

INFORME DEAS-GM-SEN N°20/2025
RESPUESTA CNE OF. ORD. N°688/2025 y CNE OF.
ORD. N°689/2025

DEPARTAMENTO DE ESTUDIOS Y ANÁLISIS DE SUMINISTRO

septiembre de 2025



CONTENIDO

1.	Introducción	2
2.	Antecedentes y Supuestos	3
3.	Resultados	14
3.1	Déficit de energía.....	14
3.2	Consumo de petróleo diésel.....	14
3.3	Condiciones Operacionales Específicas	17
3.3.1	Antecedentes	17
3.3.2	Análisis y Resultados	17
3.3.3	Comentarios	20
3.4	Inercia disponible en máquinas síncronas en la zona Norte Grande	21
3.4.1	Verificación de la inercia en máquinas síncronas disponibles en la zona Norte Grande.....	21
3.5	Servicios Complementarios y Control de Tensión	22
3.6	Medidas de mitigación de eventuales déficits de energía	23
4.	Comentarios Finales.....	25
5.	Anexos.....	27

1. INTRODUCCIÓN

El presente informe da respuesta a lo indicado en el Oficio Ord. N°688/2025 y en el Oficio Ord. N°689/2025 de la Comisión Nacional de Energía.

En el Oficio Ord. N°688/2025, de fecha 8 de agosto de 2025, en el cual se solicita al Coordinador Eléctrico Nacional la elaboración de un informe de seguridad, según lo establecido en el artículo 72°-18 de la Ley General de Servicios eléctricos y en el artículo 31° del Reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional, que la Modificación Relevante consistente en la reconversión de la unidad Ter Hornitos U1 de la central Ter Hornitos (CTH) a gas natural como combustible principal y petróleo diésel como combustible alternativo, iniciando la desconexión de la central a partir del día 10 de mayo de 2026 y que entraría en operación con las modificaciones antes descritas el 1 de octubre de 2028, no genere riesgos para la seguridad del sistema.

La Central Termoeléctrica Ter Hornitos se ubica en la comuna de Mejillones, Región de Antofagasta, y posee una capacidad instalada de 174,26 MW.

En el Oficio Ord. N°689/2025, de fecha 8 de agosto de 2025, en el cual se solicita al Coordinador Eléctrico Nacional la elaboración de un informe de seguridad, según lo establecido en el artículo 72°-18 de la Ley General de Servicios eléctricos y en el artículo 31° del Reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional, que la Modificación Relevante consistente en la reconversión de la unidad Ter Andina U1 de la central Ter Andina (CTA) a gas natural como combustible principal y petróleo diésel como combustible alternativo, iniciando la desconexión de la central a partir del día 10 de mayo de 2026 y que entraría en operación con las modificaciones antes descritas el 1 de octubre de 2028, no genere riesgos para la seguridad del sistema.

La Central Termoeléctrica Ter Andina se ubica en la comuna de Mejillones, Región de Antofagasta, y posee una capacidad instalada de 176,6 MW.

Para este propósito, el presente informe contiene una prospectiva de la situación de abastecimiento del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) para el periodo comprendido entre el 1 de mayo de 2026 y el 31 de octubre de 2029, considerando condiciones hidrológicas desfavorables e indisponibilidades en unidades generadoras de mayor tamaño en ubicaciones relevantes, con la finalidad de identificar eventuales situaciones de riesgo de abastecimiento y en la seguridad de servicio del Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

La sección 2 contiene los antecedentes y supuestos utilizados en la confección de este análisis y para cada uno de los casos de estudio realizados. En la sección 3 se presentan los resultados del estudio y una evaluación de las condiciones actuales sistémicas. Adicionalmente, en la sección 4 se detallan conclusiones y comentarios asociados. Finalmente, los anexos a este documento presentan los principales resultados a nivel sistémico, el detalle del plan de obras, los documentos asociados a restricciones en las cuencas hidráulicas y la proyección de costos de combustibles consideradas, entre otros.

2. ANTECEDENTES Y SUPUESTOS

La unidad Ter Hornitos U1 de la Central Térmica Hornitos y la unidad Ter Andina U1 de la Central Térmica Andina corresponden a unidades del tipo turbina de vapor, cuyo combustible es carbón, y conectadas al SEN a través de la S/E Chacaya, ubicada en la comuna de Mejillones, región de Antofagasta.

Ambas unidades se encuentran habilitadas para participar en el Control de Frecuencia, tanto en el Control Primario de Frecuencia como en el Control Terciario de Frecuencia, así como, para prestar el servicio complementario de Control de Tensión. Adicionalmente, participan en el Plan de Defensa Contra Contingencia Extrema (PDCE) asociado a la pérdida de ambos circuitos de alguno de los tramos del sistema de 500 kV entre S/E Los Changos y S/E Lo Aguirre, siendo parte del EDAG Zona norte. Finalmente, ambas unidades aportan inercia (control de frecuencia/sistémico) y cortocircuito (control de tensión/local).

Tabla 2.1: Parámetros CTH y CTA

Parámetro	CTH	CTA	
Subestación de inyección	S/E Chacaya 220 kV	S/E Chacaya 220 kV	
Combustible	Carbón	Carbón	
Potencia Máxima [MW]	174,26	176,6	
Potencia Mínima [MW]	70	70	
Potencia Aparente Nominal [MVA]	206,3	206,3	
Constante inercia mecánica H [s]	5,5	5,5	
S*H [s*MVA]	1134,65	1134,65	
Respuesta @10 segundos CPF ante una desviación de +/- 0,7 Hz y +/- 0,2 Hz	-0,7 Hz [MW]	6,84	5,40
	0,7 Hz [MW]	-9,58	-6,31
	-0,2 Hz [MW]	6,79	5,30
	0,2 Hz [MW]	-8,55	-6,89
	Aporte 10s +/- 0,7 Hz [MW]	6,84	5,40
	Aporte 10s +/- 0,2 Hz [MW]	6,79	5,30
Respuesta @5 minutos CPF ante una desviación de +/- 0,7 Hz	-0,7 Hz [MW]	8,37	7,50
	0,7 Hz [MW]	-8,41	-8,34
	Aporte 5 min +/- 0,7 Hz [MW]	8,37	7,50
CTF en giro	Aporte CTF+ [MW]	10	10
	Aporte CTF- [MW]	10	10

Los supuestos utilizados en este análisis se detallan a continuación:

- El horizonte analizado corresponde al periodo comprendido entre mayo de 2026 a octubre de 2029.
- Para el período comprendido entre agosto de 2025 a marzo de 2027 se han utilizado las series de hidrologías sintéticas proporcionadas por el Sistema de Pronósticos de Caudales (SPC). Estas series se elaboran a partir del estado actual de las cuencas y de las precipitaciones históricas, resultando más secas o húmedas que las series hidrológicas históricas correspondientes, según la condición inicial de cada cuenca hidrológica, así como de los volúmenes resultantes del pronóstico de deshielo.
- Desde abril de 2027 a octubre de 2029 se han utilizado las series hidrológicas históricas.
- A las 65 series sintéticas hidrológicas consideradas se añaden dos adicionales. La primera considera una combinación de los afluentes reales de los años hidrológicos 1968-69 y 2021-22 (hidrología 68-69&21-22), con la intención de construir un escenario con las condiciones más extremas de ambos años hidrológicos. Por otro lado, la segunda serie hidrológica considera solo los afluentes reales del año hidrológico 1968-69.

- e. La disponibilidad de Gas Natural Licuado Regasificado (GNL) corresponde a los volúmenes informados por las empresas generadoras que utilizan GNL, según Norma Técnica GNL de 2021 para el proceso de programación, así como una estimación para el periodo 2026-2029, considerando los ADP vigentes. Además, no se considera disponibilidad de Gas Natural Argentino (GNA) para el horizonte en estudio.

La disponibilidad mensual de Gas Natural para el horizonte de estudio se indica en las siguientes tablas, la cual corresponde a una representación de los volúmenes informados por las empresas generadoras.

Tabla 2.2 Disponibilidad de combustible para centrales que consumen gas natural en la zona norte del SEN.

Disponibilidad Mensual GNL Centrales Zona Norte SEN								
Mes	Tocopilla U16	Mejillones 3	IE Mejillones	CTA	CTH	Kelar	Gas Atacama	Taltal 1 y 2
may-26	91%	0%	0%	0%	0%	30%	60%	0%
jun-26	100%	28%	0%	0%	0%	30%	64%	0%
jul-26	100%	62%	0%	0%	0%	12%	65%	0%
ago-26	100%	82%	4%	0%	0%	0%	56%	0%
sep-26	100%	87%	0%	0%	0%	0%	42%	0%
oct-26	100%	98%	0%	0%	0%	0%	37%	0%
nov-26	60%	44%	0%	0%	0%	0%	20%	0%
dic-26	94%	85%	0%	0%	0%	0%	25%	0%
ene-27	68%	13%	0%	0%	0%	0%	38%	0%
feb-27	87%	0%	0%	0%	0%	0%	52%	0%
mar-27	76%	0%	0%	0%	0%	19%	53%	0%
abr-27	79%	0%	0%	0%	0%	30%	54%	0%
may-27	91%	0%	0%	0%	0%	30%	60%	0%
jun-27	100%	29%	0%	0%	0%	30%	64%	0%
jul-27	100%	64%	0%	0%	0%	11%	65%	0%
ago-27	100%	81%	4%	0%	0%	0%	55%	0%
sep-27	100%	89%	0%	0%	0%	0%	42%	0%
oct-27	100%	98%	0%	0%	0%	0%	37%	0%
nov-27	57%	40%	0%	0%	0%	0%	19%	0%
dic-27	97%	87%	0%	0%	0%	0%	26%	0%
ene-28	67%	11%	0%	0%	0%	0%	39%	0%
feb-28	86%	0%	0%	0%	0%	0%	52%	0%
mar-28	76%	0%	0%	0%	0%	21%	53%	0%
abr-28	78%	0%	0%	0%	0%	30%	53%	0%
may-28	89%	0%	0%	0%	0%	30%	59%	0%
jun-28	100%	27%	0%	0%	0%	30%	64%	0%
jul-28	100%	54%	0%	0%	0%	16%	65%	0%
ago-28	100%	85%	4%	0%	0%	0%	58%	0%
sep-28	100%	81%	0%	0%	0%	0%	44%	0%
oct-28	100%	99%	0%	0%	0%	0%	37%	0%
nov-28	73%	56%	0%	0%	0%	0%	25%	0%
dic-28	81%	73%	0%	0%	0%	0%	22%	0%
ene-29	69%	25%	0%	0%	0%	0%	35%	0%
feb-29	89%	0%	0%	0%	0%	0%	52%	0%
mar-29	75%	0%	0%	0%	0%	16%	53%	0%
abr-29	79%	0%	0%	0%	0%	30%	53%	0%
may-29	89%	0%	0%	0%	0%	30%	59%	0%
jun-29	100%	27%	0%	0%	0%	30%	64%	0%
jul-29	100%	56%	0%	0%	0%	15%	65%	0%
ago-29	100%	84%	4%	0%	0%	0%	57%	0%
sep-29	100%	82%	0%	0%	0%	0%	44%	0%
oct-29	100%	99%	0%	0%	0%	0%	37%	0%

Tabla 2.3 Disponibilidad de combustible para centrales que consumen gas natural en la zona centro sur del SEN.

Disponibilidad Mensual GNL Centrales Zona Centro-Sur SEN									
Mes	San Isidro 1	San Isidro 2	Nehuenco 1	Nehuenco 2	Colmito	Nueva Renca	Quintero 1 y 2	Candelaria 1 y 2	Los Vientos
may-26	23%	74%	0%	89%	0%	55%	0%	0%	0%
jun-26	30%	100%	7%	90%	0%	89%	0%	0%	0%
jul-26	38%	100%	0%	79%	0%	89%	0%	0%	0%
ago-26	0%	92%	0%	0%	0%	85%	8%	0%	0%
sep-26	5%	56%	0%	0%	0%	25%	0%	0%	23%
oct-26	18%	0%	0%	0%	0%	6%	0%	0%	0%
nov-26	0%	0%	0%	0%	0%	4%	0%	0%	0%
dic-26	0%	0%	0%	0%	0%	4%	0%	0%	0%
ene-27	0%	11%	0%	13%	0%	1%	0%	0%	0%
feb-27	0%	23%	0%	23%	0%	0%	0%	0%	0%
mar-27	0%	25%	0%	59%	0%	0%	0%	0%	0%
abr-27	0%	27%	0%	79%	0%	0%	0%	0%	0%
may-27	25%	76%	0%	90%	0%	58%	0%	0%	0%
jun-27	30%	100%	0%	96%	0%	89%	0%	0%	0%
jul-27	37%	100%	0%	76%	0%	89%	0%	0%	0%
ago-27	0%	92%	0%	0%	0%	85%	8%	0%	0%
sep-27	5%	54%	0%	0%	0%	25%	0%	0%	20%
oct-27	16%	0%	0%	0%	0%	6%	0%	0%	0%
nov-27	0%	0%	0%	0%	0%	4%	0%	0%	0%
dic-27	0%	0%	0%	0%	0%	4%	0%	0%	0%
ene-28	0%	12%	0%	14%	0%	0%	0%	0%	0%
feb-28	0%	23%	0%	23%	0%	0%	0%	0%	0%
mar-28	0%	26%	0%	63%	0%	0%	0%	0%	0%
abr-28	0%	27%	0%	79%	0%	0%	0%	0%	0%
may-28	15%	64%	0%	87%	0%	43%	0%	0%	0%
jun-28	31%	100%	0%	96%	0%	89%	0%	0%	0%
jul-28	41%	100%	0%	88%	0%	89%	0%	0%	0%
ago-28	0%	94%	0%	3%	0%	86%	11%	0%	0%
sep-28	5%	62%	0%	0%	0%	25%	0%	0%	32%
oct-28	23%	0%	0%	0%	0%	7%	0%	0%	0%
nov-28	0%	0%	0%	0%	0%	4%	0%	0%	0%
dic-28	0%	0%	0%	0%	0%	4%	0%	0%	0%
ene-29	0%	8%	0%	10%	0%	1%	0%	0%	0%
feb-29	0%	23%	0%	23%	0%	0%	0%	0%	0%
mar-29	0%	25%	0%	52%	0%	0%	0%	0%	0%
abr-29	0%	27%	0%	79%	0%	0%	0%	0%	0%
may-29	17%	67%	0%	88%	0%	46%	0%	0%	0%
jun-29	31%	100%	0%	96%	0%	89%	0%	0%	0%
jul-29	40%	100%	0%	87%	0%	89%	0%	0%	0%
ago-29	0%	93%	0%	2%	0%	86%	11%	0%	0%
sep-29	5%	60%	0%	0%	0%	25%	0%	0%	30%
oct-29	22%	0%	0%	0%	0%	7%	0%	0%	0%

f. El stock de carbón existente en cancha, para cada unidad generadora, al 14 de agosto de 2025 es el siguiente:

Tabla 2.4: Stock de carbón en cancha

Empresa	Central	Pot. Bruta (MW)	Stock real carbón (ton másicas)	Autonomía despacho Plena Carga (día)
Colbún	Santa María	374	306.750	105

Eléctrica Ventanas	Nueva Ventanas Campiche	537	124.764	24
Aes Andes	Angamos	554	143.338	29
	Cochrane	550	173.961	37
Engie	Hornitos	177	75.755	47
	Andina	177	236.762	149
	Mejillones	334		71
	IEM	377		75
Guacolda	Guacolda1	154	134.861	18
	Guacolda2	154		19
	Guacolda3	154		20
	Guacolda4	154		19
	Guacolda5	156		20

g. En el presente estudio se simulan los siguientes casos, con el fin de identificar los efectos sobre el SEN en escenarios en que se reduce la disponibilidad de generación termoeléctrica, cuya caracterización se define a continuación:

- **Caso Base:** Tasa de crecimiento de los consumos netos del SEN igual a la utilizada en el proceso de programación de la operación. Considera a las centrales del complejo Nehuenco indisponibles para operar con petróleo diésel hasta el 31 de marzo de 2031 debido a restricciones medioambientales.

Se consideran:

- Central Térmica Mejillones 1 y Central Térmica Mejillones 2 retiradas de servicio a contar del 1 de enero de 2026.
- Central IE Mejillones indisponible por la Modificación Relevante para su reconversión a GNL entre el 1 de enero de 2026 y el 30 de junio de 2026 y habilitada para operar con GNL como combustible principal desde el 1 de julio de 2026.

Adicionalmente, se consideran las siguientes indisponibilidades:

- De acuerdo con la última información enviada por la empresa Alto Maipo SpA¹, se mantienen indisponibles las centrales Alfalfal II y Las Lajas hasta el 31 de enero de 2026.
- Se considera indisponible Cerro Dominador hasta el 30 de noviembre del 2025, según última información entregada por la empresa².
- Se considera indisponible la central térmica Santa María hasta el 10 de octubre del 2025, de acuerdo con lo informado por la empresa Colbún³.
- Se considera indisponible a la unidad Turbina a Gas 2A de central Atacama hasta el 31 de agosto del 2025, de acuerdo con lo informado por la empresa Enel Generación⁴.

¹ Carta PHAM 0008-2025 del 30 de mayo de 2025.

² Carta CSP-CM-LT-0346 de 26 de mayo de 2025.

³ Carta GO N°222/2025 del 10 de septiembre de 2025.

⁴ Carta OP 158-25 del 06 de junio 2025.

El caso base incluye las Modificaciones Relevantes indicadas en el Oficio Ord. CNE N°688/2025 y en el Oficio Ord. CNE N°689/2025:

- Unidad Ter Hornitos U1 de la central Ter Hornitos indisponible a partir del 10 de mayo de 2026 y entrando en operación con gas natural como combustible principal y petróleo diésel como combustible alternativo, a contar del 1 de octubre de 2028 (Oficio Ord. CNE N°688/2025).
- Unidad Ter Andina U1 de la central Ter Andina indisponible a partir del 10 de mayo de 2026 y entrando en operación con gas natural como combustible principal y petróleo diésel como combustible alternativo, a contar del 1 de octubre de 2028 (Oficio Ord. CNE N°689/2025).
- **Caso 1:** Considera los supuestos del Caso Base, pero con una de las unidades (CTA o CTH) indisponible a partir del 10 de mayo de 2026 y entrando en operación con gas natural como combustible principal y petróleo diésel como combustible alternativo, a contar del 1 de octubre de 2028; y la otra indisponible a partir del 10 de mayo de 2027 y entrando en operación con gas natural como combustible principal y petróleo diésel como combustible alternativo, a contar del 1 de octubre de 2029.
- **Caso 2:** Considera los supuestos del Caso Base, pero con la Unidad Ter Hornitos U1 de la central Ter Hornitos y la Unidad Ter Andina U1 de la central Ter Andina ambas indisponibles a partir del 10 de mayo de 2027 y entrando en operación con gas natural como combustible principal y petróleo diésel como combustible alternativo, a contar del 1 de octubre de 2029.
- **Caso 3:** Considera los supuestos del Caso Base, más la indisponibilidad de las siguientes unidades térmicas eficientes:
 - Entre abril de 2026 y septiembre de 2026: Cochrane1 y Santa María indisponibles.
 - Entre abril de 2027 y septiembre de 2027: Cochrane1 y Santa María indisponibles.
 - Entre abril de 2028 y septiembre de 2028: Cochrane1 y Santa María indisponibles.
 - Entre abril de 2029 y septiembre de 2029: Cochrane1 y Santa María indisponibles.
 - Entre abril de 2030 y septiembre de 2030: Cochrane1 y Santa María indisponibles.
- **Caso 4:** Considera los supuestos del Caso 1, más la indisponibilidad de unidades térmicas eficientes indicada para el Caso 3.
- **Caso 5:** Considera los supuestos del Caso 2, más la indisponibilidad de unidades térmicas eficientes indicada para el Caso 3.

Adicionalmente, se simulan los siguientes casos con granularidad horaria para la primera semana de junio de 2026 considerando una condición hidrológica extrema (68-69&21-22), restricciones de inercia, control de tensión y reserva para el SEN.

- **Caso A:** Considera los supuestos del Caso 2, con granularidad horaria para la primera semana de junio de 2026, una condición hidrológica 68-69&21-22 y un aporte ERV esperado (promedio) para todo el sistema. CTA y CTH en servicio durante esta semana.

- **Caso B:** Considera los supuestos del Caso base, con granularidad horaria para la primera semana de junio de 2026, una condición hidrológica 68-69&21-22 y un aporte ERV esperado (promedio) para todo el sistema. CTA y CTH indisponibles durante esta semana.
- **Caso C:** Considera los supuestos del Caso 3, con granularidad horaria para la primera semana de junio de 2026, una condición hidrológica 68-69&21-22 y un aporte ERV esperado (promedio) para todo el sistema. CTA, CTH, Cochrane 1 y Santa María indisponibles durante esta semana
- **Caso D:** Considera los supuestos del Caso C y, adicionalmente, la indisponibilidad en la línea de transmisión Jadresic-Cumbre 500kV, para ambos circuitos y toda la semana, con el fin de analizar el efecto de aislar la zona del Norte Grande del SEN.
- **Caso E:** Considera los supuestos del Caso C, pero se incorpora un bajo aporte energía renovable variables (ERV) (15% factor de planta para centrales solares y eólicas en todo el SEN y 0% de factor de planta para centrales eólicas del Norte Grande)
- **Caso F:** Considera los supuestos del Caso E, pero se incorpora una falla en la línea de transmisión Jadresic-Cumbre 500kV, para ambos circuitos, la semana completa.

La tabla siguiente resume las condiciones consideradas en cada caso estudiado.

Tabla 2.5: Resumen consideraciones casos de estudio.

Caso	Periodo de evaluación	Modelo de optimización	Disponibilidad CTA dentro del periodo de evaluación	Disponibilidad CTH dentro del periodo de evaluación	Condición hidrológica	Aporte ERV	Falla línea Jadresic-Cumbre 500kV	2 unidades térmicas eficientes F/S
Caso Base (Of CNE 688/2025 y Of CNE 689/2025)	may26-oct29	PLP	Indisponible 10may26-30sep28	Indisponible 10may26-30sep28	66 hidrologías	Esperado	No	No
Caso 1 (retraso inicio reconversión CTH)	may26-oct29	PLP	Indisponible 10may26-30sep28	Indisponible 10may27-30sep29	66 hidrologías	Esperado	No	No
Caso 2 (retraso inicio reconversión CTA y CTH)	may26-oct29	PLP	Indisponible 10may27-30sep29	Indisponible 10may27-30sep29	66 hidrologías	Esperado	No	No
Caso 3 (Of CNE 688/2025 y Of CNE 689/2025)	may26-oct29	PLP	Indisponible 10may26-30sep28	Indisponible 10may26-30sep28	66 hidrologías	Esperado	No	Sí
Caso 4 (retraso inicio reconversión CTH)	may26-oct29	PLP	Indisponible 10may26-30sep28	Indisponible 10may27-30sep29	66 hidrologías	Esperado	No	Sí
Caso 5 (retraso inicio reconversión CTA y CTH)	may26-oct29	PLP	Indisponible 10may27-30sep29	Indisponible 10may27-30sep29	66 hidrologías	Esperado	No	Sí
Caso A	sem1 jun26	PCP	disponible	disponible	H68-69&21-22	Esperado	No	No
Caso B	sem1 jun26	PCP	indisponible	indisponible	H68-69&21-22	Esperado	No	No
Caso C	sem1 jun26	PCP	indisponible	indisponible	H68-69&21-22	Esperado	No	Sí
Caso D	sem1 jun26	PCP	indisponible	indisponible	H68-69&21-22	Esperado	Sí	Sí

Caso E	sem1 jun26	PCP	indisponible	indisponible	H68-69&21- 22	Bajo	No	Sí
Caso F	sem1 jun26	PCP	indisponible	indisponible	H68-69&21- 22	Bajo	Sí	Sí

- h. Para los casos de estudio mencionados, la operación de la Laguna del Maule se ajusta a la programación vigente desde el 1 de agosto de 2025.
- i. Para los casos base, 1, 2, 3, 4 y 5, el modelo utilizado corresponde al empleado en el proceso de programación de largo plazo denominado PLP, el cual incorpora una modelación del sistema de transmisión y la demanda con granularidad semanal, para lo cual se definen 5 bloques de consumo para las 168 semanas informadas. Como resultado de lo anterior se obtienen 840 (168x5) despachos para cada escenario hidrológico. El primer bloque de cada semana corresponde a las demandas agregadas de las horas de medianoche, el segundo corresponde a la agregación de las horas de madrugada, el tercero corresponde a la agregación de las horas de mañana, el cuarto corresponde a la agregación de las horas de tarde y el quinto corresponden a la agregación de las horas de noche.
- j. Se ha modelado el aporte de las centrales solares fotovoltaicas y eólicas considerando la disponibilidad del recurso primario de energía en cada uno de los 5 bloques de la curva de duración semanal.
- k. Para los casos A, B, C, D, E y F la simulación semanal, correspondiente a la primera semana de junio de 2026, es realizada en un modelo operacional (modelo Plexos) con restricciones de corto plazo (mínimos técnicos, tiempos mínimos de operación, costos de partida, provisión de reservas para control de frecuencia, inercia mínima para fortaleza de red en zona norte grande, entre otras) y granularidad horaria de la demanda y de la generación renovable variable. Para estos casos, se consideran las cotas iniciales de los embalses resultantes del modelo PLP y la condición hidrológica 68-69&21-22.
- l. Los mantenimientos de centrales y líneas de transmisión considerados son los vigentes de acuerdo con el programa de mantenimiento mayor del período enero 2025 – junio 2026, actualizado al 1 de agosto de 2025, y, con posterioridad a este periodo, se consideran aquellos incluidos como parte del programa de mantenimientos típicos utilizado en el proceso de programación semanal; en el siguiente gráfico se muestra la Potencia Total Indisponible por Mantenimiento Mayor por tecnología para el periodo informado:

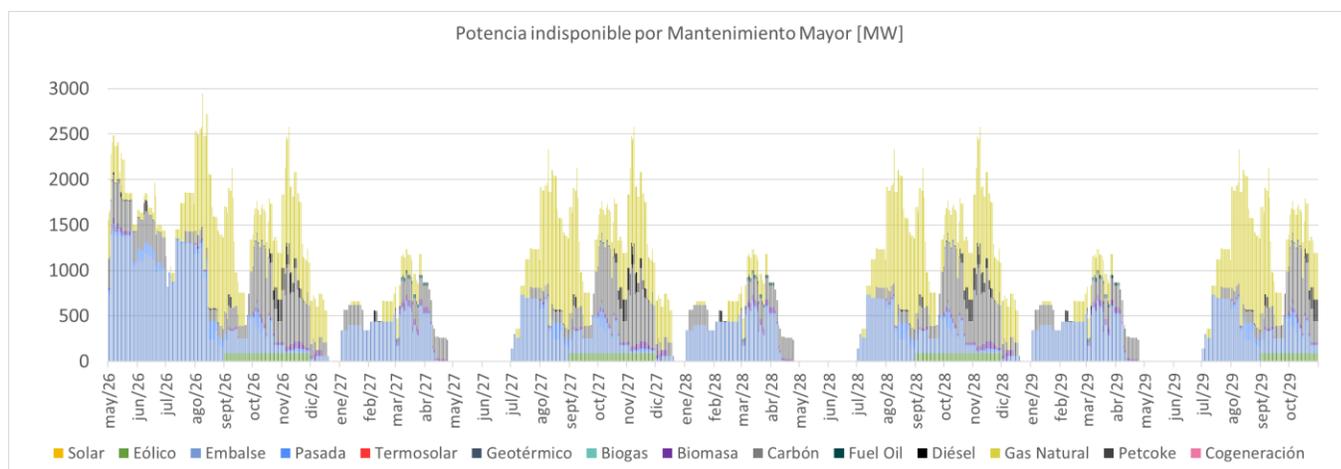


Figura 2.1: Potencia media indisponible por Mantenimiento Mayor⁵

m. Las proyecciones de costos de combustibles fueron actualizadas durante la primera semana de julio de 2025. Se elaboran a partir de las proyecciones entregadas por las empresas coordinadas generadoras y según la metodología indicada en el documento “Estudio de Proyección de Costos Combustibles del Sistema Eléctrico Nacional”, versión definitiva de noviembre 2020, disponible en el sitio web <https://www.coordinador.cl/mercados/documentos/costos-variables-de-generacion-y-stock-de-combustible/costos-variables-de-generacion/estudio-de-proyeccion-de-costos-combustibles/>.

- Diesel- Fuel Oil: se utilizan costos históricos para calcular las componentes de costo representativas por central y se indexan según los valores futuros del índice Brent.
- Carbón: se utiliza proyección de costos informadas por las empresas Coordinadas, según carta DE00425-22.
- GNL: se utilizan costos históricos para calcular las componentes de costo representativas por empresa, fórmulas de indexación establecidas en los acuerdos de suministro de largo plazo usando la proyección de los índices Brent y Henry Hub.

n. Se han utilizado las cotas iniciales de los embalses correspondientes a las 00:00 horas del 1 de agosto de 2025.

Tabla 2.6: Cotas de embalses a las 00:00 horas del 1 de agosto de 2025.

Embalse	Cota [m.s.n.m.]
Lago Laja	1.323,50
Embalse Colbún	409,26
Laguna del Maule	2.168,04
Embalse Ralco	697,28
Lago Chapo	238,36
Embalse Rapel	100,75
Laguna La Invernada	1.293,89

⁵ El gráfico incluye la indisponibilidad de IEM durante su proceso de reconversión. No incluye la indisponibilidad de CTA y CTH durante su proceso de reconversión.

- o. Las transferencias máximas por las líneas del sistema de transmisión corresponden a las utilizadas en la programación del 01 de agosto de 2025. Cabe señalar que la colocación de las centrales considera el abastecimiento de energía en cada bloque de la curva de duración.
- p. En el estudio se considera el Acuerdo de Operación y Recuperación del Lago Laja, que complementa el convenio del año 1958, según lo informado por Enel Generación mediante su comunicación GC-N°0426 del 22 de noviembre de 2017, la cual se adjunta en Anexo 3.
- q. Se incluye una capacidad total de 6.830 MW de nuevas obras de generación y 5.219 MW de nuevas obras de sistemas de almacenamiento cuya fecha de entrada en operación está informada entre agosto de 2025 y marzo de 2028. Adicionalmente, se incluyen 13.544 MW de obras de generación y 3.575 MW de nuevas obras de sistemas de almacenamiento hasta marzo de 2031 mediante proyectos referenciales a partir del Plan de Expansión Territorial.

El detalle de las centrales generadoras contenidas en el plan de obras dentro del horizonte de simulación se observa en el Anexo 2, siendo las principales, las siguientes:

Tabla 2.7: Centrales mayores a 100 MW contempladas en plan de obras de generación y almacenamiento

Central	Tipo de central	Entrada en Operación	Potencia Neta [MW]	Barra de inyección
Mapa	Térmico	1-09-2025	138	Lagunillas220
Solar Desierto de Atacama	Solar	1-09-2025	270	Cardones110
Eólica Horizonte Sur	Eólico	1-09-2025	400	Jadresic220
Solar Nuevo Quillagua 2	Solar	1-09-2025	105	MariaElena220
BESS Desierto de Atacama PFV	Sistema Almacenamiento	1-09-2025	110	Cardones110
BESS Quillagua II PFV	Sistema Almacenamiento	1-09-2025	105	MariaElena220
Eólica Ckhuri	Solar	1-10-2025	107	Conchi220
Parque Eólico Antofagasta	Eólico	1-10-2025	364	Jadresic500
Solar Victor Jara	Solar	1-10-2025	200	PAlmonte110
BESS Victor Jara PFV	Sistema Almacenamiento	1-10-2025	200	PAlmonte110
Solar Gabriela Cobre	Solar	27-10-2025	220	ElCobre220
BESS Tocopilla	Sistema Almacenamiento	1-11-2025	110	Tocopilla110
Eólica 2 referencial PET	Eólico	1-11-2025	120	Cautin220
BESS Huatacondo PFV	Sistema Almacenamiento	29-11-2025	312	Frontera220
Eólica 1 referencial PET	Eólico	1-12-2025	188	Charrua220
Eólica 3 referencial PET	Eólico	1-12-2025	116	FrutillarNorte220
Eólica Caman	Eólico	22-12-2025	146	Ciruelos220
Solar Estela	Solar	1-01-2026	187	Lagunas220
Eólica 4 referencial PET	Eólico	1-01-2026	450	LVilos220
Solar Andes 3	Solar	3-01-2026	176	Andes220
BESS Andes III PFV	Sistema Almacenamiento	3-01-2026	171	Andes220
BESS Luz del Norte PFV	Sistema Almacenamiento	14-01-2026	141	CPinto220
BESS Bolero PFV	Sistema Almacenamiento	5-02-2026	146	Laberinto220
Solar Sol de Vallenar	Solar	1-03-2026	100	Cardones220
BESS Gabriela PFV	Sistema Almacenamiento	1-03-2026	220	ElCobre220
BESS Arena	Sistema Almacenamiento	28-03-2026	220	Jadresic220
BESS Elena Fase I	Sistema Almacenamiento	17-04-2026	485	Kimal220
Solar Libelula	Solar	1-05-2026	140	Polpaico220
BESS Lile	Sistema Almacenamiento	1-07-2026	140	LosChangos220
BESS Libélula	Sistema Almacenamiento	1-07-2026	199	Polpaico220
BESS Arenales	Sistema Almacenamiento	24-07-2026	300	Cochrane220

Central	Tipo de central	Entrada en Operación	Potencia Neta [MW]	Barra de inyección
Solar Estepa	Solar	1-08-2026	202	Crucero220
BESS Estepa PFV	Sistema Almacenamiento	1-08-2026	418	Crucero220
BESS Estela PFV	Sistema Almacenamiento	1-08-2026	187	Lagunas220
BESS Chaca	Sistema Almacenamiento	4-08-2026	228	PAlmonte220
BESS Luna de Verano PFV	Sistema Almacenamiento	2-10-2026	300	DonHector220
Eólica Pampa Filadefia Etapa 1	Eólico	1-11-2026	126	Jadresic220
Eólica Pampa Filadefia Etapa 2	Eólico	1-11-2026	180	Jadresic220
BESS Gran Teno PFV	Sistema Almacenamiento	1-12-2026	139	Teno154
Eólico Chequenes	Eólico	1-01-2027	165	Charrua220
Solar Cristales	Solar	1-01-2027	400	MonteMina220
BESS Cristales PFV	Sistema Almacenamiento	1-01-2027	340	MonteMina220
BESS Pampas PFV	Sistema Almacenamiento	1-01-2027	340	Jadresic220
Eólica 6 referencial PET	Eólico	1-01-2027	250	Kimal220
Eólica 7 referencial PET	Eólico	1-01-2027	800	EntreRios220
Solar 1 referencial PET	Solar	1-01-2027	187	NvaCauquenes220
Solar 2 referencial PET	Solar	1-01-2027	250	NvaZaldivar220
Cala Morritos	Térmico	1-03-2027	200	PuntaSierra220
Ñuble	Hidráulico	1-04-2027	136	Ancoa220
Eólica Pampas	Eólico	1-04-2027	128	Jadresic220
Solar Peldehue	Solar	1-05-2027	110	PPeuco110
Solar Pampas	Solar	1-05-2027	220	Jadresic220
Solar Punta del Viento	Solar	1-11-2027	145	PColorada220
Eólica 8 referencial PET	Eólico	1-01-2028	350	DAlmagro220
Solar 3 referencial PET	Solar	1-01-2028	300	Andes220
Solar 4 referencial PET	Solar	1-01-2028	500	Kimal220
Solar 5 referencial PET	Solar	1-01-2028	400	NvaZaldivar220
SAE 4h 1 referencial PET	Sistema Almacenamiento	1-01-2028	165	AJahuel220
Solar Libertad 1	Solar	1-04-2028	122	Maitencillo220
Solar Libertad 2	Solar	1-04-2028	122	Maitencillo220
Eólica 9 referencial PET	Eólico	1-01-2029	100	Rapel220

La potencia adicional acumulada debido a la conexión de los proyectos de generación y sistemas de almacenamientos se muestra en la

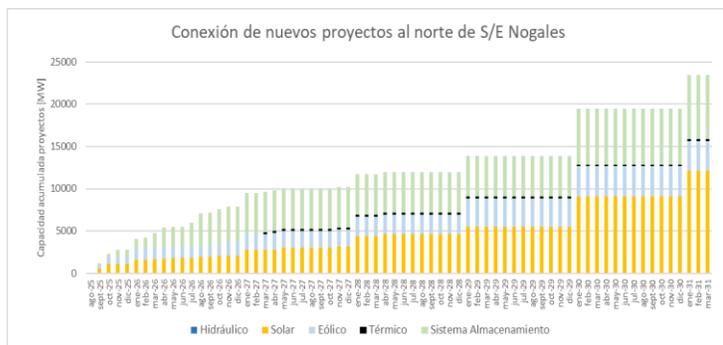
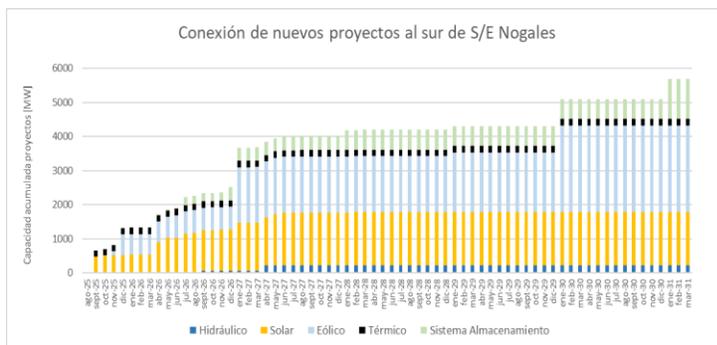


Figura 2.2:



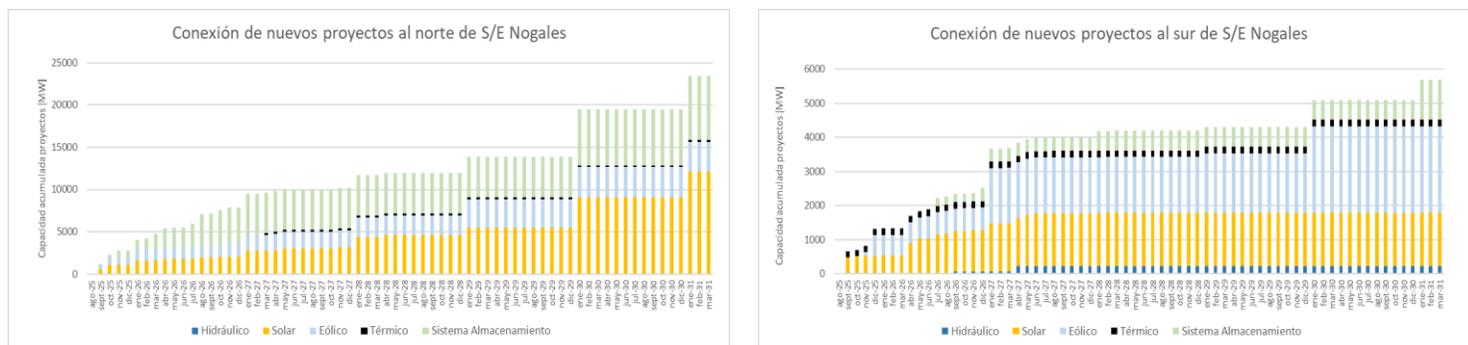


Figura 2.2 Evolución de capacidad instalada asociada a nuevos proyectos al norte y sur de S/E Nogales 220 kV.

r. Se consideran las siguientes fechas de puesta en servicio de nuevas instalaciones de transmisión.

Tabla 2.8: Instalaciones de transmisión consideradas en el plan de obras

Instalación	Puesta en servicio	Potencia Nominal (MVA)
Aumento de capacidad Línea 1x220kV Charrúa-Temuco	01-09-2025	1410
Nueva LT 4x220 SE Centella - Seccionamiento LT 2x220 kV Piuquenes - Tap Off Mauro	01-10-2025	580
Ampliación S/E Mulchén y seccionamiento línea 1x220kV Charrúa - Temuco	01-11-2025	264
Nueva Línea 2x220 Mataquito – Nueva Nirivilo – Nueva Cauquenes – Dichato – Hualqui	01-07-2026	500
Aumento de Capacidad Línea 2x500 kV Alto Jahuel - Lo Aguirre y Ampliación en S/E Lo Aguirre - Etapa 3	01-02-2027	3000
Aumento de capacidad línea 2x220 kV Nueva Zaldívar - MonteMina	22-10-2027	660
Aumento de Capacidad Línea 1x220 kV Charrúa – Hualpén, Tramo Concepción – Hualpén	18-05-2027	230
Línea Nueva Puerto Montt - Nueva Ancud 2x500 kV 2x1500 MVA y Nuevo cruce aéreo 2x500 kV 2x1500 MVA, ambos energizados en 220 kV	01-04-2028	1500
Nuevo sistema de control de flujo para tramos 220 kV Las Palmas – Centella	01-08-2028	448
Aumento de Capacidad de Línea 2x220 kV Ciruelos - Cautín	01-04-2029	420
Nueva Línea HVDC Kimal - Lo Aguirre	07-05-2029	3000

- s. Se han modelado los cambios topológicos correspondientes a la alternativa de conexión de la central Los Vientos directamente a la subestación Las Vegas 110 [kV], mediante la apertura de la línea San Pedro-Cerro Navia 110 kV para redireccionar flujos hacia la Región Metropolitana.
- t. Las unidades generadoras de la central Quintero no están disponibles para generar con combustible diésel, según lo informado por su propietario en carta GC-N°109 de fecha 27 de agosto de 2014.

3. RESULTADOS

3.1 Déficit de energía

La siguiente tabla muestra los resultados de las simulaciones para los casos descritos, según las condiciones hidrológicas consideradas. Estos resultados consideran el aporte de generación de nuevos proyectos, principalmente renovables y almacenamiento, que se han conectado a la fecha (1.844 MW a julio del 2025), así como los proyectos considerados en el plan de obras, según resoluciones de proyectos declarados en construcción emitidas por la CNE y el Plan de Expansión Territorial.

Tabla 3.1: Energía de déficit por caso, para cada condición hidrológica (GWh).

Hidrología	Periodo de análisis	Caso base	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5
68-69	may-26 a oct-29	-	-	-	-	-	-
98-99	may-26 a oct-29	-	-	-	-	-	-
68-69&21-22	may-26 a oct-29	-	-	-	-	-	-

Los resultados muestran que, en una condición de sequía extrema, no existiría riesgo de desabastecimiento.

3.2 Consumo de petróleo diésel

Con el objeto de analizar el abastecimiento del sistema, la siguiente tabla muestra el consumo de petróleo diésel, puesto que corresponde al recurso de mayor costo variable de la oferta de generación del sistema, y, por tanto, un mayor consumo de dicho combustible da cuenta de la estrechez en el abastecimiento. Los resultados presentados toman como escenario hídrico la hidrología histórica asociada al año 98-99, que corresponde al escenario más seco considerado durante el período de verano, y también se presentan los resultados para la hidrología con caudales históricos de la serie 68-69&21-22, los cuales son más secos en período de invierno. Los valores de consumo de combustible diésel se presentan como valor promedio diario en cada mes.

Tabla 3.2: Consumo promedio de diésel por caso y mes, para las hidrologías 98-99 y 68-69&21-22 [m3/día], casos base, 1, 2, 3, 4 y 5.

	Hidrología 98-99						Hidrología 68-69&21-22					
	Caso base	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso base	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5
may-26	14	14	14	14	14	14	5	5	5	662	408	257
jun-26	-	-	-	-	-	-	-	-	-	738	407	136
jul-26	-	-	-	-	-	-	-	-	-	193	193	80
ago-26	-	-	-	-	-	-	-	-	-	393	393	205
sep-26	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
oct-26	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
nov-26	118	118	118	120	118	118	-	-	-	77	121	-
dic-26	155	155	155	155	155	155	-	23	-	22	4	-
ene-27	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
feb-27	-	-	-	-	-	-	-	-	-	34	-	-
mar-27	33	27	22	23	28	20	747	375	117	691	430	303
abr-27	-	-	-	-	-	-	438	276	87	1.351	1.135	862
may-27	-	-	-	-	-	-	9	9	9	399	288	174
jun-27	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6	6	-
jul-27	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ago-27	-	-	-	-	-	-	-	-	-	203	203	202
sep-27	-	-	-	93	127	35	-	-	-	45	32	24
oct-27	39	51	13	51	27	23	-	-	-	-	-	-
nov-27	581	609	644	616	652	667	236	466	285	198	190	223
dic-27	294	294	294	294	294	294	99	61	63	192	185	113
ene-28	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

feb-28	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
mar-28	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
abr-28	44	82	44	38	44	44	2.102	2.311	1.993	3.967	4.160	3.999
may-28	-	-	-	-	-	-	961	960	963	3.123	3.126	3.123
jun-28	-	-	-	-	-	-	43	43	43	1624	1.627	1.624
jul-28	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ago-28	-	-	-	-	-	-	-	-	-	282	283	281
sep-28	1	1	1	47	47	86	4	4	4	5	5	5
oct-28	119	69	69	165	165	279	2	2	2	2	2	2
nov-28	493	564	514	759	760	747	286	311	357	367	323	322
dic-28	350	350	350	350	350	205	266	262	193	211	243	266
ene-29	-	59	-	52	-	-	-	-	-	-	-	-
feb-29	16	85	29	67	47	30	-	-	-	-	-	-
mar-29	530	539	889	368	1002	644	1.286	1.342	1.220	1.369	1.509	1.248
abr-29	15	15	15	15	15	15	2.014	2.012	2.012	3.766	3.765	3.760
may-29	-	-	-	-	-	-	414	413	415	2.025	2.072	2.025
jun-29	-	-	-	-	-	-	-	-	-	703	702	703
jul-29	-	-	-	-	-	-	-	-	-	156	155	156
ago-29	-	-	-	-	-	-	-	-	-	312	312	312
sep-29	17	17	17	271	271	271	52	52	52	197	196	197
oct-29	-	-	-	-	-	-	31	31	31	30	31	30

Cabe señalar que, dada la capacidad de regasificación del terminal de GNL Mejillones, la disponibilidad de gas natural proyectada en el horizonte de estudio y los costos variables estimados para CTA y CTH, luego de su reconversión, ambas unidades solo estarían disponibles para generar con combustible alternativo, es decir, con petróleo diésel.

Para los casos que solo consideran la indisponibilidad y reconversión de CTA y CTH (casos base, 1 y 2), sin unidades indisponibles adicionales, no se presentarían consumos de diésel por sobre los 3.500 m3/día.

Para los casos que permiten evaluar un periodo que comprende desde mayo de 2026 a octubre de 2029, se observan consumos de petróleo diésel que llegan al límite de 3.500 m3/día al considerar el retiro y reconversión de CTA y CTH y, adicionalmente, la indisponibilidad de dos centrales térmicas eficientes y una hidrología 68-69&21-22, lo que se refleja en un eventual riesgo de estrechez bajo esta condición. Esta situación se observaría, principalmente, en abril de 2028 y abril de 2029 dado los perfiles de disponibilidad de GNL utilizados, los cuales reflejan la operación del año 2024.

De este modo, tomando en cuenta un stock inicial de 17.500 m3 de petróleo diésel y una tasa de reposición de 3.500 m3/día, se podría dar un déficit total proyectado de 70,6 GWh para la cuarta semana de abril de 2028 en el caso 3, que considera la indisponibilidad de CTA y CTH para su reconversión a gas natural en las fechas indicadas por los Oficios Ord. CNE N°688/2025 y N°689/2025, junto con la indisponibilidad de dos unidades térmicas eficientes. Este déficit representaría un 3,3% de la demanda de la cuarta semana de abril de 2028, el cual podría ser mitigado con mayor disponibilidad de GNL y GN argentino, o con una eventual reserva hídrica.

Tabla 3.3: Energía de déficit equivalente mensual, hidrología 68-69&21-22, considerando una tasa de reposición de 3.500m3/día [GWh]

	abr-28	may-28	abr-29	Total [GWh]
Caso base	-	-	-	-
Caso 1	-	-	-	-
Caso 2	-	-	-	-
Caso 3	70,6	4,9	81,7	157,2
Caso 4	104	5,1	81,6	190,7
Caso 5	92,6	4,9	80,9	178,4

En los casos con granularidad horaria y bajo el escenario hidrológico 68-69&21-22 (casos A, B, C, D, E y F), correspondientes a la primera semana de junio de 2026, la simulación tiene como objetivo focalizarse en una semana crítica para el SEN, utilizando un modelo operacional (Plexos) que incorpore restricciones de corto plazo, tales como mínimos técnicos de operación, tiempos mínimos de encendido y apagado, costos de partida, requerimientos de reservas para el control de frecuencia, exigencias de inercia mínima para garantizar la estabilidad de la red en la zona norte grande, entre otras. Para estos casos, el consumo diario de combustible Diesel se presenta en la Tabla 3.4:

Tabla 3.4: Consumo diario en m3/día de diésel para la primera semana de junio de 2026, hidrología 68-69&21-22, casos A, B, C, D, E y F.

	01-jun-26	02-jun-26	03-jun-26	04-jun-26	05-jun-26	06-jun-26	07-jun-26	Promedio diario
Caso A	-	-	-	-	-	-	-	0 m3/día
Caso B	-	-	-	-	-	-	7	1 m3/día
Caso C	1.665	2.297	2.315	4.315	4.912	4.122	2.750	3.197 m3/día
Caso D	2.909	3.266	3.584	5.652	5.713	3.980	2.736	3.977 m3/día
Caso E	5.348	5.538	5.541	8.524	8.478	7.673	7.280	6.912 m3/día
Caso F	11.557	12.537	12.561	15.022	15.067	12.774	11.194	12.959 m3/día

En la operación real del sistema, se han registrado consumos de hasta 8.000 m3/día. Sin embargo, este nivel no resulta sostenible por períodos prolongados, dado que los estanques de almacenamiento de las centrales de generación presentan autonomías de entre 2 y 3 días. En este contexto, se estima que mantener un consumo de diésel bajo la capacidad de reposición de 3.500 m3/día permitiría evitar situaciones de déficit.

De acuerdo con la Tabla 3.4, a partir del caso C, que considera la reconversión de las centrales individualizadas en los Oficios CNE N°688/2025 y CNE N°689/2025 y la indisponibilidad de dos centrales térmicas eficientes, comienzan a evidenciarse consumos de petróleo diésel que superarían los 3.500 m3/día. En el caso C, este nivel de consumo se presenta durante tres días de la semana; no obstante, la situación se agrava al considerar, adicionalmente, una falla en la línea de transmisión Jadresic-Cumbre 2x500 kV y/o un bajo aporte de generación renovable variable (ERV) a nivel sistémico, como ocurre en los casos D, E y F.

Actualmente, el stock promedio de petróleo diésel disponible, en los estanques de las unidades que generan en el centro-sur del SEN, alcanza los 17.500 m3 útiles. Considerando una tasa de reposición de 3.500 m3/día, el stock disponible al final de cada jornada para cada caso se indica en la Tabla 3.5.

Tabla 3.5: Stock de petróleo diésel al final de cada día considerando una tasa de reposición de 3.500m3/día, casos A, B, C, D, E y F.

	01-jun-26	02-jun-26	03-jun-26	04-jun-26	05-jun-26	06-jun-26	07-jun-26	Energía de déficit resultante
Caso A	17.500	17.500	17.500	17.500	17.500	17.500	17.500	-
Caso B	17.500	17.500	17.500	17.500	17.500	17.500	17.500	-
Caso C	17.500	17.500	17.500	16.685	15.273	14.651	15.402	-
Caso D	17.500	17.500	17.416	15.264	13.052	12.572	13.336	-
Caso E	15.652	13.614	11.573	6.549	1.571	-2.602	-6.382	28,6 GWh
Caso F	9.443	407	-8.654	-20.177	-31.744	-41.018	-48.712	218,0 GWh

Tomando en cuenta el stock inicial de diésel en la zona centro-sur y la tasa de reposición mencionada, los casos que presentan escenarios de déficit corresponden a los casos E y F. Estos escenarios modelan, además de indisponibilidades de centrales eficientes, condiciones de baja generación renovable variable y/o fallas en la línea Jadresic-Cumbre 2x500 kV. En el caso más crítico, el caso F, la energía de déficit alcanza 218 GWh al final de la semana de junio de 2026, lo que representaría un 13,2 % de la demanda semanal del SEN. Sin perjuicio de lo anterior, el riesgo de déficit antes señalado no se mitigaría completamente con la operación de CTA y CTH.

3.3 Condiciones Operacionales Específicas

A continuación, se mencionan algunos aspectos operacionales identificados con la ausencia de las centrales CTA y CTH.

Considerando el punto de conexión de las centrales antes mencionadas, y con el objetivo de evaluar situaciones que puedan comprometer la seguridad de servicio en el sistema, tales como, el cumplimiento del criterio N-1, se desarrolló a partir de un escenario base de operación, un análisis orientado a verificar las transferencias de carga por ambos transformadores 500/220 kV de S/E Kimal, específicamente, ante la salida de unidades térmicas por el proceso de descarbonización en horarios nocturnos. Además, se revisa la apertura de líneas de 220 kV en la zona Norte Grande, con el fin de forzar de esta forma, un aumento de las transferencias por los tres transformadores 500/220 kV de S/E Changos.

El análisis anterior, no considera la participación de generación eólica y BESS ubicados al norte de la S/E Kimal, considerando fuera de servicio las centrales CTA y CTH. Junto con lo anterior, se analiza la salida no simultánea de unidades de centrales que se encuentran despachadas. En particular, se presentarán los resultados para las centrales Angamos (U1), Cochrane (U1), Tocopilla (U16) y Kelar (TG1).

3.3.1 Antecedentes

Se tomó como referencia la madrugada del día 31 de agosto de 2025 (23:55 horas), donde se registró una transferencia por ambos transformadores 500/220 kV de S/E Kimal del orden de 858 MVA con dirección 500 kV → 220 kV.

Para fines de simulación, se considera una transferencia por los ATR 500/220 kV de S/E Kimal de 850 MVA (correspondiente al día 31/08/2025, 23:55 horas), considerando que el máximo valor que permite mantener la condición de seguridad N-1 en estos transformadores es de 960 MVA, lo que permitirá mantener un margen de seguridad ante la salida de alguna unidad que se encuentre en servicio.

3.3.2 Análisis y Resultados

El análisis se realizó a partir de la topología de operación normal del Norte Grande en horario nocturno, es decir:

- Ambos circuitos de la línea 2x500 kV Changos - Kimal en servicio.
- Ambos transformadores 500/220 kV de S/E Kimal en servicio.
- Los tres transformadores 500/220 kV de S/E Changos en servicio.
- Ambos circuitos de la línea 2x220 kV Changos - Kapatour en servicio.
- Barras de 220 kV de S/E Jádresic desacopladas, con las centrales PE Kallpa y PE Taltal inyectando su energía por medio de ambos circuitos de la línea 2x220 kV Jádresic - Monte Mina.

Adicionalmente, la demanda de la zona Norte Grande en escenario nocturno es suministrada básicamente por los enlaces de transformación 500/220 kV de las SS/EE Kimal y Changos, más la generación interna proveniente de centrales térmicas: Tocopilla U16, Mejillones CTM3 (TG y TV), todas las unidades de la central Kelar, ambas unidades de la central Angamos, ambas unidades de la central Cochrane y las tres unidades de la central Geotérmica Cerro Pabellón.

3.3.2.1 Maniobra de apertura de un circuito de la línea 2x220 kV Kimal - Encuentro:

La tabla siguiente presenta un resumen con la redistribución de flujos con la apertura de un circuito de la línea 2x220 kV Kimal - Encuentro, manteniendo los interruptores del extremo Kimal cerrados con su desconectador de línea abierto (diagonales cerradas). Además, se considera la topología de operación normal en el resto del Norte Grande. Para este cálculo, se ha establecido un escenario de transferencia de 850 MVA por los transformadores 500/220 kV de S/E Kimal. Por otra parte, es importante señalar que, se consideran ambos circuitos de la línea 2x220 kV Kimal - Encuentro repotenciados, con una capacidad de 1000 MVA a 35°C con sol, según proyecto NUP 3883 con fecha estimada de entrada en operación para el 31 de octubre de 2025.

Tabla 3.6: Redistribución de flujos ante la apertura de un circuito de la línea 2x220 kV Kimal - Encuentro

Punto de medición	Caso base [MVA]	Apertura de un circuito de línea 2x220 kV Kimal - Encuentro [MVA]	Variación con referencia en Kimal [%]
S/E Kimal 500 -> 220 kV	850.60	838.20	↓ 1.4%
Changos -> Kapatur 2x220 kV	265.60	264.40	↓ 0.4%

3.3.2.2 Maniobra de apertura de ambos circuitos de la línea 2x220 kV Kimal - Encuentro:

La tabla siguiente presenta un resumen con la redistribución de flujos con la apertura de ambos circuitos de la línea 2x220 kV Kimal - Encuentro, manteniendo los interruptores del extremo Kimal cerrados con sus desconectores de línea abiertos (diagonales cerradas). Para este cálculo, se ha establecido un escenario de transferencia de 850 MVA por los transformadores 500/220 kV de S/E Kimal.

Tabla 3.7: Redistribución de flujos ante la apertura de ambos circuitos de la línea 2x220 kV Kimal - Encuentro

Punto de medición	Caso base [MVA]	Apertura línea 2x220 kV Kimal - Encuentro [MVA]	Variación con referencia en Kimal [%]
S/E Kimal 500 -> 220 kV	850.60	666.40	↓ 21.6%
Changos -> Kapatur 2x220 kV	265.60	334.20	↑ 25.8%

3.3.2.3 Maniobra de apertura de ambos circuitos de la línea 2x220 kV Kimal - Laberinto:

La tabla siguiente presenta un resumen con la redistribución de flujos con la apertura de ambos circuitos de la línea 2x220 kV Kimal - Laberinto, manteniendo los interruptores del extremo Kimal cerrados con sus desconectores de línea abiertos (diagonales cerradas). Para este cálculo se ha establecido un escenario de transferencia de 850 MVA por los transformadores 500/220 kV de S/E Kimal. Es importante señalar que la apertura de uno o ambos circuitos de la línea mencionada no reduce la transferencia a través de los transformadores de la subestación Kimal. Sin embargo, el efecto combinado con la desconexión de ambos circuitos de la línea 2x220 kV Kimal - Encuentro resulta favorable, lo que se evalúa en el ítem 3.3.2.4.

Tabla 3.8: Redistribución de flujos ante la apertura de ambos circuitos de la línea 2x220 kV Kimal - Laberinto

Punto de medición	Caso base [MVA]	Apertura de ambos circuitos de la línea 2x220 kV Kimal - Laberinto [MVA]	Variación con referencia en Kimal [%]
S/E Kimal 500 -> 220 kV	850.60	874.00	↑ 2.7%
Changos -> Kapatur 2x220 kV	265.60	247.60	↓ 6.7%

3.3.2.4 Maniobra de apertura simultanea de ambos circuitos de las líneas 2x220 kV Kimal - Encuentro y 2x220 kV Kimal - Laberinto:

La tabla siguiente presenta un resumen con la redistribución de flujos con la apertura de ambos circuitos de las líneas 2x220 kV Kimal - Encuentro y 2x220 kV Kimal - Laberinto, manteniendo los interruptores del extremo Kimal cerrados con sus desconectores de línea abiertos (diagonales cerradas). Para este cálculo se ha establecido un escenario de transferencia de 850 MVA por los transformadores 500/220 kV de S/E Kimal.

Tabla 3.9: Redistribución de flujos ante la apertura simultanea de ambos circuitos de las líneas 2x220 kV Kimal - Encuentro y 2x220 kV Kimal - Laberinto.

Punto de medición	Caso base [MVA]	Apertura de ambos circuitos de las líneas [MVA]	Variación con referencia en Kimal [%]
S/E Kimal 500 -> 220 kV	850.60	633.60	↓ 25.5%
Changos -> Kapatur 2x220 kV	265.60	326.60	↑ 22.9%

3.3.2.5 Salida de servicio de la unidad N°1 de la central Cochrane:

La tabla siguiente presenta un resumen con la redistribución de flujos con salida de la unidad N°1 de la central Cochrane, considerando la topología de operación normal para el resto del Norte Grande. Para este cálculo, se ha establecido un escenario de transferencia de 850 MVA por los transformadores 500/220 kV de S/E Kimal.

Tabla 3.10: Redistribución de flujos ante la salida de la unidad N°1 de la central Cochrane.

Punto de medición	Caso base [MVA]	Salida unidad N°1 central Cochrane (90 MW) [MVA]	Variación con referencia en Kimal [%]
S/E Kimal 500 -> 220 kV	850.60	915.80	↑ 7.6%
Changos -> Kapatur 2x220 kV	265.60	258.80	↓ 2.5%

3.3.2.6 Salida de servicio de la unidad N°1 de la central Angamos:

La tabla siguiente presenta un resumen con la redistribución de flujos con salida de la unidad N°1 de la central Angamos, considerando la topología de operación normal para el resto del Norte Grande. Para este cálculo se ha establecido un escenario de transferencia de 850 MVA por los transformadores 500/220 kV de S/E Kimal.

Tabla 3.11: Redistribución de flujos ante la salida de la unidad N°1 de la central Angamos.

Punto de medición	Caso base [MVA]	Salida unidad N°1 central Angamos (150 MW) [MVA]	Variación con referencia en Kimal [%]
S/E Kimal 500 -> 220 kV	850.60	869.20	↑ 2.1%
Changos -> Kapatur 2x220 kV	265.60	287.20	↑ 8.1%

3.3.2.7 Salida de servicio de la unidad U16 de la central Tocopilla:

La tabla siguiente presenta un resumen con la redistribución de flujos con salida de la unidad U16 de la central Tocopilla, considerando la topología de operación normal para el resto del Norte Grande. Para este cálculo se ha establecido un escenario de transferencia de 850 MVA por los transformadores 500/220 kV de S/E Kimal.

Tabla 3.12: Redistribución de flujos ante la salida de la unidad U16 de la central Tocopilla.

Punto de medición	Caso base [MVA]	Salida unidad U16 central Tocopilla (100 MW) [MVA]	Variación con referencia en Kimal [%]
S/E Kimal 500 -> 220 kV	850.60	927.80	↑ 9.0%
Changos -> Kapatur 2x220 kV	265.60	216.00	↓ 1.7%

3.3.2.8 Salida de servicio de la unidad TG1 de la central Kelar:

La tabla siguiente presenta un resumen con la redistribución de flujos con salida de la unidad TG1 de la central Kelar, considerando la topología de operación normal para el resto del Norte Grande. Para este cálculo se ha establecido un escenario de transferencia de 850 MVA por los transformadores 500/220 kV de S/E Kimal.

Tabla 3.13: Redistribución de flujos ante la salida de la unidad TG1 de la central Kelar.

Punto de medición	Caso base [MVA]	Salida unidad N°1 central Kelar (150 MW) [MVA]	Variación con referencia en Kimal [%]
S/E Kimal 500 -> 220 kV	850.60	869.40	↑ 2.2%
Changos -> Kapatur 2x220 kV	265.60	235.80	↓ 11.1%

3.3.3 Comentarios

En función de los resultados anteriores, para el análisis del caso base que contempla un escenario nocturno y fuera de servicio a las centrales térmicas IEM, CTA, CTH, “Diésel Arica” y “Tocopilla TG 1 y 2”, las sensibilidades de dejar fuera de servicio, por falla o falta de combustible, una unidad de cada central que se encuentra despachada en la zona Norte Grande, en forma no simultánea, no evidencian sobrecargas en líneas de transmisión o transformadores de poder interconectados.

A pesar de que no se ve necesario realizar reconfiguraciones, se analizó la apertura de un circuito de la línea 2x220 kV Kimal - Encuentro, donde la transferencia por los transformadores de S/E Kimal baja aproximadamente un 1.4%. Luego, desconectando ambos circuitos de la línea 220 kV Kimal - Encuentro, la transferencia bajó aproximadamente un 21.6%. Posteriormente, se analizó la apertura simultánea de ambos circuitos de las líneas 2x220 kV Kimal - Encuentro y 2x220 kV Kimal - Laberinto, resultando en una reducción de la transferencia de aproximadamente un 25.5%. No se visualizaron sobrecargas ante alguna contingencia simple en líneas, barras o transformadores, en forma no simultánea, manteniéndose la condición de seguridad N-1 en la zona.

Por otra parte, es relevante mencionar que, las condiciones analizadas mejoran si se consideran en servicio tanto los parques eólicos como los BESS ubicados principalmente al norte de la S/E Kimal, dado que tienen un efecto más favorable y directo en las transferencias de dicha subestación.

3.4 Inercia disponible en máquinas síncronas en la zona Norte Grande

Considerando las centrales síncronas disponibles que se encuentran conectadas en la zona del Norte Grande, se totalizan del orden de 26,6 GVAs de inercia. Con el retiro de servicio de las unidades en cuestión, la inercia en esta zona del SEN se reduce a 24,2 GVAs.

Las centrales en retiro aportan con una inercia de 2,3 GVAs (10%) en la zona del Norte Grande con respecto a la eventual inercia total a requerir en dicha zona a la fecha del retiro de las centrales (8-12,5 GVAs) y que se utilizaría en el proceso de programación de la operación del SEN.

3.4.1 Verificación de la inercia en máquinas síncronas disponibles en la zona Norte Grande

Se realiza un análisis adicional para determinar los niveles de inercia disponible en la zona del Norte Grande considerando la posible indisponibilidad de unidades según su respectiva tasa de salida forzada en todo momento. Este análisis considera, adicionalmente, no disponible la unidad IEM (2.4 GVAs), la cual estaría fuera de servicio durante el primer semestre del año 2026 debido a trabajos de reconversión. La Figura 3.1 presenta una curva de suficiencia de inercia la cual indica en el eje de las ordenadas, la probabilidad de que la inercia disponible sea inferior al valor correspondiente de inercia en el eje de las abscisas, destacando particularmente, el rango establecido para la zona del Norte Grande (área achurada en el gráfico). Se separa en 2 curvas para presentar el nivel de impacto de las eventuales unidades a retirar: Caso Base y Caso 2 (en caso de atrasar su retiro) descrito en la sección 1, literal g.

De la revisión de estas curvas es posible verificar que la inercia disponible del Norte Grande con el retiro de las unidades en cuestión (Caso base) sería superior a 12,5 GVAs al menos en el 99,998% del tiempo. Dicho de otra manera, la diferencia en las curvas en el rango de inercias requerido es imperceptible.

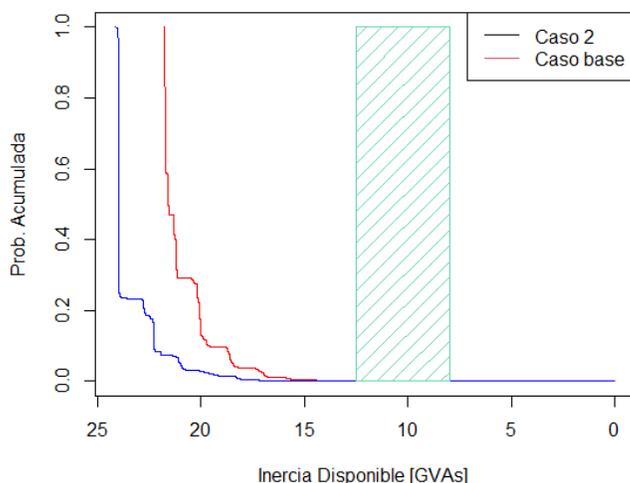


Figura 3.1: Suficiencia de la inercia en la zona del Norte Grande Norte Grande, según tasas de salida forzada

3.5 Servicios Complementarios y Control de Tensión

Las unidades CTA y CTH están verificadas para la prestación del servicio complementario de Control de Frecuencia en las subcategorías de CPF y CTF en Giro y se encuentran instruidas para la prestación del servicio complementario de Control de Tensión.

Adicionalmente, las unidades Ter Hornitos U1 y Ter Andina U1 están consideradas en el PDCE asociado a la pérdida de ambos circuitos de algún tramo del sistema de 500 kV entre S/E Los Changos y S/E Lo Aguirre, particularmente, como recursos para el EDAG y, por lo tanto, su retiro no impacta al esquema más allá de habilitar a otras unidades para ser parte de ese recurso estabilizante.

En lo que respecta al SC de Control de Frecuencia, los recursos disponibles son suficientes para cubrir los requerimientos sistémicos en ausencia de las unidades individualizadas previamente.

En el caso de Control de Tensión, estas unidades se encuentran instruidas directamente para la prestación de este SC. En su ausencia, actualmente existen recursos para cubrir los requerimientos en la zona, tales como los PFV que son capaces de realizar control de tensión en ausencia del recurso primario.

Finalmente, y en relación con el PDCE mencionado anteriormente, las unidades CTA y CTH están consideradas en el EDAG Zona Norte. Al respecto, estos recursos pueden ser reemplazados realizando los ajustes en los relés de sobrefrecuencia de otras centrales ubicadas en la zona.

3.6 Medidas de mitigación de eventuales déficits de energía

A continuación, se detallan acciones o medidas que permitirían aumentar la oferta disponible o reducir las situaciones de riesgo y eventuales déficits para condiciones adicionales a las previstas en el presente Estudio:

- i. **Gestión de la energía embalsada en centrales hidroeléctricas.** De acuerdo con los criterios considerados en la programación de la operación del SEN, por ejemplo, utilizando supuestos conservadores para la elaboración y determinación de la cantidad de las hidrologías utilizadas en la programación de mediano plazo (PLP).

La energía embalsada al 22 de agosto de 2025 y a la misma fecha del año anterior, se resumen en la siguiente tabla.

Tabla 3.14 Comparación energía embalsada 22/ago/2024 y 22/ago/2025.

Embalse (Central)	22-ago-2024	22-ago-2025	Aumento (2025-2024)
Lago Chapo (Canutillar)	165,8	248,9	83,1
Embalse Rapel (Rapel)	37,8	36,6	-1,1
Laguna La Invernada (Cipreses)	84,9	58,8	-26,1
Embalse Melado (Pehuenche)	3,2	0,5	-2,7
Embalse Colbún (Colbún)	331,7	212,9	-118,8
Laguna Laja (El Toro) Derechos Generación (Uso may - nov)	461,9	192,3	-269,6
Embalse Ralco (Ralco)	388,0	75,0	-313,0
Embalse Pangue (Pangue)	6,0	4,7	-1,2
Laguna del Maule Derechos Generación (Uso may - sep)	251,2	-	-251,2
Total	1.730,8	829,8	-900,5

Al respecto, la energía embalsada en la fecha antes señalada es aproximadamente un 52% menor respecto del mismo día de 2024.

- ii. **Monitoreo del suministro de gas natural para generación.** Es fundamental monitorear el abastecimiento continuo del gas importado desde Argentina conforme con los niveles diarios establecidos en los contratos de suministro, así como, cumplir con la disponibilidad mensual del GNL informado por las respectivas empresas coordinadas en los Informes ADP 2025 y previsto en los ADP siguientes, así como adquirir GNL spot para la zona centro, con el objetivo de contar con disponibilidad de gas natural suficiente para la operación continua de las centrales que operan con dicho combustible. Al respecto, el Coordinador ha solicitado a las empresas realizar gestiones específicas para la adquisición y disponibilidad de dicho combustible ^{6 7 8 9 10 11}.
- iii. **Monitoreo de disponibilidad de centrales generadoras que utilizan diésel.** Para esto, los Coordinados propietarios de estas centrales deben adoptar al menos dos acciones:
 - a. **Mantener el nivel máximo de almacenamiento de diésel en estanques.** Así, se tendría un stock de aproximadamente 50.000 m3 en las centrales con generación diésel y 27.000 m3 en centrales que lo utilizan como combustible alternativo.

⁶ Carta DE01839-25 del 27 de marzo de 2025.

⁷ Carta DE03458-25 del 9 de junio de 2025.

⁸ Carta DE03583-25 del 12 de junio de 2025.

⁹ Carta DE03742-25 del 18 de junio de 2025.

¹⁰ Carta DE04554-25 del 24 de julio de 2025.

¹¹ Carta DE04581-25 del 25 de julio de 2025

El Coordinador ha mantenido el monitoreo permanente del volumen de diésel efectivamente almacenado, solicitando acciones en caso de constatar disminuciones del volumen almacenado de forma de detectar eventuales indisponibilidades de las centrales generadoras diésel e informar a la autoridad, eventuales incumplimientos de instrucciones de coordinación.

Este stock de combustible puede ser utilizado para cubrir déficit de oferta de generación para períodos específicos, llegando a consumos máximos del orden de 10.000 m³ de diésel diarios, por un período de corto plazo (del orden de días).

- b. **Asegurar la disponibilidad de combustible diésel.** Los Coordinados propietarios de centrales de generación diésel deben adoptar todas las acciones tendientes para asegurar el suministro de combustible, a fin de que sus centrales generadoras cumplan con las instrucciones de coordinación que instruya el Coordinador, de forma que no presenten indisponibilidad cuando son requeridas. En este sentido, en el numeral 3 del Anexo 6, se puede observar una actualización del resumen del catastro de mecanismos de suministro de combustibles solicitados a las empresas Coordinadas.

Al respecto, el 03 de julio el Coordinador ha solicitado¹² antecedentes actualizados para profundización de los volúmenes firmes establecidos en los contratos y cláusulas respectivas, tanto para distribución terrestre y oleoductos, para precisar el volumen, tiempos de entrega y vigencia del suministro firme de diésel para generación eléctrica en el SEN.

- iv. **Gestión de trabajos programados en líneas y centrales del SEN.** Respecto de los trabajos localizados al norte de S/E Parinas, éstos pueden ser ajustados o reprogramados en función de la disponibilidad del sistema de transmisión local, recurso eólico esperado y centrales térmicas que permitan brindar la condición de seguridad requerida durante dichas desconexiones. Asimismo, es posible gestionar el desplazamiento de los mantenimientos programados de larga duración de unidades generadoras en períodos de riesgo con el fin de mitigar la estrechez de suministro.
- v. **Plan de Defensa contra Contingencias Extremas.** Asociado a contingencia relacionada a la pérdida de ambos circuitos del sistema de 500 kV en algún tramo entre S/E Los Changos y S/E Lo Aguirre. Respecto del PDCE, se debiese adecuar el EDAG asociado al EDAG Final, dado que se incluyen en éste, las unidades CTA y CTH. En cualquier caso, su retiro no impacta al esquema, más allá de habilitar a otras unidades para ser parte de ese recurso estabilizante

¹² Carta DE04062-25 del 03 de julio de 2025.

4. COMENTARIOS FINALES

De acuerdo con los resultados obtenidos en el presente informe, bajo las condiciones evaluadas para las modificaciones relevantes consistentes en la reconversión de las unidades Ter Andina U1 de la central Ter Andina (CTA) y Ter Hornitos U1 de la central Ter Hornitos (CTA), iniciando la desconexión de las centrales a partir del día 10 de mayo de 2026 y entrando en operación con las modificaciones antes descritas el 1 de octubre de 2028, se puede concluir que:

- No se degrada la seguridad de servicio para condiciones normales de operación e hidrología seca, exceptuando aquellas condiciones hidrológicas extremas estudiadas, como los años 1968/69, 1998/99 o 1968/69&2021/22.
- En caso de una condición hidrológica de sequía extrema (combinación años más secos de la estadística 68-69&21-22) y simultáneamente, indisponibilidades prolongadas de 2 unidades generadoras relevantes, nula disponibilidad de gas natural importado desde Argentina y limitación del suministro diario de diésel, se prevén condiciones ajustadas en el abastecimiento, puesto que, en algunos meses, los consumos de diésel están en torno al límite diario de suministro. Si bien no se prevé déficit de energía en esta condición, se proyecta riesgo de desabastecimiento para abril del año 2028 de 70,6 GWh, equivalente al 1% del consumo proyectado para dicho mes.

Dicha situación se profundiza durante la primera semana de junio 2026 en escenarios con bajo aporte ERV (15% factor de planta para centrales solares y eólicas en todo el SEN y 0% de factor de planta para centrales eólicas del Norte Grande, valores registrados en algunos eventos meteorológicos durante 2024) o indisponibilidad de ambos circuitos de la línea 500 kV Jadresic – Cumbres. En dichos casos, donde coinciden simultáneamente indisponibilidades de recursos de generación y transmisión, el déficit de energía semanal podría alcanzar 218 GWh representando un 13,2 % de la demanda semanal del SEN. Sin perjuicio de lo anterior, el riesgo de déficit antes señalado no se mitiga completamente con la operación de CTA y CTH.

Al respecto, para disminuir o eliminar los eventuales déficits en las condiciones simuladas en el presente estudio u otras situaciones que comprometan el abastecimiento, se deberían implementar las siguientes acciones:

- 1) Condicionar la desconexión de las centrales CTA y CTH para una fecha posterior al término de la modificación relevante asociada a la reconversión de la unidad IEM a gas natural. Con esta medida se mitigan los riesgos asociados a no contar con unidades eficientes para satisfacer los requerimientos de inercia de la zona Norte Grande del SEN y eventuales riesgos de déficit de energía bajo condiciones más adversas que las presentadas en este estudio.

Adicionalmente, con indisponibilidades de unidades generadoras relevantes (Caso 3, Caso 4, Caso 5, Caso C, Caso D, Caso E y Caso F), es fundamental contar con una mayor disponibilidad de gas natural (GNL de ADP o spot, así como GN argentino) respecto del considerado en este estudio, para mantener una operación continua de toda la capacidad de generación que utiliza dicho combustible, con el objetivo de que los consumos de diésel no se vean afectados por la logística de suministro diario.

Asimismo, se deberá gestionar también la energía embalsada y los stocks de diésel que se requieran, a efectos de garantizar que el sistema cuente con máxima disponibilidad de este combustible en estanques (50.000 m³), con su oportuna reposición, para gestionar días de bajo aporte ERV asociados a fenómenos meteorológicos u otras indisponibilidades de corta duración de generación eficiente. Adicionalmente, en las condiciones extremas se debería habilitar el oleoducto para el suministro de diésel en los ciclos combinados de la zona centro para los meses de mayor estrechez de abastecimiento, a efectos de reducir el suministro a través de transporte terrestre.

- 2) Gestionar el ingreso de nuevos proyectos de generación renovable, transmisión, y en particular, los sistemas de almacenamiento, puesto que el déficit de energía en las condiciones simuladas, en los casos de mayor impacto en el abastecimiento, se concentra en las horas de noche y madrugada.
- 3) Gestionar la autorización de los trabajos programados en el sistema de transmisión y mantenimientos de unidades generadoras de modo de minimizar restricciones en el aporte de generación en períodos de riesgo de déficit de energía.

Por otra parte, no se verifican riesgos para cumplir con la inercia mínima en la zona del Norte Grande y para cumplir con las reservas para el Control de Frecuencia requeridas por el SEN.

Respecto de eventos particulares para tener en cuenta durante la operación del sistema, cabe destacar no se verifica congestiones en los transformadores 500/220kV de S/E Kimal ante la posible indisponibilidad en horario nocturno de una unidad sincrónica relevante del Norte Grande.

5. ANEXOS

- 1) Plan de Obras de Generación.
- 2) Acuerdo de Operación y Recuperación del Lago Laja complementa Convenio de 1958, Carta Enel Generación GC N°0415 del 17 de noviembre de 2017.
- 3) Convenio de uso eficiente de recursos hídricos, Asociación Canal Maule Sur – Sector Alto, Carta Colbún GM N°158/2020.
- 4) Implementación de restricción cota mínima en Lago Chapo, Carta GO N°136/2025.
- 5) Restricciones de cota mínima Embalse Rapel, Carta Enel Generación GC-N°0051.
- 6) Proyecciones de Costos, Costos Combustibles y Disponibilidad.