

ESTUDIO DE CONFIABILIDAD SEN
REPORTE DE OPERACIÓN SIN CARBÓN AL 2030

COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL

diciembre de 2024



CONTENIDO

1.	Resumen ejecutivo.....	3
2.	Objetivos	5
2.1	Objetivo general	5
2.2	Objetivos específicos	5
3.	Alcance del Estudio	5
4.	Desarrollo del SEN: Planes de obras	5
4.1	Metodología	6
4.2	Escenarios, supuestos y consideraciones	7
4.3	Resultados – año 2030	12
5.	Análisis de suficiencia	13
5.1	Metodología	13
5.1.1	Modelo MT	13
5.1.2	Modelo ST	13
5.2	Escenarios, supuestos y consideraciones	14
5.3	Resultados – año 2030	17
5.3.1	Resultados de Generación	17
5.3.2	Proyección de costos marginales	19
5.3.3	Operación de sistemas de almacenamiento	21
5.3.4	Reducción de energía proveniente de fuentes renovables variables (<i>Curtailment</i>).....	22
5.3.5	Flujo entre el norte y el centro-sur del SEN	22
5.3.6	Aporte a la inercia por unidades síncronas.....	24
5.3.7	Emisiones de gases de efecto invernadero.....	25
5.3.8	Consumo de combustibles fósiles.....	26
5.3.9	Resultados seguridad de abastecimiento	29
6.	Análisis de seguridad de servicio.	30
6.1	Bases de datos DlgSILENT Power Factory.....	30
6.1.1	Nuevas obras.....	30
6.1.2	Escenarios bases.....	31
6.2	Estudio de control de tensión.....	36
6.2.1	Metodología.....	36
6.2.2	Resultados	36

6.3	Estudio de control de frecuencia.....	38
6.3.1	Metodología.....	39
6.3.2	Resultados.....	41
6.4	Comentarios finales.....	43
7.	Conclusiones.....	45
7.1	Recomendaciones.....	48
8.	Anexos.....	50
8.1	Costos de Combustibles.....	50
8.2	Costos de inversión de tecnologías de generación y almacenamiento.....	52

1. RESUMEN EJECUTIVO

De acuerdo con lo establecido en la Hoja de Ruta para una Transición Energética Acelerada: Visión del Coordinador Eléctrico Nacional, recientemente actualizada, el objetivo del estudio es aportar los análisis necesarios para facilitar una transición ordenada hacia un sistema 100% renovable al año 2030, que sea seguro y eficiente y factible de implementar, de modo que no sólo conlleve bajas emisiones en su operación, sino que resulte beneficioso para los todos los usuarios finales de energía eléctrica.

En este contexto, y con el propósito de contribuir a una discusión y colaboración abierta y transparente con la industria y grupos de interés, se pone a disposición el presente Estudio de Confiabilidad SEN – Reporte de Operación sin Carbón al 2030, el cual analiza la confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en un escenario de retiro de todas las centrales térmicas que utilizan carbón al año 2030 a efectos de identificar los recursos técnicos y condiciones habilitantes para garantizar la seguridad del servicio eléctrico y la operación más económica del SEN.

Al respecto, el Estudio aborda los siguientes aspectos:

- Suficiencia: capacidad del sistema para abastecer la demanda de energía y potencia máxima del sistema; en particular, considerando riesgos asociados a la variabilidad normal y extrema de la generación solar y eólica, así como de la incertidumbre hidrológica.
- Seguridad de servicio: respuesta del sistema ante contingencias en líneas y/o unidades generadoras, considerando los recursos técnicos disponibles.

Para cumplir con el objetivo del estudio, se estableció un calendario referencial de retiro de las centrales a carbón para luego determinar un plan de obras referencial que haga viable un escenario de retiro del 100% de centrales a carbón al 2030. Posteriormente, se realizaron simulaciones de la operación del SEN con detalle horario para todo el año 2030, con el objeto de comprender la situación de abastecimiento del sistema, tanto para condiciones normales de operación, así como ante escenarios críticos para su abastecimiento, que consideran: escenarios de mayor crecimiento de la demanda, hidrologías más secas de la estadística e hidrologías extremas, indisponibilidades de unidades generadoras relevantes y reducción del recurso primario solar y eólico, debido, a por ejemplo, eventos meteorológicos extremos. Adicionalmente, se realizaron simulaciones estáticas y dinámicas para verificar el cumplimiento de los estándares de seguridad en el servicio eléctrico.

A partir de los resultados, se concluye que en condiciones normales de operación (escenario *E0* y *E1*) y para condiciones hidrológicas media (probabilidad excedencia 50%) y seca (probabilidad excedencia 90%), se podrían retirar todas las centrales a carbón sin comprometer el abastecimiento del SEN ni la seguridad de servicio. En este contexto, la generación en base a gas natural permite compensar la variabilidad hidrológica y es fundamental que las centrales ERV basadas en tecnología IBR se habiliten para proveer servicios de Control de Frecuencia y Control de Tensión. En todo caso, en escenarios críticos para el abastecimiento, debido a indisponibilidades de centrales que operan con gas natural, hidrología seca o extrema, así como ante escenarios con una disminución abrupta del recurso renovable variable (escenario *E2*, *E3*, *E4* y *E5*), se requeriría contar con un *respaldo* de energía firme, en el que un adecuado suministro de combustible diésel sería fundamental para gestionar los riesgos de desabastecimiento del SEN.

Desde el punto de vista de las inversiones, el plan de obras al año 2030 en transmisión, generación y almacenamiento, asciende a una suma del orden de 13.000 MMUSD, destacando un fuerte crecimiento de sistemas de almacenamiento de tecnología BESS, entre 2, 4, 6 y 8 horas, proyectando una capacidad instalada total de 5,6 GW de dicha tecnología al año 2030. Adicionalmente, para garantizar la fortaleza de red (control dinámico de tensión y potencia de cortocircuito), considerando sólo una solución del tipo Condensadores Sincrónicos, se requeriría el equivalente a 1.000 MVA de capacidad instalada adicional. Además, el Coordinador está desarrollando sensibilidades (estudios RMS y EMT) considerando soluciones del tipo *Grid Forming* (GFM).

Desde el punto de vista de la participación de fuentes de energía para el abastecimiento de la demanda del SEN, el Estudio proyecta que en los escenarios que consideran un crecimiento de la demanda medio y alto, la participación de tecnologías Energía Renovable Variable (ERV) alcanzan montos cercanos al 70% de la demanda total del año 2030, es decir, similar a lo anticipado en la Hoja de Ruta – en su versión 2022 y 2024. Si se considera además el aporte de las centrales de tecnología hidráulica, la participación anual de energías de fuentes renovables se encuentra entre un 84% y un 93%. Adicionalmente, la participación de tecnologías de almacenamiento con baterías está en torno al 10% de la demanda eléctrica anual.

Por último, el estudio se estructura en base a 6 secciones, donde en la sección 1 y 2 se describen los objetivos específicos y alcances de los análisis realizados. Posteriormente, la sección 3, 4 y 5 se presenta la metodología, supuestos y consideraciones para la elaboración del plan de obras, análisis de suficiencia y análisis de seguridad del servicio, respectivamente. Finalmente, en la sección 6 contiene un resumen de los principales hallazgos y recomendaciones del estudio.

2. OBJETIVOS

2.1 Objetivo general

Analizar la confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en un escenario de retiro de todas las centrales térmicas que utilizan carbón al año 2030, a través de simulaciones de operación económica y eléctricas, con el objeto de identificar los recursos técnicos y condiciones habilitantes para garantizar una operación segura y a mínimo costo del SEN.

2.2 Objetivos específicos

Se consideran los siguientes objetivos específicos:

- Encontrar un plan de obras indicativo que permita cumplir con el objetivo de la descarbonización del parque generador al 2030.
- Evaluar la situación de abastecimiento del SEN en un escenario de descarbonización al 2030, identificando condiciones o factores que puedan poner en riesgo el abastecimiento de la demanda, así como la provisión de servicios complementarios (SSCC), considerando escenarios esperados, así como escenarios críticos de la disponibilidad de energía desde recursos hidroeléctricos y renovables variables.
- Evaluar la seguridad de servicio del SEN ante contingencias de elementos del sistema de transmisión y unidades generadoras, considerando simulaciones en estado estático y dinámico.
- Identificar los recursos técnicos, servicios complementarios, políticas de operación, recomendaciones regulatorias, entre otros factores o condiciones habilitantes, que permitan garantizar la operación segura y a mínimo costo del SEN en los escenarios evaluados.

3. ALCANCE DEL ESTUDIO

El estudio de confiabilidad aborda los siguientes aspectos:

- **Suficiencia:** condiciones de abastecimiento de la demanda de energía y potencia máxima del sistema, en particular, considera riesgos asociados a la variabilidad normal y extrema de la generación solar y eólica, así como la incertidumbre hidrológica.
- **Seguridad de servicio:** respuesta del sistema ante contingencias en líneas y/o unidades generadoras, considerando la topología del sistema y recursos técnicos para SSCC.

Cabe señalar que el análisis sobre la calidad de servicio definida en el literal r, Art 225 de la Ley, no es parte del presente estudio.

4. DESARROLLO DEL SEN: PLANES DE OBRAS

Se proyectan escenarios de expansión para el parque generador y de almacenamiento durante el período 2024-2044, a través de un proceso de optimización de inversiones. Este proceso permite identificar posibles desarrollos del

parque generador y almacenamiento en un contexto de mercado competitivo. A continuación, se detalla la metodología, supuestos y resultados.

4.1 Metodología

El proceso de optimización utilizado para la obtención de los planes de obra generación-almacenamiento consta de dos etapas, una primera etapa en la que se identifican las inversiones óptimas generación-almacenamiento-transmisión que se requieren para abastecer la demanda de largo plazo, y una segunda etapa en la que se identifica el efecto de incorporar requerimientos operativos en el problema de optimización, sobre las inversiones óptimas generación-almacenamiento. En particular, en la Figura 4-1 se presenta un diagrama del proceso de optimización.

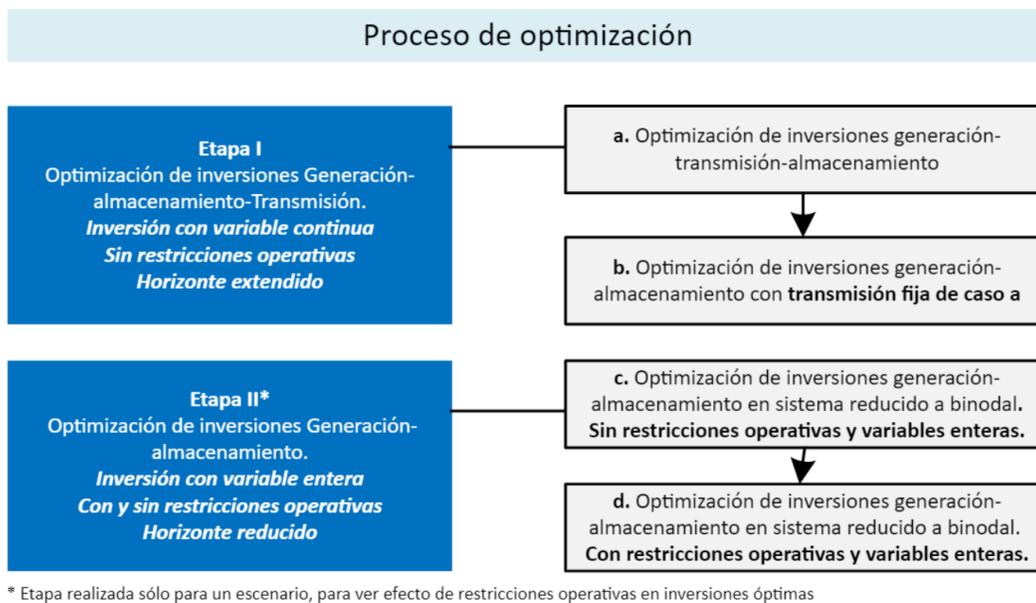


Figura 4-1: Diagrama con etapas del proceso de optimización

- Etapa I

En esta etapa se realiza la identificación de inversiones óptimas generación-almacenamiento-transmisión. Esta identificación se realiza en primer lugar, a partir de la solución de un problema de optimización con variables de inversión continuas, y con duración de etapas de optimización de 10 años para un horizonte de 20 años (optimizaciones a). En una fase posterior, y considerando que las variables de inversión en transmisión son también continuas, se fijan los niveles de inversión en transmisión cuando el nivel de instalación supera un determinado umbral, y se procede a obtener los niveles óptimos de inversión de generación-almacenamiento, considerando variables de inversión continuas, y con duración de etapas de 10 años para un horizonte de 20 años (optimizaciones b). En este contexto, la simplificación de utilizar variables de inversión continuas para resolver el problema de optimización obedece al aumento del tamaño del problema asociado a disponer de gran cantidad de alternativas de almacenamiento candidatas de expansión, y la extensión de las etapas de optimización a 10 años. En cuanto a la extensión de las etapas de optimización, éstas se realizaron con el fin de privilegiar una visión más extendida, pero

con menos detalles operativos y simplificaciones, versus una duración más reducida de las etapas de optimización, con mayor detalle operativo, pero con menos visión de los cambios asociados a la transición energética.

- **Etapas II**

Adicionalmente, y sólo con el fin de identificar el efecto de incorporar requerimientos y detalles operativos al problema de optimización de inversiones, se realizan optimizaciones de inversión generación-almacenamiento (considerando la transmisión fija obtenida de las optimizaciones a) para casos sin y con restricciones operativas, considerando una duración reducida de las etapas de optimización. En primer lugar, se resuelve un problema de optimización de inversiones generación-almacenamiento con variables enteras para inversión, pero continuas para operación, con duración de etapas de 1 año para un horizonte de 20 años (optimizaciones c), y luego se resuelve un problema de optimización de inversiones generación-almacenamiento con variables enteras para inversión-operación, considerando requerimientos operativos, y duración de etapas de 1 año para un horizonte de 20 años (optimizaciones d). La duración escogida para las etapas de optimización es reducida, considerando que incorporar variables enteras en operación e inversión, sumado a la incorporación de restricciones operativas, incrementa el tamaño del problema de optimización y por ende, los tiempos de convergencia. En este contexto, esta etapa de optimización se resuelve sólo para un escenario escogido, ya que sólo tiene como fin ver el efecto de los requerimientos operativo sobre las decisiones óptimas de inversión. Finalmente, un resumen de los distintos casos de optimización se presenta en la Tabla 4-1.

Tabla 4-1: Tabla optimizaciones

Casos	Optimización de Inversiones	Etapas Optimización	Restricciones Operativas	Variables
Optimizaciones a	Generación-transmisión-almacenamiento	10 años / 2 Etapas	Sin Restricciones Operativas	Continuas
Optimizaciones b	Generación-almacenamiento (Transmisión de caso a)	10 años / 2 Etapas	Sin Restricciones Operativas	Continuas
Optimizaciones c ¹	Generación-almacenamiento (Transmisión de caso a)	1 año / 20 Etapas	Sin Restricciones Operativas	Enteras Inversión, Continuas Operación
Optimizaciones d ¹	Generación-almacenamiento (Transmisión de caso a)	1 año / 20 Etapas	Con Restricciones Operativas de Inercia, CPF, CSF y Rampas	Enteras Inversión y Operación

4.2 Escenarios, supuestos y consideraciones

- **Horizonte de Estudio**

El estudio considera un horizonte de 20 años, desde 2024 a 2044.

- **Proyección de Demanda**

Se utiliza la proyección de demanda elaborada por el Coordinador para la elaboración de la Propuesta de Expansión de Transmisión 2025, cuyos detalles se presentan en el informe “Proyección de Demanda del SEN, período 2024-

¹ Optimizaciones sólo para un Escenario

2044”². El gráfico resumen de la proyección de demanda de energía y sus tasas de crecimiento se presenta en la Figura 4-2.

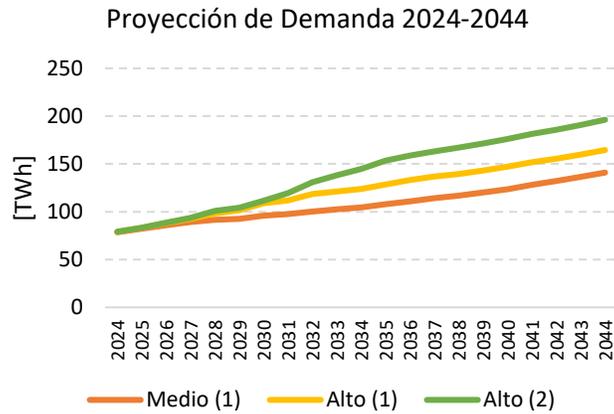


Figura 4-2: Proyección de Energía período 2024-2044

- **Costos de Combustibles**

Se utilizan proyecciones de costos de GNL, carbón y diésel elaboradas por el Coordinador. Para el GNL se utilizó información de los contratos actualizando proyecciones de los indexadores Henry Hub y Brent, mientras que para el carbón y el diésel se utilizaron los costos vigentes informados por el Departamento de Análisis Económico del Coordinador de marzo de 2024, actualizados según la variación de factores proyectados del API2 y el Brent. Se debe destacar que para los años en que no se dispone de información de proyección de los factores API2, Brent y Henry Hub, los costos de los combustibles utilizados para extender la proyección corresponden a los costos obtenidos para el último año en que se dispuso de proyección del factor respectivo. Estas proyecciones de costos se presentan en el Anexo 8.1.

- **Serie hidrológicas**

Se utiliza, como estimación del comportamiento futuro, la información de 29 años hidrológicos cuya probabilidad de excedencia estimada de la media de la muestra es cercana a un 80%. Para la construcción de dicha serie se considera, como fuente de información preliminar, la data histórica disponible correspondiente a 64 series hidrológicas para las centrales hidráulicas de embalse y pasada, que corresponden a información del período 1960-2023. A partir de esta información, se construyen series hidrológicas obtenidas sólo a partir de la estadística hidrológica del período 1995-2023, es decir, 29 series hidrológicas. En forma adicional, se agregan nuevamente las 3 hidrologías más secas de la estadística (representativas de los años hidrológicos 1998-1999, 1968-1969 y 2021-2022), llegando a un total de 32 series hidrológicas, de forma tal de utilizar un criterio conservador relativo a la suficiencia de energía del sistema.

² <https://www.coordinador.cl/desarrollo/documentos/prospeccion-del-sen/proyeccion-de-demanda-de-largo-plazo/2024-proyeccion-de-demanda-de-largo-plazo/>

- **Perfiles ERV**

Se utilizan datos reales históricos de perfiles de ERV diferenciados por localización de los recursos renovables para conformar perfiles de generación de centrales existentes y en construcción.

- **Modelación del SEN**

Se consideran centrales generadoras y capacidad de líneas de transmisión existentes y en construcción. Los proyectos en construcción incorporados en la modelación corresponden a los declarados en construcción según la Resolución Exenta CNE N°139 del 28 de marzo de 2024, que declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción.

- **Costos de desarrollo de tecnologías de generación y almacenamiento**

Se utilizan como referencia las proyecciones de costos de inversión IEA (International Energy Agency) de abril del año 2024³. Por su parte, las baterías de Litio candidatas de expansión, se modelaron para rangos de almacenamiento de 2, 4, 6 y 8 horas, con valores al año 2025 en un rango de 248 a 210 USD/kWh.

Se debe destacar que para la tecnología CSP se disponía de información para una planta típica de 10 horas de almacenamiento, mientras que las centrales candidatas tenían rangos de entre 6 y 13 horas, por lo que se utilizaron factores de ajuste obtenidos de información de costos de años anteriores para obtener los costos de tecnologías de Concentración Solar (CSP) de 6 y 13 horas almacenamiento a partir de la planta tipo de 10 horas de almacenamiento.

Para efectos de los costos de inversión asociados a la reconversión de plantas termoeléctricas a carbón en baterías de Carnot, se utilizó la Información del Estudio de Factibilidad de Reconversión de Unidades a Carbón en Chile, emitido por GIZ-DLR en enero 2020. Estos costos son presentados en la Tabla 4-2. Las curvas de costos definitivas se presentan en el Anexo 8.2.

Tabla 4-2: Resumen costos de inversión reconversión de plantas térmicas a baterías de Carnot

Costos de Inversión proyecto tipo 100 MW en USD/kW		
Período	Almacenamiento 12 horas	Almacenamiento 4 horas
2020-2025	1954	1036
2025 en adelante	1433	796

- **Retiro de unidades a carbón**

Se considera como base el cronograma oficial de retiro de unidades a carbón comprometidas para el período 2020-2026 a través de acuerdo público-privado entre el Ministerio de Energía y empresas propietarias de las instalaciones, incluido en la Tabla 4-3. Para las centrales que no disponen de fecha comprometida para su retiro, se utilizará un

³ <https://iea.blob.core.windows.net/assets/cb39c1bf-d2b3-446d-8c35-aae6b1f3a4a0/BatteriesandSecureEnergyTransitions.pdf>

escenario de retiro anticipado al año 2030 para los análisis, correspondiente a uno de los escenarios de actualización anual de la PELP 2022.

Tabla 4-3: Información centrales termoeléctricas a carbón y años de desconexión Escenarios actualización anual PELP 2022. Descarbonización al 2030.

Central	Zona	Retiro	Capacidad [MW]	Región	Año puesta en servicio	Años de servicio	Año desconexión
Ventanas 1	Centro	Retirada	120	Valparaíso	1964	60	2021
Bocamina	Sur	Retirada	130	Biobío	1970	54	2021
Tocopilla_U12	Norte	Retirada	87	Antofagasta	1983	41	2019
Tocopilla_U13	Norte	Retirada	86	Antofagasta	1985	39	2019
Tocopilla_U14	Norte	Retirada	136	Antofagasta	1987	37	2022
Tocopilla_U15	Norte	Retirada	132	Antofagasta	1987	37	2022
Central Tarapacá	Norte	Retirada	158	Tarapacá	1999	25	2020
Bocamina II	Sur	Retirada	350	Biobío	2012	12	2023
Ventanas 2	Centro	Retirada	220	Valparaíso	1977	47	2023
Norgener 1	Norte	Retirada	140	Antofagasta	1995	29	2024
Norgener 2	Norte	Retirada	136	Antofagasta	1997	27	2024
Central Mejillones 1	Norte	Comprometido	160	Antofagasta	1995	29	2025
Central Mejillones 2	Norte	Comprometido	174	Antofagasta	1998	26	2025
Nueva Ventanas	Centro	Comprometido (***)	272	Valparaíso	2010	14	2025
Angamos 1	Norte	Comprometido	277	Antofagasta	2011	13	2025 (***)
Angamos 2	Norte	Comprometido	281	Antofagasta	2011	13	2025 (***)
Andina	Norte	Comprometido	177	Antofagasta	2011	13	2025 (*), (***)
Hornitos	Norte	Comprometido	178	Antofagasta	2011	13	2025 (*), (***)
Campiche	Centro	Comprometido (***)	272	Valparaíso	2013	11	2025
Infraestructura Energética Mejillones (IEM)	Norte	Reconversión	375	Antofagasta	2018	6	2025 (**)
Guacolda 1	Norte	*	152	Atacama	1995	29	2028 (***)
Guacolda 2	Norte	*	152	Atacama	1996	28	2028 (***)
Guacolda 3	Norte	*	152	Atacama	2009	15	2028 (***)
Guacolda 4	Norte	*	152	Atacama	2010	14	2029 (***)
Santa María	Sur	*	370	Biobío	2012	12	2030
Guacolda 5	Norte	*	152	Atacama	2015	9	2029
Cochrane 1	Norte	*	275	Antofagasta	2016	8	2027
Cochrane 2	Norte	*	275	Antofagasta	2016	8	2027

(*) De acuerdo con Resolución Exenta CNE N°468 del 02 de septiembre de 2024, se posterga el retiro, desconexión y cese de operaciones para mayo de 2026.

(**) De acuerdo con Resolución Exenta CNE N°117 del 25 de marzo de 2024, el proceso la desconexión para la reconversión está autorizada a partir del 31 de diciembre de 2025, para su posterior conexión a partir del 1 de julio de 2026, cuando la central entre nuevamente en operación con las modificaciones requeridas para su operación con gas natural.

(***) Cabe señalar que el Calendario y Retiro y Reconversión del Plan de Descarbonización del Ministerio de Energía, publicado para Consulta Pública, considera las siguientes reconversiones de centrales:

- Reconversión de centrales Angamos, Andina y Hornitos entre los años 2025-2026, entre los años 2025-2026.

- Reconversión de Guacolda 1, 2, 3, 4 y 5, así como la central Cochrane y Santa María, posteriores al año 2030.

(****) Se prevé una eventual actualización de la fecha debido al reciente cambio de propiedad de dichas centrales.

De acuerdo con lo anterior, los resultados presentados podrían cambiar en la medida que las reconversiones antes señaladas se materialicen en el horizonte de análisis del estudio.

En la Tabla 4-4 se muestra el escenario del plan de obras de generación-almacenamiento 2024, donde se incluye la combinación de supuestos respecto de factores como demanda de energía, costos de desarrollo tecnológico, entre otros.

Tabla 4-4: Escenarios para el Plan de Obras de Generación-Almacenamiento 2024.

Factor		Escenario
Demanda Energética		Media (1)
Año descarbonización del sistema		Sin fósiles 2035/Retiro carbón 2030
Costos de inversión sistemas de almacenamiento CEN-DPR 2023	Baterías	Bajo
	Bombeo Hidráulico	Alto
	CSP	Referencial
	Batería de Carnot (GIZ)	Referencial
Costos de inversión tecnologías de generación renovables PELP 2022	Solar	Referencial
	Eólico	Referencial
	Geotérmica	Referencial
	Hidráulica	Referencial
Costos de combustibles		Referencial CEN-DPR
Reconversión unidades a carbón a Batería Carnot		2 unidades candidatas
Restricción inversiones por oposición social o limitaciones técnico-ambientales asociadas a proyectos		Baterías desde 2027
		Batería Carnot desde 2028
		CSP desde 2031
		Bombeo desde 2033
		Limitación Geotermia e Hidro
		Sin proyectos de generación con GNL
		Limitación desarrollo Transmisión Sur
Condensadores sincrónicos con volante de inercia		Desde 2027
Estadística hidrológica		Seca-27años

Incorporación demanda de hidrógeno verde: (1) Escenario Recuperación Económica Lenta | PELP

- **Sistema de Transmisión**

Respecto a obras relevantes, se considera la conexión de la línea HVDC Kimal-Lo Aguirre a partir del año 2030.

4.3 Resultados – año 2030

En cuanto al desarrollo del sistema eléctrico, la Figura 4-3 muestra el Plan de Obras de Generación-Almacenamiento para un horizonte de 20 años. Las proyecciones y tendencias muestran infraestructura de generación con gran participación de equipos basados en electrónica de potencia o inversores. Se destaca:

- Almacenamiento BESS: sistemas de almacenamiento existentes y proyectos Declarados en Construcción: **1,9 GW** (8,1 GWh). Adicionalmente, se considera una capacidad de **3,7 GW** (20,1 GWh) y **3,2 GW** (22 GWh) al año 2030 y 2035.
- Centrales fotovoltaicas: centrales existentes y proyectos Declarados en Construcción: **16,0 GW**. Adicionalmente se considera una capacidad de **1,2 GW** y **5,7 GW** al año 2030 y 2035, respectivamente.
- Centrales eólicas: centrales existentes y proyectos Declarados en Construcción: **7,3 GW**. Adicionalmente, se considera una capacidad de **3,7 GW** y **2,3 GW** al año 2030 y 2035, respectivamente.

El aumento del parque generador observado el año 2030 coincide con el inicio de operación de la línea HVDC Kimal-Lo Aguirre, y el aumento al año 2035 responde a la operación sin centrales térmicas. Adicionalmente, se espera un desarrollo limitado de las tecnologías CSP, Carnot y Geotermia.

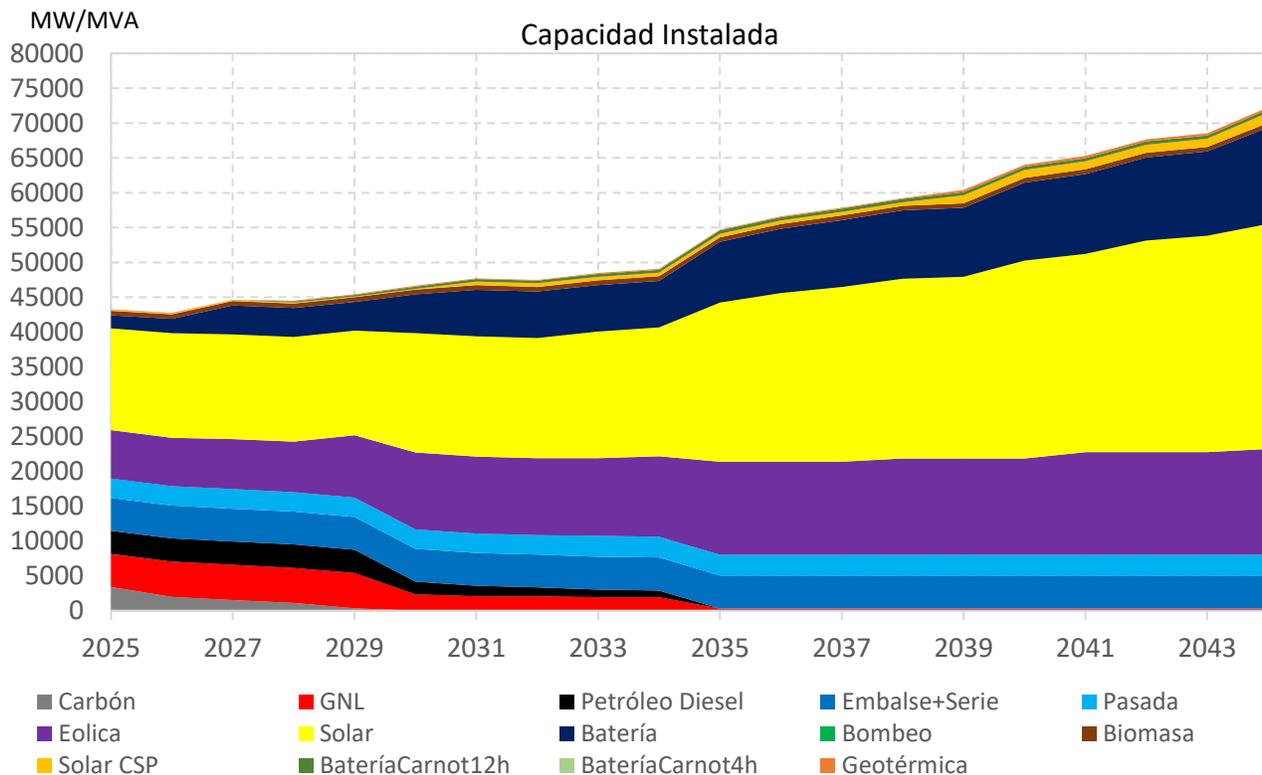


Figura 4-3 : Resultado Plan de Obras de Generación-Almacenamiento para escenario sin carbón al año 2030 y sin fósiles al año 2035.

5. ANÁLISIS DE SUFICIENCIA

El siguiente análisis contiene los supuestos utilizados y los resultados obtenidos del análisis de suficiencia del SEN entre el período enero 2030 – diciembre 2030. Los resultados de los casos analizados permiten una comprensión indicativa de la situación de abastecimiento del SEN en escenario de descarbonización al 2030, bajo los supuestos considerados a la fecha.

En efecto, el objetivo de esta sección es disponer de una prospectiva de la situación de abastecimiento del SEN para el año 2030 incluyendo condiciones hidrológicas desfavorables, indisponibilidades en unidades generadoras de mayor tamaño en ubicaciones relevantes y, de manera adicional, casos con baja disponibilidad en recursos renovables variables. La finalidad es identificar eventuales situaciones de riesgo de abastecimiento para el sistema eléctrico y recomendaciones para garantizar una operación segura a mínimo costo del SEN al año 2030 sin centrales a carbón.

5.1 Metodología

Para efectos de realizar la proyección de las instalaciones del SEN al 2030, se utiliza un modelo de corto plazo o modelo ST que permite implementar las restricciones operativas en el período enero - diciembre 2030. Las condiciones de optimización hidrotérmica (política de operación de los embalses) se obtienen a partir de un modelo de mediano plazo o modelo MT referencial.

5.1.1 Modelo MT

Para el modelo MT se utiliza el software PLP, el cual permite resolver el problema de minimizar el costo de operación de sistemas hidrotérmicos, con capacidad de representación multinodal del sistema de transmisión y el factor de carga del consumo semanal. Este modelo se utiliza con el objetivo de obtener valores del agua semanales para acoplar períodos consecutivos dentro del Modelo ST.

5.1.2 Modelo ST

Para obtener la proyección de la operación del SEN para el período enero a diciembre de 2030, se utiliza el software Plexos para analizar los efectos de las restricciones operativas de corto plazo de las centrales. Esta simulación del sistema es llamada Modelo ST. En esta primera etapa no se han considerado requerimientos de reservas para control de frecuencia.

Este modelo permite simular la operación del SEN considerando: el aumento de granularidad temporal para representar la generación de recursos renovables variables junto a la demanda sistémica, un mayor detalle en la modelación de recursos intrasemanales gestionables como los embalses de menor regulación y volúmenes de gas semanales sometidos a restricciones de regasificación diarias.

Adicionalmente, en el modelo ST se determina la utilización de recursos adicionales para cubrir fallas forzadas en adición a los mantenimientos de las unidades. Los datos de la tasa de interrupción forzada (*FOR*, Forced Outage Rate) son discretizados por unidad de generación de cada central, al igual que su tiempo medio de reparación (*MTTR*, Mean Time To Repair). El modelo considera unidades agregadas por generador, por lo tanto, el FOR se calcula para cada generador de la siguiente manera:

$$FOR = IFOR_i$$

$$MTTR_{FOR,i} = \frac{HFOR_i}{FFOR_i}$$

Donde i representa el índice de un generador y h el índice de hora de un año.

$HFOR_i$ son las horas de desconexión promedio anual del generador i , por concepto de Indisponibilidad Forzada, con una ventana móvil de 60 meses.

$FFOR_i$ es la frecuencia de desconexiones promedio anual del generador i , por concepto de Indisponibilidad Forzada, con una ventana móvil de 60 meses.

Los indicadores $IFOR_i$, $HFOR_i$, $FFOR_i$, más los tiempos en los cuales se presentaron Estados Operativos disponibles o deteriorados son extraídos de la página web del Coordinador ⁴ para el cálculo de diciembre 2023.

Las interrupciones forzadas se generan aleatoriamente a lo largo del horizonte de simulación con valores y duraciones que son estadísticamente compatibles con las entradas de FOR. En la fase previa a las simulaciones de mediano plazo, se discretizan estos eventos de salidas en función de las tasas respectivas. Esta técnica de adecuación de capacidad es conocida como “*Projected Assessment of System Adequacy*” (PASA).

Las interrupciones y limitaciones forzadas se generan aleatoriamente aplicando la técnica de Monte-Carlo convergente con 1.000 muestras por patrón anual. La muestra escogida será aquella que mejor se ajuste a los resultados mediante un *test* chi-cuadrado. El número de muestras del Montecarlo convergente se consideró suficiente al inspeccionar la estadística de las fallas muestreadas resultantes en comparación a los datos de indisponibilidad definidos.

5.2 Escenarios, supuestos y consideraciones

Para estudiar la situación de abastecimiento del sistema, así como evaluar la seguridad de abastecimiento, se simulan los siguientes escenarios:

Tabla 5-1 Escenarios a considerar en el análisis

Consideración	Escenario					
	E0	E1	E2	E3	E4	E5
Condición hidrológica	<ul style="list-style-type: none"> Hid 74-75 (P. Exc 50%). Hid 20-21 (P. Exc 90%). 	<ul style="list-style-type: none"> Hid 74-75 (P. Exc 50%). Hid 20-21 (P. Exc 90%). 	<ul style="list-style-type: none"> Hid ficticia extrema (P. Exc ~ 99%). 	<ul style="list-style-type: none"> Hid 20-21 (P. Exc 90%). Hid ficticia extrema (P. Exc ~ 99%). 	<ul style="list-style-type: none"> Hid 20-21 (P. Exc 90%). Hid ficticia extrema (P. Exc ~ 99%). 	<ul style="list-style-type: none"> Hid 20-21 (P. Exc 90%). Hid ficticia extrema (P. Exc ~ 99%).
Demanda (no considera carga de baterías)	<ul style="list-style-type: none"> Media. 96,0 TWh anual. 13,6 GW máximo horario. 	<ul style="list-style-type: none"> Alta. 101,5 TWh anual. 14,4 GW máximo horario. 	<ul style="list-style-type: none"> Alta. 101,5 TWh anual. 14,4 GW máximo horario. 	<ul style="list-style-type: none"> Alta. 101,5 TWh anual. 14,4 GW máximo horario. 	<ul style="list-style-type: none"> Alta. 101,5 TWh anual. 14,4 GW máximo horario. 	<ul style="list-style-type: none"> Alta. 101,5 TWh anual. 14,4 GW máximo horario.

⁴ <https://estadosoperativos.coordinador.cl/>

Indisponibilidad instalaciones	• Aleatoria según FOR (**) y MTTR (**).	• Aleatoria según FOR y MTTR.	• Aleatoria según FOR y MTTR.	• Aleatoria según FOR y MTTR. • CC Tocopilla U16 y CC San Isidro 2 F/S durante todo el año.	• Aleatoria según FOR y MTTR. • CC Tocopilla U16 y CC San Isidro 2 F/S durante todo el año.	• Aleatoria según FOR y MTTR. • CC Tocopilla U16 y CC San Isidro 2 F/S durante todo el año. • Parques eólicos zona Charrúa y Concepción F/S durante la primera semana de junio.
Disponibilidad recurso ERV	• FP(*) según estadística.	• FP(*) según estadística.	• FP(*) según estadística.	• FP(*) según estadística.	• FP(*) según estadística. • FP 15% en parque ERV durante junio.	• FP(*) según estadística. • FP 15% en parque ERV durante junio.

(*) FP: Factor de Planta

(**) FOR: Forced Outage Rate.

(***) MTTR: Mean Time To Repair.

La evaluación de la situación de suministro para el 2030 considera como antecedentes:

- **Horizonte de estudio**

El horizonte de estudio es el período comprendido entre enero y diciembre del año 2030.

- **Proyección de la demanda**

Se utiliza la proyección de demanda elaborada por el Coordinador para la Propuesta de Expansión de Transmisión 2025, cuyos detalles se presentan en el informe “Proyección de Demanda del SEN, período 2024-2044”⁵.

- **Disponibilidad de GNL**

Se considera la capacidad de regasificación de los Terminales GNL y los volúmenes máximos y costos variables de GNL asociados a los contratos vigentes, en adelante, Acuerdo(s) de Suministro(s). Los contratos vigentes de suministro de GNL, por empresa y por terminal, se observan a continuación. Para efectos de este estudio, se consideran extendidos todos los contratos, cuya vigencia se acaba previo al 2030, para el año 2030.

Tabla 5-2: Resumen de contratos de Suministro de GNL

Empresa Compradora	Terminal	Volumen anual Max MMBTU	Vigencia
Colbún	Quintero	9.443.247	31/12/2030
Engie	Mejillones	14.500.000	31/12/2026
		9.900.000	31/12/2032
Enel	Quintero Mejillones	33.322.125	30/06/2030
Generadora Metropolitana	Quintero	9.443.247	31/12/2033

Adicionalmente, se considera la posibilidad de utilizar GNL adicional a los Acuerdos de Suministros vigentes conforme con los precios proyectados del mercado internacional (compra spot).

⁵<https://www.coordinador.cl/desarrollo/documentos/prospeccion-del-sen/proyeccion-de-demanda-de-largo-plazo/2024-proyeccion-de-demanda-de-largo-plazo/>

- **Costos de combustibles**

Se utiliza proyección de costos empleadas por el Coordinador para la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2025, actualizada a julio del 2024. Cabe señalar que, en este estudio, la proyección de costos variables se realizó de acuerdo con la normativa vigente.

- **Capacidad de generación instalada.**

- Se consideran retiradas de servicio la totalidad de las centrales del SEN que utilizan carbón.
- Central Infraestructura Energética Mejillones (IEM) se considera reconvertida a combustible principal GNL.
- El plan de obras de generación incluye los proyectos declarados en construcción según lo informado por la Comisión Nacional de Energía. Adicionalmente, se incorporan los proyectos de generación referenciales resultantes de la sección 4.3 del presente informe.
- La potencia instalada total en el SEN, a mayo de 2024, es de 35.206 GW. Tomando en cuenta el plan de obras previamente descrito, la potencia instalada considerada a 2030 es la siguiente:

Tabla 5-3: Potencia instalada por tecnología a 2030

	P instalada SEN a mayo de 2024 [MW] (A)	P indisponible por retiro de unidades [MW] ⁶	Potencia adicional		P instalada total a 2030 [MW] (A)+(B)+(C)
			Obras en construcción [MW] (B)	Plan indicativo de obras de generación [MW] (C)	
Eólicas	4.842	-	2.496	3.676	11.014
Geotérmica	95	-	-	-	95
Solares	10.130	-	5.843	1.160	17.133
Hidroeléctricas	7.373	-	379	194	7.946
Termoeléctricas	11.949	3.039	40	-	8.950
Almacenamiento	817	-	1.047	3.726	5.590
TOTAL	35.206	3.517	9.805	8.756	50.728

Cabe señalar que la potencia indicada está basada en la información de un escenario de la PET del Coordinador de enero 2024. En las siguientes etapas del estudio se utilizará el mismo plan de obras de la Figura 4-3.

- **Mantenimiento de instalaciones**

Los mantenimientos de centrales corresponden a los mantenimientos típicos anuales proyectados a 2030.

⁶ Incluye el retiro de unidades a carbón, Ter Arica, Ter Tocopilla TG1 y TG2. No incluye la potencia de IEM dada su re conversión a GNL. No incluye la potencia de Angamos, escenario supone su conversión a sistema de almacenamiento de Carnot.

5.3 Resultados – año 2030

En esta sección se presentan los resultados obtenidos para el año 2030 de acuerdo con las simulaciones del modelo ST.

5.3.1 Resultados de Generación

Respecto del abastecimiento de la demanda eléctrica, en la Figura 5-1 se presentan las inyecciones por tecnología para los escenarios *E0* y *E1* definidos en la Tabla 5-1.

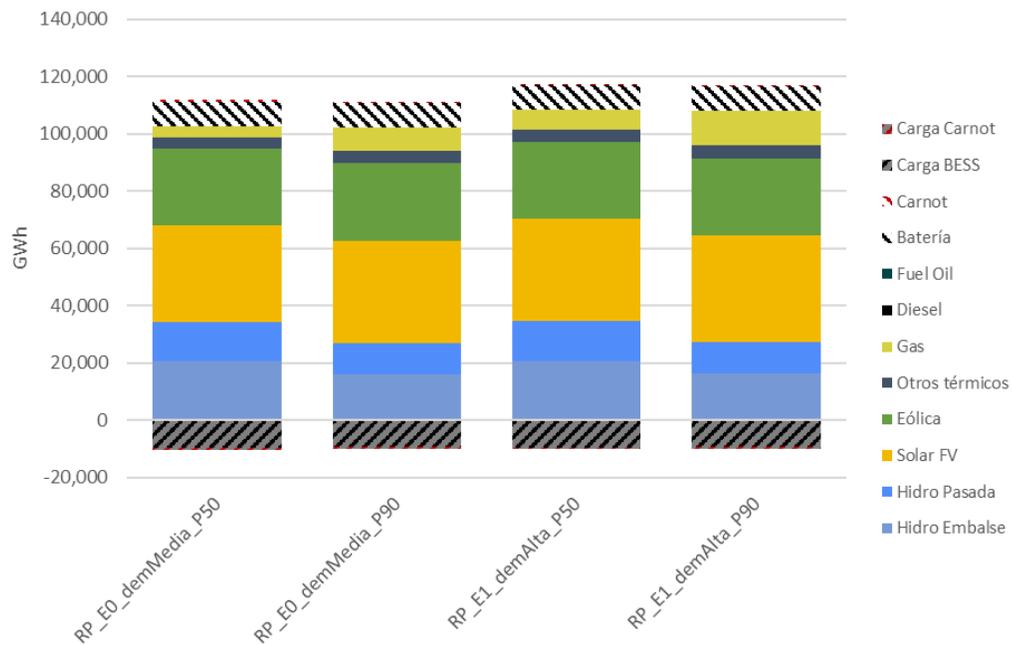


Figura 5-1 Aporte por tecnología en el abastecimiento de la demanda para el año 2030.

Cabe señalar que las inyecciones de energía por tecnología del gráfico anterior y siguientes representan la energía requerida para el abastecimiento de la demanda y para cargar los sistemas de almacenamiento, considerando, además, las pérdidas del sistema (transmisión y eficiencia de los sistemas de almacenamiento). Las áreas achuradas corresponden a la carga (parte negativa del eje Y) y descarga (parte positiva del eje Y) de los sistemas de almacenamiento.

En la Tabla 5-4 se presenta la participación de generación en base a fuentes renovables en el abastecimiento de la demanda eléctrica anual del año 2030.

Tabla 5-4 Porcentaje de participación de fuentes primarias renovables en el suministro de la consumo anual

Caso	Fuente Primaria Renovable Variable	Fuente Primaria Renovable
E0 – hidrología p50%	59%	93%
E0 – hidrología p90%	61%	88%
E1 – hidrología p50%	58%	90%
E1 – hidrología p90%	59%	84%

De acuerdo con los resultados obtenidos, se puede apreciar que tanto en los escenarios que consideran una demanda media, como en aquellos que consideran demanda alta, la participación de tecnologías ERV alcanza montos que rondan el 70% de la demanda total del año 2030. Si se considera además el aporte de las centrales de tecnología hidráulica, la participación de energías proveniente de fuentes renovables alcanza un 93% de la demanda eléctrica anual en los escenarios de demanda media con hidrología de probabilidad de excedencia 50% y un 88% de la demanda para una hidrología con probabilidad de excedencia 90%. Destaca también la participación de tecnologías de almacenamiento, que permite modular aproximadamente 10,0 TWh de la demanda eléctrica anual, de manera que ésta sea abastecida por generación en base a energías renovables de fuente variable. Finalmente, se observa que, en escenarios de igual demanda, las diferencias de aporte hidráulico según la hidrología repercuten principalmente en la generación requerida desde fuentes fósiles, y en menor medida en generación proveniente de centrales ERV.

La Figura 5-2 presenta el aporte mensual por tecnología en el abastecimiento de la demanda, para los escenarios E0 y E1, con hidrología P. Exc. 50% y 90%. En ésta, las áreas achuradas corresponden a la carga (parte negativa del eje Y) y descarga (parte positiva del eje Y) de los sistemas de almacenamiento.

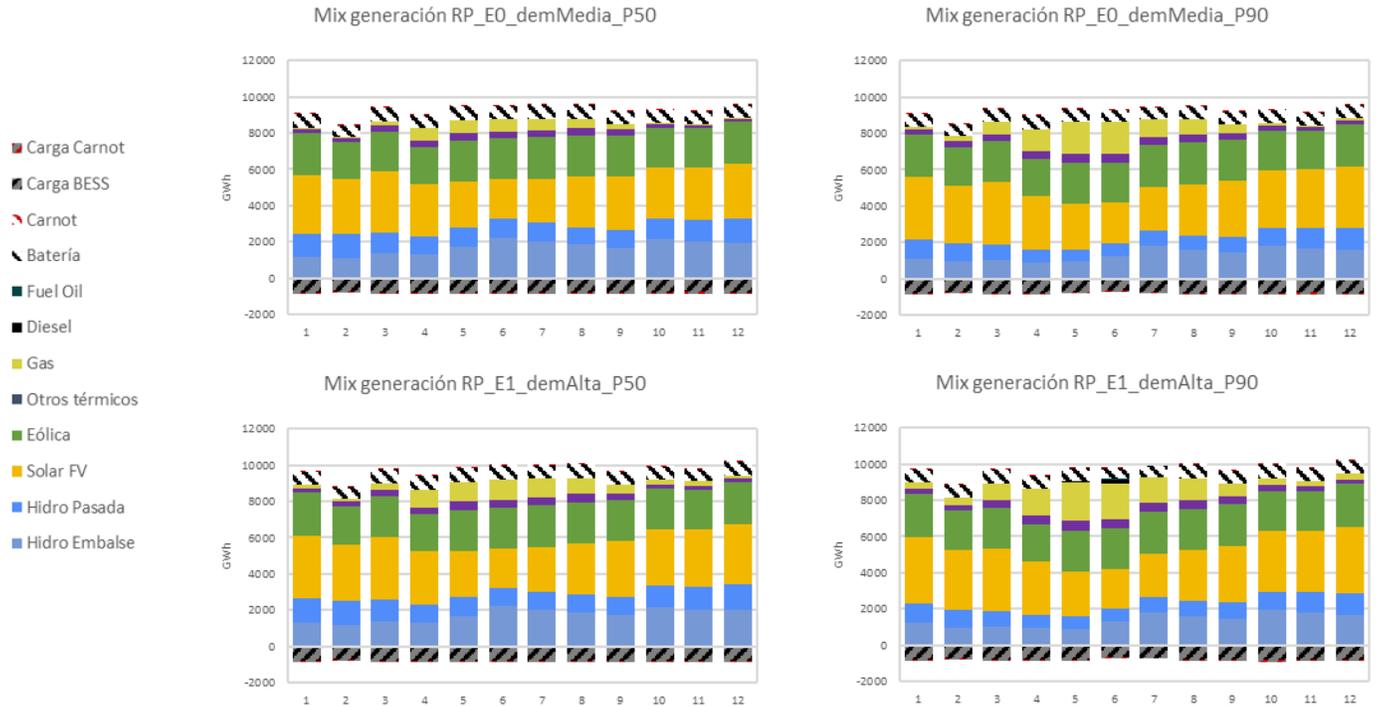


Figura 5-2 Aporte mensual por tecnología al abastecimiento de la demanda, en escenarios E0 y E1.

Según se puede observar, el mayor requerimiento de generación proveniente de fuentes fósiles se produce durante la temporada otoño – invierno, el cual es casi exclusivamente de generación en base a gas natural. En efecto, en condiciones secas (probabilidad excedencia 90%), pero no extremas, el aporte fósil no supera el 10% a nivel anual.

En los gráficos en la Figura 5-3 se presenta las inyecciones horaria promedio correspondiente a día hábil, por estación del año, para el escenario E0, con una hidrología P. Exc. 90%.

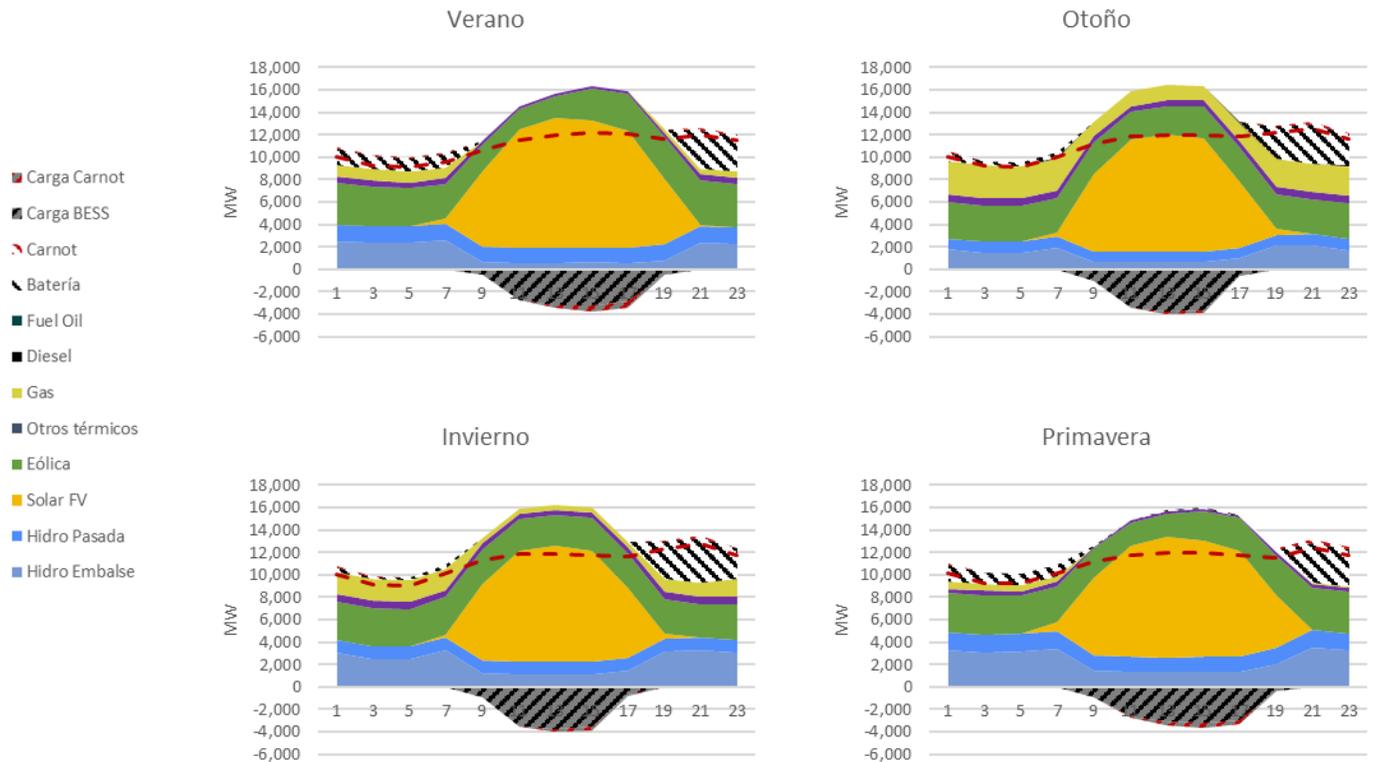


Figura 5-3 Mix de generación por día hábil en escenario E0, hidrología P. Exc 90%. Línea punteada corresponde al consumo, es decir, no considera la energía requerida para cargar las baterías, la que está incluida en la generación del sistema.

En la figura anterior, el área en el cuadrante negativo representa la generación destinada a la carga de sistemas de almacenamiento.

Se puede observar que, bajo los supuestos de este escenario, la participación de energías de fuentes renovables alcanza montos cercanos entre el 89% y 99% en las horas del mediodía, siendo la menor participación durante otoño y el mayor en primavera - verano. Igualmente, se puede apreciar que la inyección de energía proveniente de sistemas de baterías se concentra principalmente entre las 18:00 y 24:00 horas y, en menor medida, entre las 00:00 y 06:00 horas. Adicionalmente, se destaca el hecho de que durante las madrugadas el aporte eólico, en promedio, podría acercarse a los 3.500 [MWh] instantáneos, monto que podría significar el 30% de la generación requerida por el sistema en ese momento.

5.3.2 Proyección de costos marginales

En la Figura 5-4 se presenta la proyección de costos marginales promedio horario, considerando una banda que abarca el 50% de los valores de costo marginal (entre P25 y P75) resultantes para cada simulación, en barras representativas del sistema. Adicionalmente, se muestra en líneas punteadas los valores máximos y mínimos correspondientes. Los resultados mostrados corresponden a los días hábiles de la estación del año correspondiente.



Figura 5-4 Proyección de costos marginales por zona y por estación del año, para el escenario E0.

Se puede observar que en horario diurno del período primavera – verano existe una alta probabilidad de que se registren costos marginales nulos en todo el sistema; mientras que, en las noches, el costo estaría dado

principalmente por el costo variable de centrales de ciclo combinado. Durante el período de otoño podría presentarse una mayor dispersión del costo marginal debido, principalmente, a una reducción de generación hidroeléctrica.

5.3.3 Operación de sistemas de almacenamiento

De acuerdo con los antecedentes considerados en este estudio, parte importante de las nuevas instalaciones al 2030 corresponde a sistemas de almacenamiento de energía. La Figura 5-5 muestra el promedio de la operación neta horaria (generación menos carga) de estas instalaciones en conjunto, resultante del escenario *E0* con hidrología P. Exc. 90%.

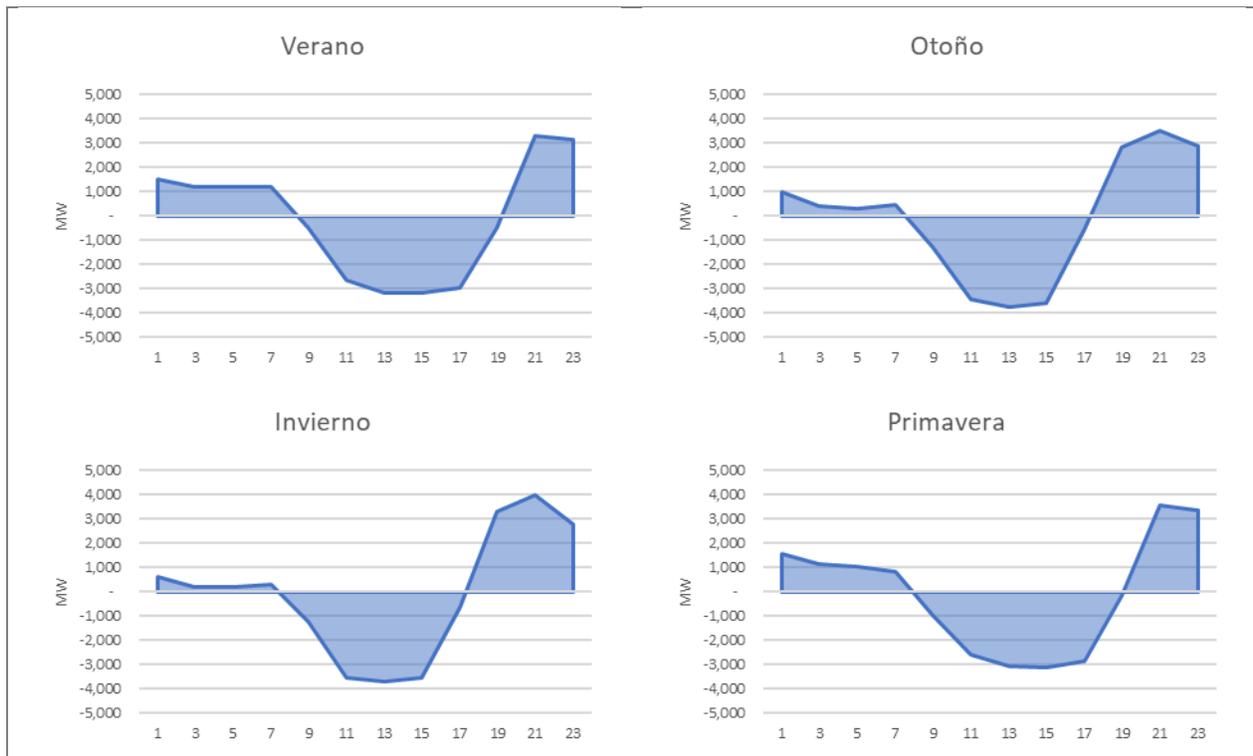


Figura 5-5 Promedio de operación neta de sistemas de almacenamiento. por estación

Se puede observar que, en los meses de primavera y verano, la carga de los sistemas de almacenamiento representa un aumento en la demanda horaria vista por el sistema del orden de los 3 GW por hora, mientras que en el período otoño-invierno este valor ronda los 4 GW por hora. De la misma forma, se puede observar que la descarga en los meses de primavera-verano se produce entre la puesta de sol y el amanecer, alcanzando montos máximos de inyección horaria entre los 3,0 y 3,5 GW por hora; mientras que en el período otoño-invierno, el proceso de descarga se produce hasta pasada la medianoche y con máximos de inyección que superan los 4,0 GW por hora.

Considerando esta operación resultante de los equipos BESS y un tiempo de descarga promedio de 5 horas (según plan de obras utilizado) se requeriría de una política de operación centralizada, con criterios técnicos y no discriminatorios, de la descarga del almacenamiento para distribuirlos a lo largo de la noche (12 horas). Del mismo modo, podría requerirse de una política de carga para estas instalaciones.

5.3.4 Reducción de energía proveniente de fuentes renovables variables (*Curtailment*).

En la siguiente figura se presenta la reducción mensual de energía proveniente de fuentes renovables variables. Los resultados de los distintos escenarios son consistentes en mostrar un menor nivel de reducción durante el período de invierno. Además, se aprecia que, para ambos escenarios de demanda, la reducción total es menor en condiciones más secas. Estas diferencias se aprecian con mayor intensidad en los meses al inicio del período de deshielo.

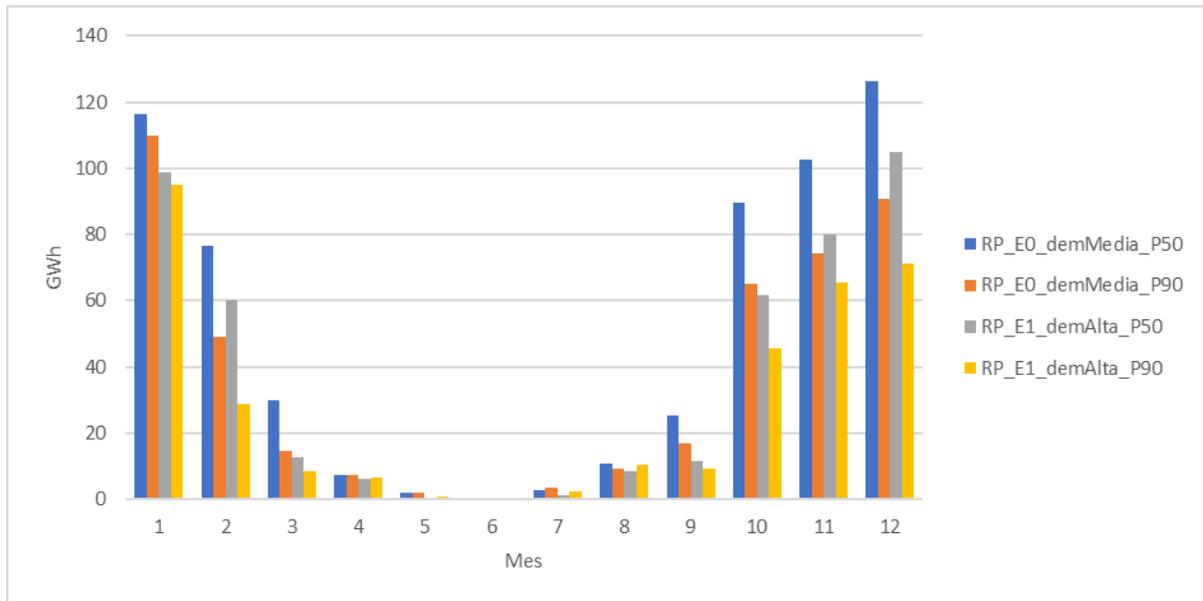


Figura 5-6 Reducción mensual de energía renovable variable.

La reducción ERV anual para los escenarios *E0* y *E1* se resumen en la Tabla 5-5. Se destaca que los niveles de reducción ERV son bastante bajos respecto de lo esperable para el año 2024 (~6 TWh) alcanzando valores cercanos al 0.6% del total disponible para generación ERV. Es importante mencionar que los altos niveles de almacenamiento considerados en este estudio permiten disminuir en gran medida los niveles de reducción ERV, inclusive, en el caso base se destaca que el mes de junio presenta reducciones casi nulas.

Tabla 5-5 Reducción anual de energía en base a recurso renovable variable.

Escenario	E0 Pexc 50%	E0 Pexc 90%	E1 Pexc 50%	E1 Pexc 90%
Reducción anual ERV [TWh]	0,53	0,40	0,40	0,32
Reducción c/r ERV disponible anual [%]	0,6%	0,5%	0,5%	0,4%

5.3.5 Flujo entre el norte y el centro-sur del SEN

En la Figura 5-7 se presenta la curva de duración de los flujos obtenidos entre la zona norte y la zona centro-sur del SEN. El flujo obtenido corresponde a la suma de los tramos de transmisión: Kimal – Lo Aguirre HVDC, Pan de Azúcar – Polpaico 500kV, Los Vilos - Nogales 220kV y Centella – Quillota 220kV. Los resultados reflejan que las mayores transferencias alcanzan montos cercanos a los 4 [GW]. Además, se aprecia que aproximadamente el 70% del tiempo,

los flujos siguen la orientación Norte -> Sur, mientras que un 30% del tiempo éstos se producen en sentido inverso, principalmente, en horario de madrugada.

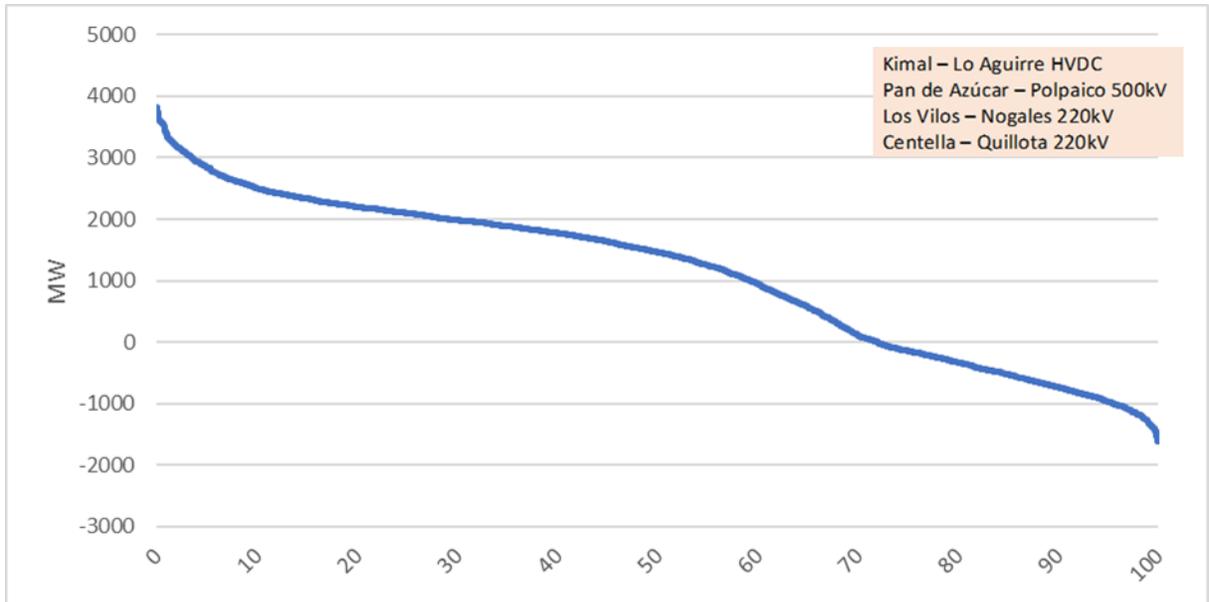


Figura 5-7 Curva de duración de flujo desde zona Norte a Centro, escenario E0, hidrología P. Exc 90%.

La Figura 5-8 presenta el flujo horario promedio desde la zona norte a la zona centro del SEN, correspondiente a días hábiles por cada estación del año. Se observa que, en cada estación, los flujos alcanzan sus valores máximos en las horas correspondiente al bloque solar, con montos entre los 2,0 y 3,0 [GW].

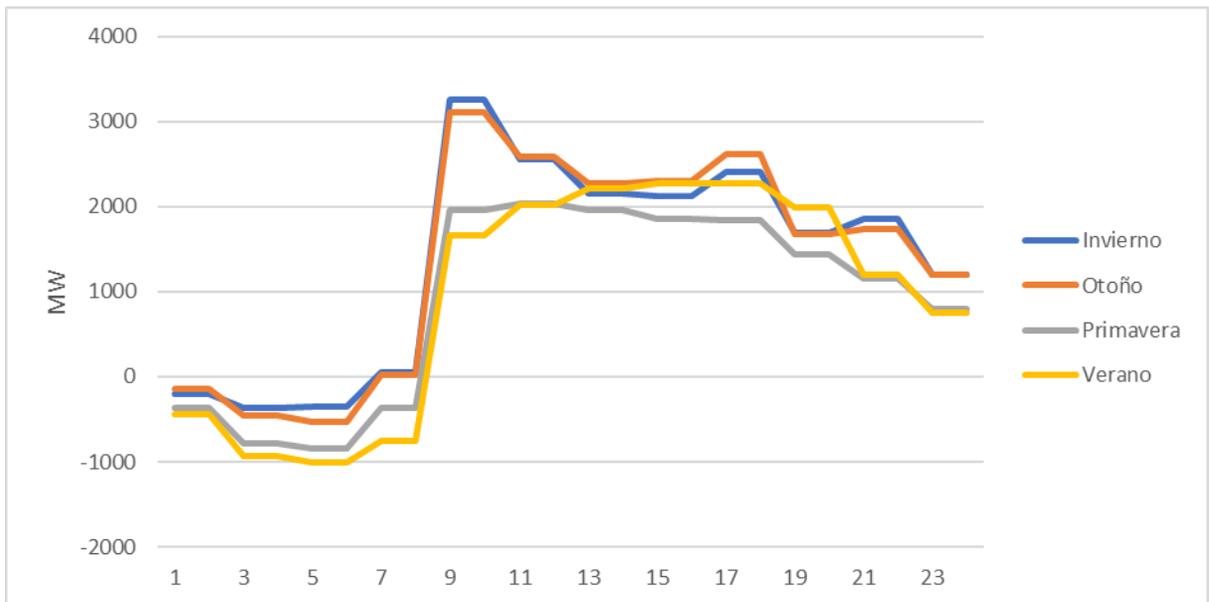


Figura 5-8 Promedio horario de flujo desde zona Norte a Centro, en día hábil, por estación del año.

Dada la operación observada en estos escenarios, se deberá definir una política de operación de la línea HVDC. Por ejemplo, podría recomendarse maximizar los flujos por el sistema HVDC, sujeto a los límites de transferencias de los corredores en AC en paralelo, con el objetivo de minimizar pérdidas en el sistema de transmisión y contribuir a la seguridad del servicio. Bajo este escenario de estudio, no pareciera ser necesario el desarrollo en transmisión adicional para esta zona al menos hasta el 2030.

5.3.6 Aporte a la inercia por unidades síncronas.

Las siguientes figuras presentan los montos de inercia observados en el escenario E0. Para efectos de identificar la ubicación de la inercia, se han graficado por separado las inercias de la zona norte (NR) y de la zona centro-sur (CSR). En este estudio, se consideró que las instalaciones de Condensadores Síncronos (CCSS) al 2030 aportan 10 [GVAs] a la zona norte, lo cual es considerado dentro de los resultados presentados a continuación. Adicionalmente, no existe ninguna restricción de inercia mínima impuesta al sistema, de esa manera, el resultado obtenido sólo responde a criterio de despacho económico.

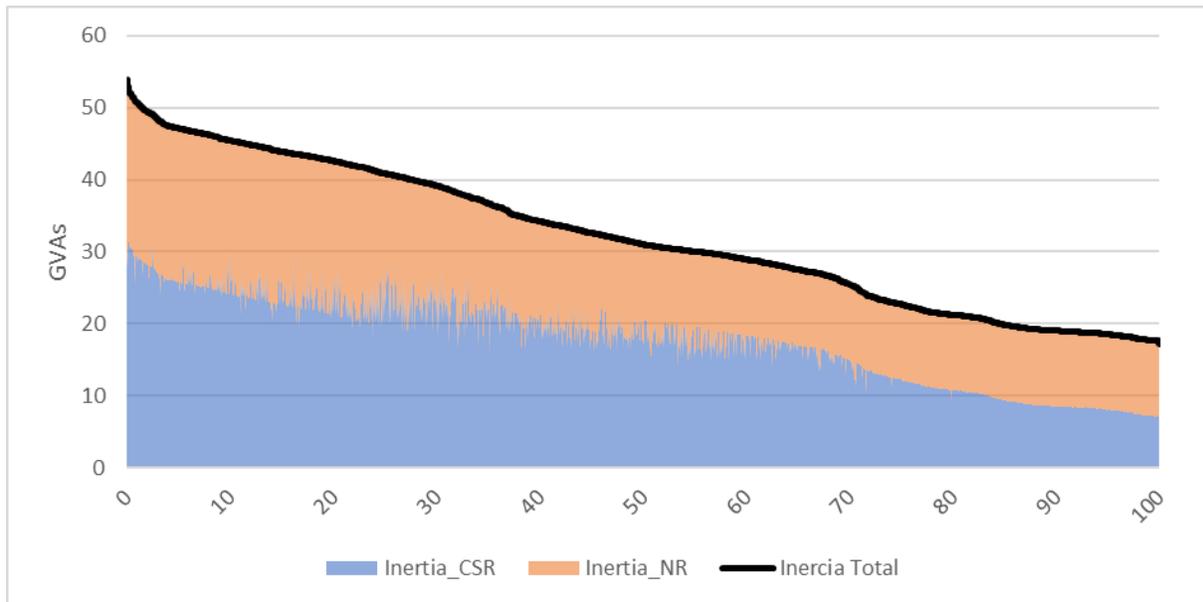


Figura 5-9 Curva de duración inercia en zonas Norte y Centro-Sur

De la Figura 5-9 se puede apreciar que los montos de inercia en el sistema, de acuerdo con los análisis de despacho económico, podrían llegar a ser bastante bajos respecto de lo observado hoy en día (30 [GVAs]). En efecto, se podrían esperar valores cercanos a 20 [GVAs] en promedio sólo en generadores sincrónicos. Sin embargo, se requieren realizar análisis de seguridad de servicio adicionales con la finalidad de verificar la posibilidad de operar con un nivel de inercia inferior a 20 [GVAs].

La Figura 5-10 presenta los montos intradiarios promedio de inercia esperables para la operación del SEN. Los menores montos se presentarían en horario diurno, destacando especialmente el período de verano, en el cual, al bajar los afluentes hacia el final de la temporada de deshielo, disminuye el aporte de máquinas hidráulicas a la inercia, por lo que el sistema alcanzaría valores cercanos a los 10 [GVAs] sólo en centrales generadoras.

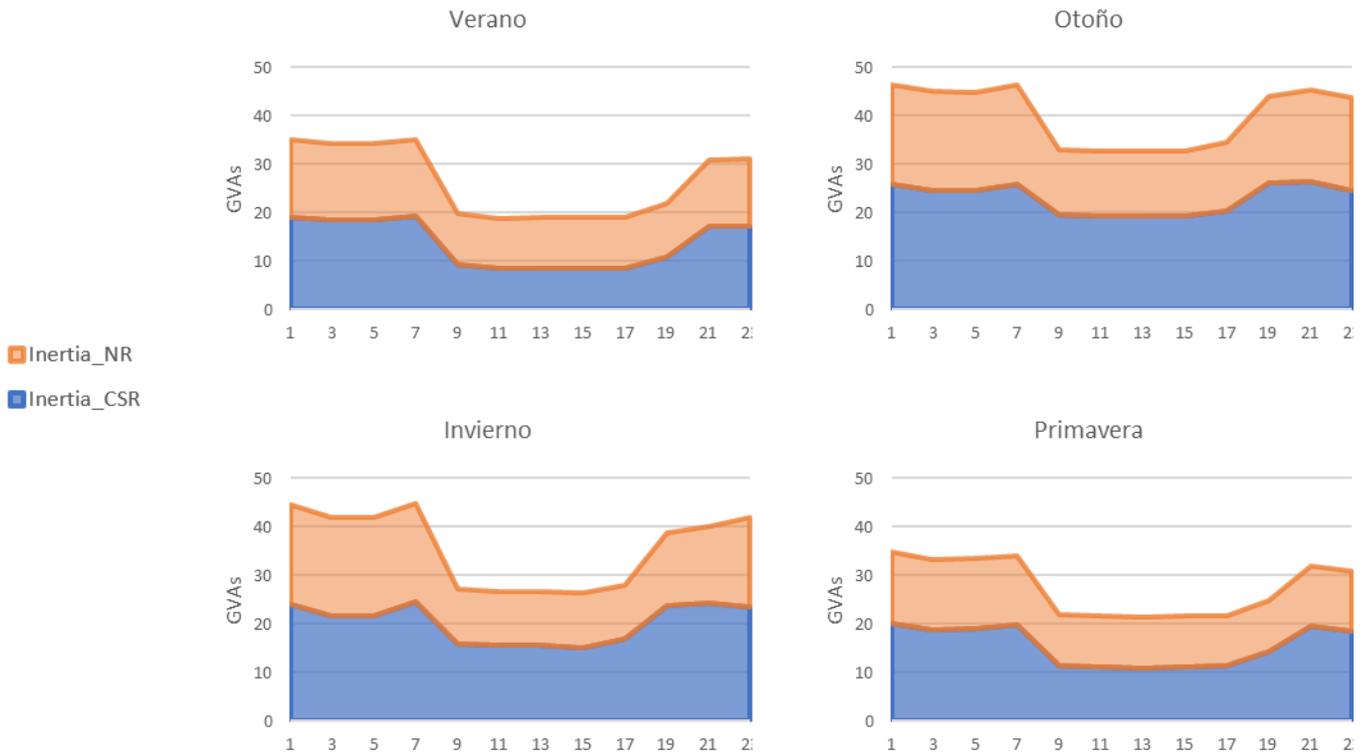


Figura 5-10 Inercia horaria promedio en día hábil, por estación del año, para el escenario E0 con hidrología P. Exc. 90%.

De acuerdo con análisis preliminares, cuando el sistema posee menos de 17 GVAs sistémicos, se presentan problemas numéricos en la herramienta de simulación RMS al simular una contingencia de severidad 5. Por lo tanto, con el fin de obtener resultados más precisos, por ejemplo, a través de simulaciones EMT, se requiere continuar investigando en estudios específicos los efectos en el sistema respecto de escenarios de baja inercia para verificar que el sistema evoluciona de manera estable y controlada ante distintas contingencias que se puedan presentar.

5.3.7 Emisiones de gases de efecto invernadero

De acuerdo con la operación obtenida en los distintos escenarios, se calculan las emisiones equivalentes de CO₂ resultantes para el año 2030. En la Figura 5-11 Emisiones de gases de efecto invernadero, operación SEN 2030, en millones de toneladas de CO₂ equivalente. se muestra: en barras azules, las emisiones anuales producto de la operación esperada del SEN (en millones de toneladas de CO₂ equivalente); y en puntos naranjos, el factor de emisión operacional del sistema, en [tCO₂e/MWh].

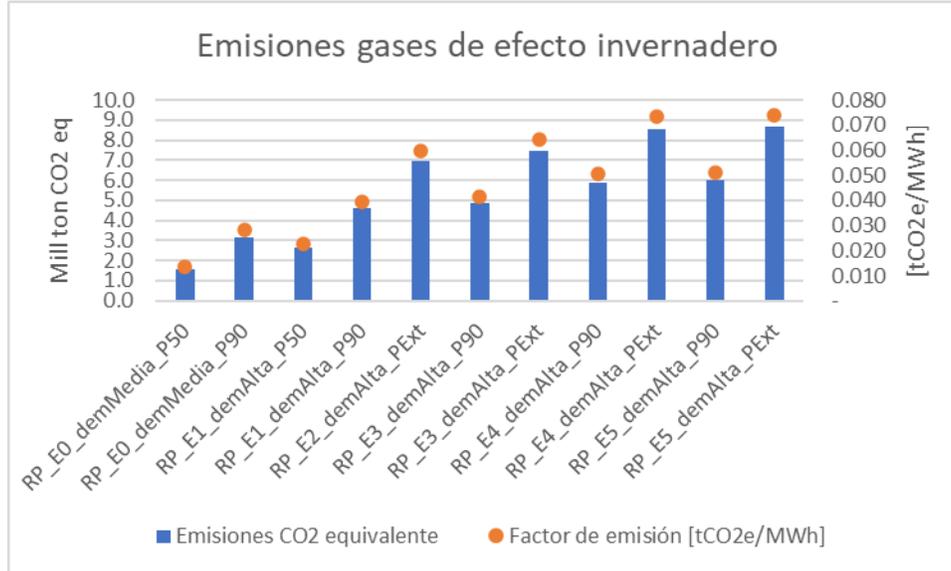


Figura 5-11 Emisiones de gases de efecto invernadero, operación SEN 2030, en millones de toneladas de CO2 equivalente.

Cabe mencionar que las emisiones totales producto de la operación del SEN durante 2023 ascendieron a 19,7 millones de toneladas de CO₂ equivalente mientras que el factor de emisión operacional fue de 0,238 [tCO₂e/MWh]⁷.

5.3.8 Consumo de combustibles fósiles

- Consumo GNL anual

De acuerdo con lo presentado en la Figura 5-1, la generación de centrales en base a GNL en los escenarios de E0 y E1, para condiciones hidrológicas media y seca se mantiene entre 4% y 11% de la demanda anual. Además, según lo visto en la Figura 5-2, la generación en base a GNL se concentra principalmente en los meses de otoño-invierno, alcanzando su máximo mensual en junio de 2030.

En la medida en que los escenarios sucesivos representan condiciones más críticas para el abastecimiento, el consumo de GNL se incrementa, llegando a alcanzar montos que superan los 400 millones de metros cúbicos durante junio, en los escenarios que suponen una reducción severa de disponibilidad de recurso renovable variable (E4 y E5). Lo anterior queda reflejado en la Figura 5-12, donde además se puede verificar que los mayores consumos de gas en condiciones normales del sistema se presentan durante el período otoño – invierno.

⁷ <https://www.coordinador.cl/renova/>

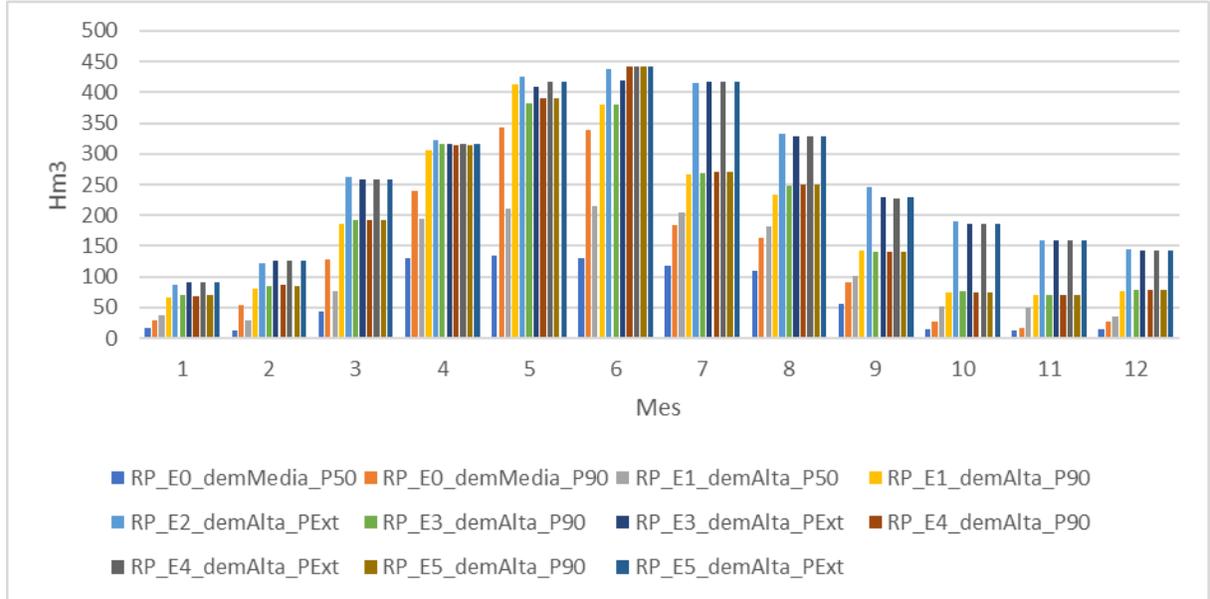


Figura 5-12 Consumo mensual de GNL.

El requerimiento anual en los distintos casos y su equivalente en número de buques se presentan en la Tabla 5-6. A modo de referencia, los montos máximos de GNL para generación por contrato son aproximadamente 1.900 [MMm3], equivalentes a 23 buques, por lo tanto, montos mayores indicarían el uso de GNL spot adicional. Cabe destacar que todos los casos simulados que utilizan hidrología extrema requieren de GNL adicional a los contratos.

Tabla 5-6 Requerimiento anual de GNL por caso

Escenario	E0_P50	E0_P90	E1_P50	E1_P90	E2_PExt	E3_P90	E3_PExt	E4_P90	E4_PExt	E5_P90	E5_PExt
Requerimiento anual de GNL en MMm3	789	1.642	1.387	2.296	3.146	2.307	3.081	2.381	3.112	2.381	3.112
Buques equivalentes de GNL⁸	9	20	17	27	38	28	37	29	37	29	37

- **Consumo diésel**

La Figura 5-13 muestra el requerimiento diario promedio mensual de diésel en los distintos escenarios evaluados. Se puede verificar que en los escenarios *E0* y *E1* el requerimiento es casi nulo en los casos con hidrología media (P. Exc. 50%); mientras que en los casos con hidrología seca (P. Exc. 90%) sólo se requiere en los meses de invierno, y en montos que no superan los 2.000 [m³/día]. A medida que los escenarios sucesivos consideran condiciones más estrechas de abastecimiento, el consumo de petróleo diésel se incrementa considerablemente, superando los 3.500 [m³/día] durante junio, en todos los escenarios que consideran una hidrología en extremo seca. Para los escenarios que suponen una reducción relevante de disponibilidad de generación renovable variable (*E4* y *E5*), se observan

⁸ Buque equivalente considerado como 83,5 MMm3 de GNL.

consumos de petróleo por sobre los 3.500 m³/día durante junio de 2030 tanto para una hidrología P. Exc. 90% como para una hidrología extrema.

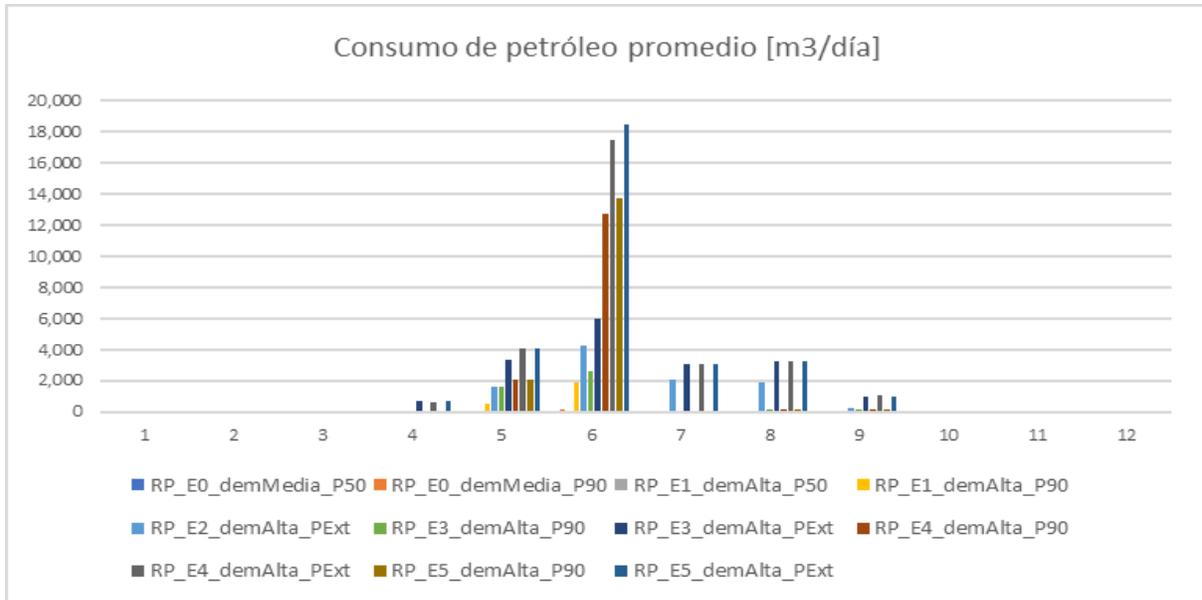


Figura 5-13 Consumo de petróleo promedio diario para cada escenario durante 2030.

De modo de aislar el efecto de la gestión de la energía intrasemanal/intramensual proveniente de fuentes hidroeléctricas, se calcularon valores estadísticos (mínimos, máximos y promedios) a nivel diario dentro del mes de junio para los distintos casos de estudio. De esa manera, el resultado considera la variabilidad que pudiera encontrarse en la operación entre distintos días del mes. A continuación, se presenta el consumo de petróleo dentro del mes de junio para cada escenario estudiado.

Tabla 5-7: Consumo de petróleo diésel para cada escenario estudiado durante junio de 2030.

Consumo de petróleo diésel junio de 2030 (m ³ /día)											
	E0 demMedia P50	E0 demMedia P90	E1 demAlta P50	E1 demAlta P90	E2 demAlta PExt	E3 demAlta P90	E3 demAlta Pext	E4 demAlta P90	E4 demAlta PExt	E5 demAlta P90	E5 demAlta PExt
Mínimo	-	-	-	-	1.190	-	2.381	4.762	11.905	4.762	11.905
Máximo	-	1.190	-	4.762	5.952	5.952	9.524	17.857	21.429	20.238	21.429
Promedio	-	159	-	1.865	4.286	2.619	6.032	12.738	17.460	13.770	18.452

De los resultados previos, se destaca el hecho que, durante la ocurrencia de un escenario hidrológico crítico y un aumento de demanda por temperatura, el sistema podría caer en una condición de riesgo de abastecimiento al estimar que se superaría el límite logístico de 3.500 m³/día. Bajo esta condición hidrológica extrema, la falla prolongada de 2 unidades importantes y/o la reducción de generación ERV (escenario E4 y E5) aumentaría los montos de consumo de diésel desde valores promedio cercanos a 6.000 m³/día hasta valores máximos cercanos a 20.000 m³/día.

5.3.9 Resultados seguridad de abastecimiento

De acuerdo con los resultados indicados, se concluye que en condiciones normales de operación y para condiciones hidrológicas media y seca, se pueden retirar las centrales a carbón sin comprometer el abastecimiento del SEN. En este contexto, la generación en base a gas natural permite compensar la variabilidad hidrológica. Asimismo, en escenarios críticos para el abastecimiento debido a indisponibilidades de centrales que operan con gas natural, en hidrología seca o extremo seca, así como la disminución abrupta del recurso renovable variable, se requeriría diseñar un *backup* de energía, donde un adecuado abastecimiento de combustible diésel sería fundamental, de acuerdo con los resultados del presente estudio. A continuación, se describen en mayor detalle los riesgos de abastecimiento identificados.

Tabla 5-8: Energía de déficit resultante del consumo de diésel por sobre los 3.500 m³/día para cada escenario estudiado.

Energía de déficit promedio por exceso de consumo diésel junio de 2030 (GWh/día)										
E0 demMedia P50	E0 demMedia P90	E1 demAlta P50	E1 demAlta P90	E2 demAlta PExt	E3 demAlta P90	E3 demAlta Pext	E4 demAlta P90	E4 demAlta PExt	E5 demAlta P90	E5 demAlta PExt
-	-	-	0,7	4,0	2,4	9,1	33,4	50,6	36,8	53,7

De los resultados presentados y bajo los escenarios simulados, se puede concluir que al considerar una condición hidrológica seca y extremo seca y/o la falla de 2 unidades GNL importantes (escenarios *E1*, *E2* y *E3*), se obtiene un riesgo de déficit, el cual dependerá de la disponibilidad de combustible diésel y de la acumulación efectiva de Reserva Hídrica. No obstante, si existiese adicionalmente un evento estacional o climático que reduzca la generación ERV durante un día (escenarios *E4* y *E5*), similar a los eventos del 2024, aumenta el riesgo de déficit antes señalado, dada la imposibilidad de cubrir la totalidad de la demanda. En efecto, en estos escenarios críticos, el déficit diario podría llegar a un 13% y 19%. En todo caso, el nivel de profundidad del déficit podría ser mitigado a través de medidas operacionales específicas, por ejemplo, a través de un decreto de racionamiento, a efectos de contar con gas natural y diésel requerido, así como activar un proceso de acumulación de Reserva Hídrica.

6. ANÁLISIS DE SEGURIDAD DE SERVICIO.

6.1 Bases de datos DigSILENT Power Factory

6.1.1 Nuevas obras

- **Obras de transmisión**

La base de datos se actualizó de acuerdo con las obras de transmisión incluidas en el Informe Técnico Definitivo del Plan de Expansión Anual de Transmisión 2022 (ITD 2022) y el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión 2023 (ITF 2023).

- **Nuevos parques ERV**

Para la modelación de los nuevos parques de generación ERV (solares fotovoltaicos y eólicos), se consideró el plan de obras de generación de la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2024 (PET 2024). Se utilizó la herramienta desarrollada por el consultor Mercados Energéticos, llamada "GME_ERNC_Creator", para su modelación.

- **Nuevos equipos BESS** (de la tecnología seguidora de red o Grid Following/GFL)

Para la modelación de los nuevos BESS (con inversores de la tecnología seguidora de red o Grid Following/GFL), se consideraron los proyectos declarados en construcción al 31 de mayo de 2024 (Res. Ex CNE N°278). Para la proyección al 2030 se tomó en cuenta el plan de obras de generación de la PET 2024, lo que implica una capacidad instalada total de 3,2 GW y una capacidad de almacenamiento de 15,7 GWh para ese año.

- **Línea HVDC Kimal-Lo Aguirre**

Para la modelación, tanto estática como dinámica del proyecto HVDC, se utiliza el modelo de línea HVDC presente en la BD de Largo Plazo, la cual se ha utilizado en estudios anteriores. Este modelo contempla las líneas DC, las estaciones convertoras y los filtros de compensación reactiva estática.

Adicionalmente, se modela el STATCOM de 400 MVar en la convertora Kimal 220 kV, el cual fue propuesto por el adjudicatario del proyecto.

- **Modelación de Condensadores Síncronos**

Se modelaron los condensadores síncronos adjudicados el 31 de mayo de 2024 en el proceso licitatorio del Servicio Complementario de Control de Tensión por Aportes de Potencia de Cortocircuito. Los modelos corresponden a los entregados por los adjudicatarios durante el proceso de licitación, los que se detallan en la tabla siguiente.

Tabla 6-1: Condensadores síncronos adjudicados en proceso licitatorio del Servicio Complementario de Control de Tensión por Aportes de Potencia de Cortocircuito el 31 de mayo de 2024.

Proponente	Barra de conexión	Potencia COCI en su barra de conexión [MVA]	Potencia nominal del proyecto Sn [MVA]
Consortio Alupar	Ana María 220kV	1.851,0	360
Consortio Alupar	Illapa 220kV	1.493,0	270
Engie Energía Chile S.A.	Central Tocopilla 220kV	355,7	147,1
Transec Holdings Rentas Ltda.	Ana María 220kV	1.993,4	92
Transec Holdings Rentas Ltda.	Likanantai 220kV	1.993,4	92

- **Modelación de Pequeños Medio de Generación Distribuida (PMGD)**

Se modelaron las centrales PMGD como equivalentes en las redes de alta tensión, con el fin de agrupar centrales cuando la potencia instalada es superior a 20 MW en nodos de subtransmisión. Estas se ubicaron principalmente en nodos de 66 kV, 110 kV y 220 kV, y totalizan una capacidad instalada de 4.320 MW.

6.1.2 Escenarios bases

Para los análisis al año 2030 se consideran, como base, los resultados del despacho económico, los cuales son modificados para definir escenarios operativos exigentes para la seguridad del servicio:

- Escenario 2030E1: Escenario diurno con máxima demanda y máximas transferencias N-S por línea HVDC Kimal-Lo Aguirre, con 90% de participación instantánea de generación de ERV (solar y eólica) y retiro de la totalidad de centrales a carbón.
- Escenario 2030E2: Escenario nocturno con demanda baja, mínima generación hidroeléctrica, flujo HVDC S-N, con 83% de participación instantánea de generación eólica y retiro de la totalidad de centrales a carbón.

Tabla 6-2: Resumen de generación, almacenamiento y transferencias en los escenarios 2030.

Generación	Escenarios 2030	
	Día 2030 (2030E1)	Noche 2030 (2030E2)
Térmica [MW]	247	205
Hidroeléctrica [MW]	1.324	1.397
Fotovoltaica [MW]	7.215	0
Eólica [MW]	4.225	7.906
PMGD FV [MW]	2.597	0
Total Generación [MW]	15.608	9.508
Generación Estática [% del total]	90%	83%
Almacenamiento Eléctrico [MW]	-2.156	227
Almacenamiento Térmico [MW]	-245	53
Total Almacenamiento [MW]	-2.401	280
Inercia Total [GVAs]	23,9	37,3
Inercia Norte Grande [GVAs]	9,3	16,2
Transferencia 500 kV N->C [MW]	653	766
Transferencia 500 kV S->C [MW]	-288	1.240
Transferencia HVDC Lado Kimal [MW]	3.000	804

6.1.2.1 Supuestos de despacho de potencia activa

- **Generación**

Se carga un vector de generación proveniente de las corridas del PLP, considerando una relación directa entre los elementos equivalentes en ambos modelos. En el caso de que exista algún despacho que no sea factible, ya sea por superar la potencia máxima o por estar bajo el mínimo técnico, se ajustó el caso considerando las unidades que están en servicio.

- **HVDC**

La línea HVDC se opera al máximo de su capacidad de diseño, lo que se traduce en flujos de 3.000 MW tanto en dirección norte-sur como sur-norte. En el caso del flujo sur-norte, éste podrá ser menor según las salidas de PLP.

6.1.2.2 Supuestos de despacho de potencia reactiva

Con respecto al despacho de reactivos, se adoptaron diferentes criterios según las tecnologías de las distintas instalaciones del SEN.

- **PMGD**

No se consideraron los modelos de los equivalentes de las plantas ERV solares de tipo PMGD para el ajuste de reactivos, tanto de manera estática como dinámica. Los equivalentes PMGD operan con un factor de potencia de 1 y no inyectan reactivos durante las fallas de cortocircuito.

- **Parques ERV actuales**

Para los parques ERV actuales, sólo se consideraron aquellos que han demostrado un alto cumplimiento en la inyección o absorción de reactivos, conforme con la evaluación realizada para la remuneración de los servicios complementarios de control de tensión.

- **Parques ERV futuros**

Para los parques ERV futuros se considera que, deberán ser capaces de inyectar o absorber reactivos, particularmente aquellos que entren en servicio a partir del 2025, cumpliendo con todo el diagrama PQ exigido en la NTSyCS vigente para 2024.

- **BESS (de la tecnología seguidora de red o Grid Following/GFL)**

En el caso de los BESS, tanto los actuales como los futuros, se consideró que, dado que la NTSyCS vigente no les exige la inyección o absorción de reactivos, no son considerados para la compensación de potencia reactiva. Aunque en el futuro el cumplimiento de un determinado diagrama PQ podría convertirse en un requisito normativo, se considera que esto sólo sería obligatorio para los sistemas de almacenamiento tipo BESS que entren en servicio después de 2028.

- **Estado de líneas de 500 kV y su compensación serie**

Se mantuvieron todas las líneas de 500 kV y su compensación serie en servicio en todos los escenarios. Tanto la apertura de líneas de transmisión como el puenteo de condensadores serie son medidas operacionales de última instancia y no deben contemplarse como una alternativa válida para estudios de largo plazo. Esto se debe a que estas medidas reducen la seguridad del sistema y aumentan la impedancia equivalente del sistema, lo que podría incrementar los riesgos de inestabilidad.

Para compensar la inyección de reactivos que resulta de operar con todo el sistema de transmisión en servicio, pero con transferencias mucho menores a su carga natural, se utilizaron los parques ERV en las cercanías de tales líneas para compensarlos. Si esto no fuese suficiente, se proponen obras para compensar la inyección de reactivos en régimen permanente.

- **Generadores sincrónicos, condensadores síncronos, BESS GFM, SVC y STATCOM**

En el caso de los generadores sincrónicos, condensadores síncronos, BESS con inversores del tipo Grid Forming (GFM), SVC y STATCOM, su despacho de reactivos se ajustó para maximizar la reserva de reactivos tanto de inyección como de absorción ante contingencias, ya que su función principal es la actuación en tales situaciones.

6.1.2.3 Aporte al cortocircuito subtransitorio

Para el agregado de nueva generación renovable, se consideraron los siguientes criterios:

- Generación eólica y fotovoltaica a partir de convertidores tipo Full Converter: Aporte de corriente de cortocircuito igual a 1.1 veces su potencia nominal.
- Generación eólica con tecnología DFIG (Doubly-Fed Induction Generator): Aporte de corriente de cortocircuito igual a 3 veces su potencia nominal.

Unidades BESS: Aporte de corriente de cortocircuito igual a 1,1 veces su potencia nominal.

6.1.2.4 Caracterización del escenario diurno

El escenario diurno se caracteriza por una operación de la línea HVDC con transferencia de 3.000 MW en el sentido norte-sur, una alta penetración de energías renovables (90%), una baja carga por gran parte del sistema de 500 kV AC, una gran cantidad de BESS en carga y baja inercia sistémica.

Tabla 6-3: Antecedentes sistémicos. Escenario diurno.

Name	Pgen Static MW				Pgen Sync MW							Total por zona (almacenamiento incl) MW	Total por zona (sin almacenamiento) MW	Loads, P MW	Neto, P MW
	Photovoltaic	Photovoltaic_PM GD	Wind	Storage	Carnot	Geo	Hydro	Cogen	CSP	Biogas	Oil				
00-Norte Grande	4803	162	691	-1833	-274	10	2	135	29	0	0	3725	5831	3472	253
00-Zona Interconexión	161	0	2657	0	0	0	0	0	0	0	0	2818	2818	0	2818
01-Atacama	1067	135	356	-235	0	0	1	0	0	0	0	1324	1559	725	599
02-Coquimbo	497	255	396	0	0	0	5	0	0	0	0	1152	1152	516	637
03-Chilquinta-Aconcagua	132	125	0	0	0	0	51	0	0	0	0	308	308	958	-650
04-Enel Distribución	131	179	0	-38	0	0	160	0	0	0	0	432	470	3403	-2971
05-Colbún	0	0	0	0	0	0	151	0	0	0	0	151	151	172	-21
06-Troncal_Qui-Cha	212	366	6	-8	0	0	181	0	0	0	0	756	764	473	282
07-Sistema 154 - 66 kV (Centro)	227	1061	0	-31	0	0	185	0	0	37	0	1478	1509	1265	213
08-Charrúa	0	195	0	0	0	0	279	0	0	25	9	507	507	227	281
09-Concepción	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	618	-618
10-Araucanía	0	121	45	-9	0	0	202	0	0	42	0	402	411	91	310
11-Araucanía 66 kV	0	0	0	0	0	0	84	0	0	0	0	84	84	561	-477
Total por tecnología	7230	2597	4151	-2154	-274	10	1301	135	29	104	9	13137	15565	12480	12480
Total por tipo (almacenamiento incl)				11823								1314			
Total por tipo (sin almacenamiento)				13978								1588			
% por tecnología (sin almacenamiento)				90%								10%			
% por tecnología (almacenamiento incl)				90%								10%			

Tabla 6-4: Montos de inercia considerados. Escenario diurno.

Name	Inercia [GVAs]									Total por zona
	SynCon	SynCon_new	Hydro	Carnot	Geo	Cogen	CSP	Biogas	Oil	
00-Norte Grande	4,4	6,9	0,0	1,8	0,1	2,5	0,4	0,0	0,0	16,2
00-Zona Interconexión	0,0	5,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,2
01-Atacama	1,4	3,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4,3
02-Coquimbo	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
03-Chilquinta-Aconcagua	0,0	0,0	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5
04-Enel Distribución	0,0	0,0	2,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,5
05-Colbún	0,0	0,0	1,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,3
06-Troncal_Qui-Cha	0,0	0,0	1,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,2
07-Sistema 154 - 66 kV (Centro)	0,0	0,0	2,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,0	2,7
08-Charrúa	0,0	0,0	1,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,3	2,3
09-Concepción	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
10-Araucanía	0,0	0,0	1,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	1,9
11-Araucanía 66 kV	0,0	0,0	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6
Total por tecnología	5,7	15,1	11,9	1,8	0,1	2,5	0,4	0,9	0,3	38,8

6.1.2.5 Caracterización del escenario nocturno.

El escenario nocturno se caracteriza por una operación de la línea HVDC que no puede alcanzar 3.000 MW, sino que un valor menor (800 MW) en el sentido norte-sur, una alta penetración de energías renovables variables (82%), una pequeña cantidad de BESS en descarga y baja inercia sistémica.

Tabla 6-5: Antecedentes sistémicos. Escenario nocturno.

Name	Pgen Static MW				Pgen Sync MW							Total por zona (almacenamiento incl) MW	Total por zona (sin almacenamiento) MW	Loads, P MW	Neto, P MW
	Photovoltaic	Photovoltaic_PMGD	Wind	Storage	Carnot	Geo	Hydro	Cogen	CSP	Biogas	Oil				
00-Norte Grande	0	0	1332	170	24	10	6	256	29	0	0	1827	1633	3471	-1644
00-Zona Interconexión	0	0	3316	0	0	0	0	0	0	0	0	3316	3316	0	3316
01-Atacama	0	0	1147	43	0	0	2	0	0	0	0	1192	1149	702	490
02-Coquimbo	0	0	312	0	0	0	5	0	0	0	0	317	317	388	-71
03-Chilquinta-Aconcagua	0	0	0	0	0	0	33	0	0	0	0	33	33	711	-678
04-Enel Distribución	0	0	0	6	0	0	122	0	0	0	0	128	122	1914	-1785
05-Colbún	0	0	0	0	0	0	149	0	0	0	0	149	149	202	-53
06-Troncal_Qui-Cha	0	0	40	0	0	0	139	0	0	0	0	179	179	369	-191
07-Sistema 154 - 66 kV (Centro)	0	0	0	7	0	0	170	0	0	10	0	187	180	745	-558
08-Charrúa	0	0	214	0	0	0	305	0	0	170	10	699	699	148	552
09-Concepción	0	0	201	0	0	0	0	0	0	0	0	201	201	433	-233
10-Araucanía	0	0	1341	0	0	0	253	0	0	19	0	1613	1613	55	1558
11-Araucanía 66 kV	0	0	0	0	0	0	75	0	0	0	0	75	75	305	-230
Total por tecnología	0	0	7903	227	24	10	1259	256	29	199	10	9916	9666	9444	472
Total por tipo (almacenamiento incl)				8130								1787			
Total por tipo (sin almacenamiento)				7903								1763			
% por tecnología (sin almacenamiento)				82%								18%			
% por tecnología (almacenamiento incl)				82%								18%			

Tabla 6-6: Montos de inercia considerados. Escenario nocturno.

Name	Inercia [GVAs]										Total por zona
	SynCon	SynCon_new	Hydro	Carnot	Geo	Cogen	CSP	Biogas	Oil		
00-Norte Grande	4,4	6,9	0,1	1,8	0,1	2,5	0,4	0,0	0,0		16,2
00-Zona Interconexión	0,0	5,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		5,2
01-Atacama	1,4	3,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		4,3
02-Coquimbo	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		0,1
03-Chilquinta-Aconcagua	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		0,3
04-Enel Distribución	0,0	0,0	3,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		3,4
05-Colbún	0,0	0,0	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		0,5
06-Troncal_Qui-Cha	0,0	0,0	1,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		1,4
07-Sistema 154 - 66 kV (Centro)	0,0	0,0	1,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	1,9
08-Charrúa	0,0	0,0	1,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6	0,1	2,1
09-Concepción	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
10-Araucanía	0,0	0,0	1,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	1,8
11-Araucanía 66 kV	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2
Total por tecnología	5,7	15,1	10,9	1,8	0,1	2,5	0,4	0,9	0,1		37,5

6.2 Estudio de control de tensión

6.2.1 Metodología

Se evaluó la estabilidad de régimen permanente en los tres principales corredores del sistema (Parinas-Cumbres, Nueva Pan de Azúcar-Polpaico y Ancoa-Alto Jahuel) mediante curvas PV, diferencia angular entre los extremos del tramo y de sensibilidad dV/dQ en función de la transferencia de potencia activa por los corredores en estudio en N-1 del tramo que resulte más crítico (que podría ser el circuito paralelo o un bipolo de la línea HVDC) para determinar los límites por estabilidad de régimen permanente.

Luego, se reajustaron los escenarios para determinar nuevos límites y se evaluaron las fallas descritas en el punto 3, tanto estáticamente mediante flujos de potencia, como dinámicamente, mediante simulaciones RMS.

Para garantizar la estabilidad dinámica de tensión, se propusieron obras para tal efecto. Inicialmente, la ubicación de estas obras puede ser considerada en los puntos críticos, pero, idealmente, en los nodos en los que pueda resultar óptimo (por ejemplo, nodos con bajo nivel de CC sincrónico y alta generación IBR (Recurso Basado en Inversores), es decir, red débil o con bajo nivel de ESCR (Razón de Cortocircuito Equivalente)).

En el caso del cálculo del ESCR se debe tener presente que los parques del tipo *Grid Following* no son considerados con un aporte al numerador del índice, dado que no son una fuente de tensión y en consecuencia son elementos que no aportan a la fortaleza de red.

6.2.1.1 Modelos de generación Grid Forming

En el caso de modelos de generación Grid Forming existentes, se utilizará las recomendaciones del documento “Requisitos Técnicos Mínimos para Recursos Basados en Inversores del Tipo Grid Forming”, publicado por el Coordinador el 30 de octubre de 2024⁹.

6.2.2 Resultados

En los escenarios estudiados fue necesario utilizar la capacidad PQ de recursos basados en inversores para dejar las tensiones en nivel de rango de estado normal en el sistema nacional a la vez que se evitan otras medidas operacionales como apertura de líneas o puenteo de condensadores series.

⁹ Link web: <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/requisitos-tecnologias-gfm-y-gfl/>

Tabla 6-7: Despacho de reactivos de los recursos basados en inversores, en el escenario diurno (izquierda) y el nocturno (derecha)

Escenario diurno					Escenario nocturno				
Name	Q[MVar]				Name	Q[MVar]			
	Photovoltaic	Photovoltaic PMGD	Wind	Storage		Photovoltaic	Photovoltaic PMGD	Wind	Storage
00-Norte Grande	30	0	0	0	00-Norte Grande	0	0	0	0
00-Zona Intermedia	0	0	0	0	00-Zona Intermedia	0	0	0	0
01-Atacama	156	0	0	0	01-Atacama	0	0	1	0
02-Coquimbo	-10	0	-14	0	02-Coquimbo	0	0	0	0
03-Chilquinta-Aconcagua	0	0	0	0	03-Chilquinta-Aconcagua	0	0	0	0
04-Enel Distribución	10	0	0	0	04-Enel Distribución	0	0	0	0
05-Colbún	0	0	0	0	05-Colbún	0	0	0	0
06-Troncal_Qui_Cha	0	0	1	0	06-Troncal_Qui_Cha	0	0	0	0
07-Sistema154-66kV (Centro)	1	0	0	0	07-Sistema154-66kV (Centro)	0	0	0	0
08-Charrúa	0	0	0	0	08-Charrúa	0	0	4	0
09-Concepción	0	0	0	0	09-Concepción	0	0	0	0
10-Araucanía	0	0	9	0	10-Araucanía	0	0	-121	0
11-Araucanía 66kV	0	0	0	0	11-Araucanía 66kV	0	0	0	0
Total por tecnología	187	0	-4	0	Total por tecnología	0	0	-117	0

Es del caso notar que, las medidas operacionales excepcionales, como la apertura de líneas y el puenteo de condensadores serie, fueron reducidas al mínimo.

A partir del “Estudio de Requerimientos de Fortaleza de Red al Año 2030” desarrollado por el Coordinador, se determinaron los requerimientos de potencia de cortocircuito necesarios para cumplir con los niveles mínimos de ESCR y RECC¹⁰ en escenarios con alta participación de Energías Renovables Variables (ERV) hacia el año 2030, incluyendo la operación de la línea HVDC Kimal-Lo Aguirre. El análisis identificó un requerimiento adicional de 7,046 MVA de potencia de cortocircuito en cuatro barras óptimas del SEN, necesarias para garantizar un nivel de ESCR ≥ 1.5 en barras de 220 kV con inyección de ERV relevante, en un escenario con 90% de participación instantánea de generación renovable variable. Esta capacidad fue modelada mediante condensadores síncronos, representando un equivalente aproximado de 1.000 MVA con $H=1\text{seg}^{11}$, adicionales a los ya adjudicados en el año 2024 según lo descrito en la Tabla 6-1.

Cabe señalar que estos 1.000 MVA fueron los necesarios para llegar a niveles de ESCR superiores a 1,5 sin considerar el efecto del HVDC, a diferencia de lo hecho en estudios previos, con horizonte al año 2030, dado que la evaluación de la línea se realizó por separado, mediante el cumplimiento del RECC conforme con la normativa vigente. Adicionalmente no se consideró el efecto de PMGD en el indicador de ESCR, debido a que están en distribución y su efecto en barras de 220 kV es bajo.

A partir de la incorporación de los diversos refuerzos, se aprecia que en los escenarios base considerando los equipos de compensación reactiva, el aporte de la curva PQ de las centrales ERV, las centrales sincrónicas en servicio y CCSS

¹⁰ Razón efectiva de Corto Circuito (RECC), de acuerdo con el Art. 62 del anexo técnico “Exigencias Mínimas para el Diseño de Instalaciones de Transmisión”.

¹¹ El valor de inercia $H=1\text{s}$ es referencial y corresponde al valor mínimo de inercia en CCSS, sin perjuicio de esto, se podría requerir un mayor valor si estudios más detallados lo determinan.

adjudicados y los necesarios por fortaleza en el sistema al 2030, es posible mantener tensiones en niveles normativos en estado normal y post contingencia.

Además, se aprecia que se cumplen con los estándares de recuperación dinámica para todas las contingencias bajo análisis.

Finalmente, se generaron escenarios específicos para encontrar los límites N-1 en los principales corredores AC del sistema y se llegaron límites estáticos que fueron verificados dinámicamente:

- Línea 2x500kV Nueva Pan de Azúcar-Polpaico:
 - Sentido Norte->Sur: 1.660 MW
 - Sentido Sur->Norte: 1.550 MW.
- Línea 4x500kV Ancoa-A. Jahuel:
 - Sentido Sur->Norte: 2.600 MW.

Cabe señalar que estos límites son referenciales, puesto que deben ser verificados con simulaciones EMT y los valores específicos están sujetos a las condiciones operacionales futuras del SEN.

6.3 Estudio de control de frecuencia

En el estudio de control de frecuencia para el año 2030, considerando dos escenarios (diurno y nocturno), se puede detallar que:

- 1) Estudio CPF/CRF ante contingencias.
 - a. Supuesto de mayor desbalance: se parte de la base que la mayor contingencia de generación seguirá siendo de 400 MW y la de demanda de 200 MW.
 - b. Supuesto de las reservas para CPF ante contingencias: éstas dependen de la demanda y de la inercia y se mantienen en el tiempo.
- 2) Análisis de casos de operación: se construyeron escenarios específicos, tanto de demanda como de inercia, que no se hayan dado hasta hoy en día, considerando inercias < 30 GVAs.

Metodología:

- i. Se partió con montos de reserva estimados por el CEN sobre la base de una interpolación o extrapolación de los resultados vigentes del ECFyDR.
- ii. En caso de no ser suficientes, se aumentaron los montos.
- iii. De no ser suficiente lo anterior, se considera proponer nuevo equipamiento que pueda entregar CRF, tal como hoy está en el Informe de Definición de SSCC (tiempo total de activación de 1 s).
- iv. Si lo anterior no fue suficiente, se considera proponer equipamiento que provea el SC de CRF (con un tiempo de actuación menor que 1 s).
- v. Finalmente, si los fenómenos son muy rápidos se considera proponer un nuevo servicio ya sea de inercia convencional (en la forma de masas rotantes) o de inercia sintética (en función del ROCOF).

- 3) Estudio CPF normal/CSF/CTF: Se hizo una estimación del requerimiento en función de la participación ERV de los escenarios de operación definidos.

Considerando que este estudio podría requerir simulaciones dinámicas, en este reporte se presentan resultados preliminares. Resulta relevante establecer y estudiar si en el futuro podría ser necesario un servicio más rápido que el CPF, considerando la alta penetración de ERV en los escenarios de los años estudiados.

6.3.1 Metodología

6.3.1.1 Estudio CPF/CRF ante contingencias

Para realizar un análisis de la estabilidad de frecuencia al 2030, se tomaron los escenarios bases descritos anteriormente y se acondicionaron para realizar las simulaciones de desbalances de potencia que permite estudiar la respuesta transitoria del sistema y su cumplimiento con los estándares de recuperación dinámica establecidos en la NTSyCS.

Debido a que los escenarios base ya eran lo suficientemente exigentes, los ajustes consistieron en:

- 1) Disminuir la inercia de los condensadores sincrónicos instalados para la estabilidad de tensión desde $H = 5$ [s] a $H = 1$ [s].
- 2) Despachar la unidad más grande, siendo en ambos escenarios la IEM, a una potencia de 400 MW, que corresponde al máximo despacho permitido hoy.
- 3) Activar los gobernadores de todas las máquinas hidráulicas que estaban despachadas para que aportasen al Control Primario de Frecuencia.
- 4) Modelar un BESS equivalente para realizar el cálculo de las reservas para CPF, el cual tiene una banda muerta de ± 25 mHz, un estatismo de 2,2% y un tiempo de establecimiento de 10 s (que luego se sensibiliza a 30 s).
- 5) Sensibilizar con plantas solares que tienen la capacidad de proveer CPF, las cuales corresponden a Alfa Solar FV (un parque nuevo), PFV Río Escondido y PFV Santa Isabel.

Así, los escenarios por estudiar fueron los siguientes:

Tabla 6-8: Escenarios bajo estudio en el 2030

Escenario	Generación total [MW]	Inercia sistémica [GVAs]	Descripción
2030E1_Trip_IEM	13.280	24,6	Bajo el escenario diurno se produce el disparo de la Unidad U1 de IEM, perdiendo 400 MW de generación. La regulación primaria de frecuencia se realiza mediante unidades hidráulicas y sistemas BESS (con tiempo de establecimiento de 10 s)
2030E2_Trip_IEM	10.000	23,4	Bajo el escenario nocturno se produce el disparo de la Unidad U1 de IEM, perdiendo 400 MW de generación. La regulación primaria de frecuencia se realiza mediante unidades hidráulicas y sistemas BESS (con tiempo de establecimiento de 10s)

Luego, para calcular el requerimiento de Control Primario, se desconecta intempestivamente la IEM con 400 MW y se establecen los siguientes umbrales en el comportamiento de la frecuencia:

- 1) ROCOF de 0,6 Hz/s (para que no operen los EDAC con ese ROCOF y frecuencias absolutas de 49 Hz y 48,8 Hz).
- 2) Nadir o frecuencia mínima de 48,9 Hz.
- 3) Frecuencia de establecimiento de 49,7 Hz.

Con la finalidad de cuantificar la reserva de potencia obtenida por cada unidad a los 10 segundos y 300 segundos, se analiza la respuesta de las distintas unidades del SEN mediante la utilización de un banco de pruebas. Este último consiste en una fuente de tensión conectada en bornes del lado AT del transformador de potencia de la unidad que se desee testear. La fuente de tensión produce la variación de frecuencia que se puede observar en el siguiente gráfico.

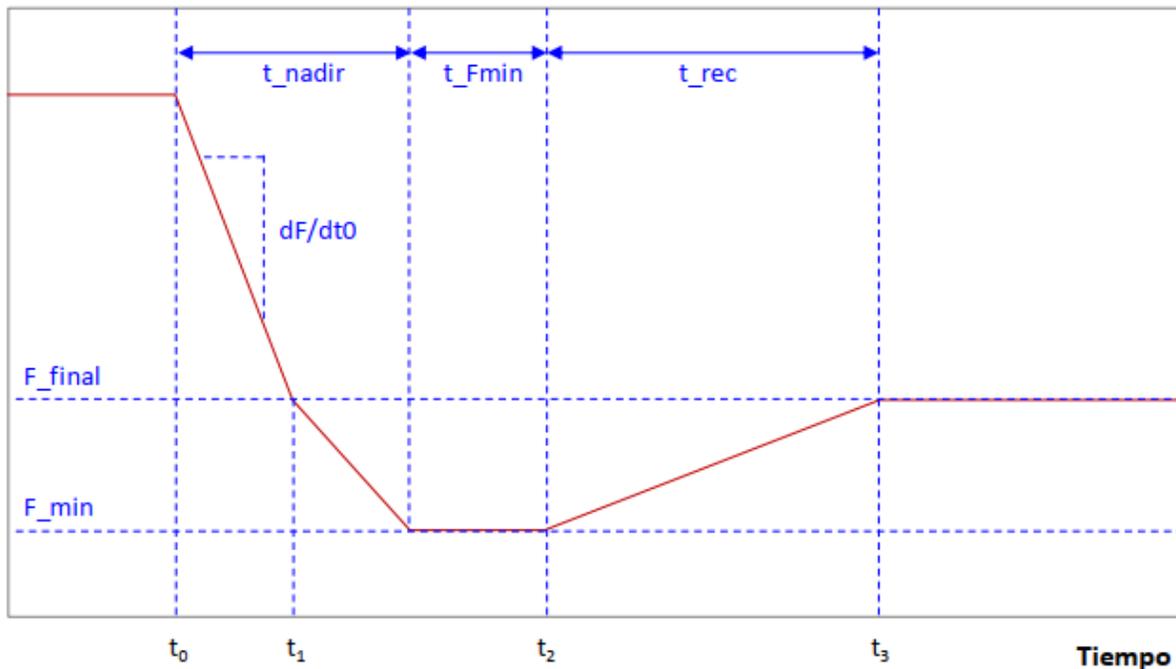


Figura 6-1: Perfil de frecuencia estandarizado para evaluar el aporte de potencia a los 10 s y 300 s.

Tabla 6-9: Parámetros del perfil de frecuencia estandarizado

Parámetros	Descripción	Valor	Unidad
Df/dt0	RoCoF inicial	-0,5	Hz/s
T_nadir	Tiempo al nadir	10	s
F_min	Nadir	48,9	Hz
T_Fmin	Tiempo duración en nadir	1	s
T_rec	Tiempo de recuperación	20	s
F_final	Frecuencia final	49,3	Hz

Finalmente, para la determinación de reservas se parte de los valores de CPF en función de la inercia y la demanda indicados en el último ISSCC 2025. A partir de estos valores se realiza una extrapolación lineal y se llega a una primera aproximación del CPF necesario en los escenarios estudiados.

Tabla 6-10: Reserva requerida a los 10 segundos en función de la generación bruta del SEN y la inercia sistémica, generación desconectada 400 MW. ISSCC 2025.

Gx Bruta Total SEN [MW]	Inercia Sistémica [GVAs]						
	30	35	40	45	50	55	60
7.500	331	281	244	217	195	177	162
8.000	309	263	229	203	182	166	152
8.500	290	247	215	191	172	156	143
9.000	273	232	203	180	162	147	135
9.500	258	220	192	171	154	140	128
10.000	244	209	182	162	146	133	122
10.500	232	199	174	154	139	127	116
11.000	222	189	166	147	133	121	111
11.500	212	181	159	141	127	116	106
12.000	203	174	152	135	122	111	102
12.500	195	167	146	130	117	107	98

6.3.2 Resultados

6.3.2.1 Estudio CPF/CRF ante contingencias

Con la metodología antes descrita, se encontró que las reservas de potencia necesarias en los distintos escenarios son las que se indican a continuación.

Tabla 6-11: Reservas de potencia necesarias en los distintos escenarios

Escenario	Generación total [MW]	Inercia sistémica [GVAs]	Reserva necesaria 10 s [MW]	Reserva necesaria 300 s [MW]
2030E1_Trip_IEM	13.280	24,6	235	233
2030E2_Trip_IEM	10.000	23,4	329	273

El aporte de la generación hidráulica en servicio que es capaz de prestar CPF es el siguiente.

Tabla 6-12: Reservas de potencia sincrónica disponible en los distintos escenarios.

Escenario	Unidad (Modelo PowerFactory)	Generación inicial [MW]	Reserva necesaria 10 s [MW]	Reserva necesaria 300 s [MW]
2030E1_Trip_IEM	HE ANGOSTURA U1	74,0	-0,3	41,6
	HE COLBUN U1	100,0	11,3	59,1
	HE CANUTILLAR U1	42,5	11,1	20,2
	HE CANUTILLAR U2	42,5	11,1	20,2
2030E2_Trip_IEM	HE ANGOSTURA U1	98,0	-0,7	40,8
	HE COLBUN U1	100,0	11,3	59,1
	HE CANUTILLAR U1	46,7	11,1	20,2
	HE CANUTILLAR U2	46,7	11,1	20,2

De los resultados, puede observarse que existe una gran diferencia entre lo requerido y lo que pueden aportar las unidades hidráulicas en servicio en ambos escenarios. Sobre la base de lo anterior se analizaron distintas alternativas:

- 1) Regulación primaria de frecuencia mediante BESS.
- 2) Regulación de frecuencia mediante parques solares (escenario diurno).

El aporte de los módulos BESS al simularlos con la forma de onda de frecuencia estandarizada resulta en lo siguiente:

Tabla 6-13: Aporte de potencia mediante módulos de BESS.

Potencia nominal [MVA]	Tiempo de establecimiento [s]	Despacho inicial [MW]	Aporte a los 10 s [MW]	Aporte a los 300 s [MW]
10	30	0	3,22	6,16
10	10	0	9,6	6,16

En la siguiente tabla se resume el valor de reserva de potencia mediante BESS, considerado en cada escenario de operación.

Tabla 6-14. Determinación de reserva primaria de frecuencia mediante unidades BESS.

Escenario de operación	Potencia instalada para reserva mediante BESS [MVA]	Punto de conexión en PowerFactory	Descripción
2030E1_Trip_IEM	190	SE Kimal 220 kV	Mediante la unidad BESS RPF(1)
2030E2_Trip_IEM	280	SE Kimal 220 kV	Mediante la unidad BESS RPF(1) y RPF(2)
2030E2_Trip_IEM_BESS_30s	820	SE Kimal 220 kV	Mediante la unidad BESS RPF(1), RPF(2) y BESS RPF(3)

De la tabla anterior, puede destacarse la necesidad de contar con una mayor potencia instalada de BESS en caso de considerar un tiempo de establecimiento de 30 s.

Por otro lado, ante la contingencia de la carga más grande (200 MW) y el BESS en carga con mayor despacho (-600 MW), también bastó con la participación de las tecnologías basadas en inversores para cumplir con los estándares de recuperación de frecuencia. CPF@ 5 min: -22 MW y CPF@ 5 min: -330 MW, respectivamente.

Así, con la participación de las tecnologías basadas en inversores en el CPF ante contingencias, el CRF no es necesario para cumplir con los estándares de recuperación de frecuencia. En todo caso, la provisión de un servicio de CRF podría reducir los requerimientos de reserva CPF, en los casos en que el factor de sustitución entre CRF y CPF sea mayor que 1, según se puede observar en el ISSCC2025¹².

¹² Link web: https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2024/11/2024.11.15-Informe_SSCC_2025.pdf

Finalmente, en los escenarios de muy baja inercia sistémica, creados a partir del escenario base diurno, sacando de servicio unidades hidráulicas y prorrateando la generación en las otras centrales de ese tipo, se producen problemas de convergencia numérica en las simulaciones de severidad 5 a partir de 17 GVAs hacia abajo. Lo anterior, necesita ser investigado con estudios específicos, tales como verificaciones con simulaciones EMT, ya que podría dar pie a la determinación de una inercia mínima sistémica o distribuida zonalmente.

6.3.2.2 Análisis conceptual de requerimientos CPF normal, CSF/CTF

De un análisis conceptual, el CPF normal no ha variado significativamente en el tiempo a pesar del aumento ERV. Sin embargo, un desplazamiento de generación sincrónica y la consiguiente reducción de inercia sistémica podría provocar que las variaciones intempestivas aumenten en el futuro. Por ello, resulta necesaria la participación de tecnologías basadas en inversores para el CPF normal, por lo que la banda muerta del control debería ser similar a la que hoy se les exige a las unidades síncronas, esto es 25 mHz.

Dado que el CSF tiene como objeto compensar la variabilidad e incertidumbre de la demanda y ERV, a mayor porcentaje de ERV será necesario un mayor monto de CSF para compensar la variabilidad creciente de las fuentes de generación, como así también, hacer frente a las rampas de variación de recurso. Una forma de mitigar la mayor necesidad de CSF (y CTF) es reducir al mínimo posible la incertidumbre mediante la utilización de pronósticos de generación con mayor granularidad y con una frecuencia de emisión que vaya del intradiario al intrahorario.

6.4 Comentarios finales

Las principales conclusiones de ambos análisis son las siguientes:

1) Estudio de control de frecuencia:

- a. Debido a que en los escenarios analizados no existían unidades térmicas que prestasen SSCC de Control de Frecuencia, las unidades hidráulicas que quedan en servicio no son suficientes para cumplir con los estándares normativos, específicamente con no activar el EDAC ante una contingencia simple.
- b. Lo anterior, se soluciona utilizando recursos basados en inversores para proveer el CPF que sea necesario. Idealmente, el tiempo de establecimiento tiene que ser 10 s, porque si es 30 s, el equipamiento necesario para proveer la reserva de CPF necesaria es mucho mayor.
- c. En los escenarios estudiados, para cumplir con los estándares de recuperación dinámica de la frecuencia, no fue necesaria la implementación del Servicio Complementario de Control Rápido de Frecuencia (CRF) ni otro con tiempos de respuesta más rápido que 1 s. Sin embargo, la provisión de un servicio de CRF podría reducir los requerimientos de reserva CPF, en los casos que el factor de sustitución entre CRF y CPF sea mayor que 1.
- d. Los escenarios de muy baja inercia presentan inestabilidades en las simulaciones de severidad 5 que necesitan seguir siendo investigadas con estudios específicos, tales como verificaciones con simulaciones EMT, y que podrían dar origen a restricciones operacionales o nueva infraestructura, ya sea a nivel sistémico o distribuida zonalmente.

2) Estudio de control de tensión:

- a. En los escenarios estudiados hasta el momento fue necesario utilizar la capacidad PQ de recursos basados en inversores para dejar las tensiones en un nivel normal en el sistema nacional.
- b. Para lograr un nivel de ESCR igual o mayor a 1,5 (que no considera en la formulación ni el HVDC ni los PMGD), se incorporaron 1.000 MVA de condensadores sincrónicos con una inercia de $H = 1 \text{ s}^{13}$.
- c. Se aprecia que con la infraestructura adicional incorporada se cumplen con los estándares de recuperación dinámica para todas las contingencias bajo análisis.
- d. Finalmente, se generaron escenarios específicos para encontrar los límites N-1 en los principales corredores AC del sistema y se llegaron límites estáticos que fueron verificados dinámicamente:
 - i. Nva PdAz-Pol: N->S: 1.660 MW y S->N: 1.550 MW.
 - ii. Ancoa-A. Jahuel: S->N 2.600 MW.

Cabe señalar que estos límites son referenciales, puesto que deben ser verificados con simulaciones EMT y los valores específicos están sujetos a las condiciones operacionales futuras del SEN.

3) El trabajo pendiente para realizar como sensibilidad:

- a. Reemplazar los condensadores sincrónicos con equipos BESS con inversores con tecnología *Grid Forming*, para lo cual se tendrán que redimensionar estos equipos.
- b. Investigar los problemas de convergencia numérica en las simulaciones RMS de la severidad 5 con escenarios de muy baja inercia, los cuales se podrían presentar en los meses de abril donde podría haber muy baja disponibilidad de recurso hídrico.

¹³ El valor de inercia $H=1s$ es referencial y corresponde al valor mínimo de inercia en CCSS, sin perjuicio de esto, se podría requerir un mayor valor si estudios más detallados lo determinan.

7. CONCLUSIONES

Se analizó la confiabilidad del SEN en un escenario sin centrales a carbón al 2030, a través de simulaciones de operación económica y eléctricas, con el objeto de identificar los recursos técnicos y condiciones habilitantes para garantizar una operación segura y a mínimo costo del SEN.

Para el presente estudio, se determinó un plan de obras indicativo que haga viable un escenario de retiro del 100% de centrales a carbón al 2030 y luego se realizó un análisis razonado de la operación para comprender la situación de abastecimiento del SEN, identificando condiciones o factores que pudieran poner en riesgo el abastecimiento de la demanda. Adicionalmente, se evaluó la seguridad de servicio del SEN ante contingencias de elementos del sistema de transmisión y unidades generadoras, considerando simulaciones en estado estático y dinámico.

Al respecto, se concluye que en condiciones normales de operación (escenario *E0* y *E1*) y para condiciones hidrológicas media (probabilidad excedencia 50%) y seca (probabilidad excedencia 90%), se podrían retirar todas las centrales a carbón sin comprometer el abastecimiento ni la seguridad de servicio del SEN. En este contexto, la generación en base a gas natural permite compensar la variabilidad hidrológica, así como resulta fundamental que las centrales ERV basadas en tecnología IBR se habiliten para proveer servicios de Control de Frecuencia y Control de Tensión. Ahora bien, si se consideran escenarios críticos para el abastecimiento, por ejemplo, frente a indisponibilidades de centrales que operan con gas natural, hidrología seca o extremo seca, así como una disminución abrupta del recurso renovable variable (escenario *E2*, *E3*, *E4* y *E5*), se requeriría contar con un *backup* de energía firme para gestionar los riesgos de desabastecimiento del SEN.

A continuación, se resumen los principales resultados que sustentan las conclusiones antes señaladas:

1) Plan de obras indicativo al año 2030

- Almacenamiento BESS: sistemas de almacenamiento existentes y proyectos Declarados en Construcción: 1,9 GW (8,1 GWh). Adicionalmente se considera una capacidad de 3,7 GW (20,1 GWh) al año 2030. Total año 2030: 5,6 GW.
- Centrales fotovoltaicas: centrales existentes y proyectos Declarados en Construcción: 16 GW. Adicionalmente se considera una capacidad adicional de 1,2 GW al año 2030. Total año 2030: 17,2 GW.
- Centrales eólicas: centrales existentes y proyectos Declarados en Construcción: 7,3 GW. Adicionalmente se considera una capacidad adicional de 3,7 GW al año 2030. Total año 2030: 11,0 GW.

2) Suficiencia

- En escenarios con condiciones normales de operación (escenario *E0* y *E1*) y condiciones hidrológicas media (probabilidad excedencia 50%) y seca (probabilidad excedencia 90%), se podría retirar todas las centrales a carbón, sin comprometer el abastecimiento del SEN. En este contexto, la generación en base a gas natural se mantiene en rangos bajos, en torno a un rango del 4% a 11% de la demanda anual, resultando fundamental para complementar la variabilidad hidrológica, principalmente en los meses de otoño-invierno. A su vez, el consumo de diésel en estas condiciones es nulo para una hidrología media, mientras que, en los casos con hidrología seca, solo se requeriría combustible diésel en los meses de invierno.

- A medida que los escenarios evaluados consideran condiciones más exigentes de abastecimiento, el consumo de GNL y petróleo diésel podrían incrementarse considerablemente. Por ejemplo, para un escenario de demanda alta, condición hidrológica seca (probabilidad excedencia 90%), pero no extrema, indisponibilidad de 2 ciclos combinados (U16 y San Isidro 2) durante todo el año 2030, se prevén condiciones de estrechez en el abastecimiento en algunos meses de invierno, puesto que los consumos de GNL (28 buques equivalentes) supera a la máxima disponibilidad de GNL de los contratos vigentes (23 buques equivalentes), lo que requeriría compras adicionales de dicho combustible. A su vez, el consumo de petróleo diésel (2.600 m³/día) se encuentran en promedio cercanos a la capacidad máxima de distribución diaria (3.500 m³/día) de petróleo diésel.

Para una hidrología extremo seca, los consumos de GNL (37 buques equivalentes) superan la disponibilidad de los contratos y el consumo promedio de diésel en el mes de junio se encuentra entre 6.000m³/día y 9.500m³/día, lo que implicaría un riesgo de déficit de energía diaria del 3% del consumo, el cual está sujeto a la disponibilidad de diésel y energía embalsada.

En los casos de hidrología seca y extrema, si se considera además un menor aporte de fuentes ERV (escenario E4 y E5), producto de situaciones meteorológicas extremas, también se prevé riesgo de déficit. La profundidad del déficit de energía podría estar dentro de un rango entre 13% y 19% del consumo diario en una hidrología seca y extrema, respectivamente. Cabe señalar, que dicho déficit se podría manejar o disminuir con medidas excepcionales, por ejemplo, en el marco de un decreto de racionamiento, que permita contar con mayor disponibilidad de gas natural, diésel y energía embalsada (Reserva Hídrica).

- En los escenarios que consideran un crecimiento de la demanda medio y alto, la participación de tecnologías ERV alcanzan montos cercanos al 70% de la demanda total del año 2030. Si se considera además el aporte de las centrales de tecnología hidráulica, la participación de energías de fuentes renovables se encuentra en un rango entre 84% y 93% a nivel anual. La participación ERV no es sensible a la condición hidrológica, la cual incide sólo en el nivel de participación de generación térmica. Adicionalmente, la participación de tecnologías de almacenamiento con baterías está en torno al 10% de la demanda eléctrica anual.
- A nivel horario, la participación de fuentes renovables alcanza un 99% en algunas horas de día, donde un 90% podría entregarse con generación ERV basada en tecnología IBR. El aporte de los sistemas de almacenamiento se concentra principalmente en horas de noche y en menor medida en horas de madrugada. Se destaca el hecho que, durante las madrugadas, el aporte eólico, en promedio, podría acercarse a los 3.500 MW horarios, monto que equivale al 40% de la generación requerida por el SEN en ese momento.
- Se verificó que los sistemas de almacenamiento son fundamentales para aprovechar la energía disponible de fuentes ERV y con ello mitigar significativamente el curtailment de centrales ERV. En efecto, el curtailment se encuentra bajo 1 TWh anual, para todas las condiciones hidrológicas y escenarios de crecimiento de la demanda.
- Si bien la tecnología BESS contribuye a la seguridad y flexibilidad del SEN, como asimismo a la reducción del curtailment de centrales ERV, una mayor participación de dicha tecnología no conlleva necesariamente una mejora en el abastecimiento de energía del SEN. Lo anterior, puesto que los BESS, a diferencia de una central de generadora, requieren consumir energía del SEN en un determinado periodo para luego inyectarlo en

otro. Esto implica un aumento de generación térmica para cargar los BESS en los casos más exigentes analizados, y por lo tanto, una reducción del margen de energía disponible para enfrentar condiciones de estrechez del sistema. Opciones que podrían evitar la energía de déficit determinada en el presente estudio serían el aumento de la energía diaria firme (por ejemplo: centrales eólicas o centrales renovables con capacidad de almacenamiento) o la gestión de la demanda.

3) Seguridad de servicio

Control de frecuencia:

- En los escenarios estudiados, para cumplir con los estándares de recuperación dinámica de la frecuencia, no fue necesaria la implementación del Servicio Complementario de Control Rápido de Frecuencia (CRF) ni otro con tiempos de respuesta más rápido que 1 s. Sin embargo, la provisión de un servicio de CRF podría reducir los requerimientos de reserva CPF, en los casos que el factor de sustitución entre CRF y CPF sea mayor que 1, según se puede observar en el ISSCC202514.
- Se determinó que en escenarios analizados sin unidades térmicas que prestasen SSCC de Control de Frecuencia, las unidades hidráulicas que quedan en servicio no son suficientes para cumplir con los estándares normativos, específicamente para no activar el EDAC ante una contingencia simple.
- Lo anterior, se solucionaría utilizando recursos con tecnología IBR para proveer el CPF que sea necesario. Idealmente el tiempo de establecimiento debería ser de 10 s, porque si fuera 30 s (como hoy se les exige a las termoeléctricas en su proceso de homologación) la reserva necesaria para proveer la reserva de CPF es mayor.

Control de tensión:

- En los escenarios estudiados fue necesario utilizar la capacidad PQ de recursos basados en tecnología IBR para dejar las tensiones en nivel de rango de estado normal en el sistema de transmisión nacional.
- Para lograr un nivel de ESCR igual o mayor a 1,5 se requirió incorporar el equivalente a unos 1.000 MVA de condensadores sincrónicos, adicionales a los recientemente adjudicados en 2024 (1.000 MVA, aproximadamente). Esta infraestructura adicional permite cumplir los estándares de recuperación dinámica para todas las fallas bajo análisis.
- Finalmente, al llevar las transferencias en los corredores AC al límite de estabilidad, la capacidad operacional máxima de éstos se reducen entre un 10% y 20% respecto de los límites actuales en los principales tramos del sistema de 500 kV. Sin embargo, las transferencias para los escenarios esperados en los corredores AC,

¹⁴ Link web: https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2024/11/2024.11.15-Informe_SSCC_2025.pdf

como resultado de un despacho económico del análisis de suficiencia, son inferiores a los límites antes mencionados.

7.1 Recomendaciones

A partir de los resultados antes señalados, se recomiendan las siguientes acciones para garantizar la seguridad de servicio y operación a mínimo costo de la operación del SEN sin carbón al año 2030:

Inversiones:

- Materializar inversiones en transmisión, generación y almacenamiento en cantidad y localización como las contenidas en el plan de obras del presente estudio, las que alcanzarían una cifra del orden de 13.000 MMUSD.
- Determinar la cantidad de óptima de recursos técnicos adicionales para garantizar la fortaleza de red (control dinámico de tensión y potencia de cortocircuito). Al respecto, de acuerdo con los análisis realizados y considerando solo una solución del tipo condensadores sincrónicos, se requeriría el equivalente a 1.000 MVA de capacidad instalada adicional. Además, el Coordinador está desarrollando sensibilidades (estudios RMS y EMT) considerando soluciones del tipo GFM.

Medidas para gestionar el abastecimiento en condiciones críticas

- Monitorear continuamente las condiciones de abastecimiento con el objeto de establecer con anticipación medidas excepcionales, por ejemplo, en el marco de un decreto de racionamiento, que permitan contar con disponibilidad de gas natural, diésel y energía embalsada (Reserva Hídrica) para manejar riegos de déficit frente a condiciones críticas de abastecimiento.
- De manera complementaria, evaluar el diseño de un backup eficiente de energía firme que permita garantizar la suficiencia del SEN en las condiciones antes señaladas.

Medidas operacionales

- Definir una política de operación de la línea HVDC. Por ejemplo, podría recomendarse maximizar los flujos por el sistema HVDC, sujeto a los límites de transferencias de los corredores en AC en paralelo, con el objetivo de minimizar pérdidas en el sistema de transmisión y contribuir a la seguridad del servicio.
- Considerando que el período de uso de los sistemas de almacenamiento se prevé de 12 horas continuas (noche y madrugada) y que las horas de regulación de los proyectos del plan de obras son en promedio 5 horas, se recomienda evaluar una política para distribuir en el tiempo, la carga y descarga de dichos sistemas de almacenamiento, a través de criterios técnicos no discriminatorios.

Habilitación de recursos técnicos de generación y almacenamiento

- Es fundamental que las centrales ERV existentes y previstas en el plan de obras se habiliten para contribuir en el control de reactivos y control de frecuencia, de modo de garantizar la seguridad de servicio y operación a mínimo costo, así como para evitar la necesidad de generación térmica fuera de orden económico.

Aspectos normativos

- En el contexto del proceso de actualización de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS), liderado por la Comisión Nacional de Energía (CNE), se publicó una guía con recomendaciones de diseño y desempeño para los recursos basados en inversores, tanto para la tecnología seguidora de red (Grid-Following, GFL) como para la formadora de red (Grid-Forming, GFM). Estos lineamientos están basados en estándares internacionales, tales como el IEEE 2800 para GFL, y la guía UNIFI, complementada con las pruebas de AEMO y NERC, para GFM.

8. ANEXOS

8.1 Costos de Combustibles

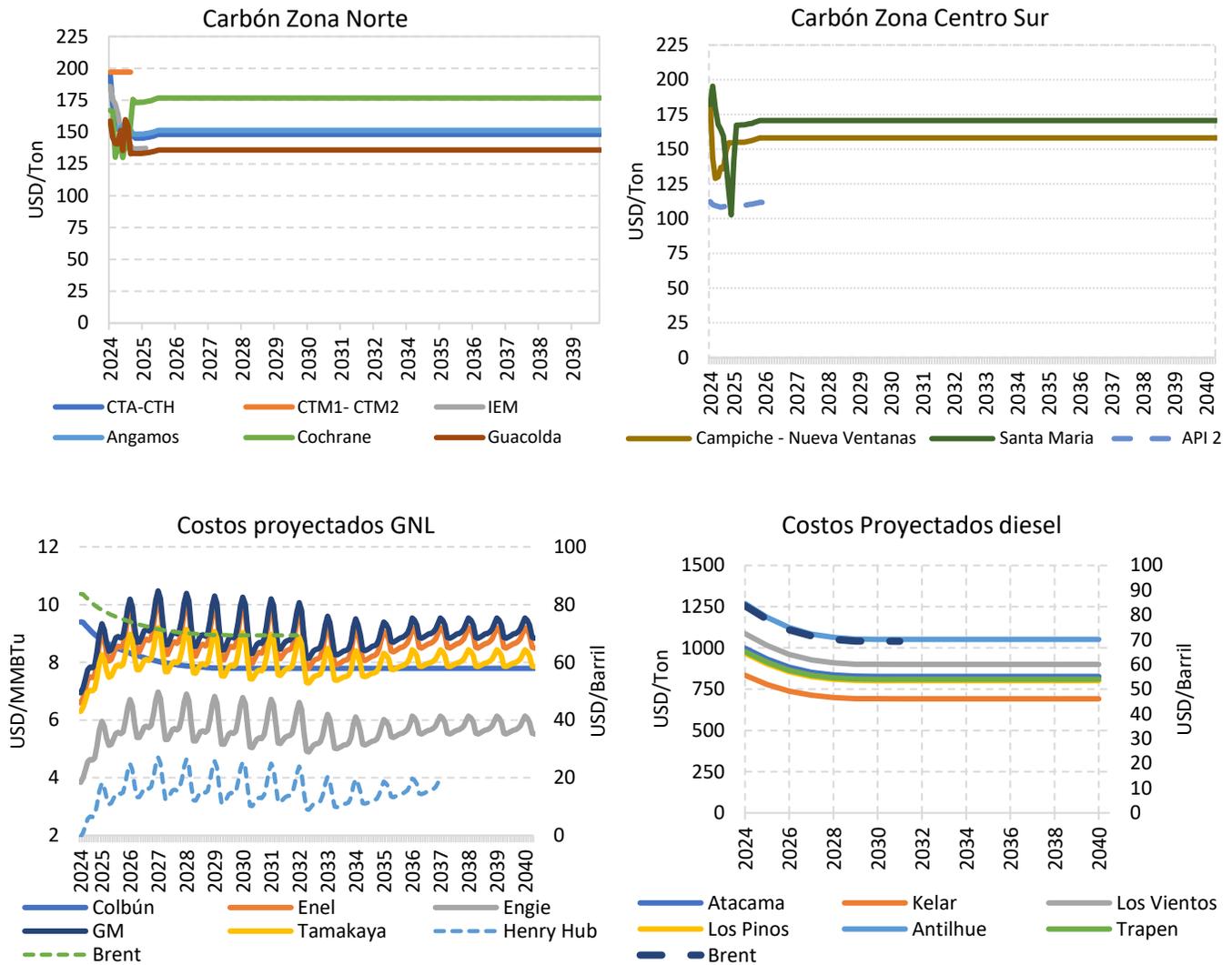


Figura 8-1 Costos nominales de combustibles proyectados centrales de generación.

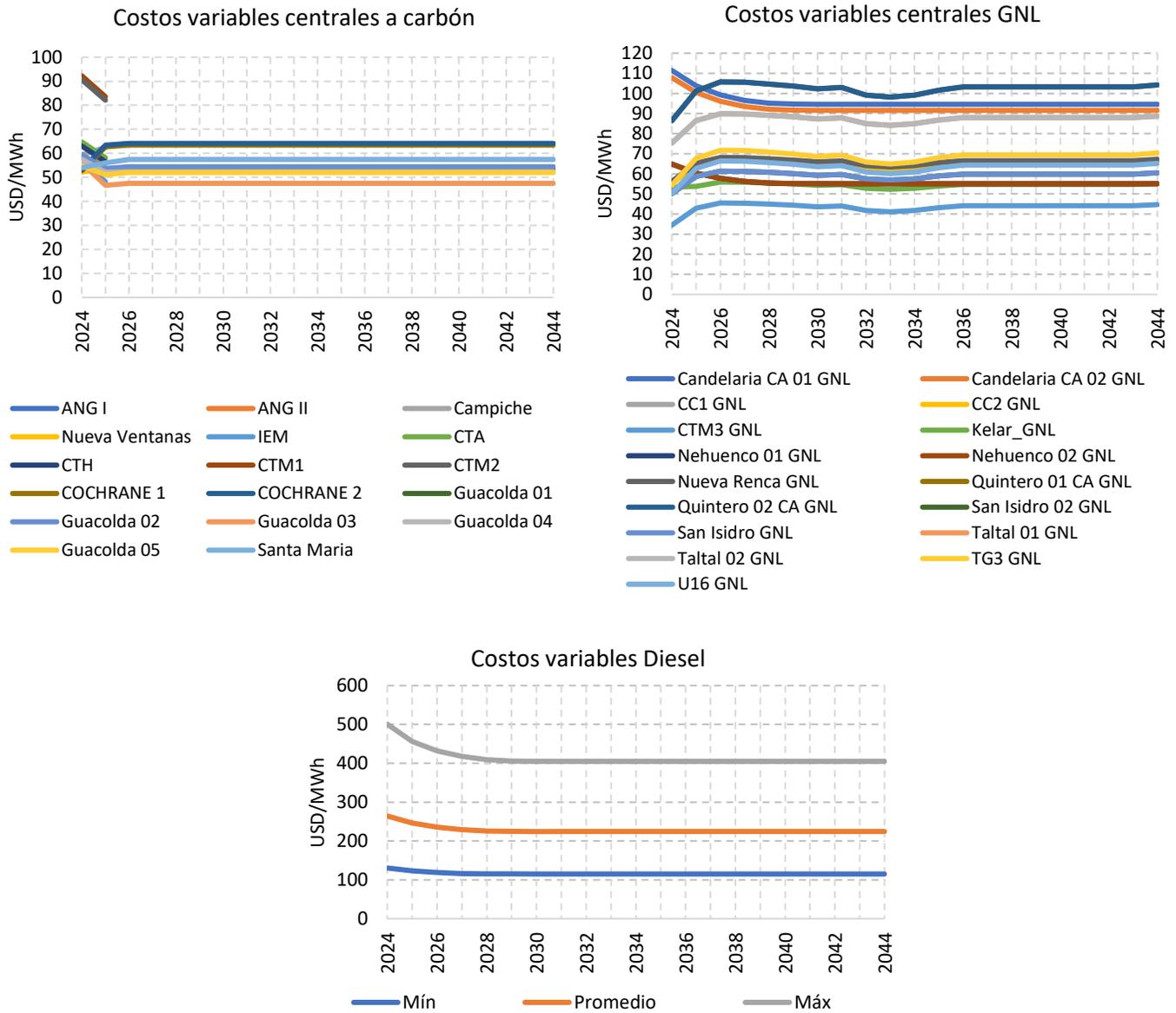


Figura 8-2: Costos variables centrales térmicas.

8.2 Costos de inversión de tecnologías de generación y almacenamiento

Figura 8-3: Costos unitarios de inversión de tecnologías

