

Red de Transporte de la Provincia de Buenos Aires

Previsión Situaciones Relevantes invierno 2025

GPOR - I de O

- **Resumen de consideraciones y resultados Condición N**
- **Hipótesis consideradas para el análisis**
- **Evolución de la demanda y generación distribuida**
- **Situación Parque de transformación Estado N**
- **Situaciones relevantes de Líneas Estado N**
- **Nodos y Corredores Comprometidos**
- **Área Atlántica**
- **Anexo - Análisis de la Red en Condición N-1**

Resumen de consideraciones y resultados condición N

Consideraciones sobre el presente documento

El documento se basa en estimaciones de demanda de los usuarios y datos históricos reales de TRANSBA.

El objetivo es identificar estados de carga relevantes para la red en condición N y N-1 donde se estiman porcentajes de sobrecarga que podrían darse en escenarios de pico exigentes.

Es importante considerar que la red de TRANSBA no está diseñada con el criterio de operación N-1 en todas las condiciones de demanda y para todo su equipamiento. Por tanto, se muestran las estimaciones de afectación a la demanda para N-1 de transformadores y líneas de transmisión en el Anexo del presente documento, con la finalidad de estar preparados para las acciones que se deberán tomar en la operación en tiempo real ante contingencias.

Asociado a lo anterior, se encuentra vigente desde hace más de una década, la Orden de Servicio N° 20 de TRANSBA, que es OS del SADI, donde cada agente distribuidor y cooperativa acordó con TRANSBA las acciones de transferencias de demanda y prioridades de restricción en cada nodo ante la ocurrencia de contingencias o cuando se supere la capacidad nominal del equipamiento en condición N.

Resumen de consideraciones y resultados condición N

Zonas destacadas con probabilidad de saturación de equipos

Corredor de 66 kV Bragado - Pehuajó: Se espera alta solicitud en los transformadores de 132/66 kV T5PH, T3BG y T4BG, lo que podría requerir restricciones a la demanda en los nodos Bragado, Pehuajó, Carlos Casares, 9 de Julio y Trenque Lauquen.

Corredor de 66 kV Pergamino - Areco: El corredor opera abierto por seguridad y para mitigar sobrecargas. En configuración habitual (C. Sarmiento alimentado desde S. A. de Areco), se espera alta carga en el T3AA, la cual es dependiente de la generación distribuida diésel de Capitán Sarmiento .

Corredor de 132 kV Ramallo - Zárate: Contiene a las EETT Ramallo Industrial, San Pedro con Papel Prensa y Baradero radiales; Las Palmas con Protisa y Eastman radiales. Tiene dependencia de la generación de San Pedro y Las Palmas

Doble Corredor de 132 kV Campana - Zárate: Se vinculan con estaciones intermedias (Corcemar, Praxair, Toyota, Campana 132). Con alta carga hay dependencia de la generación de San Pedro y Las Palmas para evitar la saturación de los conductores de las líneas salientes de Campana.

Área Atlántica: Considerando la generación térmica máxima disponible y sin tener aporte eólico, se podrá abastecer la demanda en pico cumpliendo con el límite de seguridad del área.

Resumen de consideraciones y resultados condición N

Zonas destacadas con probabilidad de saturación de equipos

Transformadores con probabilidad de saturación:

- T1LJ/T2LJ Luján
- T1NJ/T2NJ 9 de Julio
- T1QU Quequén
- T3AA S. A. de Areco
- T3BG/T4BG Bragado
- **Alta Carga:** T1BL/T2BL Balcarce, T1IM/T2IM IMSA, T1GD Madariaga, T1LM Las Armas, T1PS Papel Prensa, T4ZA Zárate.

Hipótesis consideradas para el análisis

Hipótesis de demanda:

Tasa de crecimiento de energía del SADI esperado por CAMMESA para el período Mayo - Octubre 2025: **-0,4 %**

Incremento de potencia respecto al pico de invierno 2024 para la Provincia de Buenos Aires (sin GBA): **+3%**, según crecimiento promedio de la demanda en los últimos años.

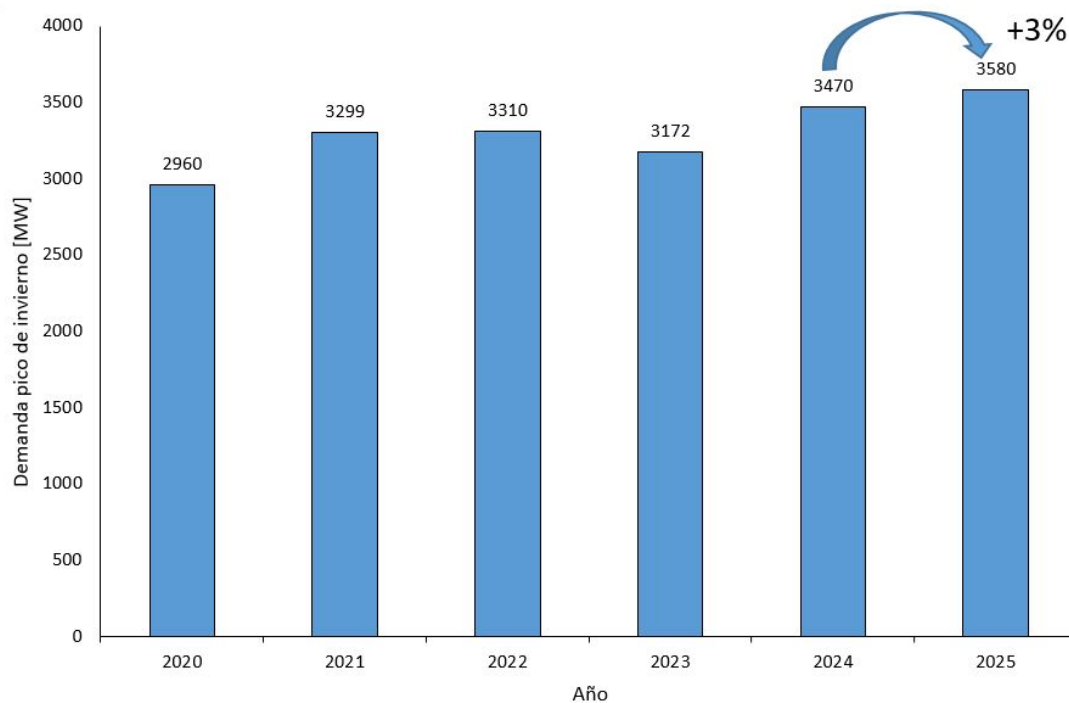
Hipótesis de generación:

- **Zona Centro:** Despacho de la generación distribuida disponible (según necesidad local).
- **Zona Atlántica:** (tres hipótesis)
 - Despacho pleno: 472 MW (100 % de disponibilidad efectiva)
 - Menor disponibilidad en el área de Mar del Plata y Necochea: 298 MW (63 % de disponibilidad efectiva).
 - Indisponibilidad de la TG 18 de V. Gesell (76 MW) en la CAN

En todos los casos se considera nulo el aporte de potencia activa de la generación eólica del área, sin embargo se considera significativo el aporte de potencia reactiva.

Evolución y Proyección de la Demanda

Demanda Pico de Invierno en Transba



respecto al pico de
invierno 2024 (pico
histórico)

Hipótesis consideradas para el análisis

Generación instalada

Área Centro y Norte

Central	Pot. Nominal	Pot. Efectiva*
C. Sarmiento	5	5
Bragado	119,7	119,7
Rojo	258,6	250
San Pedro	211,71	200
Las Palmas	212,2	200
Junín ¹	22,4	20
Lincoln ¹	15	14
Salto II	63	60
Lobos	16	16
Colón	15,3	13,6
San Nicolás	345,7	240,5
Luján II	127,3	127,3
TOTAL	1412	1266 90%

* Potencias que pueden ser despachadas considerando restricciones de la red y generación disponible declarada

¹ Hasta la fecha de emisión de esta presentación CAMMESA no tiene novedades respecto a la desvinculación de estas centrales.

Área Atlántica

Central	Pot. Nominal	Pot. Efectiva*
Miramar	20	20
9 de Julio	235 ³	206**
Necochea	140	105**
Oscar Smith (V. Gesell)	130	115**
Mar de Ajó	32	26**
Barker	250	250
PE Necochea	37,95	37,95
PE Los Teros I y II	172	172
PE Miramar	98,6	98,6
PE Vivoratá ⁴	49,5	49,5
PE V. de Olavarría	99	99
PE La Elbita I, II y III	162	162
TOTAL	1426	1341 94%

** Potencia máxima disponible según Centrales de la Costa.

³ Desvinculadas TG13 y TG20 en CT 9 de julio (total: 40 MW); y TV01 y TV02 en CT Necochea (64 MW)

⁴ Vinculado a la red de Transener

Hipótesis consideradas para el análisis

Generación distribuida

Área Sur

Central	Pot. Nominal	Pot. Efectiva*	
Ing. White	100	100	
PE M. Cebreiro (Corti)	100	100	
PE Villalonga I y II	55	55	
PE La Castellana I y II	116	116	
PE Energética	99,8	99,8	
PE Pampa Energía II	50,4	50,4	
PE La Genoveva I y II	130	130	
PE PE III (Ex De la Bahía)	53	53	
PE PE III (De la Bahía Ampliación A)	54	54	
PE PE III (De la Bahía B)	27	27	
PE García del Río	10	10	
PE El Mataco y San Jorge	201,6	201,6	
PE El Mataco III	36	36	
PE Vientos del Secano	50	50	
PE De La Buena Ventura	103,2	103,2	
TOTAL	1186	1186	100%

* Potencias que pueden ser despachadas considerando restricciones de la red y generación disponible declarada



Transener



Transba

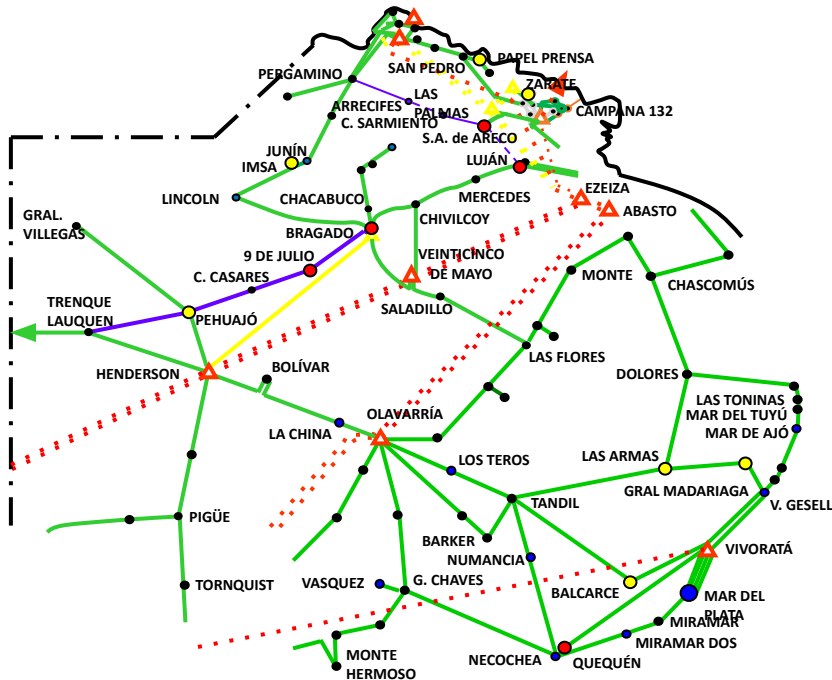
Generación a entrar en servicio

No se esperan nuevos ingresos de generación dentro del área de concesión para el período considerado

Análisis Red en Condición N

Nodos Relevantes previstos en invierno 2025

Condición N



Referencias:

- Nodo con transformador saturado
- Nodo con transformador/es con carga $\geq 90\%$

Transformación de Transba

ESTACIONES CON CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN EN ESTADO CRÍTICO PARA CONDICIÓN N (1 de 2)

EETT / USUARIOS	TRANSFORMADOR	REDUCCIÓN o ELIMINACIÓN DE SOBRECARGA	SOLUCIÓN PREVISTA (*)
NUEVE DE JULIO COOP. MNO MORENO BS AS EMP DIST ENERG NORTE	T1NJ 66/13.8 kV 10/10 MVA T2NJ 66/13.8 kV 10/10 MVA	Restricciones por 5 MW (10 %)	ET Nueve de Julio 132 kV y línea 25 de Mayo - 9 de Julio (E/S invierno 2027)
LUJÁN COOP. DE LUJÁN BS AS EMP DIST ENERG NORTE	T1LJ o T2LJ 132/34.5/13.8 kV 40/30/40 MVA	Despacho de generación en S. A. de Giles (EDEN) o restricciones por 2,2 MW (2,7 %)	ET S. A. de Giles 132 kV (E/S verano 2026/2027)
BRAGADO COOP. MNO. MORENO BS. AS. EMP DIST ENERG NORTE	T3BG 132/69/13.8 kV 20/20/10 MVA T4BG 132/69/13.8 kV 20/20/10 MVA	Reducción de generación en Bragado y Salto o restricciones por 2 MW (3,6 %) en el corredor de 66 kV Bragado - Pehuajó (Pehuajó, Carlos Casares, 9 de Julio y Bragado 66 kV)	ET Nueve de Julio 132 kV y línea 25 de Mayo - 9 de Julio (E/S 2027)

(*) Según Guía de Referencia de Transba 2025-2032 basado en el Plan de Obras FREBA 2019 - 2026

Transformación de Transba

ESTACIONES CON CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN EN ESTADO CRÍTICO PARA CONDICIÓN N (2 de 2)

EETT / USUARIOS	TRANSFORMADOR	REDUCCIÓN o ELIMINACIÓN DE SOBRECARGA	SOLUCIÓN PREVISTA (*)
S. A. DE ARECO COOP. DE S. A. DE ARECO EMP DIST ENERG NORTE	T3AA 132/69 kV 15/15 MVA	Transferencias desde C. Sarmiento a S. A. de Areco, despacho de la CT C. Sarmiento o restricciones por 1 MW (7,3 %)	ET C. Sarmiento Dos 132 kV (E/S verano 2026-2027)
QUEQUÉN COOP. DE NECOCHEA / EMP DIST ENERG ATLÁNTICA	T1QU 132/34.5/13.8 kV 15/10/15 MVA	Transferencias a Balcarce, González Chaves o Necochea, o restricciones por 0,35 MW (2,7 %)	Reemplazo del transformador de 15 MVA por uno de 30 MVA e instalación de un segundo transformador de 30 MVA (E/S invierno 2026)

(*) Según Guía de Referencia de Transba 2025-2032 basado en el Plan de Obras FREBA 2019 - 2026

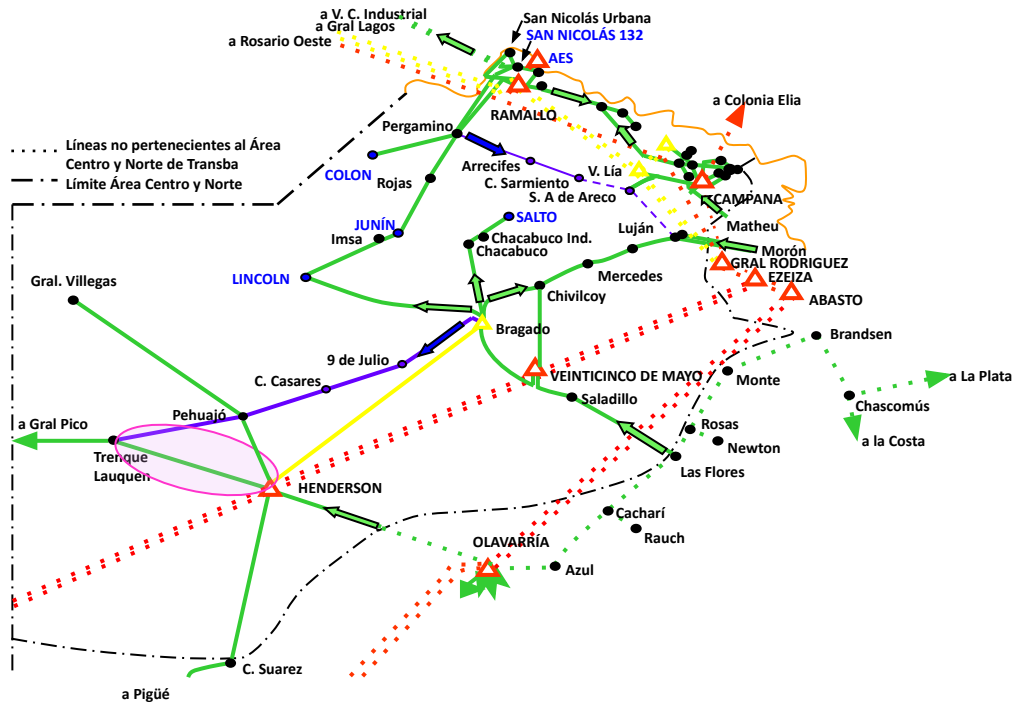
Situaciones relevantes N de Líneas

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN QUE PUEDEN ORIGINAR RESTRICCIONES EN ESCENARIOS DE ALTA DEMANDA Y/O DÉFICIT DE GENERACIÓN (1 de 1)

Línea/s	Elemento/s limitante/s	Obra que lo soluciona
Campana – Corcemar (1CACO1) Corcemar – Toyota (1CO-TOY1) Toyota – Zárate (1TOY-ZA1) Campana –Praxair (1CAPX1)	Conductores (535 A)	Secc. LAT Zárate – Campana III y vinculación a Campana y secc. LAT Atucha– Zárate y vinculación a Las Palmas. Presentado en esquema Res. SE N° 1/03. Actualmente suspendido por parte de la Comisión de Obras de la SE.
Arrecifes – Pergamino (6ASPO1)	Bobina de onda portadora (250 A)	Nueva ET Arrecifes 132/33/13,2 kV – 2x30/20/30 MVA (Guía de referencia Transba E/S verano 2025/26)

Nodos Comprometidos

Nodo T. Lauquen



Para red completa en pico:

Línea Henderson – Trenque Lauquen 132 kV transporta aprox. 60 MW

Indisponibilidad línea 132kV Henderson – T. Lauquen:

- El nodo cuenta con automatismo de subtensión.

Implica:

- Transferencias de carga de EDEN
- Hasta 31 MW de restricciones

Soluciones estructurales proyectadas (G.R.):

- ET Charlone 500/132 kV
- Líneas asociadas a la ET



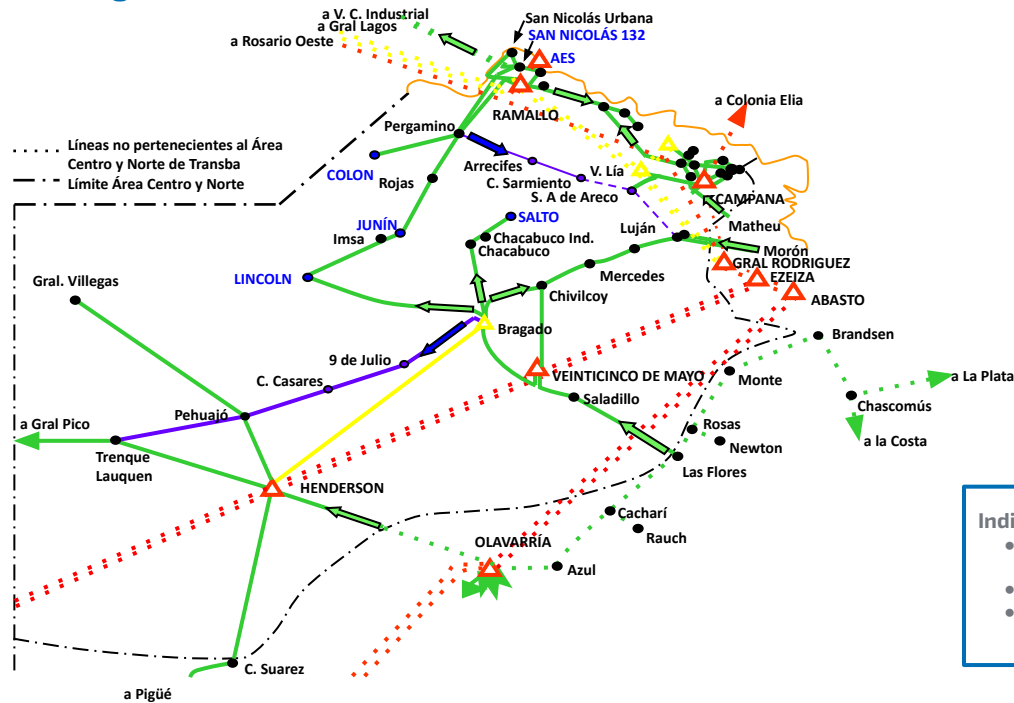
Transener



Transba

Nodos Comprometidos

Nodo Bragado



Línea Bragado – Henderson 220 kV

- Puede llegar a transportar 160 MW en condiciones de bajo despacho del área.
- El área cuenta con automatismo de alivio por subtensión.
- En pico requiere generación de CT Bragado o CT Salto II para control de tensión en ET Salto.

Soluciones estructurales proyectadas (G.R.):

- ET O'Higgins 500/132 kV
- ET Charlone 500/132 kV
- Líneas de 132 kV asociadas a estas EETT

La puesta en servicio de 25 de mayo y líneas asociadas evita restricciones a la demanda en caso de contar con la totalidad de la generación existente

Indisponibilidad línea 220 kV Bragado – Henderson Implica:

- De no contar con la totalidad de la generación del área centro, las restricciones pueden ascender hasta 62 MW.
- El área cuenta con automatismo de alivio por subtensión.
- ACERBRAG parada con su compensación shunt E/S o bien restricciones a la demanda



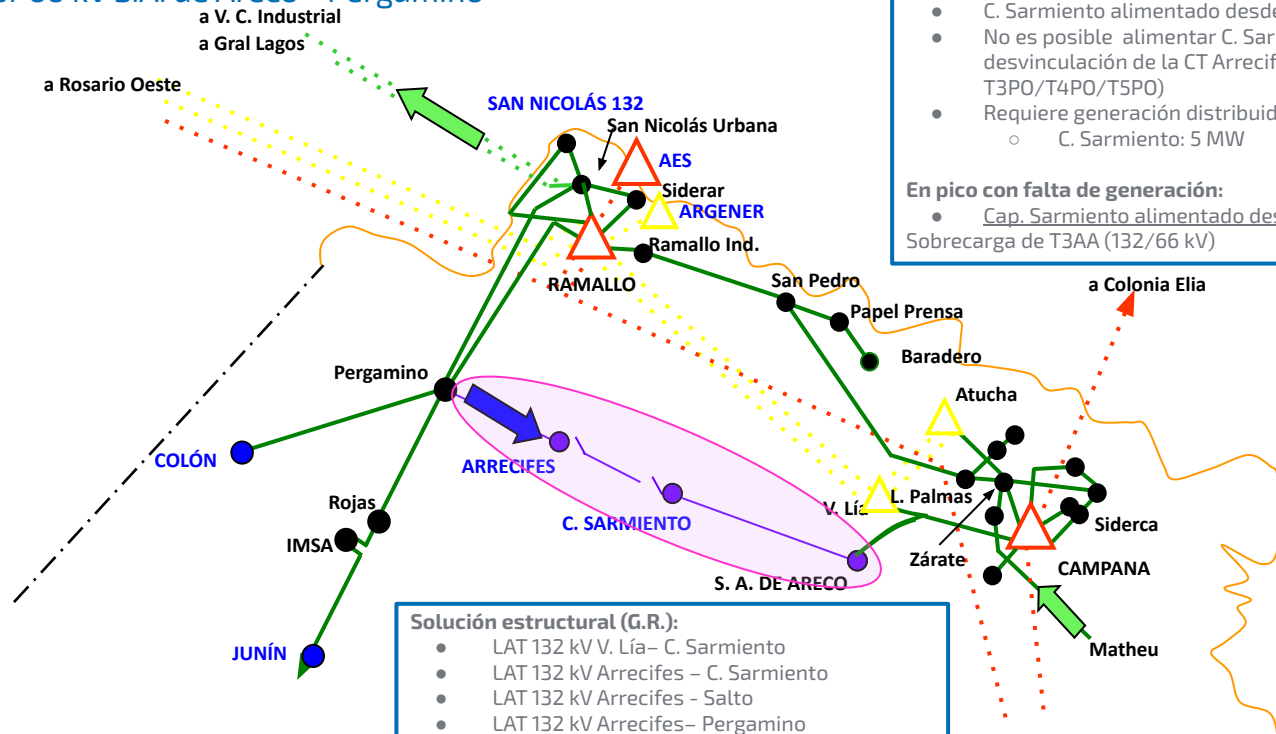
Transener



Transba

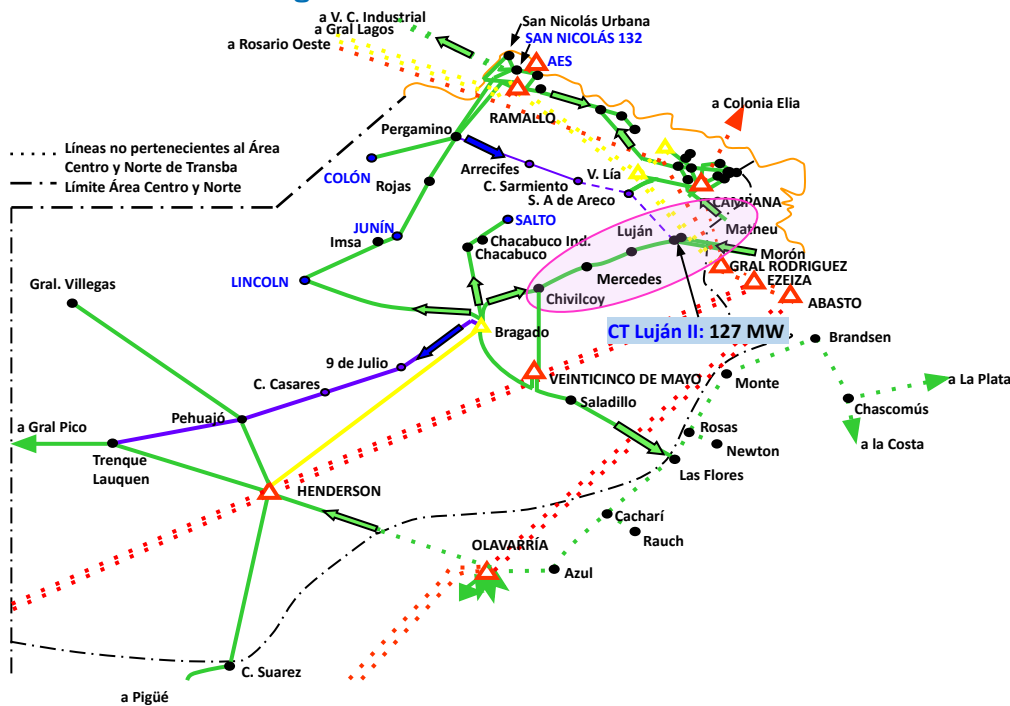
Corredores Comprometidos

Corredor 66 kV S.A. de Areco - Pergamino



Corredores dependientes de la Generación

Corredor 132 kV Bragado - Malvinas



Corredor 132 kV Chivilcoy - Malvinas (SACME)

Demanda: 185 MW

Despacho de generación para evitar sobrecarga transformadores 132/66 kV en Luján:

Lobos : 16 MW

Luján II: 127 MW

Ante indisponibilidad de alguna de las líneas del corredor Luján - Malvinas se deben realizar restricciones en caso de no contar con la generación de Luján II y Lobos.

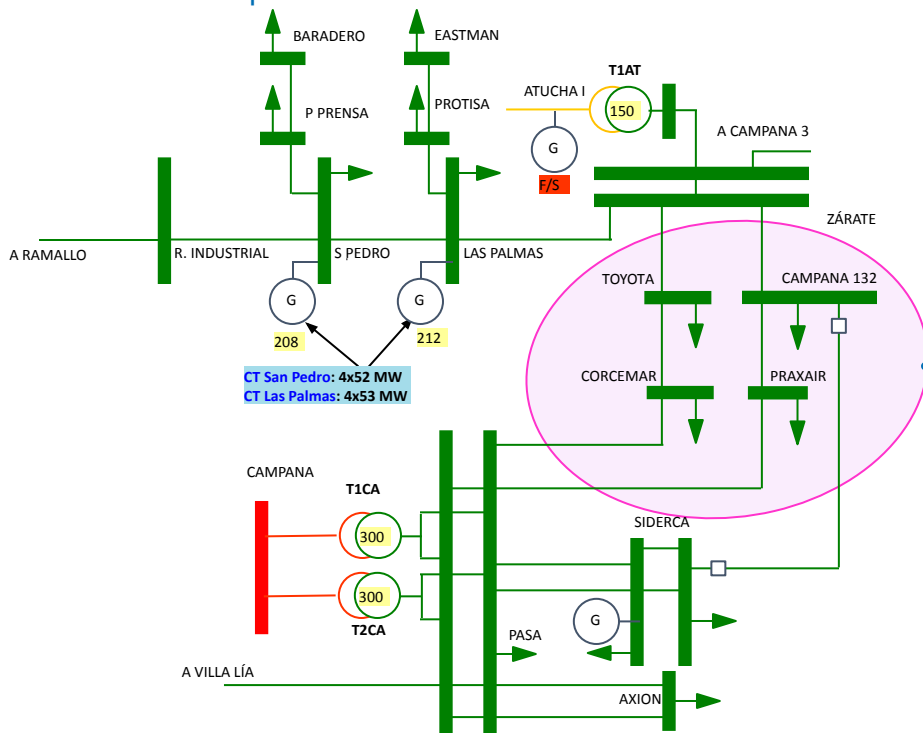
Soluciones estructurales proyectadas (G.R.):

- LAT 132 kV San A. de Areco - Luján
- LAT 132 kV 25 de Mayo - Lobos
- LAT 132 kV Lobos - Monte
- ET Plomer 500/132 kV
- LAT 132 kV Plomer - Mercedes
- LAT 132 kV Plomer - Luján

La puesta en servicio de 25 de Mayo y líneas asociadas evita restricciones a la demanda. Existe posibilidad de sobrecarga en red de SACME según su configuración sin despacho de Luján II.

Corredores dependientes de la Generación

Corredor 132 kV Campana - Zárate



Para altas demandas ante indisponibilidad de generación:

- Sobrecarga líneas Campana - Corcemar y Campana - Praxair.
- Requiere restricciones para evitar colapso de las estaciones del corredor Campana - Ramallo.

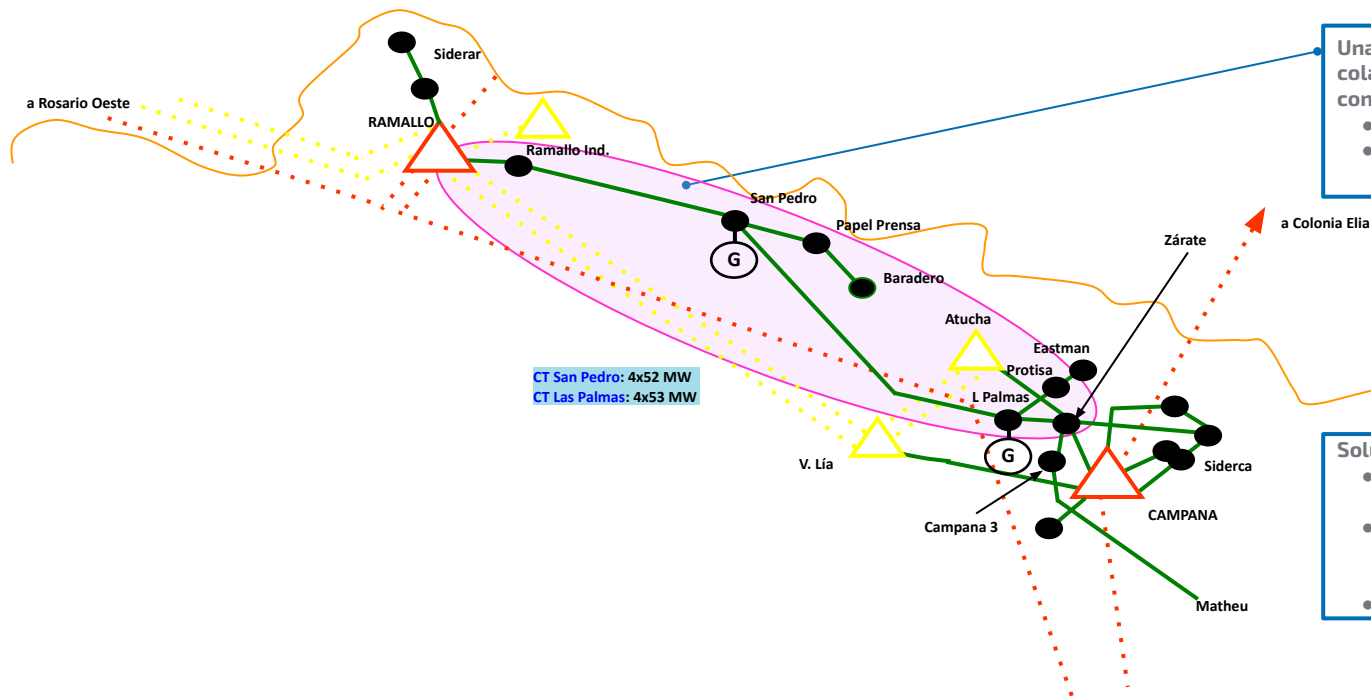
CN Atucha I indisponible durante el invierno 2025

Solución estructural:

- Seccionamiento de LAT de 132 kV Atucha - Zárate y vinculación a Las Palmas
- Seccionamiento de LAT de línea Zárate - Campana 3 y vinculación a Campana
- LAT 132 kV Villa Lía - Baradero

Corredores dependientes de la Generación

Corredor 132 kV Ramallo - Zárate

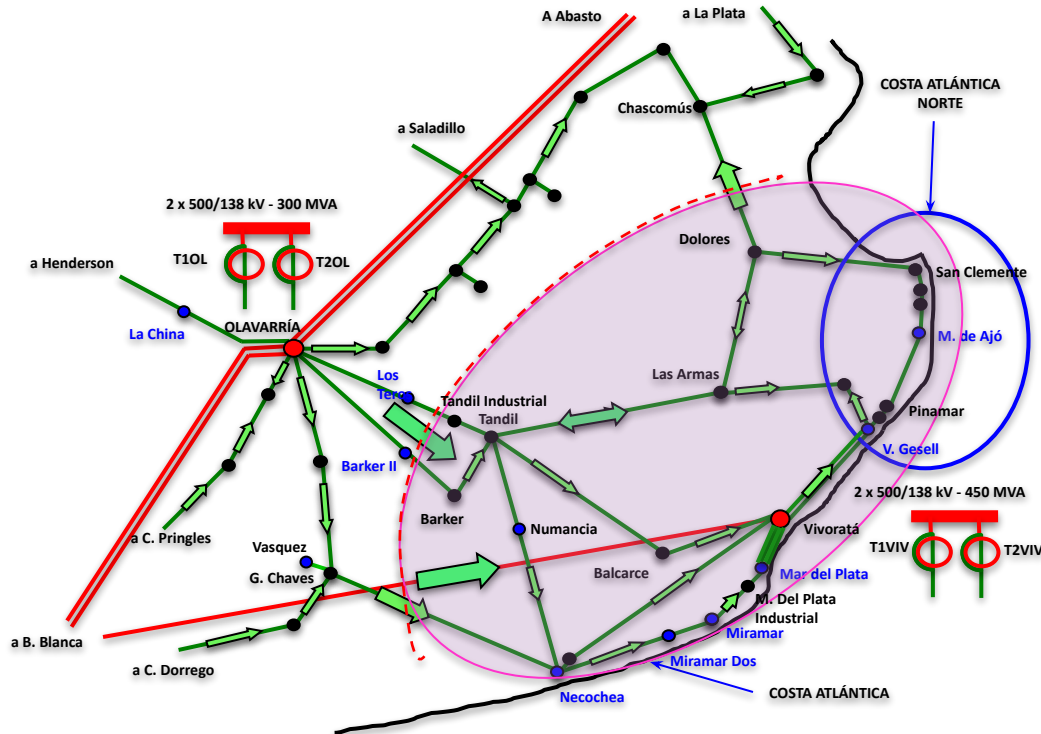


Una falla en los extremos puede provocar el colapso de toda la demanda que abastece de no contar con la generación.

- Abastece alrededor de 160 MW
- Cuenta con generación en Las Palmas y San Pedro

Solución estructural:

- Seccionamiento de LAT de 132 kV Atucha - Zárate y vinculación a Las Palmas
- Seccionamiento de LAT de 132 kV Campaña 3 - Zárate y vinculación a Campaña.
- LAT 132 Villa Lía - Baradero



- En todos los casos se considera nulo el aporte de potencia activa de la generación eólica del área, sin embargo se considera el aporte de potencia reactiva.

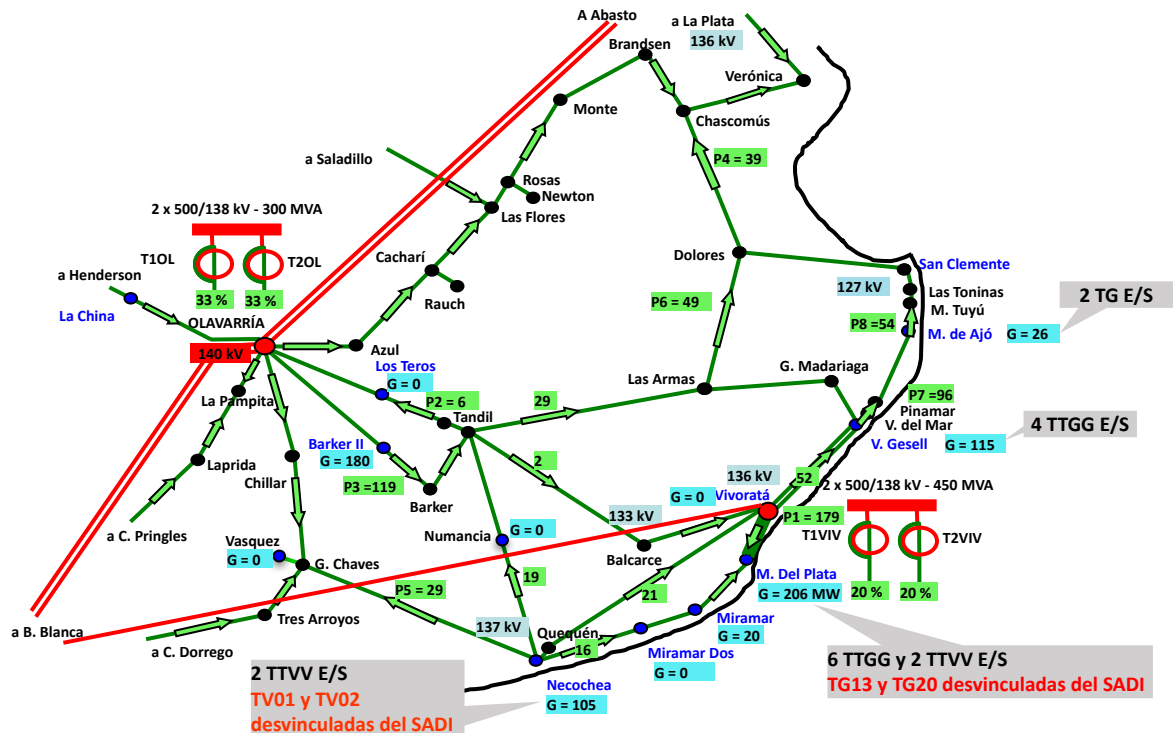


Transener



Transba

Área Atlántica pico de invierno 2025



Hipótesis 1 : Despacho pleno en pico de invierno:
472 MW

- Nulo despacho de generación eólica (Con aporte de reactivo)
- **Demanda Atlántica** = 695 MW (+0,7% record de invierno histórico) (real 2022: 690 MW)
- Demanda CAN = 145 MW
- Demanda M. del Plata = 305 MW
- Importación CA = 223 MW (límite de seguridad 350 MW)

En Pico:

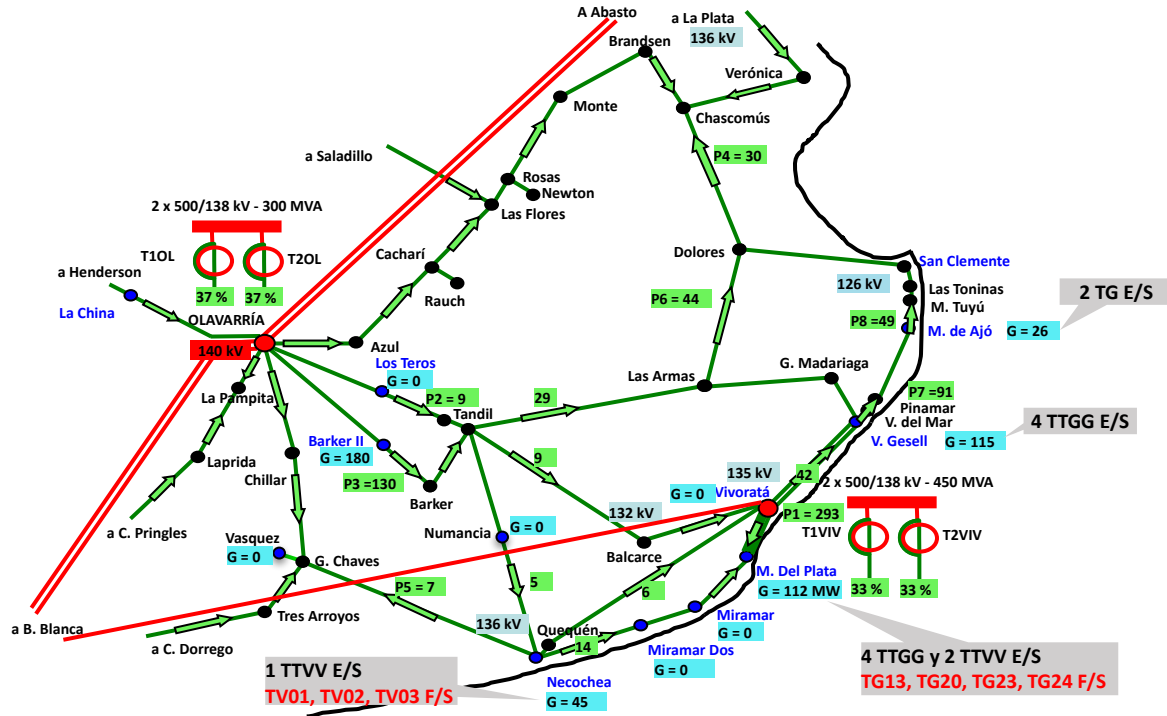
- Con la generación disponible (aprox. 85 % de la capacidad instalada) se operaría sin superar el límite de importación a La Costa Atlántica.

Referencias

- P1: P5BB-VIV1
- P2: P1TDI-TER1
- P3: P1BK-BKD1
- P4: P1CUDO1
- P5: P1GCNE1
- P6: P1DOLM1
- P7: P1VAVG1
- P8: P1LOMJ1

Red de Transporte de Bs. As.

Área Atlántica pico de invierno 2025



Hipótesis 2 : Disponibilidad baja de Centrales de la Costa en MP y NE

- Indisponibilidad adicional en NE (TV03)
- Indisponibilidad adicional en MP (TG23 y TG24)
- Nulo despacho de generación eólica (Con aporte de reactivo)
- **Demanda Atlántica** = 695 MW (+0,7% record de invierno histórico) (real 2022: 690 MW)
- Demanda CAN = 145 MW
- Demanda M. del Plata = 305 MW
- **Importación CA = 395 MW**
(límite de seguridad 350 MW)

En Pico:

- De contar solamente con despacho de generación térmica, se operaría con una importación en la Costa Atlántica por encima del límite de seguridad de 350 MW.
- Para cumplir con el límite de seguridad sería necesario contar con al menos 45 MW de generación eólica (aprox. un 13 % de la capacidad instalada en la Costa Atlántica)

Referencias

- P1: P5BB-VIV1
- P2: P1TDI-TER1
- P3: P1BK-BKD1
- P4: P1CUD01
- P5: P1GCNE1
- P6: P1DOLM1
- P7: P1VAVG1
- P8: P1LOMJ1

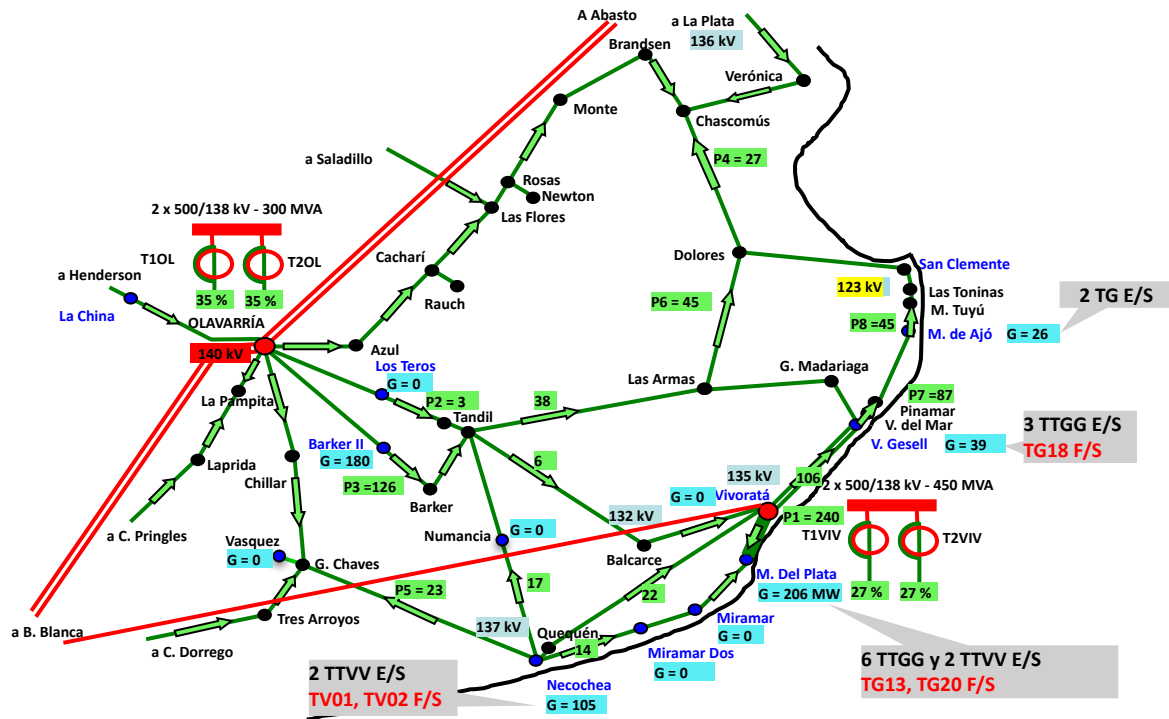


Transener



Transba

Área Atlántica pico de invierno 2025



Hipótesis 3: Disponibilidad baja en la CAN

- 1 máquina **indisponible en VG (TG 18)**
- **Nulo despacho de generación eólica (Con aporte de reactivo)**
- **Demanda Atlántica** = 695 MW (+0,7% record de invierno histórico) (real 2022: 690 MW)
- Demanda CAN = 145 MW
- Demanda M. del Plata = 305 MW
- Importación CA = **319 MW**
(límite de seguridad 350 MW)

En Pico:

- De contar solamente con despacho de generación térmica, se operaría con una importación en la Costa Atlántica por debajo del límite de seguridad de 350 MW.

Referencias

- P1: P5BB-VIV1
- P2: P1TDI-TER1
- P3: P1BK-BKD1
- P4: P1CUDO1
- P5: P1GCNE1
- P6: P1DOLM1
- P7: P1VAVG1
- P8: P1LOMJ1

Red de Transporte de Bs. As.

ANEXO – Análisis de la Red en Condición N-1



Situaciones Críticas N-1 de Líneas

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN CUYA INDISPONIBILIDAD PARA DEMANDAS PICO SERÍA CRÍTICA PARA LA OPERACIÓN PUDIENDO ORIGINAR RESTRICCIONES.

Casos de líneas radiales: Su indisponibilidad producirá ENS durante todo el tiempo que esté fuera de servicio (1 de 2)

FALLA	OBSERVACIONES – EFECTOS DE LA FALLA	RESTRICCIONES MÁXIMAS
Línea 132 kV San Pedro – Papel Prensa	Línea radial. Cortes en Papel Prensa y Baradero.	70 MW
Línea 132 kV Papel Prensa – Baradero	Línea radial. Cortes en Baradero.	27 MW
Línea 132 kV Las Palmas – Protisa	Línea radial. Cortes en nodos Protisa y Eastman.	26 MW
Línea 66 kV Pergamino - Arrecifes	Operación radial. Cortes en Arrecifes.	16 MW
Línea 132 kV Villa Lía –S.A.de Areco- Campana	Problemas de tensión y sobrecargas en transformación 132/66 del corredor de 66 kV Pergamino – Luján.	12 MW
Línea 132 kV Protisa– Eastman	Línea radial. Cortes en el nodo Eastman.	9 MW

Situaciones Críticas N-1 de Líneas

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN CUYA INDISPONIBILIDAD PARA DEMANDAS PICO SERÍA CRÍTICA PARA LA OPERACIÓN PUDIENDO ORIGINAR RESTRICCIONES.

Casos de líneas radiales: Su indisponibilidad producirá ENS durante todo el tiempo que esté fuera de servicio (2 de 2)

FALLA	OBSERVACIONES – EFECTOS DE LA FALLA	RESTRICCIONES MÁXIMAS
Línea 132 kV B. Blanca – Mayor Buratovich/ Mayor Buratovich – Pedro Luro	Línea radial. Cortes en Pedro Luro, C. de Patagones y posiblemente en Viedma (reposición desde P. Madryn en resto y valle – Pico con restricciones)	7 MW
Línea 66 kV C. Sarmiento - S. A. de Areco	Línea radial. Cortes en C. Sarmiento.	1,5 MW

Situaciones Críticas N-1 de Líneas

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN CUYA INDISPONIBILIDAD PARA DEMANDAS PICO SERÍA CRÍTICA PARA LA OPERACIÓN PUDIENDO ORIGINAR RESTRICCIONES.

Líneas cuya indisponibilidad generaría restricciones en estados de alta demanda aún con máximo despacho de generación (1 de 5)

FALLA	OBSERVACIONES – EFECTOS DE LA FALLA	RESTRICCIONES MÁXIMAS
Línea 132 kV Valeria del Mar - Villa Gesell	Graves problemas de tensión en la Costa Atlántica Norte. Sobrecarga en Dolores - San Clemente.	57 MW
Línea de 132 kV Henderson - Pehuajó	Cortes en Pehuajó, C. Casares y Nueve de Julio por problemas de tensión en el corredor de 66 kV y sobrecarga de la línea 6BGNJ1 y los transformadores de 132/66 kV de Bragado	48 MW
Línea 132 kV Pinamar - Valeria del Mar	Graves problemas de tensión en la Costa Atlántica Norte. Sobrecarga en Dolores - San Clemente.	47 MW
Línea 132 kV Olavarría - La Pampita	Problemas de tensión en La Pampita	40 MW
Línea 132 kV Henderson - T. Lauquen	Problemas de tensión en T. Lauquen. Cortes en el Oeste de la Pcia. de Buenos Aires. Analizado en la sección "Nodos Comprometidos"	31 MW

Situaciones Críticas N-1 de Líneas

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN CUYA INDISPONIBILIDAD PARA DEMANDAS PICO SERÍA CRÍTICA PARA LA OPERACIÓN PUDIENDO ORIGINAR RESTRICCIONES.

Líneas cuya indisponibilidad generaría restricciones en estados de alta demanda aún con máximo despacho de generación (2 de 5)

FALLA	OBSERVACIONES – EFECTOS DE LA FALLA	RESTRICCIONES MÁXIMAS
Línea 132 kV Pergamino - Rojas	Problemas de tensión en corredor Pergamino - Bragado.	31 MW
Línea 132 kV Veinticinco de Mayo - Saladillo	Problemas de tensión en el corredor Azul - Chascomús. Sobrecargas en líneas Azul - Olavarría y Azul - Cacharí	30 MW
Línea 132 kV Olavarría - Azul	Problemas de tensión en el corredor Azul - Chascomús. Sobrecargas en línea Las Flores - Saladillo	26 MW
Línea de 132 kV Monte - Rosas	Problemas de tensión en el corredor Monte - Chascomús.	25 MW
Línea de 132 kV Las Flores - Rosas	Problemas de tensión en el corredor Las Flores - Chascomús.	23 MW

Situaciones Críticas N-1 de Líneas

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN CUYA INDISPONIBILIDAD PARA DEMANDAS PICO SERÍA CRÍTICA PARA LA OPERACIÓN PUDIENDO ORIGINAR RESTRICCIONES.

Líneas cuya indisponibilidad generaría restricciones en estados de alta demanda aún con máximo despacho de generación (3 de 5)

FALLA	OBSERVACIONES – EFECTOS DE LA FALLA	RESTRICCIONES MÁXIMAS
Línea 132 kV Pinamar - Mar de Ajó	Graves problemas de tensión en la Costa Atlántica Norte.	21 MW
Línea 132 kV Bragado - Lincoln	Problemas de tensión en corredor Pergamino - Bragado.	20 MW
Línea 66 kV Pehuajó - C. Casares	Cortes en C. Casares y Nueve de Julio por problemas de tensión en el corredor de 66 kV y sobrecarga de la línea 6BGNJ1 y los transformadores de 132/66 kV de Bragado	18 MW
Línea 132 kV Las Toninas - Mar de Ajó	Graves problemas de tensión en la Costa Atlántica Norte.	11 MW
Línea 132 kV Junín - Rojas	Problemas de tensión en corredor Pergamino – Bragado. Sobrecarga en línea Bragado-Lincoln	10 MW

Situaciones Críticas N-1 de Líneas

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN CUYA INDISPONIBILIDAD PARA DEMANDAS PICO SERÍA CRÍTICA PARA LA OPERACIÓN PUDIENDO ORIGINAR RESTRICCIONES.

Líneas cuya indisponibilidad generaría restricciones en estados de alta demanda aún con máximo despacho de generación (4 de 5)

FALLA	OBSERVACIONES – EFECTOS DE LA FALLA	RESTRICCIONES MÁXIMAS
Línea 66 kV Bragado - Nueve de Julio	Problemas de tensión en C. Casares y Nueve de Julio. Sobrecarga T5PH	10 MW
Línea 132 kV Chascomús - Verónica	Problemas de tensión en el corredor Monte - Chascomús.	8 MW
Línea 132 kV M. Buratovich - Pedro Luro	Problemas de tensión en C. de Patagones. Reposición desde P. Madryn con posibles restricciones en pico.	6 MW
Línea 132 kV Gonzales Chaves - Tres Arroyos	Problemas de tensión en Tres Arroyos	3 MW
Línea 132 kV Pergamino - San Nicolás Oeste	Problemas de tensión en corredor Pergamino - Bragado.	2 MW

Situaciones Críticas N-1 de Líneas

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN CUYA INDISPONIBILIDAD PARA DEMANDAS PICO SERÍA CRÍTICA PARA LA OPERACIÓN PUDIENDO ORIGINAR RESTRICCIONES.

Líneas cuya indisponibilidad generaría restricciones en estados de alta demanda aún con máximo despacho de generación (5 de 5)

FALLA	OBSERVACIONES – EFECTOS DE LA FALLA	RESTRICCIONES MÁXIMAS
Línea 66 kV C. Casares - Nueve de Julio	Sobrecarga T3BG y T4BG.	2 MW
Línea 132 kV IMSA - Lincoln	Problemas de tensión en corredor Pergamino – Bragado.	1 MW

Situaciones Críticas N-1 de Líneas

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN CUYA INDISPONIBILIDAD PARA DEMANDAS PICO SERÍA CRÍTICA PARA LA OPERACIÓN PUDIENDO ORIGINAR RESTRICCIONES.

Líneas cuya indisponibilidad generaría restricciones en estados de alta demanda en caso de no disponer de toda la generación o imposibilidad de transferencias de demanda (1 de 5)

FALLA	OBSERVACIONES – EFECTOS DE LA FALLA
Línea 132 kV Campana - Praxair	Sobrecarga en las líneas de 132 kV del anillo de Campana - Zárate de no contar con generación en CT Las Palmas y CT San Pedro y / o de pasar demanda a Matheu (SACME / Edenor).
Línea 132 kV Campana - Corcemar	
Línea 132 kV Corcemar - Toyota	
Línea 132 kV Toyota - Zárate	
Línea 132 kV Praxair - Campana 132	
Línea 132 kV Campana 132 - Zárate	
Línea 132 kV Atucha - Zárate	Baja tensión en Eastman, Protisa y Las Palmas. Sobrecarga de Ramallo – Ramallo Ind. de no contar con la generación en CT Las Palmas y CT San Pedro
Línea 132 kV Zárate - Las Palmas	

Situaciones Críticas N-1 de Líneas

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN CUYA INDISPONIBILIDAD PARA DEMANDAS PICO SERÍA CRÍTICA PARA LA OPERACIÓN PUDIENDO ORIGINAR RESTRICCIONES.

Líneas cuya indisponibilidad generaría restricciones en estados de alta demanda en caso de no disponer de toda la generación o imposibilidad de transferencias de demanda (2 de 5)

FALLA	OBSERVACIONES – EFECTOS DE LA FALLA
Línea 132 kV San Pedro - Ramallo Industrial	Baja tensión en Baradero, Papel Prensa, San Pedro. Sobrecarga en las líneas de 132 kV del anillo de Campana – Zárate de no contar con la generación en CT Las Palmas y CT San Pedro.
Línea 132 kV Ramallo - Ramallo Industrial	Baja tensión en Baradero, Papel Prensa, San Pedro y Ramallo Ind.. Sobrecarga en las líneas de 132 kV del anillo de Campana – Zárate de no contar con generación en CT Las Palmas y CT San Pedro.
Línea 132 kV Las Palmas - San Pedro	Baja tensión en Baradero, Papel Prensa, San Pedro y Ramallo Ind.. Sobrecarga en las líneas de 132 kV del anillo de Campana – Zárate de no contar con generación en CT Las Palmas y CT San Pedro.
Línea 132 kV Ramallo - Pergamino	Problemas de tensión en corredor San Nicolás/Ramallo – Bragado.
Línea 132 kV San Nicolás - San Nicolás Oeste	Problemas de tensión en corredor San Nicolás/Ramallo – Bragado.
Línea 66 kV Arrecifes - Cap. Sarmiento	Restricciones en Cap. Sarmiento
Línea 132 kV IMSA - Junín	Problemas de tensión en corredor San Nicolás/Ramallo – Bragado.

Situaciones Críticas N-1 de Líneas

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN CUYA INDISPONIBILIDAD PARA DEMANDAS PICO SERÍA CRÍTICA PARA LA OPERACIÓN PUDIENDO ORIGINAR RESTRICCIONES.

Líneas cuya indisponibilidad generaría restricciones en estados de alta demanda en caso de no disponer de toda la generación o imposibilidad de transferencias de demanda (3 de 5)

FALLA	OBSERVACIONES – EFECTOS DE LA FALLA
Línea 132 kV IMSA - Lincoln	Problemas de tensión en corredor San Nicolás/Ramallo – Bragado.
Línea 220 kV Henderson – Bragado	Graves problemas de abastecimiento a toda el área Centro de la Pcia. de Buenos Aires. Analizado en la sección “Corredores dependientes de la Generación Distribuida”
Línea 132 kV Bragado - Veinticinco de Mayo	Problemas de tensión en el área Centro de la Pcia. de Buenos Aires.
Línea 132 kV Chivilcoy - Veinticinco de Mayo	Problemas de tensión en el área Centro de la Pcia. de Buenos Aires.
Línea 132 kV Bragado - Chivilcoy	Problemas de tensión en corredor Bragado – Luján de no disponer de la generación de CT Luján.
Línea 132 kV Chivilcoy - Mercedes	Problemas de tensión en corredor Bragado – Luján de no disponer de la generación de CT Luján.
Línea 132 kV Luján - Mercedes	Problemas de tensión en corredor Bragado – Luján de no disponer de la generación de CT Luján.

Situaciones Críticas N-1 de Líneas

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN CUYA INDISPONIBILIDAD PARA DEMANDAS PICO SERÍA CRÍTICA PARA LA OPERACIÓN PUDIENDO ORIGINAR RESTRICCIONES.

Líneas cuya indisponibilidad generaría restricciones en estados de alta demanda en caso de no disponer de toda la generación o imposibilidad de transferencias de demanda (4 de 5)

FALLA	OBSERVACIONES – EFECTOS DE LA FALLA
Línea 132 kV Luján - Malvinas	Problemas de tensión en el corredor Luján-Bragado de no disponer de la generación en CT Luján.
Línea 132 kV Luján Dos - Malvinas	
Línea 132 kV Luján Dos - Luján	Problemas de tensión en el corredor Luján-Bragado de no disponer de la generación en CT Luján.
Línea 132 kV Bragado – Chacabuco	Línea radial. Sin restricciones de contar con la generación de CT Salto II sino, cortes en Chacabuco, Chacabuco Ind. y Salto.
Línea 132 kV Chacabuco – Chacabuco Ind.	Línea radial. Sin restricciones de contar con la generación de CT Salto II sino, cortes en Chacabuco Ind. y Salto.
Línea 132 kV Chacabuco Ind. Salto	Línea radial, cortes en Salto de no contar con la generación de Salto II
Línea 132 kV Las Flores - Rosas	Problemas de tensión en corredor Chascomús – Las Flores de no contar con la suficiente generación en la Costa Atlántica.
Línea 132 kV Monte - Rosas	

Situaciones Críticas N-1 de Líneas

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN CUYA INDISPONIBILIDAD PARA DEMANDAS PICO SERÍA CRÍTICA PARA LA OPERACIÓN PUDIENDO ORIGINAR RESTRICCIONES.

Líneas cuya indisponibilidad generaría restricciones en estados de alta demanda en caso de no disponer de toda la generación o imposibilidad de transferencias de demanda (5 de 5)

FALLA	OBSERVACIONES – EFECTOS DE LA FALLA
Línea 132 kV La Plata – Verónica (EDELAP) y Chascomús - Verónica	Problemas de tensión en la Costa Atlántica Norte de no contar con suficiente generación en la misma.
Línea 132 kV C. de Patagones - Villalonga	Problemas de tensión en C. de Patagones. Reposición desde P. Madryn con posibles restricciones en pico.

Transformación de Transba N-1

RESTRICCIONES ANTE N-1 DE TRANSFORMADORES (1 de 8)

EETT	TRANSFORMADOR que mayor ENS generaría	RESTRICCIÓN ESTIMADA (MW de alivio / % de la demanda máx. del nodo)	USUARIOS
BALCARCE	T2BL 132/34.5/13.8 kV 30/30/20 MVA	26 MW / 64%	EMP DIST ENERG ATLÁNTICA
GRAL VILLEGAS (T1)	T1GVI 132/34.5/13.8 kV 30/20/30 MVA	25 MW / 100%	EMP DIST ENERG NORTE
S. A. DE ARECO (T1/T2/T4)	T4AA 132/34.5/13.8 kV 30/20/30 MVA	23 MW / 90%	COOP.DE SAN ANTONIO DE ARECO / EMP DIST ENERG NORTE
BRAGADO (T3/T4)	T3BG o T4BG 132/69/13.8 kV 20/20/10 MVA	22 MW / 41%	COOP. MNO. MORENO BS. AS. / EMP DIST ENERG NORTE
CAMPANA 3	T1CP o T2CP 132/34.5/13.8 kV 40/40/15 MVA	20 MW / 33%	EMP DIST ENERG NORTE
LAS PALMAS	T1LS 132/34.5/13.8 kV 30/30/20 MVA	20 MW / 75%	COOP. ZÁRATE BS. AS.
VILLA GESELL	T1VG 132/34.5/13.8 kV 30/20/30 MVA	17 MW / 54%	COOP. VILLA GESELL / EMP DIST ENERG ATLÁNTICA

Nota: Los MW de corte consideran el paralelo de generación distribuida instalada y transferencias de demanda declaradas en la TOS 20
Se resaltan en rojo las restricciones con porcentajes $\geq 40\%$ de la demanda del nodo.

Transformación de Transba N-1

RESTRICCIONES ANTE N-1 DE TRANSFORMADORES (2 de 8)

EETT	TRANSFORMADOR que mayor ENS generaría	RESTRICCIÓN ESTIMADA (MW de alivio / % de la demanda máx. del nodo)	USUARIOS
CORCEMAR	T2CO 132/34.5/13.8 kV 30/30/20 MVA	16 MW / 100%	COOP. ZÁRATE BS. AS.
LUJÁN (T1/T2)	T1LJ o T2LJ 132/34.5/13.8 kV 40/30/40 MVA	16 MW / 21%	COOP. LUJÁN BS. AS. / EMP DIST ENERG NORTE
CHIVILCOY	T1CI o T2CI 132/34.5/13.8 kV 30/20/30 MVA	16 MW / 31%	EMP DIST ENERG NORTE
PEHUAJÓ	T5PH 132/69/13.8 kV 40/40/15 MVA	15 MW / 33%	EMP DIST ENERG NORTE
CHACABUCO	T1CB 132/34.5/13.8 kV 30/20/30 MVA	14 MW / 50%	COOP. CHACABUCO
PATAGONES	T1PK o T2PK 132/34.5/13.8 kV 15/10/15 MVA	14 MW / 50%	EMP DIST ENERG SUR
NORTE 2	T2ND 132/34.5/13.8 kV 45/30/45 MVA	13 MW / 22%	EMP DIST ENERG SUR

Nota: Los MW de corte consideran el paralelo de generación distribuida instalada y transferencias de demanda declaradas en la TOS 20
Se resaltan en rojo las restricciones con porcentajes $\geq 40\%$ de la demanda del nodo.

Transformación de Transba N-1

RESTRICCIONES ANTE N-1 DE TRANSFORMADORES (3 de 8)

EETT	TRANSFORMADOR que mayor ENS generaría	RESTRICCIÓN ESTIMADA (MW de alivio / % de la demanda máx. del nodo)	USUARIOS
CAMPANA 132 kV	T1CM o T2CM 132/34.5/13.8 kV 30/20/30 MVA	12 MW / 29%	EMP DIST ENERG NORTE / AXION
RAMALLO IND.	T1RN 132/34.5/13.8 kV 30/30/20 MVA	11 MW / 79%	BUNGE ARGENTINA - Ramallo / COOP. RAMALLO
PEDRO LURO	T1PL 132/34.5/13.8 kV 15/10/15 MVA	10 MW / 100%	EMP DIST ENERG SUR
S. NICOLÁS	T6SN o T7SN 132/34.5/13.8 kV 30/30/20 MVA	10 MW / 23%	EMP DIST ENERG NORTE
9 DE JULIO	T1NJ o T2NJ 66/13.8 kV 10 MVA	9 MW / 51%	COOP. MNO. MORENO BS. AS. / EMP DIST ENERG NORTE
AZUL	T1AZ 132/34.5/13.8 kV 30/30/20MVA	9 MW / 25%	COOP. AZUL BS. AS. / EMP DIST ENERG ATLÁNTICA
HENDERSON (T5/T6)	T6HE 132/34.5/13.8 kV 20/20/6.6 MVA	9 MW / 46%	EMP DIST ENERG NORTE

Nota: Los MW de corte consideran el paralelo de generación distribuida instalada y transferencias de demanda declaradas en la TOS 20
Se resaltan en rojo las restricciones con porcentajes $\geq 40\%$ de la demanda del nodo.

Transformación de Transba N-1

RESTRICCIONES ANTE N-1 DE TRANSFORMADORES (4 de 8)

EETT	TRANSFORMADOR que mayor ENS generaría	RESTRICCIÓN ESTIMADA (MW de alivio / % de la demanda máx. del nodo)	USUARIOS
MERCEDES	T1MD o T2MD 132/34.5/13.8 kV 40/17,3*/30* MVA	9 MW / 17%	EMP DIST ENERG NORTE
MAR DE AJÓ	T1MJ 132/34.5/13.8 kV 30/10/30 MVA	7 MW / 21%	CESOP LTDA SAN BERNARDO / EMP DIST ENERG ATLÁNTICA
CHACABUCO IND.	T1CD 132/34.5/13.8 kV 30/20/30 MVA	7 MW / 57%	COOP. CHACABUCO
DOLORES	T1DO o T2DO 132/34.5/13.8 kV 15/10/15 MVA	6 MW / 32%	EMP DIST ENERG ATLÁNTICA
SALTO	T1SA o T2SA 132/34.5/13.8 kV 30/20/30 MVA	6 MW / 17%	COOP. SALTO
ROJAS	T1RF 132/34.5/13.8 kV 30/20/30 MVA	6 MW / 30%	COOP. DE LUZ Y F. DE ROJAS / EMP DIST ENERG NORTE
S. NICOLÁS URBANA	T1NU o T2NU 132/13.8/13.2 kV 44/44/15 MVA	5 MW / 11%	EMP DIST ENERG NORTE

Nota: Los MW de corte consideran el paralelo de generación distribuida instalada y transferencias de demanda declaradas en la TOS 20
Se resaltan en rojo las restricciones con porcentajes $\geq 40\%$ de la demanda del nodo.

Transformación de Transba N-1

RESTRICCIONES ANTE N-1 DE TRANSFORMADORES (5 de 8)

EETT	TRANSFORMADOR que mayor ENS generaría	RESTRICCIÓN ESTIMADA (MW de alivio / % de la demanda máx. del nodo)	USUARIOS
SAN PEDRO	T1SH o T2SH 132/34.5/13.8 kV 15/15/10 MVA	5 MW / 24%	COOP. SAN PEDRO / EMP DIST ENERG NORTE
PINAMAR	T2PM 132/34.5/13.8 kV 30/20/30 MVA	5 MW / 24%	EMP DIST ENERG ATLÁNTICA
B. B. URBANA	T1BU o T2BU 132/34.65 kV 40/40 MVA	4 MW / 8%	EMP DIST ENERG SUR
IMSA	T1IM o T2IM 132/34.5/13.8 kV 15/10/15 MVA	4 MW / 17%	EMP DIST ENERG NORTE / NIDERA
G. MADARIAGA (T1)	T1GD 132/35.6/13.6 kV 15/15/5 MVA	4 MW / 55%	EMP DIST ENERG ATLÁNTICA
PEHUAJÓ	T4PH 132/34.5/13.8 kV 15/10/15 MVA	4 MW / 44%	EMP DIST ENERG NORTE
TRES ARROYOS	T1TY o T2TY 132/34.2/13.8 kV 30/30/10 MVA	4 MW / 10%	COOP. CELTA - TRES ARROYOS / EMP DIST ENERG ATLÁNTICA

Nota: Los MW de corte consideran el paralelo de generación distribuida instalada y transferencias de demanda declaradas en la TOS 20
Se resaltan en rojo las restricciones con porcentajes $\geq 40\%$ de la demanda del nodo.

Transformación de Transba N-1

RESTRICCIONES ANTE N-1 DE TRANSFORMADORES (6 de 8)

EETT	TRANSFORMADOR que mayor ENS generaría	RESTRICCIÓN ESTIMADA (MW de alivio / % de la demanda máx. del nodo)	USUARIOS
PERGAMINO (T3/T4/T5)	T5PO 132/69 kV 15/15 MVA	3 MW / 15%	EMP DIST ENERG NORTE
PETROQUÍMICA	T2PQ o T3PQ 132/34.5/13.8 kV 40/31.5/12.5 MVA	3 MW / 5%	EMP DIST ENERG SUR / INDUPA / AIR LIQUIDE / MEGA / CARGILL
TANDIL	T1TD, T2TD o T3TD 132/34.5/13.8 kV 30/20/30 MVA	3 MW / 4%	EMP DIST ENERG ATLÁNTICA / USINA POPULAR DE TANDIL-DISTR.
CHASCOMÚS	T1CU 132/34.5/13.8 kV 30/30/20 MVA	2 MW / 7%	EMP DIST ENERG ATLÁNTICA
PERGAMINO (T1/T2/T6)	T1PO 30/20/30 MVA o T2PO 30/10/30 MVA o T6PO 30/20/30 MVA	2 MW / 3%	COOP. DE PERGAMINO / EMP DIST ENERG NORTE
LUJÁN (T3/T4)	T3LJ o T4LJ 132/69 kV 15/15 MVA	1 MW / 5%	EMP DIST ENERG NORTE
BRAGADO (T5/T6)	T6BG 132/34.5/13.8 kV 30/20/30* MVA	1 MW / 6%	EMP DIST ENERG NORTE

Nota: Los MW de corte consideran el paralelo de generación distribuida instalada y transferencias de demanda declaradas en la TOS 20
Se resaltan en rojo las restricciones con porcentajes $\geq 40\%$ de la demanda del nodo.

Transformación de Transba N-1

RESTRICCIONES ANTE N-1 DE TRANSFORMADORES (7 de 8)

EETT	TRANSFORMADOR que mayor ENS generaría	RESTRICCIÓN ESTIMADA (MW de alivio / % de la demanda máx. del nodo)	USUARIOS
QUEQUÉN	T1QU 132/34.5/13.8 kV 15/10/15 MVA	1 MW / 9%	COOP. DE NECOCHEA / EMP DIST ENERG ATLÁNTICA
CHAÑARES	T1CH o T2CH 132/34.5/13.8 kV 30/20/30 MVA	1 MW / 4%	EMP DIST ENERG SUR
LAS ARMAS (T1)	T1LM 132/34.5/13.8 kV 15/10/15 MVA	1 MW / 10%	EMP DIST ENERG ATLÁNTICA
NECOCHEA	T2NE 132/34.5/13.8 kV 30/20/30 MVA	1 MW / 3%	COOP. DE NECOCHEA
C. SUAREZ	T1CZ o T2CZ 132/34.5/13.8 kV 15/10/15 MVA	1 MW / 6%	EMP DIST ENERG SUR
C. SARMIENTO	T1CT 66/34.5/13.8 kV 11.4/10/11 MVA	1 MW / 9%	EMP DIST ENERG NORTE
COLÓN	T1CN 132/34.5/13.8 kV 30/20/30 MVA	1 MW / 29%	COOP. COLÓN

Nota: Los MW de corte consideran el paralelo de generación distribuida instalada y transferencias de demanda declaradas en la TOS 20
Se resaltan en rojo las restricciones con porcentajes $\geq 40\%$ de la demanda del nodo.



Transformación de Transba N-1

RESTRICCIONES ANTE N-1 DE TRANSFORMADORES (8 de 8)

EET	TRANSFORMADOR que mayor ENS generaría	RESTRICCIÓN ESTIMADA (MW de alivio / % de la demanda máx. del nodo)	USUARIOS
PIGUÉ	T1PF o T2PF 132/34.5/13.8 kV 15/10/15 MVA	1 MW / 4%	COOP. DE PIGUE-DISTRIB / EMP DIST ENERG SUR

Nota: Los MW de corte consideran el paralelo de generación distribuida instalada y transferencias de demanda declaradas en la TOS 20
Se resaltan en rojo las restricciones con porcentajes $\geq 40\%$ de la demanda del nodo.

Sobreexcitación de Transformadores

ET	Equipo	Nivel de exigencia	Recursos atenuantes	Solución de largo plazo
Ramallo	T1RA	Elevada excitación del núcleo cuando hay escasez de generación en la CT San Nicolás y/o CT Rojo y necesidad de valores altos de tensión para compensar deficiencias del área.	Despacho de generación distribuida en el área Centro y Norte de Transba. Apertura del acoplador de 220 kV de la ET Ramallo. Control de TAP's del transformador de acuerdo a OS N° 50	Instalación de segundo transformador de 220/132 kV en la ET Ramallo (E/S verano 2027/2028 según Guía de Referencia 2025-2032 de Transener).

