</b>	<b>2,9</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>8</b>	<b>65,0</b>	<b>99,2%</b>	<b>0,0</b>
T1PU	E.T. Puelches	150	Propia	0	0,0	0	0,0	1	8,3	99,9%	0,0
T1PU	E.T. Puelches	150	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>1</b>	<b>8,3</b>	<b>99,9%</b>	<b>0,0</b>
T1PY	E.T. Puerto Madryn	450	Propia	0	0,0	0	0,0	2	13,8	99,8%	0,0
T1PY	E.T. Puerto Madryn	450	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>2</b>	<b>13,8</b>	<b>99,8%</b>	<b>0,0</b>
T2PY	E.T. Puerto Madryn	600	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T2PY	E.T. Puerto Madryn	600	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	1	11,5	99,9%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>1</b>	<b>11,5</b>	<b>99,9%</b>	<b>0,0</b>
T1RA	E.T. Ramallo	300	Propia	1	4,3	0	0,0	6	242,0	97,2%	0,0
T1RA	E.T. Ramallo	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>1</b>	<b>4,3</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>6</b>	<b>242,0</b>	<b>97,2%</b>	<b>0,0</b>
T4RA	E.T. Ramallo	300	Propia	1	3,6	0	0,0	0	0,0	100,0%	141,5
T4RA	E.T. Ramallo	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>1</b>	<b>3,6</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>141,5</b>
T9RA	E.T. Ramallo	300	Propia	0	0,0	0	0,0	5	39,5	99,5%	0,0
T9RA	E.T. Ramallo	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>5</b>	<b>39,5</b>	<b>99,5%</b>	<b>0,0</b>
T1RE	E.T. Recreo	150	Propia	0	0,0	0	0,0	2	3,8	100,0%	0,0
T1RE	E.T. Recreo	150	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0

Ident. Trans.	Ubicación	Potencia [MVA]	Tipo Falla	Forzadas NA		Forzada A		Programadas		Indice Disp.	Pot. Cortada [MW]
				NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>2</b>	<b>3,8</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T2RE	E.T. Recreo	150	Propia	0	0,0	0	0,0	3	27,2	99,7%	0,0
T2RE	E.T. Recreo	150	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>3</b>	<b>27,2</b>	<b>99,7%</b>	<b>0,0</b>
T1RS	E.T. Resistencia	300	Propia	0	0,0	0	0,0	5	52,6	99,4%	0,0
T1RS	E.T. Resistencia	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>5</b>	<b>52,6</b>	<b>99,4%</b>	<b>0,0</b>
T2RS	E.T. Resistencia	300	Propia	0	0,0	0	0,0	1	12,0	99,9%	0,0
T2RS	E.T. Resistencia	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>1</b>	<b>12,0</b>	<b>99,9%</b>	<b>0,0</b>
T3RS	E.T. Resistencia	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T3RS	E.T. Resistencia	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T1RDI	E.T. Río Diamante	300	Propia	0	0,0	0	0,0	1	2,5	100,0%	0,0
T1RDI	E.T. Río Diamante	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>1</b>	<b>2,5</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T1RSC	E.T. Río Santa Cruz	150	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T1RSC	E.T. Río Santa Cruz	150	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T1RM	E.T. Romang	150	Propia	0	0,0	0	0,0	4	127,0	98,6%	0,0
T1RM	E.T. Romang	150	Prot.Alim./Otros	1	0,3	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>1</b>	<b>0,3</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>4</b>	<b>127,0</b>	<b>98,5%</b>	<b>0,0</b>
T2RM	E.T. Romang	150	Propia	0	0,0	0	0,0	1	5,5	99,9%	0,0
T2RM	E.T. Romang	150	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0

Ident. Trans.	Ubicación	Potencia [MVA]	Tipo Falla	Forzadas NA		Forzada A		Programadas		Indice Disp.	Pot. Cortada [MW]
				NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>1</b>	<b>5,5</b>	<b>99,9%</b>	<b>0,0</b>
T1RO	E.T. Rosario Oeste	150	Propia	0	0,0	0	0,0	8	68,7	99,2%	0,0
T1RO	E.T. Rosario Oeste	150	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>8</b>	<b>68,7</b>	<b>99,2%</b>	<b>0,0</b>
T2RO	E.T. Rosario Oeste	150	Propia	0	0,0	0	0,0	2	10,2	99,9%	0,0
T2RO	E.T. Rosario Oeste	150	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>2</b>	<b>10,2</b>	<b>99,9%</b>	<b>0,0</b>
T3RO	E.T. Rosario Oeste	300	Propia	0	0,0	0	0,0	3	21,3	99,8%	0,0
T3RO	E.T. Rosario Oeste	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>3</b>	<b>21,3</b>	<b>99,8%</b>	<b>0,0</b>
T4RO	E.T. Rosario Oeste	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T4RO	E.T. Rosario Oeste	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T5RO	E.T. Rosario Oeste	300	Propia	0	0,0	0	0,0	4	40,3	99,5%	0,0
T5RO	E.T. Rosario Oeste	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>4</b>	<b>40,3</b>	<b>99,5%</b>	<b>0,0</b>
T6RO	E.T. Rosario Oeste	300	Propia	0	0,0	0	0,0	1	5,7	99,9%	0,0
T6RO	E.T. Rosario Oeste	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>1</b>	<b>5,7</b>	<b>99,9%</b>	<b>0,0</b>
T7RO	E.T. Rosario Oeste	855	Propia	0	0,0	0	0,0	1	9,9	99,9%	0,0
T7RO	E.T. Rosario Oeste	855	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>1</b>	<b>9,9</b>	<b>99,9%</b>	<b>0,0</b>
T1SO	E.T. San Juancito	300	Propia	0	0,0	0	0,0	2	23,9	99,7%	0,0
T1SO	E.T. San Juancito	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0



[illegible]

Ident. Trans.	Ubicación	Potencia [MVA]	Tipo Falla	Forzadas NA		Forzada A		Programadas		Indice Disp.	Pot. Cortada [MW]
				NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
T1CN	E.T. Río Coronda	300	Propia	1	3,2	0	0,0	4	34,9	99,6%	0,0
T1CN	E.T. Río Coronda	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>1</b>	<b>3,2</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>4</b>	<b>34,9</b>	<b>99,6%</b>	<b>0,0</b>
T1VIV	E.T. Vivoratá	450	Propia	0	0,0	0	0,0	2	15,1	99,8%	0,0
T1VIV	E.T. Vivoratá	450	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	1	127,0	98,5%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>3</b>	<b>142,1</b>	<b>98,4%</b>	<b>0,0</b>
T2VIV	E.T. Vivoratá	450	Propia	0	0,0	0	0,0	2	21,2	99,8%	0,0
T2VIV	E.T. Vivoratá	450	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	6	56,6	99,4%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>8</b>	<b>77,8</b>	<b>99,1%</b>	<b>0,0</b>
T1VM	E.T. 25 de Mayo	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
T1VM	E.T. 25 de Mayo	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0</b>
T2VM	E.T. 25 de Mayo	300	Propia	2	4,3	0	0,0	0	0,0	100,0%	45,0
T2VM	E.T. 25 de Mayo	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,0%	0,0
	<b>Total</b>			<b>2</b>	<b>4,3</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>45,0</b>

(1) A partir de septiembre de 2015, Transener S.A. es el encargado de los servicios de operación y mantenimiento de los equipamientos de ENECOR S.A., que incluyen: la E.T. Paso de la Patria y los automatismos DAG NOA y DAG Gran Mendoza, desde sus respectivas fechas de habilitación comercial. Por lo tanto, a partir del año 2016 las estadísticas de las instalaciones que correspondían a ENECOR S.A. se muestran en conjunto con las instalaciones de Transener S.A.

## **ANEXO 9**

### **Sub-Sección 1.2: Transportistas Independientes**

## **ANEXO 9**

### **Sub-Sección 1.2.1: LITSA S.A.**

## **ANEXO 9**

### **Sub-Sección 1.2.1.1: Año 2017**

---

LITSA S.A. - AÑO 2017

Tabla 9.1.2.1.1.1 TABLA DE SALIDAS DE LINEAS (GLOBAL)

Tensión [kV]	Long. Total [km]	Forzadas		Forzada Autorizada		Programadas		Tasa de sal. For. NA y A	Indice de Disponib. (%)	P. Corte [MW]
		Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	C sal/100km-año		
500	590,5	0	0,0	0	0,0	14	20,5	0,00	99,86%	0
<b>Total</b>	<b>590,5</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>14</b>	<b>20,5</b>	<b>0,00</b>	<b>99,86%</b>	<b>0</b>

**Tabla 9.1.2.1.1.2 CAUSA DE SALIDAS FORZADAS DE LÍNEAS (GLOBAL)**

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						
Tormenta eléctrica	2						
Incendio en campos	3						
Animales, plantaciones y otros objetos que afecten la aislación	4						
Error humano	5						
Meteoro	6						
Atentado	7						
Actuación incorrecta de los sistemas de protecciones y comunicaciones	8						
Falla en barras	9						
Actuación de protecciones en zonas de respaldo remoto	10						
Protección de sobretensión, subfrecuencia ó sobrefrecuencia	11						
Sobrecargas	12						
Oscilaciones de Potencia	13						
Actuación correcta de automatismos del SADI	14						
Actuación incorrecta de automatismos del SADI	15						
Desconocidos	16						
Otras	17						
<b>Total</b>							

(\*) Código coincidente con las descripciones del PT 12.



**Tabla 9.1.2.1.1.3 SALIDAS FORZADAS POR LÍNEA**

Código Ident.	E.T. Origen	E.T. Destino	Terna	Tens	Long	Forzadas NA		Forzadas Autorizadas		Programadas		Indice de Disponib.	Pcorte
Nombre o Nº			Nº	kV	km	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)		MW
5RISI1	Rincón	San Isidro	1	500	84,5	0	0	0	0	5	7,66	99,91%	0,0
5RISG1	Rincón	Salto Grande	1	500	506	0	0	0	0	9	12,82	99,85%	0,0

**Tabla 9.1.2.1.1.4 TIPIFICACIÓN DE FALTAS**

Tensión [kV]	Cantidad de Faltas						Totales
	Permanentes				Transitorias		
	Monofásica a tierra	Bifásica	Bifásica a tierra	Trifásica	Monofásica c/ recierre exitoso	Trifásica c/ recierre exitoso	
500	0	0	0	0	1	0	1

**Tabla 9.1.2.1.1.5 EQUIPOS DE COMPENSACIÓN**

Identificación	Cantidad de equipos	Forz No Autorizadas		Forz. Autorizadas		Programadas		Pot. Total	Indice Disp.
		NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	[MW]	(%)
Reactores de Línea	Maniob. 1	0	0,0	0	0,0	0	0,0	80	100,00%
	No Maniob. 3	0	0,0	0	0,0	0	0,0	240	100,00%
	<b>TOTAL : 4</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>320</b>	<b>100,00%</b>

Estación	Cantidad	Forzadas NA		Forz. Autoriz.		Programadas		Pot. Cortada	Indice Disp.
	Conex.	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	[MW]	
Salto Grande	1	0	0	0	0	0	0	0	100,00%
Rincón	3	0	0	0	0	0	0	0	100,00%
<b>Total</b>	<b>4</b>	<b>0</b>	<b>0.0</b>	<b>0</b>	<b>0.0</b>	<b>0</b>	<b>0.0</b>	<b>0</b>	<b>100,00%</b>

#### Tabla 9.1.2.1.1.7 TRANSFORMADORES

[illegible]

## **ANEXO 9**

### **Sub-Sección 1.2.1.2: Año 2018**

---

LITSA S.A. - AÑO 2018

**Tabla 9.1.2.1.2.1 TABLA DE SALIDAS DE LINEAS (GLOBAL)**

Tensión [kV]	Long. Total [km]	Forzadas		Forzada Autorizada		Programadas		Tasa de sal. FNA y FA	Indice de Disponib.	P. Corte [MW]
		Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	C sal/100km-año	(%)	
500	590,5	1	0,4	0	0,0	16	0,8	0,17	99,99%	0
<b>Total</b>	<b>590,5</b>	<b>1</b>	<b>0,4</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>16</b>	<b>0,8</b>	<b>0,17</b>	<b>99,99%</b>	<b>0</b>

**Tabla 9.1.2.1.2.2 CAUSA DE SALIDAS FORZADAS DE LÍNEAS (GLOBAL)**

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						
Tormenta eléctrica	2						
Incendio en campos	3						
Animales, plantaciones y otros objetos que afecten la aislación	4						
Error humano	5						
Meteoro	6						
Atentado	7						
Actuación incorrecta de los sistemas de protecciones y comunicaciones	8						
Falla en barras	9						
Actuación de protecciones en zonas de respaldo remoto	10						
Protección de sobretensión, subfrecuencia ó sobrefrecuencia	11						
Sobrecargas	12						
Oscilaciones de Potencia	13						
Actuación correcta de automatismos del SADI	14	1	100 %				
Actuación incorrecta de automatismos del SADI	15						
Desconocidos	16						
Otras	17						
<b>Total</b>		<b>1</b>	<b>100%</b>				

(\*) Código coincidente con las descripciones del PT 12.

**Tabla 9.1.2.1.2.3 SALIDAS FORZADAS POR LÍNEA**

Código Ident.	E.T. Origen	E.T. Destino	Terna	Tens	Long	Forzadas NA		Forzadas Autorizadas		Programadas		Indice de Disponib.	Pcorte
Nombre o N°			N°	kV	km	N° sal	T(h)	N° sal	T(h)	N° sal	T(h)	MW	
5RISI1	Rincón	San Isidro	1	500	84,5	0	0	0	0	0	0	100,00%	0,0
5RISG1	Rincón	Salto Grande	1	500	506	1	0,43	0	0	16	0,8	99,99%	0,0

**Tabla 9.1.2.1.2.4 TIPIFICACIÓN DE FALTAS**

Tensión [kV]	Cantidad de Faltas						Totales
	Permanentes				Transitorias		
	Monofásica a tierra	Bifásica	Bifásica a tierra	Trifásica	Monofásica c/ recierre exitoso	Trifásica c/ recierre exitoso	
500	1	0	0	0	3	0	4

**Tabla 9.1.2.1.2.5 EQUIPOS DE COMPENSACIÓN**

Identificación	Cantidad de equipos	Forz No Autorizadas		Forz. Autorizadas		Programadas		Pot. Total	Indice Disp.
		N°Sal	T[h]	N°Sal	T[h]	N°Sal	T[h]	[MW]	(%)
Reactores de Línea	Maniob. 1	0	0,0	0	0,0	0	0,0	80	100,00%
	No Maniob. 3	0	0,0	0	0,0	0	0,0	240	100,00%
	<b>TOTAL : 4</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>320</b>	<b>100,00%</b>





## **ANEXO 9**

### **Sub-Sección 1.2.1.3: Año 2019**

---

LITSA S.A. - AÑO 2019

**Tabla 9.1.2.1.3.1 TABLA DE SALIDAS DE LINEAS (GLOBAL)**

Tensión [kV]	Long. Total [km]	Forzadas		Forzada Autorizada		Programadas		Tasa de sal. FNA y FA	Indice de Disponib. (%)	P. Corte [MW]
		Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	C sal/100km-año		
500	590,5	1	1,5	0	0,0	5	14,1	0,17	99,86%	226,57
<b>Total</b>	<b>590,5</b>	<b>1</b>	<b>1,5</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>5</b>	<b>14,1</b>	<b>0,17</b>	<b>99,86%</b>	<b>226,57</b>

**Tabla 9.1.2.1.3.2 CAUSA DE SALIDAS FORZADAS DE LÍNEAS (GLOBAL)**

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						
Tormenta eléctrica	2						
Incendio en campos	3						
Animales, plantaciones y otros objetos que afecten la aislación	4						
Error humano	5						
Meteoro	6						
Atentado	7						
Actuación incorrecta de los sistemas de protecciones y comunicaciones	8	1	100%	345,46	100%	226,57	100%
Falla en barras	9						
Actuación de protecciones en zonas de respaldo remoto	10						
Protección de sobretensión, subfrecuencia ó sobrefrecuencia	11						
Sobrecargas	12						
Oscilaciones de Potencia	13						
Actuación correcta de automatismos del SADI	14						
Actuación incorrecta de automatismos del SADI	15						
Desconocidos	16						
Otras	17						
<b>Total</b>		<b>1</b>	<b>100,00%</b>	<b>345,46</b>	<b>100,00%</b>	<b>226,57</b>	<b>100,00%</b>

(\*) Código coincidente con las descripciones del PT 12.

**Tabla 9.1.2.1.3.3 SALIDAS FORZADAS POR LÍNEA**

Código Ident.	E.T. Origen	E.T. Destino	Terna	Tens	Long	Forzadas NA		Forzadas Autorizadas		Programadas		Indice de	Pcorte
Nombre o Nº			Nº	kV	km	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Disponib.	MW
5RISI1	Rincón	San Isidro	1	500	84,5	1	1,5	0	0	2	0	99,98%	226,6
5RISG1	Rincón	Salto Grande	1	500	506	0	0	0	0	3	14,1	99,84%	0,0

**Tabla 9.1.2.1.3.4 TIPIFICACIÓN DE FALTAS**

Tensión [kV]	Cantidad de Faltas						Totales
	Permanentes				Transitorias		
	Monofásica a tierra	Bifásica	Bifásica a tierra	Trifásica	Monofásica c/ recierre exitoso	Trifásica c/ recierre exitoso	
500	0	0	0	1	0	0	1

**Tabla 9.1.2.1.3.5 EQUIPOS DE COMPENSACIÓN**

Identificación	Cantidad de equipos	Forz No Autorizadas		Forz. Autorizadas		Programadas		Pot. Total	Indice Disp.
		NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	[MW]	(%)
Reactores de Línea	Maniob. 1	0	0,0	0	0,0	0	0,0	80	100,00%
	No Maniob. 3	0	0,0	0	0,0	0	0,0	240	100,00%
	<b>TOTAL : 4</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>320</b>	<b>100,00%</b>

Estación	Cantidad	Forzadas NA		Forz. Autoriz.		Programadas		Pot. Cortada	Indice Disp.
	Conex.	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	[MW]	(%)
Salto Grande	1	0	0	0	0	0	0	0	100,00%
Rincón	5	10	283,95	0	0	1	10,26667	80	99,33%
<b>Total</b>	<b>6</b>	<b>10</b>	<b>284.0</b>	<b>0</b>	<b>0.0</b>	<b>1</b>	<b>10.3</b>	<b>79.9</b>	<b>99,44%</b>

### Tabla 9.1.2.1.3.7 TRANSFORMADORES

[illegible]

## **ANEXO 9**

### **Sub-Sección 1.2.1.4: Año 2020**

---

LITSA S.A. - AÑO 2020

Tabla 9.1.2.1.4.1 TABLA DE SALIDAS DE LINEAS (GLOBAL)

Tensión [kV]	Long. Total [km]	Forzadas		Forzada Autorizada		Programadas		Tasa de sal. FNA y FA	Indice de Disponib. (%)	P. Corte [MW]
		Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	C sal/100km-año		
500	591.0	0	0.0	0	0.0	12	50.9	0.00	99.50%	0
<b>Total</b>	<b>591.0</b>	<b>0</b>	<b>0.0</b>	<b>0</b>	<b>0.0</b>	<b>12</b>	<b>50.9</b>	<b>0.00</b>	<b>99.50%</b>	<b>0</b>



**Tabla 9.1.2.1.4.2 CAUSA DE SALIDAS FORZADAS DE LÍNEAS (GLOBAL)**

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						
Tormenta eléctrica	2						
Incendio en campos	3						
Animales, plantaciones y otros objetos que afecten la aislación	4						
Error humano	5						
Meteoro	6						
Atentado	7						
Actuación incorrecta de los sistemas de protecciones y comunicaciones	8						
Falla en barras	9						
Actuación de protecciones en zonas de respaldo remoto	10						
Protección de sobretensión, subfrecuencia ó sobrefrecuencia	11						
Sobrecargas	12						
Oscilaciones de Potencia	13						
Actuación correcta de automatismos del SADI	14						
Actuación incorrecta de automatismos del SADI	15						
Desconocidos	16						
Otras	17						
<b>Total</b>							

(\*) Código coincidente con las descripciones del PT 12.

**Tabla 9.1.2.1.4.3 SALIDAS FORZADAS POR LÍNEA**

Codigo Ident.	E.T. Origen	E.T. Destino	Terna	Tens	Long	Forzadas No Autorizadas		Forzadas Autorizadas		Programadas		Indice de Disponib.	Pcorte
Nombre o N°			N°	(kV)	(km)	N° sal	T(h)	N° sal	T(h)	N° sal	T(h)		MW
5RISI1	Rincón	San Isidro	1	500	85	0	0	0	0	1	0.3	100.00%	0.0
5RISG1	Rincón	Salto Grande	1	500	506	0	0	0	0	11	50.64	99.42%	0.0

**Tabla 9.1.2.1.4.4 TIPIFICACIÓN DE FALTAS**

Tensión [kV]	Cantidad de Faltas						Totales
	Permanentes				Transitorias		
	Monofásic a a tierra	Bifásica	Bifásica a tierra	Trifásica	Monofásic a c/ recierre exitoso	Trifásica c/ recierre exitoso	
500	0	0	0	0	4	0	4

**Tabla 9.1.2.1.4.5 EQUIPOS DE COMPENSACIÓN**

Identificación	Cantidad de equipos	Forz No Autorizadas		Forz. Autorizadas		Programadas		Pot. Total [MW]	Indice Disp. (%)
		N°Sal	T[h]	N°Sal	T[h]	N°Sal	T[h]		
Reactores de Línea	Maniob. 1	0	0.0	0	0.0	7	17.5	80	99.80%
	No Maniob. 3	0	0.0	0	0.0	14	4475.7	240	82.97%
	<b>TOTAL : 4</b>	<b>0</b>	<b>0.0</b>	<b>0</b>	<b>0.0</b>	<b>21</b>	<b>4493.2</b>	<b>320</b>	<b>82.90%</b>

Estación	Cantida d conex.	FNA		Forz. Autoriz.		Programadas		Pot. Cortada [MW]	Indice Disp. (%)
		NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
Salto Grande	1	0	0	0	0	0	0	0	100.00%
Rincón	5	0	0	0	0	0	0	0	100.00%
<b>Total</b>	<b>6</b>	<b>0</b>	<b>0.0</b>	<b>0</b>	<b>0.0</b>	<b>0</b>	<b>0.0</b>	<b>0</b>	<b>100.00%</b>

#### Tabla 9.1.2.1.4.7 TRANSFORMADORES

[illegible]

## **ANEXO 9**

### **Sub-Sección 1.2.1.5: Año 2021**

---

LITSA S.A. - AÑO 2021

**Tabla 9.1.2.1.5.1 TABLA DE SALIDAS DE LINEAS (GLOBAL)**

Tensión [kV]	Long. Total [km]	Forzadas		Forzada Autorizada		Programadas		Tasa de sal. FNA y FA C sal/100km-año	Indice de Disponib. (%)	P. Corte [MW]
		Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)			
500	591.0	0	0.0	0	0.0	12	50.9	0.00	99.50%	0
<b>Total</b>	<b>591.0</b>	<b>0</b>	<b>0.0</b>	<b>0</b>	<b>0.0</b>	<b>12</b>	<b>50.9</b>	<b>0.00</b>	<b>99.50%</b>	<b>0</b>

**Tabla 9.1.2.1.5.2 CAUSA DE SALIDAS FORZADAS DE LÍNEAS (GLOBAL)**

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						
Tormenta eléctrica	2						
Incendio en campos	3						
Animales, plantaciones y otros objetos que afecten la aislación	4						
Error humano	5						
Meteoro	6						
Atentado	7						
Actuación incorrecta de los sistemas de protecciones y comunicaciones	8						
Falla en barras	9						
Actuación de protecciones en zonas de respaldo remoto	10						
Protección de sobretensión, subfrecuencia ó sobrefrecuencia	11						
Sobrecargas	12						
Oscilaciones de Potencia	13						
Actuación correcta de automatismos del SADI	14						
Actuación incorrecta de automatismos del SADI	15						
Desconocidos	16						
Otras	17						
<b>Total</b>							

(\*) Código coincidente con las descripciones del PT 12.

**Tabla 9.1.2.1.5.3 SALIDAS FORZADAS POR LÍNEA**

Codigo Ident.	E.T. Origen	E.T. Destino	Terna	Tens	Long	Forzadas No Autorizadas		Forzadas Autorizadas		Programadas		Indice de Disponib.	Pcorte
Nombre o N°			N°	(kV)	(km)	N° sal	T(h)	N° sal	T(h)	N° sal	T(h)		MW
5RISI1	Rincón	San Isidro	1	500	85	0	0	0	0	1	0.3	100.00%	0.0
5RISG1	Rincón	Salto Grande	1	500	506	0	0	0	0	11	50.64	99.42%	0.0

**Tabla 9.1.2.1.5.4 TIPIFICACIÓN DE FALTAS**

Tensión [kV]	Cantidad de Faltas						Totales
	Permanentes				Transitorias		
	Monofásic a a tierra	Bifásica	Bifásica a tierra	Trifásica	Monofásic a c/ recierre exitoso	Trifásica c/ recierre exitoso	
500	0	0	0	0	4	0	4

**Tabla 9.1.2.1.5.5 EQUIPOS DE COMPENSACIÓN**

Identificación	Cantidad de equipos	Forz No Autorizadas		Forz. Autorizadas		Programadas		Pot. Total [MW]	Indice Disp. (%)
		N°Sal	T[h]	N°Sal	T[h]	N°Sal	T[h]		
Reactores de Línea	Maniob. 1	0	0.0	0	0.0	7	17.5	80	99.80%
	No Maniob. 3	0	0.0	0	0.0	14	4475.7	240	82.97%
	<b>TOTAL : 4</b>	<b>0</b>	<b>0.0</b>	<b>0</b>	<b>0.0</b>	<b>21</b>	<b>4493.2</b>	<b>320</b>	<b>82.90%</b>





## **ANEXO 9**

### **Sub-Sección 1.2.1.6: Año 2022**

LITSA S.A. - AÑO 2022

Tabla 9.1.2.1.6.1 TABLA DE SALIDAS DE LINEAS (GLOBAL)

Tensión [kV]	Long. Total [km]	Forzadas		Forzada Autorizada		Programadas		Tasa de sal. FNA y FA C sal/100km-año	Indice de Disponib. (%)	P. Corte [MW]
		Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)			
500	591,0	3	3,1	0	0,0	4	10,0	0,51	99,96%	320
<b>Total</b>	<b>591,0</b>	<b>3</b>	<b>3,1</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>4</b>	<b>10,0</b>	<b>0,51</b>	<b>99,96%</b>	<b>320</b>

**Tabla 9.1.2.1.6.2 CAUSA DE SALIDAS FORZADAS DE LÍNEAS (GLOBAL)**

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	3	100%	570,6667	100%	320	100%
Tormenta eléctrica	2						
Incendio en campos	3						
Animales, plantaciones y otros objetos que afecten la aislación	4						
Error humano	5						
Meteoro	6						
Atentado	7						
Actuación incorrecta de los sistemas de protecciones y comunicaciones	8						
Falla en barras	9						
Actuación de protecciones en zonas de respaldo remoto	10						
Protección de sobretensión, subfrecuencia ó sobrefrecuencia	11						
Sobrecargas	12						
Oscilaciones de Potencia	13						
Actuación correcta de automatismos del SADI	14						
Actuación incorrecta de automatismos del SADI	15						
Desconocidos	16						
Otras	17						
<b>Total</b>		<b>3</b>	<b>100,00%</b>	<b>570,6667</b>	<b>100,00%</b>	<b>320</b>	<b>100,00%</b>

(\*) Código coincidente con las descripciones del PT 12.

**Tabla 9.1.2.1.6.3 SALIDAS FORZADAS POR LÍNEA**

Codigo Ident.	E.T. Origen	E.T. Destino	Terna	Tens	Long	Forzadas No Autorizadas		Forzadas Autorizadas		Programadas		Indice de Disponib.	Pcorte
Nombre o N°			N°	(kV)	(km)	N° sal	T(h)	N° sal	T(h)	N° sal	T(h)		MW
5RIS11	Rincón	San Isidro	1	500	85	1	0,9	0	0	2	9,33333	99,88%	320,0
5RISG1	Rincón	Salto Grande	1	500	506	2	2,183333	0	0	2	0,70	99,97%	0,0

**Tabla 9.1.2.1.6.4 TIPIFICACIÓN DE FALTAS**

Tensión [kV]	Cantidad de Faltas						Totales
	Permanentes				Transitorias		
	Monofásica a tierra	Bifásica	Bifásica a tierra	Trifásica	Monofásica c/ recierre exitoso	Trifásica c/ recierre exitoso	
500	3	0	0	0	0	0	3

**Tabla 9.1.2.1.6.5 EQUIPOS DE COMPENSACIÓN**

Identificación	Cantidad de equipos	Forz No Autorizadas		Forz. Autorizadas		Programadas		Pot. Total [MW]	Indice Disp. (%)
		N°Sal	T[h]	N°Sal	T[h]	N°Sal	T[h]		
Reactores de Línea	Maniob. 1	2	2,2	0	0,0	2	2,9	80	99,94%
	No Maniob. 4	7	7,4	0	0,0	2	55,8	290	99,76%
	<b>TOTAL : 5</b>	<b>9</b>	<b>9,6</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>4</b>	<b>58,7</b>	<b>370</b>	<b>99,74%</b>



## **ANEXO 9**

### **Sub-Sección 1.2.1.7: Año 2023**



---

LITSA S.A. - AÑO 2023

**Tabla 9.1.2.1.7.1 TABLA DE SALIDAS DE LINEAS (GLOBAL)**

Tensión [kV]	Long. Total [km]	Forzadas		Forzada Autorizada		Programadas		Tasa de sal. FNA y FA	Indice de Disponib. (%)	P. Corte [MW]
		Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	C sal/100km-año		
500	590,5	1	1,1	0	0,0	5	5,6	0,17	99,96%	310
<b>Total</b>	<b>590,5</b>	<b>1</b>	<b>1,1</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>5</b>	<b>5,6</b>	<b>0,17</b>	<b>99,96%</b>	<b>310</b>

**Tabla 9.1.2.1.7.2 CAUSA DE SALIDAS FORZADAS DE LÍNEAS (GLOBAL)**

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	1	100%	581	100%	310	100%
Tormenta eléctrica	2						
Incendio en campos	3						
Animales, plantaciones y otros objetos que afecten la aislación	4						
Error humano	5						
Meteoro	6						
Atentado	7						
Actuación incorrecta de los sistemas de protecciones y comunicaciones	8						
Falla en barras	9						
Actuación de protecciones en zonas de respaldo remoto	10						
Protección de sobretensión, subfrecuencia ó sobrefrecuencia	11						
Sobrecargas	12						
Oscilaciones de Potencia	13						
Actuación correcta de automatismos del SADI	14						
Actuación incorrecta de automatismos del SADI	15						
Desconocidos	16						
Otras	17						
<b>Total</b>		<b>1</b>	<b>100,00%</b>	<b>581</b>	<b>100,00%</b>	<b>310</b>	<b>100,00%</b>

(\*) Código coincidente con las descripciones del PT 12.

**Tabla 9.1.2.1.7.3 SALIDAS FORZADAS Y PROGRAMADAS POR LÍNEA**

Codigo Ident.	E.T. Origen	E.T. Destino	Terna	Tens	Long	Forzadas No Autorizadas		Forzadas Autorizadas		Programadas		Indice de Disponib.	Pcorte
Nombre o N°			N°	(kV)	(km)	N° sal	T(h)	N° sal	T(h)	N° sal	T(h)		MW
5RIS11	Rincón	San Isidro	1	500	84,5	1	1,1	0	0	3	1,53333	99,97%	310,0
5RISG1	Rincón	Salto Grande	1	500	506	0	0	0	0	2	4,05	99,95%	0,0

**Tabla 9.1.2.1.7.4 TIPIFICACIÓN DE FALTAS**

Tensión [kV]	Cantidad de Faltas						Totales
	Permanentes				Transitorias		
	Monofásica a tierra	Bifásica	Bifásica a tierra	Trifásica	Monofásica c/ recierre exitoso	Trifásica c/ recierre exitoso	
500	0	0	0	1	3	0	4

**Tabla 9.1.2.1.7.5 EQUIPOS DE COMPENSACIÓN**

Identificación	Cantidad de equipos	Forz No Autorizadas		Forz. Autorizadas		Programadas		Pot. Total [MW]	Indice Disp. (%)
		N°Sal	T[h]	N°Sal	T[h]	N°Sal	T[h]		
Reactores de Línea	Maniob. 1	0	0,0	0	0,0	3	227,1	80	97,41%
	No Maniob. 4	0	0,0	0	0,0	3	6,1	290	99,98%
	<b>TOTAL : 5</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>6</b>	<b>233,2</b>	<b>370</b>	<b>99,11%</b>

Estación	Cantidad conex.	FNA		Forz. Autoriz.		Programadas		Pot. Cortada [MW]	Indice Disp. (%)
		NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
Salto Grande	1	0	0	0	0	0	0	0	100,00%
Rincón	5	3	92,4	0	0	8	33,76667	0	99,71%
<b>Total</b>	<b>6</b>	<b>3</b>	<b>92.4</b>	<b>0</b>	<b>0.0</b>	<b>8</b>	<b>33.8</b>	<b>0</b>	<b>99.76%</b>

#### Tabla 9.1.2.1.7.7 TRANSFORMADORES

[illegible]

## **ANEXO 9**

### **Sub-Sección 1.2.1.8: Año 2024**

LITSA S.A. - AÑO 2024

Tabla 9.1.2.1.8.1 TABLA DE SALIDAS DE LINEAS (GLOBAL)

Tensión [kV]	Long. Total [km]	Forzadas		Forzada Autorizada		Programadas		Tasa de sal. FNA y FA C sal/100km-año	Indice de Disponib. (%)	P. Corte [MW]
		Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)			
500	590,5	0	0,0	0	0,0	3	5,1	0,00	99,95%	0
<b>Total</b>	<b>590,5</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>3</b>	<b>5,1</b>	<b>0,00</b>	<b>99,95%</b>	<b>0</b>

**Tabla 9.1.2.1.8.2 CAUSA DE SALIDAS FORZADAS DE LÍNEAS (GLOBAL)**

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						
Tormenta eléctrica	2						
Incendio en campos	3						
Animales, plantaciones y otros objetos que afecten la aislación	4						
Error humano	5						
Meteoro	6						
Atentado	7						
Actuación incorrecta de los sistemas de protecciones y comunicaciones	8						
Falla en barras	9						
Actuación de protecciones en zonas de respaldo remoto	10						
Protección de sobretensión, subfrecuencia ó sobrefrecuencia	11						
Sobrecargas	12						
Oscilaciones de Potencia	13						
Actuación correcta de automatismos del SADI	14						
Actuación incorrecta de automatismos del SADI	15						
Desconocidos	16						
Otras	17						
<b>Total</b>							

(\*) Código coincidente con las descripciones del PT 12.



**Tabla 9.1.2.1.8.3 SALIDAS FORZADAS Y PROGRAMADAS POR LÍNEA**

Codigo Ident.	E.T. Origen	E.T. Destino	Terna	Tens	Long	Forzadas No Autorizadas		Forzadas Autorizadas		Programadas		Indice de Disponib.	Pcorte
Nombre o N°			N°	(kV)	(km)	N° sal	T(h)	N° sal	T(h)	N° sal	T(h)		MW
5RIS11	Rincón	San Isidro	1	500	84,5	0	0	0	0	0	0	100,00%	0,0
5RISG1	Rincón	Salto Grande	1	500	506	0	0	0	0	3	5,07	99,94%	0,0

**Tabla 9.1.2.1.8.4 TIPIFICACIÓN DE FALTAS**

Tensión [kV]	Cantidad de Faltas						Totales
	Permanentes				Transitorias		
	Monofásica a tierra	Bifásica	Bifásica a tierra	Trifásica	Monofásica c/ recierre exitoso	Trifásica c/ recierre exitoso	
500	0	0	0	0	0	0	0

**Tabla 9.1.2.1.8.5 EQUIPOS DE COMPENSACIÓN**

Identificación	Cantidad de equipos	Código de equipos	Forz No Autorizadas		Forz. Autorizadas		Programadas		Pot. Total [MW]	Indice Disp. (%)
			NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
Reactores de Línea	Maniob. 1	R22011	0	0,0	0	0,0	4	442,6	80	94,95%
	No Maniob. 4	R1L5SI	0	0,0	0	0,0	0	0,0	50	100,00%
		5RE107	0	0,0	0	0,0	2	198,2	80	97,74%
		5RE207	0	0,0	0	0,0	2	200,1	80	97,72%
		R12011	0	0,0	0	0,0	3	5,1	80	99,98%
	TOTAL : 5		0	0,0	0	0,0	11	846,0	370	96,78%



## **ANEXO 9**

### **Sub-Sección 1.2.2: TIBA S.A.**

## **ANEXO 9**

### **Sub-Sección 1.2.2.1: Año 2017**

TIBA S.A. - AÑO 2017

Tabla 9.1.2.2.1.1 EQUIPOS DE COMPENSACIÓN

Identificación	Cantidad de equipos	Forz. No Autor.		Forz. Autorizadas		Programadas		Pot. Total	Indice Disp.
		NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	[MVar]	
Capacitores Shunt por Banco	Banco 1 de Capacitores de Bahía Blanca (K1BB)	0	0	0	0	2	4698,84	45	46,36%
	Banco 2 de Capacitores de Bahía Blanca (K2BB)	0	0	0	0	2	2352,18	45	73,15%
	<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>4</b>	<b>7051,0</b>	<b>90,0</b>	<b>59,75%</b>

Tabla 9.1.2.2.1.2 PUNTOS DE CONEXIÓN – POR ESTACIÓN

Estación	Cantidad Conex.	Forzadas NA		Forz. Autoriz.		Programadas		Pot. Cortada	Indice Disp.
		NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	[MW]	(%)
Bahía Blanca 500 kV	2	0	0	0	0	0	0	0	100,00%
Bahía Blanca 132 kV	9	0	0	0	0	0	0	0	100,00%
Campana 132 kV	6	0	0	0	0	4	13,19	0	99,97%
Olavarría 132 kV	8	2	52,82	0	0	53	370,8	0	99,40%
<b>Total</b>	<b>25</b>	<b>2</b>	<b>52,8</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>57</b>	<b>384,0</b>	<b>0,0</b>	<b>99,80%</b>

[illegible]

## **ANEXO 9**

### **Sub-Sección 1.2.2.2: Año 2018**

TIBA S.A. - AÑO 2018

Tabla 9.1.2.2.2.1 EQUIPOS DE COMPENSACIÓN

Identificación	Cantidad de equipos	Forz. No Autor.		Forz. Autorizadas		Programadas		Pot. Total [MVar]	Indice Disp.
		NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
Capacitores Shunt por Banco	Banco 1 de Capacitores de Bahía Blanca (K1BB)	0	0	0	0	2	661,75	45	92,45%
	Banco 2 de Capacitores de Bahía Blanca (K2BB)	0	0	0	0	3	704,84	45	91,95%
	<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>5</b>	<b>1366,6</b>	<b>90,0</b>	<b>92,20%</b>

Tabla 9.1.2.2.2.2 PUNTOS DE CONEXIÓN – POR ESTACIÓN

Estación	Cantidad conex.	Forzadas NA		Forz. Autoriz.		Programadas		Pot. Cortada [MW]	Indice Disp. (%)
		NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
Bahía Blanca 500 kV	2	0	0	0	0	0	0	0	100,00%
Bahía Blanca 132 kV	9	0	0	0	0	0	0	0	100,00%
Campana 132 kV	6	0	0	0	0	5	20,88	0	99,96%
Olavarría 132 kV	8	1	6,18	0	0	57	412,28	0	99,40%
<b>Total</b>	<b>25</b>	<b>1</b>	<b>6,2</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>62</b>	<b>433,2</b>	<b>0,0</b>	<b>99,80%</b>





## **ANEXO 9**

### **Sub-Sección 1.2.2.3: Año 2019**

TIBA S.A. - AÑO 2019

Tabla 9.1.2.2.3.1 EQUIPOS DE COMPENSACIÓN

Identificación	Cantidad de equipos	Forz. No Autor.		Forz. Autorizadas		Programadas		Pot. Total [MVar]	Indice Disp.
		NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
Capacitores Shunt por Banco	Banco 1 de Capacitores de Bahía Blanca (K1BB)	1	6,92	0	0	0	0	45	99,92%
	Banco 2 de Capacitores de Bahía Blanca (K2BB)	1	3,83	0	0	0	0	45	99,96%
	<b>Total</b>	<b>2</b>	<b>10,8</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>90,0</b>	<b>99,94%</b>

Tabla 9.1.2.2.3.2 PUNTOS DE CONEXIÓN – POR ESTACIÓN

Estación	Cantidad conex.	Forzadas NA		Forz. Autoriz.		Programadas		Pot. Cortada [MW]	Indice Disp. (%)
		NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
Bahía Blanca 500 kV	2	1	2,47	1	0,13	2	112,85	0	99,34%
Bahía Blanca 132 kV	11	1	0,02	0	0	115	978,85	0	98,98%
Campana 132 kV	7	2	27,5	0	0	13	181,45	13	99,66%
Olavarría 132 kV	8	5	72,75	3	26,75	56	638,57	0	98,95%
<b>Total</b>	<b>28</b>	<b>9</b>	<b>102,7</b>	<b>4</b>	<b>26,88333</b>	<b>186</b>	<b>1911,7</b>	<b>12,5</b>	<b>99,17%</b>

[illegible]

## **ANEXO 9**

### **Sub-Sección 1.2.2.4: Año 2020**

TIBA S.A. - AÑO 2020

**Tabla 9.1.2.2.4.1 EQUIPOS DE COMPENSACIÓN**

Identificación	Cantidad de equipos	Forz. No Autor.		Forz. Autorizadas		Programadas		Pot. Total [MVar]	Indice Disp.
		NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
<b>Capacitores Shunt por Banco</b>	Banco 1 de Capacitores de Bahía Blanca (K1BB)	0	0	1	1.58	2	414.17	45	95.25%
	Banco 2 de Capacitores de Bahía Blanca (K2BB)	0	0	0	0	2	501.03	45	94.28%
	<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>0.0</b>	<b>1</b>	<b>1.6</b>	<b>4</b>	<b>915.2</b>	<b>90.0</b>	<b>94.77%</b>

**Tabla 9.1.2.2.4.2 PUNTOS DE CONEXIÓN – POR ESTACIÓN**

Estación	Cantidad conex.	FNA		Forz. Autoriz.		Programadas		Pot. Cortada [MW]	Indice Disp. (%)
		NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
Bahía Blanca 500 kV	2	0	0.00	0	0.00	0	0.00	0	100.00%
Bahía Blanca 132 kV	11	0	0.00	0	0	0	0.00	0	100.00%
Campana 132 kV	7	1	1.45	0	0	5	37.60	0	99.94%
Olavarría 132 kV	8	2	3.65	0	0	22	165.22	0	99.76%
<b>Total</b>	<b>28</b>	<b>3</b>	<b>5.1</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>27</b>	<b>202.8</b>	<b>0.0</b>	<b>99.92%</b>

[illegible]

## **ANEXO 9**

### **Sub-Sección 1.2.2.5: Año 2021**



TIBA S.A. - AÑO 2021

**Tabla 9.1.2.2.5.1 EQUIPOS DE COMPENSACIÓN**

Identificación	Cantidad de equipos	Forz. No Autor.		Forz. Autorizadas		Programadas		Pot. Total [MVar]	Indice Disp.
		NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
<b>Capacitores Shunt por Banco</b>	Banco 1 de Capacitores de Bahía Blanca (K1BB)	0	0	0	0	2	5.57	45	99.94%
	Banco 2 de Capacitores de Bahía Blanca (K2BB)	0	0	0	0	2	7.58	45	99.91%
	<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>0.0</b>	<b>0</b>	<b>0.0</b>	<b>4</b>	<b>13.1</b>	<b>90.0</b>	<b>99.92%</b>

**Tabla 9.1.2.2.5.2 PUNTOS DE CONEXIÓN – POR ESTACIÓN**

Estación	Cantidad conex.	FNA		Forz. Autoriz.		Programadas		Pot. Cortada [MW]	Indice Disp. (%)
		NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
Bahía Blanca 500 kV	2	1	2.78	0	0.00	2	4.73	0	99.96%
Bahía Blanca 132 kV	11	6	26.67	0	0	39	647.87	0	99.30%
Campana 132 kV	7	4	2.87	0	0	23	214.42	0	99.65%
Olavarría 132 kV	8	4	0.65	0	0	38	293.85	0	99.58%
<b>Total</b>	<b>28</b>	<b>15</b>	<b>33.0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>102</b>	<b>1160.9</b>	<b>0.0</b>	<b>99.51%</b>

[illegible]

## **ANEXO 9**

### **Sub-Sección 1.2.2.6: Año 2022**

TIBA S.A. - AÑO 2022

Tabla 9.1.2.2.6.1 EQUIPOS DE COMPENSACIÓN

Identificación	Cantidad de equipos	Forz. No Autor.		Forz. Autorizadas		Programadas		Pot. Total [MVar]	Indice Disp.
		NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
Capacitores Shunt por Banco	Banco 1 de Capacitores de Bahía Blanca (K1BB)	0	0	0	0	1	7,62	45	99,91%
	Banco 2 de Capacitores de Bahía Blanca (K2BB)	0	0	0	0	0	0,00	45	100,00%
	<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>1</b>	<b>7,6</b>	<b>90,0</b>	<b>99,96%</b>

Tabla 9.1.2.2.6.2 PUNTOS DE CONEXIÓN – POR ESTACIÓN

Estación	Cantidad conex.	FNA		Forz. Autoriz.		Programadas		Pot. Cortada [MW]	Indice Disp. (%)
		NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
Bahía Blanca 500 kV	2	4	12,30	0	0,00	5	82,13	0	99,46%
Bahía Blanca 132 kV	11	3	13,52	0	0	44	428,33	0	99,54%
Campana 132 kV	7	1	1,20	0	0	10	82,15	0	99,86%
Olavarría 132 kV	8	10	23,23333	0	0	31	233,85	0	99,63%
<b>Total</b>	<b>28</b>	<b>18</b>	<b>50,2</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>90</b>	<b>826,5</b>	<b>0,0</b>	<b>99,64%</b>

[illegible]

## **ANEXO 9**

### **Sub-Sección 1.2.2.7: Año 2023**

TIBA S.A. - AÑO 2023

Tabla 9.1.2.2.7.1 EQUIPOS DE COMPENSACIÓN

Identificación	Cantidad de equipos	Forz. No Autor.		Forz. Autorizadas		Programadas		Pot. Total [MVar]	Indice Disp.
		NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
Capacitores Shunt por Banco	Banco 1 de Capacitores de Bahía Blanca (K1BB)	0	0	0	0	0	0,00	45	100,00%
	Banco 2 de Capacitores de Bahía Blanca (K2BB)	0	0	0	0	0	0,00	45	100,00%
	<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>90,0</b>	<b>100,00%</b>

Tabla 9.1.2.2.7.2 PUNTOS DE CONEXIÓN – POR ESTACIÓN

Estación	Cantidad conex.	FNA		Forz. Autoriz.		Programadas		Pot. Cortada [MW]	Indice Disp. (%)
		NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
Bahía Blanca 500 kV	2	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	100,00%
Bahía Blanca 132 kV	11	0	0,00	0	0	0	0,00	0	100,00%
Campana 132 kV	7	0	0,00	0	0	4	37,53	0	99,94%
Olavarría 132 kV	8	4	34,36667	0	0	43	792,55	0	98,82%
<b>Total</b>	<b>28</b>	<b>4</b>	<b>34,4</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>47</b>	<b>830,1</b>	<b>0,0</b>	<b>99,65%</b>

**Tabla 9.1.2.2.7.3 TRANSFORMADORES**

Ident. Transf.	Ubicación	Potencia [MVA]	Tipo Falla	Forzadas NA		Forz. Autoriz.		Programadas		Indice Disp. [%]	Pot. Cortada [MW]
				NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
T1BB	E.T. Bahía Blanca	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,00%	0,0
T1BB	E.T. Bahía Blanca	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,00%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,00%</b>	<b>0,0</b>
T2BB	E.T. Bahía Blanca	300	Propia	1	2,5	0	0,0	0	0,0	99,97%	0,0
T2BB	E.T. Bahía Blanca	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,00%	0,0
	<b>Total</b>			<b>1</b>	<b>2,5</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>99,97%</b>	<b>0,0</b>
T1CA	E.T. Campana	300	Propia	0	0,0	0	0,0	1	54,8	99,37%	0,0
T1CA	E.T. Campana	300	Prot.Alim./Otros	1	4,4	0	0,0	0	0,0	99,95%	0,0
	<b>Total</b>			<b>1</b>	<b>4,4</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>1</b>	<b>54,8</b>	<b>99,32%</b>	<b>0,0</b>
T2CA	E.T. Campana	300	Propia	0	0,0	0	0,0	2	96,7	98,90%	0,0
T2CA	E.T. Campana	300	Prot.Alim./Otros	1	3,9	0	0,0	0	0,0	99,96%	0,0
	<b>Total</b>			<b>1</b>	<b>3,9</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>2</b>	<b>96,7</b>	<b>98,85%</b>	<b>0,0</b>
T1OL	E.T. Olavarría	300	Propia	0	0,0	0	0,0	2	2498,2	71,48%	0,0
T1OL	E.T. Olavarría	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,00%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>2</b>	<b>2498,2</b>	<b>71,48%</b>	<b>0,0</b>
T2OL	E.T. Olavarría	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,00%	0,0
T2OL	E.T. Olavarría	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,00%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,00%</b>	<b>0,0</b>



## **ANEXO 9**

### **Sub-Sección 1.2.2.8: Año 2024**

TIBA S.A. - AÑO 2024

Tabla 9.1.2.2.8.1 EQUIPOS DE COMPENSACIÓN

Identificación	Cantidad de equipos	Forz. No Autor.		Forz. Autorizadas		Programadas		Pot. Total [MVar]	Indice Disp.
		NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
Capacitores Shunt por Banco	Banco 1 de Capacitores de Bahía Blanca (K1BB)	0	0	0	0	0	0,00	45	100,00%
	Banco 2 de Capacitores de Bahía Blanca (K2BB)	0	0	0	0	0	0,00	45	100,00%
	<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>90,0</b>	<b>100,00%</b>

Tabla 9.1.2.2.8.2 PUNTOS DE CONEXIÓN – POR ESTACIÓN

Estación	Cantidad conex.	FNA		Forz. Autoriz.		Programadas		Pot. Cortada [MW]	Indice Disp. (%)
		NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
Bahía Blanca 500 kV	2	1	3,0	0	0,0	4	84,1	0	99,50%
Bahía Blanca 132 kV	11	3	21,9	0	0,0	39	306,6	0	99,66%
Campana 132 kV	7	1	12,3	0	0,0	16	117,1	0	99,79%
Olavarría 132 kV	8	3	5,8	0	0,0	8	37,7	49	99,94%
<b>Total</b>	<b>28</b>	<b>8</b>	<b>43,1</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>67</b>	<b>545,6</b>	<b>48,8</b>	<b>99,76%</b>

**Tabla 9.1.2.2.8.3 TRANSFORMADORES**

Ident. Transf.	Ubicación	Potencia [MVA]	Tipo Falla	Forzadas NA		Forz. Autoriz.		Programadas		Indice Disp. [%]	Pot. Cortada [MW]
				NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
T1BB	E.T. Bahía Blanca	300	Propia	0	0,0	0	0,0	2	14,1	99,84%	0,0
T1BB	E.T. Bahía Blanca	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,00%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>2</b>	<b>14,1</b>	<b>99,84%</b>	<b>0,0</b>
T2BB	E.T. Bahía Blanca	300	Propia	0	0,0	1	1,2	0	0,0	99,99%	0,0
T2BB	E.T. Bahía Blanca	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,00%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>1</b>	<b>1,2</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>99,99%</b>	<b>0,0</b>
T1CA	E.T. Campana	300	Propia	0	0,0	0	0,0	3	72,6	99,17%	0,0
T1CA	E.T. Campana	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,00%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>3</b>	<b>72,6</b>	<b>99,17%</b>	<b>0,0</b>
T2CA	E.T. Campana	300	Propia	0	0,0	0	0,0	1	58,6	99,33%	0,0
T2CA	E.T. Campana	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,00%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>1</b>	<b>58,6</b>	<b>99,33%</b>	<b>0,0</b>
T1OL	E.T. Olavarría	300	Propia	0	0,0	0	0,0	1	25,6	99,71%	0,0
T1OL	E.T. Olavarría	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,00%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>1</b>	<b>25,6</b>	<b>99,71%</b>	<b>0,0</b>
T2OL	E.T. Olavarría	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,00%	0,0
T2OL	E.T. Olavarría	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,00%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,00%</b>	<b>0,0</b>

## **ANEXO 9**

### **Sub-Sección 1.2.3: YACYLEC S.A.**

## **ANEXO 9**

### **Sub-Sección 1.2.3.1 Año 2017**

---

**YACYLEC - AÑO 2017**

**Tabla 9.1.2.3.1.1 TABLA DE SALIDAS DE LINEAS (GLOBAL)**

Tensión [kV]	Long. Total [km]	Forzadas		Forzada Autorizada		Programadas		Tasa de sal. FNA y FA	Indice de Disponib.	P. Corte [MW]
		Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	C sal/100km-año	(%)	
500	277,8	1	1,8	0	0,0	35	70,7	0,36	99,78%	0
<b>Total</b>	<b>277,8</b>	<b>1</b>	<b>1,8</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>35</b>	<b>70,7</b>	<b>0,36</b>	<b>99,78%</b>	<b>0,0</b>

**Tabla 9.1.2.3.1.2 CAUSA DE SALIDAS FORZADAS DE LÍNEAS (GLOBAL)**

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	1	100%				
Tormenta eléctrica	2						
Incendio en campos	3						
Animales, plantaciones y otros objetos que afecten la aislación	4						
Error humano	5						
Meteoro	6						
Atentado	7						
Actuación incorrecta de los sistemas de protecciones y comunicaciones	8						
Falla en barras	9						
Actuación de protecciones en zonas de respaldo remoto	10						
Protección de sobretensión, subfrecuencia ó sobrefrecuencia	11						
Sobrecargas	12						
Oscilaciones de Potencia	13						
Actuación correcta de automatismos del SADI	14						
Actuación incorrecta de automatismos del SADI	15						
Desconocidos	16						
Otras	17						
<b>Total</b>		<b>1</b>	<b>100,00%</b>				

(\*) Código coincidente con las descripciones del PT 12.

**Tabla 9.1.2.3.1.3 SALIDAS FORZADAS POR LÍNEA**

Codigo Ident.	E.T. Origen	E.T. Destino	Terna Nº	Tens (kV)	Long (km)	Forzadas no Autorizadas		Forzadas autorizadas		Programadas		Indice de Disponib. [%]	Pcorte [MW]
						Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)		
5PTRI1	Paso de la Patria	Rincón	1	500	227	1	1,75	0	0	21	18,46	99,77%	0,0
5PTRS1	Paso de la Patria	Resistencia	1	500	40	0	0	0	0	9	19,02	99,78%	0,0
5RIYA1	Rincón	Yacyretá 1	1	500	3,6	0	0	0	0	2	16,27	99,81%	0,0
5RIYA2	Rincón	Yacyretá 2	2	500	3,6	0	0	0	0	1	6,43	99,93%	0,0
5RIYA3	Rincón	Yacyretá 3	3	500	3,6	0	0	0	0	2	10,55	99,88%	0,0

**Tabla 9.1.2.3.1.4 TIPIFICACIÓN DE FALTAS**

Tensión [kV]	Cantidad de Faltas						Totales
	Permanentes				Transitorias		
	Monofásica a tierra	Bifásica	Bifásica a tierra	Trifásica	Monofásica c/ recierre exitoso	Trifásica c/ recierre exitoso	
500	1	0	0	0	3	0	4



**Tabla 9.1.2.3.1.5 EQUIPOS DE COMPENSACIÓN**

Identificación	Cantidad de equipos	Forz. No Autorizadas		Forz. Autorizadas		Programadas		Pot. Total	Indice Disp.
		NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	[MW]	(%)
Reactores de Barra	2	1	2,5	0	0,0	20	392,8	160	99,81%

Identificación	Cantidad de equipos	Forz No Autorizadas		Forz. Autorizadas		Programadas		Pot. Total	Indice Disp.
		NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	[MW]	(%)
Reactores de Línea	Maniob, 1	0	0,0	0	0,0	0	0,0	160	100,00%
	No Maniob, 1	0	0,0	0	0,0	0	0,0	160	100,00%
	<b>TOTAL : 2</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>320</b>	<b>100,00%</b>

## **ANEXO 9**

### **Sub-Sección 1.2.3.2: Año 2018**

---

**YACYLEC - AÑO 2018**

**Tabla 9.1.2.3.2.1 TABLA DE SALIDAS DE LINEAS (GLOBAL)**

Tensión [kV]	Long. Total [km]	Forzadas		Forzada Autorizada		Programadas		Tasa de sal. FNA y FA	Indice de Disponib.	P. Corte [MW]
		Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	C sal/100km-año	(%)	
500	277,8	1	1,1	0	0,0	30	1989,2	0,36	99,92%	98
<b>Total</b>	<b>277,8</b>	<b>1</b>	<b>1,1</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>30</b>	<b>1989,2</b>	<b>0,36</b>	<b>99,92%</b>	<b>98,0</b>

**Tabla 9.1.2.3.2.2 CAUSA DE SALIDAS FORZADAS DE LÍNEAS (GLOBAL)**

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	1	100%	8,16	100%	98	
Tormenta eléctrica	2						
Incendio en campos	3						
Animales, plantaciones y otros objetos que afecten la aislación	4						
Error humano	5						
Meteoro	6						
Atentado	7						
Actuación incorrecta de los sistemas de protecciones y comunicaciones	8						
Falla en barras	9						
Actuación de protecciones en zonas de respaldo remoto	10						
Protección de sobretensión, subfrecuencia ó sobrefrecuencia	11						
Sobrecargas	12						
Oscilaciones de Potencia	13						
Actuación correcta de automatismos del SADI	14						
Actuación incorrecta de automatismos del SADI	15						
Desconocidos	16						
Otras	17						
<b>Total</b>		<b>1</b>	<b>100,00%</b>	<b>8,16</b>	<b>100,00%</b>		

(\*) Código coincidente con las descripciones del PT 12.

**Tabla 9.1.2.3.2.3 SALIDAS FORZADAS POR LÍNEA**

Codigo Ident.	E.T. Origen	E.T. Destino	Terna Nº	Tens (kV)	Long (km)	Forzadas no Autorizadas		Forzadas Autorizadas		Programadas		Indice de Disponib. [%]	Pcorte [MW]
						Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)		
5PTRI1	Paso de la Patria	Rincón	1	500	227	1	1,12	0	0	15	7,1	99,91%	98,0
5PTRS1	Paso de la Patria	Resistencia	1	500	40	0	0	0	0	0	0	100,00%	0,0
5RIYA1	Rincón	Yacyretá 1	1	500	3,6	0	0	0	0	12	694,56	92,07%	0,0
5RIYA2	Rincón	Yacyretá 2	2	500	3,6	0	0	0	0	3	1287,58	85,30%	0,0
5RIYA3	Rincón	Yacyretá 3	3	500	3,6	0	0	0	0	0	0	100,00%	0,0

**Tabla 9.1.2.3.2.4 TIPIFICACIÓN DE FALTAS**

Tensión [kV]	Cantidad de Faltas						Totales
	Permanentes				Transitorias		
	Monofásica a tierra	Bifásica	Bifásica a tierra	Trifásica	Monofásica c/ recierre exitoso	Trifásica c/ recierre exitoso	
500	1	0	0	0	0	0	1

**Tabla 9.1.2.3.2.5 EQUIPOS DE COMPENSACIÓN**

Identificación	Cantidad de equipos	Forz. No Autorizadas		Forz. Autorizadas		Programadas		Pot. Total [MW]	Indice Disp. (%)
		NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
Reactores de Barra	2	0	0,0	0	0,0	12	403,5	160	99,81%

Identificación	Cantidad de equipos	Forz No Autorizadas		Forz. Autorizadas		Programadas		Pot. Total [MW]	Indice Disp. (%)
		NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
Reactores de Línea	Maniob. 1	0	0,0	0	0,0	0	0,0	160	100,00%
	No Maniob. 1	0	0,0	0	0,0	0	0,0	160	100,00%
	<b>TOTAL : 2</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>320</b>	<b>100,00%</b>

## **ANEXO 9**

### **Sub-Sección 1.2.3.3: Año 2019**

---

**YACYLEC - AÑO 2019**

**Tabla 9.1.2.3.3.1 TABLA DE SALIDAS DE LINEAS (GLOBAL)**

Tensión [kV]	Long. Total [km]	Forzadas		Forzada Autorizada		Programadas		Tasa de sal. FNA y FA	Indice de Disponib.	P. Corte [MW]
		Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	C sal/100km-año	(%)	
500	277,8	2	1,3	0	0,0	21	164,7	0,72	99,09%	8
<b>Total</b>	<b>277,8</b>	<b>2</b>	<b>1,3</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>21</b>	<b>164,7</b>	<b>0,72</b>	<b>99,09%</b>	<b>8,0</b>



**Tabla 9.1.2.3.3.2 CAUSA DE SALIDAS FORZADAS DE LÍNEAS (GLOBAL)**

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						
Tormenta eléctrica	2						
Incendio en campos	3						
Animales, plantaciones y otros objetos que afecten la aislación	4						
Error humano	5						
Meteoro	6						
Atentado	7						
Actuación incorrecta de los sistemas de protecciones y comunicaciones	8						
Falla en barras	9						
Actuación de protecciones en zonas de respaldo remoto	10						
Protección de sobretensión, subfrecuencia ó sobrefrecuencia	11						
Sobrecargas	12						
Oscilaciones de Potencia	13						
Actuación correcta de automatismos del SADI	14						
Actuación incorrecta de automatismos del SADI	15						
Desconocidos	16						
Otras	17	2	100%	2	100%	8	
<b>Total</b>		<b>2</b>	<b>100,00%</b>	<b>2</b>	<b>100,00%</b>		

(\*) Código coincidente con las descripciones del PT 12.

**Tabla 9.1.2.3.3.3 SALIDAS FORZADAS POR LÍNEA**

Codigo Ident.	E.T. Origen	E.T. Destino	Terna Nº	Tens (kV)	Long (km)	Forzadas no Autorizadas		Forzadas Autorizadas		Programadas		Indice de Disponib. [%]	Pcorte [MW]
						Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)		
5PTRI1	Paso de la Patria	Rincón	1	500	227	1	0,6	0	0	12	86,75	99,00%	8,0
5PTRS1	Paso de la Patria	Resistencia	1	500	40	1	0,65	0	0	5	57,04	99,34%	0,0
5RIYA1	Rincón	Yacyretá 1	1	500	3,6	0	0	0	0	0	0	100,00%	0,0
5RIYA2	Rincón	Yacyretá 2	2	500	3,6	0	0	0	0	0	0	100,00%	0,0
5RIYA3	Rincón	Yacyretá 3	3	500	3,6	0	0	0	0	4	20,91	99,76%	0,0

**Tabla 9.1.2.3.3.4 TIPIFICACIÓN DE FALTAS**

Tensión [kV]	Cantidad de Faltas						Totales
	Permanentes				Transitorias		
	Monofásica a tierra	Bifásica	Bifásica a tierra	Trifásica	Monofásica c/ recierre exitoso	Trifásica c/ recierre exitoso	
500	0	0	0	2	0	0	2

**Tabla 9.1.2.3.3.5 EQUIPOS DE COMPENSACIÓN**

Identificación	Cantidad de equipos	Forz. No Autorizadas		Forz. Autorizadas		Programadas		Pot. Total [MW]	Indice Disp. (%)
		NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
Reactores de Barra	2	0	0,0	0	0,0	5	37,0	160	99,98%

Identificación	Cantidad de equipos	Forz No Autorizadas		Forz. Autorizadas		Programadas		Pot. Total [MW]	Indice Disp. (%)
		NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
Reactores de Línea	Maniob. 1	0	0,0	0	0,0	0	0,0	160	100,00%
	No Maniob. 1	0	0,0	0	0,0	0	0,0	160	100,00%
	<b>TOTAL : 2</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>320</b>	<b>100,00%</b>

## **ANEXO 9**

### **Sub-Sección 1.2.3.4: Año 2020**

---

**YACYLEC - AÑO 2020****Tabla 9.1.2.3.4.1 TABLA DE SALIDAS DE LINEAS (GLOBAL)**

Tensión [kV]	Long. Total [km]	Forzadas		Forzada Autorizada		Programadas		Tasa de sal. FNA y FA	Indice de Disponib.	P. Corte [MW]
		Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	C sal/100km- año	(%)	
500	282.7	1	0.2	0	0.0	24	162.3	0.35	98.82%	0
<b>Total</b>	<b>282.7</b>	<b>1</b>	<b>0.2</b>	<b>0</b>	<b>0.0</b>	<b>24</b>	<b>162.3</b>	<b>0.35</b>	<b>98.82%</b>	<b>0.0</b>

**Tabla 9.1.2.3.4.2 CAUSA DE SALIDAS FORZADAS DE LÍNEAS (GLOBAL)**

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	1	100%				
Tormenta eléctrica	2						
Incendio en campos	3						
Animales, plantaciones y otros objetos que afecten la aislación	4						
Error humano	5						
Meteoro	6						
Atentado	7						
Actuación incorrecta de los sistemas de protecciones y comunicaciones	8						
Falla en barras	9						
Actuación de protecciones en zonas de respaldo remoto	10						
Protección de sobretensión, subfrecuencia ó sobrefrecuencia	11						
Sobrecargas	12						
Oscilaciones de Potencia	13						
Actuación correcta de automatismos del SADI	14						
Actuación incorrecta de automatismos del SADI	15						
Desconocidos	16						
Otras	17						
<b>Total</b>		<b>1</b>	<b>100.00%</b>				

(\*) Código coincidente con las descripciones del PT 12.

**Tabla 9.1.2.3.4.3 SALIDAS FORZADAS POR LÍNEA**

Codigo Ident.	E.T. Origen	E.T. Destino	Terna	Tens	Long	Forzadas no Autorizadas		Forzadas Autorizadas		Programadas		Indice de Disponib. [%]	Pcorte [MW]
						Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)		
5PTRI1	Paso de la Patria	Rincón	1	500	227	1	0.16	0	0	18	120.68	98.62%	0.0
5PTRS1	Paso de la Patria	Resistencia	1	500	44.9	0	0	0	0	6	41.62	99.52%	0.0
5RIYA1	Rincón	Yacyretá 1	1	500	3.6	0	0	0	0	0	0	100.00%	0.0
5RIYA2	Rincón	Yacyretá 2	2	500	3.6	0	0	0	0	0	0	100.00%	0.0
5RIYA3	Rincón	Yacyretá 3	3	500	3.6	0	0	0	0	0	0	100.00%	0.0

**Tabla 9.1.2.3.4.4 TIPIFICACIÓN DE FALTAS**

Tensión [kV]	Cantidad de Faltas						Totales
	Permanentes				Transitorias		
	Monofásic a a tierra	Bifásica	Bifásica a tierra	Trifásica	Monofásic a c/ recierre exitoso	Trifásica c/ recierre exitoso	
500	1	0	0	0	0	0	1

**Tabla 9.1.2.3.4.5 EQUIPOS DE COMPENSACIÓN**

Identificación	Cantidad de equipos	Forz. No Autorizadas		Forz. Autorizadas		Programadas		Pot. Total [MW]	Indice Disp. (%)
		N°Sal	T[h]	N°Sal	T[h]	N°Sal	T[h]		
<b>Reactores de Barra</b>	2	0	0.0	0	0.0	8	-32.8	160	100.02%

Identificación	Cantidad de equipos	Forz No Autorizadas		Forz. Autorizadas		Programadas		Pot. Total [MW]	Indice Disp. (%)
		N°Sal	T[h]	N°Sal	T[h]	N°Sal	T[h]		
<b>Reactores de Línea</b>	Maniob. 1	0	0.0	0	0.0	0	0.0	160	100.00%
	No Maniob. 1	0	0.0	0	0.0	3	32.6	160	99.81%
	<b>TOTAL : 2</b>	<b>0</b>	<b>0.0</b>	<b>0</b>	<b>0.0</b>	<b>3</b>	<b>32.6</b>	<b>320</b>	<b>99.81%</b>



## **ANEXO 9**

### **Sub-Sección 1.2.3.5: Año 2021**

YACYLEC - AÑO 2021

Tabla 9.1.2.3.5.1 TABLA DE SALIDAS DE LINEAS (GLOBAL)

Tensión [kV]	Long. Total [km]	Forzadas		Forzada Autorizada		Programadas		Tasa de sal. FNA y FA	Indice de Disponib.	P. Corte [MW]
		Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	C sal/100km- año	(%)	
500	282.7	0	0.0	0	0.0	5	21.1	0.00	99.93%	0
<b>Total</b>	<b>282.7</b>	<b>0</b>	<b>0.0</b>	<b>0</b>	<b>0.0</b>	<b>5</b>	<b>21.1</b>	<b>0.00</b>	<b>99.93%</b>	<b>0.0</b>

**Tabla 9.1.2.3.5.2 CAUSA DE SALIDAS FORZADAS DE LÍNEAS (GLOBAL)**

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						
Tormenta eléctrica	2						
Incendio en campos	3						
Animales, plantaciones y otros objetos que afecten la aislación	4						
Error humano	5						
Meteoro	6						
Atentado	7						
Actuación incorrecta de los sistemas de protecciones y comunicaciones	8						
Falla en barras	9						
Actuación de protecciones en zonas de respaldo remoto	10						
Protección de sobretensión, subfrecuencia ó sobrefrecuencia	11						
Sobrecargas	12						
Oscilaciones de Potencia	13						
Actuación correcta de automatismos del SADI	14						
Actuación incorrecta de automatismos del SADI	15						
Desconocidos	16						
Otras	17						
<b>Total</b>							

(\*) Código coincidente con las descripciones del PT 12.

**Tabla 9.1.2.3.5.3 SALIDAS FORZADAS POR LÍNEA**

Codigo Ident.	E.T. Origen	E.T. Destino	Terna Nº	Tens (kV)	Long (km)	Forzadas no Autorizadas		Forzadas Autorizadas		Programadas		Indice de Disponib. [%]	Pcorte [MW]
						Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)		
5PTRI1	Paso de la Patria	Rincón	1	500	227	0	0	0	0	3	8.1	99.91%	0.0
5PTRS1	Paso de la Patria	Resistencia	1	500	44.9	0	0	0	0	0	0	100.00%	0.0
5RIYA1	Rincón	Yacyretá 1	1	500	3.6	0	0	0	0	0	0	100.00%	0.0
5RIYA2	Rincón	Yacyretá 2	2	500	3.6	0	0	0	0	0	0	100.00%	0.0
5RIYA3	Rincón	Yacyretá 3	3	500	3.6	0	0	0	0	2	13.05	99.85%	0.0

**Tabla 9.1.2.3.5.4 TIPIFICACIÓN DE FALTAS**

Tensión [kV]	Cantidad de Faltas						Totales
	Permanentes				Transitorias		
	Monofásica a tierra	Bifásica	Bifásica a tierra	Trifásica	Monofásica c/ recierre exitoso	Trifásica c/ recierre exitoso	
500	0	0	0	0	0	0	0

**Tabla 9.1.2.3.5.5 EQUIPOS DE COMPENSACIÓN**

Identificación	Cantidad de equipos	Forz. No Autorizadas		Forz. Autorizadas		Programadas		Pot. Total [MW]	Indice Disp. (%)
		NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
Reactores de Barra	2	0	0.0	0	0.0	2	8558.1	160	95.95%

Identificación	Cantidad de equipos	Forz No Autorizadas		Forz. Autorizadas		Programadas		Pot. Total [MW]	Indice Disp. (%)
		NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
Reactores de Línea	Maniob. 1	1	27.2	0	0.0	8	59.1	80	99.51%
	No Maniob. 1	0	0.0	0	0.0	1	159.9	80	99.09%
	<b>TOTAL : 2</b>	<b>1</b>	<b>27.2</b>	<b>0</b>	<b>0.0</b>	<b>9</b>	<b>219.0</b>	<b>160</b>	<b>98.59%</b>

## **ANEXO 9**

### **Sub-Sección 1.2.3.6: Año 2022**

---

**YACYLEC - AÑO 2022**

**Tabla 9.1.2.3.6.1 TABLA DE SALIDAS DE LINEAS (GLOBAL)**

Tensión [kV]	Long. Total [km]	Forzadas		Forzada Autorizada		Programadas		Tasa de sal. FNA y FA	Indice de Disponib.	P. Corte [MW]
		Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	C sal/100km- año	(%)	
500	282,7	1	1,0	0	0,0	18	321,3	0,35	99,53%	730
<b>Total</b>	<b>282,7</b>	<b>1</b>	<b>1,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>18</b>	<b>321,3</b>	<b>0,35</b>	<b>99,53%</b>	<b>730,0</b>

**Tabla 9.1.2.3.6.2 CAUSA DE SALIDAS FORZADAS DE LÍNEAS (GLOBAL)**

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	1	100%				
Tormenta eléctrica	2						
Incendio en campos	3						
Animales, plantaciones y otros objetos que afecten la aislación	4						
Error humano	5						
Meteoro	6						
Atentado	7						
Actuación incorrecta de los sistemas de protecciones y comunicaciones	8						
Falla en barras	9						
Actuación de protecciones en zonas de respaldo remoto	10						
Protección de sobretensión, subfrecuencia ó sobrefrecuencia	11						
Sobrecargas	12						
Oscilaciones de Potencia	13						
Actuación correcta de automatismos del SADI	14						
Actuación incorrecta de automatismos del SADI	15						
Desconocidos	16						
Otras	17						
<b>Total</b>		<b>1</b>	<b>100,00%</b>				

(\*) Código coincidente con las descripciones del PT 12.



**Tabla 9.1.2.3.6.3 SALIDAS FORZADAS POR LÍNEA**

Codigo Ident.	E.T. Origen	E.T. Destino	Terna Nº	Tens (kV)	Long (km)	Forzadas no Autorizadas		Forzadas Autorizadas		Programadas		Indice de Disponib. [%]	Pcorte [MW]
						Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)		
5PTRI1	Paso de la Patria	Rincón	1	500	227	0	0	0	0	6	37,58333	99,57%	730,0
5PTRS1	Paso de la Patria	Resistencia	1	500	44,9	0	0	0	0	6	70,11667	99,20%	0,0
5RIYA1	Rincón	Yacyretá 1	1	500	3,6	0	0	0	0	3	194,6167	97,78%	0,0
5RIYA2	Rincón	Yacyretá 2	2	500	3,6	0	0	0	0	0	0	100,00%	0,0
5RIYA3	Rincón	Yacyretá 3	3	500	3,6	1	0,966667	0	0	3	18,96667	99,77%	0,0

**Tabla 9.1.2.3.6.4 TIPIFICACIÓN DE FALTAS**

Tensión [kV]	Cantidad de Faltas						Totales
	Permanentes				Transitorias		
	Monofásica a tierra	Bifásica	Bifásica a tierra	Trifásica	Monofásica c/ recierre exitoso	Trifásica c/ recierre exitoso	
500	0	0	0	1	0	0	1

**Tabla 9.1.2.3.6.5 EQUIPOS DE COMPENSACIÓN**

Identificación	Cantidad de equipos	Forz. No Autorizadas		Forz. Autorizadas		Programadas		Pot. Total [MW]	Indice Disp. (%)
		NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
<b>Reactores de Barra</b>	2	0	0,0	0	0,0	3	80,9	160	99,96%

Identificación	Cantidad de equipos	Forz No Autorizadas		Forz. Autorizadas		Programadas		Pot. Total [MW]	Indice Disp. (%)
		NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
<b>Reactores de Línea</b>	Maniob. 1	0	0,0	0	0,0	2	3890,4	80	77,79%
	No Maniob. 2	0	0,0	0	0,0	6	673,0	80	96,16%
	<b>TOTAL : 3</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>8</b>	<b>4563,4</b>	<b>160</b>	<b>73,95%</b>

## **ANEXO 9**

### **Sub-Sección 1.2.3.7: Año 2023**

---

**YACYLEC - AÑO 2023****Tabla 9.1.2.3.7.1 TABLA DE SALIDAS DE LINEAS (GLOBAL)**

Tensión [kV]	Long. Total [km]	Forzadas		Forzada Autorizada		Programadas		Tasa de sal. FNA y FA	Indice de Disponib.	P. Corte [MW]
		Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	C sal/100km- año	(%)	
500	277,8	1	0,5	1	19,6	3	28,1	0,72	99,61%	0
<b>Total</b>	<b>277,8</b>	<b>1</b>	<b>0,5</b>	<b>1</b>	<b>19,6</b>	<b>3</b>	<b>28,1</b>	<b>0,72</b>	<b>99,61%</b>	<b>0,0</b>

**Tabla 9.1.2.3.7.2 CAUSA DE SALIDAS FORZADAS DE LÍNEAS (GLOBAL)**

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	1	100%				
Tormenta eléctrica	2						
Incendio en campos	3						
Animales, plantaciones y otros objetos que afecten la aislación	4						
Error humano	5						
Meteoro	6						
Atentado	7						
Actuación incorrecta de los sistemas de protecciones y comunicaciones	8						
Falla en barras	9						
Actuación de protecciones en zonas de respaldo remoto	10						
Protección de sobretensión, subfrecuencia ó sobrefrecuencia	11						
Sobrecargas	12						
Oscilaciones de Potencia	13						
Actuación correcta de automatismos del SADI	14						
Actuación incorrecta de automatismos del SADI	15						
Desconocidos	16						
Otras	17						
<b>Total</b>		<b>1</b>	<b>100,00%</b>				

(\*) Código coincidente con las descripciones del PT 12.

**Tabla 9.1.2.3.7.3 SALIDAS FORZADAS POR LÍNEA**

Codigo Ident.	E.T. Origen	E.T. Destino	Terna Nº	Tens (kV)	Long (km)	Forzadas no Autorizadas		Forzadas Autorizadas		Programadas		Indice de Disponib. [%]	Pcorte [MW]
						Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)		
5PTRI1	Paso de la Patria	Rincón	1	500	227	1	0,5	1	19,58333	2	20,3	99,54%	0,0
5PTRS1	Paso de la Patria	Resistencia	1	500	40	0	0	0	0	1	7,8	99,91%	0,0
5RIYA1	Rincón	Yacyretá 1	1	500	3,6	0	0	0	0	0	0	100,00%	0,0
5RIYA2	Rincón	Yacyretá 2	2	500	3,6	0	0	0	0	0	0	100,00%	0,0
5RIYA3	Rincón	Yacyretá 3	3	500	3,6	0	0	0	0	0	0	100,00%	0,0

**Tabla 9.1.2.3.7.4 TIPIFICACIÓN DE FALTAS**

Tensión [kV]	Cantidad de Faltas						Totales
	Permanentes				Transitorias		
	Monofásica a tierra	Bifásica	Bifásica a tierra	Trifásica	Monofásica c/ recierre exitoso	Trifásica c/ recierre exitoso	
500	1	0	0	0	2	0	3

**Tabla 9.1.2.3.7.5 EQUIPOS DE COMPENSACIÓN**

Identificación	Cantidad de equipos	Forz. No Autorizadas		Forz. Autorizadas		Programadas		Pot. Total [MW]	Indice Disp. (%)
		NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
<b>Reactores de Barra</b>	2	0	0,0	0	0,0	0	0,0	160	100,00%

Identificación	Cantidad de equipos	Forz No Autorizadas		Forz. Autorizadas		Programadas		Pot. Total [MW]	Indice Disp. (%)
		NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
<b>Reactores de Línea</b>	Maniob. 1	0	0,0	0	0,0	0	0,0	160	100,00%
	No Maniob. 2	3	69,2	0	0,0	3	39,9	80	99,38%
	<b>TOTAL : 3</b>	<b>3</b>	<b>69,2</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>3</b>	<b>39,9</b>	<b>240</b>	<b>99,38%</b>

## **ANEXO 9**

### **Sub-Sección 1.2.3.8: Año 2024**



YACYLEC - AÑO 2024

Tabla 9.1.2.3.8.1 TABLA DE SALIDAS DE LINEAS (GLOBAL)

Tensión [kV]	Long. Total [km]	Forzadas		Forzada Autorizada		Programadas		Tasa de sal. FNA y FA	Indice de Disponib.	P. Corte [MW]
		Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	C sal/100km- año	(%)	
500	277,8	5	1009,4	0	0,0	12	452,8	1,80	94,05%	148
<b>Total</b>	<b>277,8</b>	<b>5</b>	<b>1009,4</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>12</b>	<b>452,8</b>	<b>1,80</b>	<b>94,05%</b>	<b>148,0</b>

**Tabla 9.1.2.3.8.2 CAUSA DE SALIDAS FORZADAS DE LÍNEAS (GLOBAL)**

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	1	20%				
Tormenta eléctrica	2	1	20%				
Incendio en campos	3						
Animales, plantaciones y otros objetos que afecten la aislación	4						
Error humano	5						
Meteoro	6						
Atentado	7						
Actuación incorrecta de los sistemas de protecciones y comunicaciones	8	1	20%				
Falla en barras	9						
Actuación de protecciones en zonas de respaldo remoto	10						
Protección de sobretensión, subfrecuencia ó sobrefrecuencia	11						
Sobrecargas	12						
Oscilaciones de Potencia	13						
Actuación correcta de automatismos del SADI	14						
Actuación incorrecta de automatismos del SADI	15						
Desconocidos	16						
Otras	17	2	40%	113,4	100%	148	
<b>Total</b>		<b>5</b>	<b>100,00%</b>	<b>113,4</b>	<b>100,00%</b>		

(\*) Código coincidente con las descripciones del PT 12.

**Tabla 9.1.2.3.8.3 SALIDAS FORZADAS POR LÍNEA**

Codigo Ident.	E.T. Origen	E.T. Destino	Terna Nº	Tens (kV)	Long (km)	Forzadas no Autorizadas		Forzadas Autorizadas		Programadas		Indice de Disponib. [%]	Pcorte [MW]
						Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)		
5PTRI1	Paso de la Patria	Rincón	1	500	227	3	536,9667	0	0	10	100,7667	92,72%	148,0
5PTRS1	Paso de la Patria	Resistencia	1	500	40	0	0	0	0	0	0	100,00%	0,0
5RIYA1	Rincón	Yacyretá 1	1	500	3,6	1	0,3	0	0	1	6,666667	99,92%	0,0
5RIYA2	Rincón	Yacyretá 2	2	500	3,6	0	0	0	0	0	0	100,00%	0,0
5RIYA3	Rincón	Yacyretá 3	3	500	3,6	1	472,1167	0	0	1	345,4	90,67%	0,0

**Tabla 9.1.2.3.8.4 TIPIFICACIÓN DE FALTAS**

Tensión [kV]	Cantidad de Faltas						Totales
	Permanentes				Transitorias		
	Monofásica a tierra	Bifásica	Bifásica a tierra	Trifásica	Monofásica c/ recierre exitoso	Trifásica c/ recierre exitoso	
500	1	0	0	4	0	0	5

**Tabla 9.1.2.3.8.5 EQUIPOS DE COMPENSACIÓN**

Identificación	Cantidad de equipos	Cantidad de equipos	Forz. No Autorizadas		Forz. Autorizadas		Programadas		Pot. Total [MW]	Indice Disp. (%)
			NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
Reactores de Barra	2	R1B5RI	0	0,0	0	0,0	0	0,0	80	100,00%
		R5B5RS	0	0,0	0	0,0	0	0,0	80	100,00%
			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>160</b>	

Identificación	Cantidad de equipos	Código de Equipo	Forz No Autorizadas		Forz. Autorizadas		Programadas		Pot. Total [MW]	Indice Disp. (%)
			NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
Reactores de Línea	Maniob. 1	R6L5RS	0	0,0	0	0,0	5	24,2	80	99,72%
	No Maniob. 2	R9L5RI	3	537,0	0	0,0	10	100,8	80	96,36%
		R11L5RI	1	1,5	0	0,0	2	9,8	80	99,94%
	<b>TOTAL : 3</b>		<b>4</b>	<b>538,4</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>17</b>	<b>134,8</b>	<b>240</b>	

## **ANEXO 9**

### **Sub-Sección 1.2.4: LIMSA S.A.**

## **ANEXO 9**

### **Sub-Sección 1.2.4.1 Año 2017**

---

**LIMSA S.A. - AÑO 2017**

**Tabla 9.1.2.4.1.1 TABLA DE SALIDAS DE LINEAS (GLOBAL)**

Tensión [kV]	Long. Total [km]	Forzadas		Forzada Autorizada		Programadas		Tasa de sal. FNA y FA	Indice de Disponib.	P. Corte [MW]
		Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	C sal/100km-año	(%)	
500	666,9	2	4,3	0	0,0	6	2,7	0,30	99,95%	0
<b>Total</b>	<b>666,9</b>	<b>2</b>	<b>4,3</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>6</b>	<b>2,7</b>	<b>0,30</b>	<b>99,95%</b>	<b>0,0</b>

**Tabla 9.1.2.4.1.2 CAUSA DE SALIDAS FORZADAS DE LÍNEAS (GLOBAL)**

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	1	50%				
Tormenta eléctrica	2						
Incendio en campos	3						
Animales, plantaciones y otros objetos que afecten la aislación	4						
Error humano	5						
Meteoro	6						
Atentado	7						
Actuación incorrecta de los sistemas de protecciones y comunicaciones	8						
Falla en barras	9						
Actuación de protecciones en zonas de respaldo remoto	10						
Protección de sobretensión, subfrecuencia ó sobrefrecuencia	11						
Sobrecargas	12						
Oscilaciones de Potencia	13						
Actuación correcta de automatismos del SADI	14						
Actuación incorrecta de automatismos del SADI	15	1	50%				
Desconocidos	16						
Otras	17						
<b>Total</b>		<b>2</b>	<b>100,00%</b>				

(\*) Código coincidente con las descripciones del PT 12.



**Tabla 9.1.2.4.1.3 SALIDAS FORZADAS POR LÍNEA**

Codigo Ident.	E.T. Origen	E.T. Destino	Terna Nº	Tens (kV)	Long (km)	Forzadas no Autorizadas		Forzadas autorizadas		Programadas		Indice de Disponib. [%]	Pcorte [MW]
						Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)		
5CEMD1	Colonia Elía	Mercedes	1	500	386,2	2	4,26	0	0	3	2,68	99,92%	0,0
5MDRI1	Mercedes	Rincón	1	500	280,7	0	0	0	0	3	0	100,00%	0,0

**Tabla 9.1.2.4.1.4 TIPIFICACIÓN DE FALTAS**

Tensión [kV]	Cantidad de Faltas						Totales
	Permanentes				Transitorias		
	Monofásica a tierra	Bifásica	Bifásica a tierra	Trifásica	Monofásica c/ recierre exitoso	Trifásica c/ recierre exitoso	
500	0	2	0	0	0	0	2

**Tabla 9.1.2.4.1.5 EQUIPOS DE COMPENSACIÓN**

Identificación	Cantidad de equipos	Forz. No Autorizadas		Forz. Autorizadas		Programadas		Pot. Total [MW]	Indice Disp. (%)
		NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
Reactores de Barra	1	0	0,0	0	0,0	1	18,4	170	99,79%

Identificación	Cantidad de equipos	Forz No Autorizadas		Forz. Autorizadas		Programadas		Pot. Total [MW]	Indice Disp. (%)
		NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
Reactores de Línea	Maniob. 0	-	-	-	-	-	-	-	-
	No Maniob. 4	0	0,0	0	0,0	0	0,0	460	100,00%
	<b>TOTAL : 4</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>460</b>	<b>100,00%</b>



## **ANEXO 9**

### **Sub-Sección 1.2.4.2: Año 2018**

---

LIMSA S.A. - AÑO 2018

Tabla 9.1.2.4.2.1 TABLA DE SALIDAS DE LINEAS (GLOBAL)

Tensión [kV]	Long. Total [km]	Forzadas		Forzada Autorizada		Programadas		Tasa de sal. FNA y FA	Indice de Disponib.	P. Corte [MW]
		Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	C sal/100km-año	(%)	
500	666,9	3	0,6	0	0,0	15	10,5	0,45	99,93%	0
<b>Total</b>	<b>666,9</b>	<b>3</b>	<b>0,6</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>15</b>	<b>10,5</b>	<b>0,45</b>	<b>99,93%</b>	<b>0,0</b>

**Tabla 9.1.2.4.2.2 CAUSA DE SALIDAS FORZADAS DE LÍNEAS (GLOBAL)**

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	1	33%				
Tormenta eléctrica	2	2	67%				
Incendio en campos	3						
Animales, plantaciones y otros objetos que afecten la aislación	4						
Error humano	5						
Meteoro	6						
Atentado	7						
Actuación incorrecta de los sistemas de protecciones y comunicaciones	8						
Falla en barras	9						
Actuación de protecciones en zonas de respaldo remoto	10						
Protección de sobretensión, subfrecuencia ó sobrefrecuencia	11						
Sobrecargas	12						
Oscilaciones de Potencia	13						
Actuación correcta de automatismos del SADI	14						
Actuación incorrecta de automatismos del SADI	15						
Desconocidos	16						
Otras	17						
<b>Total</b>		<b>3</b>	<b>100,00%</b>				

(\*) Código coincidente con las descripciones del PT 12.

**Tabla 9.1.2.4.2.3 SALIDAS FORZADAS POR LÍNEA**

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
5CEMD1	Colonia Elía	Mercedes	1	500	386,2	1	0,23	0	0	8	9,85	99,88%	0,0
5MDRI1	Mercedes	Rincón	1	500	280,7	2	0,41	0	0	7	0,65	99,99%	0,0

**Tabla 9.1.2.4.2.4 TIPIFICACIÓN DE FALTAS**

Tensión [kV]	Cantidad de Faltas						Totales
	Permanentes				Transitorias		
	Monofásica a tierra	Bifásica	Bifásica a tierra	Trifásica	Monofásica c/ recierre exitoso	Trifásica c/ recierre exitoso	
500	2	1	0	0	1	0	4

**Tabla 9.1.2.4.2.5 EQUIPOS DE COMPENSACIÓN**

Identificación	Cantidad de equipos	Forz. No Autorizadas		Forz. Autorizadas		Programadas		Pot. Total [MW]	Indice Disp. (%)
		NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
Reactores de Barra	1	0	0,0	0	0,0	6	4307,8	170	50,82%

Identificación	Cantidad de equipos	Forz No Autorizadas		Forz. Autorizadas		Programadas		Pot. Total [MW]	Indice Disp. (%)
		NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
Reactores de Línea	Maniob. 0	-	-	-	-	-	-	-	-
	No Maniob. 4	0	0,0	0	0,0	0	0,0	460	100,00%
	<b>TOTAL : 4</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>460</b>	<b>100,00%</b>



## **ANEXO 9**

### **Sub-Sección 1.2.4.3: Año 2019**



LIMSA S.A. - AÑO 2019

Tabla 9.1.2.4.3.1 TABLA DE SALIDAS DE LINEAS (GLOBAL)

Tensión [kV]	Long. Total [km]	Forzadas		Forzada Autorizada		Programadas		Tasa de sal. FNA y FA	Indice de Disponib.	P. Corte [MW]
		Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	C sal/100km-año	(%)	
500	666,9	2	5,5	0	0,0	4	20,8	0,30	99,87%	0
<b>Total</b>	<b>666,9</b>	<b>2</b>	<b>5,5</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>4</b>	<b>20,8</b>	<b>0,30</b>	<b>99,87%</b>	<b>0,0</b>

**Tabla 9.1.2.4.3.2 CAUSA DE SALIDAS FORZADAS DE LÍNEAS (GLOBAL)**

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	1	50%				
Tormenta eléctrica	2	1	50%				
Incendio en campos	3						
Animales, plantaciones y otros objetos que afecten la aislación	4						
Error humano	5						
Meteoro	6						
Atentado	7						
Actuación incorrecta de los sistemas de protecciones y comunicaciones	8						
Falla en barras	9						
Actuación de protecciones en zonas de respaldo remoto	10						
Protección de sobretensión, subfrecuencia ó sobrefrecuencia	11						
Sobrecargas	12						
Oscilaciones de Potencia	13						
Actuación correcta de automatismos del SADI	14						
Actuación incorrecta de automatismos del SADI	15						
Desconocidos	16						
Otras	17						
<b>Total</b>		<b>2</b>	<b>100,00%</b>				

(\*) Código coincidente con las descripciones del PT 12.

**Tabla 9.1.2.4.3.3 SALIDAS FORZADAS POR LÍNEA**

Codigo Ident.	E.T. Origen	E.T. Destino	Terna	Tens	Long	Forzadas No Autorizadas		Forzadas Autorizadas		Programadas		Indice de Disponib.	Pcorte
Nombre o N°			N°	(kV)	(km)	N° sal	T(h)	N° sal	T(h)	N° sal	T(h)		MW
5CEMD1	Colonia Elía	Mercedes	1	500	386,2	0	0	0	0	0	0	100,00%	0,0
5MDRI1	Mercedes	Rincón	1	500	280,7	2	5,46	0	0	4	20,81	99,70%	0,0

**Tabla 9.1.2.4.3.4 TIPIFICACIÓN DE FALTAS**

Tensión [kV]	Cantidad de Faltas						Totales
	Permanentes				Transitorias		
	Monofásica a tierra	Bifásica	Bifásica a tierra	Trifásica	Monofásica c/ recierre exitoso	Trifásica c/ recierre exitoso	
500	1	1	0	0	0	0	2

**Tabla 9.1.2.4.3.5 EQUIPOS DE COMPENSACIÓN**

Identificación	Cantidad de equipos	Forz. No Autorizadas		Forz. Autorizadas		Programadas		Pot. Total [MW]	Indice Disp. (%)
		N°Sal	T[h]	N°Sal	T[h]	N°Sal	T[h]		
Reactores de Barra	1	0	0,0	0	0,0	0	0,0	170	100,00%

Identificación	Cantidad de equipos	Forz No Autorizadas		Forz. Autorizadas		Programadas		Pot. Total [MW]	Indice Disp. (%)
		N°Sal	T[h]	N°Sal	T[h]	N°Sal	T[h]		
Reactores de Línea	Maniob. 0	-	-	-	-	-	-	-	-
	No Maniob. 4	2	12,9	0	0,0	7	106,3	460	99,66%
	<b>TOTAL : 4</b>	<b>2</b>	<b>12,9</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>7</b>	<b>106,3</b>	<b>460</b>	<b>99,66%</b>

Estación	Cantidad conex.	Forzadas NA				Forz. Autoriz.			Programadas
		NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	[MW]	(%)
Mercedes	3	2	15,31667	0	0	11	91,23333	33	99,59%
<b>Total</b>	<b>3</b>	<b>2</b>	<b>15,3</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>11</b>	<b>91,2</b>	<b>33</b>	<b>99,59%</b>

### Tabla 9.1.2.4.3.7 TRANSFORMADORES

[illegible]

## **ANEXO 9**

### **Sub-Sección 1.2.4.4: Año 2020**

LIMSA S.A. - AÑO 2020

Tabla 9.1.2.4.4.1 TABLA DE SALIDAS DE LINEAS (GLOBAL)

Tensión [kV]	Long. Total [km]	Forzadas		Forzada Autorizada		Programadas		Tasa de sal. FNA y FA C sal/100km-año	Indice de Disponib. (%)	P. Corte [MW]
		Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)			
500	669.7	3	0.5	0	0.0	6	13.7	0.45	99.92%	0
<b>Total</b>	<b>669.7</b>	<b>3</b>	<b>0.5</b>	<b>0</b>	<b>0.0</b>	<b>6</b>	<b>13.7</b>	<b>0.45</b>	<b>99.92%</b>	<b>0.0</b>

**Tabla 9.1.2.4.4.2 CAUSA DE SALIDAS FORZADAS DE LÍNEAS (GLOBAL)**

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	1	33%				
Tormenta eléctrica	2						
Incendio en campos	3						
Animales, plantaciones y otros objetos que afecten la aislación	4						
Error humano	5						
Meteoro	6						
Atentado	7						
Actuación incorrecta de los sistemas de protecciones y comunicaciones	8						
Falla en barras	9						
Actuación de protecciones en zonas de respaldo remoto	10						
Protección de sobretensión, subfrecuencia ó sobrefrecuencia	11						
Sobrecargas	12						
Oscilaciones de Potencia	13						
Actuación correcta de automatismos del SADI	14						
Actuación incorrecta de automatismos del SADI	15						
Desconocidos	16	2	67%				
Otras	17						
<b>Total</b>		<b>3</b>	<b>100.00%</b>				

(\*) Código coincidente con las descripciones del PT 12.

**Tabla 9.1.2.4.4.3 SALIDAS FORZADAS POR LÍNEA**

Codigo Ident.	E.T. Origen	E.T. Destino	Terna	Tens	Long	Forzadas No Autorizadas		Forzadas Autorizadas		Programadas		Indice de Disponib.	Pcorte
Nombre o N°			N°	(kV)	(km)	N° sal	T(h)	N° sal	T(h)	N° sal	T(h)		MW
5CEMD1	Colonia Elía	Mercedes	1	500	386.0	2	0.27	0	0	1	4.3	99.95%	0.0
5MDRI1	Mercedes	Rincón	1	500	283.7	1	0.23	0	0	5	9.36	99.89%	0.0

**Tabla 9.1.2.4.4.4 TIPIFICACIÓN DE FALTAS**

Tensión [kV]	Cantidad de Faltas						Totales
	Permanentes				Transitorias		
	Monofásic a a tierra	Bifásica	Bifásica a tierra	Trifásica	Monofásic a c/ recierre exitoso	Trifásica c/ recierre exitoso	
500	2	0	0	1	3	0	6

**Tabla 9.1.2.4.4.5 EQUIPOS DE COMPENSACIÓN**

Identificación	Cantidad de equipos	Forz. No Autor.		Forz. Autorizadas		Programadas		Pot. Total [MVar]	Indice Disp.
		N°Sal	T[h]	N°Sal	T[h]	N°Sal	T[h]		
Reactores de Barra	1	1	0.1	0	0.0	0	0.0	170	100.00%



Estación	Cantidad conex.	FNA		Forz. Autoriz.		Programadas		Pot. Cortada [MW]	Indice Disp. (%)
		NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
Mercedes	3	0	0	0	0	2	7.06	0	99.97%
<b>Total</b>	<b>3</b>	<b>0</b>	<b>0.0</b>	<b>0</b>	<b>0.0</b>	<b>2</b>	<b>7.1</b>	<b>0</b>	<b>99.97%</b>

[illegible]

## **ANEXO 9**

### **Sub-Sección 1.2.4.5: Año 2021**

---

LIMSA S.A. - AÑO 2021

Tabla 9.1.2.4.5.1 TABLA DE SALIDAS DE LINEAS (GLOBAL)

Tensión [kV]	Long. Total [km]	Forzadas		Forzada Autorizada		Programadas		Tasa de sal. FNA y FA C sal/100km-año	Indice de Disponib. (%)	P. Corte [MW]
		Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)			
500	669.7	2	7.7	0	0.0	11	13.7	0.30	99.86%	0
<b>Total</b>	<b>669.7</b>	<b>2</b>	<b>7.7</b>	<b>0</b>	<b>0.0</b>	<b>11</b>	<b>13.7</b>	<b>0.30</b>	<b>99.86%</b>	<b>0.0</b>

**Tabla 9.1.2.4.5.2 CAUSA DE SALIDAS FORZADAS DE LÍNEAS (GLOBAL)**

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	1	50%				
Tormenta eléctrica	2						
Incendio en campos	3						
Animales, plantaciones y otros objetos que afecten la aislación	4						
Error humano	5						
Meteoro	6						
Atentado	7						
Actuación incorrecta de los sistemas de protecciones y comunicaciones	8						
Falla en barras	9						
Actuación de protecciones en zonas de respaldo remoto	10						
Protección de sobretensión, subfrecuencia ó sobrefrecuencia	11						
Sobrecargas	12						
Oscilaciones de Potencia	13						
Actuación correcta de automatismos del SADI	14						
Actuación incorrecta de automatismos del SADI	15						
Desconocidos	16						
Otras	17	1	50%				
<b>Total</b>		<b>2</b>	<b>100.00%</b>				

(\*) Código coincidente con las descripciones del PT 12.

**Tabla 9.1.2.4.5.3 SALIDAS FORZADAS POR LÍNEA**

Codigo Ident.	E.T. Origen	E.T. Destino	Terna	Tens	Long	Forzadas No Autorizadas		Forzadas Autorizadas		Programadas		Indice de Disponib.	Pcorte
Nombre o N°			N°	(kV)	(km)	N° sal	T(h)	N° sal	T(h)	N° sal	T(h)		MW
5CEMD1	Colonia Elía	Mercedes	1	500	386.0	2	7.73	0	0	7	11.12	99.78%	0.0
5MDRI1	Mercedes	Rincón	1	500	283.7	0	0	0	0	4	2.62	99.97%	0.0

**Tabla 9.1.2.4.5.4 TIPIFICACIÓN DE FALTAS**

Tensión [kV]	Cantidad de Faltas						Totales
	Permanentes				Transitorias		
	Monofásica a tierra	Bifásica	Bifásica a tierra	Trifásica	Monofásica c/ recierre exitoso	Trifásica c/ recierre exitoso	
500	1	0	0	1	0	0	2

**Tabla 9.1.2.4.5.5 EQUIPOS DE COMPENSACIÓN**

Identificación	Cantidad de equipos	Forz. No Autor.		Forz. Autorizadas		Programadas		Pot. Total [MVar]	Indice Disp.
		N°Sal	T[h]	N°Sal	T[h]	N°Sal	T[h]		
Reactores de Barra	1	0	0.0	0	0.0	2	21.2	170	99.76%

Estación	Cantidad conex.	FNA		Forz. Autoriz.		Programadas		Pot. Cortada [MW]	Indice Disp. (%)
		NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
Mercedes	3	0	0	0	0	4	10.2	0	99.96%
<b>Total</b>	<b>3</b>	<b>0</b>	<b>0.0</b>	<b>0</b>	<b>0.0</b>	<b>4</b>	<b>10.2</b>	<b>0</b>	<b>99.96%</b>

[illegible]

## **ANEXO 9**

### **Sub-Sección 1.2.4.6: Año 2022**

---

LIMSA S.A. - AÑO 2022

Tabla 9.1.2.4.6.1 TABLA DE SALIDAS DE LINEAS (GLOBAL)

Tensión [kV]	Long. Total [km]	Forzadas		Forzada Autorizada		Programadas		Tasa de sal. FNA y FA C sal/100km-año	Indice de Disponib. (%)	P. Corte [MW]
		Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)			
500	669,7	2	0,6	0	0,0	1	4,6	0,30	99,97%	0
<b>Total</b>	<b>669,7</b>	<b>2</b>	<b>0,6</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>1</b>	<b>4,6</b>	<b>0,30</b>	<b>99,97%</b>	<b>0,0</b>



**Tabla 9.1.2.4.6.2 CAUSA DE SALIDAS FORZADAS DE LÍNEAS (GLOBAL)**

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	1	50%				
Tormenta eléctrica	2						
Incendio en campos	3						
Animales, plantaciones y otros objetos que afecten la aislación	4						
Error humano	5						
Meteoro	6						
Atentado	7						
Actuación incorrecta de los sistemas de protecciones y comunicaciones	8	1	50%				
Falla en barras	9						
Actuación de protecciones en zonas de respaldo remoto	10						
Protección de sobretensión, subfrecuencia ó sobrefrecuencia	11						
Sobrecargas	12						
Oscilaciones de Potencia	13						
Actuación correcta de automatismos del SADI	14						
Actuación incorrecta de automatismos del SADI	15						
Desconocidos	16						
Otras	17						
<b>Total</b>		<b>2</b>	<b>100,00%</b>				

(\*) Código coincidente con las descripciones del PT 12.

**Tabla 9.1.2.4.6.3 SALIDAS FORZADAS POR LÍNEA**

Codigo Ident.	E.T. Origen	E.T. Destino	Terna	Tens	Long	Forzadas No Autorizadas		Forzadas Autorizadas		Programadas		Indice de Disponib.	Pcorte
Nombre o N°			N°	(kV)	(km)	N° sal	T(h)	N° sal	T(h)	N° sal	T(h)		MW
5CEMD1	Colonia Elía	Mercedes	1	500	386,0	1	0,25	0	0	1	4,60	99,94%	0,0
5MDRI1	Mercedes	Rincón	1	500	283,7	1	0,366667	0	0	0	0,00	100,00%	0,0

**Tabla 9.1.2.4.6.4 TIPIFICACIÓN DE FALTAS**

Tensión [kV]	Cantidad de Faltas						Totales
	Permanentes				Transitorias		
	Monofásica a tierra	Bifásica	Bifásica a tierra	Trifásica	Monofásica c/ recierre exitoso	Trifásica c/ recierre exitoso	
500	1	0	0	1	0	0	2

**Tabla 9.1.2.4.6.5 EQUIPOS DE COMPENSACIÓN**

Identificación	Cantidad de equipos	Forz. No Autor.		Forz. Autorizadas		Programadas		Pot. Total [MVar]	Indice Disp.
		N°Sal	T[h]	N°Sal	T[h]	N°Sal	T[h]		
Reactores de Barra	1	0	0,0	0	0,0	1	10,1	170	99,88%

Estación	Cantidad conex.	FNA		Forz. Autoriz.		Programadas		Pot. Cortada [MW]	Indice Disp. (%)
		NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
Mercedes	3	1	9,75	0	0	0	0	0	99,96%
<b>Total</b>	<b>3</b>	<b>1</b>	<b>9,8</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>99,96%</b>

[illegible]

## **ANEXO 9**

### **Sub-Sección 1.2.4.7: Año 2023**

---

LIMSA S.A. - AÑO 2023

**Tabla 9.1.2.4.7.1 TABLA DE SALIDAS DE LINEAS (GLOBAL)**

Tensión [kV]	Long. Total [km]	Forzadas		Forzada Autorizada		Programadas		Tasa de sal. FNA y FA C sal/100km-año	Indice de Disponib. (%)	P. Corte [MW]
		Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)			
500	666,9	1	0,4	0	0,0	11	50,1	0,15	99,70%	0
<b>Total</b>	<b>666,9</b>	<b>1</b>	<b>0,4</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>11</b>	<b>50,1</b>	<b>0,15</b>	<b>99,70%</b>	<b>0,0</b>

**Tabla 9.1.2.4.7.2 CAUSA DE SALIDAS FORZADAS DE LÍNEAS (GLOBAL)**

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						
Tormenta eléctrica	2						
Incendio en campos	3						
Animales, plantaciones y otros objetos que afecten la aislación	4						
Error humano	5						
Meteoro	6						
Atentado	7						
Actuación incorrecta de los sistemas de protecciones y comunicaciones	8						
Falla en barras	9						
Actuación de protecciones en zonas de respaldo remoto	10						
Protección de sobretensión, subfrecuencia ó sobrefrecuencia	11						
Sobrecargas	12						
Oscilaciones de Potencia	13						
Actuación correcta de automatismos del SADI	14						
Actuación incorrecta de automatismos del SADI	15						
Desconocidos	16						
Otras	17	1	100%				
<b>Total</b>		<b>1</b>	<b>100,00%</b>				

(\*) Código coincidente con las descripciones del PT 12.

**Tabla 9.1.2.4.7.3 SALIDAS FORZADAS POR LÍNEA**

Codigo Ident.	E.T. Origen	E.T. Destino	Terna	Tens	Long	Forzadas No Autorizadas		Forzadas Autorizadas		Programadas		Indice de Disponib.	Pcorte
Nombre o Nº			Nº	(kV)	(km)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)		MW
5CEMD1	Colonia Elía	Mercedes	1	500	386,2	1	0,43	0	0	5	30,57	99,65%	0,0
5MDRI1	Mercedes	Rincón	1	500	280,7	0	0	0	0	6	19,52	99,78%	0,0

**Tabla 9.1.2.4.7.4 TIPIFICACIÓN DE FALTAS**

Tensión [kV]	Cantidad de Faltas						Totales
	Permanentes				Transitorias		
	Monofásica a tierra	Bifásica	Bifásica a tierra	Trifásica	Monofásica c/ recierre exitoso	Trifásica c/ recierre exitoso	
500	0	1	0	0	2	0	3

**Tabla 9.1.2.4.7.5 EQUIPOS DE COMPENSACIÓN**

Identificación	Cantidad de equipos	Forz. No Autor.		Forz. Autorizadas		Programadas		Pot. Total [MVar]	Indice Disp.
		NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
Reactores de Barra	1	0	0,0	0	0,0	0	0,0	170	100,00%

Identificación	Cantidad de equipos	Forz No Autorizadas		Forz. Autorizadas		Programadas		Pot. Total [MVar]	Indice Disp. (%)
		NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
Reactores de Línea	Maniob. 0	-	-	-	-	-	-	-	-
	No Maniob. 3	1	0,4	0	0,0	14	481,5	410	98,62%
	<b>TOTAL : 3</b>	<b>1</b>	<b>0,4</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>14</b>	<b>481,5</b>	<b>410</b>	<b>98,62%</b>

**Tabla 9.1.2.4.7.6 PUNTOS DE CONEXIÓN**

Estación	Cantidad conex.	FNA		Forz. Autoriz.		Programadas		Pot. Cortada [MW]	Indice Disp. (%)
		NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
Mercedes	3	2	0,716667	0	0	5	40,56667	0	99,84%
<b>Total</b>	<b>3</b>	<b>2</b>	<b>0,7</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>5</b>	<b>40,6</b>	<b>0</b>	<b>99,84%</b>

**Tabla 9.1.2.4.7.7 TRANSFORMADORES**

Ident. Transf.	Ubicación	Potencia [MVA]	Tipo Falla	Forzadas NA		Forz. Autoriz.		Programadas		Indice Disp. [%]	Pot. Cortada [MW]
				NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
T1MD	E.T. Mercedes	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,00%	0,0
T1MD	E.T. Mercedes	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,00%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,00%</b>	<b>0,0</b>



## **ANEXO 9**

### **Sub-Sección 1.2.4.8: Año 2024**

LIMSA S.A. - AÑO 2024

Tabla 9.1.2.4.8.1 TABLA DE SALIDAS DE LINEAS (GLOBAL)

Tensión [kV]	Long. Total [km]	Forzadas		Forzada Autorizada		Programadas		Tasa de sal. FNA y FA  C sal/100km-año	Indice de Disponib.  (%)	P. Corte [MW]
		Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)			
500	666,9	1	0,3	0	0,0	6	28,1	0,15	99,81%	0
<b>Total</b>	<b>666,9</b>	<b>1</b>	<b>0,3</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>6</b>	<b>28,1</b>	<b>0,15</b>	<b>99,81%</b>	<b>0,0</b>

**Tabla 9.1.2.4.8.2 CAUSA DE SALIDAS FORZADAS DE LÍNEAS (GLOBAL)**

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	1	100%				
Tormenta eléctrica	2						
Incendio en campos	3						
Animales, plantaciones y otros objetos que afecten la aislación	4						
Error humano	5						
Meteoro	6						
Atentado	7						
Actuación incorrecta de los sistemas de protecciones y comunicaciones	8						
Falla en barras	9						
Actuación de protecciones en zonas de respaldo remoto	10						
Protección de sobretensión, subfrecuencia ó sobrefrecuencia	11						
Sobrecargas	12						
Oscilaciones de Potencia	13						
Actuación correcta de automatismos del SADI	14						
Actuación incorrecta de automatismos del SADI	15						
Desconocidos	16						
Otras	17						
<b>Total</b>		<b>1</b>	<b>100,00%</b>				

(\*) Código coincidente con las descripciones del PT 12.

**Tabla 9.1.2.4.8.3 SALIDAS FORZADAS POR LÍNEA**

Codigo Ident.	E.T. Origen	E.T. Destino	Terna	Tens	Long	Forzadas No Autorizadas		Forzadas Autorizadas		Programadas		Indice de Disponib.	Pcorte
Nombre o N°			N°	(kV)	(km)	N° sal	T(h)	N° sal	T(h)	N° sal	T(h)		MW
5CEMD1	Colonia Elía	Mercedes	1	500	386,2	1	0,30	0	0	6	28,10	99,68%	0,0
5MDRI1	Mercedes	Rincón	1	500	280,7	0	0	0	0	0	0,00	100,00%	0,0

**Tabla 9.1.2.4.8.4 TIPIFICACIÓN DE FALTAS**

Tensión [kV]	Cantidad de Faltas						Totales
	Permanentes				Transitorias		
	Monofásica a tierra	Bifásica	Bifásica a tierra	Trifásica	Monofásica c/ recierre exitoso	Trifásica c/ recierre exitoso	
500	0	0	0	1	0	0	1

**Tabla 9.1.2.4.8.5 EQUIPOS DE COMPENSACIÓN**

Identificación	Cantidad de equipos	Código de Equipo	Forz. No Autor.		Forz. Autorizadas		Programadas		Pot. Total [MVA]	Indice Disp.
			N°Sal	T[h]	N°Sal	T[h]	N°Sal	T[h]		
Reactores de Barra	1	R1B5MD	0	0,0	0	0,0	1	174,3	170	98,01%

Identificación	Cantidad de equipos	Código de Equipo	Forz No Autorizadas		Forz. Autorizadas		Programadas		Pot. Total [MVA]	Indice Disp. (%)
			N°Sal	T[h]	N°Sal	T[h]	N°Sal	T[h]		
Reactores de Línea	Maniob. 0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	No Maniob. 3	R5L5RI	0	0,0	0	0,0	0	0,0	120	
		R2L5MD	0	0,0	0	0,0	0	0,0	120	
		R1L5MD	1	0,3	0	0,0	5	245,2	170	99,30%
	<b>TOTAL : 3</b>		<b>1</b>	<b>0,3</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>5</b>	<b>245,2</b>	<b>410</b>	<b>99,30%</b>

**Tabla 9.1.2.4.8.6 PUNTOS DE CONEXIÓN**

Estación	Cantidad conex.	FNA		Forz. Autoriz.		Programadas		Pot. Cortada [MW]	Indice Disp. (%)
		NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
Mercedes	3	0	0	0	0	3	31,2	0	99,88%
<b>Total</b>	<b>3</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>3</b>	<b>31,2</b>	<b>0</b>	<b>99,88%</b>

**Tabla 9.1.2.4.8.7 TRANSFORMADORES**

Ident. Transf.	Ubicación	Potencia [MVA]	Tipo Falla	Forzadas NA		Forz. Autoriz.		Programadas		Indice Disp. [%]	Pot. Cortada [MW]
				NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
T1MD	E.T. Mercedes	300	Propia	0	0,0	0	0,0	2	20,2	99,77%	0,0
T1MD	E.T. Mercedes	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,00%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>2</b>	<b>20,2</b>	<b>99,77%</b>	<b>0,0</b>

## **ANEXO 9**

### **Sub-Sección 1.2.5: LINSA S.A.**

## **ANEXO 9**

### **Sub-Sección 1.2.5.1: Año 2017**

---

**LINSA S.A. - AÑO 2017**

**Tabla 9.1.2.5.1.1 TABLA DE SALIDAS DE LINEAS (GLOBAL)**

Tensión [kV]	Long. Total [km]	Forzadas		Forzada Autorizada		Programadas		Tasa de sal. For. NA y A	Indice de Disponib. (%)	P. Corte [MW]
		Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	C sal/100km-año		
500	571	0	0,0	0	0,0	11	13,2	0,00	99,96%	0
<b>Total</b>	<b>571</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>11</b>	<b>13,2</b>	<b>0,00</b>	<b>99,96%</b>	<b>0</b>



**Tabla 9.1.2.5.1.2 CAUSA DE SALIDAS FORZADAS DE LÍNEAS (GLOBAL)**

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						
Tormenta eléctrica	2						
Incendio en campos	3						
Animales, plantaciones y otros objetos que afecten la aislación	4						
Error humano	5						
Meteoro	6						
Atentado	7						
Actuación incorrecta de los sistemas de protecciones y comunicaciones	8						
Falla en barras	9						
Actuación de protecciones en zonas de respaldo remoto	10						
Protección de sobretensión, subfrecuencia ó sobrefrecuencia	11						
Sobrecargas	12						
Oscilaciones de Potencia	13						
Actuación correcta de automatismos del SADI	14						
Actuación incorrecta de automatismos del SADI	15						
Desconocidos	16						
Otras	17						
<b>Total</b>							

(\*) Código coincidente con las descripciones del PT 12.

**Tabla 9.1.2.5.1.3 SALIDAS FORZADAS POR LÍNEA**

Código Ident.	E.T. Origen	E.T. Destino	Terna	Tens	Long	Forzadas NA		Forzadas Autorizadas		Programadas		Indice de Disponib.	Pcorte
Nombre o Nº			Nº	kV	km	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	MW	
5GFO-RS1	Gran Formosa	Resistencia	1	500	160	0	0	0	0	7	11,3	99,87%	0,0
5CHA-RS1	Chaco	Resistencia	1	500	147	0	0	0	0	2	0	100,00%	0,0
5CHA-MQ1	Chaco	Mte, Quemado	1	500	264	0	0	0	0	2	1,88	99,98%	0,0

**Tabla 9.1.2.5.1.4 TIPIFICACIÓN DE FALTAS**

Tensión [kV]	Cantidad de Faltas						Totales
	Permanentes				Transitorias		
	Monofásica a tierra	Bifásica	Bifásica a tierra	Trifásica	Monofásica c/ recierre exitoso	Trifásica c/ recierre exitoso	
500	0	0	0	0	0	0	0

**Tabla 9.1.2.5.1.5 EQUIPOS DE COMPENSACIÓN**

Identificación	Cantidad de equipos	Forz No Autorizadas		Forz. Autorizadas		Programadas		Pot. Total	Indice Disp.
		NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	[MW]	(%)
Reactores de Barra	2	0	0,0	0	0,0	5	89,4	170	99,49%

Identificación	Cantidad de equipos	Forz No Autorizadas		Forz. Autorizadas		Programadas		Pot. Total	Indice Disp.
		N°Sal	T[h]	N°Sal	T[h]	N°Sal	T[h]	[MW]	(%)
Reactores de Línea	Maniob. 0	-	-	-	-	-	-	-	-
	No Maniob. 5	0	0,0	0	0,0	0	0,0	560	100,00%
	<b>TOTAL : 5</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>560</b>	<b>100,00%</b>

**Tabla 9.1.2.5.1.6 PUNTOS DE CONEXIÓN – POR ESTACIÓN**

Estación	Cantidad Conex.	Forzadas NA		Forz. Autoriz.		Programadas		Pot. Cortada	Indice Disp.
		N°Sal	T[h]	N°Sal	T[h]	N°Sal	T[h]	[MW]	(%)
Gran Formosa	5	0	0	0	0	0	0	0	100,00%
Chaco	2	6	4,94	0	0	4	353,21	530	97,96%
Monte Quemado	1	0	0	0	0	0	0	0	100,00%
<b>Total</b>	<b>8</b>	<b>6</b>	<b>4,9</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>4</b>	<b>353,2</b>	<b>530</b>	<b>99,49%</b>

[illegible]

## **ANEXO 9**

### **Sub-Sección 1.2.5.2: Año 2018**

LINSA S.A. - AÑO 2018

Tabla 9.1.2.5.2.1 TABLA DE SALIDAS DE LINEAS (GLOBAL)

Tensión [kV]	Long. Total [km]	Forzadas		Forzada Autorizada		Programadas		Tasa de sal. For. NA y A	Indice de Disponib. (%)	P. Corte [MW]
		Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	C sal/100km-año		
500	571	1	1,4	0	0,0	12	42,5	0,18	99,94%	0
<b>Total</b>	<b>571</b>	<b>1</b>	<b>1,4</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>12</b>	<b>42,5</b>	<b>0,18</b>	<b>99,94%</b>	<b>0</b>

**Tabla 9.1.2.5.2.2 CAUSA DE SALIDAS FORZADAS DE LÍNEAS (GLOBAL)**

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	1	100%				
Tormenta eléctrica	2						
Incendio en campos	3						
Animales, plantaciones y otros objetos que afecten la aislación	4						
Error humano	5						
Meteoro	6						
Atentado	7						
Actuación incorrecta de los sistemas de protecciones y comunicaciones	8						
Falla en barras	9						
Actuación de protecciones en zonas de respaldo remoto	10						
Protección de sobretensión, subfrecuencia ó sobrefrecuencia	11						
Sobrecargas	12						
Oscilaciones de Potencia	13						
Actuación correcta de automatismos del SADI	14						
Actuación incorrecta de automatismos del SADI	15						
Desconocidos	16						
Otras	17						
<b>Total</b>		<b>1</b>	<b>100,00%</b>				

(\*) Código coincidente con las descripciones del PT 12.

**Tabla 9.1.2.5.2.3 SALIDAS FORZADAS POR LÍNEA**

Codigo Ident.	E.T. Origen	E.T. Destino	Terna	Tens	Long	Forzadas No Autorizadas		Forzadas Autorizadas		Programadas		Indice de Disponib.	Pcorte
Nombre o N°			N°	(kV)	(km)	N° sal	T(h)	N° sal	T(h)	N° sal	T(h)		MW
5GFO-RS1	Gran Formosa	Resistencia	1	500	160	0	0	0	0	2	18,85	99,78%	0,0
5CHA-RS1	Chaco	Resistencia	1	500	147	0	0	0	0	4	1,78	99,98%	0,0
5CHA-MQ1	Chaco	Mte. Quemado	1	500	264	1	1,35	0	0	6	21,83	99,74%	0,0

**Tabla 9.1.2.5.2.4 TIPIFICACIÓN DE FALTAS**

Tensión [kV]	Cantidad de Faltas						Totales
	Permanentes				Transitorias		
	Monofásica a tierra	Bifásica	Bifásica a tierra	Trifásica	Monofásica c/ recierre exitoso	Trifásica c/ recierre exitoso	
500	1	0	0	0	0	0	1

**Tabla 9.1.2.5.2.5 EQUIPOS DE COMPENSACIÓN**

Identificación	Cantidad de equipos	Forz No Autorizadas		Forz. Autorizadas		Programadas		Pot. Total	Indice Disp.
		N°Sal	T[h]	N°Sal	T[h]	N°Sal	T[h]	[MW]	(%)
Reactores de Barra	2	0	0,0	0	0,0	4	291,7	170	98,33%



Identificación	Cantidad de equipos	Forz No Autorizadas		Forz. Autorizadas		Programadas		Pot. Total	Indice Disp.
		NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	[MW]	(%)
Reactores de Línea	Maniob. 0	-	-	-	-	-	-	-	-
	No Maniob. 5	0	0,0	0	0,0	0	0,0	560	100,00%
	<b>TOTAL : 5</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>560</b>	<b>100,00%</b>

**Tabla 9.1.2.5.2.6 PUNTOS DE CONEXIÓN – POR ESTACIÓN**

Estación	Cantidad conex.	Forzadas NA		Forz. Autoriz.		Programadas		Pot. Cortada [MW]	Indice Disp. (%)
		NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
Gran Formosa	5	0	0	0	0	0	0	0	100,00%
Chaco	2	4	1,38	0	0	7	4620,02	252	73,62%
Monte Quemado	1	0	0	0	0	2	12,82	0	99,85%
<b>Total</b>	<b>8</b>	<b>4</b>	<b>1,4</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>9</b>	<b>4632,8</b>	<b>252</b>	<b>93,39%</b>



## **ANEXO 9**

### **Sub-Sección 1.2.5.3: Año 2019**

LINSA S.A. - AÑO 2019

Tabla 9.1.2.5.3.1 TABLA DE SALIDAS DE LINEAS (GLOBAL)

Tensión [kV]	Long. Total [km]	Forzadas		Forzada Autorizada		Programadas		Tasa de sal. For. NA y A	Indice de Disponib. (%)	P. Corte [MW]
		Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	C sal/100km-año		
500	571	1	0,5	1	3,7	0	0,0	0,35	100,00%	109
<b>Total</b>	<b>571</b>	<b>1</b>	<b>0,5</b>	<b>1</b>	<b>3,7</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,35</b>	<b>100,00%</b>	<b>109</b>

**Tabla 9.1.2.5.3.2 CAUSA DE SALIDAS FORZADAS DE LÍNEAS (GLOBAL)**

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						
Tormenta eléctrica	2						
Incendio en campos	3						
Animales, plantaciones y otros objetos que afecten la aislación	4						
Error humano	5						
Meteoro	6						
Atentado	7						
Actuación incorrecta de los sistemas de protecciones y comunicaciones	8						
Falla en barras	9						
Actuación de protecciones en zonas de respaldo remoto	10						
Protección de sobretensión, subfrecuencia ó sobrefrecuencia	11						
Sobrecargas	12						
Oscilaciones de Potencia	13						
Actuación correcta de automatismos del SADI	14						
Actuación incorrecta de automatismos del SADI	15						
Desconocidos	16						
Otras	17	1	100%	65,4	100%	109	100%
<b>Total</b>		<b>1</b>	<b>100,00%</b>	<b>65,4</b>	<b>100,00%</b>	<b>109,0</b>	<b>100,00%</b>

(\*) Código coincidente con las descripciones del PT 12.

**Tabla 9.1.2.5.3.3 SALIDAS FORZADAS POR LÍNEA**

Codigo Ident.	E.T. Origen	E.T. Destino	Terna	Tens	Long	Forzadas No Autorizadas		Forzadas Autorizadas		Programadas		Indice de Disponib.	Pcorte
Nombre o N°			N°	(kV)	(km)	N° sal	T(h)	N° sal	T(h)	N° sal	T(h)		MW
5GFO-RS1	Gran Formosa	Resistencia	1	500	160	1	0,45	0	0	0	0	99,99%	109,0
5CHA-RS1	Chaco	Resistencia	1	500	147	0	0	1	3,65	0	0	99,96%	0,0
5CHA-MQ1	Chaco	Mte. Quemado	1	500	264	0	0	0	0	0	0	100,00%	0,0

**Tabla 9.1.2.5.3.4 TIPIFICACIÓN DE FALTAS**

Tensión [kV]	Cantidad de Faltas						Totales
	Permanentes				Transitorias		
	Monofásica a tierra	Bifásica	Bifásica a tierra	Trifásica	Monofásica c/ recierre exitoso	Trifásica c/ recierre exitoso	
500	1	0	0	0	0	0	1

**Tabla 9.1.2.5.3.5 EQUIPOS DE COMPENSACIÓN**

Identificación	Cantidad de equipos	Forz No Autorizadas		Forz. Autorizadas		Programadas		Pot. Total	Indice Disp.
		N°Sal	T[h]	N°Sal	T[h]	N°Sal	T[h]	[MW]	(%)
Reactores de Barra	2	0	0,0	0	0,0	3	34,6	170	99,80%

Identificación	Cantidad de equipos	Forz No Autorizadas		Forz. Autorizadas		Programadas		Pot. Total	Indice Disp.
		NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	[MW]	(%)
Reactores de Línea	Maniob. 0	-	-	-	-	-	-	-	-
	No Maniob. 5	0	0,0	0	0,0	2	21,2	560	99,95%
	<b>TOTAL : 5</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>2</b>	<b>21,2</b>	<b>560</b>	<b>100,00%</b>

**Tabla 9.1.2.5.3.6 PUNTOS DE CONEXIÓN – POR ESTACIÓN**

Estación	Cantidad conex.	Forzadas NA		Forz. Autoriz.		Programadas		Pot. Cortada [MW]	Indice Disp. (%)
		NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
Gran Formosa	5	5	8,47	0	0	9	45,57	121	99,88%
Chaco	4	9	10,85	1	3,03	10	33,25	767	99,87%
Monte Quemado	1	0	0	0	0	1	3,75	0	99,96%
<b>Total</b>	<b>10</b>	<b>14</b>	<b>19,3</b>	<b>1</b>	<b>3,0</b>	<b>20</b>	<b>82,6</b>	<b>888</b>	<b>99,88%</b>

[illegible]



## **ANEXO 9**

### **Sub-Sección 1.2.5.4: Año 2020**

---

LINSA S.A. - AÑO 2020

Tabla 9.1.2.5.4.1 TABLA DE SALIDAS DE LINEAS (GLOBAL)

Tensión [kV]	Long. Total [km]	Forzadas		Forzada Autorizada		Programadas		Tasa de sal. FNA y FA	Indice de Disponib. (%)	P. Corte [MW]
		Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	C sal/100km-año		
500	567	3	2.5	0	0.0	34	170.0	0.53	99.85%	141
<b>Total</b>	<b>567</b>	<b>3</b>	<b>2.5</b>	<b>0</b>	<b>0.0</b>	<b>34</b>	<b>170.0</b>	<b>0.53</b>	<b>99.85%</b>	<b>141</b>

**Tabla 9.1.2.5.4.2 CAUSA DE SALIDAS FORZADAS DE LÍNEAS (GLOBAL)**

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	1	33%				
Tormenta eléctrica	2						
Incendio en campos	3						
Animales, plantaciones y otros objetos que afecten la aislacón	4						
Error humano	5						
Meteoro	6						
Atentado	7						
Actuación incorrecta de los sistemas de protecciones y comunicaciones	8						
Falla en barras	9						
Actuación de protecciones en zonas de respaldo remoto	10						
Protección de sobretensión, subfrecuencia ó sobrefrecuencia	11						
Sobrecargas	12						
Oscilaciones de Potencia	13						
Actuación correcta de automatismos del SADI	14						
Actuación incorrecta de automatismos del SADI	15						
Desconocidos	16	2	67%	155	100%	141	100%
Otras	17						
<b>Total</b>		<b>3</b>	<b>100.00%</b>	<b>155.0</b>	<b>100.00%</b>	<b>141.0</b>	<b>100.00%</b>

(\*) Código coincidente con las descripciones del PT 12.

**Tabla 9.1.2.5.4.3 SALIDAS FORZADAS POR LÍNEA**

Codigo Ident.	E.T. Origen	E.T. Destino	Terna	Tens	Long	Forzadas No Autorizadas		Forzadas Autorizadas		Programadas		Indice de Disponib.	Pcorte
Nombre o N°			N°	(kV)	(km)	N° sal	T(h)	N° sal	T(h)	N° sal	T(h)		MW
5GFO-RS1	Gran Formosa	Resistencia	1	500	161.2	1	0.24	0	0	8	44.53	99.49%	141.0
5CHA-RS1	Chaco	Resistencia	1	500	143	0	0	0	0	16	82.09	99.06%	0.0
5CHA-MQ1	Chaco	Mte. Quemado	1	500	263	2	2.3	0	0	10	43.42	99.48%	0.0

**Tabla 9.1.2.5.4.4 TIPIFICACIÓN DE FALTAS**

Tensión [kV]	Cantidad de Faltas						Totales
	Permanentes				Transitorias		
	Monofásic a a tierra	Bifásica	Bifásica a tierra	Trifásica	Monofásic a c/ recierre exitoso	Trifásica c/ recierre exitoso	
500	0	3	0	0	1	0	4

**Tabla 9.1.2.5.4.5 EQUIPOS DE COMPENSACIÓN**

Identificación	Cantidad de equipos	Forz. No Autor.		Forz. Autorizadas		Programadas		Pot. Total [MVar]	Indice Disp.
		N°Sal	T[h]	N°Sal	T[h]	N°Sal	T[h]		
Reactores de Barra	2	0	0.0	0	0.0	0	0.0	170	100.00%

Identificación	Cantidad de equipos	Forz No Autorizadas		Forz. Autorizadas		Programadas		Pot. Total	Indice Disp.
		N°Sal	T[h]	N°Sal	T[h]	N°Sal	T[h]	[MW]	(%)
Reactores de Línea	Maniob. 0	-	-	-	-	-	-	-	-
	No Maniob. 5	0	0.0	0	0.0	1	5.5	560	99.99%
	<b>TOTAL : 5</b>	<b>0</b>	<b>0.0</b>	<b>0</b>	<b>0.0</b>	<b>1</b>	<b>5.5</b>	<b>560</b>	<b>100.00%</b>

**Tabla 9.1.2.5.4.6 PUNTOS DE CONEXIÓN – POR ESTACIÓN**

Estación	Cantidad conex.	FNA		Forz. Autoriz.		Programadas		Pot. Cortada [MW]	Indice Disp. (%)
		N°Sal	T[h]	N°Sal	T[h]	N°Sal	T[h]		
Gran Formosa	5	5	2.54	0	0	16	68.85	0	99.84%
Chaco	4	13	4.95	7	14.77	10	53.11	0	99.79%
Monte Quemado	1	2	0.3	0	0	0	0	0	100.00%
<b>Total</b>	<b>10</b>	<b>20</b>	<b>7.8</b>	<b>7</b>	<b>14.8</b>	<b>26</b>	<b>122.0</b>	<b>0</b>	<b>99.84%</b>

[illegible]

## **ANEXO 9**

### **Sub-Sección 1.2.5.5: Año 2021**

LINSA S.A. - AÑO 2021

Tabla 9.1.2.5.5.1 TABLA DE SALIDAS DE LINEAS (GLOBAL)

Tensión [kV]	Long. Total [km]	Forzadas		Forzada Autorizada		Programadas		Tasa de sal. FNA y FA C sal/100km-año	Indice de Disponib. (%)	P. Corte [MW]
		Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)			
500	567	1	0.8	0	0.0	11	72.8	0.18	99.96%	0
<b>Total</b>	<b>567</b>	<b>1</b>	<b>0.8</b>	<b>0</b>	<b>0.0</b>	<b>11</b>	<b>72.8</b>	<b>0.18</b>	<b>99.96%</b>	<b>0</b>



**Tabla 9.1.2.5.5.2 CAUSA DE SALIDAS FORZADAS DE LÍNEAS (GLOBAL)**

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	1	100%				
Tormenta eléctrica	2						
Incendio en campos	3						
Animales, plantaciones y otros objetos que afecten la aislación	4						
Error humano	5						
Meteoro	6						
Atentado	7						
Actuación incorrecta de los sistemas de protecciones y comunicaciones	8						
Falla en barras	9						
Actuación de protecciones en zonas de respaldo remoto	10						
Protección de sobretensión, subfrecuencia ó sobrefrecuencia	11						
Sobrecargas	12						
Oscilaciones de Potencia	13						
Actuación correcta de automatismos del SADI	14						
Actuación incorrecta de automatismos del SADI	15						
Desconocidos	16						
Otras	17						
<b>Total</b>		<b>1</b>	<b>100.00%</b>				

(\*) Código coincidente con las descripciones del PT 12.

**Tabla 9.1.2.5.5.3 SALIDAS FORZADAS POR LÍNEA**

Codigo Ident.	E.T. Origen	E.T. Destino	Terna	Tens	Long	Forzadas No Autorizadas		Forzadas Autorizadas		Programadas		Indice de Disponib.	Pcorte
Nombre o N°			N°	(kV)	(km)	N° sal	T(h)	N° sal	T(h)	N° sal	T(h)		MW
5GFO-RS1	Gran Formosa	Resistencia	1	500	161.2	0	0	0	0	2	13.08	99.85%	0.0
5CHA-RS1	Chaco	Resistencia	1	500	143	0	0	0	0	3	17.17	99.80%	0.0
5CHA-MQ1	Chaco	Mte. Quemado	1	500	263	1	0.8	0	0	6	42.58	99.50%	0.0

**Tabla 9.1.2.5.5.4 TIPIFICACIÓN DE FALTAS**

Tensión [kV]	Cantidad de Faltas						Totales
	Permanentes				Transitorias		
	Monofásica a tierra	Bifásica	Bifásica a tierra	Trifásica	Monofásica c/ recierre exitoso	Trifásica c/ recierre exitoso	
500	0	0	0	1	0	0	1

**Tabla 9.1.2.5.5.5 EQUIPOS DE COMPENSACIÓN**

Identificación	Cantidad de equipos	Forz. No Autor.		Forz. Autorizadas		Programadas		Pot. Total [MVar]	Indice Disp.
		N°Sal	T[h]	N°Sal	T[h]	N°Sal	T[h]		
Reactores de Barra	2	0	0.0	0	0.0	3	38.0	200	99.78%

Identificación	Cantidad de equipos	Forz No Autorizadas		Forz. Autorizadas		Programadas		Pot. Total	Indice Disp.
		NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	[MW]	(%)
Reactores de Línea	Maniob. 0	-	-	-	-	-	-	-	-
	No Maniob. 5	0	0.0	0	0.0	11	292.3	560	99.33%
	<b>TOTAL : 5</b>	<b>0</b>	<b>0.0</b>	<b>0</b>	<b>0.0</b>	<b>11</b>	<b>292.3</b>	<b>560</b>	<b>100.00%</b>

**Tabla 9.1.2.5.5.6 PUNTOS DE CONEXIÓN – POR ESTACIÓN**

Estación	Cantidad conex.	FNA		Forz. Autoriz.		Programadas		Pot. Cortada [MW]	Indice Disp. (%)
		NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
Gran Formosa	5	12	4.93	0	0	12	56.22	0	99.86%
Chaco	4	13	29.63	0	0.00	17	512.1	0	98.45%
Monte Quemado	1	1	0.23	0	0	2	21.02	0	99.76%
<b>Total</b>	<b>10</b>	<b>26</b>	<b>34.8</b>	<b>0</b>	<b>0.0</b>	<b>31</b>	<b>589.3</b>	<b>0</b>	<b>99.29%</b>

[illegible]

## **ANEXO 9**

### **Sub-Sección 1.2.5.6: Año 2022**

LINSA S.A. - AÑO 2022

Tabla 9.1.2.5.6.1 TABLA DE SALIDAS DE LINEAS (GLOBAL)

Tensión [kV]	Long. Total [km]	Forzadas		Forzada Autorizada		Programadas		Tasa de sal. FNA y FA	Indice de Disponib. (%)	P. Corte [MW]
		Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	C sal/100km-año		
500	567	1	0,2	0	0,0	0	0,0	0,18	100,00%	897
<b>Total</b>	<b>567</b>	<b>1</b>	<b>0,2</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,18</b>	<b>100,00%</b>	<b>897</b>

**Tabla 9.1.2.5.6.2 CAUSA DE SALIDAS FORZADAS DE LÍNEAS (GLOBAL)**

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	1	100%	215,0308	100%	897	100%
Tormenta eléctrica	2						
Incendio en campos	3						
Animales, plantaciones y otros objetos que afecten la aislación	4						
Error humano	5						
Meteoro	6						
Atentado	7						
Actuación incorrecta de los sistemas de protecciones y comunicaciones	8						
Falla en barras	9						
Actuación de protecciones en zonas de respaldo remoto	10						
Protección de sobretensión, subfrecuencia ó sobrefrecuencia	11						
Sobrecargas	12						
Oscilaciones de Potencia	13						
Actuación correcta de automatismos del SADI	14						
Actuación incorrecta de automatismos del SADI	15						
Desconocidos	16						
Otras	17						
<b>Total</b>		<b>1</b>	<b>100,00%</b>	<b>215,0</b>	<b>100,00%</b>	<b>897,0</b>	<b>100,00%</b>

(\*) Código coincidente con las descripciones del PT 12.

**Tabla 9.1.2.5.6.3 SALIDAS FORZADAS POR LÍNEA**

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
5GFO-RS1	Gran Formosa	Resistencia	1	500	161,2	1	0,233333	0	0	0	0,00	100,00%	897,0
5CHA-RS1	Chaco	Resistencia	1	500	143	0	0	0	0	0	0,00	100,00%	0,0
5CHA-MQ1	Chaco	Mte. Quemado	1	500	263	0	0	0	0	0	0,00	100,00%	0,0

**Tabla 9.1.2.5.6.4 TIPIFICACIÓN DE FALTAS**

Tensión [kV]	Cantidad de Faltas						Totales
	Permanentes				Transitorias		
	Monofásica a tierra	Bifásica	Bifásica a tierra	Trifásica	Monofásica c/ recierre exitoso	Trifásica c/ recierre exitoso	
500	0	0	1	0	0	0	1

**Tabla 9.1.2.5.6.5 EQUIPOS DE COMPENSACIÓN**

Identificación	Cantidad de equipos	Forz. No Autor.		Forz. Autorizadas		Programadas		Pot. Total [MVar]	Indice Disp.
		NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
Reactores de Barra	2	0	0,0	0	0,0	5	45,9	200	99,74%



Identificación	Cantidad de equipos	Forz No Autorizadas		Forz. Autorizadas		Programadas		Pot. Total	Indice Disp.
		NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	[MW]	(%)
Reactores de Línea	Maniob. 0	-	-	-	-	-	-	-	-
	No Maniob. 5	3	1,7	0	0,0	5	46,3	560	99,89%
	<b>TOTAL : 5</b>	<b>3</b>	<b>1,7</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>5</b>	<b>46,3</b>	<b>560</b>	<b>100,00%</b>

**Tabla 9.1.2.6.6.6 PUNTOS DE CONEXIÓN – POR ESTACIÓN**

Estación	Cantidad conex.	FNA		Forz. Autoriz.		Programadas		Pot. Cortada [MW]	Indice Disp. (%)
		NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
Gran Formosa	5	21	21,20	0	0	18	86,03	0	99,76%
Chaco	4	18	10,95	0	0,00	18	60,7	0	99,80%
Monte Quemado	1	1	1,87	0	0	1	10,37	0	99,86%
<b>Total</b>	<b>10</b>	<b>40</b>	<b>34,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>37</b>	<b>157,1</b>	<b>0</b>	<b>99,78%</b>

[illegible]

## **ANEXO 9**

### **Sub-Sección 1.2.5.7: Año 2023**

LINSA S.A. - AÑO 2023

Tabla 9.1.2.5.7.1 TABLA DE SALIDAS DE LINEAS (GLOBAL)

Tensión [kV]	Long. Total [km]	Forzadas		Forzada Autorizada		Programadas		Tasa de sal. FNA y FA	Indice de Disponib. (%)	P. Corte [MW]
		Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	C sal/100km-año		
500	571	0	0,0	0	0,0	4	23,9	0,00	100,00%	0
<b>Total</b>	<b>571</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>4</b>	<b>23,9</b>	<b>0,00</b>	<b>100,00%</b>	<b>0</b>

**Tabla 9.1.2.5.7.2 CAUSA DE SALIDAS FORZADAS DE LÍNEAS (GLOBAL)**

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						
Tormenta eléctrica	2						
Incendio en campos	3						
Animales, plantaciones y otros objetos que afecten la aislación	4						
Error humano	5						
Meteoro	6						
Atentado	7						
Actuación incorrecta de los sistemas de protecciones y comunicaciones	8						
Falla en barras	9						
Actuación de protecciones en zonas de respaldo remoto	10						
Protección de sobretensión, subfrecuencia ó sobrefrecuencia	11						
Sobrecargas	12						
Oscilaciones de Potencia	13						
Actuación correcta de automatismos del SADI	14						
Actuación incorrecta de automatismos del SADI	15						
Desconocidos	16						
Otras	17						
<b>Total</b>							

(\*) Código coincidente con las descripciones del PT 12.

**Tabla 9.1.2.5.7.3 SALIDAS FORZADAS POR LÍNEA**

Codigo Ident.	E.T. Origen	E.T. Destino	Terna	Tens	Long	Forzadas No Autorizadas		Forzadas Autorizadas		Programadas		Indice de Disponib.	Pcorte
Nombre o N°			N°	(kV)	(km)	N° sal	T(h)	N° sal	T(h)	N° sal	T(h)		MW
5GFO-RS1	Gran Formosa	Resistencia	1	500	160,0	0	0	0	0	0	0,00	100,00%	0,0
5CHA-RS1	Chaco	Resistencia	1	500	147	0	0	0	0	4	23,85	99,73%	0,0
5CHA-MQ1	Chaco	Mte. Quemado	1	500	264	0	0	0	0	0	0,00	100,00%	0,0

**Tabla 9.1.2.5.7.4 TIPIFICACIÓN DE FALTAS**

Tensión [kV]	Cantidad de Faltas						Totales
	Permanentes				Transitorias		
	Monofásica a tierra	Bifásica	Bifásica a tierra	Trifásica	Monofásica c/ recierre exitoso	Trifásica c/ recierre exitoso	
500	0	0	0	0	0	0	0

**Tabla 9.1.2.5.7.5 EQUIPOS DE COMPENSACIÓN**

Identificación	Cantidad de equipos	Forz. No Autor.		Forz. Autorizadas		Programadas		Pot. Total [MVar]	Indice Disp.
		N°Sal	T[h]	N°Sal	T[h]	N°Sal	T[h]		
Reactores de Barra	2	0	0,0	0	0,0	0	0,0	200	100,00%
Reactores de Línea	Maniob. 0	-	-	-	-	-	-	-	-
	No Maniob. 5	1	0,4	0	0,0	2	23,5	560	99,95%
	<b>TOTAL : 5</b>	<b>1</b>	<b>0,4</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>2</b>	<b>23,5</b>	<b>560</b>	<b>100,00%</b>

**Tabla 9.1.2.5.7.6 PUNTOS DE CONEXIÓN – POR ESTACIÓN**

Estación	Cantidad conex.	FNA		Forz. Autoriz.		Programadas		Pot. Cortada [MW]	Indice Disp. (%)
		NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
Gran Formosa	6	19	14,02	0	0	7	23,65	0	99,93%
Chaco	4	28	24,73	0	0,00	8	26,3	49	99,85%
Monte Quemado	1	0	0,00	0	0	0	0,00	0	100,00%
<b>Total</b>	<b>11</b>	<b>47</b>	<b>38,7</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>15</b>	<b>50,0</b>	<b>49</b>	<b>99,91%</b>

**Tabla 9.1.2.5.7.7 TRANSFORMADORES**

Ident. Transf.	Ubicación	Potencia [MVA]	Tipo Falla	Forzadas NA		Forz. Autoriz.		Programadas		Indice Disp. [%]	Pot. Cortada [MW]
				NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
T1GFO	E.T. Gran Formosa	300	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,00%	0,0
T1GFO	E.T. Gran Formosa	300	Prot.Alim./Otros	1	0,5	0	0,0	0	0,0	99,99%	0,0
	<b>Total</b>			<b>1</b>	<b>0,5</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>99,99%</b>	<b>0,0</b>
T2GFO	E.T. Gran Formosa	300	Propia	1	0,6	0	0,0	0	0,0	99,99%	0,0
T2GFO	E.T. Gran Formosa	300	Prot.Alim./Otros	3	1,9	0	0,0	0	0,0	99,98%	0,0
	<b>Total</b>			<b>4</b>	<b>2,5</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>99,97%</b>	<b>0,0</b>
T1CHA	E.T. Chaco	300	Propia	2	0,9	0	0,0	0	0,0	99,99%	0,0
T1CHA	E.T. Chaco	300	Prot.Alim./Otros	2	2,0	0	0,0	0	0,0	99,98%	0,0
	<b>Total</b>			<b>4</b>	<b>3,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>99,97%</b>	<b>0,0</b>
T1MQ	E.T. Monte Quemado	150	Propia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,00%	0,0
T1MQ	E.T. Monte Quemado	150	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,00%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>100,00%</b>	<b>0,0</b>



## **ANEXO 9**

### **Sub-Sección 1.2.5.8: Año 2024**

---

LINSA S.A. - AÑO 2024

Tabla 9.1.2.5.8.1 TABLA DE SALIDAS DE LINEAS (GLOBAL)

Tensión [kV]	Long. Total [km]	Forzadas		Forzada Autorizada		Programadas		Tasa de sal. FNA y FA	Indice de Disponib. (%)	P. Corte [MW]
		Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	C sal/100km-año		
500	571	0	0,0	0	0,0	7	17,3	0,00	100,00%	0
<b>Total</b>	<b>571</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>7</b>	<b>17,3</b>	<b>0,00</b>	<b>100,00%</b>	<b>0</b>

**Tabla 9.1.2.5.8.2 CAUSA DE SALIDAS FORZADAS DE LÍNEAS (GLOBAL)**

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						
Tormenta eléctrica	2						
Incendio en campos	3						
Animales, plantaciones y otros objetos que afecten la aislación	4						
Error humano	5						
Meteoro	6						
Atentado	7						
Actuación incorrecta de los sistemas de protecciones y comunicaciones	8						
Falla en barras	9						
Actuación de protecciones en zonas de respaldo remoto	10						
Protección de sobretensión, subfrecuencia ó sobrefrecuencia	11						
Sobrecargas	12						
Oscilaciones de Potencia	13						
Actuación correcta de automatismos del SADI	14						
Actuación incorrecta de automatismos del SADI	15						
Desconocidos	16						
Otras	17						
<b>Total</b>							

(\*) Código coincidente con las descripciones del PT 12.

**Tabla 9.1.2.5.8.3 SALIDAS FORZADAS POR LÍNEA**

<b>Codigo Ident.</b>	<b>E.T. Origen</b>	<b>E.T. Destino</b>	<b>Terna</b>	<b>Tens</b>	<b>Long</b>	<b>Forzadas No Autorizadas</b>		<b>Forzadas Autorizadas</b>		<b>Programadas</b>		<b>Indice de Disponib.</b>	<b>Pcorte</b>
<b>Nombre o N°</b>			<b>N°</b>	<b>(kV)</b>	<b>(km)</b>	<b>N° sal</b>	<b>T(h)</b>	<b>N° sal</b>	<b>T(h)</b>	<b>N° sal</b>	<b>T(h)</b>		<b>MW</b>
5GFO-RS1	Gran Formosa	Resistencia	1	500	160,0	0	0	0	0	0	0,00	100,00%	0,0
5CHA-RS1	Chaco	Resistencia	1	500	147	0	0	0	0	0	0,00	100,00%	0,0
5CHA-MQ1	Chaco	Mte. Quemado	1	500	264	0	0	0	0	7	17,25	99,80%	0,0

**Tabla 9.1.2.5.8.4 TIPIFICACIÓN DE FALTAS**

Tensión [kV]	Cantidad de Faltas						Totales
	Permanentes				Transitorias		
	Monofásica a tierra	Bifásica	Bifásica a tierra	Trifásica	Monofásica c/ recierre exitoso	Trifásica c/ recierre exitoso	
500	0	0	0	0	0	0	0

**Tabla 9.1.2.5.8.5 EQUIPOS DE COMPENSACIÓN**

Identificación	Cantidad de equipos	Código de Equipos	Forz. No Autor.		Forz. Autorizadas		Programadas		Pot. Total [MVar]	Indice Disp.
			NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
Reactores de Barra	2	R1B5GFO	0	0	0	0	0	0	80	100,00%
		R3B5MQ	0	0	0	0	0	0	120	100,00%
Reactores de Línea	Maniob. 0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	No Maniob. 5	R1L5GFO	0	0,0	0	0,0	0	0,0	80	100,00%
		R1L5MQ	0	0,0	0	0,0	4	13,5	120	99,97%
		R2L5MQ	0	0,0	0	0,0	1	7,9	120	99,98%
		R1L5CHA	0	0,0	0	0,0	4	372,4	120	99,15%
		R2L5CHA	0	0,0	0	0,0	0	0,0	120	100,00%
	<b>TOTAL : 5</b>		<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>9</b>	<b>393,8</b>	<b>560</b>	

**Tabla 9.1.2.5.8.6 PUNTOS DE CONEXIÓN – POR ESTACIÓN**

Estación	Cantidad conex.	FNA		Forz. Autoriz.		Programadas		Pot. Cortada [MW]	Indice Disp. (%)
		NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
Gran Formosa	6	30	22,12	0	0	10	50,9	0	99,86%
Chaco	4	26	13,18	0	0	18	47,6	0	99,83%
Monte Quemado	1	0	0,00	0	0	6	44,3	0	99,49%
<b>Total</b>	<b>11</b>	<b>56</b>	<b>35,3</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>34</b>	<b>142,7</b>	<b>0</b>	<b>99,82%</b>

**Tabla 9.1.2.5.8.7 TRANSFORMADORES**

Ident. Transf.	Ubicación	Potencia [MVA]	Tipo Falla	Forzadas NA		Forz. Autoriz.		Programadas		Indice Disp. [%]	Pot. Cortada [MW]
				NºSal	T[h]	NºSal	T[h]	NºSal	T[h]		
T1GFO	E.T. Gran Formosa	300	Propia	0	0,0	0	0,0	3	37,1	99,58%	0,0
T1GFO	E.T. Gran Formosa	300	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,00%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>3</b>	<b>37,1</b>	<b>99,58%</b>	<b>0,0</b>
T2GFO	E.T. Gran Formosa	300	Propia	2	0,8	0	0,0	0	0,0	99,99%	0,0
T2GFO	E.T. Gran Formosa	300	Prot.Alim./Otros	5	1,7	0	0,0	0	0,0	99,98%	0,0
	<b>Total</b>			<b>7</b>	<b>2,5</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>99,97%</b>	<b>0,0</b>
T1CHA	E.T. Chaco	300	Propia	4	4,8	0	0,0	4	38,7	99,50%	0,0
T1CHA	E.T. Chaco	300	Prot.Alim./Otros	2	0,5	0	0,0	0	0,0	99,99%	0,0
	<b>Total</b>			<b>6</b>	<b>5,3</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>4</b>	<b>38,7</b>	<b>99,50%</b>	<b>0,0</b>
T1MQ	E.T. Monte Quemado	150	Propia	0	0,0	0	0,0	2	23,1	99,74%	0,0
T1MQ	E.T. Monte Quemado	150	Prot.Alim./Otros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	100,00%	0,0
	<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>2</b>	<b>23,1</b>	<b>99,74%</b>	<b>0,0</b>

## **ANEXO 9**

### **Sub-Sección 1.3: Síntesis histórica de indisponibilidad de líneas**

## SÍNTESIS HISTÓRICA DE INDISPONIBILIDAD DE LÍNEAS

**Tabla 9.1.3.1 Estadísticas disponibles de fallas de líneas de 500 kV - Instalaciones de TRANSENER SA**

Año	Longitud	Forzadas No Autorizadas		Forzadas Autorizadas		Programadas		Sal. C/100 km FNA y FA
	total en km	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	
1988	6630,0	80	288,80			120	1089,60	1,21
1989	6630,0	34	94,86			146	1051,20	0,51
1990	6630,0	37	90,28			102	730,32	0,56
1991	6630,0	45	1644,75			99	1050,39	0,68
1992	6630,0	54	840,24			60	612,60	0,81
1993	6881,3	109	5614,61	1	7,05	127	1397,39	1,60
1994	6881,3	64	654,76			133	1247,91	0,93
1995	6881,3	67	661,57	1	3,78	109	731,65	0,99
1996	6881,3	45	330,52	3	11,82	70	1089,86	0,70
1997	6881,3	59	472,05	2	4,40	119	636,47	0,89
1998	6881,3	31	146,28	3	21,03	127	888,12	0,49
1999	6933,3	43	651,58	6	12,18	83	942,63	0,71
2000	8230,2	92	1910,63	5	15,9	83	1417	1,18
2001	8232,2	87	799,74	2	6,38	77	439,27	1,08
2002	8232,2	64	3862,30	9	43,34	56	422,96	0,88
2003	8232,2	52	217,91	3	9,32	60	368,49	0,67
2004	8232,2	55	206,60	7	17,50	105	667,69	0,75
2005	8232,2	26	184,80	11	51,50	95	717,70	0,45
2006	8584,2	43	174,2	4	19,37	106	1080,7	0,55
2007	9419,2	45	379,3	8	35,07	142	1423,4	0,58
2008	9601,3	63	302,0	13	50,9	138	1588,5	0,79
2009	9748,5	50	917,6	17	63,1	129	1212,2	0,69
2010	10302,6	37	183,18	6	30,69	164	1850,3	0,43
2011	11084,3	44	65,53	15	35,96	161	2207,1	0,53



Año	Longitud total en km	Forzadas No Autorizadas		Forzadas Autorizadas		Programadas		Sal. C/100 km FNA y FA
		Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	
2012	11084,3	47	163,45	24	74,32	267	3248,75	0,64
2013	11648,8	65	216,81	9	45,26	185	3712,87	0,64
2014	11713,8	40	287,5	10	120,1	173	5680,65	0,43
2015	11797,3	45	428,18	10	78,03	221	2688,18	0,47
2016	11815,2	70	329,86	15	103,06	271	4257,17	0,72
2017	11815,2	73	552,10	5	63,40	590	2763,32	0,66
2018	11815,2	51	94,34	6	10,74	715	3198,96	0,48
2019	11815,2	46	120,00	6	71,08	313	5450,84	0,44
2020	11811,1	58	778,38	8	31,82	373	3176,70	0,56
2021	11811,1	49	171,8	2	9,1	309	2647,0	0,43
2022	12082,3	37	252,05	1	1,90	280	2605,73	0,31
2023	12683,6	106	787,70	5	19,08	287	2559,05	0,88
2024	12683,6	51	760,8	13	24,0	259	2084,5	0,50

**Tabla 9.1.3.2 Estadísticas de fallas de líneas de 500 kV - Instalaciones de Transportistas Independientes: YACYLEC, LITSA, LIMSA y Linsa**

Año	Longitud total en km	Forzadas No Autorizadas		Forzadas Autorizadas		Programadas		Sal. C/100 km FNA y FA
		Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	
1994	279,0	11	7,00	2	2,40	0	0	4,66
1995	279,0	23	16,82	0	0	13	45,02	8,24
1996	871,0	19	17,15	0	0	21	60,80	2,18
1997	871,0	9	8,02	0	0	6	30,96	1,03
1998	871,0	7	20,33	0	0	35	126,88	0,80
1999	871,0	2	1,73	0	0	17	112,9	0,23
2000	871,0	2	3,6	0	0	16	97,03	0,23
2001	871,0	5	3,62	0	0	15	94,82	0,57
2002	871,0	1	1,28	0	0	11	68,23	0,11

Año	Longitud total en km	Forzadas No Autorizadas		Forzadas Autorizadas		Programadas		Sal. C/100 km FNA y FA
		Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	
2003	871,0	4	232,83	1	1,80	19	109,26	0,57
2004	871,0	2	8,62	0	0	12	92,68	0,23
2005	871,0	1	0,40	2	2,67	14	68,50	0,34
2006	871,0	4	2,15	0	0	16	102,3	0,46
2007	874,9	4	1,3	2	9,6	26	112,6	0,69
2008	1544,6	8	3,2	0	0	20	81,34	0,52
2009	1544,6	16	16,61	1	2,00	14	31,52	1,11
2010	1695,9	2	0,73	0	0	11	23,64	0,12
2011	2106,8	2	1,19	1	2,82	10	101,41	0,14
2012	2106,8	5	4,42	2	4,57	25	149,70	0,33
2013	2106,8	4	1,63	0	0	20	95,30	0,19
2014	2106,8	6	5,97	0	0	24	104,2	0,28
2015	2106,2	9	13,54	0	0	34	138,72	0,43
2016	2106,2	8	13,89	1	4,88	40	253,85	0,43
2017	2106,2	3	6,01	0	0,00	66	107,07	0,14
2018	2106,2	6	3,54	0	0,00	73	2043,00	0,28
2019	2106,2	6	8,66	1	3,65	30	199,61	0,33
2020	2110,6	7	3,20	0	0	76	396,94	0,33
2021	2110,6	3	8,53	0	0	29	113,73	0,14
2022	2110,6	7	4,90	0	0,00	23	335,92	0,33
2023	2106,2	3	2,03	1	19,58	23	107,62	0,19
2024	2106,2	6	1009,68	0	0,00	28	503,25	0,28

**Tabla 9.1.3.3 Estadísticas disponibles de fallas de líneas de 220 kV - Instalaciones de TRANSENER SA**

Año	Longitud total en km	Forzadas No Autorizadas		Forzadas Autorizadas		Programadas		Sal. C/100 km FNA y FA
		Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	
1988	562,0	10	28,00	0	0	81	588,87	1,78

Año	Longitud total en km	Forzadas No Autorizadas		Forzadas Autorizadas		Programadas		Sal. C/100 km FNA y FA
		Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	
1989	562,0	4	16,44	0	0	50	363,00	0,71
1990	562,0	10	149,20	0	0	44	277,64	1,78
1991	562,0	17	32,98	0	0	50	363,50	3,02
1992	562,0	17	748,68	0	0	70	497,00	3,02
1993	562,0	25	67,84	1	5,75	54	1343,58	4,63
1994	562,0	7	13,95	2	3,53	55	322,74	1,60
1995	562,0	11	0,94	1	5,23	59	420,23	2,14
1996	562,0	22	48,75	3	9,15	45	1926,68	4,45
1997	562,0	5	10,43	1	2,30	62	450,07	1,07
1998	562,0	3	0,22	1	0,40	56	1088,38	0,71
1999	562,0	4	0,35	2	2,18	54	435,32	1,07
2000	562,0	12	40,37	2	3,83	57	3334	2,49
2001	562,0	8	8,62	0	0	74	578,97	1,42
2002	562,0	16	29,22	3	5,07	54	336,73	3,38
2003	562,0	5	1,25	2	20,9	19	166,51	1,25
2004	562,0	13	941,68	4	14,95	22	432,36	3,02
2005	562,0	2	10,65	6	17,55	55	432,20	1,42
2006	562,0	9	50,8	8	24,18	34	243,5	3,02
2007	562,0	5	4,5	3	22,0	50	3783,0	1,42
2008	562,0	11	3,6	7	2250,0	82	2962,7	3,20
2009	562,0	15	38,7	7	39,9	74	1317,7	3,91
2010	562,0	8	3,4	5	32,5	46	542,6	2,31
2011	562,0	5	15,8	0	0,0	46	963,5	0,89
2012	562,0	13	116,5	0	0,0	13	493,73	2,31
2013	562,0	18	129,7	0	0,0	39	1265,32	3,20
2013	568,0	9	72,0	3	6,0	52	2369,54	2,11
2015	568	8	193,1	4	18,0	16	475,21	2,11
2016	562,0	3	26,75	1	2,85	82	3640,22	0,71

Año	Longitud total en km	Forzadas No Autorizadas		Forzadas Autorizadas		Programadas		Sal. C/100 km FNA y FA
		Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	
2017	562,0	8	5,58	1	2,95	112	1075,15	1,60
2018	562,0	18	15,90	0	0,00	116	1191,03	3,20
2019	562,0	6	107,45	0	0	56	1989,23	1,07
2020	554,8	1	0,16	1	10	51	533,90	0,36
2021	554,8	15	15,0	1	7,9	109	3721,2	2,88
2022	554,8	7	276,32	2	7	58	873,17	1,62
2023	562,0	14	109,63	2	21	74	1270,38	2,85
2024	562,0	10	1300,22	0	0	54	732,12	1,78

**Tabla 9.1.3.4 Estadísticas disponibles de fallas de líneas de 500 y 220 kV – Instalaciones de TRANSENER SA y Transportistas Independientes**

Año	Longitud total en km	Forzadas No Autorizadas		Forzadas Autorizadas		Programadas		Sal. C/100 km FNA y FA
		Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	
1988	7192,0	90	316,80	0	0	201	1678,50	1,25
1989	7192,0	38	111,30	0	0	196	1414,20	0,53
1990	7192,0	47	239,50	0	0	146	1008,00	0,65
1991	7192,0	62	1677,70	0	0	149	1413,90	0,86
1992	7192,0	71	1588,90	0	0	130	1109,60	0,99
1993	7443,3	134	5682,50	2	12,80	181	2741,00	1,83
1994	7722,3	82	675,70	4	5,90	188	1570,70	1,11
1995	7722,3	101	679,30	2	9,00	181	1196,90	1,33
1996	8314,4	86	396,40	6	21,00	136	3077,30	1,11
1997	8314,4	73	490,50	3	6,70	187	1117,50	0,91
1998	8314,4	41	166,83	4	21,43	218	2103,38	0,54
1999	8366,3	49	653,66	8	14,36	154	1490,85	0,68
2000	9663,3	106	1955	7	19,7	156	4848,00	1,17
2001	9665,2	100	811,98	2	6,38	166	1113,06	1,06

Año	Longitud total en km	Forzadas No Autorizadas		Forzadas Autorizadas		Programadas		Sal. C/100 km FNA y FA
		Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	
2002	9665,2	81	790,56	12	48,41	124	827,92	0,96
2003	9665,2	61	452,00	6	32,0	98	644,30	0,69
2004	9665,2	70	1156,9	11	32,45	139	1192,75	0,84
2005	9665,2	29	195,85	19	71,72	164	1243,40	0,50
2006	10017,2	56	227,08	12	43,55	156	1426,39	0,68
2007	10856,1	54	385,08	13	66,70	217	5308,45	0,63
2008	11707,9	82	308,81	20	2300,9	240	4632,5	0,87
2009	11855,1	81	972,83	25	105,1	217	2561,4	0,89
2010	12290,4	47	187,34	11	63,2	221	2416,5	0,47
2011	13747,5	51	82,51	16	38,8	217	3272,0	0,49
2012	13747,5	65	284,32	26	78,9	305	3882,2	0,66
2013	14311,9	87	348,18	9	45,3	244	5073,5	0,67
2014	14388,6	55	365,49	13	126,1	249	8154,4	0,47
2015	14471,5	62	634,87	14	96,0	271	3302,1	0,53
2016	14483,4	81	370,50	17	110,79	393	8151,24	0,68
2017	14483,4	84	563,69	6	66,35	768	3945,54	0,62
2018	14483,4	75	113,76	6	10,74	904	6432,99	0,56
2019	14483,4	58	236,11	7	74,73	399	7639,68	0,45
2020	14476,5	66	781,74	9	42,31	500	4107,54	0,52
2021	14476,5	67	195,32	3	16,98	447	6481,9	0,48
2022	14747,7	51	533,27	3	8,90	361	3814,82	0,37
2023	15351,8	123	899,37	8	59,37	384	3937,05	0,85
2024	15351,8	67	3070,70	13	23,97	341	3319,85	0,52

AÑO 2017

**Tabla 9.1.3.6 CAUSA DE SALIDAS FORZADAS DE LÍNEAS (GLOBAL) PARA TRANSENER Y TRANSPORTISTAS INDEPENDIENTES (500 + 220 + 132 kV)**

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	9	10,7%	50,00	1,3%	70,00	4,3%
Tormenta eléctrica	2	16	19,0%	29,60	0,8%	355,00	21,8%
Incendio en campos	3	11	13,1%				
Animales, plantaciones y otros objetos que afecten la aislación	4	5	6,0%				
Error humano	5						
Meteoro	6	13	15,5%	3171,25	82,4%	612,00	37,6%
Atentado	7						
Actuación incorrecta de los sistemas de protecciones y comunicaciones	8	6	7,1%				
Falla en barras	9						
Actuación de protecciones en zonas de respaldo remoto	10						
Protección de sobretensión, subfrecuencia ó sobrefrecuencia	11						
Sobrecargas	12						
Oscilaciones de Potencia	13						
Actuación correcta de automatismos del SADI	14	2	2,4%				
Actuación incorrecta de automatismos del SADI	15						
Desconocidos	16	19	22,6%	595,68	15,5%	590,00	36,3%
Otras	17	3	3,6%				
<b>Total</b>		<b>84</b>	<b>100,0%</b>	<b>3846,53</b>	<b>100,0%</b>	<b>1627,00</b>	<b>100,0%</b>

**AÑO 2018**

**Tabla 9.1.3.7 CAUSA DE SALIDAS FORZADAS DE LÍNEAS (GLOBAL) PARA TRANSENER Y TRANSPORTISTAS INDEPENDIENTES (500 + 220 + 132 kV)**

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	3	4,1%				
Tormenta eléctrica	2	17	23,3%	508,40	11,2%	674,00	9,6%
Incendio en campos	3	23	31,5%	3065,00	67,7%	5690,00	80,7%
Animales, plantaciones y otros objetos que afecten la aislación	4	1	1,4%				
Error humano	5	1	1,4%				
Meteoro	6						
Atentado	7						
Actuación incorrecta de los sistemas de protecciones y comunicaciones	8	3	4,1%				
Falla en barras	9						
Actuación de protecciones en zonas de respaldo remoto	10						
Protección de sobretensión, subfrecuencia ó sobrefrecuencia	11						
Sobrecargas	12						
Oscilaciones de Potencia	13						
Actuación correcta de automatismos del SADI	14	2	2,7%				
Actuación incorrecta de automatismos del SADI	15	3	4,1%	67,50	1,5%	70,00	1,0%
Desconocidos	16	1	1,4%	9,33	0,2%	40,00	0,6%
Otras	17	19	26,0%	875,43	19,3%	578,00	8,2%
<b>Total</b>		<b>73</b>	<b>100,0%</b>	<b>3985,27</b>	<b>100,0%</b>	<b>6806,00</b>	<b>100,0%</b>

AÑO 2019

**Tabla 9.1.3.8 CAUSA DE SALIDAS FORZADAS DE LÍNEAS (GLOBAL) PARA TRANSENER Y TRANSPORTISTAS INDEPENDIENTES (500 + 220 + 132 kV)**

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	3	5,2%				
Tormenta eléctrica	2	7	12,1%				
Incendio en campos	3	16	27,6%	565,36	0,6%	447,33	2,7%
Animales, plantaciones y otros objetos que afecten la aislación	4						
Error humano	5						
Meteoro	6						
Atentado	7						
Actuación incorrecta de los sistemas de protecciones y comunicaciones	8	7	12,1%	93466,21	98,6%	12843,73	78,6%
Falla en barras	9						
Actuación de protecciones en zonas de respaldo remoto	10	3	5,2%				
Protección de sobretensión, subfrecuencia ó sobrefrecuencia	11						
Sobrecargas	12						
Oscilaciones de Potencia	13	1	1,7%				
Actuación correcta de automatismos del SADI	14	1	1,7%				
Actuación incorrecta de automatismos del SADI	15						
Desconocidos	16	5	8,6%				
Otras	17	15	25,9%	762,43	0,8%	3043,20	18,6%
<b>Total</b>		<b>58</b>	<b>100,0%</b>	<b>94794,00</b>	<b>100,0%</b>	<b>16334,26</b>	<b>100,0%</b>



AÑO 2020

**Tabla 9.1.3.9 CAUSA DE SALIDAS FORZADAS DE LÍNEAS (GLOBAL) PARA TRANSENER Y TRANSPORTISTAS INDEPENDIENTES (500 + 220 + 132 kV)**

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	4	6.1%	173.75	4.9%	163.50	3.9%
Tormenta eléctrica	2	4	6.1%				
Incendio en campos	3	29	43.9%	1499.00	42.2%	1070.80	25.6%
Animales, plantaciones y otros objetos que afecten la aislación	4						
Error humano	5	3	4.5%				
Meteoro	6	3	4.5%	1726.17	48.6%	2800.00	67.1%
Atentado	7						
Actuación incorrecta de los sistemas de protecciones y comunicaciones	8	1	1.5%				
Falla en barras	9						
Actuación de protecciones en zonas de respaldo remoto	10						
Protección de sobretensión, subfrecuencia ó sobrefrecuencia	11						
Sobrecargas	12						
Oscilaciones de Potencia	13						
Actuación correcta de automatismos del SADI	14	1	1.5%				
Actuación incorrecta de automatismos del SADI	15	1	1.5%				
Desconocidos	16						
Otras	17	20	30.3%	155.00	4.4%	141.00	3.4%
<b>Total</b>		<b>66</b>	<b>100.0%</b>	<b>3553.92</b>	<b>100.0%</b>	<b>4175.30</b>	<b>100.0%</b>

AÑO 2021

**Tabla 9.1.3.10 CAUSA DE SALIDAS FORZADAS DE LÍNEAS (GLOBAL) PARA TRANSENER Y TRANSPORTISTAS INDEPENDIENTES (500 + 220 + 132 kV)**

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	4	6.0%	334.73	19.3%	172.00	21.9%
Tormenta eléctrica	2	5	7.5%				
Incendio en campos	3	19	28.4%				
Animales, plantaciones y otros objetos que afecten la aislación	4	9	13.4%	954.29	55.0%	415.00	52.7%
Error humano	5	5	7.5%				
Meteoro	6	5	7.5%	270.28	15.6%	115.89	14.7%
Atentado	7						
Actuación incorrecta de los sistemas de protecciones y comunicaciones	8	12	17.9%				
Falla en barras	9						
Actuación de protecciones en zonas de respaldo remoto	10						
Protección de sobretensión, subfrecuencia ó sobrefrecuencia	11	1	1.5%				
Sobrecargas	12						
Oscilaciones de Potencia	13						
Actuación correcta de automatismos del SADI	14						
Actuación incorrecta de automatismos del SADI	15						
Desconocidos	16	2	3.0%	168.40	9.7%	39.90	5.1%
Otras	17	5	7.5%	8.80	0.5%	44.00	5.6%
<b>Total</b>		<b>67</b>	<b>100.0%</b>	<b>1736.50</b>	<b>100.0%</b>	<b>786.79</b>	<b>100.0%</b>

AÑO 2022

**Tabla 9.1.3.11 CAUSA DE SALIDAS FORZADAS DE LÍNEAS (GLOBAL) PARA TRANSENER Y TRANSPORTISTAS INDEPENDIENTES (500 + 220 + 132 kV)**

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	2	3,9%				
Tormenta eléctrica	2	15	29,4%	55,67	1,8%	280,00	8,0%
Incendio en campos	3	16	31,4%	1320,08	42,7%	2543,90	72,6%
Animales, plantaciones y otros objetos que afecten la aislación	4	3	5,9%				
Error humano	5	2	3,9%				
Meteoro	6	1	2,0%				
Atentado	7	2	3,9%	1707,23	55,2%	618,00	17,6%
Actuación incorrecta de los sistemas de protecciones y comunicaciones	8	3	5,9%				
Falla en barras	9						
Actuación de protecciones en zonas de respaldo remoto	10						
Protección de sobretensión, subfrecuencia ó sobrefrecuencia	11						
Sobrecargas	12						
Oscilaciones de Potencia	13						
Actuación correcta de automatismos del SADI	14						
Actuación incorrecta de automatismos del SADI	15						
Desconocidos	16	5	9,8%	8,00	0,3%	60,00	1,7%
Otras	17	2	3,9%				
<b>Total</b>		<b>51</b>	<b>100,0%</b>	<b>3090,97</b>	<b>100,0%</b>	<b>3501,90</b>	<b>100,0%</b>

**AÑO 2023**

**Tabla 9.1.3.12 CAUSA DE SALIDAS FORZADAS DE LÍNEAS (GLOBAL) PARA TRANSENER Y TRANSPORTISTAS INDEPENDIENTES (500 + 220 + 132 kV)**

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	25,6%	2165,30	7,2%	2250,00	11,1%
Tormenta eléctrica	2	5	4,0%				
Incendio en campos	3	33	26,4%	19872,91	66,1%	10372,65	51,4%
Animales, plantaciones y otros objetos que afecten la aislación	4	18	14,4%	719,70	2,4%	2659,00	13,2%
Error humano	5	1	0,8%				
Meteoro	6	2	1,6%				
Atentado	7						
Actuación incorrecta de los sistemas de protecciones y comunicaciones	8	4	3,2%				
Falla en barras	9						
Actuación de protecciones en zonas de respaldo remoto	10						
Protección de sobretensión, subfrecuencia ó sobrefrecuencia	11						
Sobrecargas	12						
Oscilaciones de Potencia	13						
Actuación correcta de automatismos del SADI	14						
Actuación incorrecta de automatismos del SADI	15						
Desconocidos	16	2	1,6%				
Otras	17	28	22,4%	7292,76	24,3%	4907,80	24,3%
<b>Total</b>		<b>125</b>	<b>100,0%</b>	<b>30050,67</b>	<b>100,0%</b>	<b>20189,45</b>	<b>100,0%</b>

**AÑO 2024**

**Tabla 9.1.3.13 CAUSA DE SALIDAS FORZADAS DE LÍNEAS (GLOBAL) PARA TRANSENER Y TRANSPORTISTAS INDEPENDIENTES (500 + 220 + 132 kV)**

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	14	13,2%	495,90	20,6%	910,50	34,4%
Tormenta eléctrica	2	14	13,2%	1363,18	56,7%	804,50	30,4%
Incendio en campos	3	12	11,3%	0,90	0,0%	10,50	0,4%
Animales, plantaciones y otros objetos que afecten la aislación	4	24	22,6%				
Error humano	5	1	0,9%	257,30	10,7%	630,00	23,8%
Meteoro	6						
Atentado	7						
Actuación incorrecta de los sistemas de protecciones y comunicaciones	8	8	7,5%				
Falla en barras	9						
Actuación de protecciones en zonas de respaldo remoto	10						
Protección de sobretensión, subfrecuencia ó sobrefrecuencia	11						
Sobrecargas	12						
Oscilaciones de Potencia	13						
Actuación correcta de automatismos del SADI	14						
Actuación incorrecta de automatismos del SADI	15						
Desconocidos	16	8	7,5%				
Otras	17	25	23,6%	286,90	11,9%	290,70	11,0%
<b>Total</b>		<b>106</b>	<b>100,0%</b>	<b>2404,18</b>	<b>100,0%</b>	<b>2646,20</b>	<b>100,0%</b>

## **ANEXO 9**

### **Sección 2: Consecuencias de las indisponibilidades**

## 9.2 CONSECUENCIA DE LAS INDISPONIBILIDADES

### 9.2.1 Transener S.A.

**Tabla 9.2.1.1 Indicador Técnico IT1: Energía no suministrada en “Minutos del Sistema”**

Año	Pot. Pico (MW)	ENS (MWh)	ENS en Min. Sist. (min)	1 Min. Sistema (MWh)
1993	9240	9043	59	154
1994	9389	13465	86	156
1995	10200	14775	87	170
1996	11243	5067	27	187
1997	11776	11278	58	196
1998	12269	1227	6	204
1999	12730	5985	28	212
2000	13535	22137	98	226
2001	14061	9628	41	234
2002	13481	13449	60	225
2003	14359	2994	13	239
2004	15032	1819	7	251
2005	16143	3171	12	269
2006	17395	859	3	290
2007	18345	9257	30	306
2008	19126	4002	13	319
2009	19566	7129	22	326
2010	20843	23287	67	347
2011	21564	2702	7	359
2012	21949	5762	16	366
2013	22552	1749	5	376
2014	24034	4322	11	401
2015	23949	3927	7	399
2016	25380	1764	4,17	423
2017	25628	4863	11,39	427
2018	26320	4390	10,01	439
2019	26113	94845	217,93	435
2020	25791	4294	9,99	430
2021	27088	1838	4,07	451
2022	28283	2919	6,19	471
2023	29105	32342	66,67	485
2024	29653	3103,55	6,28	494

**Tabla 9.2.1.2 Indicador Técnico IT2: Número de disturbios mayores en la red de transmisión - Año 2017**

**Cantidad de Cortes con ENS mayor a 427 MWh.: 3**

Equipo principal	Otros circuitos afectados	Fecha de salida	Potencia Cortada [MW]	ENS [MWh]
ZPYZN1	LAT F. Ameghino - Trelew	17/6/2017 02:58:00	297	2620
ZPYZN1	1LHZN1	27/6/2017 21:15	315	551,25
TI de línea 1BPA-ST1	T1ST	8/12/2017 23:03	628	420,12
	T2ST			
	1DA07			
	1DL09			
	1SA09			
	1SL09			
	1PSFST1			
	1BLAST1			
	1PZST1			
	1SFST1			
	1SFST2			
T1RM	1CQRM1	21/9/2017 01:59	84	425
	1RCRM1			

**Tabla 9.2.1.3 Indicador Técnico IT2: Número de disturbios mayores en la red de transmisión - Año 2018**

**Cantidad de Cortes con ENS mayor a 439 MWh.: 3**

Equipo principal	Otros circuitos afectados	Fecha de salida	Potencia Cortada [MW]	ENS [MWh]
5AMMA1	5MARE1	11/11/2018 10:32	550	482
5BBOL2		9/1/2018 11:34	2650	1078
5HEPU1	5EZHE1 5MCPU2	8/1/2018 13:59	2200	1430

**Tabla 9.2.1.4 Indicador Técnico IT2: Número de disturbios mayores en la red de transmisión - Año 2019**

**Cantidad de Cortes con ENS mayor a 435 MWh.: 2**



Equipo principal	Otros circuitos afectados	Fecha de salida	Potencia Cortada [MW]	ENS [MWh]
5EMRG1		8/2/2019 14:03	2817	539,7
5CACE1		16/6/2019 07:06	12581,2	93090,1

**Tabla 9.2.1.5 Indicador Técnico IT2: Número de disturbios mayores en la red de transmisión - Año 2020**

**Cantidad de Cortes con ENS mayor a 430 MWh.: 2**

Equipo principal	Otros circuitos afectados	Fecha de salida	Potencia Cortada [MW]	ENS [MWh]
5HEPU1	5MCPU2 5CHPU2	5/3/2020 20:00	2800	1726,17
5CBMQ1		19/10/2020 18:23	1070,8	1499
T2BR		20/10/2020 03:24	215,8	895

**Tabla 9.2.1.6 Indicador Técnico IT2: Número de disturbios mayores en la red de transmisión - Año 2021**

**Cantidad de Cortes con ENS mayor a 451 MWh.: 1**

Equipo principal	Otros circuitos afectados	Fecha de salida	Potencia Cortada [MW]	ENS [MWh]
2RARO1		9/6/2021 04:27	236	833,82

**Tabla 9.2.1.7 Indicador Técnico IT2: Número de disturbios mayores en la red de transmisión - Año 2022**

**Cantidad de Cortes con ENS mayor a 471 MWh.: 2**

Equipo principal	Otros circuitos afectados	Fecha de salida	Potencia Cortada [MW]	ENS [MWh]
5RISI1		19/02/2022 12:43	320	570,67
5CLPY1		04/12/2022 22:55	618	1707,23

**Tabla 9.2.1.8 Indicador Técnico IT2: Número de disturbios mayores en la red de transmisión - Año 2023**

**Cantidad de Cortes con ENS mayor a 485 MWh.: 6**

Equipo principal	Otros circuitos afectados	Fecha de salida	Potencia Cortada [MW]	ENS [MWh]
------------------	---------------------------	-----------------	-----------------------	-----------

5ATRD1	5GMLU1; 5ESPRSC1; 5BR-LAV1; 5AMMA1; 5GM-NSJ1	1/3/2023 16:32	4907,4	8486,1
5HEPU1		11/7/2023 21:05	580	502,6
5RISI1		18/7/2023 07:21	310	581
5BB-GBR1		16/12/2023 19:17	1940	1584,3
5AMMA1		17/12/2023 04:40	607	1781
5CBMQ1		17/12/2023 20:39	2184	5862

**Tabla 9.2.1.9 Indicador Técnico IT2: Número de disturbios mayores en la red de transmisión - Año 2024**

**Cantidad de Cortes con ENS mayor a 494 MWh.: 1**

Equipo principal	Otros circuitos afectados	Fecha de salida	Potencia Cortada [MW]	ENS
				[MWh]
5AMEM1		28/3/2024 16:05	900	495

## 9.2.2 LITSA S.A.

**Tabla 9.2.2.1 Indicador Técnico IT1: Energía no suministrada en “Minutos del Sistema”**

Año	Pot. Pico (MW)	ENS (MWh)	ENS en Min. Sist. (min)	1 Min. Sistema (MWh)
1996	11243	0	0	187
1997	11776	294	1,5	196
1998	12269	0	0	204
1999	12730	0	0	212
2000	13535	0	0	226
2001	14061	150	0,6	234
2002	13481	0	0	225
2003	14359	0	0	239
2004	15032	0	0	251
2005	16143	53	0,2	269
2006	17395	122	0,4	290
2007	18345	64	0,2	306
2008	19126	270	0,85	319
2009	19566	2713	8,3	326
2010	20843	47	0,14	347
2011	21564	8	0,02	359
2012	21949	80	0,22	366
2013	22552	24	0,06	376
2014	24034	0	0	401
2015	23949	0	0	399
2016	25380	75	0,18	423
2017	25628	16	0,04	427

Año	Pot. Pico (MW)	ENS (MWh)	ENS en Min. Sist. (min)	1 Min. Sistema (MWh)
2018	26320	0	0	439
2019	26113	345	0,79	435
2020	25791	0	0	430
2021	27088	301	0,67	451
2022	28283	571	1,21	471
2023	29105	581	1,20	485
2024	29653	0	0	494

**Tabla 9.2.2.2 Indicador Técnico IT2: Número de disturbios mayores en la red de transmisión**

Año	1Min. Sistema (MWh)	Cantidad de disturbios mayores
1996	187	0
1997	196	0
1998	204	0
1999	212	0
2000	226	0
2001	234	0
2002	225	0
2003	239	0
2004	251	0
2005	269	0
2006	290	0
2007	306	0
2008	319	0
2009	326	1
2010	347	0
2011	359	0
2012	366	0
2013	376	0
2014	401	0
2015	399	0
2016	423	0
2017	427	0
2018	439	0
2019	435	0
2020	430	0
2021	451	0
2022	471	0
2023	485	1
2024	494	0

### 9.2.3 TIBA S.A.

**Tabla 9.2.3.1 Indicador Técnico IT1: Energía no suministrada en “Minutos del Sistema”**

Año	Pot. Pico (MW)	ENS (MWh)	ENS en Min. Sist. (min)	1 Min. Sistema (MWh)
1997	11776	0	0	196

Año	Pot. Pico (MW)	ENS (MWh)	ENS en Min. Sist. (min)	1 Min. Sistema (MWh)
1998	12269	0	0	204
1999	12730	0	0	212
2000	13535	0	0	226
2001	14061	0	0	234
2002	13481	0	0	225
2003	14359	0	0	239
2004	15032	0	0	251
2005	16143	0	0	269
2006	17395	56	0.2	290
2007	18345	0	0	306
2008	19126	0	0	319
2009	19566	0	0	326
2010	20843	0	0	347
2011	21564	0	0	359
2012	21949	0	0	366
2013	22552	0	0	376
2014	24034	0	0	401
2015	23949	0	0	399
2016	25380	0	0	423
2017	25628	0	0	427
2018	26320	0	0	439
2019	26113	0	0	435
2020	25791	0	0	430
2021	27088	0	0	451
2022	28283	0	0	471
2023	29105	0	0	485
2024	29653	0	0	494

**Tabla 9.2.3.2 Indicador Técnico IT2: Número de disturbios mayores en la red de transmisión**

Año	1Min. Sistema (MWh)	Cantidad de disturbios mayores
1997	196	0
1998	204	0
1999	212	0
2000	226	0
2001	234	0
2002	225	0
2003	239	0
2004	251	0
2005	269	0
2006	290	0
2007	306	0
2008	319	0
2009	326	0
2010	347	0
2011	359	0
2012	366	0
2013	376	0

2014	401	0
2015	399	0
2016	423	0
2017	427	0
2018	439	0
2019	435	0
2020	430	0
2021	451	0
2022	471	0
2023	485	0
2024	494	0

## 9.2.4 YACYLEC S.A.

**Tabla 9.2.4.1**      **Indicador Técnico IT1: Energía no suministrada en “Minutos del Sistema”**

Año	Pot. Pico (MW)	ENS (MWh)	ENS en Min. Sist. (min)	1 Min. Sistema (MWh)
1997	11776	0	0	196
1998	12269	0	0	204
1999	12730	0	0	212
2000	13535	0	0	226
2001	14061	0	0	234
2002	13481	0	0	225
2003	14359	13.73	0.06	239
2004	15032	37.81	0.15	251
2005	16143	19.8	0.07	269
2006	17395	0	0	290
2007	18345	4.88	0.02	306
2008	19126	0	0	319
2009	19566	0	0	326
2010	20843	0	0	347
2011	21564	0	0	359
2012	21949	0	0	366
2013	22552	0	0	376
2014	24034	0	0	401
2015	23949	0	0	399
2016	25380	120	0,28	423
2017	25628	0	0	427
2018	26320	8	0.02	439
2019	26113	2	0	435
2020	25791	0	0	430
2021	27088	0	0	451
2022	28283	12	0,03	471
2023	29105	0	0	485
2024	29653	113	0,23	494

**Tabla 9.2.4.2**      **Indicador Técnico IT2: Número de disturbios mayores en la red de transmisión**

Año	1 Min. Sistema (MWh)	Cantidad de disturbios mayores
1997	196	0
1998	204	0
1999	212	0
2000	226	0
2001	234	0
2002	225	0
2003	239	0
2004	251	0
2005	269	0
2006	290	0
2007	306	0
2008	319	0
2009	326	0
2010	347	0
2011	359	0
2012	366	0
2013	376	0
2014	401	0
2015	399	0
2016	423	0
2017	427	0
2018	439	0
2019	435	0
2020	430	0
2021	451	0
2022	471	0
2023	485	0
2024	494	0

## 9.2.5 ENECOR S.A.

**Tabla 9.2.5.1 Indicador Técnico IT1: Energía no suministrada en “Minutos del Sistema”**

Año	Pot. Pico (MW)	ENS (MWh)	ENS en Min. Sist. (min)	1 Min. Sistema (MWh)
1998	12269	0	0	204
1999	12730	0	0	212
2000	13535	0	0	226
2001	14061	0	0	234
2002	13481	0	0	225
2003	14359	31	0,13	239
2004	15032	0	0	251
2005	16143	0	0	269
2006	17395	0	0	290
2007	18345	0	0	306
2008	19126	190	0,6	319
2009	19566	202	0,62	326
2010	20843	3166	9,11	347
2011	21564	233	0,65	359

Año	Pot. Pico (MW)	ENS (MWh)	ENS en Min. Sist. (min)	1 Min. Sistema (MWh)
2012	21949	0	0	366
2013	22552	630	1,68	376
2014	24034	0	0	401
2015	23949	720	1,8	399

A partir de septiembre de 2015, Transener S.A. es el encargado de los servicios de operación y mantenimiento de los equipamientos de ENECOR S.A., que incluyen: la E.T. Paso de la Patria y los automatismos DAG NOA y DAG Gran Mendoza, desde sus respectivas fechas de habilitación comercial. Por lo tanto, a partir del año 2016 las estadísticas de las instalaciones que correspondían a ENECOR S.A. se muestran en conjunto con las instalaciones de Transener S.A.

**Tabla 9.2.5.2 Indicador Técnico IT2: Número de disturbios mayores en la red de transmisión**

Año	1Min. Sistema (MWh)	Cantidad de disturbios mayores
1997	196	0
1998	204	0
1999	212	0
2000	226	0
2001	234	0
2002	225	0
2003	239	0
2004	251	0
2005	269	0
2006	290	0
2007	306	0
2008	319	0
2009	326	0
2010	347	1
2011	359	0
2012	366	0
2013	376	1
2014	401	0
2015	399	0

## 9.2.6 LIMSA S.A.

**Tabla 9.2.6.1 Indicador Técnico IT1: Energía no suministrada en “Minutos del Sistema”**

Año	Pot. Pico (MW)	ENS (MWh)	ENS en Min. Sist. (min)	1 Min. Sistema (MWh)
2008	19126	0	0	319
2009	19566	0	0	326
2010	20843	0	0	347
2011	21564	0	0	359
2012	21949	0	0	366
2013	22552	0	0	376
2014	24034	14	0,03	401
2015	23949	185	0,46	399

2016	25380	59	0,14	423
2017	25628	225	0,53	427
2018	26320	0	0	439
2019	26113	0	0	435
2020	25791	17	0,04	430
2021	27088	0	0	451
2022	28283	0	0,00	471
2023	29105	0	0,00	485
2024	29653	0	0,00	494

**Tabla 9.2.6.2**      **Indicador Técnico IT2: Número de disturbios mayores en la red de transmisión**

Año	1Min. Sistema (MWh)	Cantidad de disturbios mayores
2008	319	0
2009	326	0
2010	347	0
2011	359	0
2012	366	0
2013	376	0
2014	401	0
2015	399	0
2016	423	0
2017	427	0
2018	439	0
2019	435	0
2020	430	0
2021	451	0
2022	471	0
2023	485	0
2024	494	0

## 9.2.7 Linsa S.A.

**Tabla 9.2.7.1**      **Indicador Técnico IT1: Energía no suministrada en “Minutos del Sistema”**

Año	Pot. Pico (MW)	ENS (MWh)	ENS en Min. Sist. (min)	1 Min. Sistema (MWh)
2010	20843	0	0	347
2011	21564	0	0	359
2012	21949	163	0,45	366
2013	22552	133	0,35	376
2014	24034	281	0,7	401
2015	23949	0	0	399
2016	25380	1073	2,54	423
2017	25628	260	0,61	427
2018	26320	0	0	439
2019	26113	65	0,15	435
2020	25791	155	0,36	430
2021	27088	0	0	451



2022	28283	215	0,46	471
2023	29105	0	0,00	485
2024	29653	1462	2,96	494

**Tabla 9.2.7.2 Indicador Técnico IT2: Número de disturbios mayores en la red de transmisión**

Año	1Min. Sistema (MWh)	Cantidad de disturbios mayores
2010	347	0
2011	359	0
2012	366	0
2013	376	0
2014	401	0
2015	399	0
2016	423	2
2017	427	0
2018	439	0
2019	435	0
2020	430	0
2021	451	0
2022	471	0
2023	485	0
2024	494	1

## 9.2.8 Sistema de Transporte en Alta Tensión (Transener S.A. + TI)

**Tabla 9.2.8.1 Indicador Técnico IT1: Energía no suministrada en “Minutos del Sistema”**

Año	Pot. Pico (MW)	ENS (MWh)	ENS en Min. Sist. (min)	1 Min. Sistema (MWh)
1993	9240	9043	59	154
1994	9389	13465	86	156
1995	10200	14775	87	170
1996	11243	5067	27	187
1997	11776	11572	59	196
1998	12269	1227	6	204
1999	12730	5985	28	212
2000	13535	22137	98	226
2001	14061	9778	42	234
2002	13481	13449	60	225
2003	14359	3039	13	239
2004	15032	1857	7	251
2005	16143	3244	12	269
2006	17395	1037	4	290
2007	18345	9325	30	306
2008	19126	4462	14	319
2009	19566	10044	31	326
2010	20843	26500	76	347
2011	21564	3189	9	359
2012	21949	6005	16	366
2013	22552	2535	7	376

Año	Pot. Pico (MW)	ENS (MWh)	ENS en Min. Sist. (min)	1 Min. Sistema (MWh)
2014	24034	4322	11	401
2015	23949	3927	10	399
2016	25380	3090	7,31	423
2017	25628	5405	12,65	427
2018	26320	4398	10,03	439
2019	26113	95258	218,87	435
2020	25791	4466	10,39	430
2021	27088	2139	4,74	451
2022	28283	3717	7,89	471
2023	29105	32923	67,87	485
2024	29653	4679,25	9,47	494

## **ANEXO 9**

### **Sección 3: Estadística de caídas de estructuras**

**Tabla 9.3.1. Caídas de estructuras de líneas de 500 kV**

Tramo	Fecha Desconexión	Fecha Reconexión	Cantidad Estructuras	Motivo
HENDERSON - EZEIZA (I)	04/01/74	16/01/74	7	TORNADO
HENDERSON - EZEIZA (II)	18/01/74	30/01/74	9	TORNADO
PUELCHES - HENDERSON (II)	07/04/75	24/10/75	8	TORNADO
HENDERSON - EZEIZA (II)	14/11/75	16/11/75	1	TORNADO
PUELCHES - HENDERSON (I)	11/01/76	24/01/76	1	TORNADO
HENDERSON - EZEIZA (I)	05/03/76	12/03/76	1	TORNADO
HENDERSON - EZEIZA (II)	05/03/76	08/04/76	1	TORNADO
PUELCHES - HENDERSON (I)	01/01/77	11/01/77	5	TORNADO
PUELCHES - HENDERSON (II)	01/01/77	25/01/77	12	TORNADO
CHOCON - PUELCHES (I)	22/02/81	26/02/81	2	TORNADO
CHOCON - PUELCHES (II)	22/02/81	01/03/81	3	TORNADO
S. GRANDE - SANTO TOME	21/07/83	24/09/83	1	CRECIDA EXTRAORD. DEL RIO
HENDERSON - EZEIZA (II)	08/12/83	11/12/83	1	TORNADO
CHOCON - PUELCHES (I)	20/11/84	26/11/84	3	TORNADO
CHOCON - PUELCHES (II)	20/11/84	24/11/84	3	TORNADO
HENDERSON - EZEIZA (I)	23/02/87	10/03/87	13	TORNADO
HENDERSON - EZEIZA (II)	23/02/87	05/04/87	14	TORNADO
ROSARIO O. - RODRIGUEZ	04/03/89	12/04/89	19	TORNADO
ROMANG - RESISTENCIA	01/03/89	08/03/89	1	TORNADO
OLAVARRIA - ABASTO	13/10/91	03/11/91	10	TORNADO (III)
ALMAFUERTE - ROSARIO O.	04/12/91	11/01/92	1	TORMENTA SEVERA
HENDERSON - EZEIZA (I)	20/03/92	25/03/92	2	TORNADO
HENDERSON - EZEIZA (I)	09/05/92	16/05/92	2	TORNADO (III)
HENDERSON - EZEIZA (I)	26/11/92	29/11/92	1	ATENTADO
OLAVARRIA - ABASTO	26/11/92	1/12/92	1	ATENTADO
ROSARIO O. - RODRIGUEZ	31/01/93	13/03/93	13	TORNADO
HENDERSON - EZEIZA (I)	13/04/93	05/05/93	19	TORNADO
HENDERSON - EZEIZA (II)	13/04/93	02/06/93	20	TORNADO
OLAVARRIA - ABASTO	13/04/93	16/05/93	10	TORNADO
BAHIA BLANCA - OLAVARRIA	13/04/93	12/05/93	7	TORNADO
SANTO TOME - ROSARIO O.	29/08/93	08/09/93	7	TORNADO (III)
ALMAFUERTE - MALVINAS	10/11/93	18/11/93	6	TORNADO
PUELCHES-HENDERSON (I)	28/12/93	30/12/93	1	ATENTADO
PUELCHES -HENDERSON (II)	28/12/93	31/12/93	1	ATENTADO
PUELCHES-HENDERSON (I)	17/03/94	19/03/94	1	ATENTADO
PUELCHES -HENDERSON (II)	17/03/94	20/03/94	1	ATENTADO
HENDERSON - EZEIZA (I)	06/05/94	13/05/94	4	TORNADO (III)
HENDERSON - EZEIZA (II)	06/05/94	11/05/94	5	TORNADO (III)
CHOELE CHOEL - BAHIA BLANCA	07/07/94	09/07/94	1	ATENTADO
PUELCHES-HENDERSON (I)	06/10/94	08/10/94	1	ATENTADO
PUELCHES -HENDERSON (II)	06/10/94	09/10/94	1	ATENTADO
CHOCON - PUELCHES (I)	01/08/95	03/08/95	1	ATENTADO
HENDERSON - EZEIZA (I)	03/10/95	06/10/95	1	ATENTADO
HENDERSON - EZEIZA (II)	03/10/95	05/10/95	1	ATENTADO

Tramo	Fecha Desconexión	Fecha Reconexión	Cantidad Estructuras	Motivo
CHOELE CHOEL -BAHIA BLANCA	03/10/95	06/10/95	1	ATENTADO
PLANICIE BAND. - C. COSTA	08/02/96	09/02/96	1	ATENTADO
OLAVARRIA - BAHIA BLANCA	08/02/96	09/02/96	1	ATENTADO
PIEDRA AGUILA - CHOCON O(II)	25/07/96	27/07/96	1	ATENTADO
OLAVARRIA - ABASTO	25/07/96	27/07/96	1	ATENTADO
CHOCON - PUELCHES (I)	09/08/96	11/08/96	2	ATENTADO
ALICURA - PIEDRA AGUILA (I)	07/07/97	15/07/97	2	HIELO
SANTO - TOME ROMANG	28/10/97	02/11/97	3	TORNADO
CH. OESTE - CHOELE CHOEL	01/06/99	03/06/99	1	ATENTADO
HENDERSON - EZEIZA (I)	30/11/99	02/12/99	1	ATENTADO
HENDERSON - EZEIZA (I)	30/11/99	03/12/99	1	ATENTADO
ABASTO-OLAVARRIA (I)	30/11/99	03/12/99	1	ATENTADO
MALVINAS - RECREO	01/12/99	03/12/99	1	ATENTADO
EL BRACHO - RECREO	07/03/00	14/03/00	1	CRECIDA RIO
B. BLANCA - OLAVARRIA (I)	20/07/00	21/07/00	1	ATENTADO
B. BLANCA - OLAVARRIA (II)	20/07/00	25/07/00	1	ATENTADO
B.BLANCA - CHOELE CHOEL (II)	05/09/00	08/09/00	1	ATENTADO
EZEIZA - HENDERSON (I)	05/09/00	10/09/00	1	ATENTADO
EZEIZA - HENDERSON (II)	05/09/00	08/09/00	1	ATENTADO
ROSARIO - SANTO TOME	03/10/00	07/10/00	4	TORNADO (III)
PUELCHES - HENDERSON (I)	08/10/00	12/10/00	3	TORNADO (III)
EZEIZA - HENDERSON (I)	21/10/00	31/10/00	8	TORNADO (III)
EZEIZA - HENDERSON (II)	21/10/00	09/11/00	15	TORNADO (III)
EZEIZA - HENDERSON (I)	26/12/01	05/01/01	11	TORNADO
EZEIZA - HENDERSON (II)	26/12/01	01/01/01	13	TORNADO
CHOCON – PUELCHES	30/06/01	01/07/01	1	ATENTADO
EZEIZA - HENDERSON (I)	25/10/01	27/10/01	1	ATENTADO
EZEIZA - HENDERSON (II)	25/10/01	28/10/01	1	ATENTADO
B.BLANCA - CHOELE CHOEL (I)	25/10/01	27/10/01	1	ATENTADO
B.BLANCA - CHOELE CHOEL (II)	25/10/01	28/10/01	1	ATENTADO
MACACHIN – PUELCHES (I)	16/12/01	21/12/01	4	TORNADO
MACACHIN – PUELCHES (II)	16/12/01	26/12/01	8	TORNADO
EZEIZA – HENDERSON (I)	10/03/02	11/03/02	1	TORNADO
EZEIZA – HENDERSON (I)	15/08/02	17/08/02	1	ATENTADO
EZEIZA – HENDERSON (II)	15/08/02	18/08/02	1	ATENTADO
ABASTO – OLAVARRIA (I)	15/08/02	20/08/02	1	ATENTADO
ABASTO – OLAVARRIA (II)	15/08/02	20/08/02	1	ATENTADO
CHOCON – PUELCHES (II)	02/10/03	04/10/03	1	IMPACTO DE MAQUINARIA SOBRE ESTRUCTURA
B.BLANCA – OLAVARRIA (I)	04/12/03	06/12/03	1	RAFAGAS ASCENDENTES
P.PATRIA - RINCON	22/12/03	03/01/04	9	VIENTOS TORNADICOS
EZEIZA – HENDERSON (I)	08/09/04	10/09/04	1	ATENTADO
EZEIZA – HENDERSON (II)	08/09/04	09/09/04	1	ATENTADO
CHOCON – PUELCHES (II)	21/06/05	23/06/05	1	IMPACTO DE VEHICULO SOBRE ESTRUCTURA
MACACHIN – PUELCHES (II)	25/07/05	27/07/05	1	ATENTADO
HENDERSON – PUELCHES (I)	25/07/05	27/07/05	1	ATENTADO

Tramo	Fecha Desconexión	Fecha Reconexión	Cantidad Estructuras	Motivo
EZEIZA – HENDERSON (II)	04/09/08	06/09/08	1	ATENTADO
EZEIZA – HENDERSON (I)	04/09/08	07/09/08	1	ATENTADO
HENDERSON – PUELCHES (I)	20/10/08	22/10/08	1	TORMENTA SEVERA
RAMALLO – ROSARIO O. (I)	02/02/09	11/02/09	6	VIENTOS TORNADICOS
RAMALLO – ROSARIO O. (I)	13/11/09	3/12/09	24	VIENTOS TORNADICOS
CHOCON – PUELCHES (II)	07/03/10	09/03/10	1	TORMENTA SEVERA
ATUCHA – GRAL. RODRÍGUEZ	10/12/12	18/12/12	5	TORMENTA SEVERA
EZEIZA – HENDERSON (I)	30/05/14	01/06/14	1	ATENTADO
HENDERSON – MACACHIN	23/11/14	28/11/14	4	TORNADO
CHOCON – PUELCHES (I)	21/01/15	25/01/15	2	TORNADO
HENDERSON – MACACHIN (II)	24/02/15	01/03/15	5	TORNADO
EZEIZA – HENDERSON (I)	18/11/15	21/11/15	1	ATENTADO
CHOCON – PUELCHES (II)	05/03/20	14/03/20	4	TORNADO
MACACHÍN – PUELCHES (II)	05/03/20	11/03/20	7	TORNADO
HENDERSON – PUELCHES (I)	05/03/20	13/03/20	7	TORNADO
CHOCON – PUELCHES (I)	26/02/21	02/03/21	3	TORNADO
EZEIZA – HENDERSON (II)	20/01/22	24/01/22	2	TORNADO
CHOELE CHOEL – PUERTO MADRYN	04/12/22	07/12/22	1	ATENTADO
B.BLANCA – OLAVARRIA (I)	16/12/23	28/12/23	9	FUERTES VIENTOS
B. BLANCA - OLAVARRIA (II)	16/12/23	23/12/23	5	FUERTES VIENTOS
PASO DE LA PATRIA – RINCÓN	29/12/23	19/01/24	10	TORMENTA SEVERA

**Referencias:**

- (I) Terna 1
- (II) Terna 2
- (III) Tornados fuera de época tornádica (fuera del período Nov.-Abril)

**Tabla 9.3.2. Caídas de estructuras de líneas de 220 kV**

Tramo	Fecha Desconexión	Fecha Reconexión	Cantidad Estructuras	Motivo
RAMALLO - VILLA LIA	29/10/84	29/11/84	6	TORMENTA SEVERA
ROSARIO OESTE - RAMALLO	02/01/86	15/01/86	2	TORMENTA SEVERA
ROSARIO OESTE - RAMALLO	11/12/88	19/12/88	3	TORMENTA SEVERA
RAMALLO - VILLA LIA	07/03/90	21/04/90	3	TORMENTA SEVERA
RAMALLO - VILLA LIA	20/01/91	25/04/91	8	TORMENTA SEVERA
RAMALLO - VILLA LIA	30/01/04	09/02/04	13	TORMENTA SEVERA
RAMALLO - VILLA LIA	02/11/04	12/11/04	20	TORMENTA SEVERA
RODRÍGUEZ – VILLA LIA (I)	09/12/22	15/12/22	3	TORMENTA SEVERA
RODRÍGUEZ – VILLA LIA (II)	09/12/22	15/12/22	3	TORMENTA SEVERA
ROSARIO OESTE – RAMALLO (I)	08/03/24	04/04/24	7	TORMENTA SEVERA
ROSARIO OESTE – RAMALLO (II)	08/03/24	04/04/24	7	TORMENTA SEVERA

**Referencias:**

- (I) Terna 1
- (II) Terna 2



## **ANEXO 9**

### **Sección 4: Distorsiones en la forma de onda de las tensiones**

## 9.4.- 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 Transener 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 Distorsion)*
- *IVD (Individual Voltage Distorsion)*

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 el Procedimiento Técnico 12, 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 9.4.1. 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 9.4.1. 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 esta 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 9.4.2, 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 fuera generada por actores distintos al prestador del servicio, este 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 9.4.2 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 9.4.2. 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
<b>Tasa de Distorsión Total:</b>	<b>TDT 8 %</b>	<b>TDT 3 %</b>

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.

## Resultados obtenidos en mediciones

Respondiendo a los requerimientos del PT 12 y de acuerdo con resultados de mediciones de armónicas realizados por TRANSENER 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. 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 ha verificado un exceso en los índices de distorsión armónica total (THD) en las EE.TT. de 500 kV Alicurá, Bahía Blanca, El Bracho, Ezeiza, Gran Mendoza, Malvinas, Olavarría, Planicie Banderita, Ramallo, Resistencia, Rodríguez, Romang y Santo Tomé, así como también un compromiso marginal en el caso de la ET Ramallo 220 kV.

En general, se observó que el índice THD superaba al valor límite por la magnitud de una armónica predominante (tercera, quinta o séptima), por lo que en esos casos también el índice IVD superaba su límite, o por la presencia de dos armónicas predominantes: tercera y quinta o tercera y séptima.

En 132 kV se investigaron las barras potencialmente críticas del sistema, por la presencia de bancos de capacitores shunt en ese nivel de tensión. Las mediciones indican que los índices THD e IVD superan a los límites en los casos de las EE.TT. Resistencia y Paso de la Patria, por problemas de quinta armónica.

No obstante lo anterior, cabe señalar que los transformadores de tensión inductivos pueden haber afectado adversamente las mediciones realizadas, distorsionando los valores obtenidos.

## **ANEXO 9**

### **Sección 5: Niveles de tensión fuera de los valores permitidos**

**Tabla 9.5.1 Estadística de barras de 500 kV con niveles de tensión fuera rango (Año 2024)**

Tensión kV	Estación	Desviación Máxima (%)	Desviación Media (%)	Tiempo total		Comentarios
				Hs	%	
500	25 DE MAYO	5,0	3,19	2230,42	25,46	Fuera de banda a solicitud de CAMMESA por déficit de reactivo en el área.
500	ABASTO	4,3	3,18	56,15	0,64	Fuera de banda a solicitud de CAMMESA para mantener reserva de potencia reactiva en los compensadores sincrónicos de EZ.
500	AES PARANA	5,0	3,76	5261,35	60,06	Fuera de banda a solicitud de CAMMESA por déficit de reactivo en el área.
500	AGUA DEL CAJON	4,3	3,14	85,28	0,97	Fuera de banda a solicitud de CAMMESA por déficit de reactivo en el área.
500	ALICURA	4,8	3,11	5,08	0,06	Fuera de banda a solicitud de CAMMESA por déficit de reactivo en el área.
500	ALMAFUERTE	5,0	3,11	8,75	0,10	Fuera de banda a solicitud de CAMMESA para:
						-Por déficit de reactivo en el área
						- Mantener los perfiles de tensión en el nodo Malvinas.
500	ARROYO CABRAL	4,9	3,20	259,43	2,96	Fuera de banda a solicitud de CAMMESA para:
						- Por déficit de reactivo en el área.
						- Mantener los perfiles de tensión en el nodo Malvinas.
500	ATUCHA 500	4,3	3,14	5,12	0,06	--Fuera de banda a solicitud de CAMMESA para mantener reserva de potencia reactiva en los compensadores sincrónicos de EZ.
500	BAHIA BLANCA	5,0	3,6	3,07	0,02	-Fuera de banda a solicitud de CAMMESA para mantener reserva de potencia reactiva en los compensadores sincrónicos de EZ.
500	CERRITO DE LA COSTA	4,9	3,27	563,81	6,44	-Fuera de banda a solicitud de CAMMESA para mantener reserva de potencia reactiva en los compensadores sincrónicos de EZ.
500	BRACHO	4,9	3,38	1803,45	20,59	Fuera de banda a solicitud de CAMMESA para
						- Mantener los perfiles de tensión en el área NOA.
						- Mantener los perfiles de tensión en el nodo San Juancito.
						- Para extender el límite de la restricción estacional 66.
500	COBOS	4,9	3,38	1901,22	21,70	Fuera de banda a solicitud de CAMMESA para
						- Para mantener los perfiles de tensión en el nodo Malvinas.
						- Para extender el límite de la restricción estacional 66.

Tensión kV	Estación	Desviación Máxima (%)	Desviación Media (%)	Tiempo total		Comentarios
				Hs	%	
500	COLONIA ELIA	4,6	3,33	13,26	0,15	Fuera de banda a solicitud de CAMMESA para mantener reserva de potencia reactiva en los compensadores sincrónicos de EZ.
500	CORONDA	4,9	3,36	1038,19	11,85	Fuera de banda a solicitud de CAMMESA para:
						- Para extender el límite de la restricción estacional 66.
						- Por déficit de reactivo en el área.
500	CHACO	4,9	3,28	753,55	8,60	Fuera de banda a solicitud de CAMMESA para
						- Para extender el límite de la restricción estacional 66.
						- Por déficit de reactivo en el área.
500	CHOELE CHOEL	4,0	3,16	0,77	0,01	Fuera de banda a solicitud de CAMMESA para mantener reserva de potencia reactiva en los compensadores sincrónicos de EZ.
500	EMBALSE	4,9	3,19	195,55	2,23	Fuera de banda a solicitud de CAMMESA para
						- Por déficit de reactivo en el área.
						- Para extender el límite de la restricción estacional 2.
500	ESPERANZA	5,0	3,01	50,75	0,58	Fuera de banda a solicitud de CAMMESA por déficit de reactivo en el área.
500	CHOCON ESTE	5,0	3,36	1653,87	18,88	Fuera de banda a solicitud de CAMMESA para mantener reserva de potencia reactiva en los compensadores sincrónicos de EZ.
500	CHOCON OESTE	4,9	3,36	940,47	10,74	Fuera de banda a solicitud de CAMMESA para mantener reserva de potencia reactiva en los compensadores sincrónicos de EZ.
500	GRAN FORMOSA	4,9	3,03	2914,99	33,28	Fuera de banda a solicitud de CAMMESA para
						- Mantener los perfiles de tensión en el área NEA.
500	GRAN MENDOZA	4,9	3,38	1803,45	20,59	Fuera de banda a solicitud de CAMMESA
						Para mantener la tensión en la ET RDI.
						- Por déficit de reactivo en el área.
500	GRAN PARANA	5,0	3,34	1833,92	20,94	Fuera de banda a solicitud de CAMMESA para
						- Para extender el límite de la restricción estacional 66.
						- Por déficit de reactivo en el área.



Tensión kV	Estación	Desviación Máxima (%)	Desviación Media (%)	Tiempo total		Comentarios
				Hs	%	
500	GUILLERMO BROWN	4,5	3,20	1833,92	20,94	Fuera de banda a solicitud de CAMMESA para mantener reserva de potencia reactiva en los compensadores sincrónicos de EZ.
500	HENDERSON	5,0	3,38	673,91	7,69	Fuera de banda a solicitud de CAMMESA: - Para mantener reserva de potencia reactiva en los compensadores sincrónicos de EZ. - Por déficit de reactivo en el área.
500	LUJAN	4,9	3,39	5683,61	64,88	Fuera de banda a solicitud de CAMMESA: - Para extender el límite de la restricción estacional 2. - Por déficit de reactivo en el área.
500	LA RIOJA SUR	4,8	3,08	17,02	0,19	Fuera de banda a solicitud de CAMMESA: - Por déficit de reactivo en el área.
500	LAVALLE	5,0	3,61	4541,92	51,85	Fuera de banda a solicitud de CAMMESA: - Para extender el límite de la restricción estacional 66. - Por déficit de reactivo en el área.
500	MACACHIN	4,9	3,39	521,44	5,95	Fuera de banda a solicitud de CAMMESA para - Para déficit de reactivo en el área. - Mantener reserva de potencia reactiva en los compensadores sincrónicos de EZ.
500	MALVINAS	4,9	3,38	1901,22	21,70	Fuera de banda a solicitud de CAMMESA por déficit de reactivo en el área
500	MANUEL BELGRANO	4,9	3,38	1803,45	20,59	Fuera de banda a solicitud de CAMMESA para: - Mantener reserva de potencia reactiva en los compensadores sincrónicos de EZ.
500	MERCEDEZ	4,9	3,61	1398,65	15,97	Fuera de banda a solicitud de CAMMESA para Mantener reserva de potencia reactiva en los compensadores sincrónicos de EZ.
500	MONTE QUEMADO	4,9	3,46	1240,83	14,16	Fuera de banda a solicitud de CAMMESA: - Para extender el límite de la restricción estacional 66. - Para mantener los perfiles de tensión en el área. - Mantener los perfiles de tensión en el área NEA.



Tensión kV	Estación	Desviación Máxima (%)	Desviación Media (%)	Tiempo total		Comentarios
				Hs	%	
500	NUEVA SAN JUAN	5,0	3,34	1246,80	14,23	Fuera de banda a solicitud de CAMMESA: -Por déficit de reactivo en el área.
500	OLAVARRIA	4,0	3,21	17,21	0,20	Fuera de banda a solicitud de CAMMESA para Mantener reserva de potencia reactiva en los compensadores sincrónicos de EZ.
500	PASO DE LA PATRIA	4,9	3,53	3324,43	37,95	Fuera de banda a solicitud de CAMMESA: - Para extender el límite de la restricción estacional 66. - Para déficit de reactivo en el área.
500	PIEDRA	4,9	3,26	138,91	1,59	Fuera de banda a solicitud de CAMMESA: - Para mantener la reserva de potencia reactiva en los CCSS de la ET EZ. - Para déficit de reactivo en el área.
500	PUELCHES	5,0	3,09	48,04	0,55	- Fuera de banda a solicitud de CAMMESA para mantener la reserva de potencia reactiva en los CCSS de la ET EZ. - Para déficit de reactivo en el área.
500	PUERTO MADRYN	4,9	3,28	2032,06	23,20	Fuera de banda a solicitud de CAMMESA: - Por déficit de reactivo en el área.
500	RAMALLO	4,9	3,72	5161,92	58,93	Fuera de banda a solicitud de CAMMESA: - Para mantener reserva de potencia reactiva en los compensadores sincrónicos de EZ.
500	RECREO	4,9	3,23	57,52	0,66	Fuera de banda a solicitud de CAMMESA: - Por déficit de reactivo en el área. -Para extender el límite de la restricción estacional 74.
500	RIO DIAMANTE	4,9	3,07	25,23	0,29	Fuera de banda a solicitud de CAMMESA para mantener reserva de potencia reactiva en los compensadores sincrónicos de EZ.
500	RIO GRANDE	4,9	3,19	195,55	2,23	Fuera de banda a solicitud de CAMMESA: - Para extender el límite de la restricción estacional 2. - Por déficit de reactivo en el área.

Tensión kV	Estación	Desviación Máxima (%)	Desviación Media (%)	Tiempo total		Comentarios
				Hs	%	
500	RINCON	4,9	3,17	1577,23	18,00	Fuera de banda a solicitud de CAMMESA:
						- Para extender el límite de la restricción estacional 66.
						- Para mantener la tensión en el sistema de ANDES.
500	RIO SANTA CRUZ	4,9	3,27	226,13	2,58	Fuera de banda a solicitud de CAMMESA por déficit de reactivo en el área.
500	ROSARIO OESTE	4,9	3,19	110,52	1,26	Fuera de banda a solicitud de CAMMESA:
						- Para déficit de reactivo en el área.
						- Para mantener reserva de potencia reactiva en los compensadores sincrónicos de EZ.
500	ROMANG	4,9	3,09	2914,99	33,28	Fuera de banda a solicitud de CAMMESA:
						- Para déficit de reactivo en el área.
						- Para extender el límite de la restricción estacional 66.
500	RESISTENCIA	4,9	3,19	215,85	2,46	Fuera de banda a solicitud de CAMMESA:
						- Para extender el límite de la restricción estacional 66.
						- Para mantener los perfiles de tensión en el área NEA.
500	SANTIAGO	5,0	3,61	5177,74	59,11	Fuera de banda a solicitud de CAMMESA:
						- Para extender el límite de la restricción estacional 66.
						- Por déficit de reactivo en el área.
500	SALTO GRANDE	4,9	3,14	57,37	0,65	Fuera de banda a solicitud de CAMMESA:
						- Para mantener reserva de potencia reactiva en los compensadores sincrónicos de EZ.
500	SAN ISIDRO	4,9	3,19	1098,87	12,54	Fuera de banda a solicitud de CAMMESA:
						- Para mantener la tensión en el sistema de ANDES.
500	SAN JUANCITO	4,9	3,32	1322,13	15,09	Fuera de banda a solicitud de CAMMESA:
						- Para extender el límite de la restricción estacional 66.
500	SANTO TOME	4,9	3,34	1513,46	17,28	Fuera de banda a solicitud de CAMMESA:
						- Para mantener reserva de potencia reactiva en los compensadores sincrónicos de EZ.

Tensión kV	Estación	Desviación Máxima (%)	Desviación Media (%)	Tiempo total		Comentarios
				Hs	%	
500	SANTA CRUZ NORTE	4,9	3,19	190,07	2,17	Fuera de banda a solicitud de CAMMESA por déficit de reactivo en el área. - Para déficit de reactivo en el área.
500	RIO SANTA CRUZ	4,9	3,27	226,13	2,58	Fuera de banda a solicitud de CAMMESA: -Por déficit de reactivo en el área.
500	VIVORATA	5,0	3,50	2230,42	25,46	Fuera de banda a solicitud de CAMMESA: -Por déficit de reactivo en el área.
500	YACYRETA	4,9	3,21	531,32	6,07	Fuera de banda a solicitud de CAMMESA: - Para extender el límite de la restricción estacional 66.

**Tabla 9.5.2 Estadística de barras de 345 kV con niveles de tensión fuera rango (Año 2024)**

Tensión kV	Estación	Desviación Máxima ()	Desviación Media ()	Tiempo total		Comentarios
				Hs		
345	-	-	-	-	-	No hubo.

**Tabla 9.5.3 Estadística de barras de 220 kV con niveles de tensión fuera rango (Año 2024)**

Tensión kV	Estación	Desviación Máxima ()	Desviación Media ()	Tiempo total		Comentarios
				Hs		
220	-	-	-	-	-	No hubo.

**Tabla 9.5.4 Estadística de barras de 132 kV con niveles de tensión fuera rango (Año 2024)**

Tensión kV	Estación	Desviación Máxima ()	Desviación Media ()	Tiempo Total		Comentarios
				Hs		
132	ALICURA	9,8	5,76	1371,77	15,66	A solicitud de CAMMESA por pedido de EDERSA.
132	ARROYO CABRAL	9,3	5,20	521,60	5,95	A solicitud de CAMMESA por pedido de EPEC.
132	ALMAFUERTE	7,3	5,32	353,62	4,04	A solicitud de CAMMESA por pedido de EPEC.
132	ATUCHA	8,8	5,46	151,67	1,73	A solicitud de CAMMESA por pedido de TRANSBA.
132	EL BRACHO	8,9	5,35	259,45	2,96	A solicitud de CAMMESA por pedido de TRANSNOA.
132	BAHIA BLANCA	6,8	5,33	137,69	1,57	A solicitud de CAMMESA por pedido de TRANSBA.
132	CAMPAMA	8,0	5,38	133,64	1,53	A solicitud de CAMMESA por pedido de TRANSBA.
132	CHOCÓN OESTE	8,6	5,27	105,00	1,20	A solicitud de CAMMESA por pedido de COTDT Comahue.
132	CHOELE CHOEL	5,4	5,23	0,12	0,00	A solicitud de CAMMESA por pedido de COTDT Comahue.
132	CHACO	9,8	5,35	285,29	3,26	A solicitud de CAMMESA por pedido de TRANSNEA.
132	GRAN FORMOSA	11,8	5,19	219,18	2,50	A solicitud de CAMMESA por pedido de TRANSNEA.
132	LA RIOJA SUR	11,1	5,37	4900,40	55,94	A solicitud de CAMMESA por pedido de TRANSNOA.
132	LUJAN	9,8	5,71	1372,20	15,66	A solicitud de CAMMESA por pedido de EDESAL.
132	MACACHIN	9,8	5,52	1466,54	16,74	A solicitud de CAMMESA por pedido de APELP.
132	MERCEDES	9,8	5,02	402,01	4,59	A solicitud de CAMMESA por pedido de TRANSNEA.
132	MALVINAS	9,8	5,83	0,23	0,00	A solicitud de CAMMESA por pedido de EPEC.
132	MACACHIN	9,8	5,76	1466,54	16,74	A solicitud de CAMMESA por pedido de APELP.
132	MONTE QUEMADO	10,8	6,56	558,29	6,37	A solicitud de CAMMESA por pedido de TRANSNOA.
132	OLAVARRIA	8,4	5,47	6012,55	68,64	A solicitud de CAMMESA, a pedido de TRANSBA por requerimiento de EDEA.
132	PLANICIE BANDERITA	9,8	5,19	336,09	3,84	A solicitud de CAMMESA por pedido de COTDT Comahue.
132	PASO DE LA PATRIA	8,5	5,54	156,90	1,79	A solicitud de CAMMESA por pedido de TRANSNEA.
132	PUELCHES	7,2	5,31	531,90	6,07	A solicitud de CAMMESA por pedido de APELP.
132	RAMALLO	9,8	6,10	316,06	3,61	A solicitud de CAMMESA, a pedido de TRANSBA por requerimiento de EDEN.
132	RECREO	8,4	5,22	2264,63	25,85	A solicitud de CAMMESA por pedido de TRANSNOA.
132	RINCON	9,8	5,35	311,25	3,55	A solicitud de CAMMESA por pedido de TRANSNEA.
132	ROMAN	8,0	5,29	360,56	4,12	A solicitud de CAMMESA por pedido de EPESF.

Tensión kV	Estación	Desviación Máxima ()	Desviación Media ()	Tiempo Total		Comentarios
				Hs		
132	ROSARIO OESTE	<b>10,8</b>	<b>5,29</b>	40,94	0,47	A solicitud de CAMMESA por pedido de EPESF.
132	RESISTENCIA	<b>11,8</b>	<b>5,41</b>	154,67	1,77	A solicitud de CAMMESA por pedido de TRANSNEA.
132	COLONIA ELIA	<b>9,8</b>	<b>5,41</b>	202,95	2,32	A solicitud de CAMMESA por pedido de TRANSNEA.
132	SANTO TOME	<b>6,5</b>	<b>5,12</b>	557,66	6,37	A solicitud de CAMMESA por pedido de EPESF.
132	SAN ISIDRO	<b>9,8</b>	<b>5,52</b>	3320,19	37,90	A solicitud de CAMMESA por pedido de EMSA.
132	SANTIAGO DEL ESTERO	<b>9,8</b>	<b>6,39</b>	52,48	0,60	A solicitud de CAMMESA por pedido de TRANSNOA.
132	SAN JUANCITO	<b>9,89</b>	<b>5,37</b>	889,18	10,15	A solicitud de CAMMESA por pedido de TRANSNOA.
132	VILLA LIA	<b>9,8</b>	<b>5,34</b>	2,18	0,02	A solicitud de CAMMESA, a pedido de TRANSBA.
132	SANTA CRUZ NORTE	<b>7,4</b>	<b>5,10</b>	28,23	0,32	A solicitud de CAMMESA por pedido de TRANSPA.
132	GRAN PARAMA	<b>8,8</b>	<b>5,31</b>	456,49	5,21	A solicitud de CAMMESA por pedido de EDERSA.
132	PUERTO MADRYN	<b>8,8</b>	<b>5,31</b>	46,66	0,53	A solicitud de CAMMESA por pedido de TRANSPA.
132	VIVORATA	<b>8,0</b>	<b>5,46</b>	5785,11	66,04	A solicitud de CAMMESA por pedido de TRANSBA.
132	25 DE MAYO	<b>10,8</b>	<b>6,44</b>	28,23	0,32	A solicitud de CAMMESA por pedido de TRANSBA.

## **ANEXO 10**

### **Información de Interés General relativa a la Guía de Referencia**

## **ANEXO 10**

### **Sección 1: Información relativa a la edición y venta de la Guía**

---

**INFORMACION DE INTERÉS GENERAL RELATIVA A LA GUÍA DE REFERENCIA EDITADA POR:**

Gerencia de Planificación y Operación de la Red  
Departamento Planeamiento de la Red  
Av. Maipú 1 – 11° Piso – (C1084ACU) Ciudad Autónoma de Buenos Aires

**Casillas de correo electrónico para eventuales consultas:**

[info guia-transener@transener.com.ar](mailto:info guia-transener@transener.com.ar)

**Descarga de la Guía de Referencia:**

Es posible descargar la documentación de la vigente versión de la Guía de Referencia ingresando en <https://www.transener.com.ar/solicitudes/>

**Responsables de la publicación:**

***Ing. Juan Weigandt***

**Gerente de Planificación y  
Operación de la Red**

***Ing. Jorge A. Nizovoy***

**Jefe de Departamento de  
Planeamiento de la Red**

**Planificación y Estudios Especiales  
Depto. Planeamiento de la Red**

***Ing. Esteban Agüero***

***Ing. Juan Arias***

***Esteban Baldassini***



**FECHA DE CIERRE DE DATOS DE ENTRADA DE LA GUÍA:**

***31 de marzo de 2025***

**RECEPCIÓN DE DATOS DE TERCEROS PARA NUEVAS GUÍAS:**

Se recuerda e invita a todos los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista a suministrarle a Transener 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\Pt12.pdf) y las planillas MS Excel tipo asociadas se encuentran en la documentación adjunta (\Archivos\Plantipo\\*.xls).

## **ANEXO 10**

### **Sección 2: Observaciones del OED a la presente edición**