

# Acerca del evento eléctrico del 16 de junio

Gustavo Lopetegui, Secretario de Gobierno de Energía  
Honorable Senado de la Nación, julio 2019



Secretaría de Gobierno de Energía  
Ministerio de Hacienda  
Presidencia de la Nación

1. Conceptos generales sobre sistemas eléctricos
2. Situación previa al evento
3. Secuencia del evento
4. Causas
5. Acciones para la recuperación del servicio
6. Responsabilidades en orden de ocurrencia
7. Acciones preventivas y correctivas
8. Proceso para la determinación de penalizaciones
9. Desempeño comparativo del SADI en el tiempo y versus otros países

# Sistemas Eléctricos

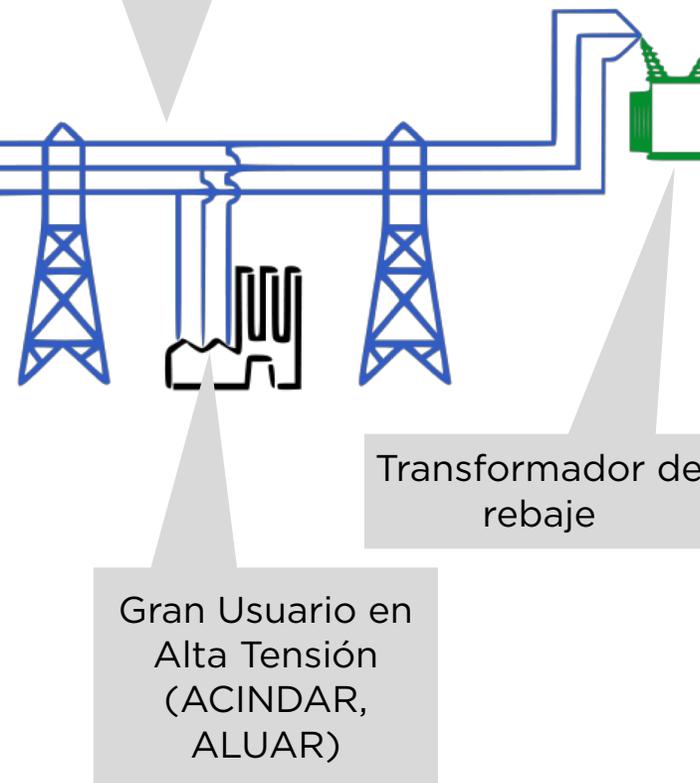
Conceptos generales

## GENERACIÓN

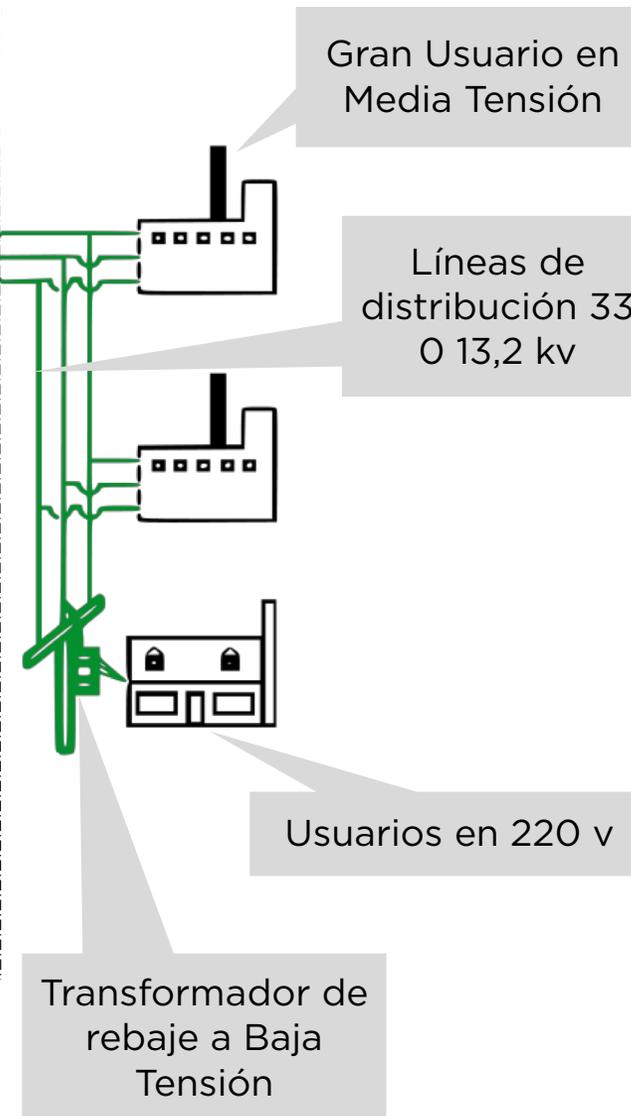


## TRANSPORTE

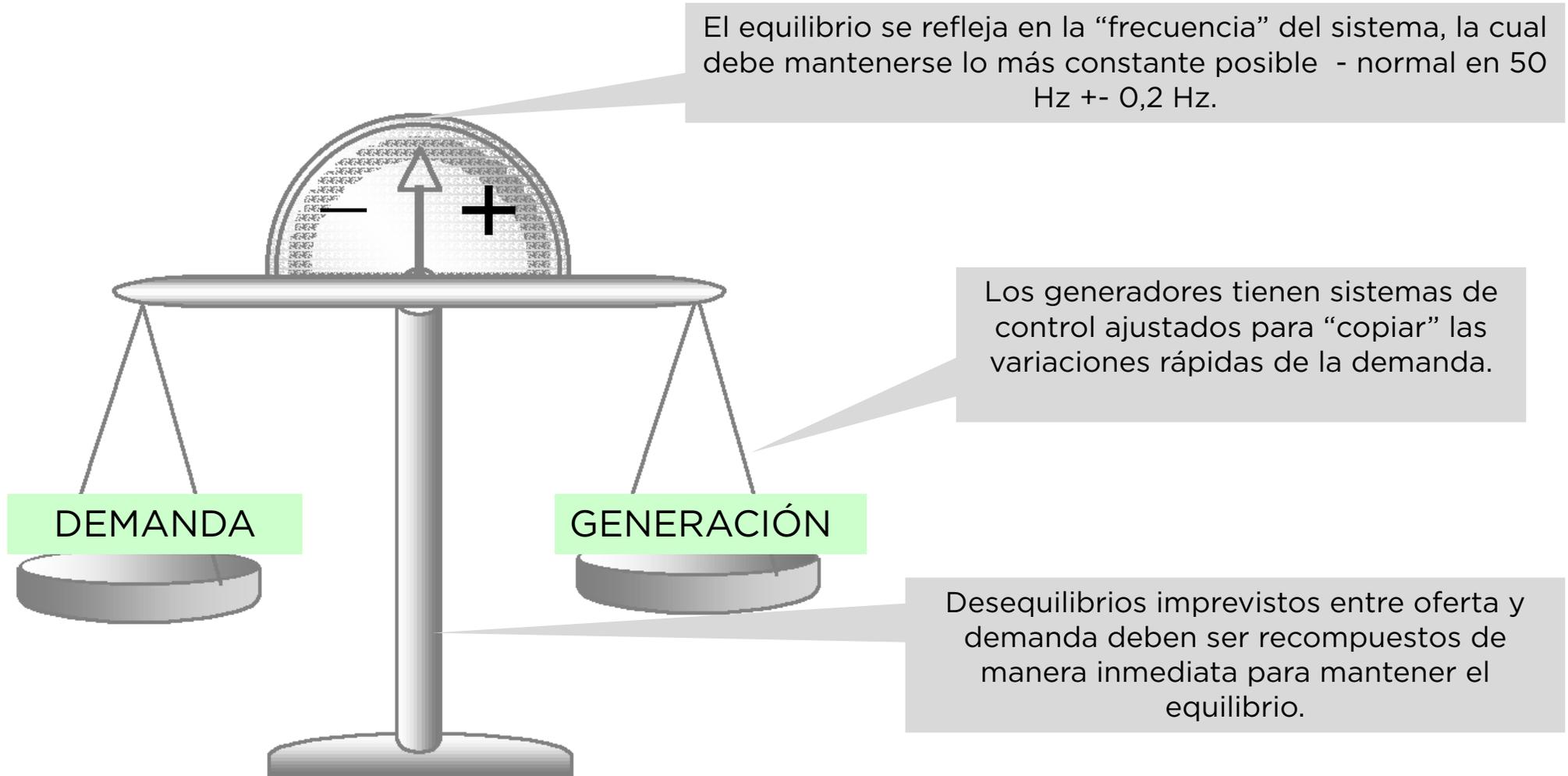
Líneas de transmisión de 500, 330, 220 o 132 kv



## DISTRIBUCIÓN



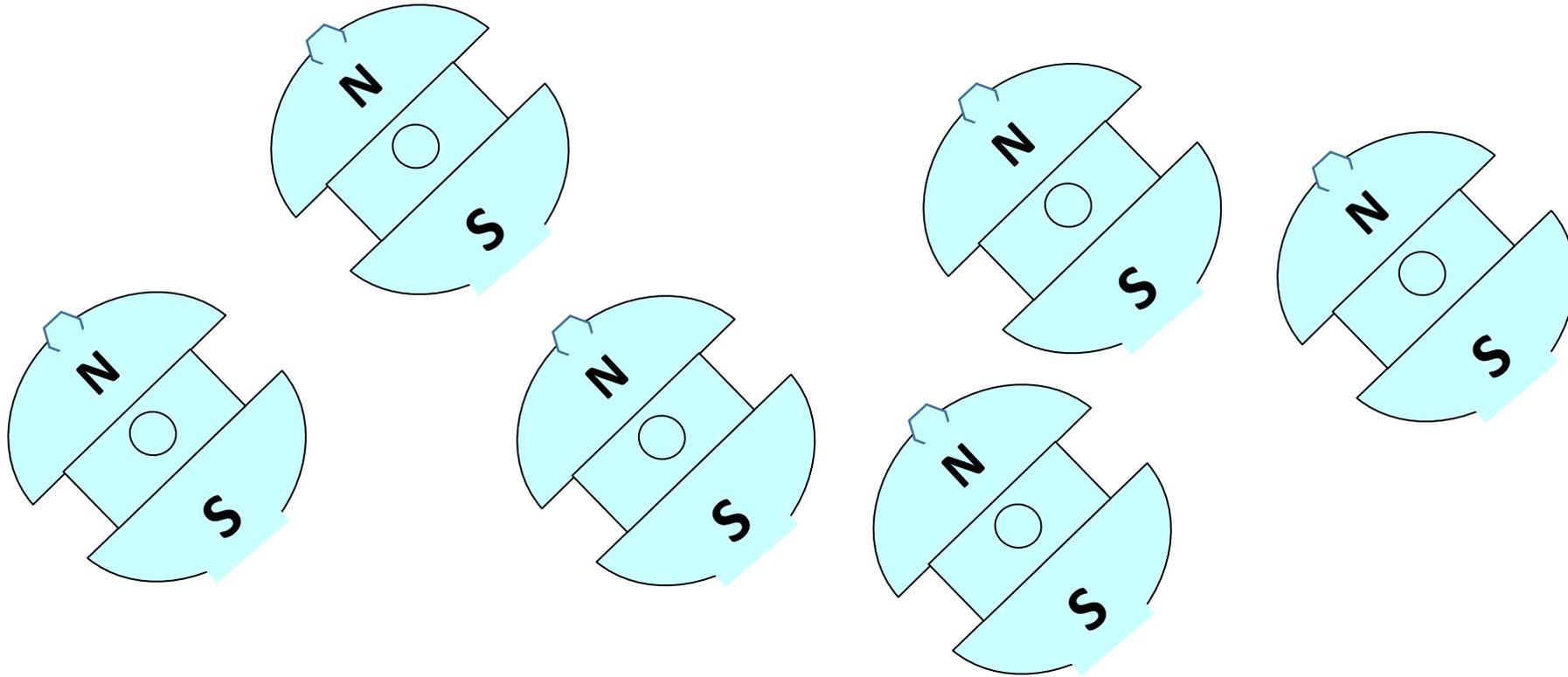
- En todo instante, la generación debe igualar a la demanda.
- La demanda tiene variaciones aleatorias instante a instante.
- La generación varía para cubrir la demanda.



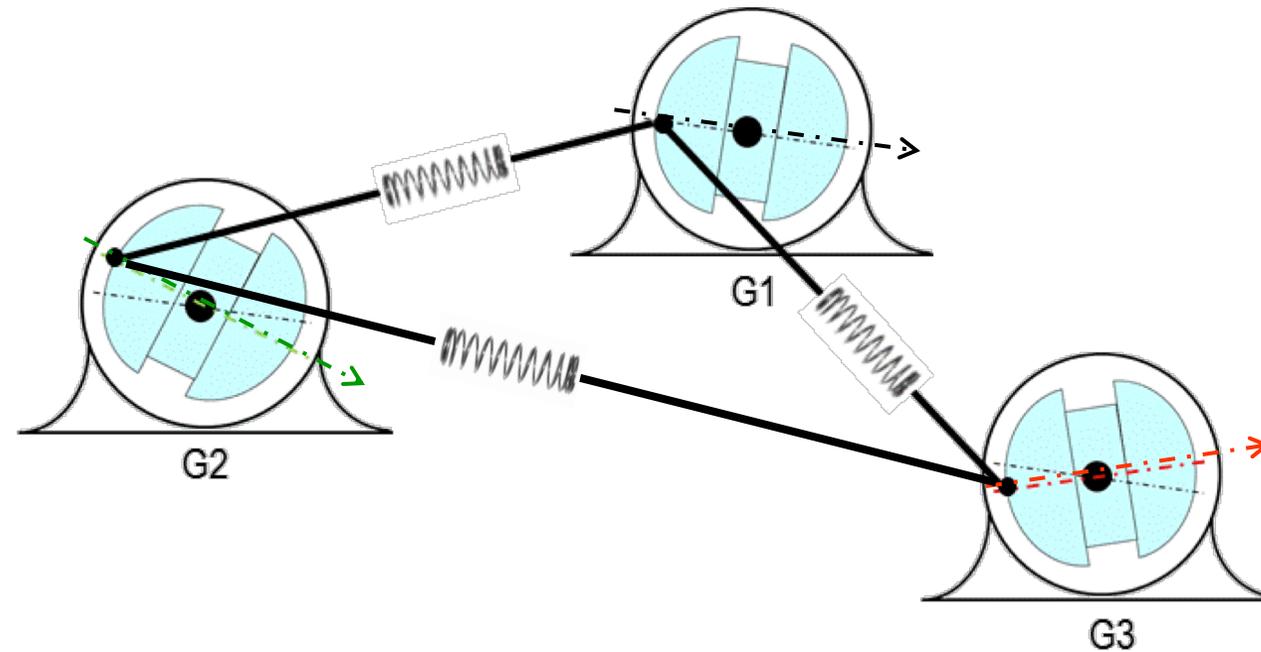
Los rotores de los generadores en un sistema interconectado giran todos iguales como si estuvieran acoplados a una biela

Biela para que las 6 ruedas giren iguales

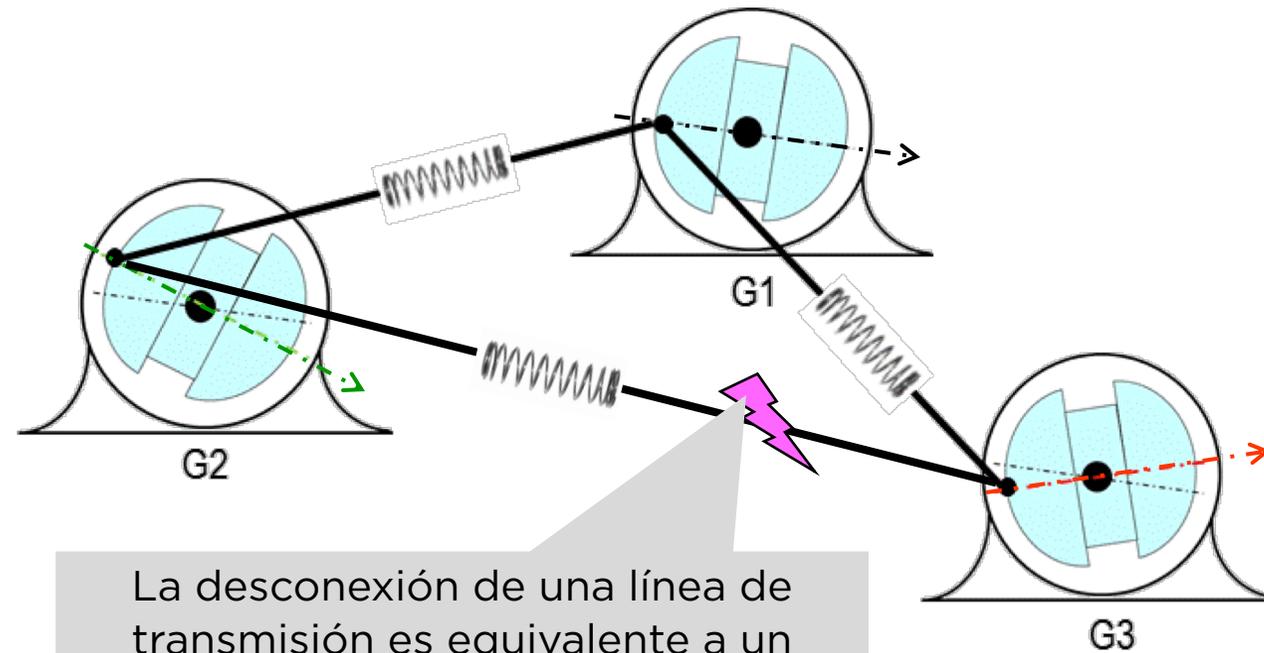




- Todos los generadores giran en sincronismo.
- Por ejemplo, un generador de 2 polos gira a 3.000 rpm.
- Esto equivale a 50 vueltas/segundo (hertz, Hz)=50 Hz.
- La “velocidad eléctrica” es la misma en todos los generadores.



La red eléctrica constituida por líneas de transmisión, transformadores, capacitores serie, etc. no constituye una “biela” rígida, sino con un resorte virtual intercalado.



La desconexión de una línea de transmisión es equivalente a un resorte que se corta => posible pérdida de sincronismo.

La red eléctrica constituida por líneas de transmisión, transformadores, capacitores serie, etc. no constituye una “biela” rígida, sino con un resorte virtual intercalado.

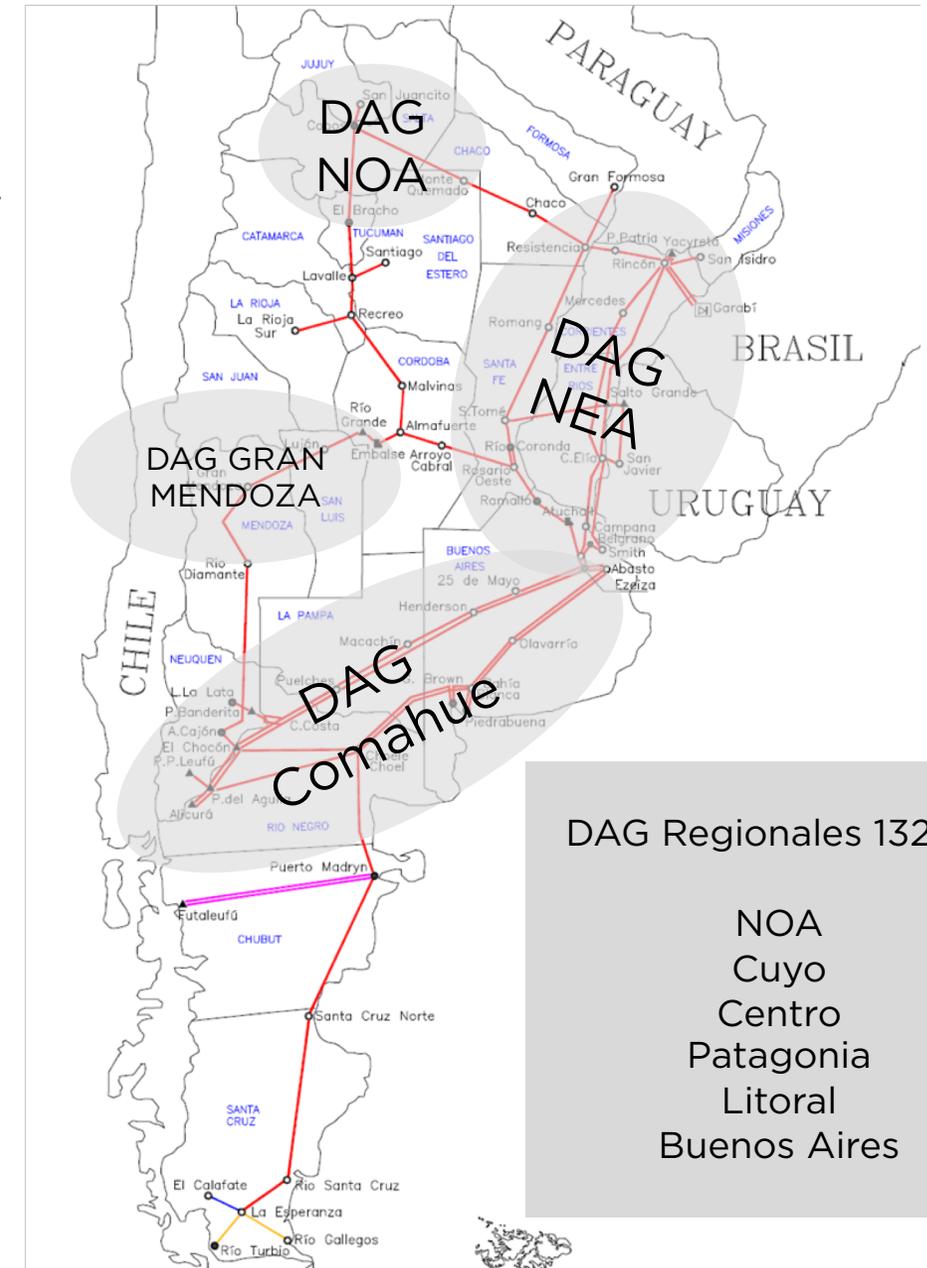
- **Protecciones para la seguridad de los equipos:** los equipos de potencia (generadores, líneas, transformadores) conectados a la red tienen protecciones que actúan cuando los parámetros de la red están fuera de los previstos (tensión, frecuencia, temperatura, presión).
- **Protecciones para la seguridad del Sistema:** el SADI cuenta con mecanismos para actuar ante fallas significativas de la red o la generación.
  - a) **Desconecta la oferta:** Desconexión Automática de Generación DAG.
  - b) **Corta la demanda:** Esquema de alivio de cargas por subfrecuencia (“relés de las distribuidoras”).

# Desconecta la oferta: Sistemas de Control DAG (desconexión automática de generación)

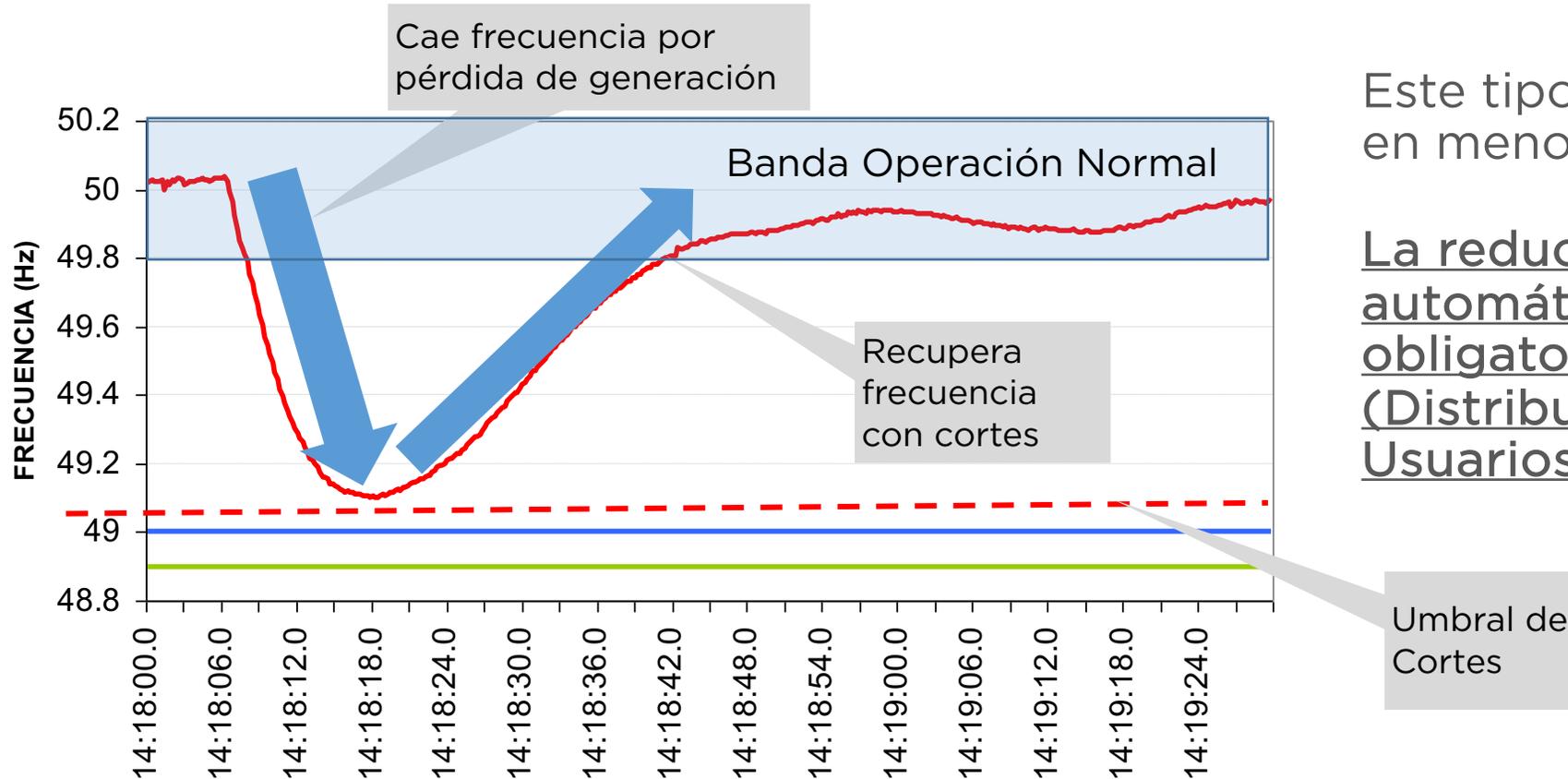
La DAG es un sistema que permite controlar de manera inteligente la desconexión de una línea de transmisión mediante la desconexión automática de Generador/es para mantener estable el sistema luego de la falla

El esquema es de utilización extensiva en distintos lugares del mundo (Brasil, Estados Unidos, Canadá), y en particular en regiones en las que se unen generación y demanda con sistemas de transmisión de Alta Tensión de gran longitud (> 1.000 km). En Argentina se usa desde hace más de 40 años tanto a nivel de 500 kV (Transener) como a nivel de transmisión regional (transportistas regionales).

La gestión y operación de los sistemas de DAG es realizada por las Transportistas donde se encuentran emplazados.



Cortes instantáneos que actúan cuando el desbalance entre generación y demanda hace que la frecuencia baje de valores normales y tiene por objeto recuperar la frecuencia. El esquema de alivio de cargas por subfrecuencia tiene que estar preparado para cortar al menos un 50% de la demanda abastecida. La pérdida máxima de oferta debería ser en ese caso del orden del 40%.

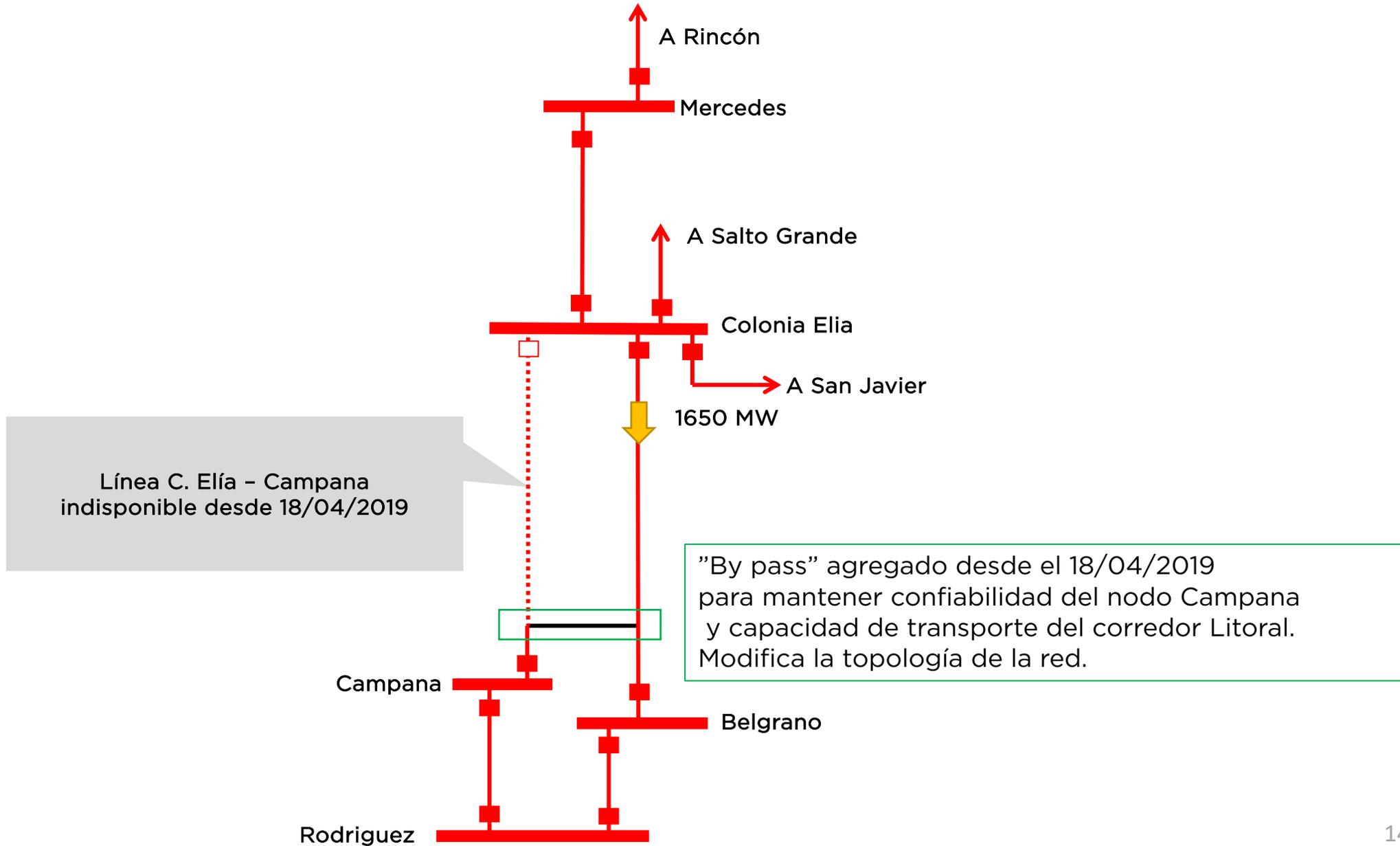


Este tipo de eventos se desarrolla en menos de 30/40 segundos.

La reducción de demanda es automática (relés de alivio) y obligatoria para toda la demanda (Distribuidoras y Grandes Usuarios) del SADI.

# Falla en el SADI - 16J

Conceptos generales



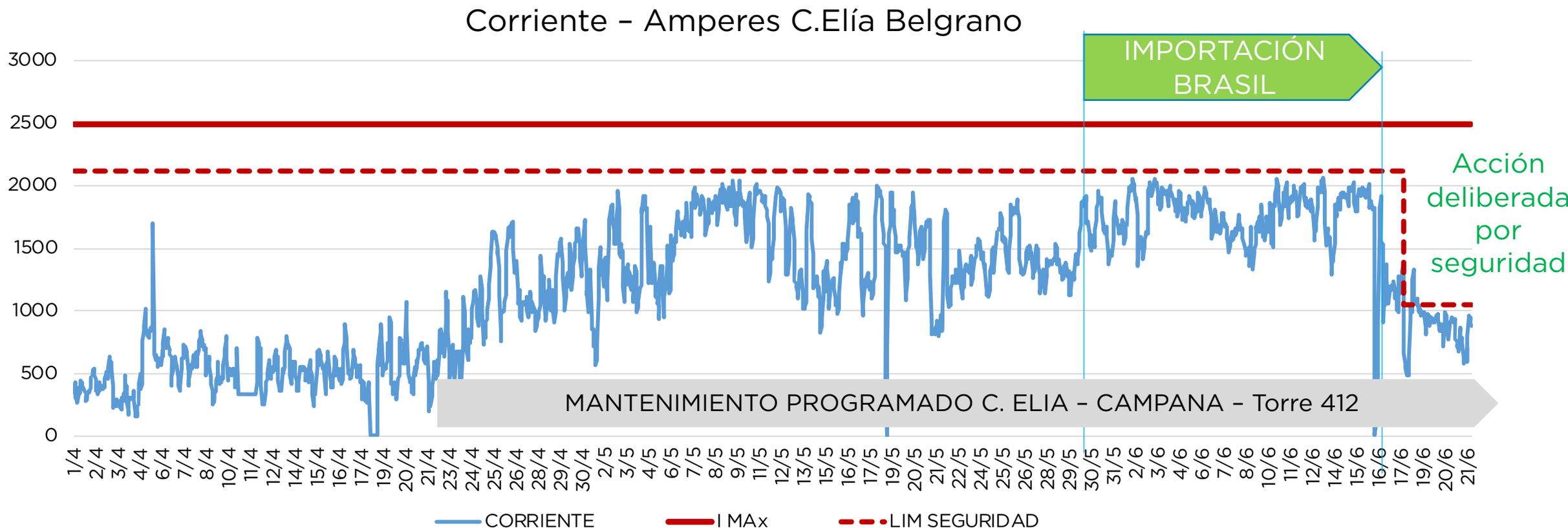
El sistema operaba dentro de sus límites permitidos

Generación

Transmisión



Línea C. Elía - Campana F/S por mantenimiento programado desde el 18/04/2019 hasta el 3/07/2019

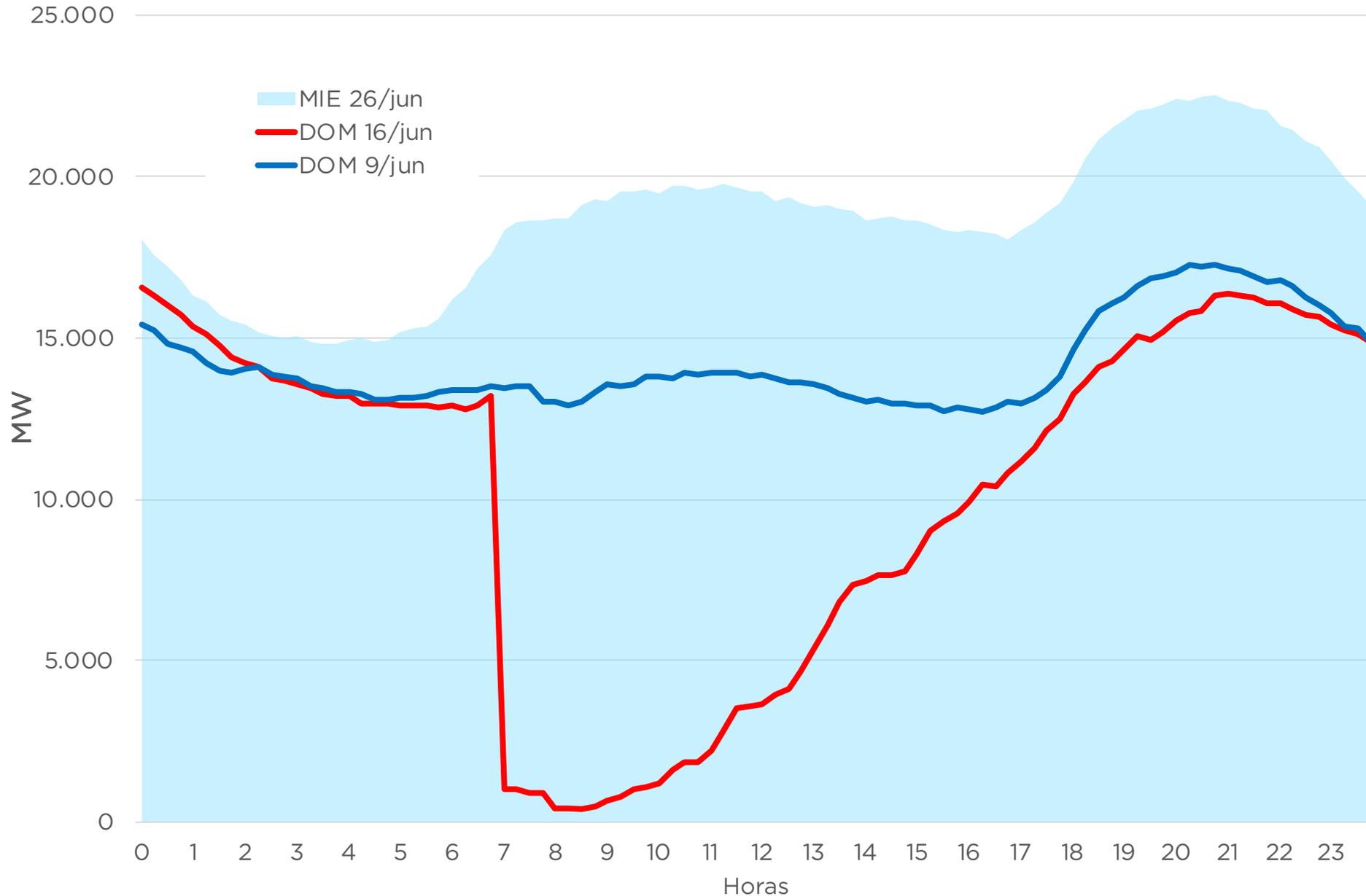


En todo el período el SADI se operó cumpliendo los límites de seguridad establecidos. En el momento previo a la falla, el aporte de Brasil permitió suplir la reducción de oferta en Yacyretá.

UNLP: *“El despacho de generación era acorde a los límites del corredor. No hubo sobrecarga de demasiada importación de Brasil”.*

# Estado previo

## Demanda horaria

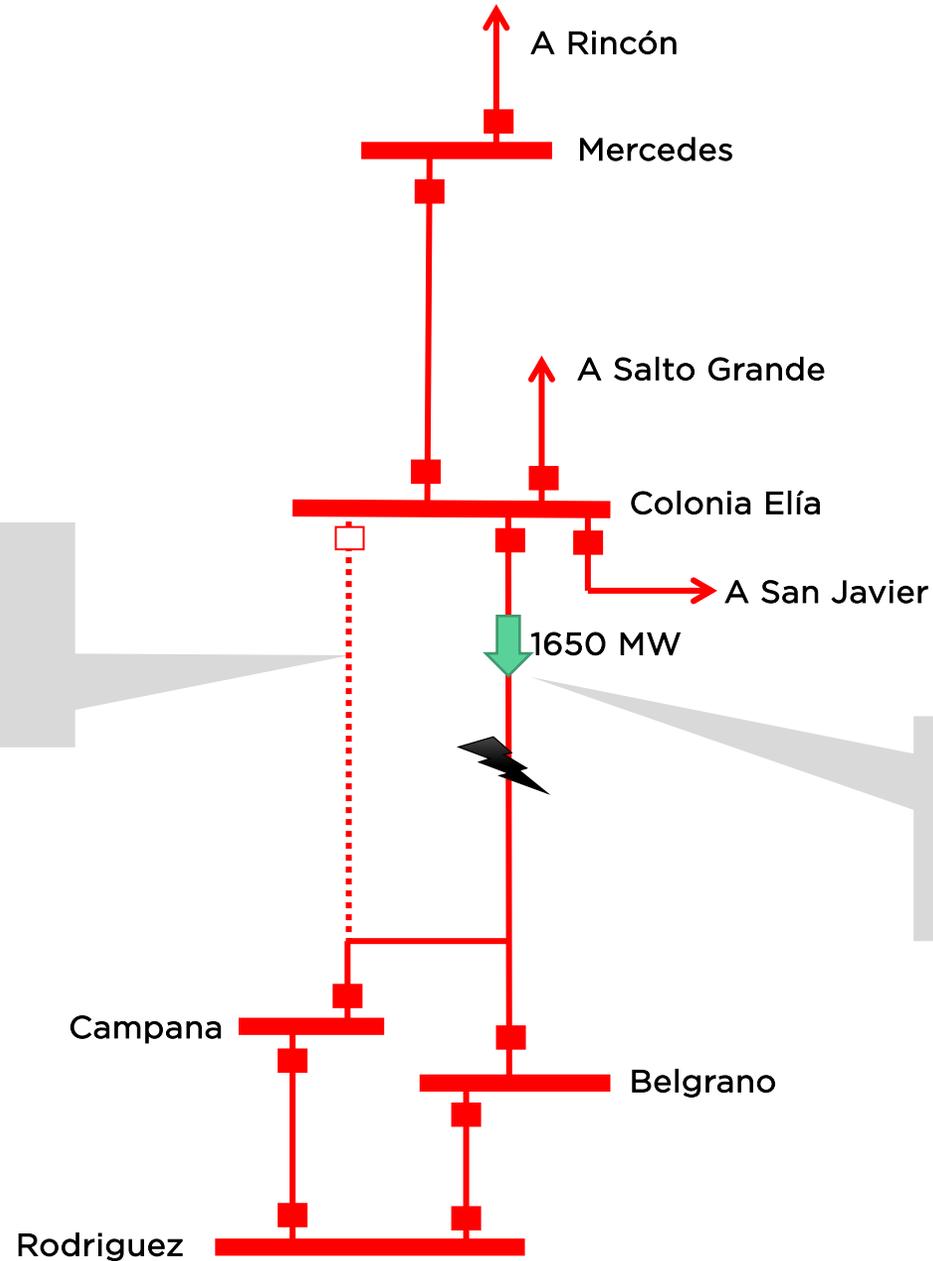


La falla se produjo en la mañana temprano del domingo donde la demanda es muy baja

La demanda en esa hora (aprox. 13.200 MW) era del orden del 70% de la demanda media de un día hábil y del 50% del record histórico registrado

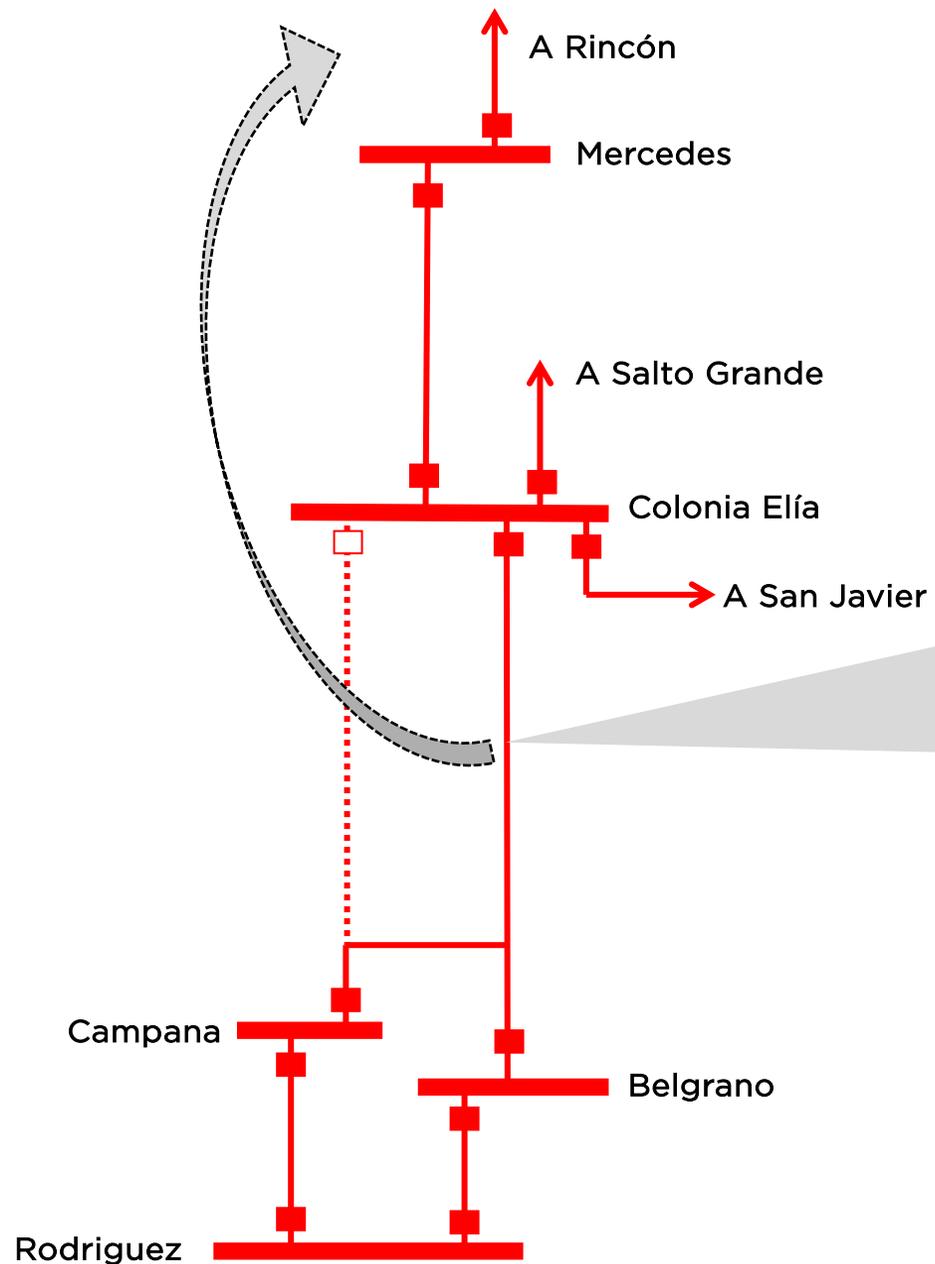
7:06:24

Línea C. Elía - Campana disponible desde 18/04/2019



07:06:24  
Cortocircuito en línea Colonia Elía - Belgrano

7:06:25



El desenganche de esta línea debería enviar la señal de DAG.

Transener confirmó que no hubo actuación de DAG por falta de reprogramación cuando se realizó el bypass para adaptarlo a la nueva topología.

# Separación isla NEA - litoral - GBA

Hora	Evento significativo
07:06:24	Cortocircuito monofásico Colonia Elía—Belgrano. Desenganche y caída de demanda.
07:06:25	Falla de DAG por 1.200 MW. Señal no llegó a generadores. Exceso de generación.
07:06:26	Pérdida de sincronismo de Yacyretá y Salto Grande Respecto de SADI por falta de DAG. Oferta > demanda.
07:06:26	Separación del SADI (isla) de Yacyretá, Salto Grande, Misiones y Uruguay. Pérdida de 3.200 MW de la generación. Desbalance y descenso de frecuencia del SADI.



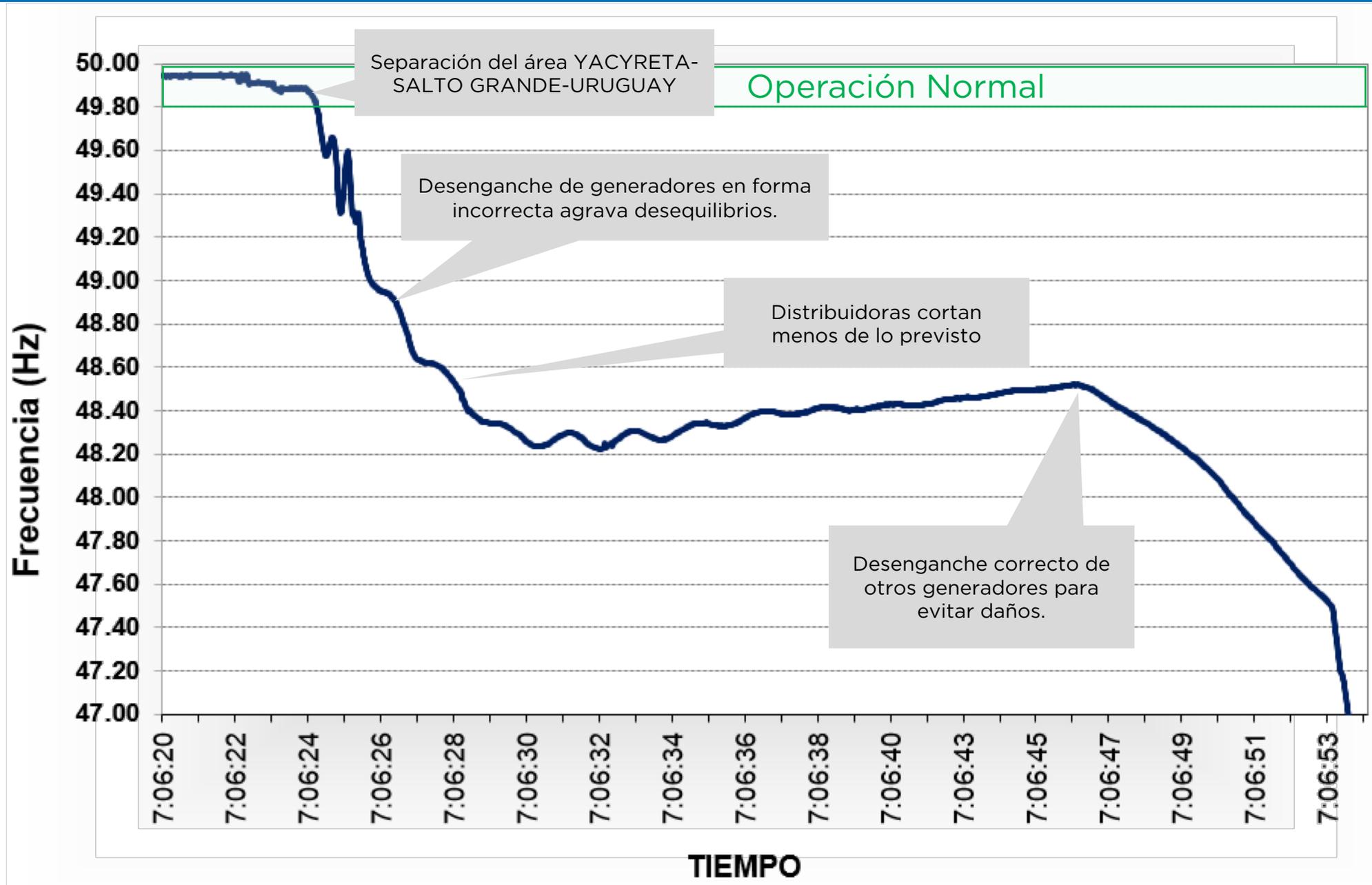


**UNLP:**  
“En los primeros instantes (20 segundos) parte de los generadores remanentes en el SADI se desconectaron por actuación indebida de sus protecciones”.

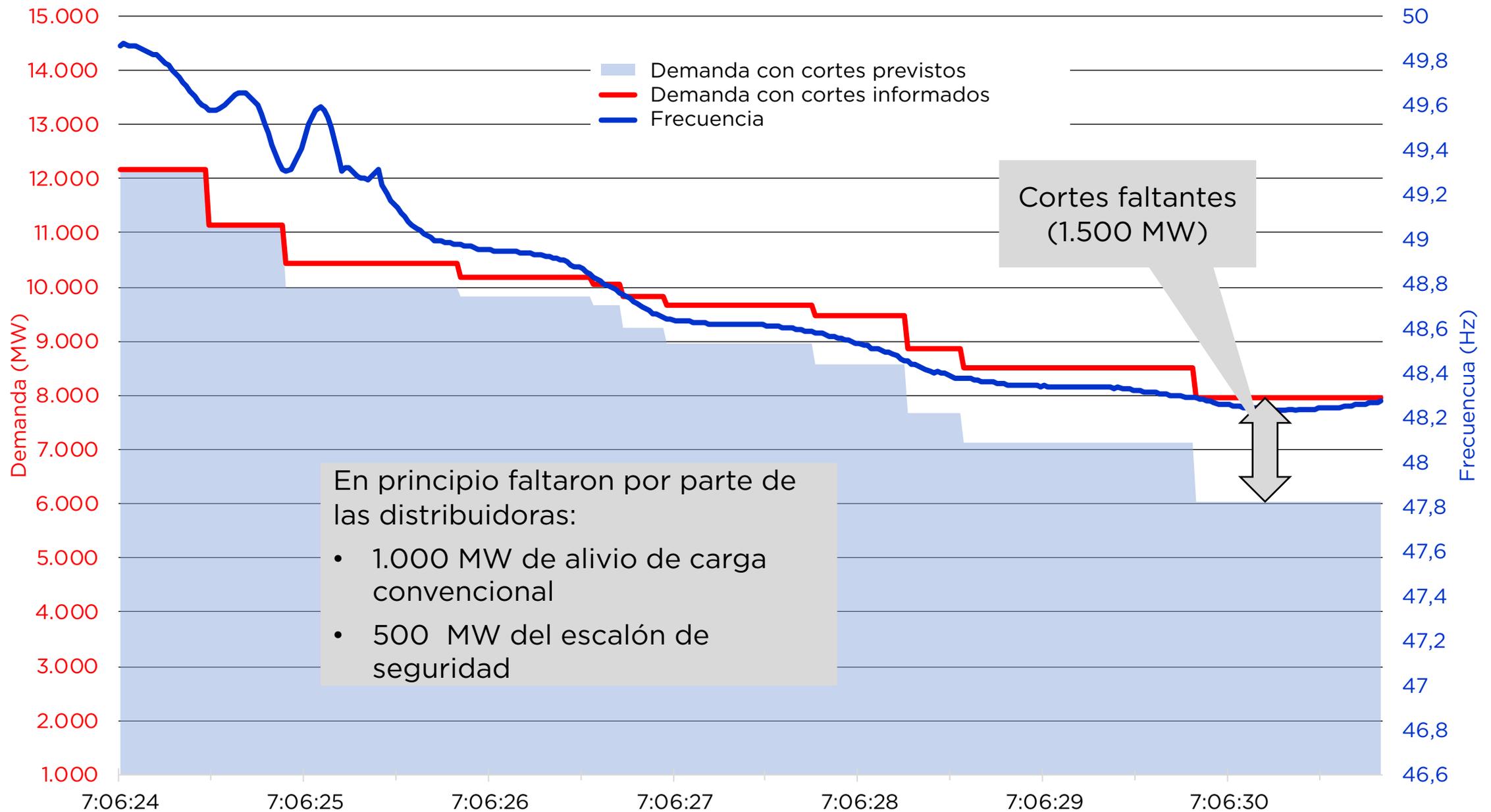
“[A su vez], no actuaron todos los dispositivos automáticos de desconexión de carga de las distribuidoras y grandes usuarios. Como resultado, el SADI llegó al colapso en el término de 20s a 30s. Si no hubieran salido indebidamente los generadores y se hubiese desconectado la carga prevista, no se hubiese alcanzado la condición de colapso”.

Hora	Evento significativo
07:06:24/30	Alivio de carga por subfrecuencia menor al previsto (1.500 MW).
07:06:30/36	Desenganches prematuros de oferta x 1.500 MW menor al previsto (Nuclear Embalse + Térmicos)
07:06:30/53	El SADI quedó desbalanceado fuera de rango operativo.
07:06:54	Desenganches de máquinas para protección: cortes totales en el SADI

El resto del SADI perdió un aporte de aproximadamente 3.200 MW se generó un desbalance de 4.700 MW (38% de la generación)



# Evolución de la frecuencia vs cortes previstos y reales (seis segundos)



Hora	Evento significativo
07:06:24	1 Cortocircuito monofásico Colonia Elía—Belgrano: Desenganche y caída de demanda.
07:06:25	2 Falla de DAG por 1.200 MW. Señal no llegó a generadores: Exceso de generación
07:06:26	3 Pérdida sincronismo Yacyretá y S. Grande Respecto de SADI por falta de DAG: oferta > demanda
07:06:26	4 Separación del SADI (isla) de Yacyretá, Salto Grande, Misiones y Uruguay. Pérdida de 3.200 MW de la generación. Mayor desbalance y descenso de frecuencia del SADI.
07:06:24/30	5 Distribuidores: Alivio de carga por subfrecuencia menor al previsto (1.500 MW).
07:06:30/36	6 Desenganches prematuros de oferta x 1.500 MW menor al previsto (Nuclear Embalse + Térmicos)
07:06:30/53	7 El SADI quedó desbalanceado fuera de rango operativo por más de 20 segundos.
07:06:54	8 Desenganches de máquinas para protección: cortes totales en el SADI

- “Se produjo la desconexión imprevista de una línea (evento normal)”
- La no actuación del mecanismo de DAG “de la empresa transportista, que en esta circunstancia debería desconectar algunos generadores,” provocó que se desconectarán “otras dos líneas, produciendo una perturbación mayor”
- “Si no hubieran salido indebidamente los generadores y se hubiese desconectado la carga prevista, no se hubiese alcanzado la condición de colapso”

Informe  
UNLP

1. Los Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (Transportistas, Generadores, Distribuidores, Grandes Usuarios) suministran a CAMMESA informes cuando ocurre una falla; en este caso por la complejidad del evento son del orden de 350 informes.
2. Las áreas técnicas de CAMMESA realizan el análisis hasta consolidar un informe definitivo en base a la información disponible.
3. Se establecen e instrumentan acciones correctivas inmediatas.
4. Tanto los Agentes como CAMMESA remiten sus informes al ENRE.
5. Determinadas las responsabilidades, el ENRE aplicará las penalizaciones que correspondan de acuerdo a lo establecido en el marco regulatorio.
6. Los distribuidores y Grandes Usuarios que no cumplieron con alivio de carga previsto pagarán compensación proporcional a la energía no cortada al Fondo de Estabilización.
7. En este caso en particular, dada la extensión del evento, la SGE toma acción de evaluación con el aporte de asesoría de expertos en sistemas eléctricos (UNLP).

## 1) No actuación de DAG NEA

TRANSENER

## 2) Desconexión de Generación fuera de rango

Algunos Generadores

(Preliminarmente 5 de un total de 105 rotores de más de 20MW; algo más del 10% de la generación: CN Embalse, Renova, Termoandes, El Bracho, Agua del Cajón, ¿otros?)

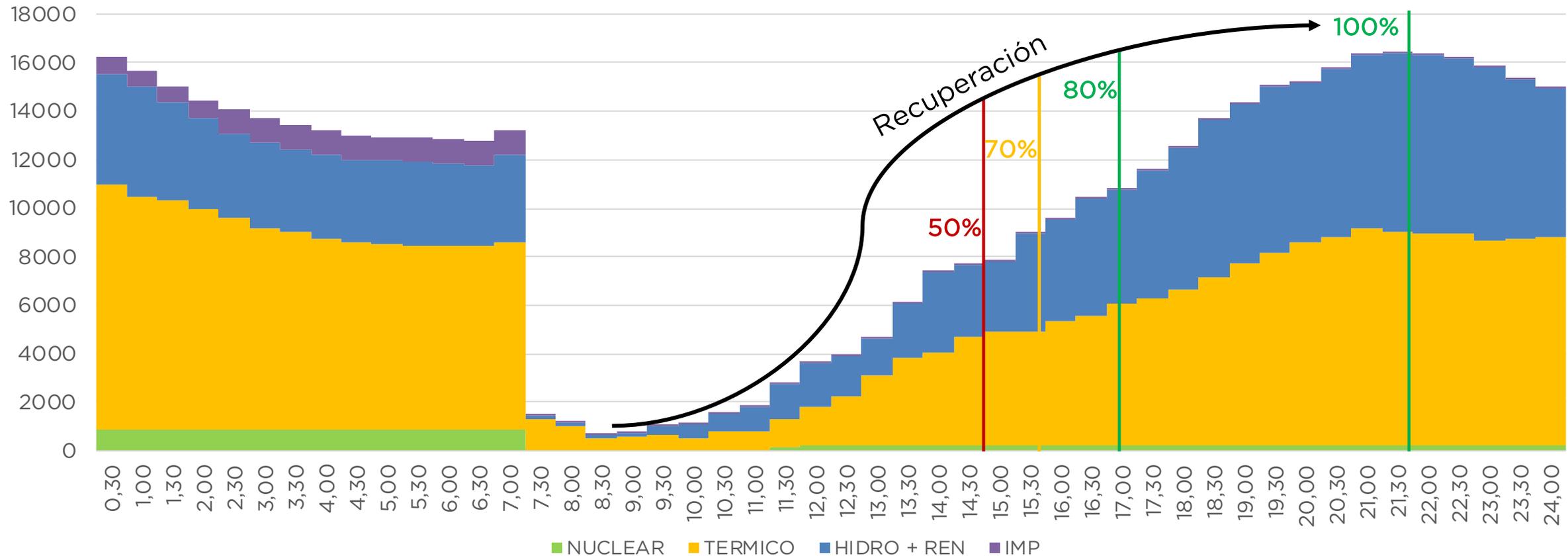
## 3) Insuficiente actuación de alivio de carga

Mayoría de Distribuidores

(Preliminarmente 69 de 74, corte efectuado aprox. 75% del corte previsto)

# Recuperación del servicio

## Generación por Tipo



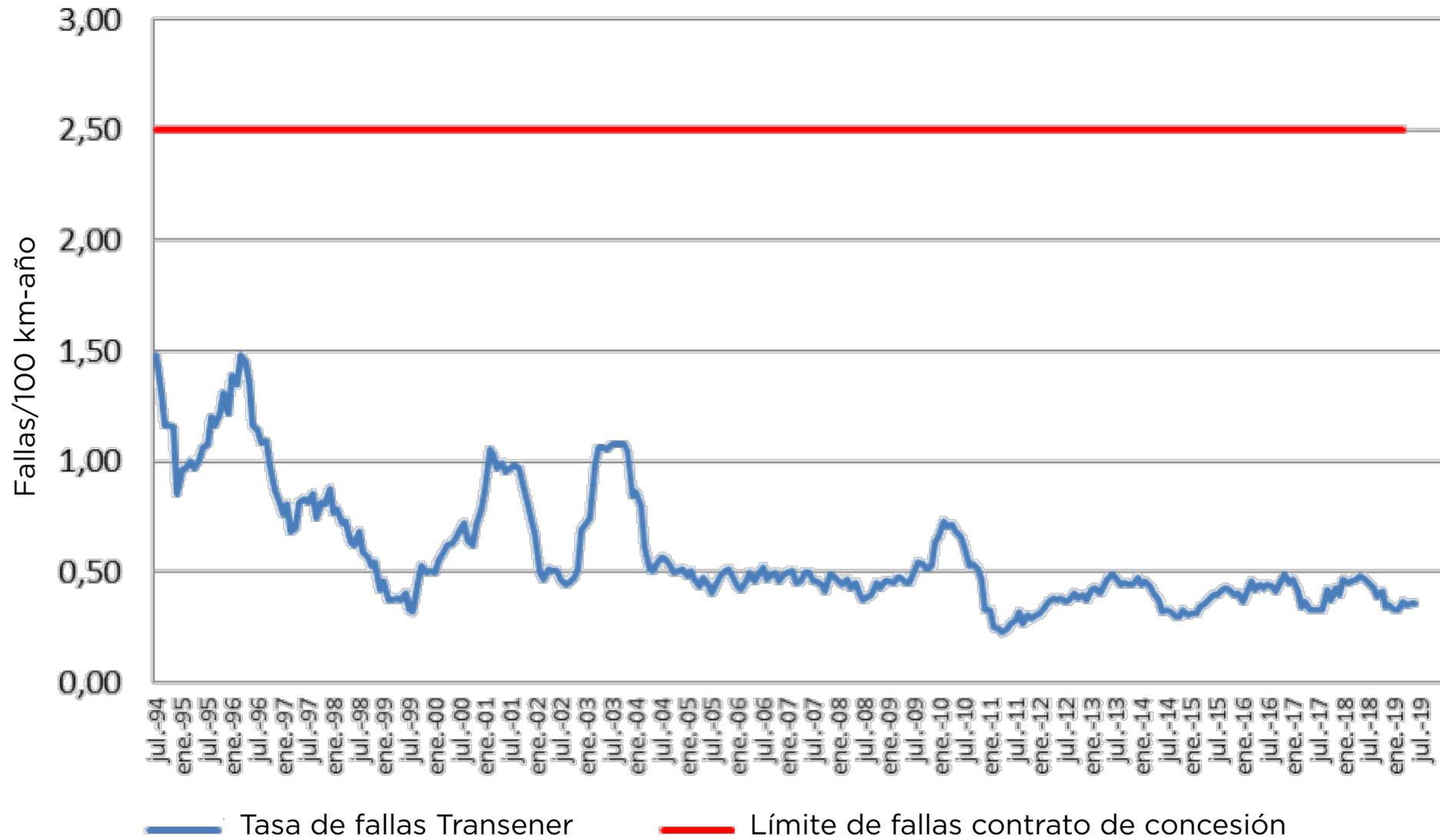
La recuperación del servicio se realizó siguiendo lo establecido en el PT7 de Los Procedimientos, lográndose cubrir la totalidad de la demanda en el pico nocturno.

# Acciones correctivas

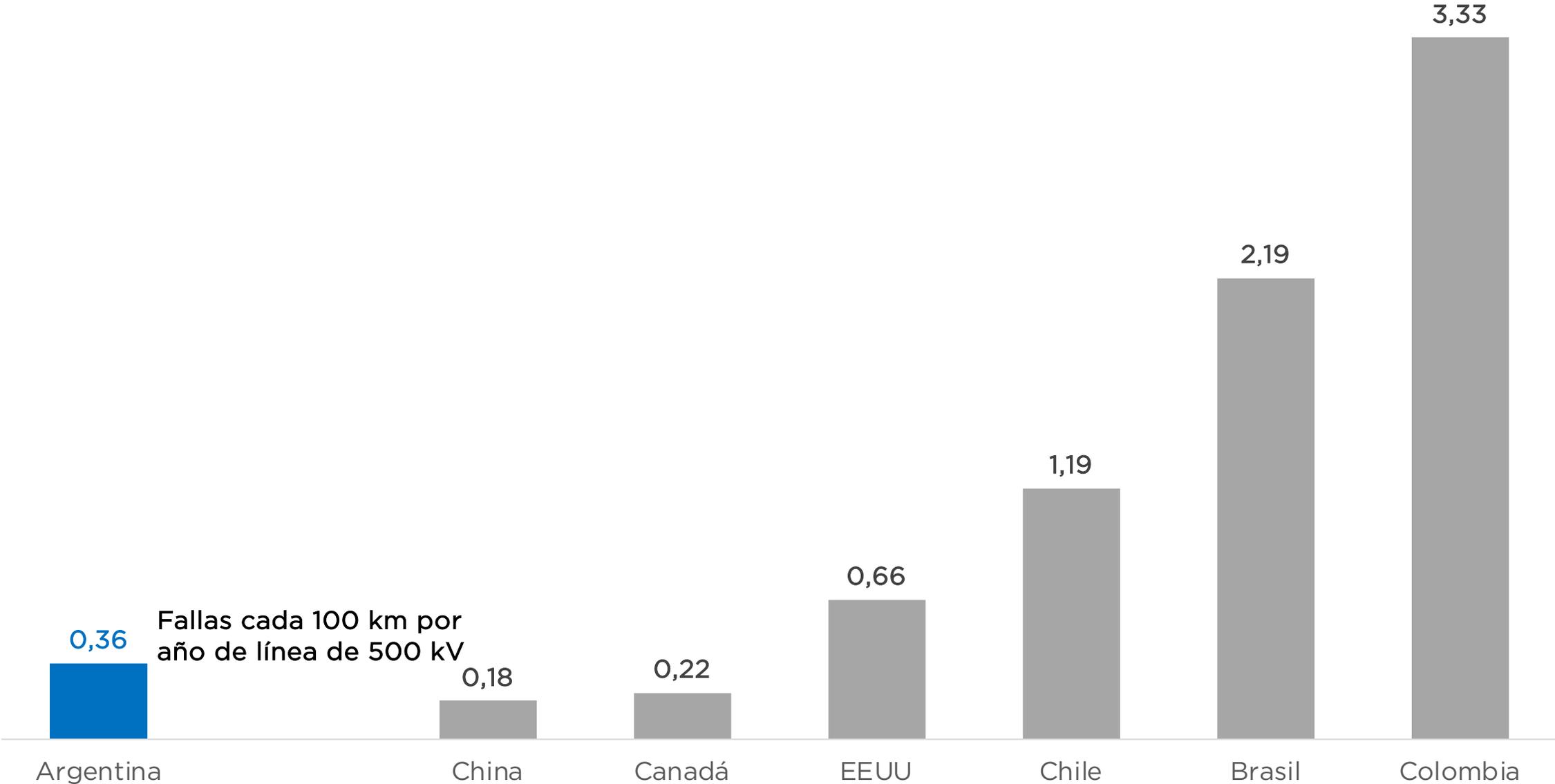
- **Transportista:** Operación sin DAG NEA ante falla en línea C. Elía Belgrano, hasta que entre en servicio la línea C.Elía - Campana (torre 412 - prev 3 jul).
- **Generadores:** Ajuste de protecciones de aquellos que salieron de servicio en forma anticipada y revisión de procedimientos de control.
- **Distribuidores:** Requerimiento de ajuste del esquema de cortes por subfrecuencia. Instrumentación de sistema en línea de monitoreo de alimentadores predeterminados para cortar.

- El ENRE, una vez analizados los informes finales de todos los Agentes, establecerá las penalizaciones correspondientes.
- **Transporte:**
  - El marco regulatorio establece un máximo de 10% de la suma de penalizaciones sobre la remuneración anual y del 50% de la remuneración mensual.
- **Generación:**
  - Los Generadores con reducción de confiabilidad pueden ser limitados en el despacho y se reduce su remuneración.
  - No está regulado un esquema de penalizaciones específico, pero el ENRE puede intervenir para casos especiales.
- **Distribución:**
  - La actuación del esquema de alivio de cargas prevé la compensación al costo de la energía por el corte no aportado durante las horas de la interrupción.
  - A todo Distribuidor o Gran Usuario que no hubiere cortado lo comprometido se le aplica dicha penalización directamente en el Mercado a través de CAMMESA.
  - En las fallas en las que debió actuar el último escalón de corte (como en este caso), verificado el incumplimiento el ENRE puede intervenir y evaluar acciones adicionales.

# Desempeño comparativo del SADI en el tiempo y versus otros países



Cierre del año	dic-08	dic-09	dic-10	dic-11	dic-12	dic-13	dic-14	dic-15	dic-16	dic-17	dic-18	may-19
Tasa de falla	0,46	0,64	0,33	0,31	0,38	0,47	0,31	0,41	0,45	0,4	0,35	0,36



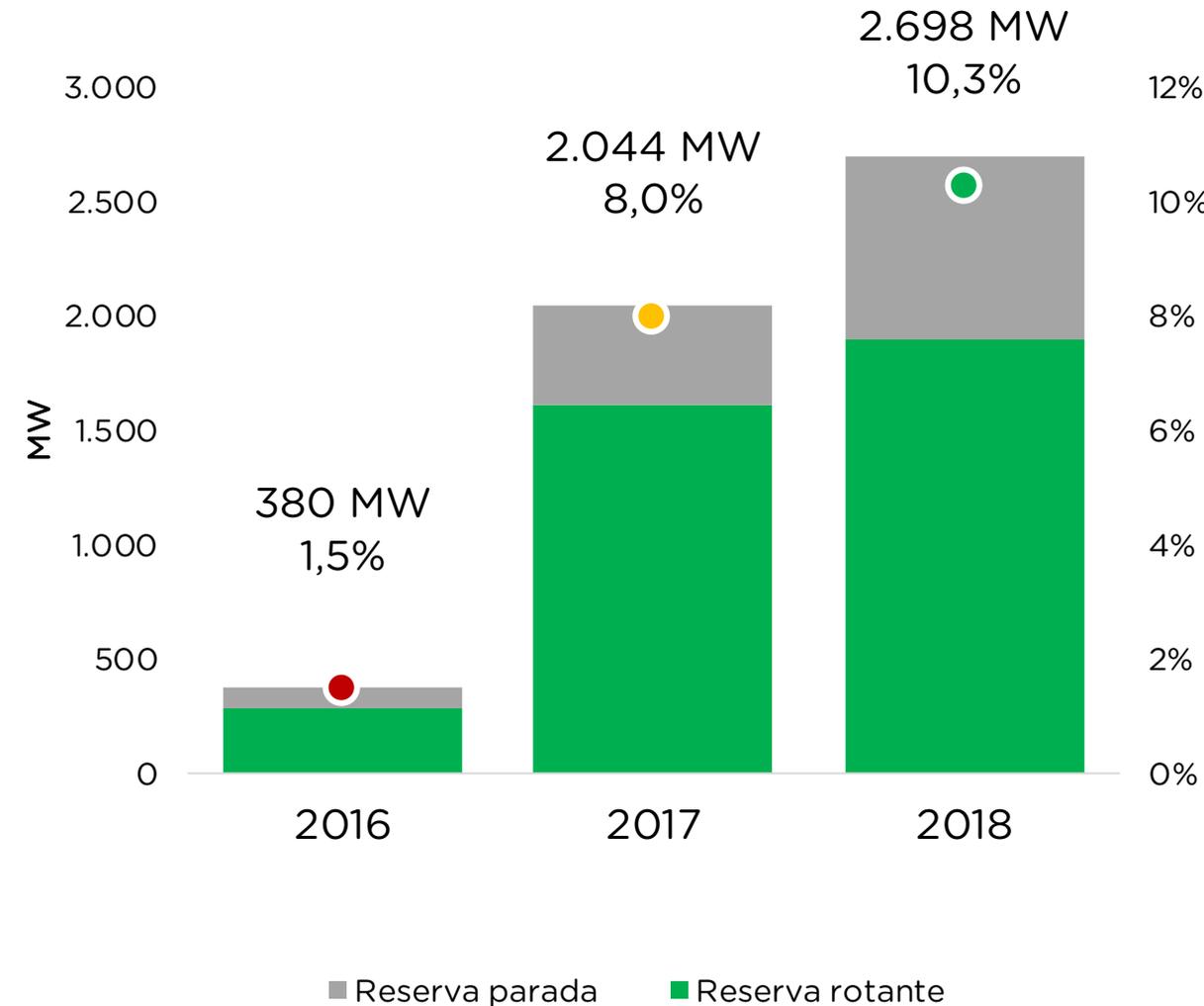
Nota: Argentina: Transener a julio 2019. Chile: promedio de Transelec, Transnet, Colbún y otras. Brasil: Promedio de TAESA y State Grid. Colombia: ISA.

En promedio ocurren 60 fallas anuales  
Alrededor de 0,36 fallas por año cada 100 km @ 15.000 km  
(total país - 500 kV )

## Principales causas:

- 1) Tormentas y vientos.
- 2) Reducción de aislación (humedad, aves).
- 3) Caídas de torres por tornados o tormenta fuerte.
- 4) Incendios de campo bajo las líneas. Humo conductor a tierra.
- 5) Vandalismo.

Detalle de reservas operativas del sistema en horas de demanda máxima anual de potencia, 2016–2018.



## 26.320 MW

La demanda récord de potencia del SADI fue alcanzada el 08/02/2018 a las 15:35 h, con una temperatura promedio en GBA - Litoral de 36,9°C.

## De 1,5% a 10,3%

Las reservas del sistema en el pico de demanda pasaron del 1,5% en 2016 al 10,3% en 2018.

La reserva rotante mínima es de aproximadamente 5% y se requiere para operar ante variaciones de demanda. La reserva adicional sirve para cubrir fallas imprevistas de generación o transporte sin recurrir a cortes de generación.

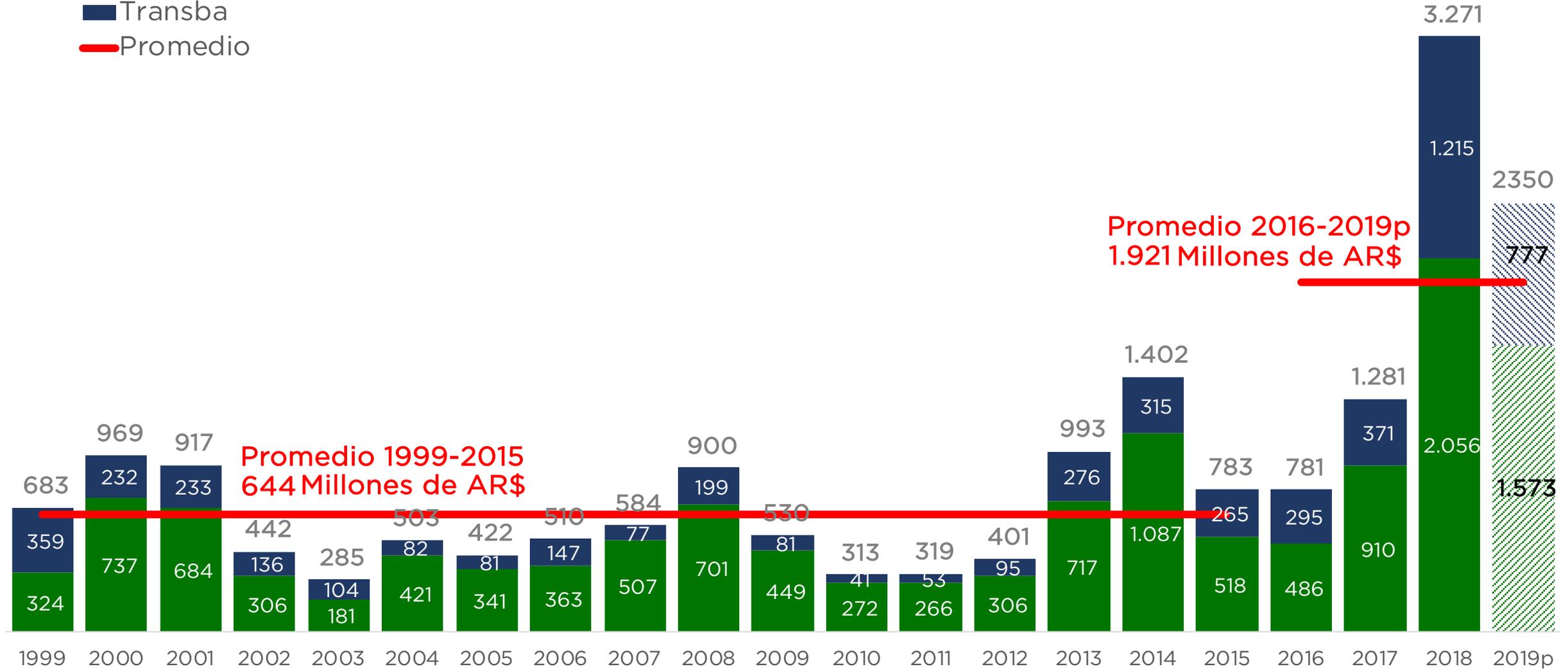
AÑO	ZONA	MW CORTADOS	POBLACIÓN (millones)	TIEMPO DE REPOSICIÓN
1977	New York y Zonas Cercanas	6,000	9	26 h
1982	Costa Oeste De E.E. U.U.	12.000	5	
1996	Costa Oeste De E.E. U.U.	12.000	2	
1996	Costa Oeste De E.E. U.U.	28.000	7	9 h
2003	Noreste De E.E. U.U.	62.000	50	3 DIAS
2003	Italia	24.000	57	24 h
2009	Brasil	25000		8 h
2012	India	30.000	350	21 h

# ANEXO: Inversiones de TRANSENER

# Inversiones Transener y Transba

En Millones de AR\$, ajustados por inflación a junio 2019 (est.)

- Transener
- Transba
- Promedio



# Inversiones Transener y Transba

## En Millones de AR\$, ajustados por inflación a diciembre 2018

- Transener
- Transba
- Promedio

