

# Red de Transporte de Extra Alta Tensión

Previsión Situaciones Relevantes

Verano 2025/26

GPOR - IdeO

- 1. Resumen previsión situación N**
- 2. Demanda SADI a Septiembre 2025**
- 3. Hipótesis considerada para el análisis**
- 4. Sistema de Transmisión**
  - a. Transformación en estado Crítico y Alta Carga
  - b. Restricciones ante N-1 de máquinas
  - c. Situaciones N-1 comprometidas
    - i. Para la Demanda
    - ii. Para la Generación

# 1. Resumen previsión Situación N

## General SADI

- Demanda prevista 31200 MW, + 3,0 % superior al récord 2025 (30257 MW) con base en una tasa de crecimiento similar a la histórica. (3,1 %).

## Área GBA

- Demanda Prevista por SACME: 11.500 MW (+1,7 % respecto al verano récord 11.250 MW)
- Con 4 transformadores en ET Ezeiza y las hipótesis de generación y demanda de SACME, **no se prevén situaciones fuera de lo normal**. [Diapositiva 23](#)
- La indisponibilidad de Atucha I (h/ marzo 2027) compromete la carga de ET Rodríguez en **condición N** alcanzando la saturación.
- Todos los compensadores sincrónicos y los capacitores instalados en 132 y 220 kV de Ezeiza se consideran en servicio.

## Área Centro [Diapositiva 20](#)

- Se prevé que la ET Malvinas, a pesar de contar con su capacidad de transformación completa (T1MA, T2MA y T4MA), podría experimentar saturación incluso disponiendo de la totalidad del CC Pilar. Por otro lado, 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.
- En la ET Arroyo Cabral, la indisponibilidad de la generación asociada(\*) a esta ET podría llevar a la saturación de la capacidad de transformación.

## Área Litoral / Prov. de Santa Fé

- Con un crecimiento proyectado del 4 % respecto al verano récord de 2025, existe la posibilidad de alcanzar estados críticos de carga este verano, particularmente ante indisponibilidades en la generación asociada a ET Rosario y/o Santo Tomé. [Diapositiva 22](#)
- En ET Ramallo (T1RA y T4RA), se prevén estados críticos ante un bajo despacho de su generación asociada (\*\*). [Diapositiva 21](#)

(\*) CT CC Villa María II (250 MW)

(\*\*) CT Rojo (258 MW), San Nicolás (240 MW), San Pedro (212 MW) y Las Palmas (212 MW) / TV5 San Nicolás , CN ATUCHA I (F/S)

# 1. Resumen previsión Situación N

## Área NEA

- Persisten los riesgos de pérdida de demanda por colapsos de tensión. En distintas oportunidades se registraron pérdidas de demanda de un orden máximo de 1300 MW, valor este superior a años anteriores.
- Las ET Resistencia, Chaco y San Isidro operaron, el verano pasado, con niveles de alta carga o cercanos al crítico.
- Dado el crecimiento de demanda esperado por los agentes del área para este verano, se esperan situaciones de riesgo similares.

## Área Patagónica

- En Patagonia, con las líneas de 500 kV Santa Cruz Norte – Río Santa Cruz y Río Santa Cruz – Esperanza, operando con muy poca carga, se deberá prestar especial atención al control de tensión del corredor debido a su gran longitud (564 km).
- La red de 500 kV del sistema Patagónico tiene alta sensibilidad a las variaciones de tensión por operación y perturbaciones, lo cual puede afectar la demanda. Habitualmente se toman medidas operativas para evitar pérdidas de demanda en operaciones programadas.
- Ante la salida de servicio de cualquier tramo de línea al sur de la ET Santa Cruz Norte, al ser un sistema radial, **no se podrá abastecer la totalidad de la demanda** debido a que no hay suficiente generación local instalada y/o disponible. Esta situación fue oportunamente informada a SPSE, SE, ENRE y CAMMESA.

## Potencia de Cortocircuito en GBA

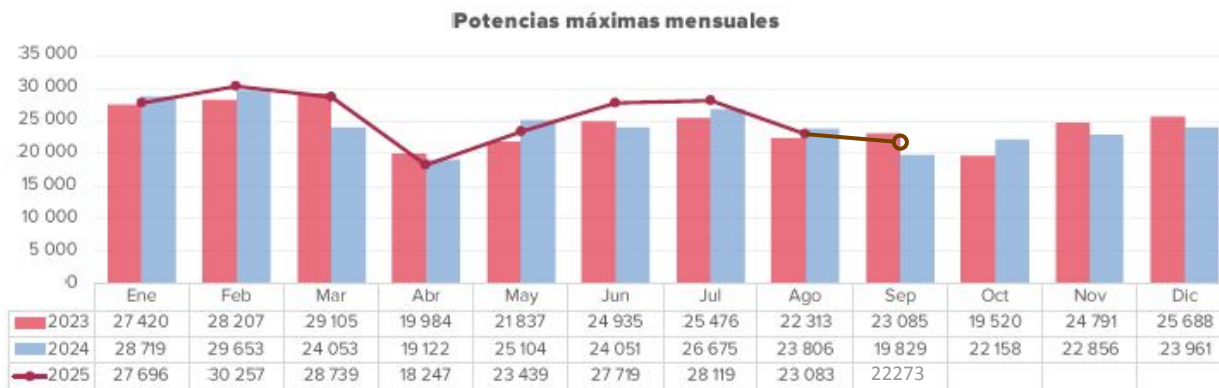
- Dependiendo de la generación despachada en el área de GBA, podría verse superado el nivel de cortocircuito en 500 kV de **ET Ezeiza** y **ET Rodríguez**, por lo que, desde la operación programada y en tiempo real se realiza el seguimiento para evitar esta situación.



## 2. Demanda SADI a Septiembre 2025

Evolución potencia pico del SADI

### Evolución de potencia máxima bruta mensual año actual vs años anteriores [MW]



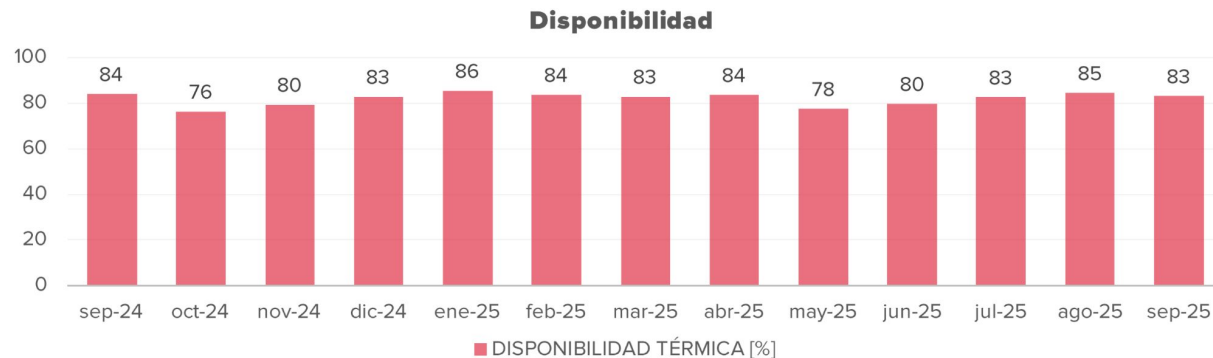
Fuente: CAMMESA al 17/9/25 + Scada  
Record histórico 30257 MW , Lunes 10 de Febrero de 2025 - 14:47 hs

# Disponibilidad Térmica

Evolución hasta Septiembre 2025

## Disponibilidad Térmica Mensual (convencional + nuclear)

Año Móvil	sept-25	sept-24
82%	83%	84%



Fuente: CAMMESA al 20/10/25

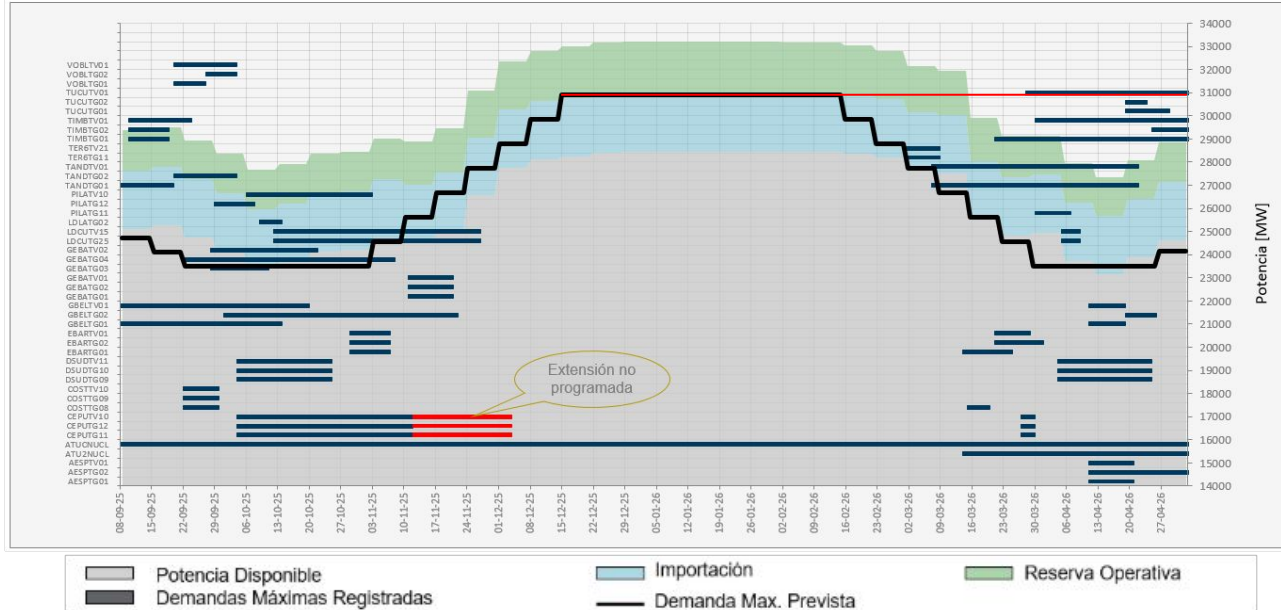
La disponibilidad térmica año móvil (82 %) presenta valores superiores a los medios históricos (75 %)

# Situación Prevista - Verano 2025/26

Cubrimiento requerimiento de potencia

## Programación Estacional Provisoria | NOVIEMBRE 2025 – ABRIL 2026

Mantenimientos e indisponibilidades de CC grandes y nucleares



Red de Transporte de Extra Alta Tensión

### 3. Hipótesis consideradas para el análisis

Hipótesis de **CAMMESA** Programación Estacional Provisoria Noviembre - Abril 2026

- **Crecimiento demanda de energía:** Los agentes prevén un crecimiento energético del **0.3 %**.
- **Disponibilidad térmica:** Se prevé el ingreso de 152 MW fin de abril de 2026, Brigadier Lopez TV01, AG (Autogenerador) El Medanito, AG. CABOT.
- **Combustibles:** despacho por costos.
  - **Gas:** los consumos de usinas son cubiertos con Gas Nacional, GNL y Bolivia
  - **Fuel Oil:** límite máximo de consumo dependiendo de la disponibilidad de equipamiento.
  - **Gas Oil:** con límite de consumo semanal sostenido por logística 175 mil m3.
- **Aportes hidráulicos:**
  - Para el Limay, Collón, Neuquén se considera la previsión de la AIC (Autoridad Interjurisdiccional de Cuencas) hasta octubre, luego cuartil inferior hasta abril
  - Para Futaleufú cuartil inferior hasta abril
  - Para los Ríos Uruguay y Paraná se considera el tercil inferior hasta fin de año, luego la mitad inferior de las crónicas.
- **Utilización de Embalses:** operatoria de embalses de acuerdo a las Normas de Manejo de Aguas → Erogado de Piedra del Águila según NMA (Normas de Manejo de Aguas).
- **Energías Renovables:** ingresos hasta abril 2026: 599 MW. **Eólico** → 91 MW, **Solares**→ 502 MW, Bio **Combustibles**→ 3 MW, **Hidráulica**→ 3 MW
- **Importación/Exportación:** Se considera importación de posibles excedentes hidráulicos y renovables provenientes de Uruguay por crónica. También oferta térmica de Brasil de 1100 MW medios. Se considera oferta térmica de 120 MW proveniente desde Bolivia.



# Ingreso de Generación - 1 de 1

Diciembre, Enero y Febrero

Descripción	Area	Tipo	Resolución	Potencia	Ingreso previsto
P.E. CASA (Cementos Avellaneda YPF)	TBA (Sur)	EO	Mater	35	26/01/2026
P.E. CEMENTOS AVELLANEDA	TBA (Sur)	EO	Mater	30	15/01/2026
P.S. Coperote I	Distrocuyo	FV	RenMDI	3	1/1/2026
P.S. EL Marcado I	Distrocuyo	FV	Mater	5	01/01/2026
P.S.F.V NOGOLI I	Edesal	FV	Renovar 3.0	10	15/01/2026
P.S. PALOMAR - Autogenerador PEUGEOT	Edenor	FV		10	15/12/2025
P.S. EL QUEMADO I	EDEMSA (Mendoza)	FV	Mater	300	15/12/2025
P.S.F.V. SAENZ PEÑA	Enecor (Chaco)	FV	Renovar 3.0	10	15/02/2026
P.S. SAN RAFAEL I	Distrocuyo	FV	Mater	100	15/02/2026
P.S. SAN RAFAEL II	Distrocuyo	FV	Mater	50	15/02/2026

Red de Transporte de Extra Alta Tensión

### 3. Hipótesis consideradas para el análisis

Hipótesis **Transener** - Análisis Verano 2025/26

- Se adopta como hipótesis de demanda pico **31.200 MW**, es decir un crecimiento en la demanda del orden del 3 % respecto del récord de verano (**30.257 MW**, 10-02-25).
- En especial, para GBA, Bs As y Litoral se consideraron las previsiones de demanda pico de los Distribuidores por ser las de mayor participación en el global ( 60 %).
- Se opera respetando los valores nominales del equipamiento.
- Potencia instalada en el SADI a Agosto de 2025: **43.863 MW**.

Nota: En Agosto de 2024 era de **42.756 MW**. Gran parte de los incrementos se debe a ingreso de generación renovable. ( fuente CAMMESA)

**Los análisis realizados destacan las situaciones comprometidas a nivel Transporte y Transformación.**

# Ingreso de Generación por tipo

Agosto 2024 – Agosto 2025 (1 de 3)

## Eólico

Descripción	Potencia	Fecha Comercial
P.E. GRAL. LEVALLE I (Cba)	62	13/8/2024
P.E. GRAL. LEVALLE II (Cba)	93	23/11/2024
P.E. Vientos de Olavarria (TBA Sur)	99	14/12/2024
TOTAL	254 MW	

## Hidráulica Renovable

Descripción	Potencia	Fecha Comercial
-	-	-
TOTAL	0 MW	

# Ingreso de Generación por tipo

Agosto 2024 – Agosto 2025 (2 de 3)

## Solar Fotovoltaica

Descripción	Potencia	Fecha Comercial
P.S.F.V. LA RIOJA (NOA)	62	22/08/2024
P.S. Pampa del Infierno (NEA)	130	29/08/2024
P.S.F.V. Cutral Co (Comahue)	3,1	27/11/2024
P.S. AMANECER IV (NOA)	12	07/12/2024
P.S. Los Molles (CUYO)	90	07/01/2025
P.S. CHARATA I (NEA)	15	22/01/2025
P.S. CHARATA III (NEA)	10	20/02/2025
P.S. VILLA ÁNGELA IV (NEA)	11	26/2/2025
P.S. VILLA ÁNGELA V (NEA)	30	26/02/2025
P.S. CHARATA II (NEA)	15	18/03/2025

Descripción	Potencia	Fecha Comercial
P.S. VILLA ÁNGELA II (NEA)	9	22/03/2025
P.S. VILLA ÁNGELA III (NEA)	10	22/3/2025
P.S. VILLA ÁNGELA (NEA)	40	27/03/2025
P.S. VILLA MARIA DEL RIO SECO (AMPLIACION MATER) (CENTRO)	6	01/05/2025
P.S. V.MARIA DEL RIO SECO (CENTRO)	15	01/05/2025
P.S. La Salvación (CUYO)	10	4/6/2025
P.S. Anchoris (CUYO)	180	06/06/2025
P.S. LA SALVACION (2) (CUYO)	10	09/07/2025
P.S. SAN LUIS NORTE (CENTRO)	18	11/07/2025
TOTAL	676 MW	

# Ingreso de Generación por tipo

Agosto 2024 – Agosto 2025 (3 de 3)

## Térmica convencional

Descripción	Potencia	Fecha Comercial
COG Arroyo Seco (LIT)	52,18	17/09/2024
COG Arroyo Seco (LIT)	53,17	01/10/2024
G. MEDITERR. (Centro)	65	14/12/2024
A.G. Modesto Maranzana (Centro)	60	12/03/2025
Autogenerador Dreyfus (LIT)	17	3/7/2025
<b>TOTAL</b>	<b>247 MW</b>	

### Total renovables instalados a la fecha\*

Eólico → 4496 MW  
 Solares → 2195 MW  
 Biogas/Biomasa → 336 MW  
 Hidráulica Renovable → 502 MW

## Biomasa

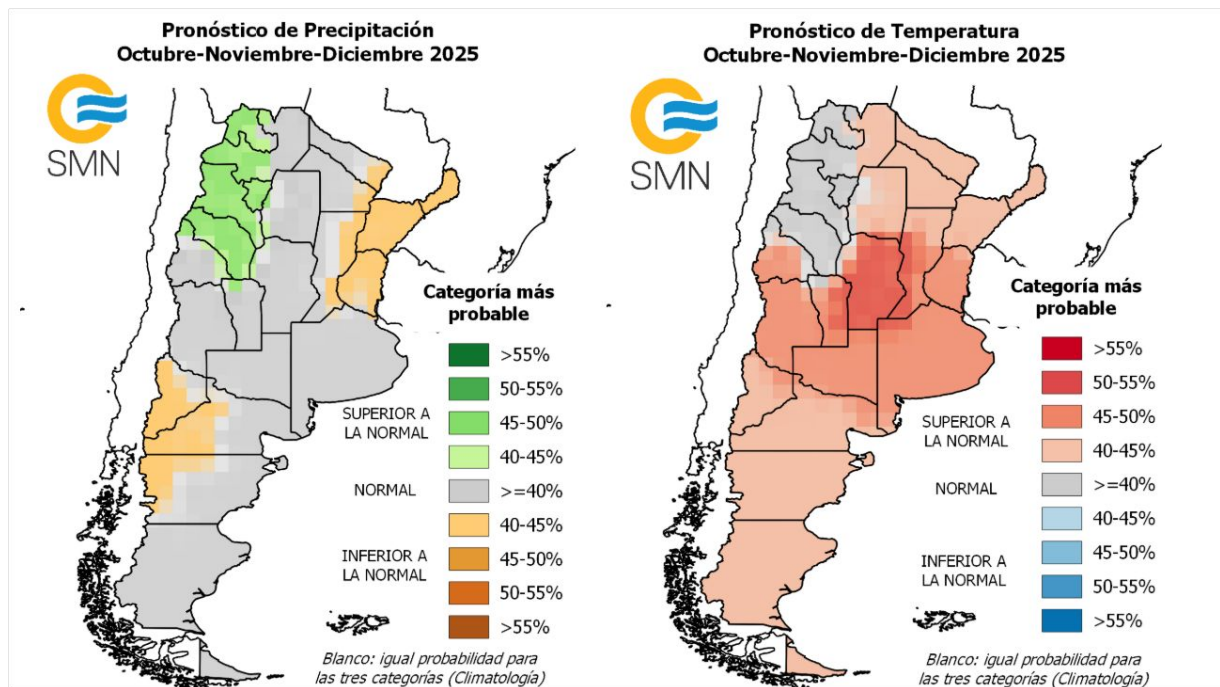
Descripción	Potencia	Fecha Comercial
Central Biomásica La Florida (NOA)	14,47	21/11/2024
C.T. SAN ALONSO (LIT)	37	22/03/2025
<b>TOTAL</b>	<b>51,47 MW</b>	

### Total ingresos Agosto 2024 – Agosto 2025

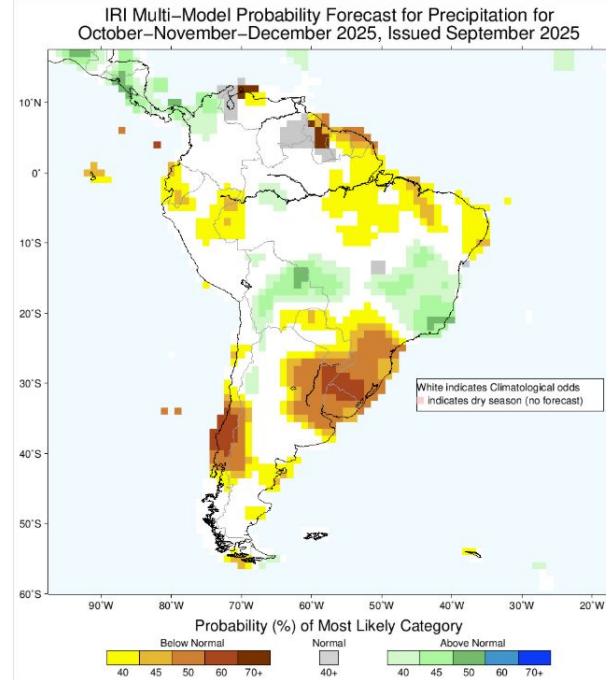
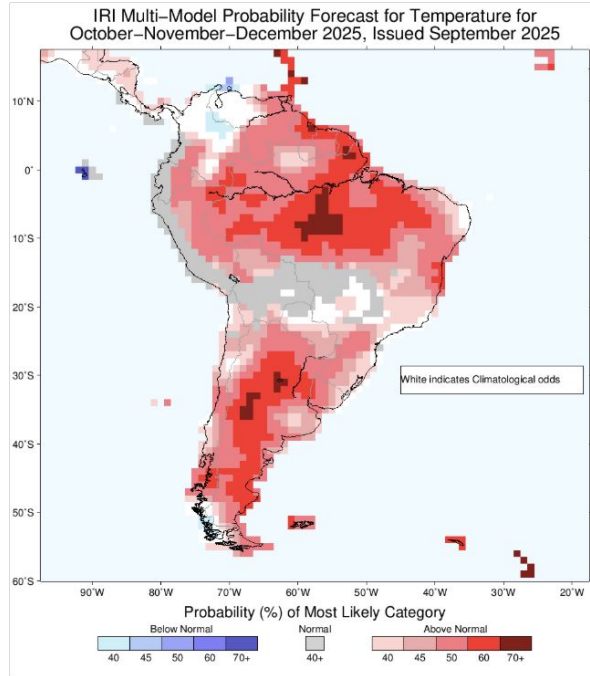
Eólico → 254 MW  
 Solares → 676 MW  
 Biogas/Biomasa → 51.47MW  
 Térmico → 247 MW  
 Hidráulica renovable → 0 MW



# Información Meteorológica



# Información Meteorológica



Para el verano se esperan temperaturas mayores a las normales en todo el país. Respecto a las precipitaciones se espera que sean iguales o inferiores a las normales.

## 4. Sistema de Transmisión:

a. Transformación en estado Crítico y  
Alta Carga

---

SITUACIONES N

# Transformación en Condición N

ESTADO CRÍTICO ( ~ 100 % )



Se considera como Estado Crítico aquellos nodos cuyos transformadores pueden alcanzar niveles de carga en el entorno de la saturación y/o superación de su capacidad nominal.

- ul>
- Estado Crítico ( ~ 100%)
- Estado de Alta Carga ( ~ 90%)
- Estado normal (< 90%)

# Transformación en Condición N

ESTADO CRÍTICO ( ~ 100 % ) (1 de 6)

ET	TRANSFORMADOR	OBSERVACIONES	SOLUCIÓN PROYECTADA A FUTURO
<b>CHACO (Linsa)</b>	<b>T1CHA</b> 500/132 kV 300 MVA	<ul style="list-style-type: none"> <li>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.</li> <li>El crecimiento previsto en el área puede profundizar esta situación.</li> </ul>	<b>T2CHA</b> 500/132 kV 300 MVA (Guía Ref TNER) Obra paralizada desde 01/03/23
<b>RESISTENCIA</b>	<b>T1RS y T2RS</b> 500/132 kV 300 MVA	<ul style="list-style-type: none"> <li>Previo a los colapsos de tensión estos transformadores alcanzan estados de alta carga.</li> </ul>	<b>Ampliación Transformación</b> 500/132 kV 300 MVA (Guía Ref TNER)
<b>SAN ISIDRO (Linsa)</b>	<b>T1SI y T2SI</b> 500/132 kV, 300 MVA	<ul style="list-style-type: none"> <li>El verano pasado se dieron situaciones de alta carga, cercanas a la saturación. Para las hipótesis de crecimiento pueden preverse estados críticos.</li> </ul>	<b>T3SI</b> 500/132 kV 300 MVA (Guía Ref TNER -EMSA en proceso de Solicitud) ET El Fachinal (Obra propuesta EMSA)



# Transformación en Condición N

ESTADO CRÍTICO ( ~ 100 % ) (2 de 6)

ET	TRANSFORMADOR	OBSERVACIONES	SOLUCIÓN PROYECTADA A FUTURO
<b>SANTO TOMÉ</b>	<b>T1ST, T2ST y T3ST</b> 500/132 kV 300 MVA	<ul style="list-style-type: none"> <li>Dependiente de la generación en CT Brigadier López (280 MW ). Sin CT BL durante el pico se esperan estados de saturación.</li> <li>Ante indisponibilidad de más generación en el área o imposibilidad de transferir demanda otras estaciones podrían requerirse restricciones.</li> </ul>	Cierre de CC Brigadier Lopez
<b>SALTO GRANDE (LITSA)</b>	<b>T2SG</b> 500/132 kV 150 MVA	<ul style="list-style-type: none"> <li>El verano pasado alcanzaron estados de saturación. Con el aumento de demanda esperado para Entre Ríos y Corrientes se prevén situaciones similares.</li> </ul>	Reemplazo T1SG por uno de 300 MVA (PES estimada 2028)
<b>Gral Rodriguez (EDENOR)</b>	<b>T1RD, T2RD, T3RD y T4RD</b> 500/220 kV 800 MVA	<ul style="list-style-type: none"> <li>El verano pasado se observaron estados de alta carga. Con la F/S de Atucha I y las previsiones de crecimiento de SACME (1,7 %) podrían esperarse estados de saturación en función de la generación disponible.</li> </ul>	EDENOR proyecta incorporar 5to TR - 2027.

# Transformación en Condición N

ESTADO CRÍTICO ( ~ 100 % ) (3 de 6)

ET	TRANSFORMADOR	OBSERVACIONES	SOLUCIÓN PROYECTADA A FUTURO
<b>MALVINAS</b>	<b>T1MA, T2MA y T4MA</b> 500/132 kV 300 MVA	<ul style="list-style-type: none"> <li>Alta dependencia de la disponibilidad de la CT Pilar (480 MW).</li> <li>Con un crecimiento proyectado del 4% en la demanda de EPEC, se anticipan sobrecargas en los transformadores T4MA, T1MA y T2MA, incluso con la totalidad de la generación local disponible. Esta situación exigirá aplicar restricciones a la demanda, que podrían intensificarse si el consumo supera las previsiones o si se produce una interrupción en la generación.</li> </ul>	<a href="#"><u>T3MA</u></a> <a href="#"><u>500/132 kV de 600 MVA</u></a> Obra en Inicio (EPEC)
<b>ARROYO CABRAL</b>	<b>T1AC</b> 500/132 kV 300 MVA	<ul style="list-style-type: none"> <li>Dependiente de la disponibilidad de la CT Villa Maria II.</li> <li>Un despacho restringido de esta generación podría llevarlo a un estado crítico de carga.</li> </ul>	<b>T2AC</b> 500/132 kV 300 MVA (Guía Ref TNER - EPEC en proceso Solicitud)
<b>ALMAFUERTE</b>	<b>T1AM y T2AM</b> 500/132 kV 150 MVA  <b>T3AM</b> 500/132 kV 300 MVA	<ul style="list-style-type: none"> <li>El verano pasado se observaron estados de saturación ante despacho insuficiente de su generación asociada. (CT 13 de Julio, Reolin, etc).</li> </ul>	<b>Gran Córdoba</b> 500/132 kV, 2 x 300 MVA (Guía Ref TNER- EPEC en proceso de Estudios)

# Transformación en Condición N

ESTADO CRÍTICO ( ~ 100 % ) (4 de 6)

ET	TRANSFORMADOR	OBSERVACIONES	SOLUCIÓN PROYECTADA A FUTURO
RAMALLO	<b>T1RA</b> 220/132 kV 300 MVA	<ul style="list-style-type: none"> <li>Alta dependencia de la disponibilidad de CT Rojo (5 x 50 MW).</li> <li>Ante la indisponibilidad de CT Rojo se esperan estados críticos de carga, para lo cual se deberá despachar CT San Pedro, CT Las Palmas y CT San Nicolás</li> </ul>	<b>T2RA</b> 220/132 kV 300 MVA Obra suspendida
	<b>T4RA</b> 500/220 kV 300 MVA	<ul style="list-style-type: none"> <li>Alta dependencia de la disponibilidad de CT San Nicolas TV5 (350 MW) y CN Atucha I (F/S previsto por extensión de vida útil hasta marzo de 2027).</li> <li>La indisponibilidad de ambas centrales, puede dejar a este transformador en estado de alta carga o saturación. Para salir del estado crítico, si con la generación de las CT Rojo, Arroyo Seco, Las Palmas y San Pedro no es suficiente se dispone el T9RA (repuesto TNER) y se desconecta el T1RA.</li> </ul>	<u><b>T3RA</b></u> <u>500/220 kV 300 MVA</u> Obra suspendida

# Transformación en Condición N

ESTADO CRÍTICO ( ~ 100 % ) (5 de 6)

ET	TRANSFORMADOR	OBSERVACIONES	SOLUCIÓN PROYECTADA A FUTURO
ROSARIO OESTE	<p><b>T3RO, T5RO y T6RO</b> 500/132 kV 300 MVA</p> <p><b>T1RO y T2RO</b> 220/132 kV 150 MVA</p> <p><b>T7RO</b> 500/220 kV 855 MVA</p>	<p><b>Hipótesis de Demanda y Generación:</b> Se asumió la demanda prevista por EPESF: unos <b>2.850 MW</b> lo que representa un crecimiento del 4 % respecto del verano pasado.</p> <p><b>Escenario de generación 1</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>CON</b> CT Arroyo Seco (2 TG : 90 MW)</li> <li>• <b>CON</b> generación en Coronda</li> <li>• <b>CON</b> CT Gomez (64 MW) y CT Perez (75 MW)</li> <li>• <b>CON</b> San Nicolás TV5</li> </ul> <p>Estados de carga previstos:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• T3RO, T5RO → 95 %                      T6RO, → 53 %</li> <li>• T1RO y T2RO → 95 %                      T7RO → 60 %</li> </ul> <p><b>Escenario de generación 2</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>SIN</b> 1TG Arroyo Seco</li> <li>• <b>SIN</b> generación en Coronda (sin TSE)</li> <li>• <b>SIN</b> ½ CT Perez y ½ CT Gomez</li> <li>• <b>SIN</b> San Nicolás TV5</li> </ul> <p>Estados de carga previstos:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• T3RO, T5RO → <b>105 %</b>                      T6RO, → <b>90 %</b></li> <li>• T1RO y T2RO → <b>102 %</b>                      T7RO → <b>70 %</b></li> </ul> <p>El escenario 2 de baja disponibilidad de generación implica también estados críticos para Ramallo y Coronda. <a href="#">Diapositiva 3</a></p>	<p><b>T9RO</b> 600 MVA 500/132 kV</p> <p>Disponible en base. PES indefinida.</p>

# Transformación en Condición N

ESTADO Normal ( < 90 % ) (6 de 6)

ET	TRANSFORMADOR	OBSERVACIONES	SOLUCIÓN PROYECTADA A FUTURO
EZEIZA	<b>T1EZ, T3EZ, T7EZ y T10EZ</b> 500/220 kV 800 MVA + <b>T9EZ (***)</b>	<b>Hipótesis de Demanda y Generación</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Demanda de <b>11.500 MW</b> (1.7 % superior al record de verano) (*)</li> <li>• Despacho de generación en GBA de <b>4600 MW</b>(*)</li> <li>• 6 Compensadores <b>en servicio</b> (6 x +120/-120 MVar)</li> <li>• Banco de capacitores en 132 kV del T7EZ (2x 65 MVar)</li> <li>• Banco de capacitores en 220 kV (2 x 115 MVar)</li> </ul> <p>Estados de carga previstos:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• T7EZ, T1EZ → <b>75 %</b></li> <li>• T10EZ, T3EZ → <b>75 %</b></li> </ul> <p>Con las hipótesis descritas <b>no se esperan situaciones anormales o destacables</b></p>	ET Plomer (**) 500/220 kV 800 MVA

(\*) fuente SACME

(\*\*) Proyecto AMBA I sin fecha prevista

(\*\*\*) Transformador operativo en función de demanda y limitaciones por potencia de CC



## 4. Sistema de Transmisión

### b. Restricciones ante N-1 de máquinas

---

SITUACIONES N-1

# Transformación en Condición n-1

Restricciones (incluye máquina única) (1 de 11)

ET	TRANSFORMADOR F/S	RESTRICCIÓN ESTIMADA EN PICO (MW de corte)	GENERACIÓN CONSIDERADA (Asociada al Transformador)	REPUESTO o RESERVA
ROMANG	<b>T1RM o T2RM</b> 500/132 kV 150 MVA	<b>Sin restricciones.</b> Condicionado a la disponibilidad de generación y maniobras con ST	CT Villa Ocampo, Bio. Avellaneda	Sin repuesto. (*)
SANTO TOMÉ	<b>T1ST, T2ST o T3ST</b> 500/132 kV 300 MVA	<b>Sin restricciones o 150 MW sin CT BL</b>	Con Brigadier López, CT Ceres y CT Rafaela.	TxST 300 MVA
CORONDA	<b>T1CN</b> 500/132 kV 300 MVA	<b>140 MW</b> Condicionado a la disponibilidad de generación.	CT Renova CT Terminal 6, 132 kV	TxAM de 300 MVA
GRAN PARANÁ	<b>T1GPA o T2GPA</b> 500/132 kV 300 MVA	<b>100 MW</b>	CT La Paz, CT San Salvador	TxAM 300 MVA
ATUCHA	<b>T2AT</b> 220/132 kV 150 MVA	<b>Se considera que la reserva rápida evita restricciones</b>	CT La Palmas, CT San Pedro	Reserva Rápida (T1AT) 220/132 kV 150 MVA

(\*) En gestión de compra por EPE Santa Fe.

# Transformación en Condición N-1

Restricciones (incluye máquina única) (2 de 11)

ET	TRANSFORMADOR F/S	RESTRICCIÓN ESTIMADA EN PICO (MW de corte)	GENERACIÓN CONSIDERADA (Asociada al Transformador)	REPUESTO o RESERVA
ROSARIO OESTE (*)	<b>T3RO, T5RO o T6RO</b> 500/132 kV 300 MVA	<b>135 MW</b> Condicionado a la disponibilidad de generación	CT C. de Gómez, CT Pérez. CT Terminal 6, CT Renova, CT Arroyo Seco	TxRO Repuesto de 300 MVA 500/132 kV
	<b>T7RO</b> 500/220 kV 855 MVA	<b>Se considera que la reserva rápida evita restricciones</b>	CT C. de Gómez, CT Pérez. CT San Nicolás (TV5) y CN Atucha I, CT Rojo, CT Arroyo Seco.	Fase de rápida conexión
	<b>T1RO o T2RO</b> 220/132 kV 150 MVA	<b>75 MW</b> Condicionado a la disponibilidad de generación	CT C. de Gómez, CT Pérez, CT Arroyo Seco	TxRO Repuesto de 150 MVA 220/132 kV
RAMALLO	<b>T4RA</b> 500/220 kV 300 MVA	<b>Sin restricciones.</b>	CT San Nicolás (TV5) y CT Rojo, CT Arroyo Seco. <b>(Sin CN Atucha I)</b>	TxRA 500/220 kV de 300 MVA
	<b>T1RA</b> 220/132 kV 300 MVA	<b>Se considera que la reserva rápida evita restricciones.</b> Condicionado a la disponibilidad de generación	CT Rojo, Arroyo Seco, San Pedro y Las Palmas, Junín, Lincoln, Colón, Arrecifes, Capitán Sarmiento.	Reserva Rápida (T9RA) 500/132 kV de 300 MVA T2RA 220/132 kV de 300 MVA

(\*) Ante contingencia existe un alto riesgo de afectación mayor a la demanda por ausencia de un automatismo de DAD. Se está gestionando con EPE Santa Fe la instalación del automatismo . Se estima su pes para verano 2026/27

# Transformación en Condición N-1

Restricciones (incluye máquina única) (3 de 11)

ET	TRANSFORMADOR F/S	RESTRICCIÓN ESTIMADA EN PICO (MW de corte)	GENERACIÓN CONSIDERADA (Asociada al Transformador)	REPUESTO o RESERVA
<b>RODRIGUEZ (EDENOR)</b>	<b>T1RD, T2RD, T3RD o T4RD</b> 500/220 kV 800 MVA	<b>700 MW</b> Condicionado a la disponibilidad de generación	CT Puerto, CT Pilar. <b>(Sin CN Atucha I)</b>	Fase de Repuesto en ET RD.
<b>EZEIZA (*)</b>	<b>T1EZ, T3EZ, T7EZ, T10EZ o T9EZ</b> 500/220 kV 800 MVA	<b>Sin restricciones</b>	CT Costanera, CT Dock Sud, CT Buenos Aires, CT Puerto, CT Ezeiza. TV Genelba, COG La Plata YPF. CT Pilar	<b>(**)</b>
<b>CAMPANA</b>	<b>T1CA o T2CA</b> 500/132 kV 300 MVA	<b>Sin restricciones.</b> Condicionado a disponibilidad de generación o abastecimiento desde EDENOR	Con CN Atucha I y 210 MW hacia Siderca, CT Las Palmas, CT San Pedro.	TxRO de 300 MVA
<b>25 de MAYO</b>	<b>T1VM o T2VM</b> 500/132 kV 300 MVA	<b>Sin restricciones.</b>	CT Bragado, CT Salto II	TxBB de 300 MVA
<b>HENDERSON</b>	<b>T3HE</b> 500/220 kV 300 MVA	<b>Se considera que la reserva rápida evita restricciones</b>	CT Junín, CT Salto II, CT Bragado, CT Luján Dos	Reserva Rápida (T1HE) 500/220 kV 300 MVA
	<b>T7HE</b> 500/132 kV 300 MVA	<b>Se considera que la reserva rápida evita restricciones</b>	CT Realicó, CT Villegas, <b>PE Vientos de Olavarría. PE La Rinconada.</b>	Reserva Rápida (T2HE) 500/132 kV 300 MVA

(\*) Ante contingencia existe un alto riesgo de afectación mayor a la demanda por lo cual se cuenta con un automatismo de DAD de SACME

(\*\*) Fase en proceso de compra como reserva para ET EZ con plazo de 1 año.

# Transformación en Condición N-1

Restricciones (incluye máquina única) (4 de 11)

ET	TRANSFORMADOR F/S	RESTRICCIÓN ESTIMADA (MW de corte)	GENERACIÓN CONSIDERADA (Asociada al Transformador)	REPUESTO o RESERVA
OLAVARRÍA	<b>T10L o T20L</b> 500/132 kV 300 MVA	<b>Se considera que la reserva rápida evita restricciones</b>	CT 9 de Julio, CT Barker, CT Necochea, CT O. Smith, CT Mar de Ajó, CT Olavarría. PE Vientos de Necochea, PE Los Teros, PE Miramar, PE Vivoratá, PE La Elbita, PE De la buena Ventura, <b>PE Vientos de Olavarría. PE La Rinconada.</b>	Reserva rápida T30L de 300 MVA
BAHÍA BLANCA	<b>T1BB o T2BB</b> 500/132 kV - 300 MVA	<b>Se considera que la reserva rápida evita restricciones</b>	CT Solalbán, General Cerri, CT Ingeniero White, PPEE Pampa Energía, PE La Castellana, PE Villalonga, PE de la Bahía, PE La Genoveva, PE Energética, PE García del Río, PE Mataco y San Jorge, PE Vientos del Secano, PE De la Buena Ventura.	Reserva rápida T3BB de 300 MVA y TxBB de 300 MVA
VIVORATÁ	<b>T1VIV o T2VIV</b> 500/132 kV - 450 MVA	<b>Sin restricciones.</b>	CT 9 de Julio, CT Barker, CT Necochea, CT O. Smith, CT Mar de Ajó, CT Olavarría. PE Vientos de Necochea, PE Los Teros, PE Miramar, PE Vivoratá, PE La Elbita, PE De la buena Ventura,	Fase de reserva rápida de 150 MVA
MACACHÍN	<b>T2MC</b> 500/132 kV - 300 MVA	<b>Se considera que la reserva rápida evita restricciones</b>	CT Realicó, CH Salto Andersen PE La Banderita, PE Gral Acha	T1MC Reserva rápida de 150 MVA Fase de repuesto 50 MVA 500/138 kV y TxBB de 300 MVA

# Transformación en Condición N-1

Restricciones (incluye máquina única) (5 de 11)

ET	TRANSFORMADOR F/S	RESTRICCIÓN ESTIMADA EN PICO (MW de corte)	GENERACIÓN CONSIDERADA (Asociada al Transformador)	REPUESTO o RESERVA
<b>PUELCHES</b>	<b>T1PU</b> 500/132 kV 100 MVA	<b>1 MW</b>	CH Salto Andersen, CT Realicó, 250 kVA en Chacharramendi, PE La Banderita	TxBB de 300 MVA
<b>CHOELE CHOEL</b>	<b>T5CL</b> 500/132 kV 100 MVA	<b>Se considera que la reserva rápida evita restricciones</b>	CH Guillermo Céspedes, Termoroca, PE Pomona I y II.	Reserva rápida T3CL de 150 MVA
<b>PTO.MADRYN</b>	<b>T1PY</b> 500/330 kV 450 MVA	<b>Se considera que la reserva rápida evita restricciones</b>	CH F.Ameghino, CT Patagonia, PE Rawson, CT Cdro. Rivadavia y Generación de Aluar, CH Futaleufú, PE Aluar, PE Malaspina	Fase de rápida conexión
	<b>T2PY o T3PY</b> 500/132 kV 600 MVA (vinculado a generación)	<b>Sin restricciones</b>	PE Puerto Madryn I y II, PE Loma Blanca II, IV, I, III y VI, Chubut Norte I, II, III y IV	Fase de rápida conexión
<b>SANTA CRUZ NORTE</b>	<b>T1ZN, T2ZN o T3ZN</b> 500/132 kV 150 MVA	<b>Sin restricciones</b>	CT Patagonia, CT Cdro. Rivadavia, Pico Truncado, CT Los Perales, PE Manantiales Behr II, PE del Bicentenario. PE Diadema. PE Los Hércules. PE Kosten, PE Cañadón León, PE Tordillo.	Fase de rápida conexión

# Transformación en Condición N-1

Restricciones (incluye máquina única) (6 de 11)

ET	TRANSFORMADOR F/S	RESTRICCIÓN ESTIMADA EN PICO (MW de corte)	GENERACIÓN CONSIDERADA (Asociada al Transformador)	REPUESTO o RESERVA
RÍO SANTA CRUZ	<b>T1RSC</b> 500/132 kV 150 MVA	<b>Sin restricciones</b> con despacho de generación vinculada en Isla	Generación Diesel vinculada a SPSE	TxBB de 300 MVA
ESPERANZA	<b>T1ESP</b> 500/220 kV 300 MVA	<b>Restricciones en Río Gallegos</b> aún con la totalidad de generación disponible en Río Chico actualmente. <b>Restricción total de la demanda</b> de El Calafate, y <b>Restricción parcial</b> en Río Turbio y localidades aledañas	CT Río Chico	Fase de Repuesto en ET Esperanza.
	<b>T2ESP</b> 220/132 kV 100 MVA	<b>Restricciones del total de la demanda en Calafate</b> (Conexión radial)	El área no cuenta con generación	TxESP 100 MVA 220/132 kV
PLANICIE BANDERITA	<b>T2PB</b> 500/132 kV 300 MVA	<b>Sin restricciones</b>	CT Alto Valle, CH Casa de Piedra, CH Divisaderos, CT Entre Lomas, CT Cipolletti, CT Termoroca, CT Loma Campana, CT L. Lata Diesel, CT Lomitas	Fase de rápida conexión

# Transformación en Condición N-1

Restricciones (incluye máquina única) (7 de 11)

ET	TRANSFORMADOR F/S	RESTRICCIÓN ESTIMADA EN PICO (MW de corte)	GENERACIÓN CONSIDERADA (Asociada al Transformador)	REPUESTO o RESERVA
AGUA DEL CAJÓN (CAPEX)	<b>T1AG o T2AG</b> 500/132 kV 350 MVA (vinculado a generación)	<b>Sin restricciones</b>	Agua del Cajón.	TxCO de 300 MVA
EL CHOCON	<b>T2CH 100 MVA o T4CH 150 MVA</b> 500/132 kV	<b>Sin restricciones</b>	Agua del Cajón - PE Vientos Neuquinos	TxCO de 300 MVA
CHOCÓN OESTE	<b>T8CO</b> 500/132 kV 150 MVA	<b>Sin restricciones</b>	Agua del Cajón.	TxCO de 300 MVA
ALICURA	<b>T9AL</b> 500/132 kV 100 MVA	<b>Sin restricciones</b> Reserva rápida evita restricciones. (Conexión radial)	CT Bariloche	Reserva rápida (T11AL) 500/132 kV 150 MVA
SAN JUANCITO	<b>T1SO</b> 500/132 kV 300 MVA	<b>Sin restricciones</b>	CT Piquirenda, CT Orán, CT Tabacal, CT Caimancito, Autogen. Ledesma, CT Libertador. CT Güemes	TxBR de 300 MVA
COBOS	<b>T1CB o T2CB</b> 500/345/34.5 kV 450 MVA (vinculado a generación)	<b>Sin restricciones</b>	CT Termoandes, CT Güemes, PS Caucharí, PS Altiplano, PS La Puna. PS Altiplano	Fase de rápida conexión



# Transformación en Condición N-1

Restricciones (incluye máquina única) (8 de 11)

ET	TRANSFORMADOR F/S	RESTRICCIÓN ESTIMADA EN PICO (MW de corte)	GENERACIÓN CONSIDERADA (Asociada al Transformador)	REPUESTO o RESERVA
EL BRACHO	<b>T1BR o T2BR</b> 500/132 kV- 300 MVA	<b>Sin restricciones</b>	CT P. P. Norte, CT Tucumán y TG 1 de CT San Miguel de Tucumán. CT Independencia, CC El Bracho, TV, PS Tinogasta I y II, PS Saujil, PS Cafayate. PS Fiambalá. P.S.Tinogasta Tozzi.	TxBR de 300 MVA
SANTIAGO DEL ESTERO	<b>T1SES</b> 500/132 kV- 450 MVA	<b>Se considera que la reserva rápida evita restricciones</b>	CT Bandera, Añatuya. CH Rio Hondo	Fase de rápida conexión
RECREO	<b>T1RE o T2RE</b> 500/132 kV 150 MVA	<b>Sin restricciones</b> Condicionado a la disponibilidad de generación	Diesel de Catamarca, CT Terevintos, CT INTA, CT Parque Industrial y CH Escaba.	TxBR de 300 MVA
LA RIOJA SUR	<b>T1LA o T2LA</b> 500/132 kV 300 MVA	<b>Sin restricciones</b> Con disponibilidad de generación	Generación de La Rioja y Chilecito, PE Arauco, PS Nonogasta. PS La Rioja I, II y III, PS Las Lomas	TxBR de 300 MVA
MALVINAS (*)	<b>T1MA, T2MA o T4MA</b> 500/132 kV 300 MVA	<b>220 MW.</b>	CT Pilar, CT Arcor, CT San Francisco.	(**)
ARROYO CABRAL	<b>T1AC</b> 500/132 kV 300 MVA	<b>10 MW</b> (por subtenensión)	CT Pilar, Villa María II, Isla Verde, M Seveso, Bell Ville, Gral Levalle, CT Prodeman. <b>PE Gral Levalle.</b>	TxAM de 300 MVA

(\*) Ante contingencia existe un alto riesgo de afectación mayor a la demanda. EPEC cuenta con un automatismo de DAD.

(\*\*) Lanzada obra por EPEC para instalación de T3MA - 600 MVA, quedarán 300 MVA de reserva rápida .

# Transformación en Condición N-1

Restricciones (incluye máquina única) (9 de 11)

ET	TRANSFORMADOR F/S	RESTRICCIÓN ESTIMADA EN PICO (MW de corte)	GENERACIÓN CONSIDERADA (Asociada al Transformador)	REPUESTO o RESERVA
ALMAFUERTE	<b>T1AM o T2AM</b> 500/132 kV 150 MVA	<b>Sin restricciones</b> Con disponibilidad de generación.	CT Pilar, CT 13 de Julio, CT Río Tercero, CT Maranzana II, Villa María II, CT Prodeman, CH Reolín, CH Los Molinos, PS Cura Brochero, etc.	TxAM de 300 MVA
	<b>T3AM</b> 500/132 kV 300 MVA			TxAM de 300 MVA
LUJÁN	<b>T1LU o T2LU</b> 500/132 kV 150 MVA	<b>Sin restricciones</b>	CT Pilar, CT Mediterránea, CH Molinos, La Viña, CT y AG Maranzana, PFV La Cumbre II y III, PE Las Achiras. A.G. FV La Calera (Cemento Avellaneda) P.E. San Luis Norte, <b>PS La Salvación</b> etc.	Fase de repuesto 50 MVA 500/138kV
	<b>T3LU</b> 500/132 kV 300 MVA		P.S. Caldenes del Oeste	TxAM de 300 MVA
GRAN MENDOZA	<b>T1GM</b> 500/220 kV– 300 MVA	<b>Sin restricciones</b> Con disponibilidad de generación	CT Luján de Cuyo, CH Cacheuta, CT Anchoris, PS Solar de los Andes, CT Mendoza, PS Helios Santa Rosa, <b>PS Anchoris</b> , etc.	TxRA 500/220 kV de 300 MVA
	<b>T2GM o T3GM</b> 500/132 kV– 300 MVA			TxRO de 300 MVA
NUEVA SAN JUAN	<b>T1NSJ</b> 500/132 kV– 450 MVA	<b>Se considera que la reserva rápida evita restricciones</b>	Quebrada de Ullum, CH Ullum, CH Caracoles, CH Cuesta del Viento, CH Punta Negra, PS Ullum I y II, PS Iglesia Guañizuil. PS Sierras del Ullum, P.S. Zonda I, PS Tocota, etc.	Fase de rápida conexión

# Transformación en Condición N-1

Restricciones (incluye máquina única) (10 de 11)

ET	TRANSFORMADOR F/S	RESTRICCIÓN ESTIMADA (MW de corte)	GENERACIÓN CONSIDERADA (Asociada al transformador)	REPUESTO o RESERVA
<b>RIO DIAMANTE</b>	<b>T1RDI</b> 500/220 kV 300 MVA	<b>Sin restricciones</b>	CH Los Reyunos, CH Agua del Toro, CH Nihuil. <b>PS Los Molles</b>	Repuesto en operación. (*) TxRA 500/220 kV de 300 MVA
<b>RESISTENCIA</b>	<b>T1RS o T2RS</b> 500/132 kV 300 MVA	Se considera que la reserva rápida evita restricciones	CT Corrientes diesel, Las Palmas, Barranqueras Diesel, CT La Escondida. BM Unitan	Reserva rápida T3RS de 300 MVA
<b>PASO DE LA PATRIA</b>	<b>T1PT o T2PT</b> 500/132 kV 300 MVA	<b>Sin restricciones</b> Con disponibilidad de generación	CT Itati, P. de la Patria, Santa Rosa, Biomasa Santa Rosa	TxPT de 300 MVA

(\*) Transformador fallado en reparación. Compromiso Faraday: Diciembre 2025

# Transformación en Condición N-1

Transportistas Independientes (TI). Restricciones (incluye máquina única) (11 de 11)

ET	TRANSFORMADOR F/S	RESTRICCIÓN ESTIMADA (MW de corte)	GENERACIÓN CONSIDERADA (Asociada al transformador)	REPUESTO o RESERVA (*)
<b>CHACO</b> Linsa	<b>T1CHA</b> 500/132 kV 300 MVA	<b>70 MW</b> Siempre que haya generación disponible	Charata, Roca y San Martín, PS V Ángela, PS Pampa del Infierno, PS R S Peña. <b>PS Charata</b>	TxCHA 500/132 kV 300 MVA Propiedad del TI
<b>GRAN FORMOSA</b> Linsa	<b>T1GFO o T2GFO</b> 500/132 kV 300 MVA	<b>Sin restricciones</b> Siempre que haya generación disponible	Generación Diesel de Pirané, Formosa, Laguna Blanca y San Martín	
<b>MERCEDES</b> Limsa	<b>T1MD</b> 500/132 kV 300 MVA	<b>175 MW</b> (por subtensión)	CT Santa Rosa, CT Esquina	
<b>SAN ISIDRO</b> Litsa	<b>T1SI o T2SI</b> 500/132 kV 300 MVA	<b>200 MW</b> Siempre que haya generación disponible	Uruguay, Oberá, Posadas y Puerto Piray. EMSA Gen. CT Colonia Wanda.	
<b>RINCON</b> Litsa	<b>T1RI</b> 500/132 kV 300 MVA	<b>Sin restricciones</b> Siempre que haya generación disponible	CT Garruchos, San Alonso	Fase de Repuesto en ET Rincón Propiedad del TI
<b>MONTE QUEMADO</b> Linsa	<b>T1MQ</b> 500/132 kV 150 MVA	<b>Sin restricciones</b> Siempre que haya generación disponible	CT Añatuya, Bandera.	El TI no cuenta con reserva
<b>SALTO GRANDE</b> Litsa	<b>T2SG</b> 500/132 kV 150 MVA	Se considera que la reserva rápida evita restricciones	Colon Entre Rios, San Salvador, La Paz.	Fase de rápida conexión Propiedad del TI

## 4. Sistema de Transmisión

### c. Situaciones N-1 comprometidas

---

## SITUACIONES N-1

# Situaciones N-1

## Comprometidas para la Demanda

### **Líneas de transmisión cuya indisponibilidad en escenarios de demanda pico sería crítica para la operación del sistema y podría originar restricciones:**

- La falta de alguna de las dos interconexiones NEA-NOA y Comahue-Cuyo, retrotrae la situación en la que la salida de una línea adicional de 500 KV deja a una o más áreas eléctricas en condición de isla con posibles restricciones a la demanda.
- En cuanto a los corredores de 500 kV que poseen varios vínculos (corredores NEA – Litoral – GBA y Comahue – GBA), la indisponibilidad de una línea de 500 kV de éstos, pasará a ser crítica con altas demandas (limita la generación) y/o en altas transmisiones. Esto último en casos de alta hidráulicidad en Yacretá, en Salto Grande o en Comahue (sobre todo cuando existe riesgo de vertido), y frente al requerimiento de altas importaciones desde Brasil (en casos de déficit de generación en el SADI).
- La vinculación de la CN Atucha 2 solamente con dos líneas en 500 kV implica un alto riesgo de pérdida de ésta central ante falla simple en línea de 500 KV.
- Límite transmisión máximo Comahue en N: 5.300 MW
- Límite transmisión máximo Comahue N-1 más restrictivo: 3.525 MW (con un tramo Chocón – Puelches F/S)
- Líneas radiales:
  - Con altas demandas, Recreo - La Rioja, Rincón – San Isidro y Resistencia – Gran Formosa sin generación suficiente para evitar restricciones.
  - Gran Mendoza – Nueva San Juan, con vínculos en 132 y 220 kV que pueden no ser suficientes ante una alta importación de San Juan. Se requiere la Instalación de un automatismo de DAD por parte de la distribuidora / Transportista Troncal para evitar afectación mayor con desenganches en cascada.
  - Corredor Patagónico: Con la indisponibilidad de cualquiera de las líneas que abastecen las ET Río Gallegos, y el Calafate, Río Gallegos operará en Isla mientras que El Calafate no cuenta con generación local y tendrá restricción total de la demanda.

### **Vínculos de baja confiabilidad cuya indisponibilidad en escenarios de demanda pico, ocasiona restricciones a la demanda.**

- En ET Malvinas, los equipos de maniobra 1SL20, 1SC20, 1DL20 y barras 5MAB y 1MAC (Conexión precaria T4MA)

# Situaciones N-1

Comprometidas para la Generación

**Líneas de transmisión cuya indisponibilidad podría originar restricciones al despacho:**

- **Choele Choel – Puerto Madryn (354 km):** La indisponibilidad de esta línea ocasiona que el área Patagónica quede operando en isla, generando restricción al despacho de la generación actual y futura de exportación al SADI (fundamentalmente renovable no acumulable, como la eólica).
- **Cerrito de la Costa – Planicie Banderita (27 km):** La indisponibilidad de esta línea o el interruptor BT15 ó el BL15 ocasiona restricción al despacho de: CH Planicie Banderita y CT Loma de la Lata (total: 1209 MW)
- **Bahía Blanca - Guillermo Brown (41 km):** La indisponibilidad de esta línea ocasiona restricción al despacho de CT Guillermo Brown (total: 582 MW) quedando la central desvinculada del SADI

# Situaciones N-1

Comprometidas para la Generación

Vínculos de baja confiabilidad: Interruptores cuya indisponibilidad, ocasiona restricciones al despacho

CT / CH	ET de Transener	INTERRUPTOR UNICO / GENERACIÓN AFECTADA	Potencia máxima Afectada por interruptor f/s
Loma de la Lata	Planicie Banderita	BL25 / (TG1+...+TG5+TV1)	760 MW
Planicie Banderita	Planicie Banderita	BT15 ó BL15 (*) / (G1PB + G2PB)	472 MW
Alicurá	Alicurá	L5015 / G1AL L5035 / G2AL L5055 / G3AL L5075 / G4AL	262 MW
Genelba	Ezeiza	5L225 / G2GE	305 MW
San Nicolás	Ramallo	2DL02 / G5SN	350 MW

(\*) Interruptores en serie



