

Informe Monitoreo de la Competencia en el Mercado Eléctrico 2024

Fecha de publicación
04 abril 2025

Contenido

INTRODUCCIÓN.....	5
CAPÍTULO I: CARACTERIZACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO NACIONAL	7
Descripción del mercado eléctrico nacional	7
I.1 Segmento de generación	8
I.2 Segmento de transmisión	16
I.3 Segmento de distribución	17
CAPÍTULO II: CONCENTRACIÓN Y PODER DE MERCADO.....	18
II.1 Mercado relevante en el mercado eléctrico.....	18
II.2 Índices de concentración y poder de mercado	21
CAPÍTULO III: EJERCICIO DE PODER DE MERCADO Y ANÁLISIS DE COMPETENCIA	30
III.1. Segmento de generación	30
III.2 Segmento de transmisión	51
III.3 Segmento de distribución	54
III.4 Retiros	56
CAPÍTULO IV: LICITACIONES EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL	58
IV.1 Modificación a las licitaciones de obras de ampliación	58
IV.2 Licitaciones de infraestructura de Transmisión Nacional o Zonal	59
IV.3 Licitación para Servicios Complementarios de Control de Tensión.....	64
IV.3 Otras licitaciones.....	68
CAPÍTULO V: SERVICIOS COMPLEMENTARIOS.....	69
V.1 Antecedentes Generales.....	69
V.2 Incentivos Asociados a la Participación en el mercado de SSCC.....	70
V.3 Evolución SSCC CF Enero 2023 – Diciembre 2024	76
V.3 Conclusiones	91
CAPÍTULO VI: MERCADO DE PEQUEÑOS MEDIOS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA.....	92
VI.1 Antecedentes Generales.....	92
VI.2 Evolución Generación y Capacidad Instalada	92
VI.3 Régimen de Precios PMGD	94
VI.4 Compensaciones Por Precio Estabilizado	98
VI.5 Proyectos PMGD en construcción y conexión	101
VI.6 Congestionamientos en las redes de transmisión zonal	103
VI.7 Conclusiones	104
CAPÍTULO VII: RECORTES DE ENERGÍA RENOVABLE VARIABLE.....	106
CAPÍTULO VIII: MATERIAS ANALIZADAS POR LA UMC	111
VIII.1 Actividades de monitoreo	111
VIII.2 Cambios al sistema de costos auditados	111
VIII.3 Actividades de difusión y capacitaciones.....	112
VIII.3 Participación en foros internacionales	112
VIII.4 Propuestas Normativas.....	112
CAPÍTULO IX: RECOMENDACIONES.....	116

ANEXO	118
A.1 Tabla A.1	118
A.2 Tabla A.2	120
A.3 Tabla A.3	120
A.4 Gráfico A.4.1	121
A.4 Gráfico A.4.2	121
A.5 Principales conductas anticompetitivas que podrían observarse en el mercado chileno	122
A.5.1 Conductas en segmento de generación.....	122
A.5.1.1 Retención de capacidad.....	122
A.5.1.2. Manipulación del precio del combustible.....	123
A.5.2 Conductas en segmento de transmisión	125
A.5.3 Conductas en segmento de distribución	125
A.6 Ejemplo retención de capacidad.....	126
A.7: Gas Inflexible y Competencia.....	129
A.7.1 Empresas Excedentarias	130
A.7.2 Empresas Deficitarias.....	130
A.8 Servicios complementarios.....	133
A.8.1: Costos Asociados al Antiguo Esquema de Subastas de SSCC de Control de Frecuencia	133
A.8.1.1 Servicios de Subida	133
A.8.1.2 Servicios de Bajada	135
A.8.2: Costos Asociados al Actual Esquema de Subastas de SSCC de Control de Frecuencia	137
A.8.2.1 Servicios de Subida	138
A.8.2.2 Servicios de Bajada	138

El contenido del presente documento, en especial los datos y análisis proporcionados, tiene un fin meramente informativo respecto de las condiciones de competencia que, a juicio del Coordinador, existen en el mercado eléctrico chileno y no garantiza que las mismas se mantendrán invariables en el tiempo.

Todos los análisis y opiniones contenidas en este Informe fueron realizados por la Unidad de Monitoreo de la Competencia (UMC) del Coordinador Eléctrico Nacional y, a menos que se indique lo contrario, todos los gráficos y tablas expuestos en el presente informe fueron elaborados con información disponible del Coordinador.

Lista de Acrónimos

ADP: Anual Delivery Program
CAISO: California Independent System Operator
CDC: Centro de Despacho y Control
CDEC-SIC: Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central
CDEC-SING: Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado del Norte Grande
CNE: Comisión Nacional de Energía
CPF: Control primario de frecuencia
CRF: Control rápido de frecuencia
CSF: Control secundario de frecuencia
CTF: Control terciario de frecuencia
CVNC: Costo variable no combustible
EDAC: Esquema de desconexión automático de carga
EISG: Energy Intermarket Surveillance Group
ERV: Energía renovable variable
GN: Gas Natural
GNL: Gas Natural Licuado
HHI: Hirschman-Herfindhal Index
LGSE: Ley General de Servicios Eléctricos
MAE: Mean Absolute Error
NT: Norma Técnica
RSI: Residual supply index
RE: Resolución Exenta
RMSE: Root Mean Square Error
SASC: Solicitudes de Aprobación de Solución de Conexión
SSCC: Servicios Complementarios
SUCT: Solicitudes de Uso de Capacidad Técnica
TDLC: H. Tribunal de Defensa de la Libre Competencia
UMC: Unidad de Monitoreo de la Competencia

INTRODUCCIÓN

Con fecha 20 de julio de 2016 fue publicada la ley N° 20.936, que creó el Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional (“Coordinador”), continuador legal de los CDEC-SING y CDEC-SIC¹, corporación autónoma de derecho público, sin fines de lucro, con patrimonio propio y duración indefinida.

Dentro de las diversas funciones entregadas al Coordinador por la Ley General de Servicios Eléctricos (“LGSE” o “la Ley”) se encuentra la labor establecida en el Artículo 72°-10 del citado cuerpo legal, correspondiente a monitorear “(...) *permanentemente las condiciones de competencia existentes en el mercado eléctrico[.]*” con el fin de “(...) *garantizar los principios de la coordinación del sistema eléctrico, establecidos en el artículo 72°-1 (...)*” de la misma Ley, a saber: (i) preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico; (ii) garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico; y, (iii) garantizar el acceso abierto a todos los sistemas de transmisión, en conformidad a esta ley.

Conforme con lo establecido en la misma Ley, esta labor de monitoreo comenzó a regir el 1 de julio de 2018. El Consejo Directivo del Coordinador determinó que dichas actividades estuvieran radicadas en una unidad especializada, la Unidad de Monitoreo de la Competencia (UMC).

Esta función es de particular relevancia, ya que es fundamental garantizar que las señales de precios sean un reflejo de la verdadera escasez de la energía, y no el resultado del ejercicio de poder de mercado por parte de unas pocas firmas. Esto último no solo es nocivo para el mercado eléctrico en el corto plazo, al aumentar los precios de forma artificial en beneficio propio, sino que, también, en el largo plazo, ya que las señales de precios que recibirían los diferentes agentes económicos serían confusas, lo que les impediría distinguir con certeza si ellas son un reflejo de la necesidad de nueva inversión o, simplemente, de una manipulación de mercado. Esto resultaría, en consecuencia, en un aumento del riesgo para los inversionistas, lo que afectaría el equilibrio de largo plazo a través de una menor inversión, que alteraría a su vez la composición tecnológica del parque generador, erosionando eventualmente el crecimiento económico del país.

Asimismo, un mercado competitivo es crucial en la transición energética desde una matriz primordialmente basada en combustibles fósiles a una más dependiente de energías renovables, no solo en lo concerniente a generación eléctrica, sino que, también, a la prestación de Servicios Complementarios y la participación de nuevos actores. De conformidad con lo establecido en el artículo 186 del Reglamento de la Coordinación del Sistema Eléctrico Nacional y en el Procedimiento Interno de la UMC, el presente documento entrega una visión general del estado del mercado eléctrico a diciembre de 2024, a partir de diversos indicadores estructurales, información sobre insumos, nivel de contratación de las empresas, congestiones en las líneas de transmisión, fallas de unidades generadoras, entre otras.

En particular, la UMC analiza diversas materias relacionadas con el desempeño competitivo del mercado, como combustibles, parámetros técnicos, licitaciones de transmisión, servicios complementarios e internas, así como también casos particulares relativos a la operación de algunas centrales del SEN, seleccionados por la misma UMC o por aportes de antecedentes de terceros. En caso de encontrar indicios suficientes de alguna eventual conducta que pueda

¹ Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado del Norte Grande (CDEC-SING) y Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central (CDEC-SIC).

atentar contra la libre competencia, éstos se remiten, de conformidad al Artículo 72-10 de la LGSE, en forma confidencial a la Fiscalía Nacional Económica para que realice la investigación correspondiente. También se realizan recomendaciones y análisis sobre la normativa actual o propuestas de cambio normativo, con el fin de que estas fomenten el desarrollo competitivo de los diferentes mercados.

El presente informe se estructura de la siguiente manera: el capítulo I contiene una descripción general del mercado, considerando tanto generación como transmisión y distribución; el capítulo II presenta indicadores de concentración y otro tipo de medidas estructurales utilizadas para estimar el poder de mercado en el segmento de generación; el capítulo III describe las variables más relevantes para el análisis de la competencia en el mercado eléctrico chileno; el capítulo IV contiene un breve análisis sobre licitaciones de infraestructura y otros servicios asociados, destacando la relevancia de estos procesos en la competencia en el mercado eléctrico chileno; el capítulo V presenta las condiciones de competencia en el mercado de servicios complementarios; y, finalmente, los capítulos VI, VII, VIII y XIX contienen, respectivamente, estadísticas sobre la evolución de los PMGD en el mercado, estadísticas sobre la evolución de recortes de ERV, una descripción de los temas evaluados por la UMC durante el año 2024 y recomendaciones sobre materias que tiendan a promover la competencia en el mercado.

CAPÍTULO I: CARACTERIZACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO NACIONAL

En el presente capítulo se describe en términos generales la organización del mercado eléctrico nacional y de cada uno de sus actuales segmentos, a saber: generación, transmisión y distribución. En el caso del primero, se muestra su composición tecnológica, capacidad y energía generada; en el segundo, se presentan cifras sobre las líneas de transmisión y los proyectos más relevantes para ampliar la capacidad del sistema; y en cuanto al último, se presentan datos generales sobre su configuración y precios a clientes finales.

Descripción del mercado eléctrico nacional

El sistema eléctrico nacional se extiende geográficamente desde las regiones de Arica y Parinacota hasta la Isla Grande de Chiloé, con más de 3.100 km de extensión, configurándose en tres segmentos independientes: generación, transmisión y distribución. En el primero existe libre entrada, siempre que se cumpla con la normativa vigente, mientras que la transmisión es principalmente planificada por el regulador y el segmento de distribución está constituido como un monopolio natural en su zona de concesión, con tarifas reguladas en los dos últimos casos.

Con el fin de garantizar la competencia en el mercado de la generación, existen límites a la integración vertical entre empresas generadoras y transmisoras, para evitar potenciales conductas estratégicas de parte de estas últimas. En particular, una empresa generadora no puede participar individualmente en el segmento de transmisión nacional con más del 8% del valor de inversión total del sistema, mientras que, de tratarse de una de transmisión nacional, esta no puede participar en el segmento de generación². La participación conjunta también está limitada, alcanzando el umbral el 40% del valor de inversión total del sistema de transmisión nacional.

Cabe destacar que, a diferencia de otros países, como Estados Unidos, Francia, Alemania, Nueva Zelanda, entre otros, Chile no cuenta con un segmento de comercialización, siendo las compañías generadoras y distribuidoras las que cumplen con dicha función, según se trate de clientes libres o regulados respectivamente. Los primeros son usuarios finales que tienen una potencia conectada superior a 5MW, característica que, asume la legislación, les otorga un poder de negociación suficiente para someterlos a un régimen de libertad de precios; mientras que los segundos son usuarios finales con una potencia conectada menor o igual a 5MW. No obstante, los clientes regulados cuya potencia conectada sea superior a 0,3MW tienen la libertad de optar a ser clientes libres, límite que se redujo desde 0,5MW con la RE N°58 de 5 de diciembre de 2024 del Ministerio de Energía, modificada por la RE N°13 de 6 de febrero de 2025, luego de que el TDLC informara favorablemente respecto de la “Solicitud de informe sobre rebaja al límite de la potencia indicado en el literal d) del artículo 147 de la Ley General de Servicios Eléctricos”. En particular, la entidad concluyó en su Informe N°33/2024 que la propuesta del Ministerio de Energía no genera riesgos sustanciales a la competencia en el mercado³.

² Esto es igualmente válido para el segmento de distribución. Empresas de dicho mercado no pueden participar individualmente con más del 8% del valor de inversión total del sistema, y las empresas de transmisión no pueden participar en distribución. Ver Ley General de Servicios Eléctricos, Artículo 7.

³ Al respecto, consultar <https://www.cne.cl/en/tarifacion/electrica/> para el límite vigente. Este fue discutido en el TDLC en expediente NC-525-2023 Solicitud de Informe sobre rebaja al límite de la potencia indicado en el literal d) del artículo 147° de la Ley General de Servicios Eléctricos.

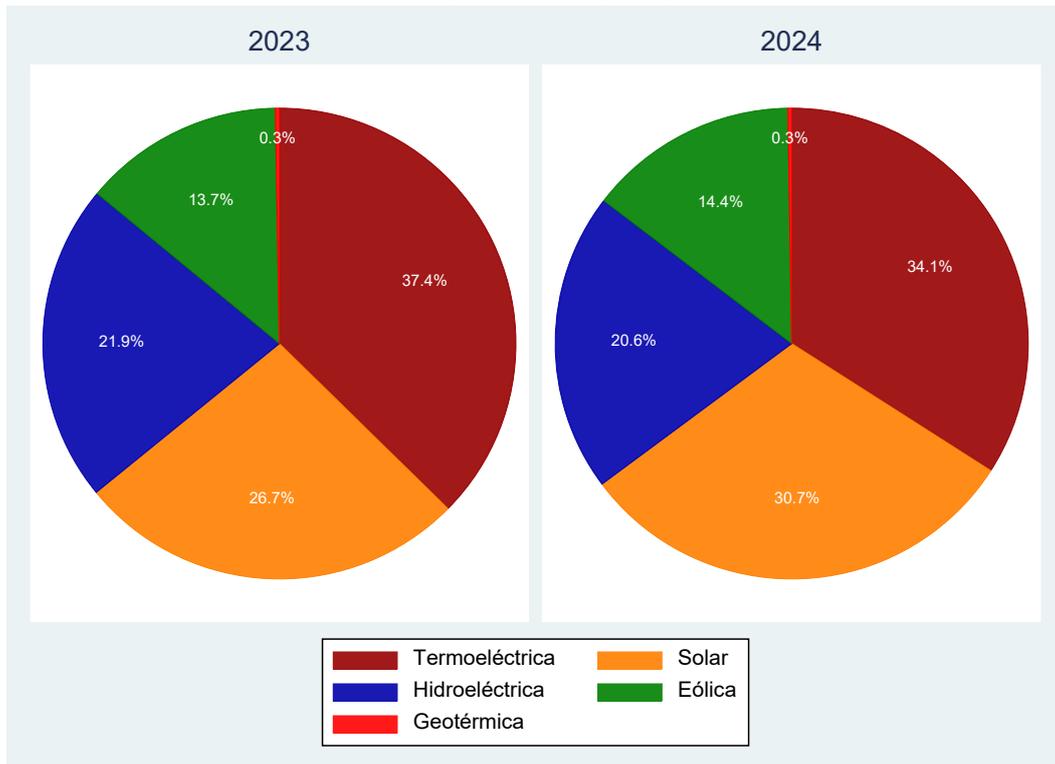
En lo que sigue del presente capítulo, se aborda por separado y en mayor detalle cada segmento señalado en el acápite inicial de esta sección.

I.1 Segmento de generación

El parque generador en Chile está conformado por diversas tecnologías, composición que se determina por las señales de precios de largo plazo.

Como se muestra en el Gráfico I.1.1, la tecnología predominante en términos de capacidad instalada corresponde a Térmica, con 34,1% a diciembre de 2024, seguida por Solar con una participación de 30,7%⁴, Hídrica con cerca de un 20,6%, Eólica con alrededor de un 14,4% y Geotérmica con un 0,3%⁵. Esto refleja un aumento sustantivo de la capacidad de ERV, en particular de centrales solares, que representaron la segunda tecnología con mayor capacidad instalada.

Gráfico I.1.1
Distribución de capacidad instalada (MW) por tecnología
Diciembre 2023 – diciembre 2024



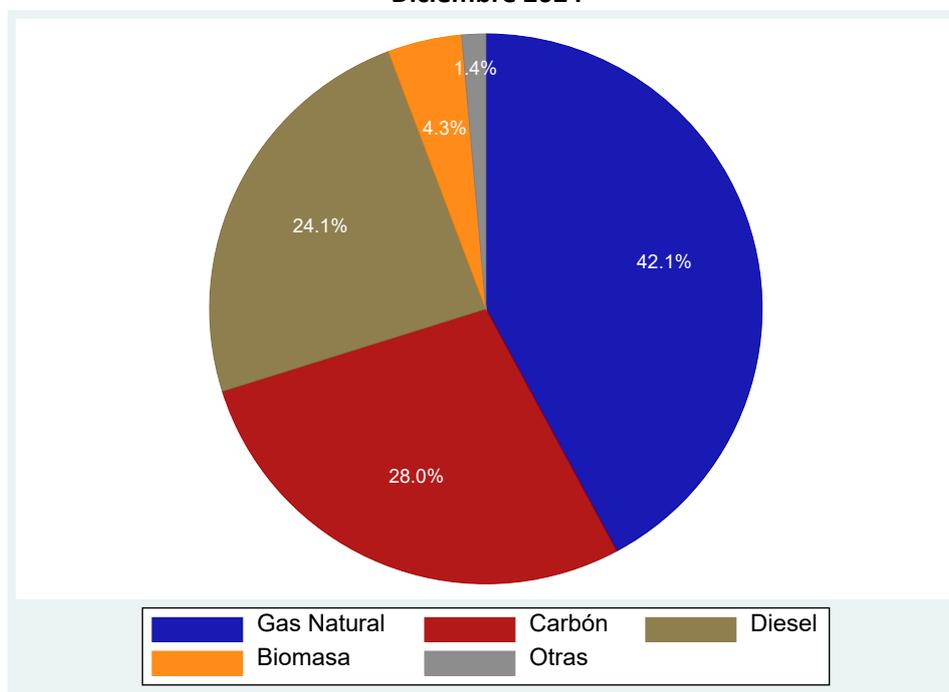
⁴ Solar incluye tanto centrales fotovoltaicas como CSP, correspondiendo esta última a Cerro Dominador, con una capacidad instalada de 114MW.

⁵ Existe solo una planta Geotérmica en el parque generador, cuya puesta en marcha fue a finales del año 2017. El aumento en la participación se debe a la incorporación de la tercera unidad de la central Cerro Pabellón.

De la totalidad del parque térmico, las centrales a gas natural fueron las que representaron una mayor proporción de la capacidad instalada⁶, con un 42,1% a diciembre de 2024 versus 42% en el mismo mes del año previo. Le siguieron las centrales carboneras con un 28%, disminuyendo 1,1 puntos porcentuales respecto del período previo. La capacidad instalada de diésel alcanzó un 24,1% a diciembre de 2024 en contraste con el 23,3% que representó en el año 2023. El resto de las fuentes dio cuenta de algo menos del 6%, con biomasa alcanzando cerca de 4,3%, en tanto que las otras fuentes térmicas representaron un 1,4%⁷.

En cuanto a la tecnología hidroeléctrica, a diciembre de 2024 la capacidad instalada de las centrales hidroeléctricas de pasada superó en 6,6 puntos porcentuales a la de las centrales de embalse, alcanzando un 53,3%, en comparación con el 46,7% de las últimas.

Gráfico I.1.2
Distribución de capacidad térmica instalada (MW) por fuente
Diciembre 2024



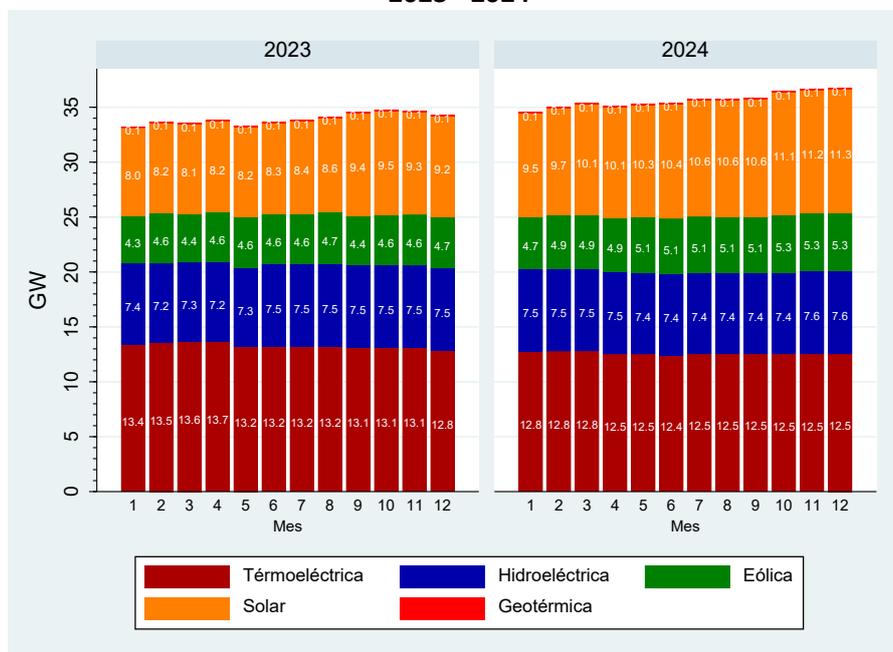
En cuanto a la capacidad instalada total del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), alcanzó un total de 36,8 GW a diciembre de 2024, con un aumento de 1,07% en comparación con el mismo mes del año anterior. Al igual que en el año 2023, el aumento de capacidad se debió primordialmente a una mayor capacidad solar y eólica, predominando de forma clara la primera, con cerca de 2,1 GW de incremento, superior al crecimiento de 0,6 GW en capacidad eólica, lo que se refleja en el Gráfico I.1.3.

⁶ En adelante, se entenderá por gas natural tanto el gas natural licuado (GNL) como al gas natural importado desde Argentina (GN).

⁷ El resto de las fuentes corresponde a fuel oil, biogas, cogeneración y petcoke.

En cuanto a la participación por empresa, se puede apreciar en la Tabla I.1.1 que esta se concentra mayoritariamente en 4 conglomerados, a saber: Enel, el grupo Matte⁸, AES Corporation y Engie, que totalizaron cerca de un 52,3% de la capacidad instalada a diciembre de 2024, esto es, 2,3 puntos porcentuales menos que el mismo mes del año previo. Enel sigue siendo la empresa con mayor participación, con un 24,8%, un poco más del doble de la participación del seguidor inmediato, grupo Matte, con un 11,5%; AES Corporation rondó el 8,5%, seguido por Engie con un 7,5% y EDF con un 3,5%. Mainstream Renewable Power se ubicó en sexto lugar con 3,0% de participación, seguido por Sonnedix con 2,9%. Las empresas de propiedad del Estado Chino⁹ bajaron su participación desde un 1,7% el año 2023 a 1,6% el 2024, y BHP disminuyó de 1,6% a 1,4%, siendo superados ambos por Prime Energía, Acciona, CAEI Inversiones, actual propietario de Guacolda, e Innergex, con un 2,7%; 2,2%; 2,1% y 1,7% respectivamente. El 26,8% de la capacidad instalada restante está compuesto en su mayoría por firmas con participaciones individuales inferiores al 1%¹⁰.

Gráfico I.1.3
Capacidad instalada por tecnología
2023 - 2024



⁸ Cabe destacar que, para efectos de consistencia en los análisis, la UMC considera al Grupo Matte como entidad de interés para los análisis de competencia, ya que, si bien el foco principal de CMPC no es el mercado eléctrico propiamente tal, incluso de poseer administraciones independientes en cuanto al proceso de toma de decisiones, sus actuaciones dentro del mercado eléctrico pueden tener repercusiones para Colbún y el resto de las empresas del conglomerado, lo que podría influir en la maximización de beneficios de estas entidades. Consecuentemente, no son consideradas como empresas competidoras. En efecto, esto último se ve reforzado por el hecho de que, según información pública disponible en la Comisión para el Mercado Financiero, tanto Colbún como Empresas CMPC comparten el mismo vicepresidente del directorio.

⁹ Se consideran las empresas de propiedad del Estado Chino como un grupo económico en base a lo estipulado por la FNE en su “Informe de aprobación sobre adquisición de control en Eletrans S.A. y otros por parte de Chilquinta Energía S.A., y adquisición de control en Chilquinta S.A. por parte de State Grid International Development Limited” ROL FNE F219-2019.

¹⁰ Luego de BHP, propietaria de Tamakaya, solo 2 empresas poseen más de un 1% de participación.

Tabla I.1.1
Participación por conglomerado de capacidad instalada¹¹
Diciembre 2023 – Diciembre 2024

Conglomerado	Participación	
	2023	2024
Enel	25,2	24,8
Grupo Matte (1)	10,9	11,5
AES Corporation	11,0	8,5
Engie	7,5	7,5
EDF (2)	3,1	3,5
Mainstream Renewable Power	3,3	3,0
Otros	39	41,2
Total	100	100

- (1) Principalmente a través de Colbún junto a CMPC y su filial Bioenergías Forestales.
(2) EDF Chile y Andes Mining & Energy comparten la propiedad de sociedades como Generadora Metropolitana y El Campesino.

Dado el incremento en la capacidad instalada de ERV, así como también su crecimiento proyectado, resulta relevante detallar la participación de cada empresa por tipo de tecnología.

Tabla I.1.2
Participación por conglomerado de capacidad instalada neta por tecnología
Diciembre 2024

Solar		Eólica		Hidro de Pasada		Embalse		Térmica	
Conglomerado	%	Conglomerado	%	Conglomerado	%	Conglomerado	%	Conglomerado	%
Enel	17,1	Enel	15,7	AES Corporation	24,6	Enel	74,0	Enel	21,6
Sonnedix	8,4	Mainstream	13,3	Grupo Matte	17,6	Grupo Matte	26,0	Grupo Matte	13,6
Acciona	4,6	Engie	11,5	Enel	15,0			Engie	12,8
AES Corporation	4,6	Grupo Matte	11,4	CSOE (1)	14,5			AES Corporation	11,5
EDF	4,5	WPD	6,4	Innergex	5,1	-	-	Prime Energía	6,4
Otros	60,8	Otros	41,7	Otros	23,2	Otros	0	Otros	34,1
Total	100	Total	100	Total	100	Total	100	Total	100

(1) CSOE: Chinese State-Owned Enterprises.

Como se observa en la Tabla I.1.2, Enel lideró 4 de las 5 categorías, siendo superada solo en centrales hidroeléctricas de pasada por AES Corporation y el Grupo Matte. Su participación en centrales solares alcanzando un poco más de 17% con alrededor de 1,9 GW de capacidad instalada, mientras que la capacidad eólica rondó los 0,9GW. Destaca la participación solar de Sonnedix con 8,5% de la capacidad instalada y la participación eólica de Mainstream con menos de 3 puntos porcentuales detrás de Enel. En el caso particular de la capacidad instalada eólica, se destaca el hecho de que Engie y el Grupo Matte aumentaron su participación de manera significativa. En el anexo A.4.1 y A.4.2 se presenta la evolución del HHI por tecnología.

Ahora bien, es preciso destacar que la capacidad instalada no refleja la capacidad efectivamente disponible en el sistema, la cual se puede ver mermada por indisponibilidades técnicas y de

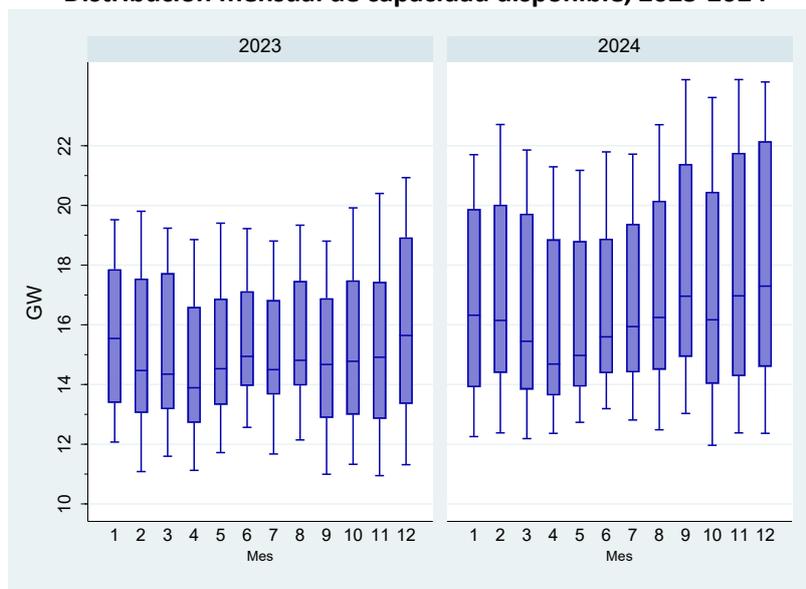
¹¹ La información utilizada corresponde a la disponible en Infotecnica, y se tomaron en cuenta tanto centrales que entraron en operación hasta el año correspondiente, así como también las que se encontraban en pruebas y presentaron generación al 31 de diciembre del año respectivo. En la tabla A.1 del anexo, se presenta una lista con las centrales entregadas a la operación durante el año 2024.

combustibles, lo que incluye la indisponibilidad de recursos primarios, como sucede en el caso de las centrales ERV, siendo el caso más notorio el de las centrales fotovoltaicas que no pueden inyectar energía en la noche y madrugada al no poseer baterías que les permitan modular su generación a lo largo del día.

Dicha circunstancia se ve reflejada en los gráficos I.1.4 y I.1.5, donde se presenta la distribución de capacidad disponible neta mensual y horaria para el año 2023 y 2024¹². Como se aprecia, la capacidad disponible difiere sustantivamente de la capacidad total instalada, aunque durante el año 2024 los periodos de menor disponibilidad fueron menos frecuentes que el año 2023. A modo de ejemplo, en solo 1 hora del año 2024¹³ existió una capacidad disponible inferior o igual a 12GW, pero mayor a 11GW, en contraste con lo acaecido el año 2023, donde dicho número ascendió a 232 horas; mientras que 290 horas tuvieron un rango de capacidad disponible mayor a 12GW y menor o igual a 13GW, en comparación con las 1.392 horas del año 2023.

La distribución horaria refleja claramente que la mayor necesidad de aumento de capacidad se encuentra fuera de horario solar. Esto es crucial para una inserción efectiva de generación solar fotovoltaica, ya que, incluso si se pensara en aumentar la capacidad de transmisión del SEN para poder absorber toda la inyección potencial de esas centrales, no sería efectivo dado que existe sobreoferta diurna, y aún existirán períodos de estrechez en horario nocturno en que las plantas solares fotovoltaicas no generan.

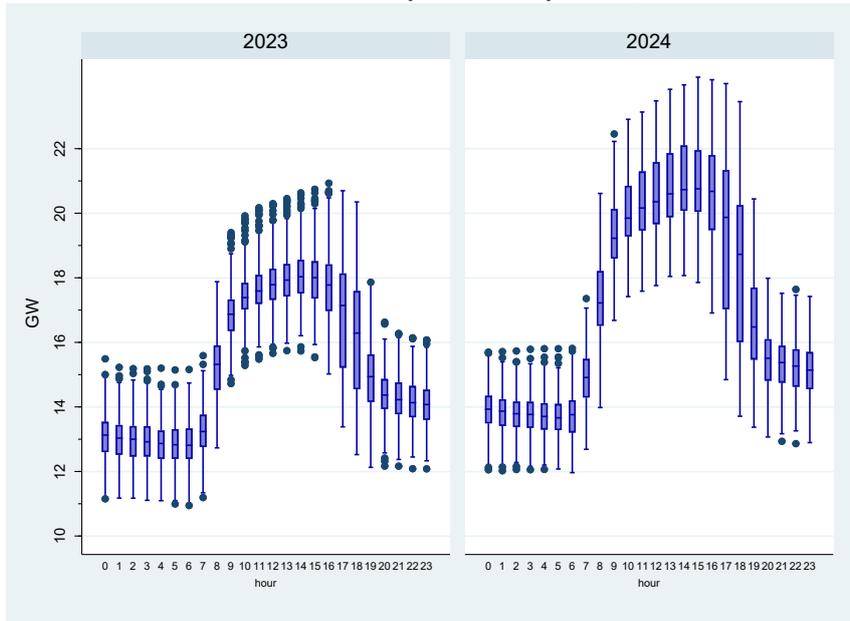
Gráfico I.1.4
Distribución mensual de capacidad disponible, 2023-2024



¹² La capacidad disponible neta se obtiene a partir de la información que utiliza el departamento de programación del Coordinador para la realización del programa diario, como el valor máximo disponible por unidad, considerando todas las configuraciones disponibles. Esto internaliza disponibilidad de combustibles, mantenimientos y otro tipo de indisponibilidades forzadas o planificadas que hayan sido internalizadas el día respectivo de la programación. Por lo mismo, la capacidad solar y eólica proviene de los pronósticos empleados por el Coordinador, razón por la cual en la práctica se podría presentar una mayor o menor capacidad disponible si se considera la generación real de estas tecnologías como el máximo de generación posible, sumando los recortes de ERNC de corresponder.

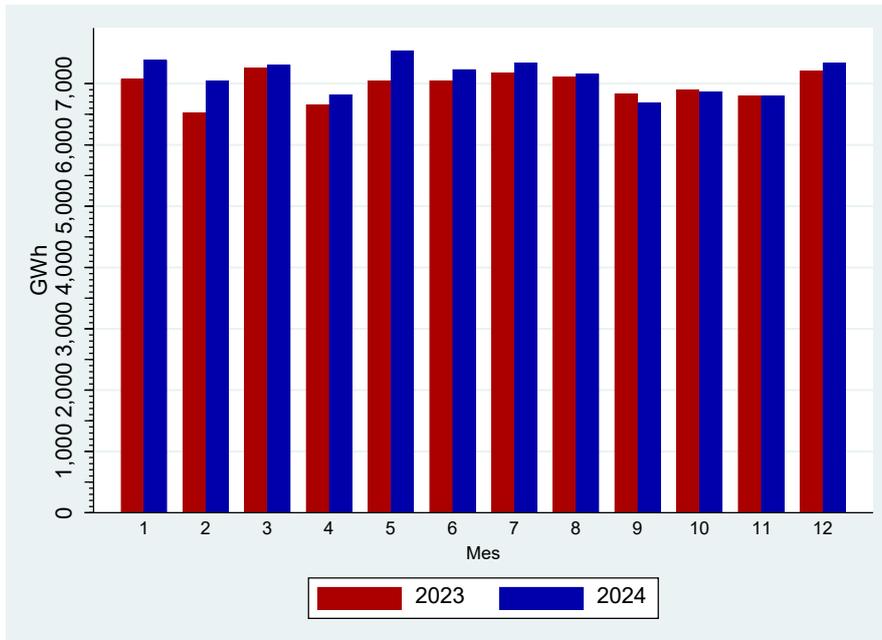
¹³ De un total de 8.784 horas en el año 2024.

Gráfico I.1.5
Distribución horaria de capacidad disponible, 2023-2024



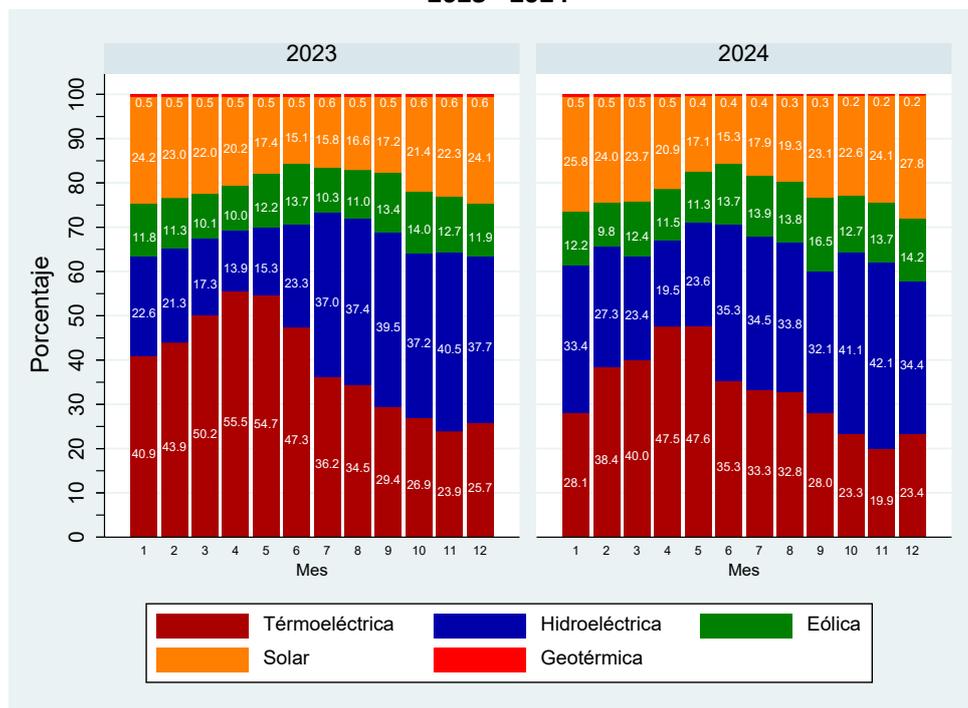
En lo referente a generación mensual, ésta osciló entre 6.685 GWh y 7.540 GWh a lo largo del año, habiendo alcanzado el mínimo y máximo en los meses de septiembre y mayo respectivamente, en contraste con valores que se situaron entre 6.521 GWh y 7.255 GWh en el año 2023, alcanzando los mínimos y máximos en febrero y marzo, tal como se muestra en el Gráfico I.1.7.

Gráfico I.1.7
Generación mensual
2023 - 2024



La distribución de la energía inyectada por tecnología puede llegar a variar de forma sustantiva a lo largo del año, tal como se desprende del Gráfico I.1.8.

Gráfico I.1.8
Distribución generación por tecnología
2023 - 2024



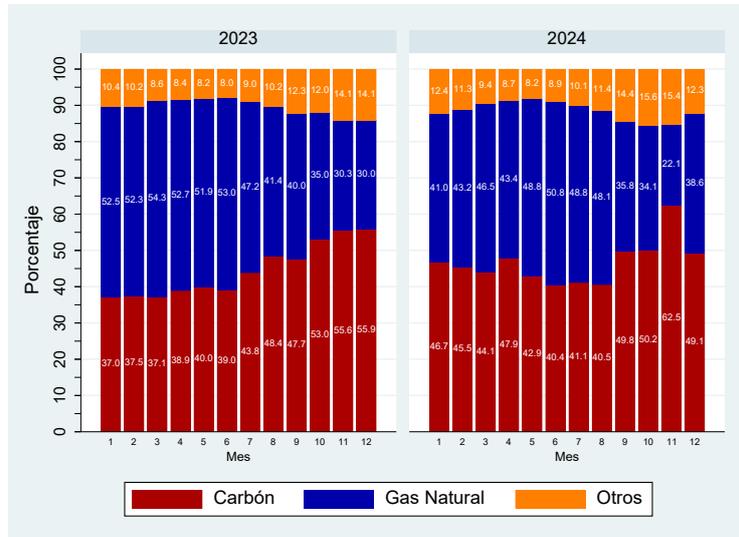
Las tecnologías que presentaron una mayor variación en su contribución a la generación total del sistema corresponden a la termoeléctrica, hidroeléctrica y solar. Lo anterior se debe a que en los períodos en que existe menor disponibilidad del recurso hídrico, las centrales térmicas deben cubrir dicha disminución de generación y la intensidad de la radiación, y por ende la generación potencial, de las centrales solares baja en los meses de invierno. En general, el patrón de generación visto el año 2024 es similar a lo observado el año previo.

La participación de la energía solar aumentó consistentemente en todos los meses respecto del año anterior, con excepción de mayo, mostrando el mayor incremento durante el mes de septiembre, con 5,9 puntos porcentuales por sobre igual mes del año 2023. Por su parte, la generación eólica aumentó respecto del año previo la mayoría de los meses, mostrando una disminución leve de participación solo durante los meses de febrero, mayo y octubre. El mayor diferencial se produjo en julio con 3,6 puntos porcentuales de diferencia a favor del año 2024. Ambas tecnologías finalizaron el año con una participación conjunta del 42% de la generación total, la mayor presenciada durante todo el año, en contraste con lo acaecido el año precedente, donde alcanzaron un 36% del total.

Si se analiza la generación térmica por fuente, del Gráfico I.1.9 se desprende que el carbón comprendió un 46,7% de esta durante enero de 2024, pasando a 49,1% en diciembre del mismo año. Destaca el aumento al 62,5% el mes de noviembre, lo que se debió a una menor generación térmica a nivel agregado, habiéndose mantenido el nivel de generación con carbón relativamente estable. El aumento de la generación con carbón tuvo su imagen inversa en la disminución pronunciada evidenciada en la generación a gas durante dicho mes, la que bajó de 34,1% en octubre de 2024 a 22,1% en noviembre del mismo año.¹⁴

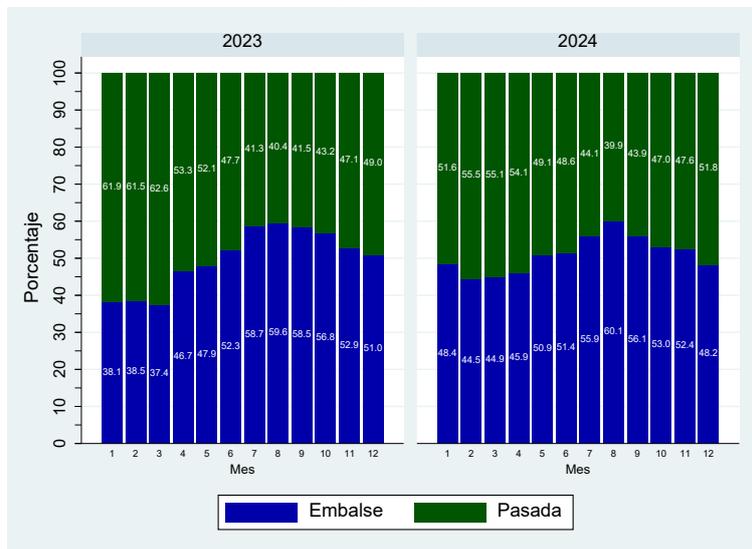
¹⁴ Los combustibles que componen la categoría “Otros”, corresponden a: diésel, biomasa, petcoke, cogeneración, biogas y fuel oil.

Gráfico I.1.9.a
Distribución generación térmica por fuente
2022 - 2023



Por su parte, en el Gráfico I.1.10 es posible observar la distribución de la generación hidroeléctrica entre centrales de embalse y pasada. El patrón de generación a lo largo del año es fue relativamente similar a lo observado en el año 2023.

Gráfico I.1.10
Distribución generación hidroeléctrica por fuente
2023 - 2024



En resumen, la capacidad instalada ha seguido creciendo, principalmente impulsada por el ingreso de centrales solares fotovoltaicas y eólicas. En el futuro, se espera que los medios de almacenamiento comiencen a cobrar un rol relevante dentro del sistema, lo que traerá aparejado un desafío considerable en cuanto a su tratamiento y la determinación del costo de oportunidad. Esto pone de manifiesto, además, la necesidad de acelerar la planificación de un tránsito a un mercado de ofertas, mercado bajo el cual serían los propios agentes de los numerosos sistemas de almacenamiento los que deban estimar su propio costo de oportunidad, y ello le permitiría al resto de los medios de generación, poder aportar a la flexibilidad del sistema de manera más eficiente.

I.2 Segmento de transmisión

El sistema de transmisión se divide, por Ley, en sistema de transmisión nacional, sistema de transmisión para polos de desarrollo, sistema de transmisión zonal y sistema de transmisión dedicado.

Cada segmento de transmisión posee características de monopolio natural, razón por la cual son mercados regulados. En respuesta a ello, la Ley considera un Plan Anual de la Expansión de la Transmisión, de carácter obligatorio, que es resultado de un proceso público, participativo y regulado que se lleva adelante por las autoridades del sector. Las obras de expansión resultantes de ese Plan, para el sistema de transmisión nacional y zonal, pueden ser obras nuevas que realiza el Coordinador Eléctrico Nacional u obras de ampliación que realiza el Propietario, de acuerdo con lo establecido en la Ley¹⁵.

En la Tabla I.2.1 se presenta la participación por empresa en el segmento de transmisión nacional para el año 2023 y 2024 según el VATT a diciembre de cada año.

Tabla I.2.1 VATT y AVI segmento de transmisión nacional por empresa a diciembre de cada año, 2023-2024¹⁶

Propietario	2023				2024			
	VATT		AVI		VATT		AVI	
	USD (Miles)	%						
Transelec sin CSOE	253.034	33,0	192.700,0	31,8	273.432,1	33,1	207.503,8	31,8
CSOE	142.847	18,6	112.234,3	14,8	162.041,1	13,5	128.203,2	14,6
ISA	103.501	13,5	88.794,2	12,6	105.771,0	13,2	91.561,2	12,6
Celeo Redes	92.659	12,1	77.632,4	12,7	95.014,9	12,1	79.782,9	12,8
Redeia (Grupo Red Electrica)	49.424	6,5	37.296,6	6,1	52.950,8	6,5	40.024,8	6,1
Engie	45.717	6,0	33.889,7	5,5	48.553,7	6,0	36.041,2	5,6
SAESA	34.150	4,5	26.241,6	5,8	35.153,2	5,5	27.047,2	5,9
Ferrovial	8.989	1,2	7.696,7	4,3	18.728,3	4,5	15.862,7	4,3
BHP	12.586	1,6	10.899,9	1,8	11.463,0	1,6	9.653,4	1,8
REN -Redes Energéticas Nacionales, SGPS, S.A	7.178	0,9	5.837,9	1,3	7.424,4	1,2	6.029,4	1,3
Antofagasta Minerals	8.037	1,0	7.108,6	1,2	6.325,7	1,0	4.594,2	1,2
Codelco	2.596	0,3	1.910,3	1,0	2.679,7	0,9	1.969,7	1,0
EPM	1.935	0,3	1.702,7	0,3	1.766,6	0,3	1.469,5	0,3
Sonnedix	1.536	0,2	1.307,5	0,3	1.353,5	0,3	1.128,0	0,3
La Higuera	0	0,0	0,0	0,2	918,6	0,2	650,1	0,2
Pacific Hydro	1.010	0,1	892,0	0,1	860,8	0,1	627,8	0,1
Atlas Renewable energy Chile	138	0,0	121,8	0,1	757,8	0,1	558,8	0,1
AES Corporation	439	0,1	327,8	0	452,8	0	337,8	0
Otros	385	0	313	0	342	0	256	0

* Los accionistas finales del grupo de empresas Transelec son: 1. China Southern Power Grid International (CSP) 27,79%; 2. Canada Pension Plan Investment Board (CPP) 27,73%; 3. British Columbia Investment Management Corporation (BCI) 26,00% y 4. Public Sector Pension Investments Board (PSP) 18,48%. Debido a que CSP es una empresa propiedad del Estado Chino (CSOE), y estas están presentes en la propiedad de otras empresas que participan en el mismo segmento, se consideró Transelec menos la participación de CSP.

¹⁵ Ver última modificación establecida en la Ley 21.721 de 2024.

¹⁶ Para determinar la participación por grupo cuando existen múltiples propietarios, se pondera el valor de cada empresa por la participación que poseen en la entidad respectiva cuando poseen participación en múltiples firmas de manera separada.

- ** CSOE: Chinese State-Owned Enterprises. Se consideran las empresas de propiedad del Estado Chino como un grupo económico en base a lo estipulado por la FNE en su “Informe de aprobación sobre adquisición de control en Eletrans S.A. y otros por parte de Chilquinta Energía S.A., y adquisición de control en Chilquinta S.A. por parte de State Grid International Development Limited”.
- **** Redeia posee el 50% de TEN, y el otro 50% es propiedad de Engie.

El HHI asociado a la participación por VATT fue de 1.823 y 1.834 para el año 2023 y 2024 respectivamente, lo que indicaría un mercado medianamente concentrado. No obstante, al ser un segmento altamente regulado, y ante la existencia del Art. 7, la posibilidad de ocurrencia de conductas anticompetitivas se ve reducida y, por tanto, la competencia estaría más bien determinada en los procesos licitatorios. A este respecto, indicadores básicos de número de participantes, VATT promedio de obras adjudicadas en cada proceso, obras desiertas y otros, pueden ser encontrados en el capítulo IV del presente informe.

I.3 Segmento de distribución

Al igual que el segmento de transmisión, el de distribución tiene características de monopolio natural, por lo que se encuentra regulado. Las empresas de distribución cuentan con concesiones de servicio público eléctrico delimitadas por zonas territoriales. El suministro eléctrico para el abastecimiento que deben efectuar estas empresas concesionarias de distribución a sus clientes regulados, es licitado en concursos internacionales, con el fin de determinar los precios a cobrar por la energía a dichos clientes regulados. Tales licitaciones consideran bloques de energía.

El H. TDLC informó favorablemente respecto de la “Solicitud de informe sobre rebaja al límite de la potencia indicado en el literal d) del artículo 147 de la Ley General de Servicios Eléctricos”. En particular, dicho tribunal concluyó en su Informe N°33/2024 que la propuesta del Ministerio de Energía no genera riesgos sustanciales a la competencia en el mercado, por lo que por lo que la informó favorablemente, sin introducir medidas complementarias.

La rebaja de potencia se materializó a través de la RE N°58 de 5 de diciembre de 2024 del Ministerio de Energía, modificada por la RE N°13 de 6 de febrero de 2025¹⁷, si bien dicha Resolución establece la nueva potencia desde la cual pueden optar los clientes regulados al régimen de cliente libre, se espera que sólo a partir de fines del 2025 se materialice esta medida¹⁸.

A este respecto, el Coordinador emitió una recomendación indicando las condiciones habilitantes para que la integración de estos potenciales nuevos clientes libres se desarrolle en un ambiente competitivo, mediante carta CD 00106-24 de 19 de diciembre de 2024; por su parte, la Fiscalía Nacional Económica, mediante el Oficio Ord. N° 81 de 21 de enero de 2025¹⁹, dirigido al Ministerio de Energía, respaldó la medida de rebaja del umbral y formuló recomendaciones adicionales para acompañar su implementación, enfocadas principalmente en mitigar riesgos asociados a asimetrías de información, establecer mecanismos de difusión de costos y condiciones contractuales, y fortalecer la transparencia en la formación de precios entre otros.

¹⁷ Ver <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?i=1211056>

¹⁸ El Artículo 147 literal d) de la LGSE señala que cambio de opción deberá ser comunicado a la concesionaria de distribución con una antelación de, al menos, 12 meses.

¹⁹ Ver <https://www.fne.gob.cl/fne-recomienda-al-ministerio-de-energia-cuatro-medidas-para-mejorar-la-informacion-a-clientes-regulados-ante-rebaja-del-umbral-de-potencia-conectada-de-500-kw-a-300-kw/>

CAPÍTULO II: CONCENTRACIÓN Y PODER DE MERCADO

En este capítulo se presentan diferentes medidas empleadas para estimar poder de mercado, aplicadas al mercado eléctrico chileno, en particular, el índice Hirschman-Herfindhal (HHI, por sus siglas en inglés) y Residual Supply Index (RSI). El primero es ampliamente empleado para determinar los niveles de concentración de variados tipos de industrias, con el fin de estimar el poder de mercado que los agentes con mayor participación pudiesen ostentar, mientras que el último es particularmente relevante en el mercado eléctrico²⁰, ya que, por sus características especiales, los indicadores clásicos de concentración no reflejarían de forma efectiva los potenciales niveles de poder de mercado que pudiesen existir en el mercado eléctrico.

II.1 Mercado relevante en el mercado eléctrico.

Antes de definir cualquier medida de concentración o poder de mercado, es fundamental determinar el mercado relevante del cual se está hablando, ya que es este el que circunscribe el contexto en el cual se desenvuelve una firma determinada y, por ende, los competidores que enfrentará.

El mercado relevante puede ser definido como *“(...) un producto o grupo de productos, en un área geográfica en que se produce, compra o vende, y en una dimensión temporal tales que resulte probable ejercer a su respecto poder de mercado”*²¹.

En el caso particular de la industria eléctrica, el mercado relevante del producto se encuentra bien definido, ya sea que se trate de energía, potencia o servicios complementarios (“SSCC”). No obstante, no se puede afirmar lo mismo para el caso del mercado relevante geográfico, ya que este dependerá de las características topológicas del sistema de transmisión y su capacidad, así como también de la tecnología del parque generador y del tipo de demanda.

A modo de ejemplo, de no existir congestión en el sistema de transmisión, centrales que inyectan en el norte del país pueden ser consideradas sustitutas de centrales ubicadas al sur del territorio nacional²². Ello, en vista de que, ajustando por los respectivos factores de penalización, no existirían limitantes que impidieran a una u otra central inyectar energía para satisfacer la misma demanda. En dicho contexto, el mercado relevante geográfico sería de carácter nacional.

Por el contrario, de existir zonas congestionadas, centrales que se encuentran separadas por el segmento congestionado del sistema de transmisión no podrían competir entre ellas, ya que la capacidad para transmitir energía se encontraría limitada por tal congestión y, por ende, la energía que una unidad generadora inyectare al sur de dicho punto no podría sustituir lo

²⁰ El RSI fue desarrollado por Anjali Sheffrin para el *California Independent System Operator (CAISO)*, y fue presentado en un workshop de monitoreo de mercado de la FERC (*FERC Market Monitoring Workshop*) en el año 2002. Presentación disponible en https://www.caiso.com/Documents/PredictingMarketPowerUsingResidualSupplyIndex_AnjaliSheffrin_FERCMarketMonitoringWorkshop_December3-4_2002.pdf.

²¹ Guía para el análisis de operaciones de concentración, Fiscalía Nacional Económica, 2012, p.10. Si bien esta Guía fue dejada sin efecto mediante la Resolución Exenta N°331 de 29 de mayo de 2017, en la misma resolución la FNE señala que puede seguir siendo utilizada como referente analítico válido para el análisis de competencia.

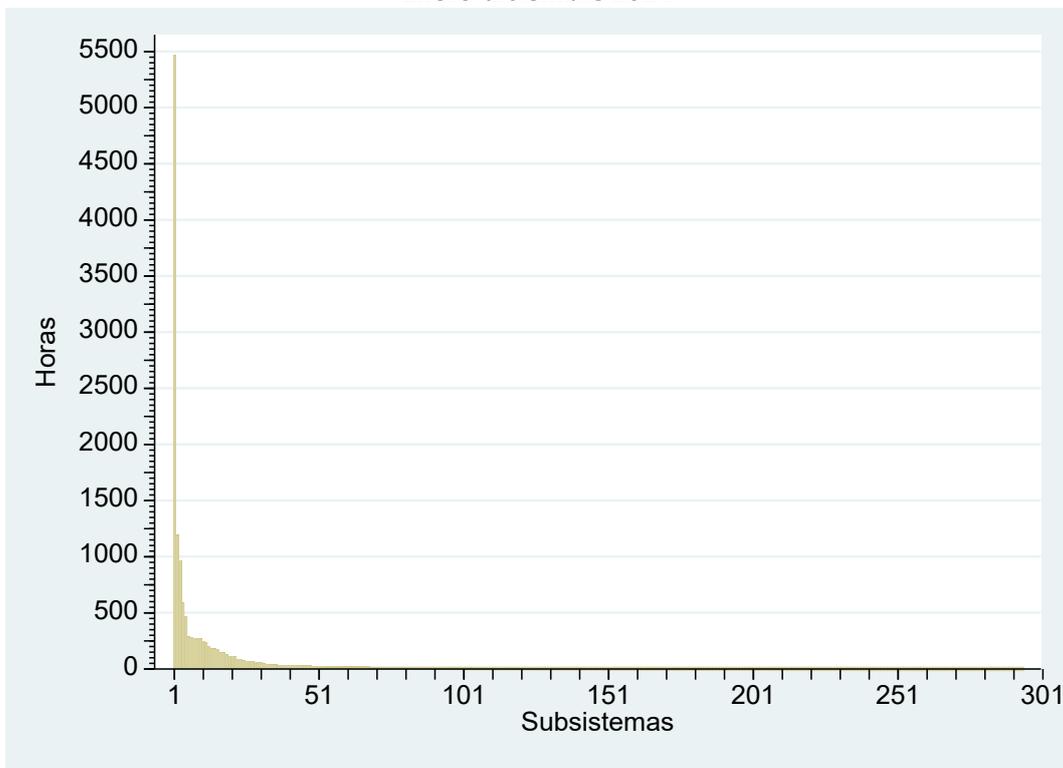
²² Esto tanto para la inyección de energía como para los SSCC que no poseen naturaleza local, como, por ejemplo, servicios de control de frecuencia.

inyectado por un generador al norte de este y vice versa, no pudiendo satisfacer la misma demanda, por lo que pertenecerían, en consecuencia, a diferentes mercados relevantes geográficos.

A su vez, la capacidad disponible para generación no será la misma a lo largo del día, lo que puede aumentar los niveles de concentración en horarios en que la energía solar no se encuentra disponible. En este sentido, al ser posible que el mercado relevante de la energía varíe con una frecuencia horaria, cualquier indicador de concentración o poder de mercado que se calcule debe internalizar dicha situación, para reflejar el verdadero nivel de competencia del sistema eléctrico nacional.

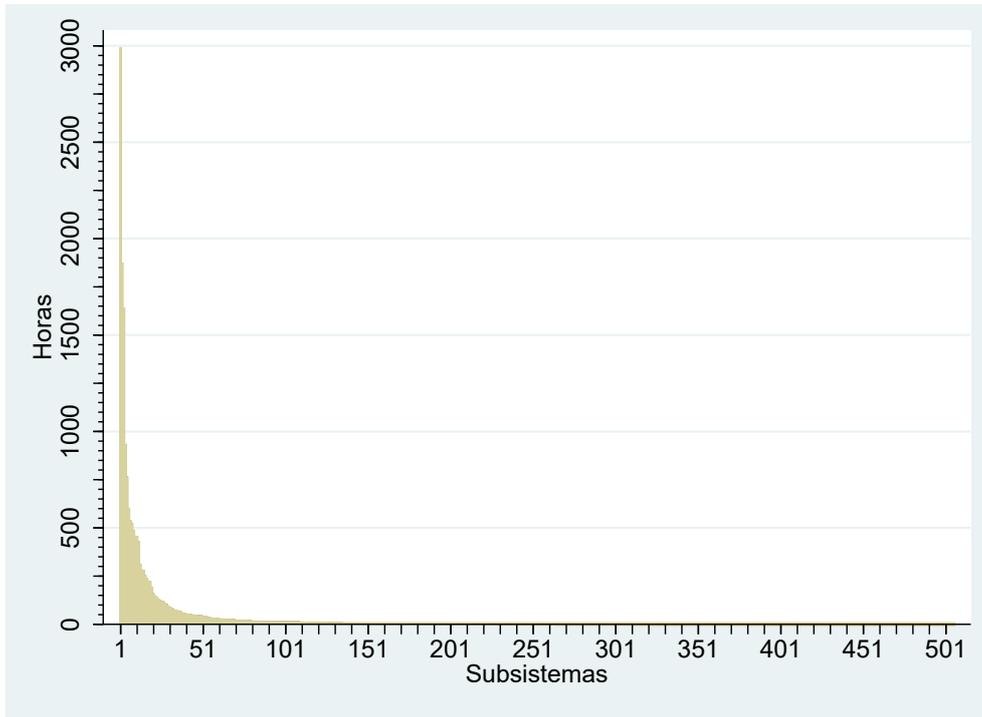
De modo ilustrativo, a continuación, se presenta en los gráficos II.1.1. y II.1.2., la distribución de frecuencia de los diferentes subsistemas formados en el sistema eléctrico nacional a lo largo de los años 2024 y 2023²³.

Gráfico II.1.1
Frecuencia subsistemas período
Enero-diciembre 2024



²³ Un subsistema ocurre “[e]n caso de que, producto de la operación real del SEN ocurran desconexiones o congestiones en el Sistema de Transmisión, que limiten el intercambio de energía en el sistema eléctrico (...)”. Artículo 2-20 Subsistemas de Energía de la Norma Técnica de Coordinación y Operación. En las Tablas A.2 y A.3 del anexo se puede encontrar un listado con los 20 subsistemas más frecuentes para el año 2024 y 2023.

Gráfico II.1.2
Frecuencia subsistemas período
Enero-diciembre 2023



La primera barra de los histogramas precedentes representa el SEN sin desacoples. Se deriva de los gráficos que durante el año 2024 el sistema funcionó acoplado cerca de 5.471 horas, lo que equivale a alrededor del 62,3% del tiempo, cifra que contrasta con el 34,2% del año previo, existiendo una diferencia de 2.478 horas. Asimismo, el número total de subsistemas disminuyó, siendo el originado por controles de transmisión en la línea Linares – Chacahuin 66kV el de mayor frecuencia, alcanzando las 1.191 horas. Por su parte, el subsistema asociado a la línea Lastarria – Ciruelos 220kV bajó su frecuencia de 1.875 a 968 horas.

Se debe tener presente que la evaluación de la expansión de la infraestructura de transmisión, particularmente de líneas de transmisión, debe considerar todos los costos asociados a las alternativas de una obra nueva versus una obra de ampliación, incluyendo el mayor costo de operación del sistema derivado de las potenciales desconexiones y congestiones que se originen por la falta de capacidad.

Más aún, en situaciones de exceso de inversión en tecnologías de generación como la solar fotovoltaica, la expansión del sistema de transmisión, ya sea a través de obras nuevas o de ampliación, puede no ser la solución óptima, ya que, si bien se podrían aliviar las congestiones en horario solar, ello vendría aparejado de una subutilización significativa de la capacidad de la infraestructura fuera de ese bloque horario, por lo que, en dichos casos, la solución eficiente radica en la instalación de medios de almacenamiento o de tecnologías renovables que sean capaces de aportar generación estable al sistema las 24 horas del día. Más aún, se debe tener presente que los recortes de energía renovable variable se han producido primordialmente por sobreoferta más que por limitaciones en el sistema de transmisión (ver Capítulo VII).

II.2 Índices de concentración y poder de mercado

Una forma típica de aproximar la existencia de poder de mercado es mediante índices de concentración²⁴, siendo indicadores comunes en esta materia: la razón de concentración de k empresas y el índice Hirschman-Herfindhal.

El primero corresponde a un índice típico de participación de mercado, y se considera que refleja poder de mercado a partir de 40%, según lo establecido por la Comisión Europea²⁵. El segundo es una medida más comúnmente utilizada, pues se considera que refleja de mejor manera la estructura de una industria, y se considera que representa un mercado desconcentrado de ser menor a 1.500, uno moderadamente concentrado de encontrarse entre 1.500 y 2.500, y uno altamente concentrado de superar los 2.500 de forma estructural²⁶.

Este último índice se expresa como la suma de las participaciones de mercado individuales al cuadrado, y varía entre 0 y 10.000.

$$HHI_h = \sum_{c=1}^N S_{c,h}^2$$

Para una hora determinada, el HHI se calcula utilizando las participaciones de mercado basadas en la capacidad disponible de cada conglomerado. En particular:

$$S_{c,h} = \sum_{\{i \in c\}=1}^{N_c} \max_{g,j} KD_{i,g,j,h} / \sum_{i=1}^N \max_{g,j} KD_{i,g,j,h}$$

Donde N_c es el número de unidades generadoras del conglomerado c , $KD_{i,g,j,h}$ es la capacidad disponible neta de la unidad generadora i durante la hora h bajo la modalidad de operación g con el combustible j ²⁷.

El HHI a nivel nacional al 31 de diciembre de 2024, sin diferenciar por hora o subsistema, alcanzó un valor de 1.211, aproximadamente, lo que podría llevar a concluir apresuradamente que se trata de un mercado desconcentrado²⁸.

²⁴ Se entiende por poder de mercado la habilidad de una firma para elevar los precios sobre un nivel competitivo de forma rentable. "Market power is a crucial concept in the economics of competition law. It refers to the ability of a firm to raise price above some competitive level – the benchmark price – in a profitable way." Motta (2004), *Competition Policy: Theory and Practice*. Cambridge: Cambridge University Press, Chapter 2: Market Power and welfare: Introduction, p.40.

²⁵ "Guidelines on the assessment of horizontal mergers under the Council Regulation on the control of concentrations between undertakings", *Official Journal of the European Union*, 2004.

²⁶ Niveles de acuerdo con lo establecido por la *Federal Trade Commission (FTC)*.

²⁷ Se entiende por capacidad disponible neta como la capacidad bruta descontando los consumos propios e indisponibilidades de recurso primario de generación, fallas, mantenimiento, etc.

²⁸ La capacidad disponible neta general es obtenida según lo descrito en la nota al pie 12. En este caso, sin embargo, se considera la máxima capacidad horaria por conglomerado al 31 de diciembre de 2024.

El HHI con capacidad instalada ascendió a 939 durante el año 2024, en contraste con 989 del año anterior. Asimismo, el HHI por tecnología correspondió a 6.153; 1.412; 1.100; 883 y 504 para las

Sin embargo, al considerar la distribución de dicho indicador por hora, teniendo en consideración cada subsistema en el período enero-diciembre de 2023, se aprecia que, en general, se trata de un mercado mediano o altamente concentrado, como se observa claramente en el Gráfico II.2.1.a. Incluso, hay ocasiones en que la capacidad disponible para abastecer un subsistema perteneció a un solo conglomerado, alcanzando el indicador un valor máximo de 10.000²⁹, en tanto en otras, en las que el indicador alcanzó valores mínimos inferiores al límite de 1.500. Asimismo, se puede apreciar que el nivel de concentración en horario solar aumentó, primordialmente por el aumento de proyectos de dicha tecnología, y centrales ERV en general, de los generadores con mayor participación.

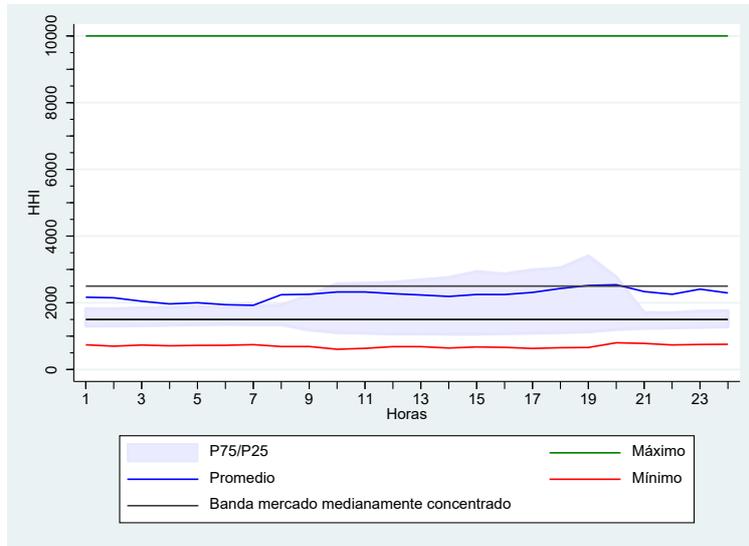
Gráfico II.2.1.a
HHI Capacidad disponible
Enero-diciembre 2024



centrales hidroeléctricas de embalse, hidroeléctricas de pasada, térmicas, eólicas y solares respectivamente.

²⁹ Estos episodios son poco frecuentes, y están relacionados a subsistemas por controles de transferencias que crean islas solo con una central o pocas unidades generadoras que pertenecen al mismo grupo económico.

Gráfico II.2.1.b
HHI Capacidad disponible
Enero-diciembre 2023



Ahora bien, en cuanto a la frecuencia con la que el HHI se encontró sobre el umbral de los 2.500, el Gráfico II.2.2.a muestra que cerca del 20% de las ocurrencias derivaron en valores superiores a dicho límite. No obstante, solo 30% de las veces estuvo por debajo de 1.500, en contraste con el 49% de las veces en que el HHI fue inferior a dicho umbral el año previo.

Lo anterior implica que, cerca del 20% de las veces, el mercado fue altamente concentrado; un 50%, medianamente concentrado; y el 30% restante, desconcentrado. Esto contrasta con lo sucedido el año 2023, donde la frecuencia de un mercado altamente concentrado fue de 22% aproximadamente, lo que mostraría una evolución positiva, pero opaca este resultado el hecho de que la frecuencia de un mercado desconcentrado bajó de 49% a 30% (ver Gráfico II.2.2.b).

Gráfico II.2.2.a
Curva de duración HHI
Enero-diciembre 2024

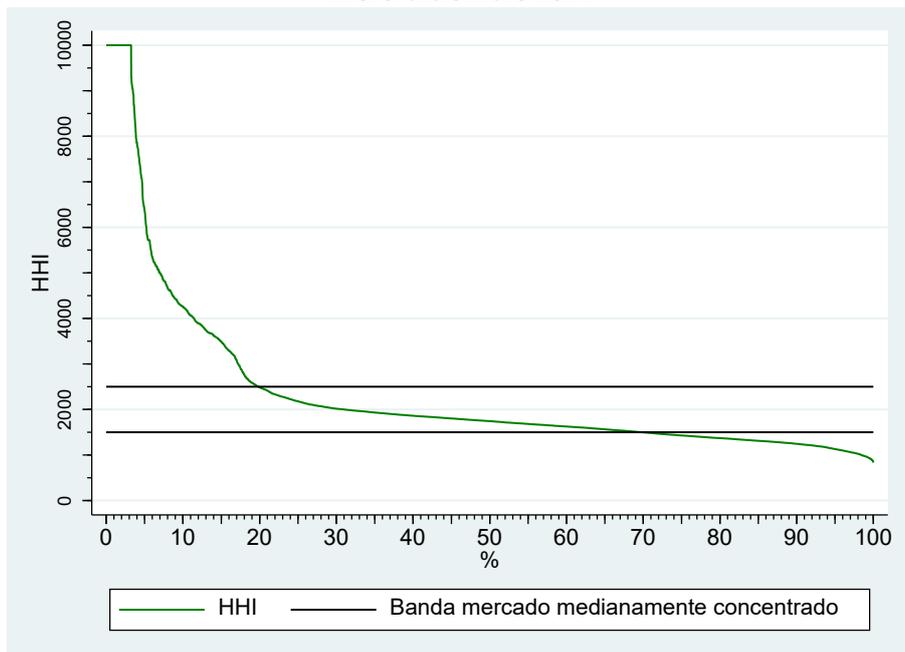
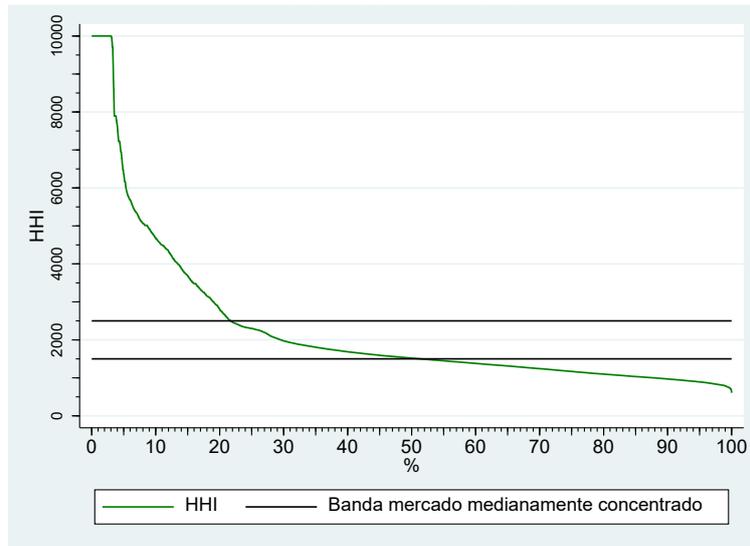


Gráfico II.2.2.b
Curva de duración HHI
Enero-diciembre 2023



Aunque el HHI, calculado con frecuencia horaria y por subsistema, es un mejor reflejo de los niveles de concentración de mercado que un indicador único a nivel nacional, una de las falencias de este índice sigue siendo el hecho de que no internaliza la demanda. Es por ello que una medida alternativa para aproximar el poder de mercado es el índice RSI.

Lo anterior es crucial en el mercado eléctrico, ya que podría suceder que en un mercado desconcentrado exista un generador fundamental para el sistema, es decir, que la demanda residual que dicho actor enfrenta no pudiera ser satisfecha por otro competidor. Esto puede suceder si los niveles de holgura del sistema, en su totalidad, son limitados, o ante la ocurrencia de un escenario de congestión o falla de líneas que implique la generación de un subsistema con capacidad disponible restringida.

Si bien tales circunstancias son particularmente relevantes en mercados con un sistema de subastas -ya que las empresas generadoras que poseen unidades esenciales o pivotales podrían utilizar dicha posición para ofrecer precios superiores a los competitivos y/o iguales al techo que haya impuesto el regulador respectivo- en el contexto chileno también es relevante esta información ya que, en la eventualidad de ser frecuentes los escenarios descritos en el párrafo previo, las firmas pivotales podrían comprar combustibles a precios elevados a fin de subir el costo marginal del sistema, o no llevar a cabo mantenencias periódicas para fomentar la falla de una central, entre otras acciones que podrían provocar el mismo efecto³⁰. De igual manera, se debe tener en consideración que se espera transitar en el futuro a un mercado de energía basado en ofertas, razón por la cual su presentación cobra mayor utilidad.

Con todo, menester resulta señalar que si bien el RSI internaliza de mejor manera el contexto del mercado eléctrico, solo debe ser considerado como una métrica referencial, ya que un agente que posee múltiples unidades generadoras podría tener la habilidad para alterar el equilibrio competitivo sin ser esencial, bastando que las pérdidas por menor generación con una unidad particular sean compensadas con las ganancias por mayor costo marginal a través de la generación con otras unidades que han sido despachadas. Consecuentemente, mientras

³⁰ Las conductas estratégicas más comunes que podrían llevarse a cabo en el mercado chileno son descritas en el Capítulo III.

mayores asimetrías existan en la curva de oferta, mayor será la probabilidad de ejercer poder de mercado.

También se debe tener en consideración que la habilidad para ejercer poder de mercado depende de la posición comercial de la empresa, ya que una compañía que realiza más retiros que inyecciones de energía, no podría verse beneficiada en el corto plazo de un aumento del costo marginal, a menos que posea contratos indexados a este, aunque no se debe desconocer el hecho de que los precios pueden verse influenciados por el valor esperado del costo marginal de largo plazo, el cual a su vez podría elevarse artificialmente debido al ejercicio de poder de mercado.

De igual manera, es necesario señalar que el poder de mercado no solo se puede manifestar en mayores costos marginales, sino que también en una disminución de estos en caso de que afecte eventualmente a los competidores y de ello se derive un perjuicio para el cliente final y un beneficio para el agente con poder de mercado. Este efecto, sin embargo, no es capturado por el análisis pivotal.

En el presente informe se opta por la presentación del RSI sin deducir la capacidad contratada, ya que la propia existencia de poder de mercado estructural podría influir en la política de contratos que adopte una firma³¹.

En particular, el RSI es una variable continua que considera la demanda residual y la capacidad instalada de una empresa generadora, o grupo de empresas, y puede ser expresada como sigue:

$$RSI_{i,h} = \frac{KT_h - KD_{i,h}}{D_h}$$

Donde KT_h es la capacidad disponible neta total del sistema durante la hora h , $KD_{i,h}$ es la capacidad disponible neta del conglomerado i durante el mismo período y D_h representa la demanda del sistema durante la hora h .

Cuando la expresión es igual a 1, la demanda es exactamente igual a la capacidad disponible total del sistema, descontando la capacidad disponible del conglomerado bajo análisis. En caso de ser mayor a 1, ello implicaría que existiría capacidad ociosa, incluso al no tener en consideración el conglomerado respectivo, por lo que no podría afirmarse que sería *pivotal* o indispensable para el sistema, aunque instituciones como el CAISO señalan que un RSI entre 1 y 1.1 aún constituye un escenario donde eventualmente podría ejercerse poder de mercado. En contraste, cuando el indicador es menor a 1, esto implica que la demanda es mayor a la capacidad disponible del resto de los agentes del mercado, razón por la que el conglomerado i sería *pivotal* o indispensable para el sistema, ya que, de lo contrario, no podría satisfacerse la demanda³².

Lo anterior puede ser aplicado para un conglomerado de forma individual o conjunta. Usualmente, este indicador es empleado para una, dos y tres empresas. En los dos últimos casos,

³¹ Cabe destacar que los análisis de casos realizados por parte de la UMC sí internalizan todas estas variables.

³² CAISO considera dentro de su análisis la capacidad contratada, deduciendo esta de la capacidad total disponible de la empresa. Ello, no obstante, se justifica debido a que, al tratarse de un mercado de subastas, la aplicación de este indicador es directa y es en efecto el input para la aplicación de medidas de mitigación. En relación con esto último, ver por ejemplo "Fifth Replacement FERC Electric Tariff", 2020, CAISO.

la única diferencia es que $KD_{i,h}$ correspondería a la suma de las capacidades disponibles de las dos o tres empresas bajo análisis según corresponda.

La distribución horaria del RSI para el período enero-diciembre de 2024 se presenta en los gráficos II.2.3, II.2.4 y II.2.5.a³³. Como se observa, tanto para el índice de una empresa, como para el de dos y tres empresas conjuntas, existe un patrón similar por bloque horario.

Gráfico II.2.3
RSI para 1 empresa (RSI 1)
Enero-diciembre 2024

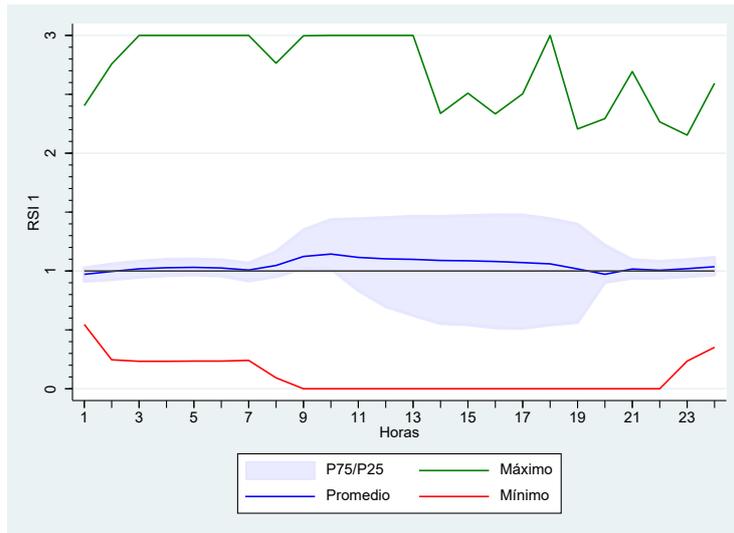
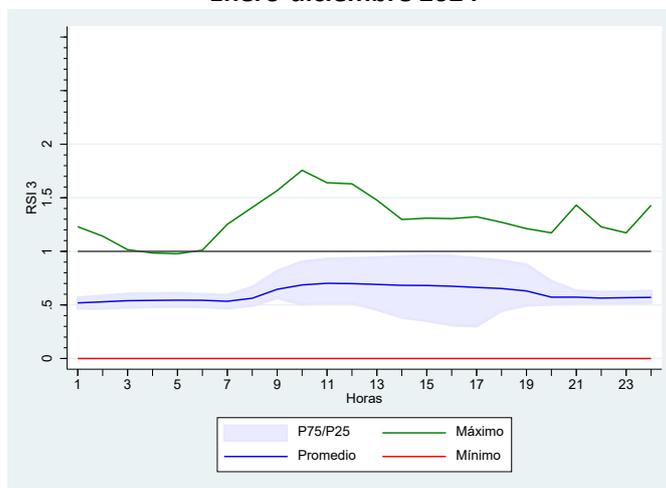


Gráfico II.2.4
RSI para 2 empresas de forma conjunta (RSI 2)
Enero-diciembre 2024



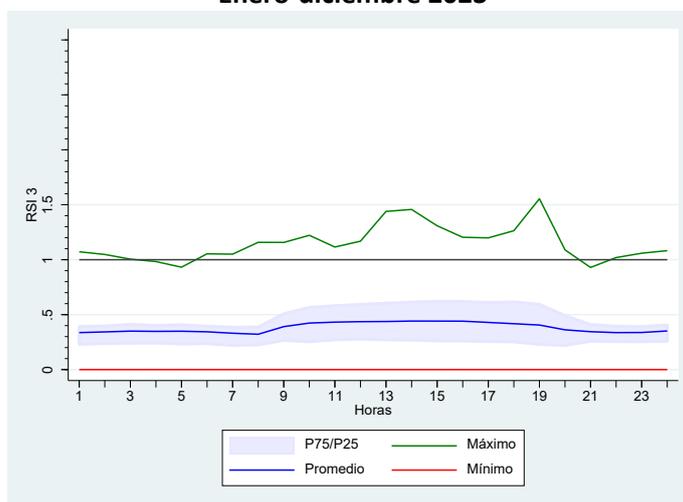
³³ Solo para efectos gráficos, el valor máximo del RSI se limitó a 3, al ser el valor relevante de referencia igual a 1. Su valor es calculado para cada subsistema observado durante el período de análisis, al igual que lo realizado con el HHI.

Gráfico II.2.5.a
RSI para tres empresas de forma conjunta (RSI 3)
Enero-diciembre 2024



La distribución horaria del RSI muestra un menor nivel de potencial poder de mercado en el bloque horario diurno, aunque el RSI 3 sigue dando cuenta de agentes pivotaes conjuntos en todas las horas del día, al menos hasta el percentil 75 de la distribución. Este escenario es similar a lo presenciado en el 2023 (ver Gráfico II.2.5.b), pero durante el 2024 alcanzó niveles superiores.

Gráfico II.2.5.b
RSI para tres empresas de forma conjunta (RSI 3)
Enero-diciembre 2023



Por otra parte, se aprecia en el Gráfico II.2.6.a que solo un 8% del tiempo el RSI 3 fue mayor a uno, en contraste con el 26% y 64% del RSI 2 y RSI 1, respectivamente, lo que muestra una mejora significativa a lo observado el año 2023 (Gráfico II.2.6.b).

Gráfico II.2.6.a
Curva de duración RSI 1, RSI 2 y RSI 3
Enero-diciembre 2024

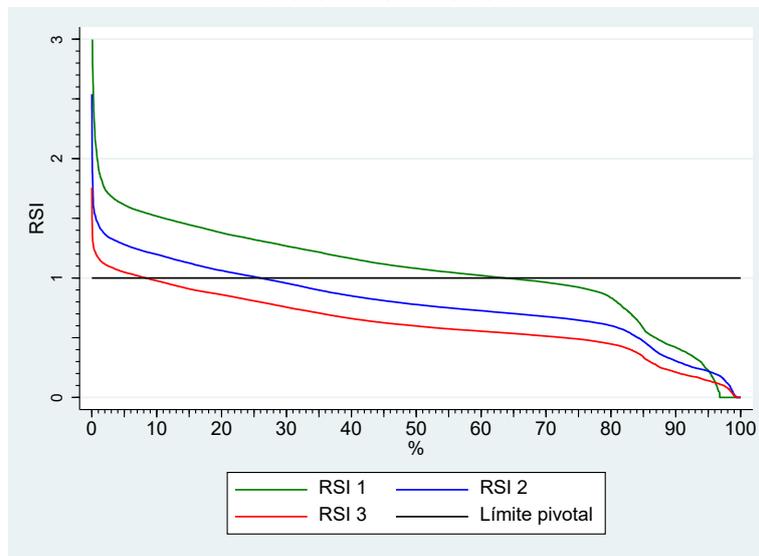
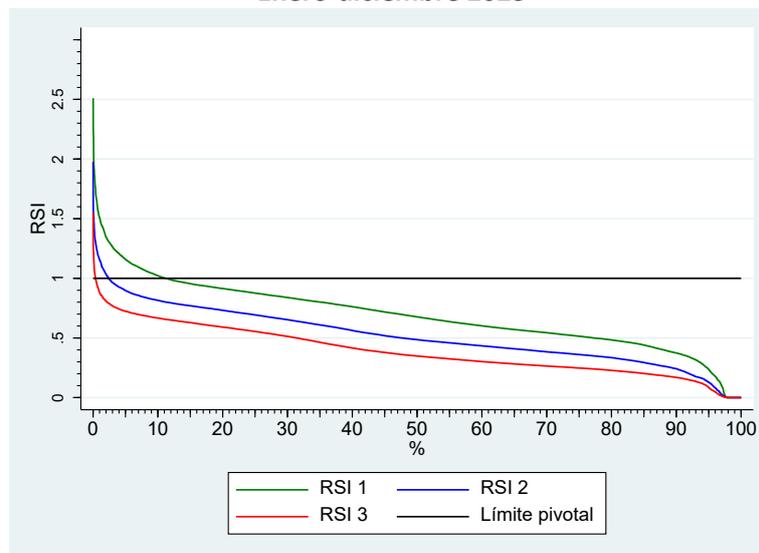


Gráfico II.2.6.b
Curva de duración RSI 1, RSI 2 y RSI 3
Enero-diciembre 2023



En suma, a pesar de un aumento en la frecuencia de episodios en los que el mercado podría ser calificado como mediana o altamente concentrado (70% en 2024 vs 51% en 2023), el RSI 3 mejoró levemente al registrar 92% de escenarios con 3 agentes pivotaes, en contraste con 97% el año 2023, mientras que el RSI 1 asubió a 64% por sobre el umbral de 1, producto primordialmente del aumento en la capacidad instalada y disponible de energías renovables por parte del resto de los actores con mayor participación de mercado, lo que explica que aún se mantenga un elevado porcentaje de escenarios con 3 agentes pivotaes conjuntos.

Sin perjuicio de lo anterior, se debe tener en consideración que, tal como se señalara con antelación, incluso en caso de no haber agentes pivotaes podría existir alguna firma con poder de mercado, ya que esto último depende de diversas circunstancias, tales como el diferencial de costos marginales entre cada central en la lista de mérito, o de si se trata de una central de base,

entre otras. De igual modo, un RSI menor a 1 tampoco implicaría necesariamente la existencia de poder de mercado, ya que la habilidad para alterar el equilibrio competitivo de corto plazo dependerá del nivel de contratación de las empresas y de si sus contratos se encuentran indexados o no al costo marginal, aunque se debe ponderar el hecho de que los precios de los contratos dependen de una estimación de los costos marginales de largo plazo, la cual podría verse afectada con motivo del ejercicio de poder de mercado.

Asimismo, estos indicadores no capturan la posibilidad de ejercer conductas predatorias, lo que depende de la habilidad para deprimir los costos marginales por un período prolongado, con el fin de disuadir la entrada u ocasionar la salida de competidores del mercado³⁴.

Considerando los niveles de concentración del mercado, en particular de las tecnologías de base como son los embalses y las centrales térmicas, se debe tener en cuenta que una potencial transición a un mercado basado en subastas requerirá medidas de mitigación para los agentes que posean la habilidad para alterar el precio de equilibrio al alza o a la baja, por lo que, necesariamente, se requerirá determinar un set de ofertas administrativas, con el fin de reemplazar las ofertas que podrían internalizar el ejercicio de poder de mercado. Esto, por tanto, requeriría mantener costos auditados en el caso de los agentes más relevantes del mercado, así como también mantener el cálculo del valor del agua en manos del Coordinador.

En consistencia con lo anterior, un camino intermedio a un mercado basado en ofertas podría consistir en permitir doble liquidación y un mercado del día siguiente vinculante, con tal de alinear los incentivos en cuanto a disponibilidad de capacidad instalada, así como también respecto de pronósticos de generación por parte de los coordinados. Esto requeriría, evidentemente, establecer reglas claras respecto de qué tipo de desviaciones serán consideradas como sistémicas y cuáles de responsabilidad individual del Coordinado, pero dicho esfuerzo debe realizarse de todas formas, de implementar un mercado basado en subastas con un mercado del día siguiente y en tiempo real, el cual también tendría doble liquidación.

Una visión general sobre las posibles conductas estratégicas que podrían ser ejecutadas por empresas con poder de mercado en el sistema chileno se presentan en el capítulo siguiente.

³⁴ Las condiciones para la ocurrencia de este tipo de conductas son revisadas en el Anexo A.7.

CAPÍTULO III: EJERCICIO DE PODER DE MERCADO Y ANÁLISIS DE COMPETENCIA

La posesión de poder de mercado no constituye una práctica anticompetitiva *per se*, sino más bien el ejercicio de este. Por lo mismo, en este capítulo se presenta la evolución de las variables más relevantes que se monitorean, teniendo en consideración las principales conductas anticompetitivas que podrían ocurrir en el mercado eléctrico³⁵.

III.1. Segmento de generación

La principal variable que se monitorea corresponde a las fallas de unidades generadoras, ya que a través de éstas puede materializarse la retención de capacidad. De igual manera, esta Unidad ha considerado fundamental hacer un seguimiento a los precios de los combustibles, pues estos pueden ser utilizados con el mismo propósito. En ambas situaciones el resultado se manifestaría en el costo marginal del sistema y la rentabilidad de la conducta estaría determinada por la posición comercial de la empresa, por lo que también se presenta la evolución de dichas variables.

III.1.1 Desconexiones

La tabla III.1.1 presenta un resumen descriptivo de los registros de desconexiones de curso forzoso del año 2023 y 2024.

El número de solicitudes de desconexiones disminuyó durante el año 2024 en comparación con el período previo, sucediendo lo mismo con la duración promedio de las desconexiones, pasando de 2,2 en 2023 a 1,7 días durante el 2024, mientras que la potencia desconectada promedio aumentó levemente de 67,2 a 67,9 MW respectivamente.

Tabla III.1.1
Estadísticas descriptivas desconexiones de curso forzoso ejecutadas exitosamente e iniciadas durante los años 2023-2024³⁶

Año	N° desconexiones	Medida	Media	Desv. Est	Mín	Máx	P25	P50	P75
2023	918	Duración desconexión (Días)	2,2	13,0	0,0	258,7	0,1	0,2	0,9
		Potencia neta desconectada (MW)	67,2	84,9	0,3	517,4	10,6	24,0	111,7
2024	689	Duración desconexión (Días)	1,7	8,2	0,0	141,8	0,1	0,2	0,7
		Potencia neta desconectada (MW)	67,9	90,6	0,3	685,1	11,0	22,0	109,8

Las 5 centrales que presentaron mayor cantidad de potencia desconectada promedio se pueden observar en la Tabla III.1.2. Durante el año 2024, la central Ralco fue la que presentó la mayor potencia indisponible, con 537 MW en promedio, en comparación con lo sucedido el año 2023, donde la central Nehuenco II ocupó dicha posición con una potencia promedio desconectada de

³⁵ En el anexo A.5 se describen en detalle las principales conductas anticompetitivas que podrían llevarse a cabo en un mercado con las características del sistema eléctrico nacional, tanto en el segmento de generación, como en el de transmisión y distribución.

³⁶ La potencia asociada a las solicitudes de desconexión forzosa se estimó como la potencia que se encontraba efectivamente indisponible para cada solicitud con motivo de una desconexión forzosa, considerando como fecha de la desconexión la fecha de inicio efectiva de la solicitud.

387 MW. Cabe destacar que la duración promedio de estas centrales bajó respecto del grupo de mayor potencia desconectada el año 2023.

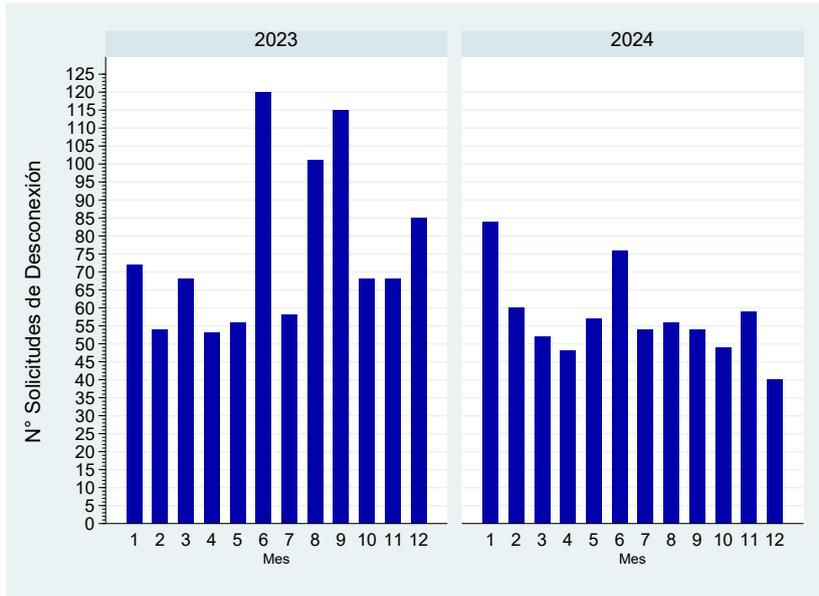
Dentro de las centrales consideradas, IEM estuvo indisponible el mayor tiempo, pero esto solo correspondió a 3,68 días, contrastando con los 12,95 días del 2023, cifra que también correspondió al máximo de dicho año. Las desconexiones de menor extensión promedio fueron las de las centrales solares fotovoltaicas Guanchoi y Campos del Sol, ambas de Enel, con 0,06 y 0,4 días respectivamente.

Tabla III.1.2
Centrales con mayor potencia desconectada promedio, años 2023 y 2024.

Año	Central	Potencia promedio desconectada (MW)	N° desconexiones	Duración promedio (Días)
2024	HE Ralco	537	2	1,54
	PFV Campos del Sol	381	5	0,40
	TER Nueva Renca	370	1	0,67
	PFV Guanchoi	357	1	0,06
	TER IEM	348	2	3,68
2023	TER Nehuenco II	387	2	2,62
	PFV Campos del Sol	381	5	0,40
	TER IEM	348	1	12,95
	TER Kelar	346	2	3,66
	TER Santa María	345	1	6,45

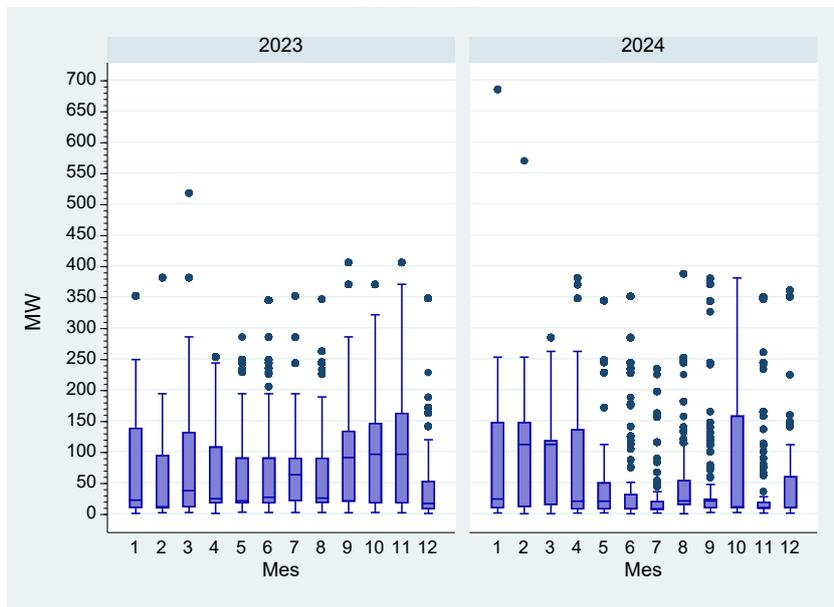
El Gráfico III.1.1 presenta el número de solicitudes de desconexión forzosa llevadas a cabo exitosamente. Estas mostraron una tendencia claramente decreciente, a diferencia de lo observado el año 2023.

Gráfico III.1.1
Número de solicitudes de desconexión forzosa llevadas a cabo exitosamente
2023 - 2024



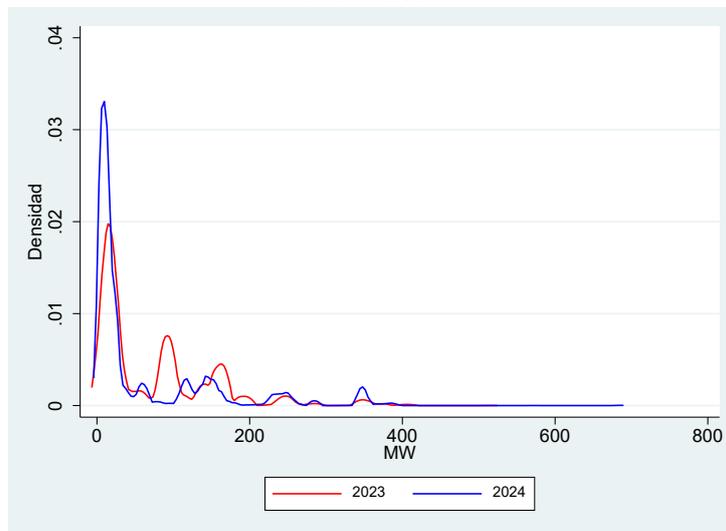
En el Gráfico III.1.2 se presenta la distribución mensual de potencia indisponible por concepto de desconexiones forzosas. Con excepción de octubre, durante el año 2024 el percentil 75 de las desconexiones no superó los 150 MW, estando incluso bajo 50 MW durante 5 meses del año.

Gráfico III.1.2
Potencia asociada a solicitudes de desconexión forzosa llevadas a cabo exitosamente³⁷
2023 - 2024



³⁷ La potencia asociada a las solicitudes de desconexión forzosa llevadas a cabo exitosamente se estimó como la potencia que se encontraba efectivamente indisponible en cada hora con motivo de una desconexión forzosa, independiente de la fecha y hora de origen de esta.

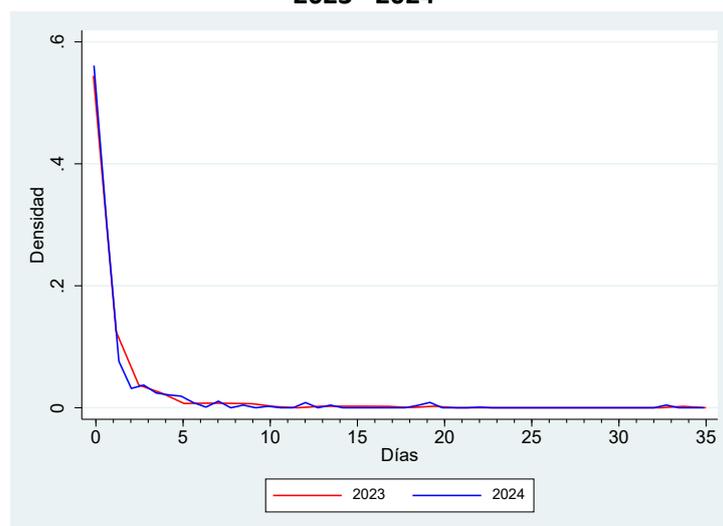
Gráfico III.1.3
Distribución anual potencia asociada a solicitudes de desconexión forzosa llevadas a cabo exitosamente
2023 - 2024



Al analizar el gráfico previo, se aprecia que durante el año 2024 los eventos de desconexión forzosa que involucraron una potencia de hasta 200 MW fueron menos frecuentes que en el año 2023, presentando una mayor densidad bajo 50 MW. Las indisponibilidades entre 200 MW y 400 MW, que son las que podría tener mayor impacto en el sistema, aumentaron su frecuencia levemente en el año 2024, aunque disminuyeron las del tramo entre 100 MW y 200 MW.

Lo anterior se complementa con la información del gráfico que prosigue, donde se muestra que en el año 2024 disminuyó la frecuencia de las desconexiones de curso forzoso que duraban entre 5 y 10 días.

Gráfico III.1.4
Distribución anual duración en días de desconexiones de curso forzoso
2023 - 2024³⁸

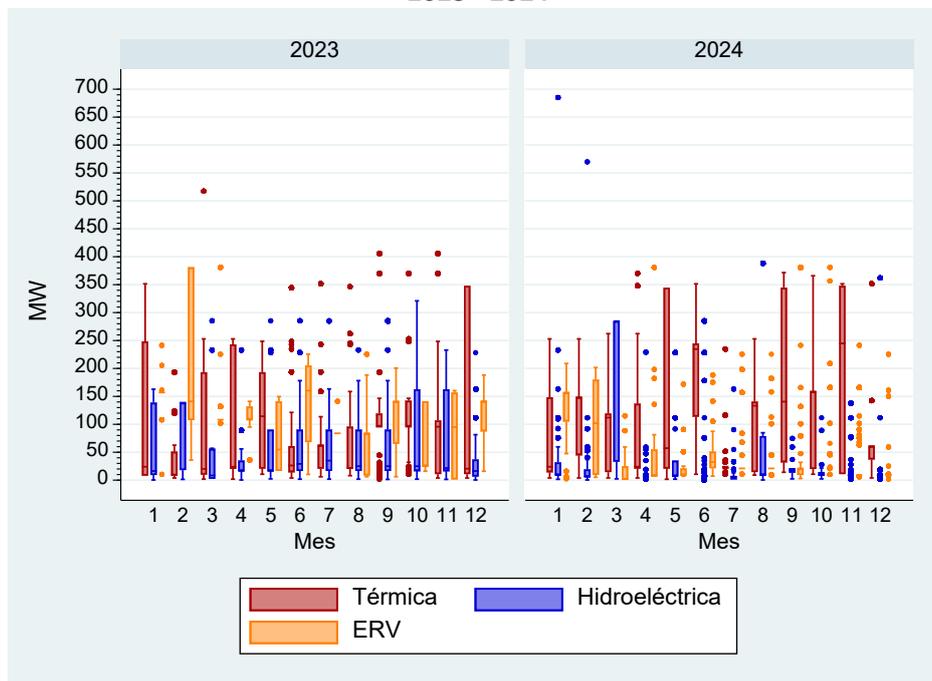


³⁸ Solo para efectos visuales se presenta la distribución para desconexiones con duración inferior o igual a 35 días. En la práctica, existió un máximo de 259 días.

Cabe destacar que la UMC lleva a cabo análisis específicos que ayudan a dilucidar la posible incidencia entre las fallas de centrales o modificaciones de los precios de combustible y los costos marginales del sistema.

Por último, si se tiene en consideración la distribución de potencia desconectada por tecnología (ver Gráfico III.1.5), la potencia asociada a desconexiones forzadas de centrales térmicas fue relativamente reducida en los meses de julio y diciembre de 2024, destacando los mayores casos particulares de centrales ERV con desconexiones superiores a 200 MW.

Gráfico III.1.5
Potencia asociada a solicitudes de desconexión forzosa llevadas a cabo exitosamente por tecnología³⁹
2023 - 2024



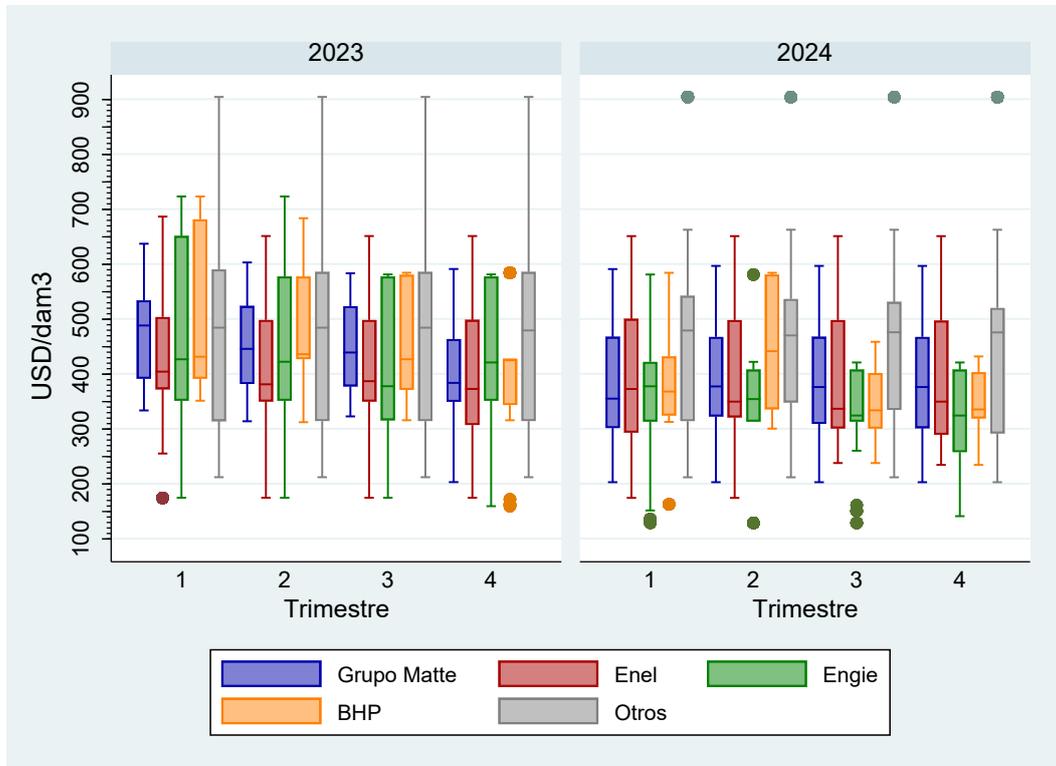
III.1.2 Combustibles

En lo que respecta a precios de combustibles, los más relevantes para el SEN corresponden a Carbón, Gas Natural, tanto GNL como Gas Natural Argentino, y Diesel, los cuales son presentados a continuación.

³⁹ La potencia asociada a las solicitudes de desconexión forzosa llevadas a cabo exitosamente se estimó como la potencia que se encontraba efectivamente indisponible en cada hora con motivo de una desconexión forzosa, independiente de la fecha y hora de origen de esta.

III.1.2.1 Gas Natural

Gráfico III.1.6
Distribución trimestral de precios de Gas Natural por empresa⁴⁰⁻⁴¹
2023 - 2024



El gráfico previo contiene la distribución de costos de Gas Natural que fueron declarados por las 4 principales empresas que utilizan dicho combustible, estando acumulados los resultados de las otras 6 empresas cuya capacidad instalada no es significativa.

Como se aprecia, si bien existió dispersión en los precios declarados, los rangos valores fueron relativamente estables durante el año 2024, similar a lo observado el año 2023.

Una característica particular de este combustible corresponde a la posibilidad de cambiar su estado de suministro a “Inflexible”. Esta condición se establece en la NT GNL, la es actualmente objeto de un proceso contencioso ante el H. TDLC⁴².

De conformidad a lo dispuesto en la NT GNL 2021, vigente desde octubre de 2021, el Coordinador debe realizar un estudio de GNL para determinar la cantidad máxima de gas a considerar como inflexible; y para modificar la condición de flexible a inflexible se debe constatar, en una ventana de múltiples semanas, que los consumos observados no permitirían la descarga del siguiente buque. Cambios en la condición de suministro de esta naturaleza pueden provocar una disminución de los costos marginales del sistema, al ser su origen la

⁴⁰ Solo se consideran precios únicos por conglomerado vigentes en un día particular (si se declaró el mismo precio para dos centrales, por ejemplo, solo se consideró una vez).

⁴¹ A menos que se señale explícitamente lo contrario, Gas Natural hace referencia tanto a GNL como GN.

⁴² Ver www.tdlc.cl. “Demanda de Eléctrica Puntilla S.A. e Hidromaule S.A. contra la Comisión Nacional de Energía” ROL C-435-2021.

estimación de que las centrales en cuestión no podrían quemar todo el gas necesario por orden de mérito⁴³. La magnitud del efecto, sin embargo, puede variar significativamente, dependiendo del tramo de la curva de oferta donde se produzca la intersección con la demanda. De estar en un sector plano, los efectos serían mínimos, mientras que, de estar en una vecindad con asimetrías elevadas, las diferencias podrían ser cuantiosas, llegando incluso a producirse escenarios de costo marginal igual a cero, siendo esto último más probable en situaciones donde existe congestión.

Consecuentemente, se esperaría que el efecto de las inflexibilidades se manifestara primordialmente en una baja del costo marginal o que fuese neutro⁴⁴. De ser las disminuciones en el costo marginal significativas y prolongadas en el tiempo, existiría la posibilidad de que tuviesen un efecto anticompetitivo en el mercado, en particular manifestado a través del equivalente de conductas exclusorias, como precios predatorios o un análogo a estrangulación de márgenes (*margin squeeze*)⁴⁵.

Esto último, sin embargo, no se ha evidenciado con la información disponible del mercado.

Cabe destacar que las razones de por qué la norma técnica fue introducida escapan al análisis del presente informe, pero se debe tener en consideración que, a diferencia de otros combustibles, a pesar de que en la actualidad se observan más contratos spot y condiciones de flexibilidad en los contratos, posibles desajustes de inventario que redunden en un exceso de combustible, podría tener efectos indirectos en clientes residenciales y comerciales, ajenos al mercado eléctrico, por lo cual es necesario tener en cuenta potenciales externalidades negativas en este aspecto, y pensar en una solución integral a las restricciones de almacenamiento, considerando que es un combustible clave, además, para soportar una transición energética acelerada.

Considerando este contexto, las reformas implementadas en la NT GNL 2021, respecto de su versión predecesora del año 2019, minimizan el riesgo de ocurrencia de potenciales conductas oportunistas o efectos indirectos que pudiese tener la norma en los diferentes agentes económicos. Esto, por cuanto incorpora:

- Limitación al volumen que puede ser declarado inflexible, en función de un estudio realizado ex ante.
- Establece la determinación de un costo de oportunidad para el despacho de las centrales inflexibles, como resultado de la optimización del uso del GNL inflexible durante una ventana amplia de tiempo. Esto implicaría el desplazamiento de generación a carbón.
- El Coordinador debe validar la aceptación o rechazo de una solicitud de inflexibilidad.

⁴³ También puede suceder que el costo marginal se eleve en caso de provocar que centrales a carbón dejen de ser despachadas, privilegiando incorporar centrales más caras en un número reducido de horas. Esto implicaría que el mayor costo marginal en algunas horas sería menor a los sobrecostos de las centrales de base. En cualquier caso, un escenario como este se espera sea poco frecuente.

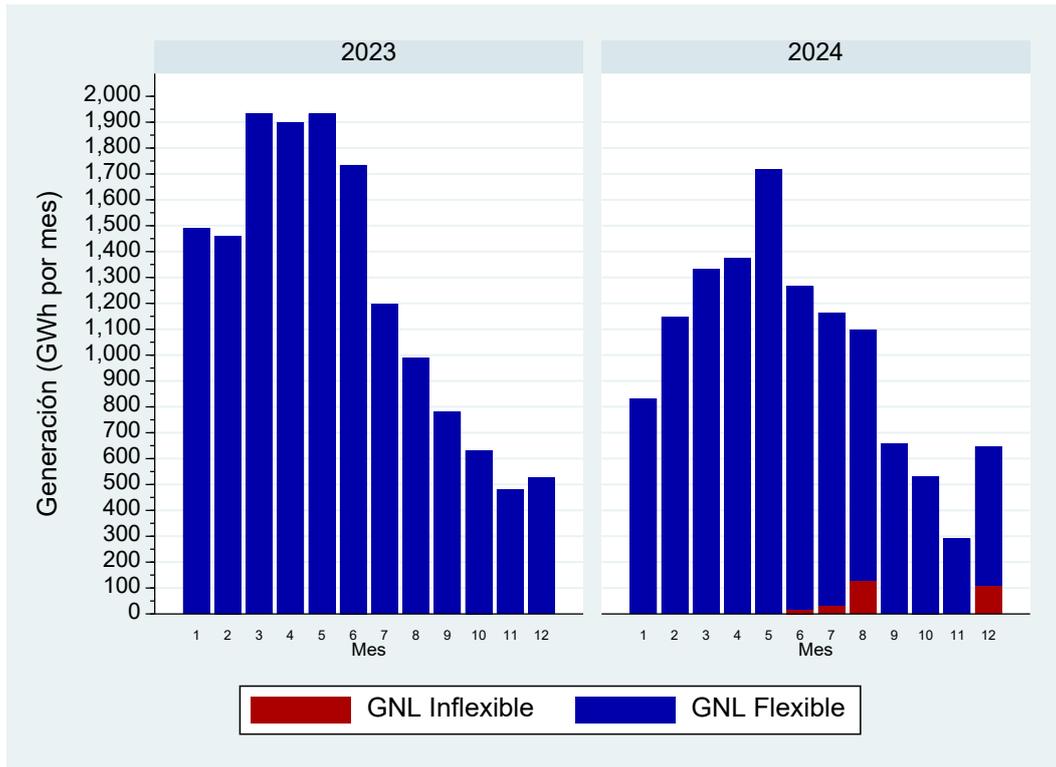
⁴⁴ Se considera como neutro el hecho de que las diferencias al alza que pueden producirse serían mínimas y en casos excepcionales.

⁴⁵ En el Anexo A.7 se presenta una explicación detallada de las potenciales conductas anticompetitivas que podrían manifestarse a través de una baja en los costos marginales, y los requisitos que debieran cumplirse para estar en presencia efectivamente de dichas conductas.

Con dichas medidas no solo se disminuye la discrecionalidad que antes poseía la empresa Coordinada en la declaración de inflexibilidades, sino que, además, se minimiza el impacto en el sistema, al considerar una ventana amplia de optimización.

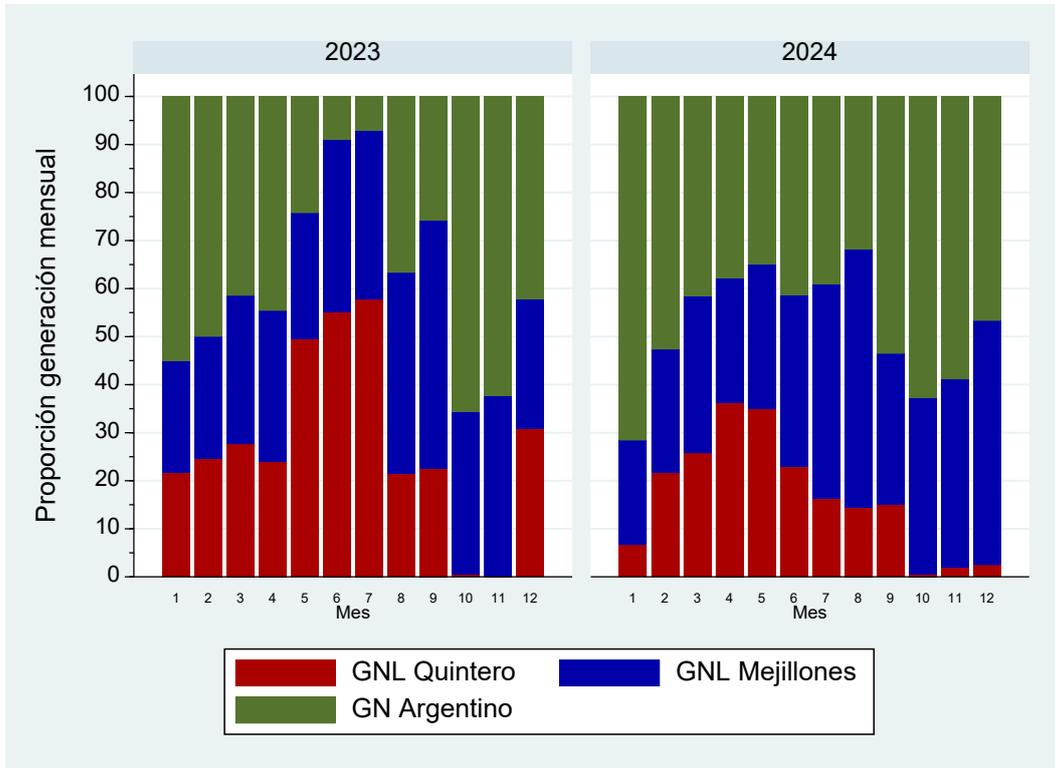
Con todo, si se consideran los datos de inflexibilidades para el año 2023 y 2024, se observa que estos episodios fueron escasos, sucediendo solo los meses de junio, julio, agosto y diciembre, con niveles de generación reducidos en contraste con la generación total (ver Gráfico III.1.7.a).

Gráfico III.1.7.a
Generación mensual con GNL inflexible vs GNL flexible
2023 - 2024



Cabe destacar que, de la generación con gas natural, el gas natural argentino dio cuenta entre 30% y 70% durante el año 2024, mostrando un aumento significativo en su participación respecto del año 2023, tal como se desprende del Gráfico III.1.7.b.

Gráfico III.1.7.b
Proporción de generación con gas natural por origen del gas
2023-2024



III.1.2.2 Carbón

El carbón presentó una tendencia a la baja durante el año 2024, revirtiendo la tendencia alcista del año previo. No obstante, empresas como Engie mantienen mezclas de precios relativamente elevados, las cuales declara en la central Mejillones. Para las otras centrales, los precios declarados están en línea con los del resto del mercado (Ver Gráfico III.1.8.b). Al respecto, debido al plan de retiro de la citada central y otras unidades generadoras de Engie, el Coordinador solicitó mayor información para clarificar cuál sería el uso del carbón actualmente disponible.

Gráfico III.1.8.a
Distribución trimestral de precios carbón por empresa
2023 - 2024

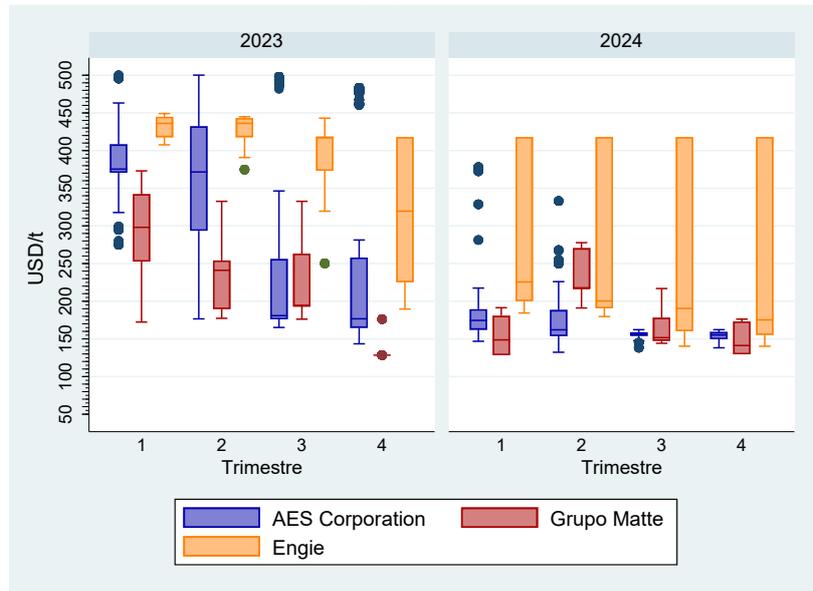
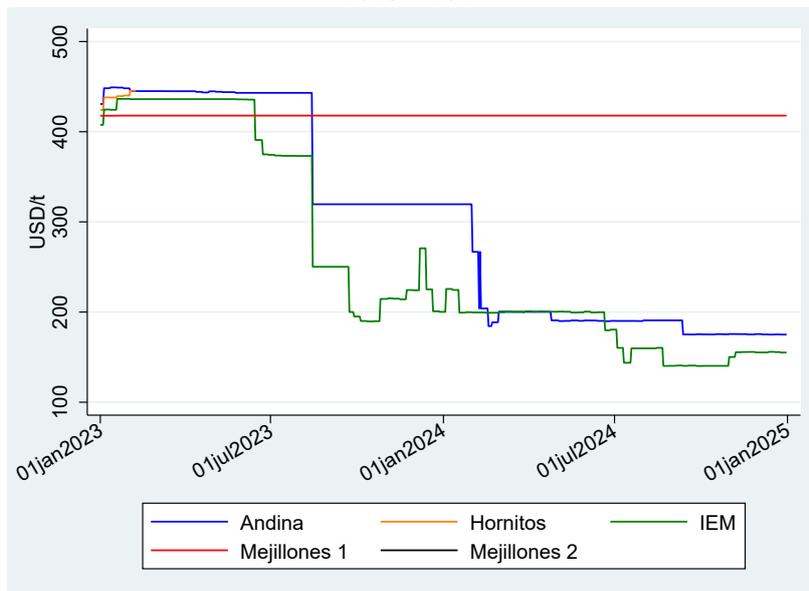


Gráfico III.1.8.b
Precios de carbón declarado por central, Engie
2023 - 2024



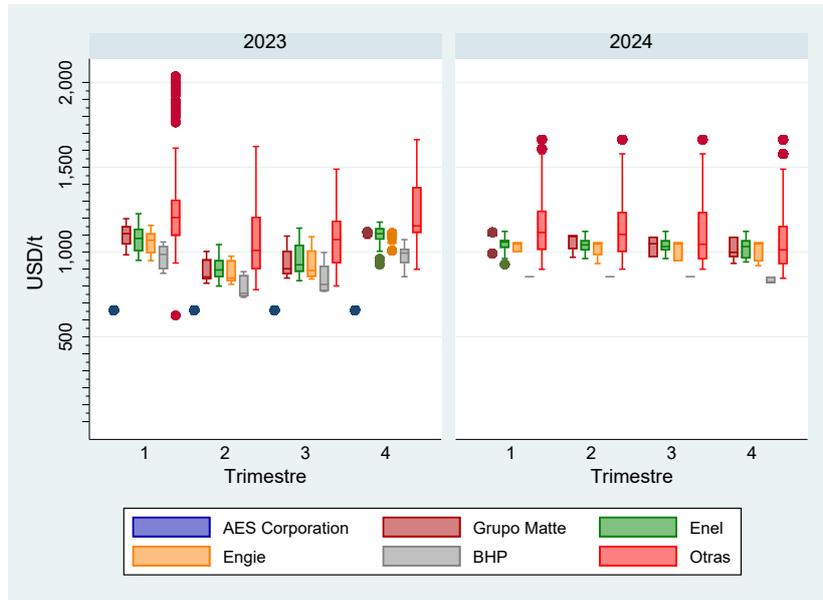
III.1.2.3 Diésel

Si bien el diésel ha disminuido su relevancia debido a la mayor generación hidro, se debe tener en cuenta que en escenarios de estrechez de suministro seguirá siendo un combustible relevante.

La distribución de precios se mantuvo relativamente estable en el año 2024, en niveles similares a los observados a finales del año 2023. En particular, los precios extremos que se observan en el gráfico corresponden a los declarados por la empresa Prime Energía⁴⁶.

⁴⁶ En particular con las centrales Antilhue, Degan, Emelda, Pajonales y Termopacífico.

Gráfico III.1.9
Distribución trimestral de precios diésel por empresa
2023 - 2024



Las centrales diésel que más frecuentemente fijaron el costo marginal en las barras Crucero 220 y Quillota 220 fueron Los Pinos y Trapen, aunque solo alrededor de 40 horas en el año 2024 en el caso de la primera, y menos de 20 horas en el caso de la segunda. En contraste, en Puerto Montt 220 la central Trapen fue la unidad diésel que marcó el marginal con más frecuencia, superando las 400, seguida por Trincao con menos de 100 horas. Las cifras de la central Trapen bajaron ostensiblemente en comparación con el año 2023, primordialmente por la disminución de los desacoples en la zona sur.

Gráfico III.1.10
Horas marginando de configuraciones diésel en barra Crucero 220
2023 - 2024

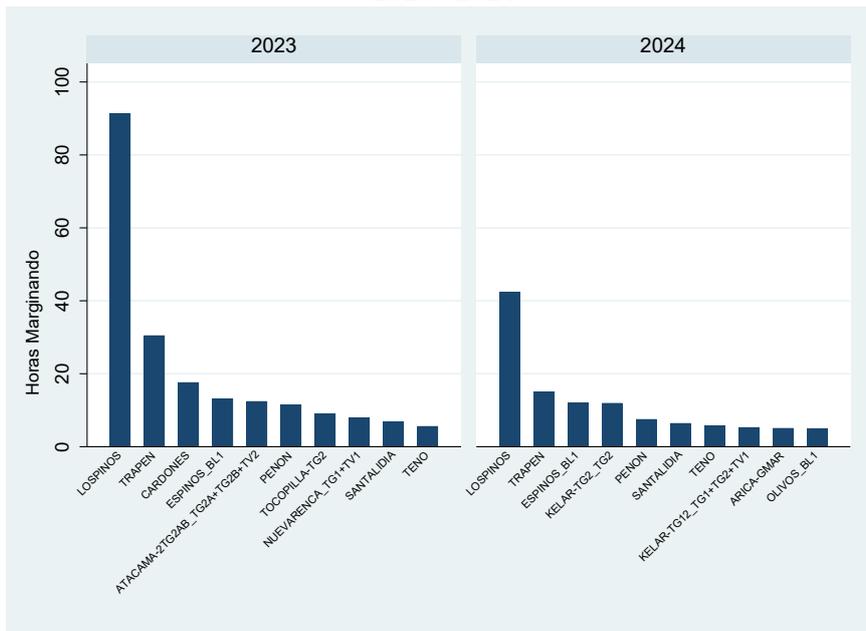


Gráfico III.1.11
Horas marginando de configuraciones diésel en barra Quillota 220
2023 - 2024

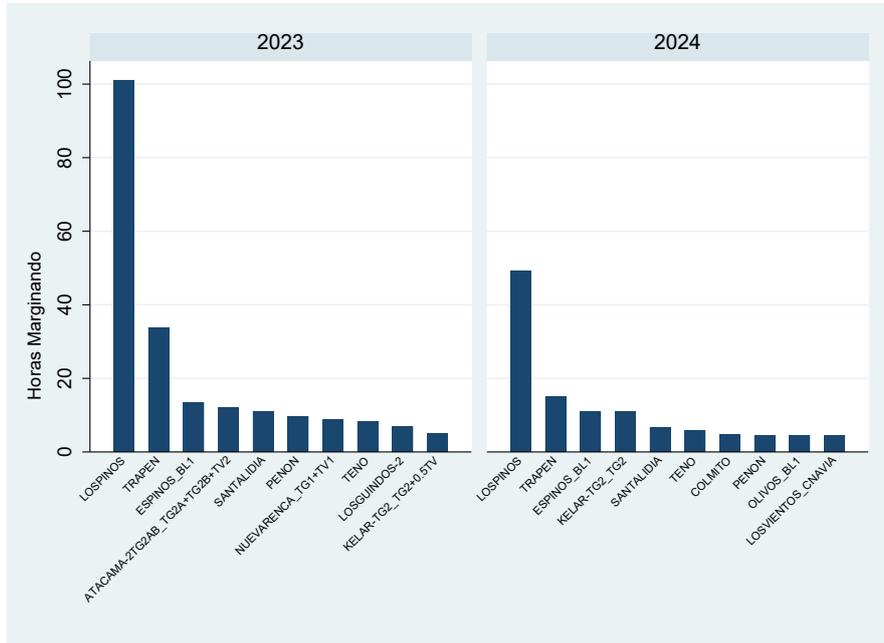
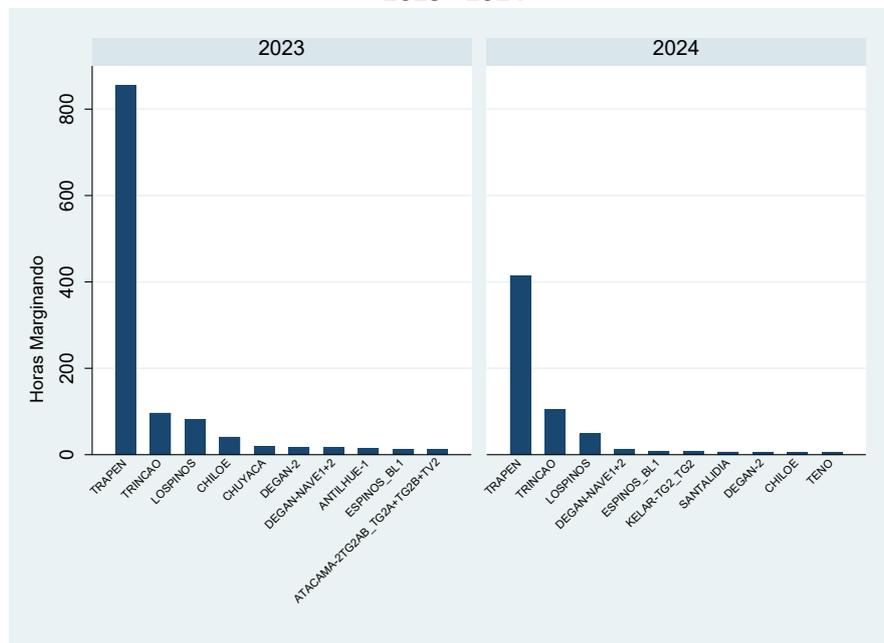
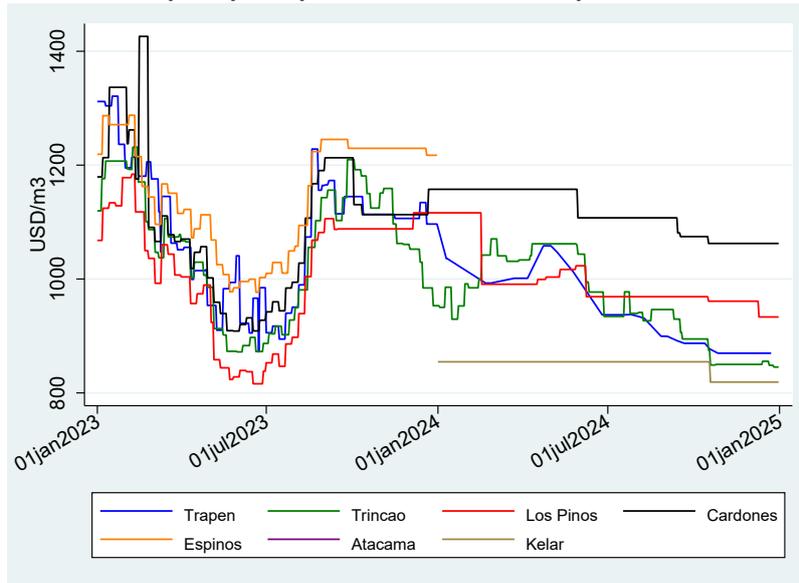


Gráfico III.1.12
Horas marginando de configuraciones diésel en barra Pto. Montt 220
2023 - 2024



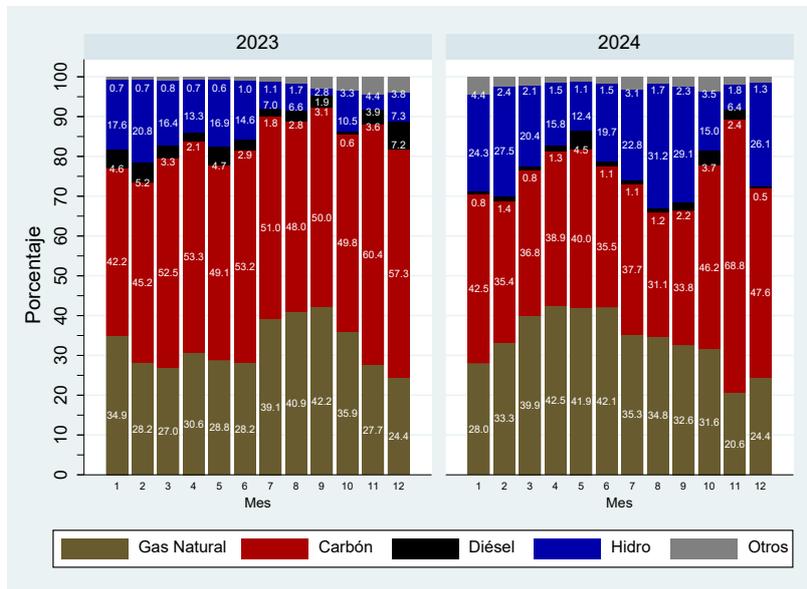
Cabe destacar que, de las centrales diésel que más tiempo marcaron el costo marginal, Trapen convergió a los precios más bajos, mientras que Espinos es que la se mantiene con los mayores costos declarados junto con Cardones. Menester resulta señalar que las series que no poseen un registro continuo corresponden a las que no han presentado nuevas declaraciones, y por lo tanto, según la normativa, se asume que se mantiene el mismo inventario con el mismo precio (ver Gráfico III.1.13).

Gráfico III.1.13
Costo de combustible para principales centrales diésel que marcan el costo marginal



Si bien es esperable que las centrales que utilizan diésel no produzcan sobrecostos frecuentemente, en mayo del 2024 esto sucedió un 4,5% del tiempo, similar a lo acaecido en el año 2023, mientras que en el resto de los meses se vio una caída significativa, con excepción del mes de octubre (Ver Gráfico III.1.14).

Gráfico III.1.14
Participación de sobrecostos por tecnología por mes⁴⁷
2023-2024

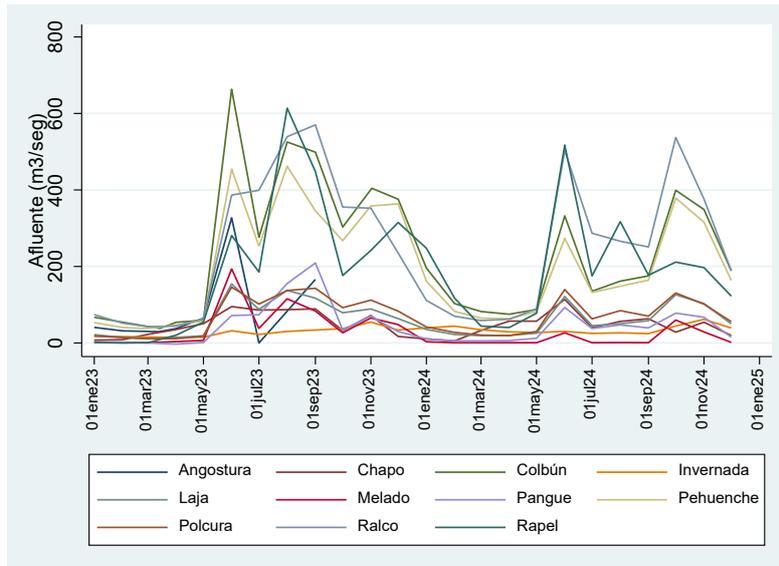


⁴⁷ Las estadísticas consideran los sobrecostos por mínimo técnico y servicios complementarios, según la definición vigente de parte del Coordinador. Para estos últimos costos, no se consideraron factores de desempeño, ya que una potencial disminución del nivel de sobrecostos basada en factores de desempeño deficiente no es parte del análisis.

III.1.3 Cotas y afluentes de embalses

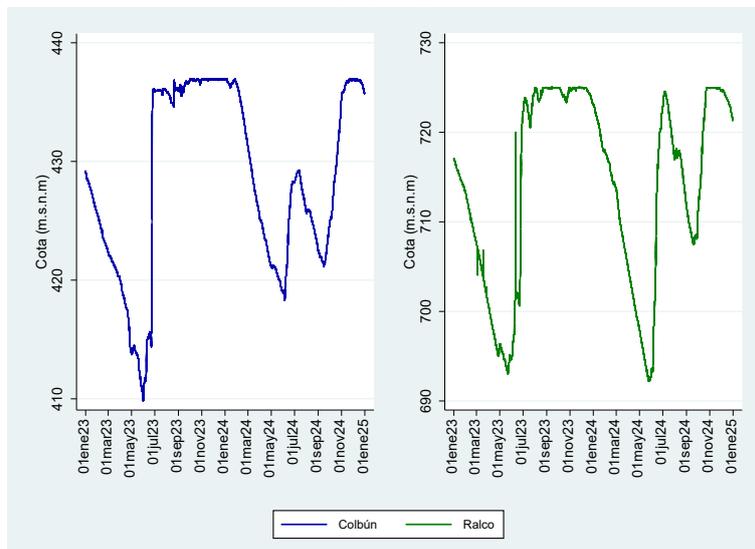
Al tratarse de un sistema eléctrico hidrotérmico, es fundamental realizar un seguimiento a las cotas de los embalses y los afluentes, ya que la escasez del recurso hídrico puede afectar el precio futuro de este y, en consecuencia, el costo marginal del sistema. En el gráfico III.1.15 se presenta la evolución de los afluentes de los embalses para el período enero-diciembre de los años 2023 y 2024.

Gráfico III.1.15
Afluente medio mensual por embalse
2023 - 2024



En general, entre los meses de enero y junio los afluentes son relativamente reducidos, en comparación con el período julio-diciembre, por lo que es común observar una tendencia decreciente en los niveles de cotas de los embalses a comienzos del año, tal como se ilustra para los embalses Colbún y Ralco en el Gráfico III.1.16.

Gráfico III.1.16
Cota promedio diaria Colbún y Ralco
2023 - 2024



La relevancia de la variable hidrológica muestra la importancia de tener un buen sistema de pronóstico de caudales y, además, una metodología de ponderación de las hidrologías, ya que es evidente el efecto negativo que conlleva el no seleccionar las hidrologías adecuadas al momento de realizar la programación de largo plazo, ya que ello influye en el valor del agua y su consumo presente.

III.1.4 Combustible centrales marginales

Considerando las diferentes tecnologías de generación a lo largo del año, a continuación, se presenta la proporción mensual de tiempo en que cada tecnología determinó el costo marginal, habiendo medido las centrales marginales en una frecuencia por minuto.

Gráfico III.1.17
Proporción en que una tecnología marcó el costo marginal en la barra Crucero 220
2023 - 2024

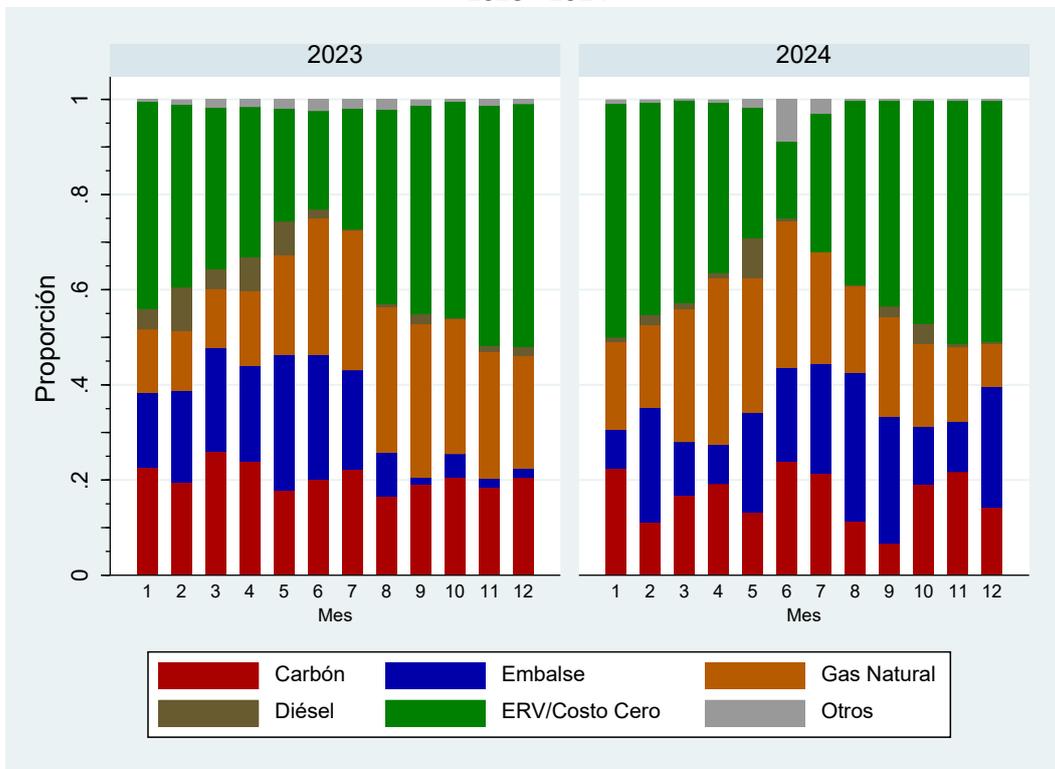


Gráfico III.1.18
Proporción en que una tecnología marcó el costo marginal en la barra Quillota 220
2023 – 2024

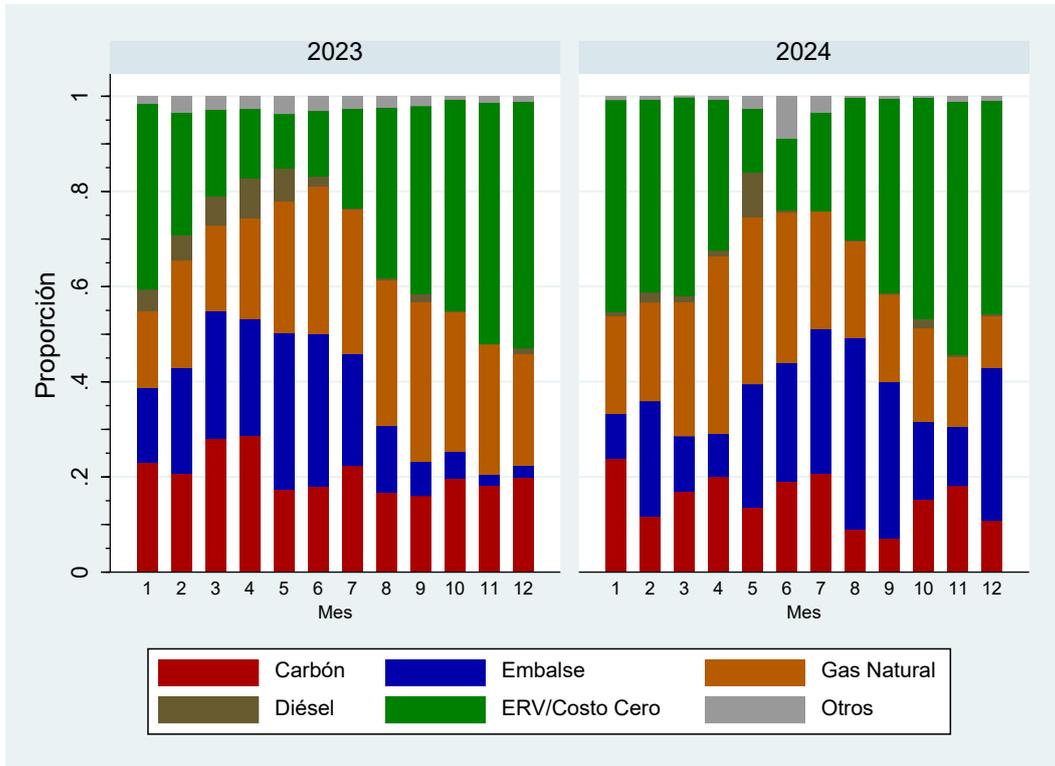
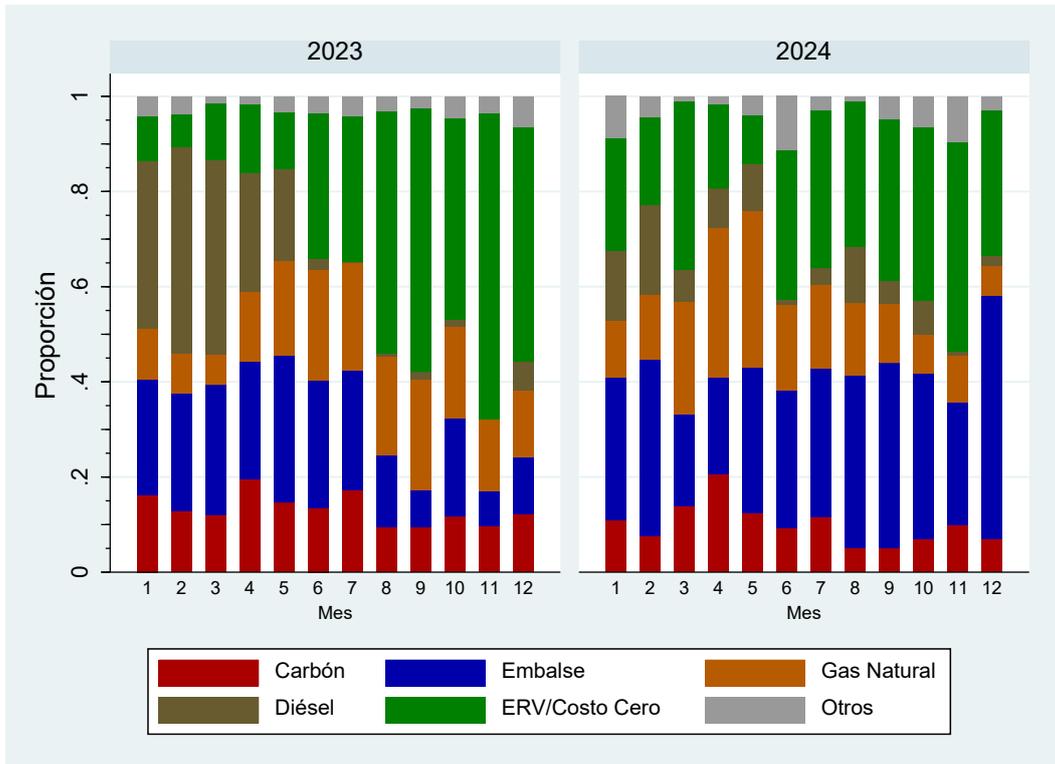


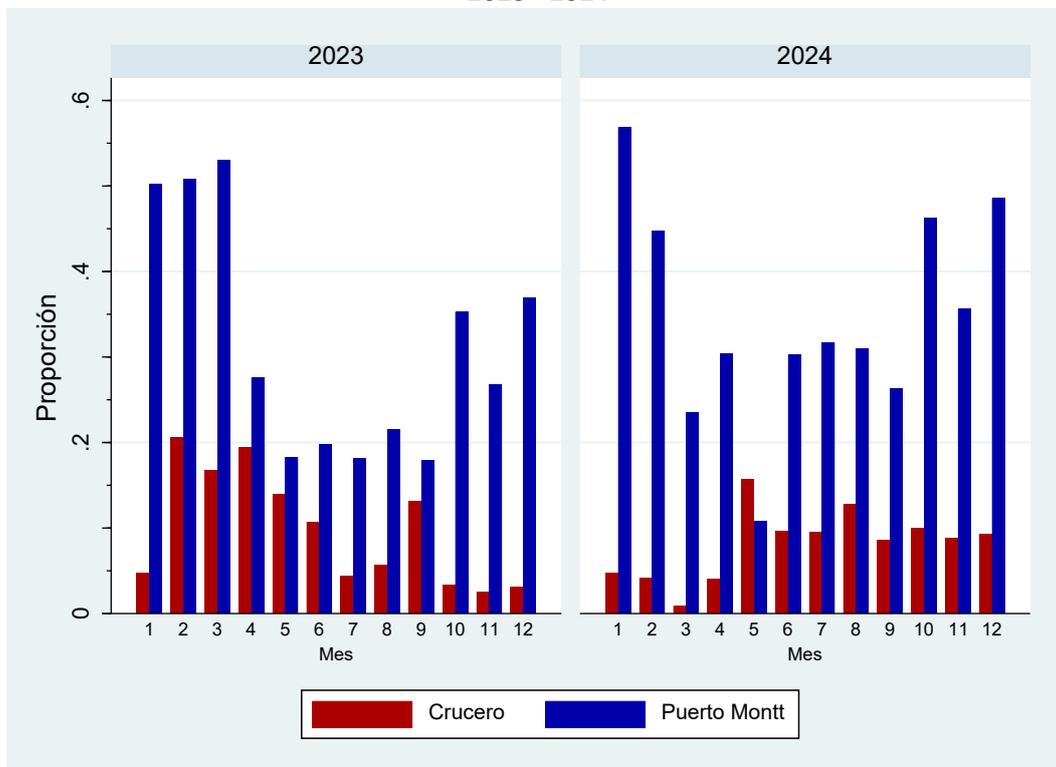
Gráfico III.1.19
Proporción en que una tecnología marcó el costo marginal en la barra Puerto Montt 220
2023 - 2024



Como se observa, la prevalencia de costos marginales iguales a cero aumentó durante la segunda mitad del año 2024 en todas las barras de referencia, manteniendo la misma tendencia del año 2023, aunque la proporción aumentó en términos generales durante el 2024.

Con todo, el Gráfico III.1.20 muestra que los desacoples de Puerto Montt 220 respecto de Quillota 220 siguieron siendo mucho más frecuentes que los evidenciados en Crucero 220 respecto de la misma barra de referencia. Al comparar este último caso con lo observado el año 2023, se observa que existió un aumento de desacoples durante la segunda mitad del año, pero nunca se alcanzaron los niveles de la primera mitad del 2023.

Gráfico III.1.20
Proporción en que barras Crucero 220 y Puerto Montt 2020 estuvieron desacopladas de Quillota 220 2023 - 2024



Como es de esperar, lo anterior se plasma igualmente en el diferencial de costos marginales que se expone en la subsección siguiente.

III.1.5 Costos Marginales de energía

En general, durante 2024 los costos marginales de energía de todo el SEN presentaron niveles similares a los del segundo semestre del 2023, con una tendencia leve a la baja desde enero a diciembre de 2024, debido a menores costos de combustibles y mayor generación hidráulica y ERV. La baja más pronunciada, respecto del promedio anual, fue en la barra de Quillota 220, pasando de 80,3 USD/MWh a 48,6 USD/MWh. Una disminución proporcionalmente similar se observó en Puerto Montt 220, bajando desde 101,4 USD/MWh a 61,9 USD/MWh, debido a una frecuencia de desacoples en dicha zona. Por su parte, los costos marginales asociados a Crucero 220 bajaron de un promedio aproximado de 77,0 USD/MWh a 49,6 USD/MWh. No obstante, la tendencia a la baja generalizada, el sector de Puerto Montt siguió teniendo los valores promedio más altos.

Gráfico III.1.21
Costos marginales de energía barra Crucero 220
2023 - 2024

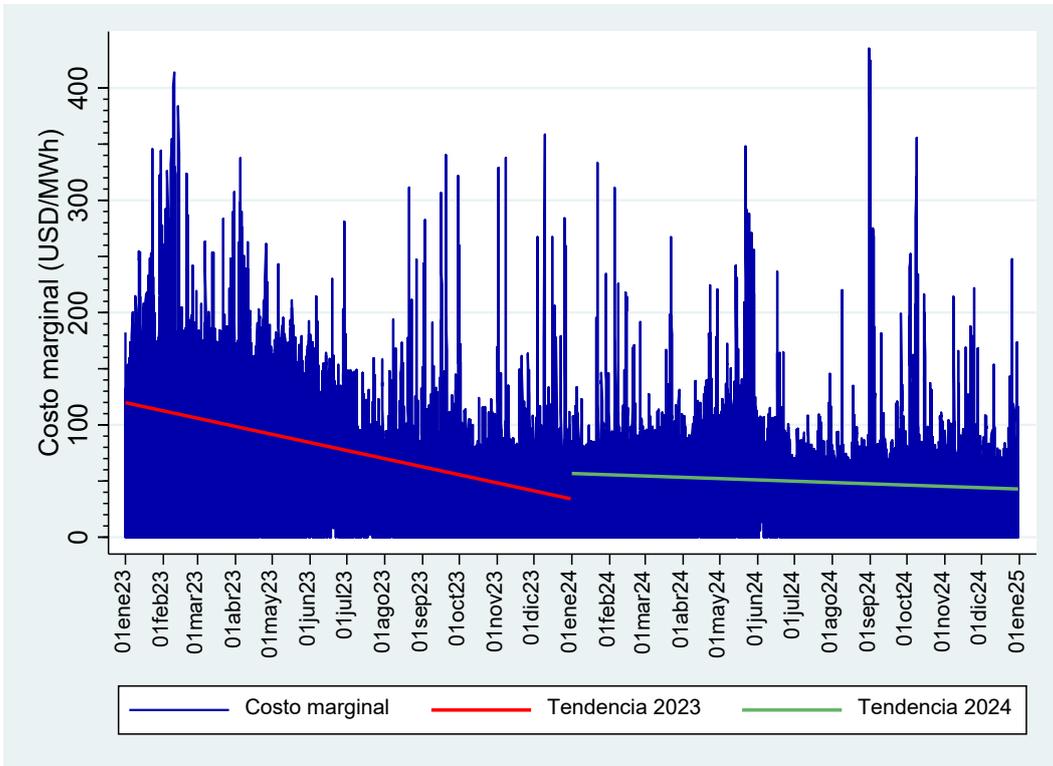


Gráfico III.1.22
Costos marginales de energía barra Quillota 220
2022 - 2023

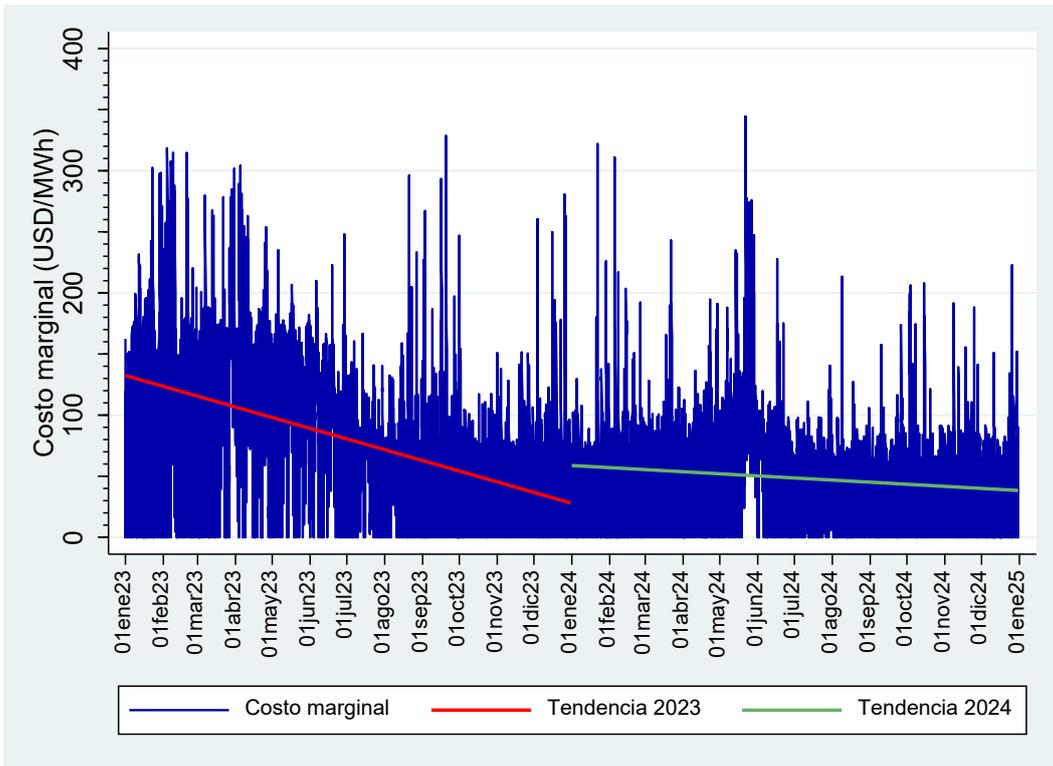
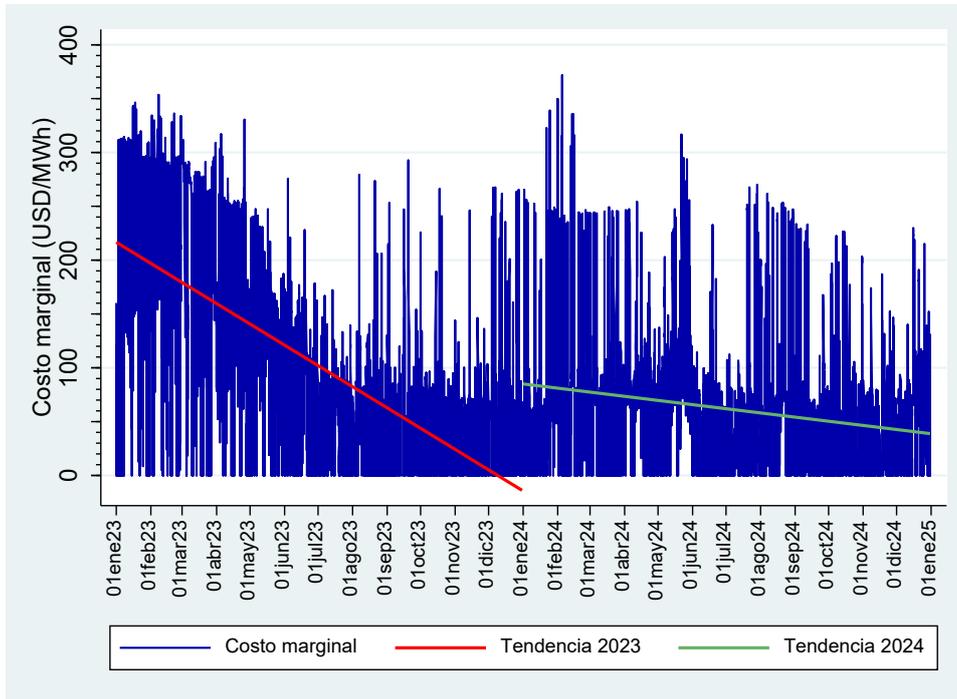
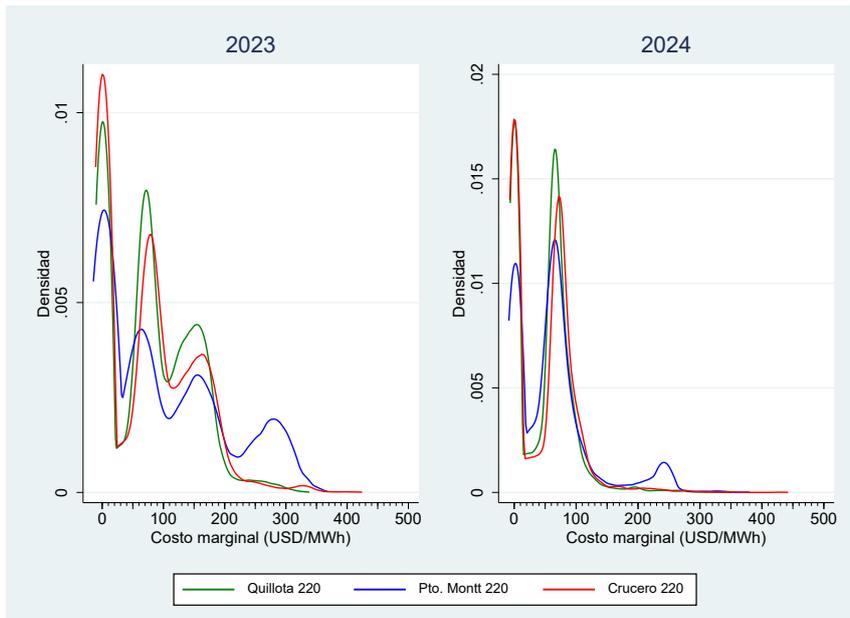


Gráfico III.1.23
Costos marginales de energía barra Puerto Montt 220
2023 - 2024



Al analizar la función de densidad de los costos marginales para las tres barras previamente mencionadas, se constatan claramente que las diferencias más extremas en la barra de Puerto Montt 220 disminuyeron su frecuencia, mientras que Crucero y Quillota presentaron una distribución relativamente similar.

Gráfico III.1.24
Distribución costo marginal de energía por barra
2023 - 2024



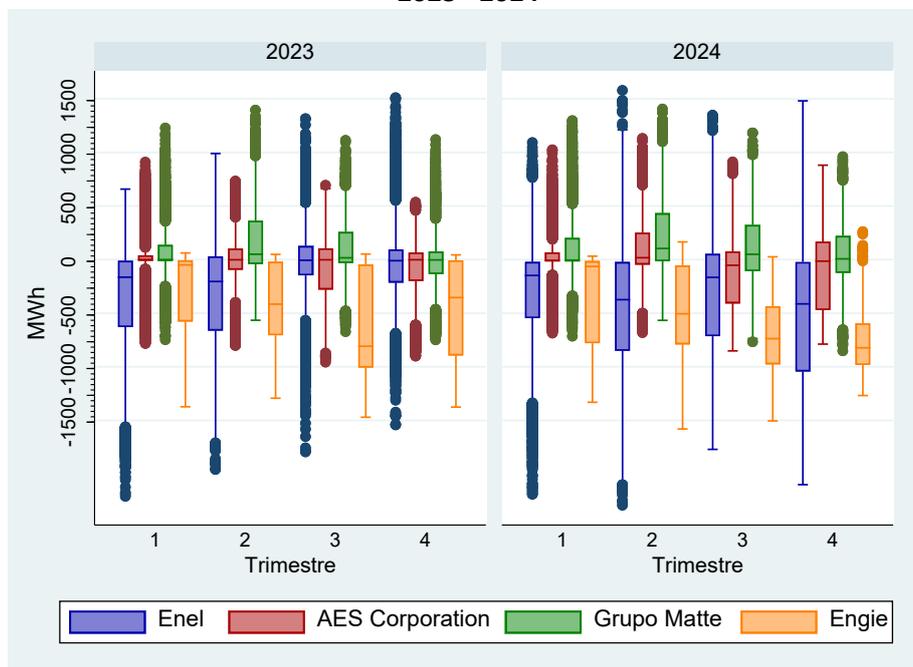
También se aprecia que los episodios de costos marginales iguales a cero aumentaron en todas las barras.

III.1.6 Posición comercial empresas

Un aspecto clave en la posibilidad de ejercer poder de mercado es la posición comercial de la empresa; ya que, de ser excedentaria, existe la posibilidad de que resulten rentables en el corto plazo conductas de retención de capacidad o manipulación de precios de combustibles que deriven en un incremento en el costo marginal; mientras que, de ser deficitaria, en el corto plazo no resultaría rentable ejecutar conductas de retención de capacidad, pero sí manipular el precio de los combustibles a la baja, en la eventualidad que ello cause una caída en el costo marginal, ya que con ello el balance de transferencias físicas, en un escenario donde los retiros superan a las inyecciones de energía, sería valorizado a un menor precio, lo que menguaría los costos que enfrenta la empresa.

En el Gráfico III.1.26, se presenta la distribución por trimestre del balance de transferencias para los cuatro conglomerados con mayor capacidad instalada en el SEN⁴⁸. Se desprende de este que Engie siguió siendo mayoritariamente deficitario, mientras que el grupo Matte y AES Corporation fueron los conglomerados que presentaron mayores episodios excedentarios durante todo el año 2024, siendo más marcado aquello para el segundo durante la primera mitad del año. Durante la segunda mitad, AES Corporation fue primordialmente deficitario. En lo que respecta a Enel durante todo el año fue mayoritariamente deficitario, aunque no al mismo nivel de Engie.

Gráfico III.1.26
Distribución trimestral balance de transferencias económicas horarias (MWh) de Enel, AES Corporation, grupo Matte y Engie
2023 - 2024



Ahora bien, si consideramos la distribución horaria del balance, en general las cuatro empresas, con excepción de Engie, presentaron períodos de mayor déficit o menor excedente durante

⁴⁸ Para la determinación del balance de transferencias se consideraron las inyecciones y retiros de todas las fuentes, para todas las horas y cada uno de los subsistemas existentes en el período analizado.

horario solar. En el caso particular de Engie, la distribución del balance de inyecciones y retiros se concentró más cerca de cero durante el bloque solar.

En lo que respecta al horario no solar, tanto AES Corporation como el Grupo Matte fueron primordialmente excedentarios, aumentando los excedentes de inyecciones respecto del año 2023, mientras que Enel vio episodios de excedente de inyecciones mayores en el año 2024 respecto del 2023, pero solo en el bloque horario de madrugada, siendo más deficitario en horario solar y luego de la puesta del sol.

Gráfico III.1.27
Distribución horaria balance de transferencias económicas (MWh) de Enel
2023-2024

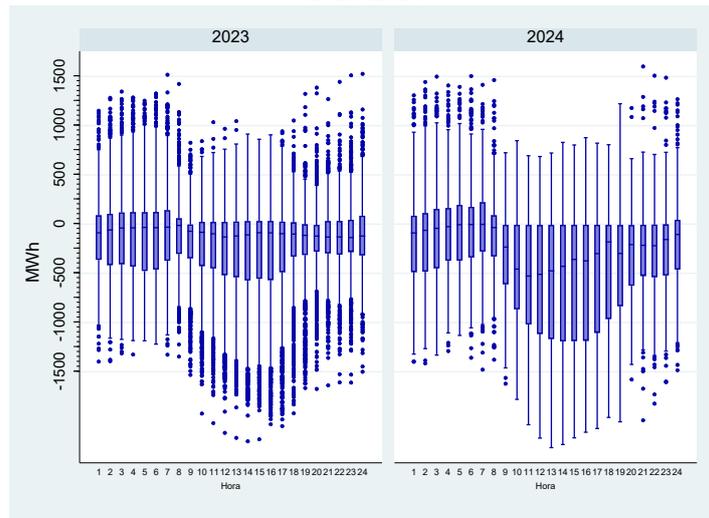


Gráfico III.1.28
Distribución horaria balance de transferencias económicas (MWh) de Grupo Matte
2023-2024

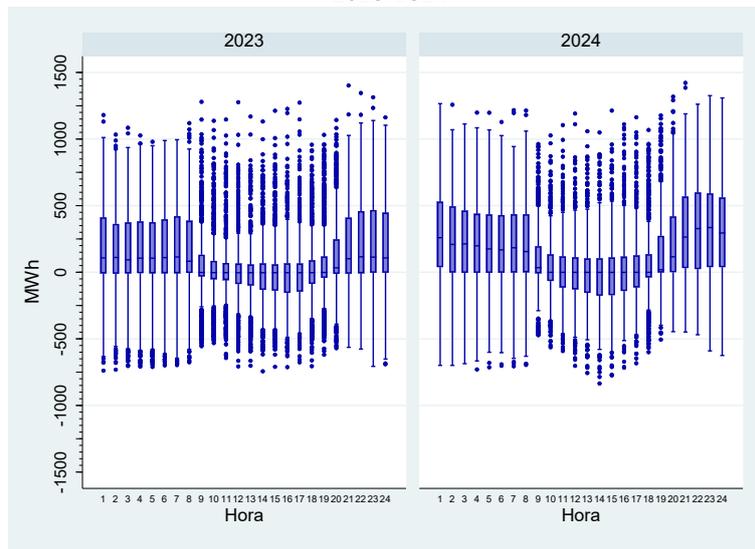


Gráfico III.1.29
Distribución horaria balance de transferencias económicas (MWh) de AES Corporation
2023-2024

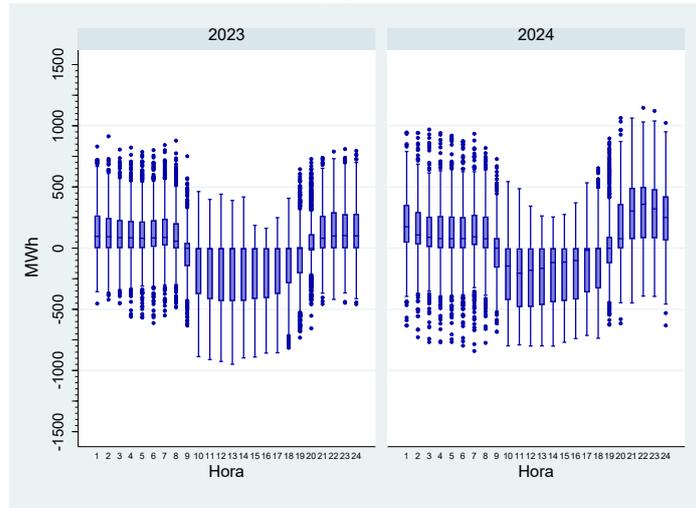
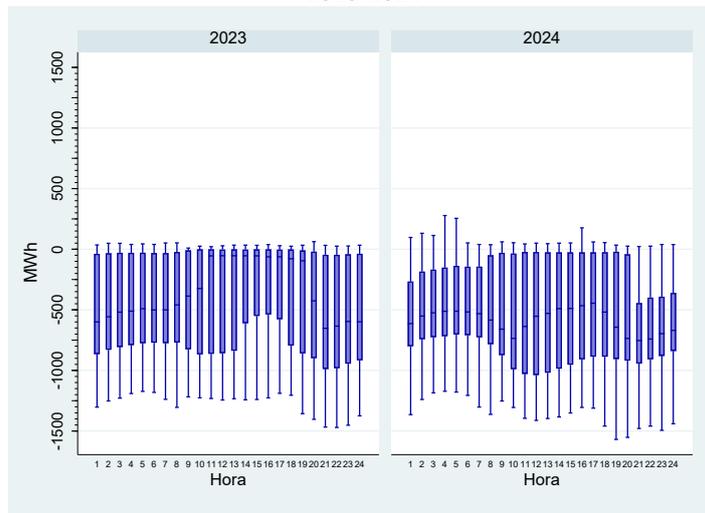


Gráfico III.1.30
Distribución horaria balance de transferencias económicas (MWh) de Engie
2023-2024



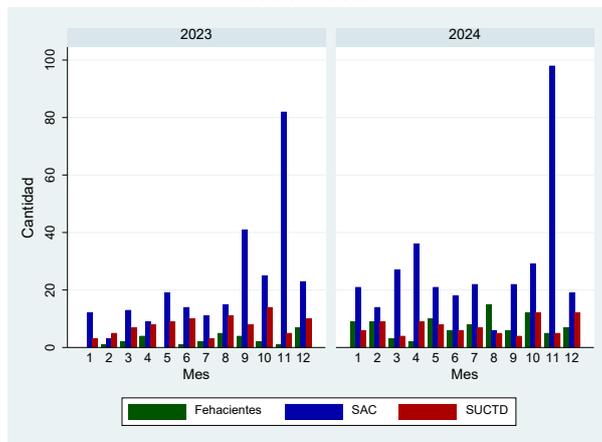
III.2 Segmento de transmisión

En el segmento de transmisión es fundamental hacer un seguimiento a las solicitudes de conexión al sistema y a las relaciones de propiedad entre las empresas transmisoras a las que se les solicita acceso abierto y empresas generadoras, con el fin de determinar la factibilidad de ocurrencia de una conducta exclusiva.

Cifras relacionadas con las solicitudes de acceso abierto que el Coordinador recibió durante el año 2023 y 2024 son presentadas en los gráficos III.2.1 y III.2.2, desglosadas por Solicitudes de Uso de Capacidad Técnica Disponible (“SUCTD”), Solicitudes de Autorización de Conexión (“SAC”), y proyectos propios de los propietarios, o “Fehacientes”⁴⁹.

⁴⁹ Según el Artículo 49 del Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión, se consideran “(...) como proyectos propios contemplados fehacientemente al momento de

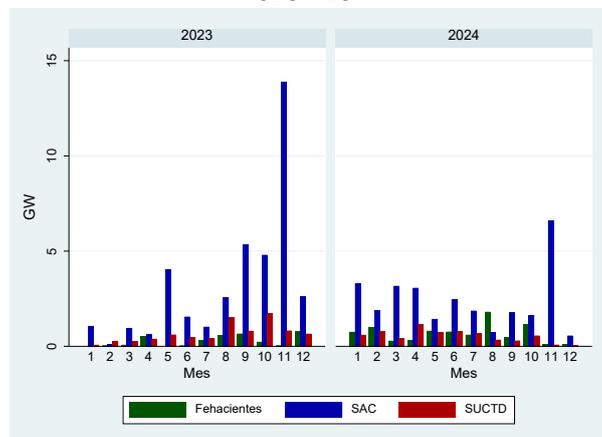
Gráfico III.2.1
Número de SAC, SUCTD y proyectos Fehacientes recibidos por el Coordinador
2023 - 2024



Como se desprende del gráfico, las solicitudes de ambos tipos no sufrieron grandes variaciones, con excepción de los últimos 4 meses del año 2023 y noviembre del año 2024.

A pesar del gran número de solicitudes, la capacidad de los proyectos involucrados decreció a medida que avanzó el año 2024, como se refleja en el Gráfico III.2.2.

Gráfico III.2.2
Capacidad en GW asociada a SAC, SUCTD y proyectos fehacientes recibidos por el
Coordinador
2023 - 2024



recibir una Solicitud de Uso de Capacidad Técnica Disponible, aquellos proyectos propios que cumplan al menos con alguna de las siguientes condiciones:

- Haber sido considerados en la concepción y diseño original del Sistema de Transmisión Dedicado respectivo y que cuenten con resolución de calificación ambiental vigente, o que, no estando obligados a someterse al proceso de evaluación de impacto ambiental, cuentan con los permisos sectoriales pertinentes para su ejecución.
- No haber sido considerados en la concepción y diseño original del Sistema de Transmisión Dedicado respectivo y que hayan iniciado el proceso de evaluación de impacto ambiental.
- No haber sido considerados en la concepción y diseño original del Sistema de Transmisión Dedicado respectivo y que no estando obligados a someterse al proceso de evaluación de impacto ambiental, cuentan con los permisos sectoriales pertinentes para su ejecución.

Si se consideran las solicitudes que involucraron proyectos de almacenamiento de algún tipo, se aprecia en el Gráfico III.2.3 que luego de aumentar fuertemente a finales del año 2023, se estabilizaron durante el año 2024. En cuanto a la capacidad que representan, considerando todos los tipos de solicitudes y proyectos fehacientes, estos superaron los 2 GW todos los meses, con excepción de julio, septiembre y diciembre, alcanzando este último solo 0,24GW a nivel agregado (Ver Gráfico III.2.4).

Gráfico III.2.3
Número de SAC, SUCTD y proyectos Fehacientes de almacenamiento recibidos por el Coordinador 2023 - 2024

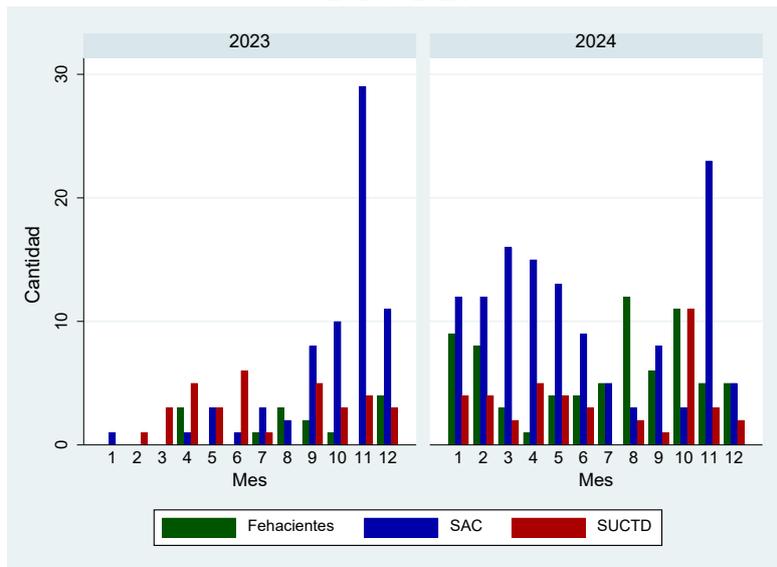
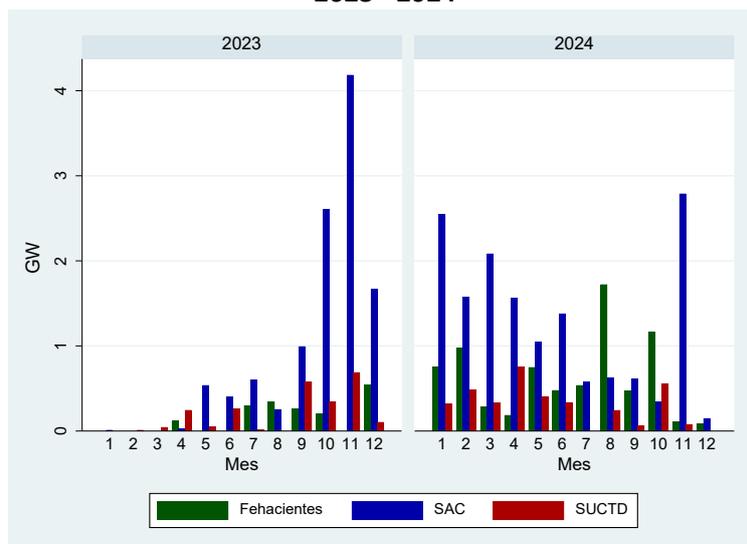


Gráfico III.2.4
Capacidad de proyectos de almacenamiento en GW asociada a SAC, SUCTD y proyectos Fehacientes recibidos por el Coordinador 2023 - 2024



Durante los años 2023 y 2024 se materializó la entrada en operación de 64 y 71 proyectos de transmisión, respectivamente, los cuales en su mayoría estuvieron relacionados con el Sistema Zonal.

Tabla III.2.1
Número de proyectos de transmisión que entraron en operación
durante los años 2023 y 2024

Sistema de Transmisión	Año	
	2023	2024
Nacional	9	18
Zonal	43	44
Dedicado	12	9
Total	64	71

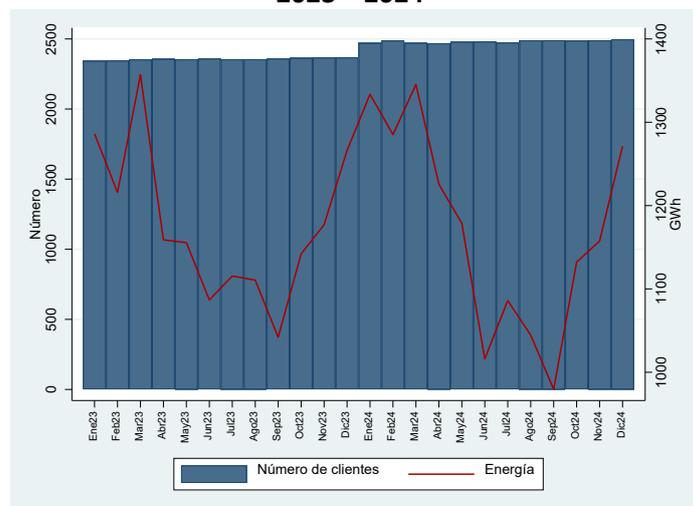
III.3 Segmento de distribución

La distribución, al igual que la transmisión, es un segmento del mercado eléctrico nacional que se encuentra regulado por sus características de monopolio natural, por lo que un abuso de posición dominante no podría ocurrir mediante las tarifas cobradas a clientes regulados. No obstante, según la legislación chilena, existe un límite a partir del cual los clientes regulados pueden optar a ser clientes libres, el cual fue modificado de 0,5 MW a 0,3 MW con la RE N°58 de 5 de diciembre del Ministerio de Energía, modificada por la RE N°13 de 6 de febrero, luego de que el TDLC informara favorablemente respecto de la “Solicitud de informe sobre rebaja al límite de la potencia indicado en el literal d) del artículo 147 de la Ley General de Servicios Eléctricos” en su Informe N°33/2024.

Con motivo de dicha rebaja, tanto el Coordinador como la FNE enviaron recomendaciones para que la rebaja sea efectiva y se materialice en un ambiente competitivo, materias que se detallan en el capítulo VIII del presente documento.

En el siguiente gráfico, se presenta la evolución del número de clientes y la energía suministrada a estos.

Gráfico III.3.1
Número de clientes libres totales conectados en distribución y energía suministrada por mes
2023 – 2024⁵⁰



⁵⁰ No se consideran como clientes libres conectados a redes de distribución en un mes particular quienes no presentaron información o registraron consumo 0.

Como se observa, existió un incremento discreto en el 2024 respecto del número de clientes reportados por las distribuidoras, pasando de alrededor de 2.300 a superar 2.400⁵¹. En cuanto a la energía suministrada, durante el año 2024 existió un patrón similar al observado el año 2023, aunque en nivel absoluto disminuyó respecto del año previo.

Por otra parte, la distribución de la potencia conectada y el consumo de los clientes sujetos a regulación de precios que pueden optar a régimen de tarifa no regulada se presentan en los gráficos siguientes.

Gráfico III.3.2
Distribución potencia conectada de clientes regulados con posibilidad de ser libres
Cifras a diciembre de 2024

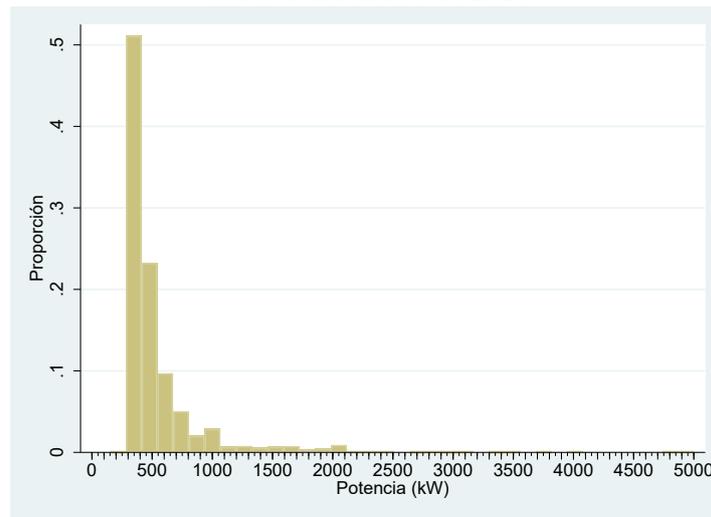
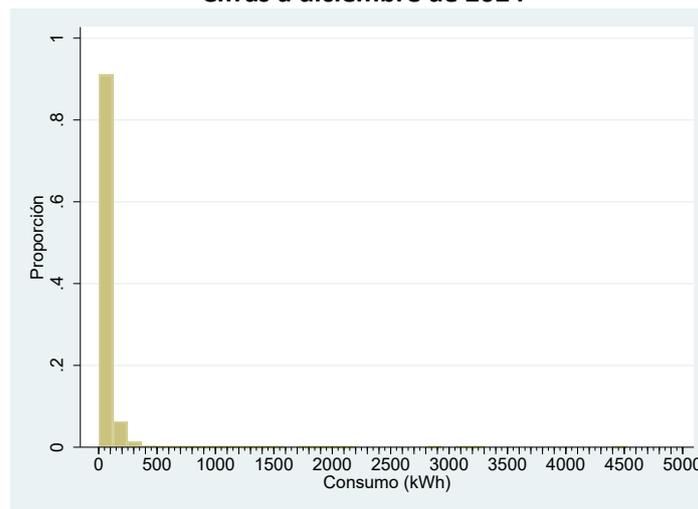


Gráfico III.3.3
Distribución consumo promedio horario de clientes regulados con posibilidad de ser clientes libres⁵²
Cifras a diciembre de 2024



⁵¹ Cabe destacar que al ser información entregada por las empresas de distribución, la calidad de estos datos depende de cada distribuidora, por lo que puede haber variaciones que no poseen explicación específica, como el salto discreto presenciado a partir de enero del 2024.

⁵² El consumo promedio horario se calcula como el consumo promedio mensual en un período de 12 meses a diciembre de 2024, dividido por 720 (30 días multiplicado por 24 horas).

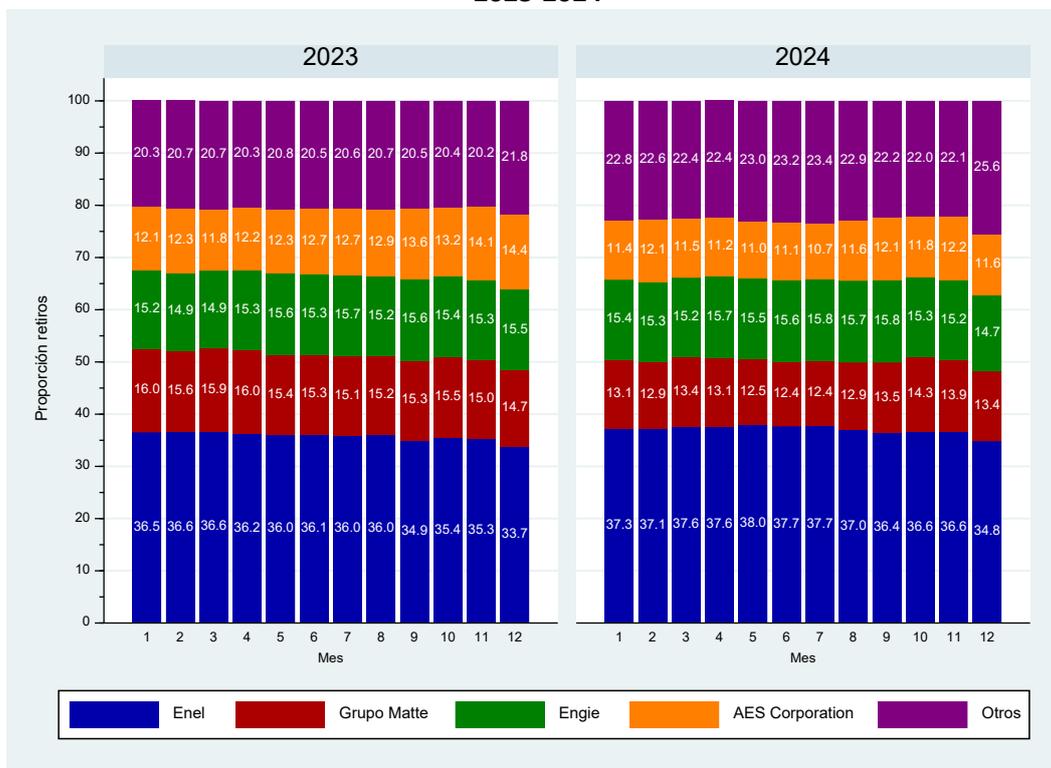
Como se aprecia, el consumo de energía promedio del año 2024 de estos clientes, se concentró primordialmente en montos inferiores a 100kWh.

III.4 Retiros⁵³

La mayor parte de los retiros se encuentra concentrada en los cuatro conglomerados de mayor capacidad instalada, siendo Enel el suministrador de la mayor parte de los retiros, con alrededor de un 33,7%, a diciembre de 2023, seguido con menos de la mitad de participación por Engie (15,5%), el Grupo Matte (14,6%) y AES Corporation (14,4%). El resto de las empresas logra un 21,9% de la totalidad de los retiros (ver Gráfico III.4.1).

Las participaciones fueron estables a lo largo del año, con excepción del mes de diciembre. El mayor cambio fue presentado por Enel, bajando 2,9 puntos porcentuales desde diciembre de 2022 a diciembre de 2023. El Grupo Matte descendió 0,7 puntos porcentuales en el mismo período, Engie aumentó levemente su participación en 0,4 puntos porcentuales, mientras que AES Corporation vio la mayor alza a 12 meses al pasar de 13,2% en diciembre del 2022 a 14,4% en diciembre de 2023. El resto de las empresas dio cuenta de su mayor participación en diciembre de 2023, aumentando en 2,2 puntos porcentuales en 12 meses.

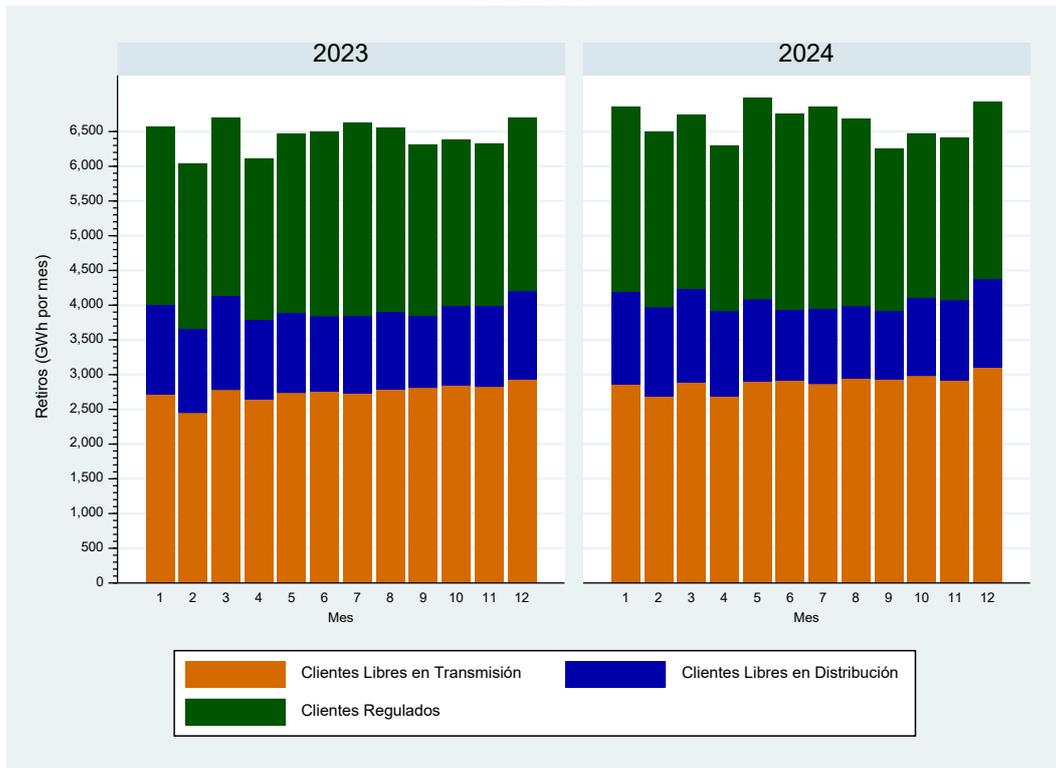
Gráfico III.4.1
Proporción retiros mensuales por conglomerado
2023-2024



⁵³ Se consideran como retiros los consumos de clientes libres, tanto en transmisión como distribución, así como los de clientes regulados.

La mayor parte de los retiros está asociada a clientes libres conectados en transmisión, seguida por clientes regulados y luego por clientes libres conectados en distribución. Si bien la participación de los retiros mostró un patrón similar por año, en el 2024 aumentó levemente respecto del año previo, tal como se aprecia en el Gráfico III.4.2.

Gráfico III.4.2
Retiros mensuales por tipo de cliente (GWh por mes)
2023-2024



Cabe destacar que, de la totalidad de los contratos con clientes libres reportados por los suministradores, cerca del 90% poseen cláusulas de traspaso de pagos laterales, solo 3,5% está indexado al costo marginal, y la proporción de contratos indexados a combustibles, primordialmente diésel y carbón, alcanza alrededor de un 1,8%. Asimismo, cerca del 5% de los contratos involucran el compromiso de generación de una unidad específica, dentro de las cuales se encuentran tanto unidades ERV como térmicas.

CAPÍTULO IV: LICITACIONES EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

IV.1 Modificación a las licitaciones de obras de ampliación

En diciembre de 2024 se publicó la Ley N.º 21.721 del Ministerio de Energía, la cual modifica la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) en materia de transmisión eléctrica. Las principales modificaciones, que recogen las recomendaciones realizadas por el Coordinador en esta materia, se resumen en lo siguiente:

- Se crea un procedimiento para ejecutar obras urgentes excluidas del proceso regular de planificación.
- Establece que las obras de ampliación deberán ser licitadas por su respectivo propietario. Esto incluye tanto las obras de ampliación actualmente licitadas por el Coordinador que hayan sido declaradas desiertas, como aquellas respecto de las cuales se haya puesto término anticipado al contrato entre el propietario y el adjudicatario.
- Será el propietario de la obra de ampliación quien deberá llevar a cabo el proceso de licitación y adjudicación, debiendo elaborar las bases de licitación y siendo responsable de la supervisión y ejecución de las obras.
- Se permite solicitar la revisión del valor de inversión en caso de obras de ampliación en que se haya puesto término anticipado del contrato entre adjudicatario y propietario, con causales fundadas.
- Además, en sus artículos transitorios establece que, para las obras de ampliación adjudicadas, el propietario en conjunto con el adjudicatario de la obra podrá solicitar a la Comisión la revisión del valor de inversión adjudicado, atendiendo a causas graves y no imputables al Propietario de la obra.
- Se autoriza a empresas de generación a financiar obras de ampliación en instalaciones de transmisión a su cuenta y riesgo, para permitir inyectar al sistema toda su energía generada.
- Se ajustan reglas para el cálculo de cargos por uso de las expansiones del sistema de transmisión zonal, incorporando pagos de generadoras y sistemas de almacenamiento conectado en redes de distribución.

Para el cumplimiento de lo señalado precedentemente, la Comisión Nacional de Energía dictó las Resoluciones Exentas N° 98, 99 y 100⁵⁴, que establecen disposiciones transitorias para la aplicación de la Ley mientras no se modifiquen los respectivos reglamentos. La modificación de dichos reglamentos debe realizarse en un plazo de un año contado desde la publicación de la Ley.

Las Resoluciones Exentas N° 99 y 100 regulan, respectivamente, los mecanismos para la revisión del valor de inversión adjudicado en obras en caso de término anticipado del contrato, y en obras adjudicadas con anterioridad a la entrada en vigencia de la Ley. Por su parte, la Resolución Exenta N° 98 establece los plazos, requisitos y procedimientos necesarios para la licitación de obras de ampliación por parte de los propietarios de dichas obras, conforme a lo dispuesto en el artículo 95° de la Ley General de Servicios Eléctricos, modificado por la Ley N° 21.721/2024.

⁵⁴ Resoluciones disponibles en <https://www.cne.cl/nuestros-servicios/cne-publica-resoluciones-reglamentarias-de-la-ley-21-721/>

Adicionalmente, esta resolución dispone que los propietarios de las obras de ampliación deben remitir las bases de licitación al Coordinador, quien podrá verificar su alcance administrativo, técnico y los aspectos relacionados con la libre competencia, conforme a lo que defina mediante un procedimiento interno, de forma contemporánea a la elaboración del presente informe, el **Procedimiento de Revisión, Seguimiento y Monitoreo de la Competencia de Licitaciones de Obras de Ampliación de Transmisión**⁵⁵ fue publicado en versión preliminar, con el objeto de recibir observaciones.

Este procedimiento, en materias de competencia, recoge una serie de principios y criterios ampliamente reconocidos consolidados por la jurisprudencia y tiene por objeto orientar a los Propietarios sobre los aspectos relativos a las condiciones de competencia durante todo el proceso de licitación, de conforme a lo indicado en los artículos 72°-10 y 95° de la Ley General de Servicios Eléctricos.

IV.2 Licitaciones de infraestructura de Transmisión Nacional o Zonal

A continuación, se describen los procesos de licitación de obras de transmisión que se han realizado en el Coordinador durante los años 2023 y 2024. De los más de veinte procesos licitatorios que ha realizado el Coordinador desde el 2017 se encuentran 18 procesos cerrados a diciembre de 2024.

En la Tabla IV.1 se presenta un resumen de las licitaciones para la expansión de la infraestructura de transmisión eléctrica que han concluido su proceso en los años 2023 y 2024.

Tabla IV.1
Procesos de Licitación de Transmisión 2023-2024

	Obras Nuevas y Ampliación Condicionadas Decretos 257 - 229 - 200 -185	Obras de Ampliación Decretos 200 - 185	Obras de Ampliación Art. 157 (1°)	Obras de Ampliación Decretos 4 - 200
Total de Obras Licitadas	29	21	5	39
Obras que reciben Ofertas	27	13	3	29
Total de Obras Adjudicadas	24	13	0	26
Porcentaje de Obras Adjudicadas	82.8%	61.9%	0%	66.7%
Total de Obras Desiertas	5	8	5	13
Porcentaje de Obras Desiertas	17.2%	38.1%	100.0%	33.3%
Obras desiertas por aplicación de Valor Máximo	3	1	3	1
Total de Participantes	24	13	2	19
Total de Oferentes	12	8	1	9
Oferentes que calificaron para la Apertura de Ofertas Económicas	11	7	1	7
Porcentaje de oferentes que aprueban etapa de evaluación Administrativa y Técnica	92%	88%	100%	78%
VATT promedio obras nuevas adjudicadas [USD]	1,592,492	-	-	-
VI promedio obras ampliación adjudicadas [USD]	6,554,273	6,504,760	-	14,234,290

⁵⁵ Ver <https://www.coordinador.cl/desarrollo/documentos/licitaciones/obras-de-ampliacion-ley-21-721/>

Durante el año 2024 se adjudicaron dos procesos de licitación de obras de transmisión, a saber:

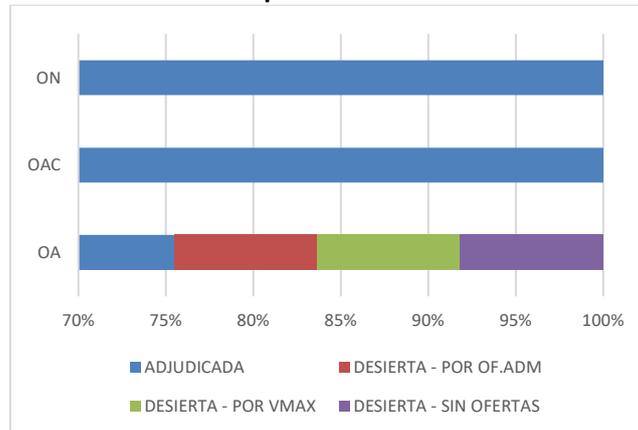
- Primera relicitación de obras de ampliación por artículo 157 del Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión, correspondiente a 5 obras de ampliación zonal.
- Licitación de obras de ampliación fijadas por el Decreto Exento n°4/2024, Relicitación Decreto Exento n°200/2022 y Relicitación de obras de ampliación vía artículo 157 del Reglamento. En este proceso de licitaron 39 obras de ampliación.

De las licitaciones realizadas en los años 2023 y 2024, los procesos asociados a obras de ampliación son los que presentaron mayor cantidad de obras desiertas. En la licitación de los Decretos 200-185, existieron 8 obras desiertas, con un 38.1% del total, mientras que el proceso correspondiente a los Decretos 4-200, resultaron desiertas 13 obras lo que representa 33.3% del total. Sin embargo, el proceso que tuvo el 100% de sus obras desiertas ya sea por no presentación de ofertas o por sus ofertas sobrepasar el valor máximo, fue el proceso correspondiente a la primera relicitación por artículo 157 del Reglamento, con sus 5 obras licitadas desiertas. En contraste, en el único proceso de licitación de obras nuevas en el periodo observado, el proceso de los Decretos 257-229, se tiene un 17.2% de las obras desiertas.

Obras desiertas

Es importante destacar que una obra se declara desierta porque no existieron ofertas válidas. Esta situación puede deberse a dos razones principales: la ausencia de ofertas, o la descalificación de las ofertas en diferentes etapas del proceso. La clasificación de las obras que participaron en los procesos cerrados durante el 2023 y 2024 se puede apreciar en el Gráfico IV.1.1, tanto para obras nuevas (ON), como para obras de ampliación condicionadas (OAC) y obras de ampliación (OA).

Gráfico IV.1
Resumen del estado de las obras de procesos licitatorios concluidos en 2023 y 2024.



De los procesos de licitación de obras de ampliación, un 24% de las obras resulto con obras desiertas, ya sea por descalificación por oferta administrativa, desierta por sobrepasar sus ofertas el valor máximo o por no recibir ofertas, cada uno de estos correspondientes a un 8% de las obras. En el proceso de licitación de obras nuevas y de obras de ampliación condicionada, el 100% de las obras resulto adjudicadas.

De acuerdo a lo establecido en el Art. 146 del Decreto 37/2021, todas las obras que resultaban desiertas en un primer proceso licitatorio, debían ser relicitadas por el Coordinador, en caso de no ser adjudicadas la Comisión Nacional de Energía debía pronunciarse respecto de la realización de nuevas relicitaciones. En la Tabla IV.2 se muestran las obras que han participado en más de

un proceso licitatorio, se aprecia que en general la mayoría de las obras de procesos desiertos son adjudicadas cuando llegan a un segundo o tercer proceso de licitación.

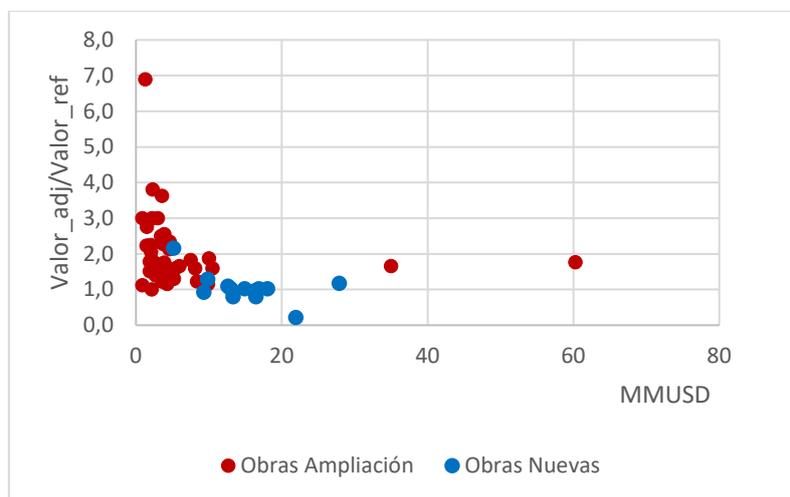
Tabla IV.2
Procesos de Licitación de Transmisión 2023-2024

TIPO DE OBRA	N° procesos	Total de obras	ADJUDICADA
OA	2	46	31
OA	3	17	13
OA	4	1	
OAC	2	10	7
ON	2	8	4

Desempeño de las Licitaciones de Obras de Ampliación

El Gráfico IV.2 muestra el valor adjudicado respecto del valor referencial para cada obra adjudicada de los procesos observados de los años 2023 y 2024. En este periodo un 38% de las obras nuevas fueron adjudicadas a un valor menor al valor referencial, y en promedio las obras nuevas fueron adjudicadas a un 104% del valor referencial. Por otro lado, el 100% de las obras de ampliación fueron adjudicadas a valores mayores al valor referencial, desde el 100% el valor referencial hasta casi 7 veces su valor. Por lo tanto, si se toma como métrica el valor referencial en comparación con los valores adjudicados, el desempeño de las obras de ampliación sigue siendo inferior al de las obras nuevas.

Gráfico IV.2
Distribución de la ratio del valor adjudicado y referencial en relación al VI referencial de las obras licitadas en el año 2023 y 2024



Las obras de ampliación resultan adjudicadas a un valor mayor al referencial más frecuentemente que las obras nuevas. El 38% de las obras nuevas fue adjudicada a ofertas inferiores al valor referencial, mientras que todas las obras de ampliación observadas en este periodo fueron todas licitadas a valores mayores al referencial. En promedio, las obras de ampliación del período 2023-2024 resultaron un 101% más caras que sus valores referenciales, mientras que las obras nuevas fueron en promedio solo un 4% más caras que sus valores referenciales.

En particular el proceso de licitación de Obras de Ampliación de los Decretos 4 – 200 resultó con valores adjudicados especialmente altos respecto a sus valores referenciales, lo anterior podría explicarse debido a que en 21 de las obras licitadas no se consideró valores máximos. Más de la mitad de las obras licitadas sin valor máximo, correspondieron a obras que se licitaban por 2°, 3° y hasta un 4° proceso, resultando desierta la mayoría de ellas de todos modos. Lo anterior podría sugerir que una mejor estrategia para la adjudicación de estas obras habría sido modificar sus valores referenciales ajustando su valor al contexto económico actual de modo de incentivar a las empresas a participar en el proceso licitatorio.

Obras detenidas

Muchas de las obras de ampliación licitadas a pesar de haber sido adjudicadas no llegan a concluir su construcción, por diversos motivos, quedando su ejecución detenida.

El artículo 157 del Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión establece que en el caso que el adjudicatario de una obra de ampliación incumpla las obligaciones establecidas en las bases de licitación o en el decreto de adjudicación, el Coordinador puede disponer la realización de un nuevo proceso de licitación para la parte de la obra inconclusa. En este contexto a la fecha se han realizado tres procesos licitatorios de acuerdo a la aplicación de este artículo, habiendo finalizado solo el primero de ellos con las 5 obras licitadas desiertas. Se encuentran en procesos no cerrado aun dos procesos por aplicación del artículo señalado, a saber:

- Licitación n° 2 por Artículo 157- DS 37/2019, cuyo llamado fue el 30 de agosto de 2024 y la adjudicación se realizará el 24 de abril de 2025. En esta licitación se incluyeron 32 obras de ampliación de los decretos 198, 293, y 418.
- Licitación n° 3 por Artículo 157- DS 37/2019, cuyo llamado fue el 12 de noviembre de 2024 y la adjudicación programada para el 10 de julio de 2025. En esta licitación se incluyeron 29 obras de ampliación de los decretos 198, 293, y 418.

A continuación, se presentan un resumen con las obras de ampliación detenidas que a marzo de 2025 alcanzaron las 55 obras. De las obras detenidas, 50 han solicitado la aplicación del artículo 157; 44 de ellas se encuentran en proceso de relicitación, pero 8 se encuentran desiertas por no recibir ofertas; y 6 se encuentran readjudicadas.

Tabla IV.3
Resumen de obras de ampliación detenidas

Propietario	Adjudicatario	Decreto	Solicitud Aplicación Art. 157	
			No	Si
Alfa Transmisora	Inprolec	293		1
CGE S.A.	Consorcio Cobra	198		3
CGE S.A.	Consorcio Electrico Andes del Sur	198		1
CGET	Andes del Sur	198		6
CGET	Cobra	198		6
CGET	Inprolec	293		2
CGET	Quanta Services Chile SpA	418		1
CGET	Semi Chile SpA	198		2
CGET	CAM	185	1	
Chilquinta	Andes del Sur	198		1
Chilquinta	Consorcio Electrico Andes del Sur	198	1	

Propietario	Adjudicatario	Decreto	Solicitud Aplicación Art. 157	
			No	Si
Chilquinta	Semi Chile SpA	293		2
Chilquinta	Tecnet	293		1
Chilquinta	Tecnet	418		3
Compañía Transmisora del Norte Grande S.A.	GE-Isotron	418		1
Eletrans	Cobra	198		1
Engie	Cobra	198		3
Engie	GE-Isotron	418		1
Litoral Transmisión	Semi Chile SpA	293		1
Sociedad Contractual Minera Atacama Kozan	Empresa Eléctrica Cordillera Spa	293	1	
Sociedad Transmisora Metropolitana II	Cobra	198		4
Sociedad Transmisora Metropolitana II	Cobra	293		2
Sociedad Transmisora Metropolitana II S.A.	Empresa Eléctrica Cordillera Spa	171	1	
STM	GE-Isotron	418		1
Transelec	GE-Isotron	418		1
Transelec	Inprolec	293		3
Transelec	Semi Chile SpA	293		1
Transelec S.A.	PowerChina Ltda.	198	1	
Transemel	Cobra	198		2
Total general			5	50

A diferencia de los procesos anteriores, y conforme a las modificaciones legales introducidas por la Ley N° 21.721 de 2024 del Ministerio de Energía, junto con las Resoluciones Exentas N° 98, 99 y 100, en los casos de obras de ampliación cuyo contrato entre el propietario y el adjudicatario sea terminado anticipadamente, la responsabilidad por la ejecución oportuna y conforme de la obra recaerá en el propietario, quien podrá ejecutarla directamente o volver a licitar su ejecución con un tercero⁵⁶.

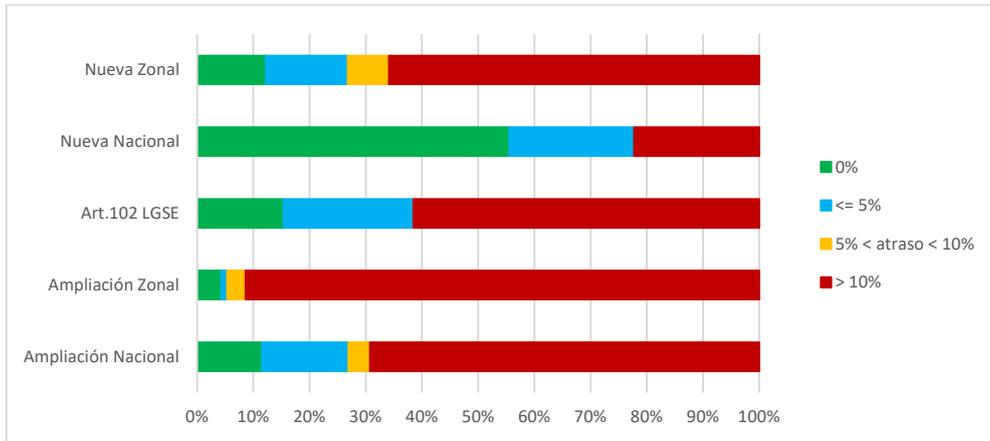
Obras con atrasos constructivos

Por otro lado, las obras que actualmente se encuentran en construcción, en su mayoría se encuentran con atrasos en su ejecución de acuerdo con sus cronogramas. Los retrasos se deben a diversos motivos como demora en obtención de permisos ambientales y sectoriales, demoras en la fabricación y montaje de equipos, demoras en el desarrollo de la ingeniería de detalles, retrasos en obras civiles, entre muchos otros.

En el Gráfico IV.3 se presenta la proporción respecto del total de las obras, de los atrasos de las obras de acuerdo a los porcentajes de atrasos clasificadas por al tipo de obra.

⁵⁶ Art. 4, Resolución Exenta 99/2025 del Ministerio de Energía.

Gráfico IV.3
Proporción de obras con atraso por tipo de obra y por % de atraso a marzo de 2025.



Las obras que presentan menor proporción de obras atrasadas son las obras nuevas nacionales, con un 55% de sus obras que no presenta atraso, seguida de las obras por Art.102 LGSE con un 15% de sus obras que no presenta atraso. En contraste, las obras de ampliación zonal son las que presentan mayor proporción de atrasos, encontrándose un 96% de las obras con algún porcentaje de atraso, y un 91% con atrasos superiores al 10%.

IV.3 Licitación para Servicios Complementarios de Control de Tensión

Objeto de la Licitación

El proceso licitatorio en cuestión tuvo por objetivo proveer servicios complementarios de control de tensión en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), mediante el aumento de la potencia de cortocircuito (CC) en cuatro subestaciones ubicadas en la zona norte del sistema, denominadas Barras ISSCC: Ana María, Nueva Chuquicamata, Likanantai e Illapa. Para satisfacer esta necesidad, se optó por la instalación de condensadores síncronos (CS), tecnología reconocida por su capacidad de aportar robustez, inercia y capacidad de cortocircuito al sistema eléctrico.

Tabla IV.4
Barras ISSCC con su respectivo aumento requerido de potencia de CC

Nombre SE	Potencia de CC Requerida [MVA]
Ana María 220 kV	2.774
Nueva Chuquicamata 220 kV	543
Likanantai 220 kV	1.773
Illapa 220 kV	1.728

Aunque se establecieron requisitos específicos para estas cuatro barras, a fin de asegurar un proceso competitivo, las bases permitieron que los oferentes presentaran proyectos conectados en otras subestaciones, siempre que se encontraran dentro de una zona de influencia eléctrica, definida como aquellas barras con un factor de efectividad mayor o igual al 40% respecto de alguna de las Barras ISSCC.

Diseño del Mecanismo de Adjudicación

El mecanismo de adjudicación buscó identificar, entre todas las combinaciones posibles de ofertas, aquella que maximizara el cumplimiento técnico del requerimiento al menor costo total, considerando:

- VASC: Valor Anualizado del Servicio Complementario.
- VAPC: Valor Anualizado del Punto de Conexión.
- CE: Costo de Energía determinado por el CEN.

Se consideraron dos escenarios:

- Adjudicación Total: cuando una combinación cumple el 100% de los requerimientos en las cuatro barras, sin superar el costo máximo definido por la CNE.
- Adjudicación Parcial: cuando ninguna combinación alcanza el 100%, pero se selecciona la de mayor cumplimiento dentro del costo máximo proporcional según tabla de ponderadores.

Esta licitación tuvo desafíos no sólo técnicos para poder definir el requerimiento de potencia de cortocircuito necesario para el sistema, sino también para asegurar un proceso competitivo. En primer término, se consolidó la aplicación de un costo total equivalente entre proyectos tanto nuevos como reconvertidos, unido a un factor de efectividad (FE) definido como como la relación entre su contribución a la potencia de cortocircuito en las barras con requerimientos y la potencia de cortocircuito en su barra de conexión, ambas ante un cortocircuito trifásico.

Lo anterior fue incorporado en el algoritmo de adjudicación, el cual utilizó dichos factores de efectividad y aplicó un modelo de superposición lineal para estimar los aportes agregados de cada combinación de ofertas. Esta metodología, si bien aproximada, permite un cálculo transparente y reproducible, lo que es clave en un proceso competitivo.

Resultados del Proceso de Licitación

De las 16 ofertas presentadas, 15 fueron técnicamente admisibles, y tras aplicar filtros de costo máximo, 9 ofertas participaron en la adjudicación final. Dado que ninguna combinación cumplía con el 100% del requerimiento dentro del costo máximo, se optó por una adjudicación parcial con un cumplimiento total del 98,89% y siendo adjudicadas finalmente 5 proyectos. Las ofertas adjudicadas se presentan en la siguiente tabla:

Nombre Proyecto	Valores Anualizados de Servicio Complementario (VASC)			Valores Anualizado de constr. Punto de Conexión (VAPC)		
	AVI	COMA	VASC	AVI	COMA	VAPC
	[USD]	[USD]	[USD]	[USD]	[USD]	[USD]
Engie Energía Chile S.A.	1.617.750	1.665.412	3.283.162	N/A	N/A	N/A
Transelec Holdings Rentas Ltda.	10.239.717	2.194.541	12.434.258	N/A	N/A	N/A
Transelec Holdings Rentas Ltda.	9.272.300	2.178.300	11.450.600	54.562	12.818	67.380
Consortio Alupar	9.048.500	1.450.000	10.498.500	N/A	N/A	N/A
Consortio Alupar	7.398.500	1.500.000	8.898.500	195.538,00	33,294.00	228.832,00

Si bien se pudiese pensar que el uso del método de superposición lineal podría inducir errores en el cálculo de aportes de cortocircuito, se debe tener presente que:

- El método es exacto cuando las ofertas se conectan a las mismas barras de mayor eficiencia. En el caso de la barra Ana María, a modo de referencia, la diferencia entre el cálculo por superposición fue menor al 2%, un valor que puede considerarse como marginal.
- Dado que las ofertas son discretas y corresponden a tamaños específicos, resulta computacionalmente impracticable evaluar todas las combinaciones posibles mediante simulaciones completas, lo que haría inviable el proceso licitatorio. Por ello, el objetivo del análisis es maximizar la cobertura del requerimiento, reconociendo que podrían existir múltiples combinaciones que cumplan con el 100% de la demanda, sin que sea factible explorar exhaustivamente cada una de ellas.
- La elección del criterio de “mínimo cumplimiento entre barras” buscó garantizar una distribución equilibrada de la robustez, evitando que una barra, como por ejemplo Illapa, quedara sin ofertas.

Además, resulta necesario considerar que esta alcanzó un 99% de cumplimiento, con presencia de ofertas en todas las barras clave, y que 9 de 16 ofertas cumplieron los criterios de evaluación técnica y económica. A mayor abundamiento, el criterio de igualdad de cumplimiento ($\leq 1\%$ de diferencia), que permite seleccionar combinaciones por costo cuando el aporte técnico es equivalente. Igualmente, se debe tener en cuenta que la metodología para determinar el valor máximo fue definida por la CNE, la cual difiere de la propuesta realizada por el Coordinador, que establecía un valor unitario comparable para la valoración total.

No obstante, y como conclusión, el mecanismo empleado fue transparente, trazable y robusto, adaptado a las restricciones propias de un proceso con las características sucintamente resumidas precedentemente.

Mirada Prospectiva: Más Allá de la Licitación

Si bien la licitación fue exitosa, es evidente que el enfoque actual centrado exclusivamente en una tecnología podría volverse poco competitivo en el mediano y largo plazo en función de nuevos desarrollos tecnológicos que están en evolución a fase de madurez comercial. La transición energética en curso impone desafíos estructurales para elevar los estándares de calidad, resiliencia y seguridad de servicio, ya que la electricidad alcanzaría más de un 50% del consumo energético del país hacia el 2050. Por ello, resulta necesario modificar el diseño de los mecanismos de adjudicación de servicios complementarios y cómo se enfrentan desafíos asociados a inercia, potencia de corto circuito y otros. Incorporando, por ejemplo, estándares modernos para tecnologías tipo Grid-Forming y Grid Follower de manera obligatoria para todos los agentes del sistema, tal como se ha recomendado al Ministerio de Energía el pasado 2 de abril mediante carta CD N°0039/2025.

Es necesario considerar que, como consecuencia del retiro de generación sincrónica basada en combustibles fósiles, la falta de sistemas de almacenamiento operativo en el corto plazo, la alta variabilidad eólica y estacionalidad de la generación solar fotovoltaica, se tornan necesarios recursos como los hidráulicos que son una alternativa competitiva, con atributos de suficiencia y robustez para el sistema. De no mediar soluciones alternativas, ciertos estudios proyectan una

dependencia crítica de plantas generadoras diésel⁵⁷, lo que pone en riesgo los objetivos de descarbonización, eficiencia económica.

Por tanto, en este contexto, se requiere revisar el diseño de los servicios complementarios que el sistema requiere, tales como aquellos que provean flexibilidad operativa y el rol de nuevas tecnologías. En efecto, la experiencia internacional, especialmente en Texas y California, demuestra que los operadores han debido combinar múltiples tecnologías (CS, STATCOM, GFM, reconversión de centrales generadoras, motores a gas natural en modo síncrono) para satisfacer requerimientos de estabilidad, calidad y seguridad de servicio regional.

Así, se plantea como necesaria una evolución del diseño chileno que considere:

- Requerimientos técnicos mínimos para centrales u sistemas de almacenamiento basados en inversores, como es la tecnología Grid Forming, que sea exigible para todas las centrales y sistemas de almacenamiento con baterías que sean incorporadas al Sistema Eléctrico Nacional.
- Un mecanismo de compensaciones competitivo ya sea la creación de un mercado de atributos donde los diferentes agentes puedan transarlos para cumplir con los requisitos mínimos, o establecimiento de requerimientos y subastas o licitaciones, resguardando que los incentivos estén bien alineados con la atribución de costos para la remuneración.
- En caso de tratarse de licitaciones para nueva infraestructura, escenario más probable en el corto plazo, establecer reglas de adjudicación multicriterio. Si bien esto puede complejizar aún más el producto y el entendimiento de los potenciales oferentes, se debe considerar adjudicaciones no solo basados en MVA aportados, sino también en estabilidad dinámica, soporte de frecuencia, e inercia, segmentación geográfica por zonas débiles o requerimientos zonales, entre otros.

Superar las limitaciones del enfoque actual exige una transformación del diseño de licitaciones basadas en estándares de desempeño, que incorpore tecnologías emergentes, objetivos de parámetros técnicos, como estabilidad de red, y criterios económicos, técnicos y climáticos integrados. En este contexto, las futuras licitaciones deben tender a ser neutrales tecnológicamente, para promover la competencia entre diferentes oferentes y la incorporación de nuevas tecnologías donde se valoren todos los atributos que puedan aportar al sistema.

Adicionalmente, se requiere una armonización con las recomendaciones recientemente formuladas por el Coordinador Eléctrico Nacional, las cuales proponen modificar la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS) para establecer como requisito obligatorio el modo de operación GFM en todas las nuevas instalaciones fotovoltaicas, eólicas, BESS y sistemas HVDC, así como en aquellas existentes donde sea técnicamente necesario.

Cabe destacar que la incorporación de estos atributos al sistema no solo es relevante desde un punto de vista de la operación segura del sistema, sino que también desde la perspectiva de competencia en el mercado de generación, ya que, de no contar con un nivel mínimo de estos atributos, se fuerza el despacho de centrales térmicas, lo que indirectamente les confiere poder de mercado.

⁵⁷ Wärtsilä Energy (2024). Navigating the Energy Transition in Chile: A roadmap for a reliable and affordable carbon-free power system.

IV.3 Otras licitaciones

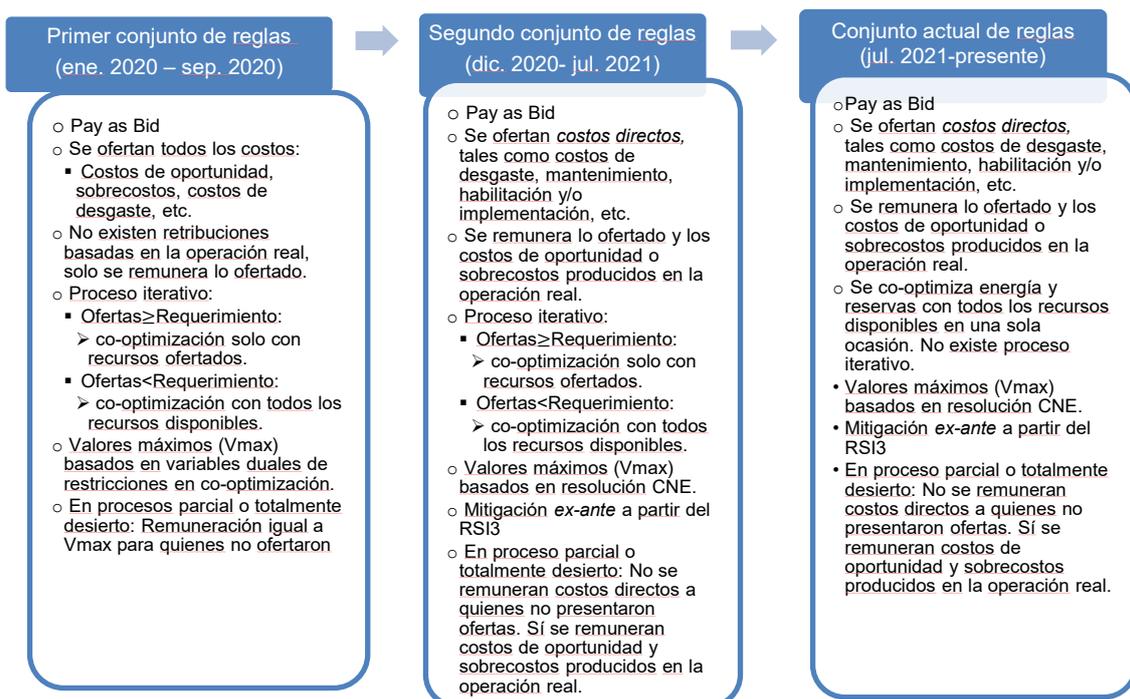
Dentro de las labores realizadas por el Coordinador se encuentran las de llevar a cabo procesos de auditorías técnicas a parámetros de diferentes instalaciones, contenidos en la norma técnica de calidad y servicio, así como auditorías de las obras de transmisión licitadas y de servicios internos que requiera el Coordinador para llevar a cabo sus labores.

CAPÍTULO V: SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

V.1 Antecedentes Generales

En la actualidad, los servicios complementarios de control primario de frecuencia (“CPF”) por sobrefrecuencia, secundario (“CSF”) de subida y bajada y terciario (“CTF”) de sub y sobrefrecuencia se materializan a través de subastas, debiendo ofertar los agentes participantes sus costos directos de prestación, tales como costos de desgaste, mantenimiento, habilitación y/o implementación, entre otros. Los costos de oportunidad, sobrecostos y costos de combustible adicional son calculados *ex post* y no deben ser ofertados. Asimismo, cumpliendo con el Artículo 35° y 18° del Reglamento de SSCC, energía y reservas son co-optimizados para determinar la adjudicación de los respectivos SSCC, considerando como recursos disponibles todas las unidades generadoras habilitadas para prestar los servicios en cuestión, según lo establecido en la versión vigente de las bases administrativas de subastas de SSCC de control de frecuencia⁵⁸.

La evolución de las reglas de las subastas de SSCC de control de frecuencia (“CF”) se resume en el siguiente esquema, desde su introducción en enero de 2020, hasta la última modificación de las bases administrativas el 7 de julio de 2021.



⁵⁸ La última modificación fue realizada el 7 de julio de 2021, la cual actualizó la definición de proceso parcial o totalmente desierto en los siguientes términos: “Se declarará una subasta como total o parcialmente desierta, si como resultado de la cooptimización de energía y reservas, acorde a los criterios descritos previamente, la adjudicación resultante en un bloque horario específico considera en su totalidad o parcialmente configuraciones operativas que no hayan presentado una oferta válida o no hayan presentado oferta.”. Con ello, el proceso de co-optimización de energía y reservas dejó de ser iterativo o secuencial, considerando todo el parque disponible para la prestación de SSCC de control de frecuencia.

Con el conjunto actual de reglas de subastas, vigente desde el 7 de julio de 2021, se eliminó el riesgo innecesario que debían internalizar los participantes en sus ofertas, al no ser necesario estimar los costos marginales y aproximar los sobrecostos y costos de oportunidad que enfrentarían. Más aún, tal como puede constatarse en el Anexo A.8.2, asumiendo que el factor de desempeño es 1, lo cual depende exclusivamente de la empresa generadora, con el actual esquema de subastas no existiría riesgo alguno para centrales que usualmente son inframarginales y ofertan para servicios de bajada, como centrales ERV, ya que el costo de desgaste solo se incurre en caso de ser activados. Asimismo, para servicios de subida, el único factor de incertidumbre estaría asociado a la estimación de veces que se activaría el servicio, al ofertarse disponibilidad, siendo esto relevante solo si el número de activaciones afectara de forma significativa el costo de desgaste.

Finalmente, cabe destacar que con el esquema actual no pueden existir “despachos forzados” de unidades por el solo hecho de haber presentado una oferta. Esto, por cuanto se consideran todas las unidades disponibles, hayan ofertado o no, para la co-optimización⁵⁹. De esta manera, si una unidad que no oferta no es despachada por energía ni servicios complementarios, quiere decir que su despacho sería ineficiente para el sistema, y ello no cambiaría por el solo hecho de presentar una oferta, ya que todas las alternativas para proveer energía en conjunto con reservas están disponibles, y la combinación más económica para el sistema será seleccionada. Por tanto, para que una unidad de tales características sea despachada y adjudicada, debería cumplirse que el costo de desgaste ofertado sea menor al ofertado por la competencia, o al valor de referencia asignado a las unidades que no ofertaron, y que los sobrecostos y costos de oportunidad que se produzcan sean más que compensados por el ahorro en costos de desgaste.

Consecuentemente, teniendo en consideración que los costos de transacción para participar en las subastas son prácticamente nulos, solo deben registrarse en la plataforma respectiva y enviar las ofertas cumpliendo con los plazos respectivos, al menos las unidades actualmente habilitadas para la prestación de los SSCC y consideradas como disponibles en la programación de la operación, tienen incentivos a ofertar para asegurar la remuneración de costos de desgaste, la cual no recibirían de no ofertar y ser adjudicados, como ya fue mencionado con antelación.

Ahora bien, en lo que respecta a centrales que actualmente no se encuentran habilitadas para la prestación de SSCC de CF, como las centrales ERV para los servicios de CPF y CSF, tanto de subida como bajada, se deben ponderar los diferentes incentivos que hay en juego, los cuales son descritos, a grandes rasgos, en la siguiente subsección.

V.2 Incentivos Asociados a la Participación en el mercado de SSCC

Una materia relevante en relación con el mercado de SSCC de CF es la que se refiere a la creación de incentivos adecuados para promover la participación de los agentes y fomentar la competencia.

⁵⁹ Para un servicio que posee condiciones potenciales de competencia, si la adjudicación es realizada a un recurso que no presentó ofertas, entonces se trataría de instrucción directa dentro del servicio subastado; mientras que para servicios sin condiciones de competencia, como el CPF+, si bien también se denomina instrucción directa, esta es permanente y la remuneración de los servicios es distinta al escenario descrito previamente.

Luego de las reformas realizadas en el diseño original de las subastas de servicios de control de frecuencia, las unidades generadoras habilitadas para su prestación, y que se incluyen en la co-optimización del programa diario, tienen claros incentivos para participar en estas subastas, ya que las unidades adjudicadas solo serán remuneradas por concepto de costo de desgaste en caso de que hubieren presentado una oferta válida, mas no si fueren adjudicadas por instrucción directa.

Asimismo, las nuevas unidades que ingresen al sistema deben cumplir por norma con las condiciones técnicas que les permitan prestar SSCC, por lo que, dado que el costo de habilitación es un costo hundido una vez que entran en operación, tendrían incentivos a participar por las mismas razones esgrimidas en el párrafo que antecede. Esto, claro está, asumiendo que los valores máximos estén correctamente representados.

En términos generales, los generadores reciben ingresos por energía, potencia y SSCC, y enfrentan costos asociados a retiros de energía, de poseer contratos, y costos de operación. Si bien los “costos sistémicos” asociados a SSCC se distribuyen a prorrata de retiros entre los diversos generadores que participan en el balance de transferencias, algunos pueden trasladar dichos “pagos laterales” directamente a sus clientes, lo que significa que no tienen un incentivo directo claro para prestar los SSCC de manera eficiente, ya que son los clientes finales quienes asumen todo el costo de los SSCC, además de los costos de generación fuera de orden de mérito. En este sentido, este grupo de generadores enfrentaría el mismo conjunto de incentivos que aquellos que no poseen contratos y están expuestos en un 100% al mercado spot, al no hacerse cargo de dichos costos.

Por otro lado, los generadores que poseen retiros pero que no pueden trasladar esos costos a terceros porque sus contratos no lo permiten, como en el caso de los contratos de suministro a clientes regulados, sí podrían tener incentivos a prestar de manera eficiente los SSCC, ya que se verían directamente beneficiados. Esto es más evidente en horario solar con costo marginal igual a cero cuando existe “generación térmica reemplazable”, como generación con gas natural. En este caso, centrales renovables que ya se encuentren habilitadas, y además posean contratos de suministro, enfrentarían incentivos directos a participar en SSCC, ya que incluso podrían llegar a reemplazar dicha generación térmica en su totalidad, y con ello disminuir los sobre costos.

Para ilustrar lo anterior, los ingresos y costos relacionados con SSCC de CF que enfrentan los generadores se pueden expresar de forma simplificada como sigue:

$$\pi_G = \left(\sum_{i \in G} (Of_i + PagosSSCC_i) \right) (1 - \alpha_G) - \left(\sum_{i \in G} (CD_i + CostosSSCC_i) + \alpha_G \sum_{j \in GT-G} (Of_j + PagosSSCC_j) \right)$$

Donde,

G, GT : empresa G , y todas las empresas del sistema GT , incluyendo G ;

Of_i : es la oferta adjudicada de la unidad i ;

$PagosSSCC_i$: son los pagos recibidos por la unidad por concepto de costos de oportunidad, sobre costo y combustible adicional;

CD_i : es el verdadero costo de desgaste,

$CostosSSCC_i$: costos de oportunidad, sobre costo y combustible adicional (es igual al término $PagosSSCC_i$)

α_G : es la proporción de retiros de la empresa G .

Simplificando la expresión anterior, se tiene:

$$\pi_G = \sum_{i \in G} (Of_i - CD_i) - \alpha_G \left(\sum_{k \in GT} (Of_k + PagosSSCC_k) \right)$$

Esto es, para una empresa generadora que no posee contratos ($\alpha_G = 0$), la expresión de ingresos se reduciría a $\pi_G = \sum_{i \in G} (Of_i - CD_i)$. Por lo tanto, no existirían incentivos a ser eficiente en la prestación de SSCC, ya que nunca asumirán directamente todos los costos de su prestación. Lo mismo sucede con empresas que, a pesar de poseer retiros, poseen cláusulas de traspaso de pagos laterales. En la práctica, ello actúa anulando el valor de α_G en la ecuación de ingresos.

Por el contrario, de poseer contratos sin cláusulas de traspaso, los generadores efectivamente se harían cargo, en proporción a sus retiros, de los propios costos, así como también de los costos del resto del sistema, teniendo incentivos, por tanto, de disminuir su valor. En este caso, no se trataría de un incentivo directo reflejado en un pago, sino que, en una disminución de costos, lo que, evidentemente, es equivalente a poseer un ingreso de la misma cuantía, y finalmente es equivalente a un flujo positivo en términos financieros.

Debido a que la resolución de valores máximos de la CNE establece precios diferenciados por tecnología⁶⁰, en general la obtención de “rentas de eficiencia” entre diversas tecnologías se ve mitigada, y por lo tanto los flujos de ingresos directos que puedan ser capturados por los participantes se ven limitados. Con motivo de aquello, diversos agentes del mercado han propuesto realizar modificaciones de corto plazo al esquema actual de SSCC, con tal de poder asegurar un flujo de ingresos a quienes invierten en nuevas tecnologías, como baterías, y así viabilizar financieramente los proyectos. Las propuestas van desde pasar de un esquema *Pay as Bid* a uno de precio uniforme, también conocido como *Pay as Clear*; a implementar contratos de largo plazo, ya sea contratos “tradicionales” o contratos por diferencias (CfD), y así permitir un flujo estable de ingresos en el largo plazo, lo que se haría cargo de la imposibilidad de poder capturar directamente rentas asociadas a la disminución de sobrecostos y costos de oportunidad que enfrenta el sistema.

Respecto de pasar de *Pay as Bid* a *Pay as Clear*, se debe tener en consideración que este último derivaría en una asignación eficiente de recursos en caso de que los agentes revelen sus verdaderos costos directos para la prestación de servicios complementarios en las ofertas. Sin embargo, este supuesto no se cumpliría necesariamente en la práctica, ya que al ser el mercado de energía uno de costos auditados, los generadores tienen incentivos a internalizar en sus ofertas de SSCC costos que no pueden incluir directamente en la declaración de costos variables. En efecto, por tal razón es que se ha observado en la práctica centrales térmicas ofertando un costo directo igual a cero. Por lo mismo, bajo la actual configuración del mercado, no existirán incentivos para revelar los verdaderos costos en las ofertas, ya que siempre estarán “contaminados” por otros factores. Esto, además, refuerza la relevancia de transitar a un

⁶⁰ RE N° 443 que fija y comunica los mecanismos de determinación de los valores máximos para las ofertas de subasta de Servicios Complementarios de Control Secundario y Terciario de Frecuencia, de fecha 23 de noviembre de 2020; y RE N° 493 de fecha 20 de diciembre de 2020, que fija y comunica los mecanismos de determinación de los valores máximos para las ofertas de subasta del servicio complementario de control primario de frecuencia por sobrefrecuencia.

mercado basado en ofertas en energía, para evitar este tipo de inconsistencias entre los diversos mercados.

En el caso particular de ofertas iguales a cero, si una central resultara despachada por dicha razón, con el actual esquema *Pay as Bid*, el “ahorro” del costo directo de SSCC no solo sería internalizado en la co-optimización, sino que también se vería reflejado en la remuneración real, implicando esto que la unidad oferente enfrente de manera efectiva el *trade-off* entre no recibir remuneración por costo de desgaste y enfrentar otros costos adicionales, asociados, por ejemplo, al ciclado de la máquina en el mercado de la energía.

Con un esquema *Pay as Clear*, no obstante, el generador del escenario precedente solo enfrentaría dicho *trade-off* en caso de que todos los actores adjudicados hubiesen ofertado cero de igual manera, al resultar de este hecho un precio de remuneración igual a cero. En caso de que ello no sucediera, recibiría como remuneración el precio adjudicado más alto, por lo que el despacho se vería modificado en comparación a un escenario en donde se revelara el verdadero costo, sin que el ahorro en el costo de SSCC se vea materializado en la realidad.

Lo anterior es solo un ejemplo relacionado con centrales térmicas, pero unidades de todas las tecnologías enfrentan diferentes incentivos que los podrían llevar a ofertar un valor diferente al de su costo de desgaste, incluyendo centrales que pudieran poseer contratos que comprometan generación.

Huelga destacar que el escenario descrito para las centrales térmicas puede ser contrarrestado por generadores ERV participando en la prestación de SSCC en horario solar, tal como ha sido evidenciado en las adjudicaciones desde el 21 de octubre de 2024 para los servicios de CSF y CTF, donde se redujo la asignación a centrales térmicas de manera significativa (ver gráficos V.3.12 a V.3.17).

Asimismo, al ser un requisito para la entrada en operación el estar habilitado y verificado para la prestación de todos los servicios complementarios, el escenario presentado en los gráficos previos debería ser el más común en el futuro.

A mayor abundamiento, se debe tener en consideración el proceso de verificación de centrales que actualmente se encuentran en operación. Al respecto, el Coordinador informó sobre la actualización del cronograma de verificación de SSCC en instalaciones existentes de Generación y Almacenamiento a través carta DE 01036-25 del 18 de febrero de 2025. De un total de 221 unidades ERV (112 hidroeléctricas de pasada, 61 solares y 48 eólicas), 12 ya cumplieron con la entrega del informe correspondiente al Coordinador, 30 estarían fuera de plazo a febrero del 2025, y 101 se espera que lo hagan entre marzo y diciembre de 2025. Asimismo, también se espera que 5 BESS cumplan con el proceso a diciembre de 2025.

Esta verificación masiva aseguraría que cualquier oferta igual a cero de parte de centrales térmicas pueda ser desafiada por centrales ERV, razón por la que resulta pertinente revisar la estructura de valores máximos contenidas en las resoluciones exentas respectivas de la CNE, así como también la estructura de remuneración contenida en el Informe de Definición de Servicios Complementarios vigente.

Ahora bien, resulta necesario destacar que cualquier medida que se tome respecto del mecanismo de remuneración, como transitar a un esquema *Pay as Clear*, requiere de otros factores habilitantes, como la definición apropiada del tratamiento de costos de oportunidad para las baterías y que el eventual proceso de verificación sea expedito. Sin estos factores, los

potenciales beneficios de entregar “rentas de eficiencia” reflejadas en el excedente del productor en la prestación de SSCC podrían no materializarse.

Asimismo, se debe tener presente que, en el corto plazo, un esquema de remuneración de precio uniforme aumentará el costo de provisión de SSCC. Este aumento, sin embargo, se espera sea transitorio y que las rentas adicionales existentes en el mercado se diluyan con el tiempo.

En cuanto a los contratos de largo plazo, las observaciones realizadas previamente sobre la inexistencia de incentivos para la prestación eficiente de SSCC, seguirán siendo válidas mientras exista la posibilidad de traspasar directamente los costos de su prestación a los clientes. En efecto, si las licitaciones de largo plazo se basaran en ofertas que incluyeran componentes de costos de oportunidad y sobrecostos, como en el esquema antiguo de subastas de SSCC de CF⁶¹, en vez de solo observar $\pi_G = \sum_{i \in G} (Of_i - CD_i)$ quienes no poseen contratos o tienen cláusulas de *passthrough*, enfrentarían $\pi_G = E(\sum_{i \in G} (Of_i - CD_i - CostosSSC_i))$.

En caso de un agente neutral al riesgo, y asumiendo que en promedio los errores de pronósticos convergen a cero, el resultado en el largo plazo sería equivalente a la existencia de pagos laterales para los componentes de sobrecostos, costos de oportunidad y combustible adicional. Sin embargo, un agente averso al riesgo valorará los peores casos, que serían derivados de la diferencia entre costos estimados y efectivos que dan origen a $CostosSSC_i$, y evaluaría su oferta acorde, derivando ello en un mayor valor ofertado con tal de compensar la ocurrencia de los peores escenarios⁶².

Por supuesto, este escenario siempre será peor, en términos de precios observados, que eliminar el riesgo y realizar los pagos asociados a $CostosSSC_i$ basado en la operación real y retribuir los costos en los que efectivamente se incurrió para la prestación de los servicios, que es efectivamente lo que se realiza en otros mercados, pagando el costo de oportunidad observado según las ofertas recibidas⁶³. Ello, debido a que existen agentes aversos al riesgo, y los errores de pronósticos de cada agente podrían no converger a cero en el largo plazo.

Como se trataría de contratos de largo plazo, el nivel de incertidumbre es evidentemente superior. Mientras mayor es el período de estimación, mayor es la incertidumbre y el error de pronóstico. Por lo tanto, esto podría dar origen incluso a distorsiones mayores a las observadas en el diseño original de subastas implementado el año 2020.

⁶¹ Al respecto, ver Capítulo 5 del Informe de SSCC disponible en https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2020/09/2020.09.17-Informe_SSCC_2020.pdf, donde se analiza la evolución del mercado de SSCC con el esquema antiguo de subastas, donde se debía internalizar tanto costos de oportunidad como potenciales sobrecostos en las ofertas, y se entregan los argumentos de por qué se debió cerrar el mercado. Asimismo, ver Capítulo 5 de la versión de diciembre de 2020 del Informe de SSCC, disponible en https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2020/12/2020.12.11-Informe_SSCC_2020.pdf, para revisar las condiciones habilitantes que se observaron para volver a subastar los SSCC.

⁶² En general, los agentes maximizan el valor esperado de sus utilidades, lo que se puede representar, a modo de ejemplo, como $\max(1 - \mu)E(X) + \mu\rho(X)$, $\mu \in (0,1)$, donde μ es el parámetro de ponderación de riesgo y $\rho(X)$ es la medida de riesgo, que usualmente se modela como CVaR (Conditional Value at Risk). En este caso, un agente neutral al riesgo sería equivalente a $\mu = 0$, donde la medida de riesgo no sería tomada en consideración y la decisión se basaría solo en el retorno esperado, mientras que uno completamente averso al riesgo estaría representado por $\mu = 1$, indicando que solo la medida de riesgo tiene relevancia.

⁶³ Una vez más, los componentes de las ofertas en el esquema antiguo en comparación con el esquema nuevo son presentados en el Anexo A y B.

Más aún, los contratos de largo plazo forzarían el despacho de centrales incumbentes que fueran adjudicadas, pudiendo resultar en una asignación ineficiente de recursos en el mercado de la energía con repercusiones en su estructura competitiva, sin posibilidad de contrarrestar dichos efectos por parte del resto de los agentes del mercado.

Ahora bien, si las licitaciones de largo plazo solo se trataran de costos directos, como los de desgaste, si bien la distorsión gatillada por la incertidumbre asociada a la estimación de los costos marginales desaparecería, el último escenario descrito no cambiaría, ya que también derivaría en el despacho forzado de centrales. En este caso la posibilidad de manipular el mercado de energía a través de SSCC sería incluso mayor, ya que centrales que no son despachadas normalmente podrían ser forzadas en su despacho para cumplir con el contrato de largo plazo, sin necesidad de competir por los sobrecostos y costos de oportunidad esperados en el proceso de licitación.

De esta forma, cuando se trata de servicios para los cuales existe capacidad disponible en el sistema, los contratos de largo plazo para prestación de SSCC podrían distorsionar el equilibrio competitivo del mercado, ya sea que estos incluyan costos de oportunidad y sobrecostos en las ofertas o no, al ser forzado el despacho de las unidades. En caso de no forzar su despacho, entonces se trataría de una solución ineficiente, ya que implicaría tener que pagar sobrecostos, costos de oportunidad, costos de desgaste, etc. a las unidades que efectivamente están prestando el servicio y a las que fueran adjudicadas en la licitación de largo plazo. Incluso si se consideraran contratos por diferencia (CfD), las ineficiencias señaladas no desaparecerían. En caso de que no sea obligatorio pagar lo ofertado en la licitación de largo plazo, entonces se perdería su propósito.

Lo anterior no quiere decir que los contratos de largo plazo no tengan lugar en la provisión de SSCC, pero, tal como sucede en la experiencia comparada, estos se utilizan para servicios o necesidades de otra naturaleza. El propio Coordinador llevó a cabo un proceso de licitación de largo plazo de potencia de corto circuito, al haber previsto la escasez de recursos para la operación segura del SEN en el futuro; y un eventual requerimiento de CRF determinado no por motivos técnicos, sino que económicos, podría ser implementado a través de licitaciones de largo plazo.

Más aún, se debe tener presente que este tipo de propuestas ha nacido, primordialmente, para poder facilitar la integración de baterías al sistema, ya que, se argumenta, para hacer rentable su instalación, se necesitan diversas fuentes de ingresos, no solo el arbitraje de energía. No obstante, la experiencia de CAISO muestra que, si bien gran parte de los SSCC de control de frecuencia son prestados por baterías, el año 2023 menos del 20% de la capacidad de las baterías fue programada para la prestación de estos servicios⁶⁴, y todas compiten en el mercado sin tener rentas aseguradas, por lo que esto no sería condición necesaria para su masificación.

Por la misma razón, pretender incentivar la inversión en nuevas tecnologías a través de SSCC utilizando estos mecanismos, con el riesgo de distorsionar el equilibrio del mercado de energía, es una medida no recomendable de adoptar. Es preferible para esto, considerar incentivos generales asociados a aportes de atributos al sistema, sin “seleccionar un ganador” a través de licitaciones por tecnologías específicas, ya sea mediante requisitos técnicos a cada unidad generadora, y que el mercado decida por sí mismo cómo satisface dichos requisitos; a través de pagos por potencia que estén asociados a dichos atributos; licitaciones de suministro de clientes regulados que exijan generación las 24 horas, etc. Un efecto de esto es que el sistema contaría

⁶⁴ Al respecto, ver <https://www.caiso.com/documents/2023-special-report-on-battery-storage-jul-16-2024.pdf>

con mayores recursos para la prestación de SSCC de CF sin distorsionar el equilibrio de corto plazo.

Por otra parte, una vía alternativa para aumentar los recursos disponibles y la eficiencia en la prestación de SSCC de CF, es facilitar la participación de los agentes que se hacen cargo directamente de sus costos, esto es, la demanda. De existir rentas suficientes asociadas a la prestación de SSCC en el programa diario⁶⁵, donde se adjudica a los prestadores, los agentes de la demanda para los cuales los pagos laterales son significativos podrían tener incentivos a participar. Esto, a su vez, entregaría nuevas vías a los generadores para rentabilizar sus inversiones en almacenamiento, pero en un contexto de incentivos alineados para la reducción efectiva de pagos laterales, más que solo para la apropiación de rentas, sin ganancias de eficiencia de por medio. Con la participación de la demanda, también se conseguiría fomentar una mezcla de propiedad en medios de almacenamiento, lo cual podría ser beneficioso desde un punto de vista de bienestar social, debido a los diferentes incentivos para consumidores y generadores detrás de la inversión en este tipo de tecnología⁶⁶⁻⁶⁷.

En definitiva, son los agentes quienes deben internalizar sus propios niveles de aversión al riesgo, y con ello determinar si es conveniente o no invertir para disminuir los costos que enfrentan, mas no el Coordinador, quien no puede internalizar dentro de sus decisiones de operación del sistema los niveles de aversión al riesgo de cada agente por separado.

Con el fin de determinar los incentivos asociados a la participación de la demanda, se está realizando un estudio que estima las rentas que estarían implícitas en el *unit commitment* para ver si estas serían suficientes para incentivar la participación de la demanda, y si esta finalmente podría desplazar algunos recursos de generación a través de la prestación de estos servicios.

En la siguiente subsección, se presenta la evolución de las adjudicaciones y ofertas de los SSCC de CF para el año 2023 y 2024.

V.3 Evolución SSCC CF Enero 2023 – Diciembre 2024

En los gráficos siguientes, se presenta la proporción de MW adjudicados por instrucción directa y ofertas, para los distintos servicios.

⁶⁵ Debido a que la adjudicación de SSCC es resultado de la programación de la operación, las “rentas disponibles” que podría observar la demanda corresponderían al diferencial de costos de operación entre un escenario con y sin SSCC. A modo ilustrativo, si se considera un caso extremo simplificado sin probabilidades de activación, donde todos los servicios de bajada son adjudicados a centrales a potencia máxima, y todos los de subida a centrales que se encuentran a mínimo técnico por restricciones de seguridad, incluso en un escenario sin SSCC los costos de operación continuarían siendo los mismos, por lo que las rentas disponibles para ser capturadas por la demanda serían inexistentes.

⁶⁶ A modo de ejemplo, ver Sioshansi, R. (2010). Welfare Impacts of Electricity Storage and the Implications of Ownership Structure. *The Energy Journal*, 31(2), 173–198.

⁶⁷ La participación de la demanda no solo puede verse materializada a través de la disminución de carga propiamente tal, sino que también a través de la disminución de carga observada por el sistema, supliendo la generación con medios propios, ya sea almacenamiento o cualquier otra tecnología.

Gráfico V.3.1
Proporción adjudicaciones por subastas e instrucción directa CPF-

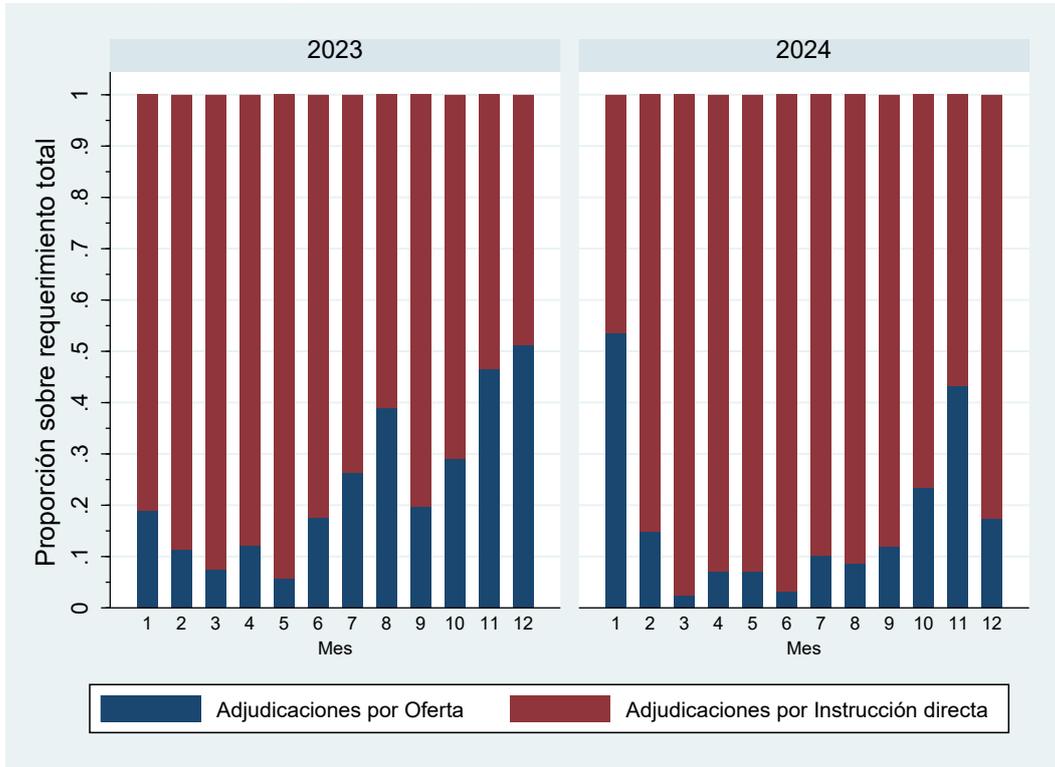


Gráfico V.3.2
Proporción adjudicaciones por subastas e instrucción directa CSF+

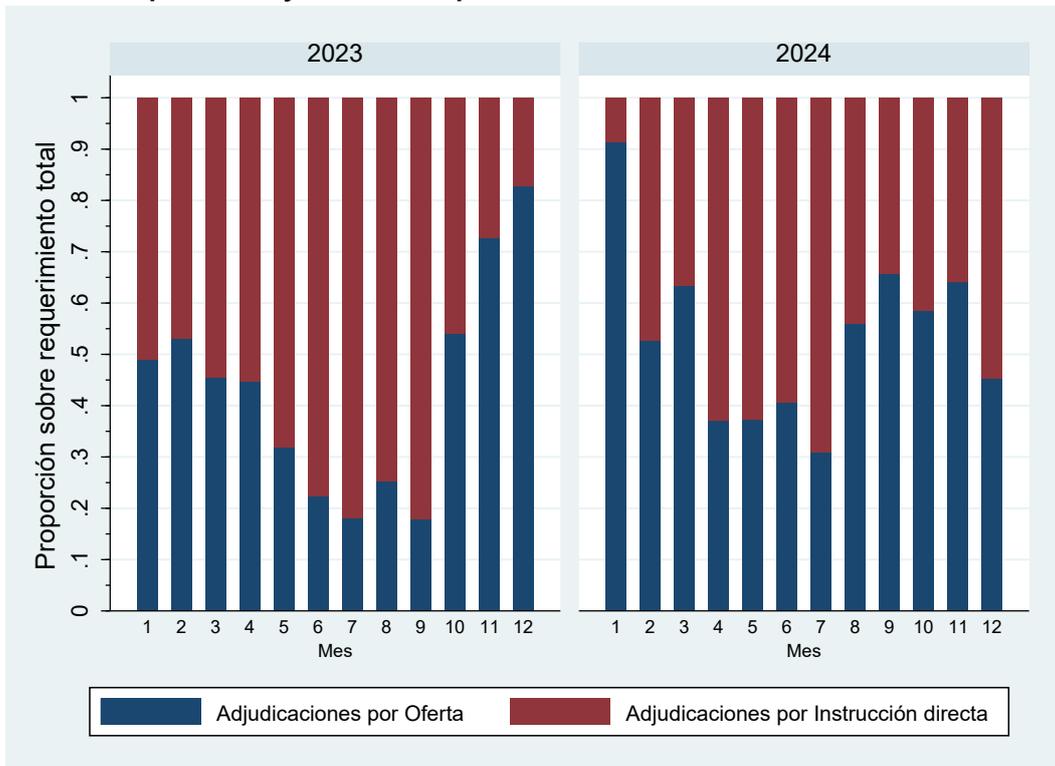


Gráfico V.3.3
Proporción adjudicaciones por subastas e instrucción directa CSF-

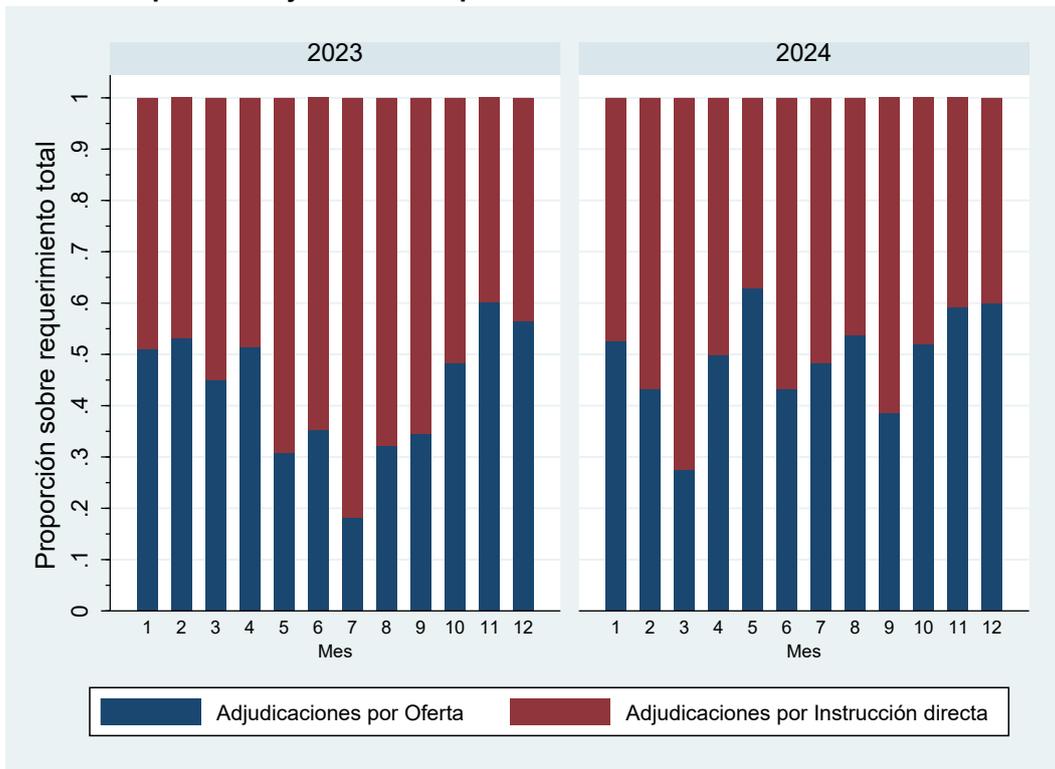


Gráfico V.3.4
Proporción adjudicaciones por subastas e instrucción directa CTF+

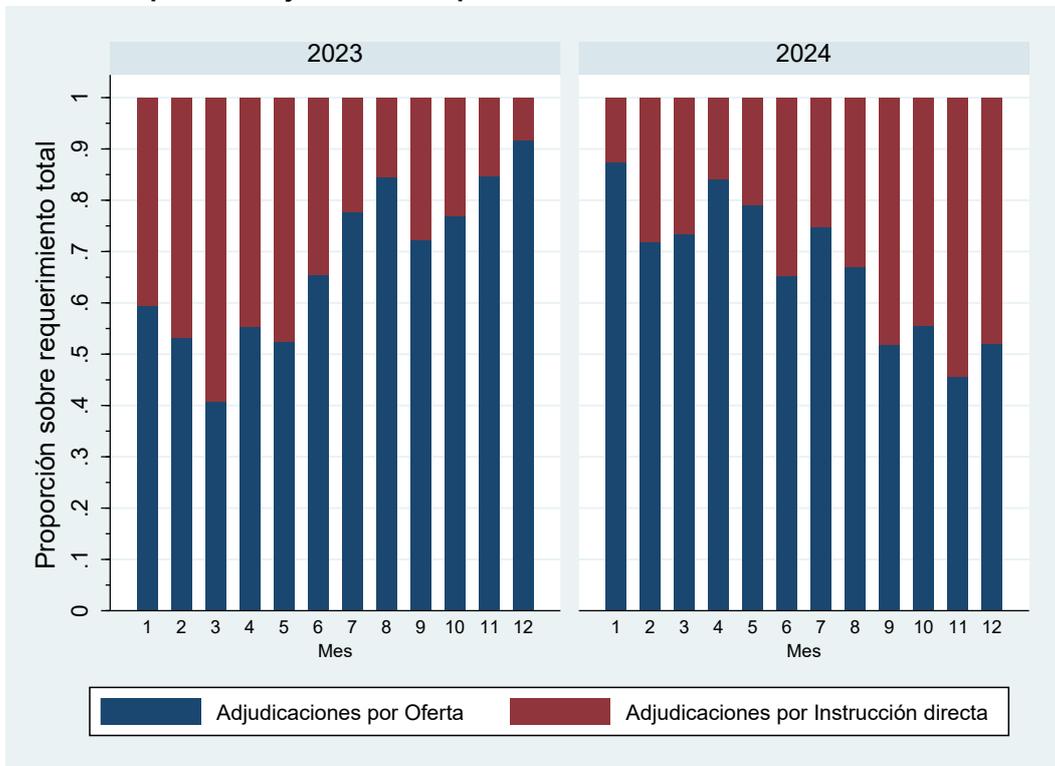
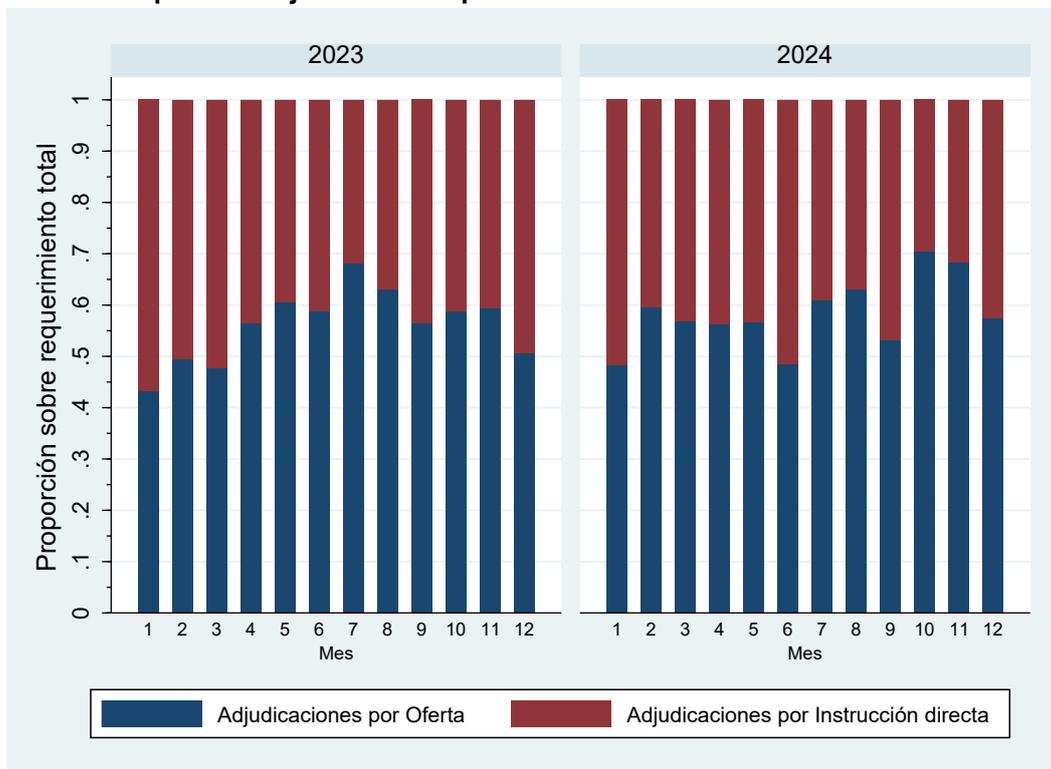


Gráfico V.3.5
Proporción adjudicaciones por subastas e instrucción directa CTF-



Como se observa, la mayor parte de las adjudicaciones fueron por instrucción directa para el servicio de CPF- durante todo el período considerado, aunque destaca el hecho de que la proporción de adjudicaciones por oferta superó el 50% y 40% en enero y noviembre del 2024 respectivamente. En cuanto al CSF, la proporción de adjudicaciones por ofertas aumentó respecto del año 2023, oscilando entre un 30% y 90% para el servicio de subida y entre un 30% y 60% para el de bajada.

Las adjudicaciones por ofertas para el CTF se mantuvieron relativamente estables, aunque el servicio de subida mostró una tendencia decreciente, pasando de cerca de 90% en enero a un poco más de 50% en diciembre de 2024. El servicio de bajada osciló entre 50% y 70%.

Cabe hacer notar que la circunstancia de que algunos servicios hayan sido adjudicados mayoritariamente por ID en ciertos meses, como el de CPF-, no es una muestra de falta de competitividad potencial en el mercado, ya que esta se ve reflejada en la habilidad de un agente particular para alterar el precio de equilibrio, y el resultado de un proceso declarado desierto o parcialmente desierto converge al de instrucción directa al considerar la co-optimización la totalidad del parque habilitado para la prestación de SSCC, independiente de si presentaron ofertas o no. Asimismo, existen medidas de mitigación que limitan los potenciales abusos que podrían ocurrir en las ofertas de costos de desgaste.

En cuanto a las adjudicaciones por tecnología, se muestra en los siguientes gráficos que en su mayoría correspondió a unidades térmicas e hidráulicas. La participación de centrales ERV se destacó en CTF- en todo el año, y en CTF+ y el resto de los servicios a partir de octubre de 2024.

Estas últimas se produjeron primordialmente en horario solar, siendo casi inexistentes las adjudicaciones a centrales térmicas en dicho bloque horario.

Gráfico V.3.6
Proporción adjudicaciones por tecnología CPF+

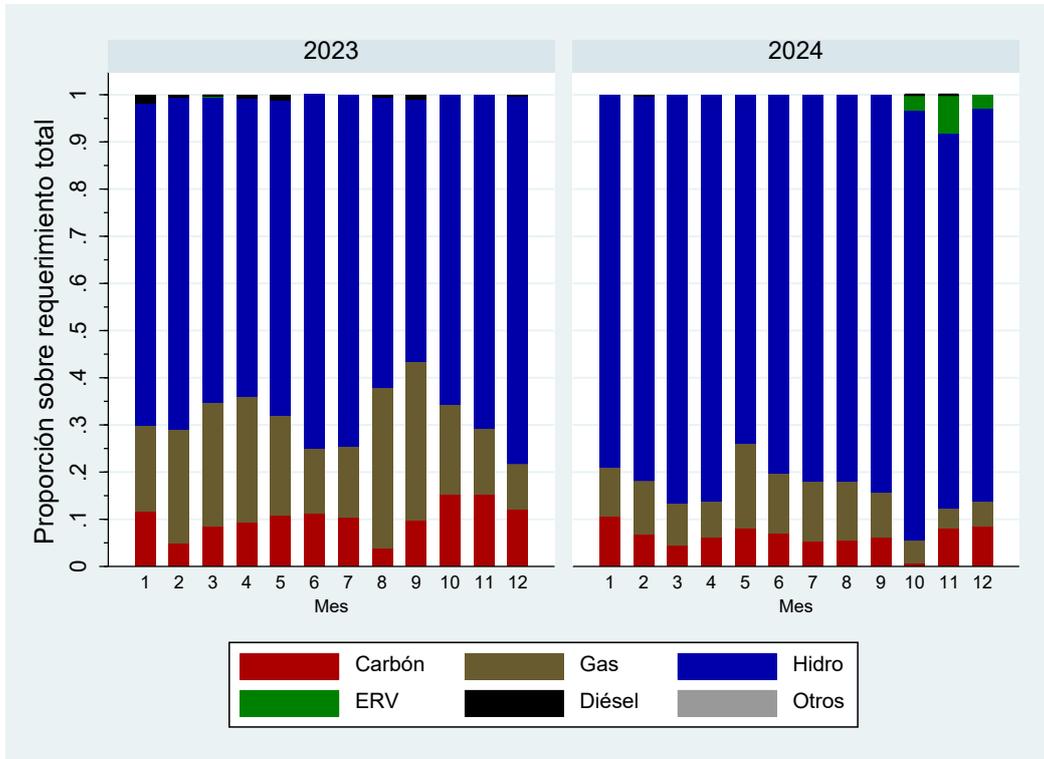


Gráfico V.3.7
Proporción adjudicaciones por tecnología CPF-

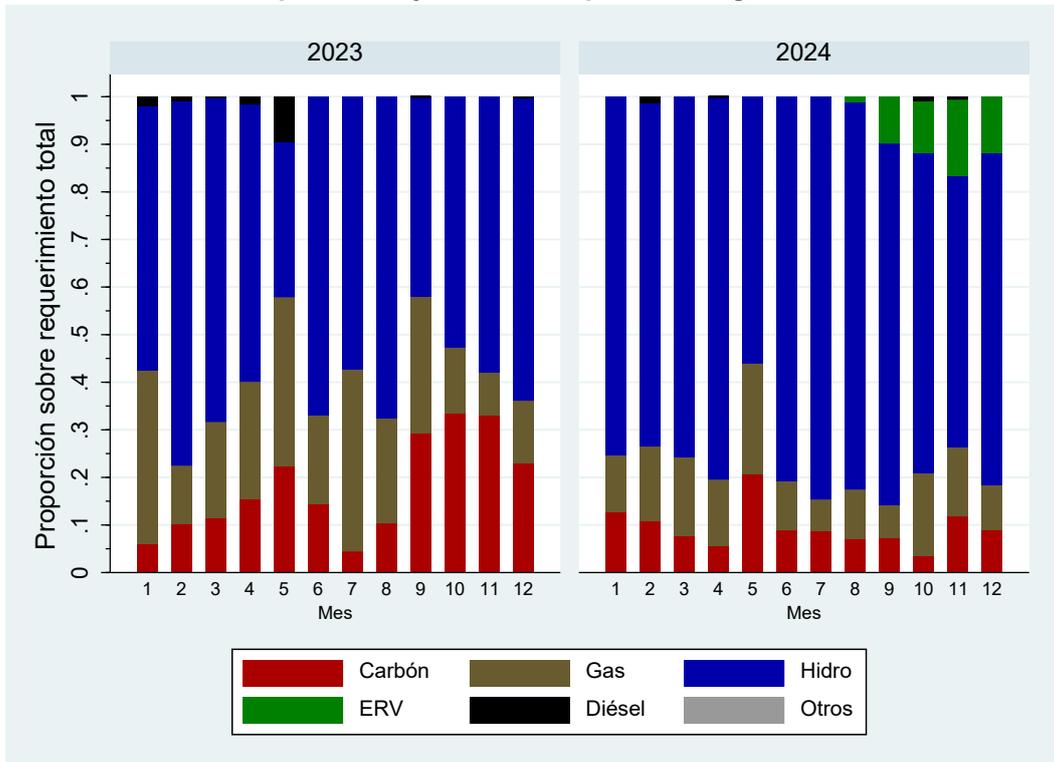


Gráfico V.3.8
Proporción adjudicaciones por tecnología CSF+

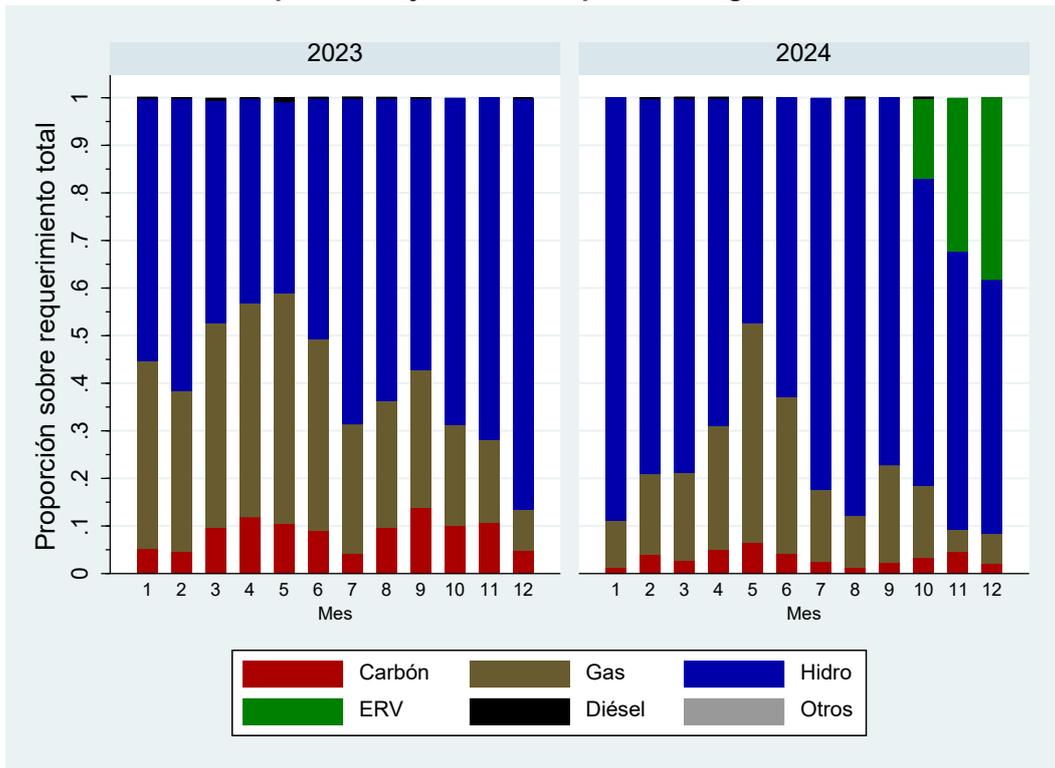


Gráfico V.3.9
Proporción adjudicaciones por tecnología CSF-

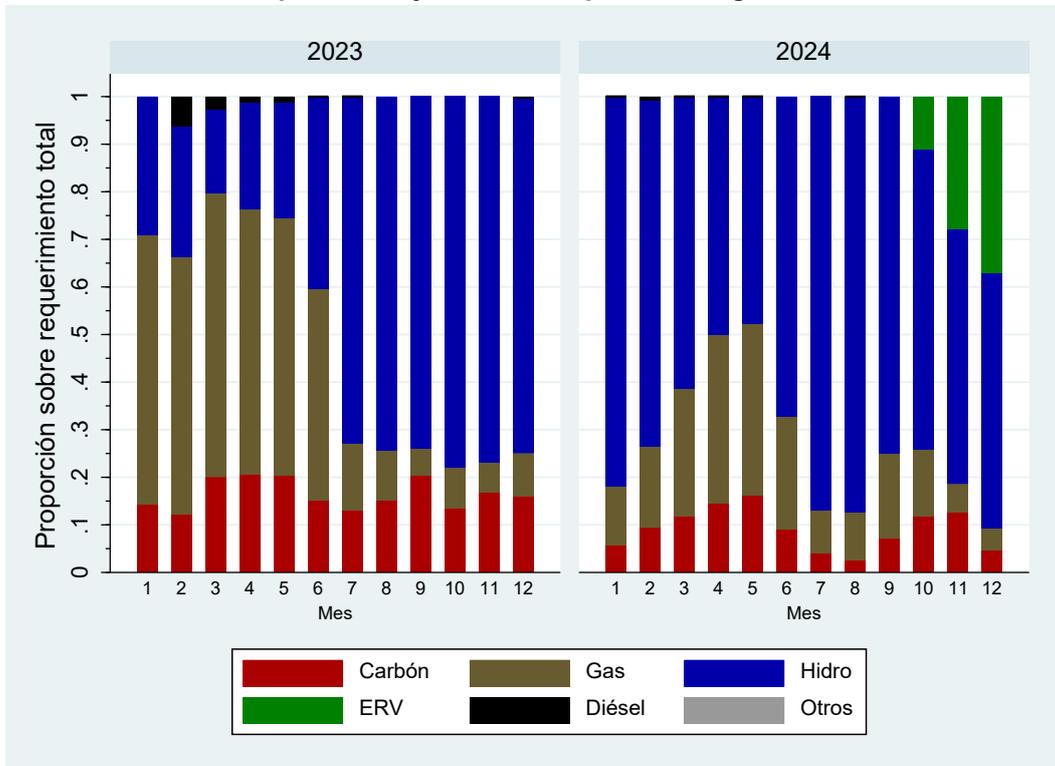


Gráfico V.3.10
Proporción adjudicaciones por tecnología CTF+

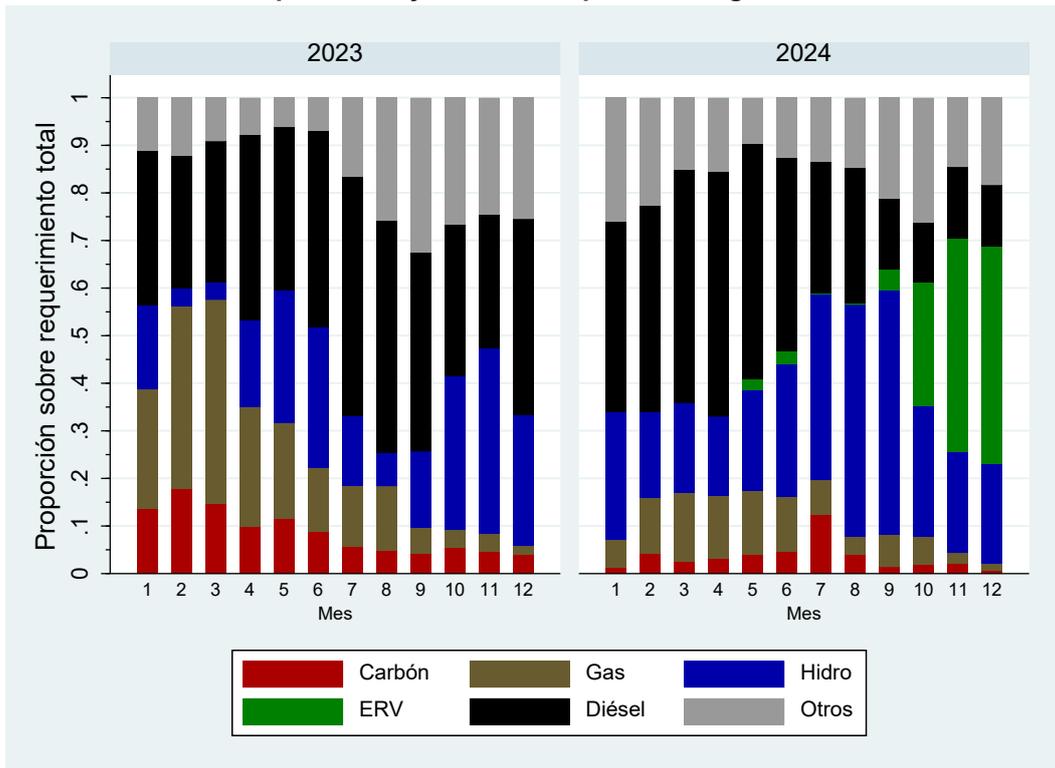


Gráfico V.3.11
Proporción adjudicaciones por tecnología CTF-

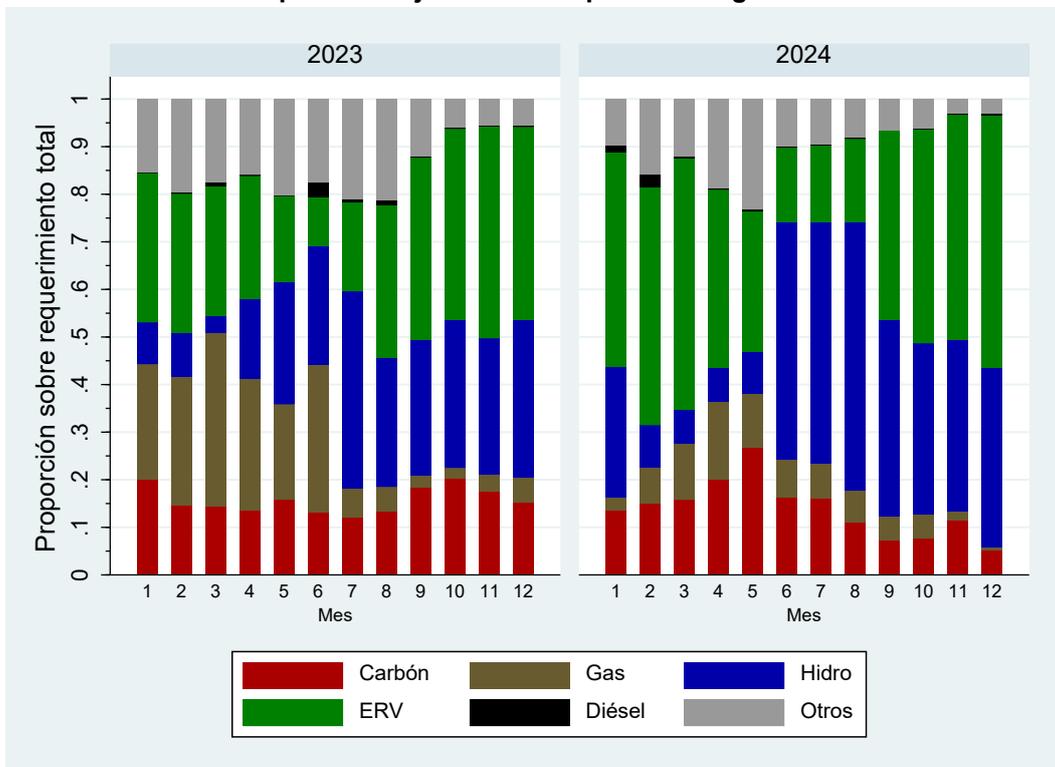


Gráfico V.3.12
Proporción adjudicación horaria acumulada por tecnología CPF+
01 enero 2024 - 31 diciembre 2024

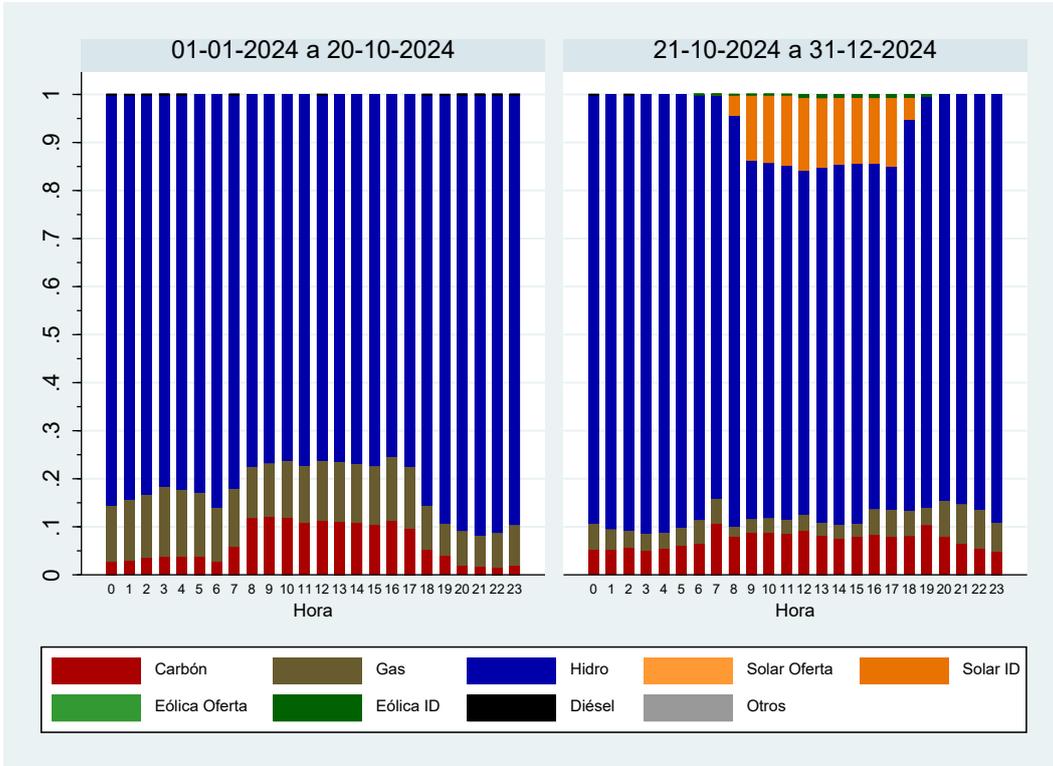


Gráfico V.3.13
Proporción adjudicación horaria acumulada por tecnología CPF-
01 enero 2024 - 31 diciembre 2024

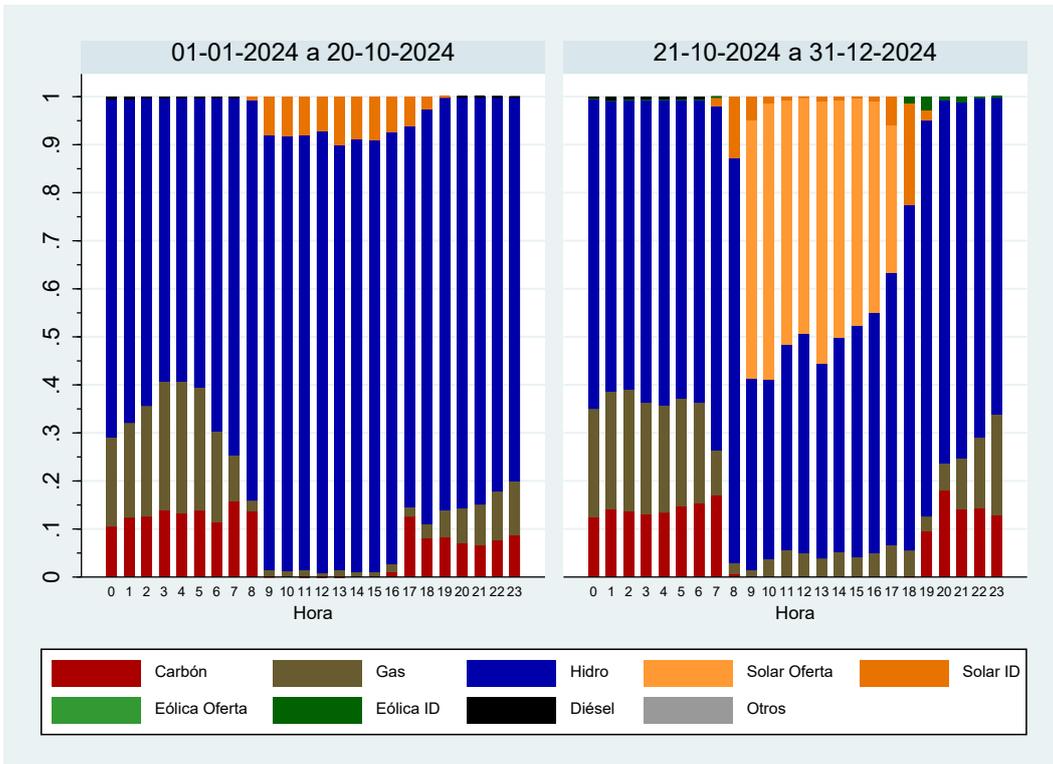


Gráfico V.3.14
Proporción adjudicación horaria acumulada por tecnología CSF+
01 enero 2024 - 31 diciembre 2024

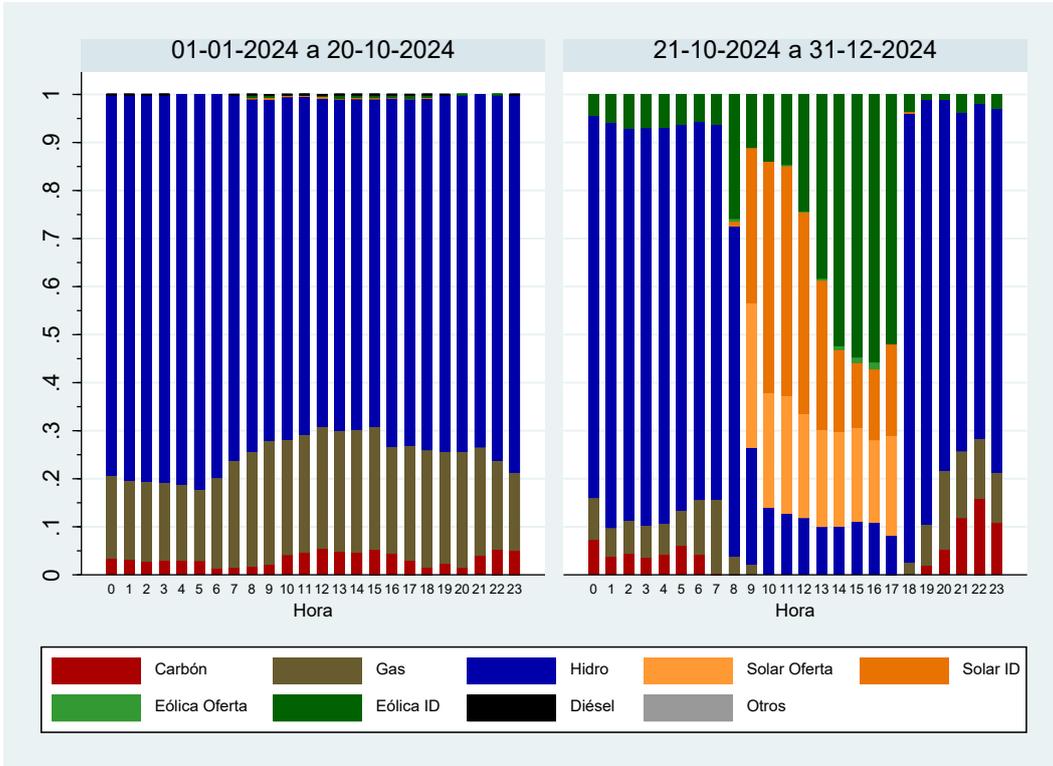


Gráfico V.3.15
Proporción adjudicación horaria acumulada por tecnología CSF-
01 enero 2024 - 31 diciembre 2024

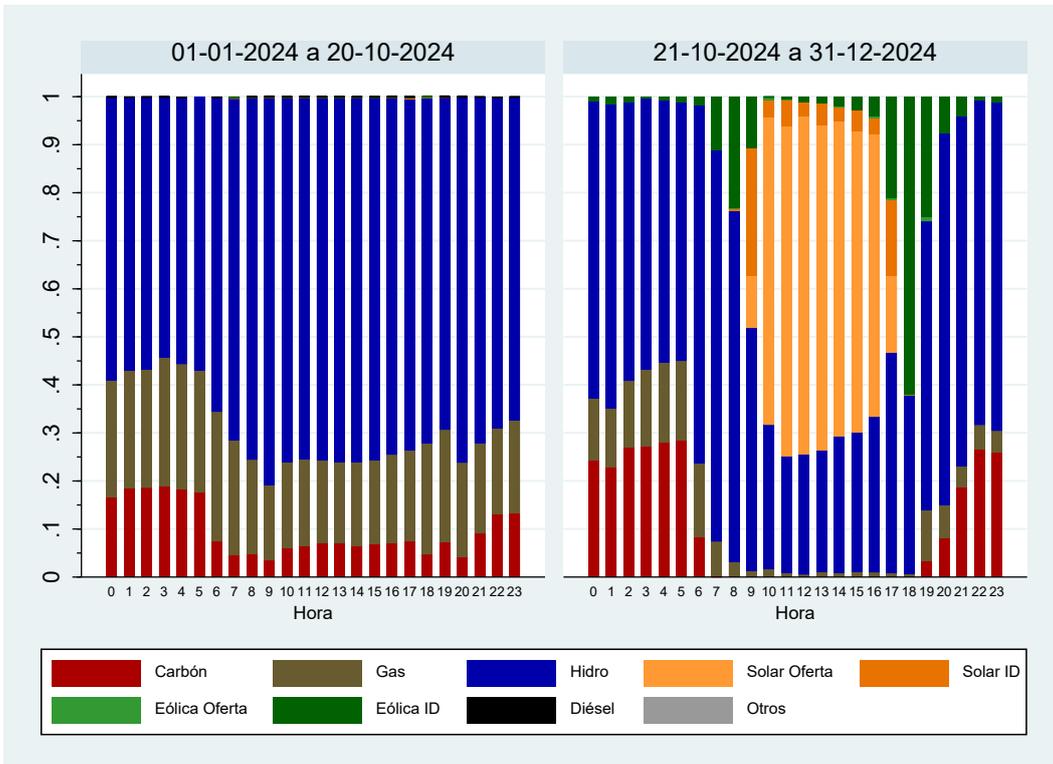


Gráfico V.3.16
Proporción adjudicación horaria acumulada por tecnología CTF+
01 enero 2024 - 31 diciembre 2024

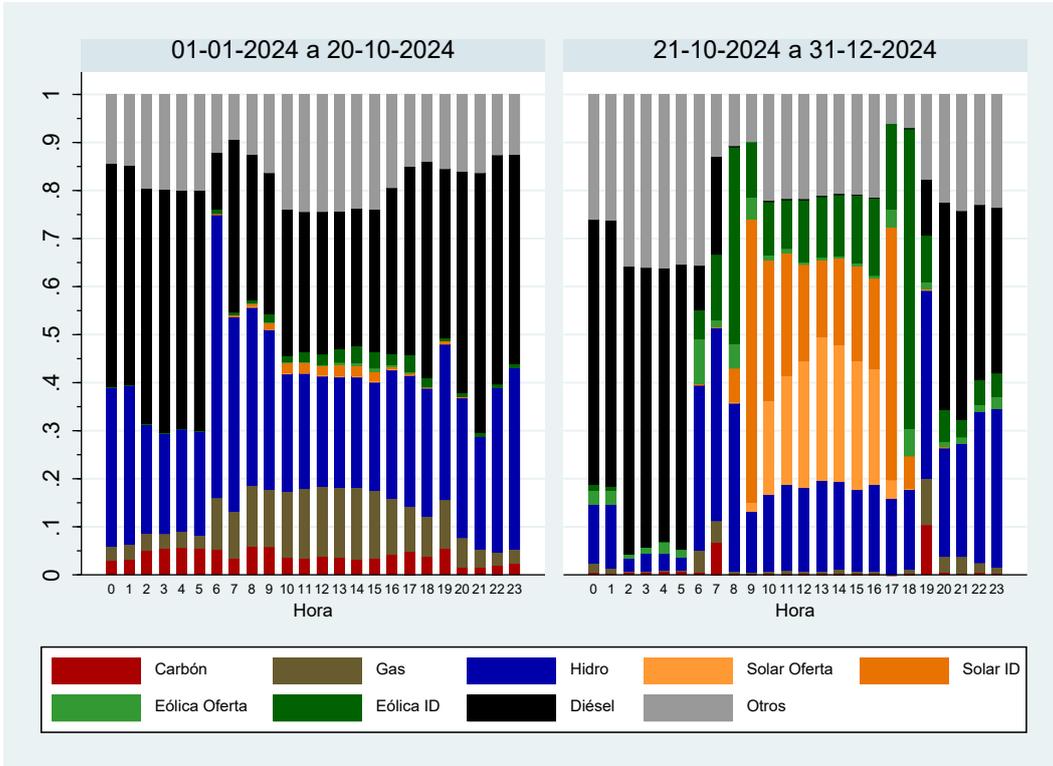
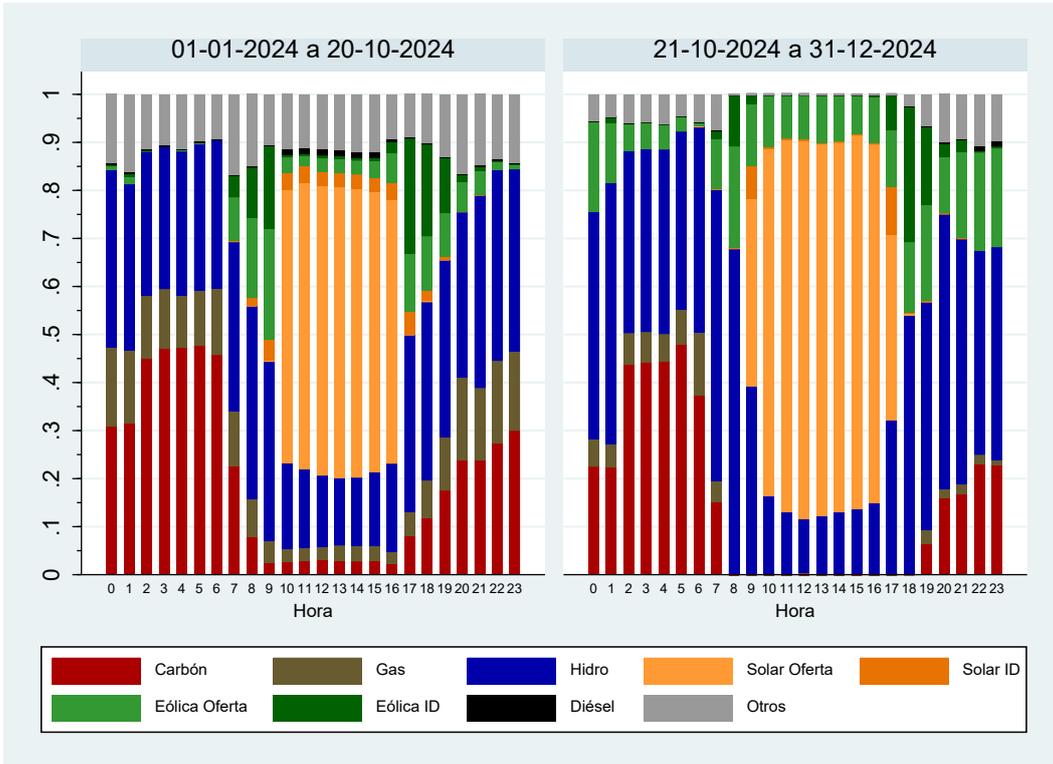


Gráfico V.3.17
Proporción adjudicación horaria acumulada por tecnología CTF-
01 enero 2024 - 31 diciembre 2024



En cuanto a precios ofertados y adjudicados, la distribución general para todos los servicios se puede apreciar en el siguiente gráfico. Como se observa, existió una disminución de valores superiores a 5 USD/MW durante el año 2024, aumentando la cantidad de ofertas iguales a cero, y manteniéndose la proporción de ofertas entre 1 USD/MW y 2 USD/MW. Dicho cambio se vio primordialmente motivado por el comportamiento de las ofertas de unidades térmicas.

Respecto de este último punto, como ya fuera mencionado, debido a que existe una combinación de un mercado de costos auditados en energía y ofertas en SSCC, las ofertas de estos últimos internalizarán costos asociados al mercado de la energía. Sin embargo, el mayor efecto que esto podría tener en el mercado de energía se materializaría en horario solar solo en caso de que no existieran adjudicaciones a centrales ERV en períodos de costo marginal igual a cero, lo que no ha sucedido desde octubre del 2024, siendo primordialmente adjudicadas centrales solares, eólicas e hidroeléctricas. En cualquier caso, se realiza un seguimiento permanente a los potenciales efectos de este tipo de ofertas.

Gráfico V.3.18
Curva duración ofertas adjudicadas 2023- 2024

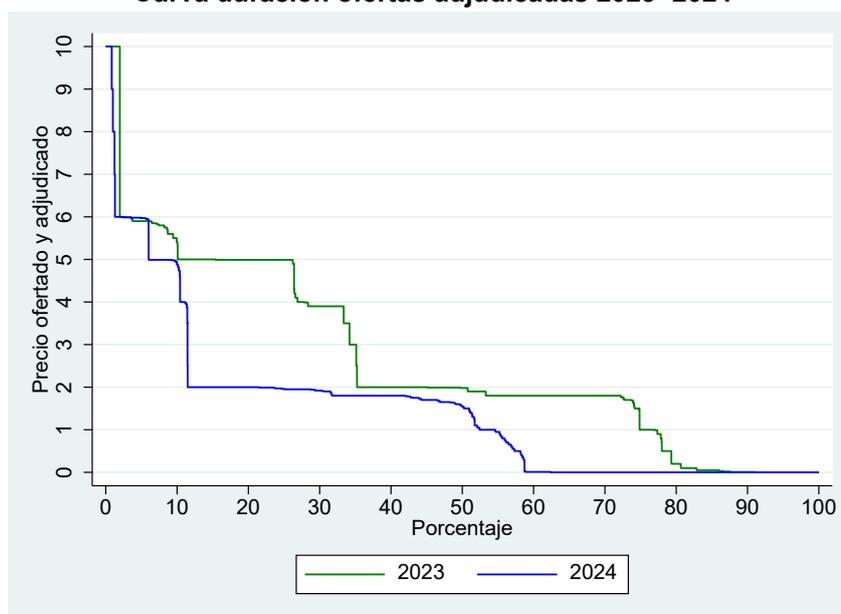
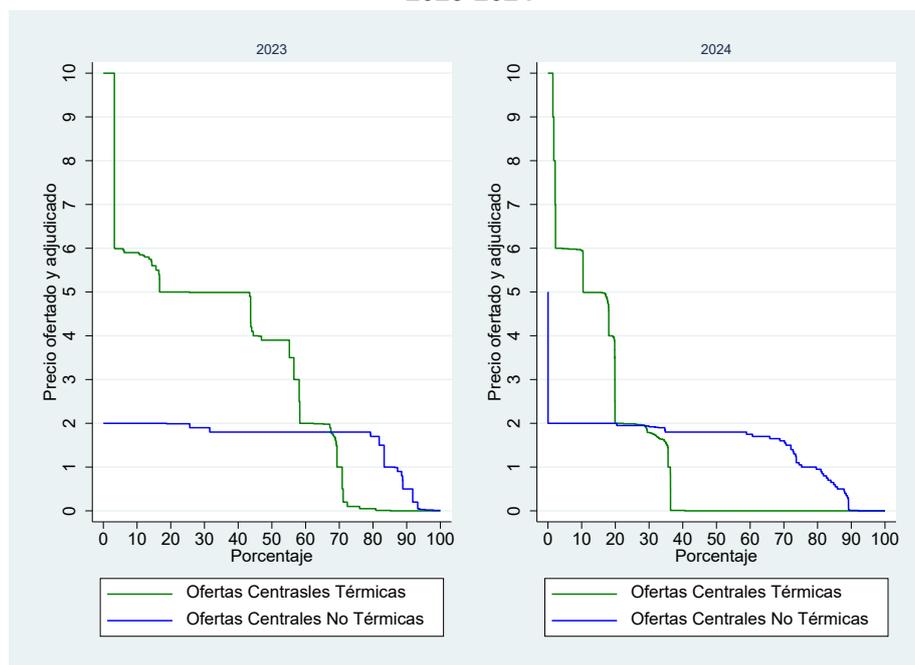


Gráfico V.3.19
Curva de duración ofertas adjudicadas por tecnología térmica y no térmica
2023-2024



Cabe destacar que existió un número reducido de centrales térmicas que ofertó menos de 1 USD y fueron adjudicadas, pero su despacho no puede ser atribuido exclusivamente a su oferta por valores reducidos de SSCC, ya que los sobrecostos asociados a estas centrales se han producido tanto en horas en las cuales han sido adjudicadas SSCC, así como en horas en las cuales no se les adjudicó ningún SSCC materializado a través de subastas. En adición, el servicio de CPF+, el cual en la actualidad no es subastado, también ha sido adjudicado a dichas unidades generadoras.

A partir de septiembre del año 2024, la mayoría de las ofertas adjudicadas para CPF- fueron a centrales hidráulicas, mientras que a partir de julio del mismo año ocurrió aquello con el CSF. Para el servicio de CTF de bajada, en general las ofertas de centrales hidroeléctricas y ERV fueron adjudicadas en mayor proporción, mientras que las térmicas predominaron para el servicio de subida, en particular centrales diésel, y a partir de octubre del 2024, ofertas ERV comenzaron a ser adjudicadas en una proporción relevante.

A diciembre de 2024, solo las centrales solares Almeyda y USYA se encontraban registradas como disponibles para la prestación de CPF-, mientras que 12 centrales ERV lo hicieron para CSF+ y CSF-, y 37 para CTF, de subida y bajada.

Gráfico V.3.20
Proporción ofertas adjudicadas por tecnología CPF-

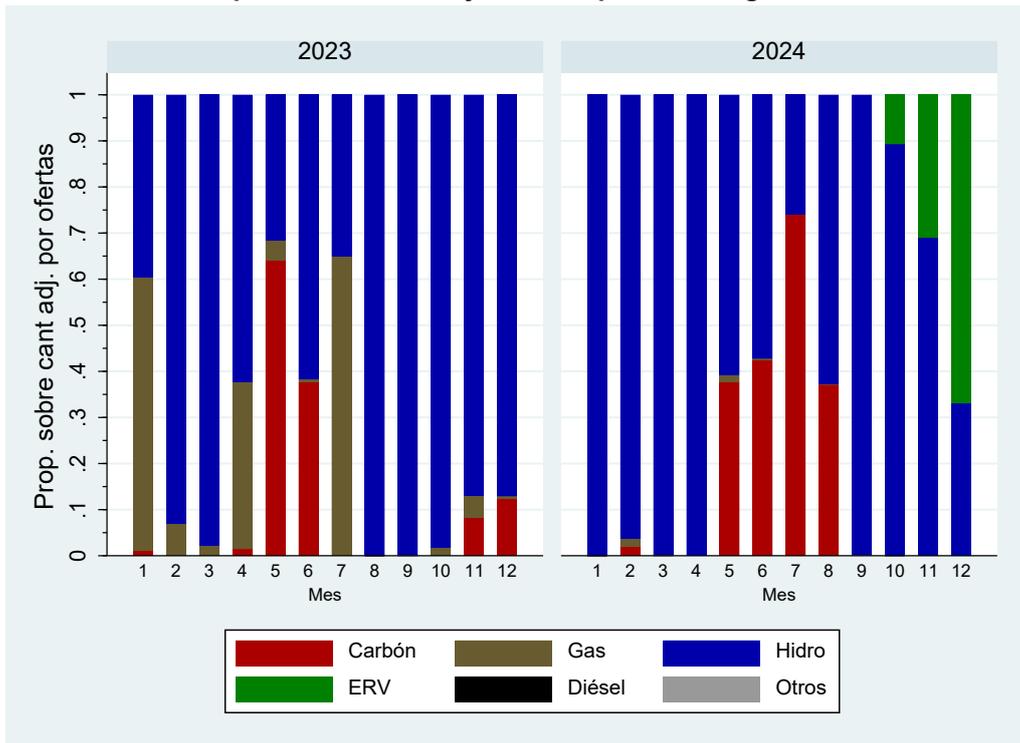


Gráfico V.3.21
Proporción ofertas adjudicadas por tecnología CSF+

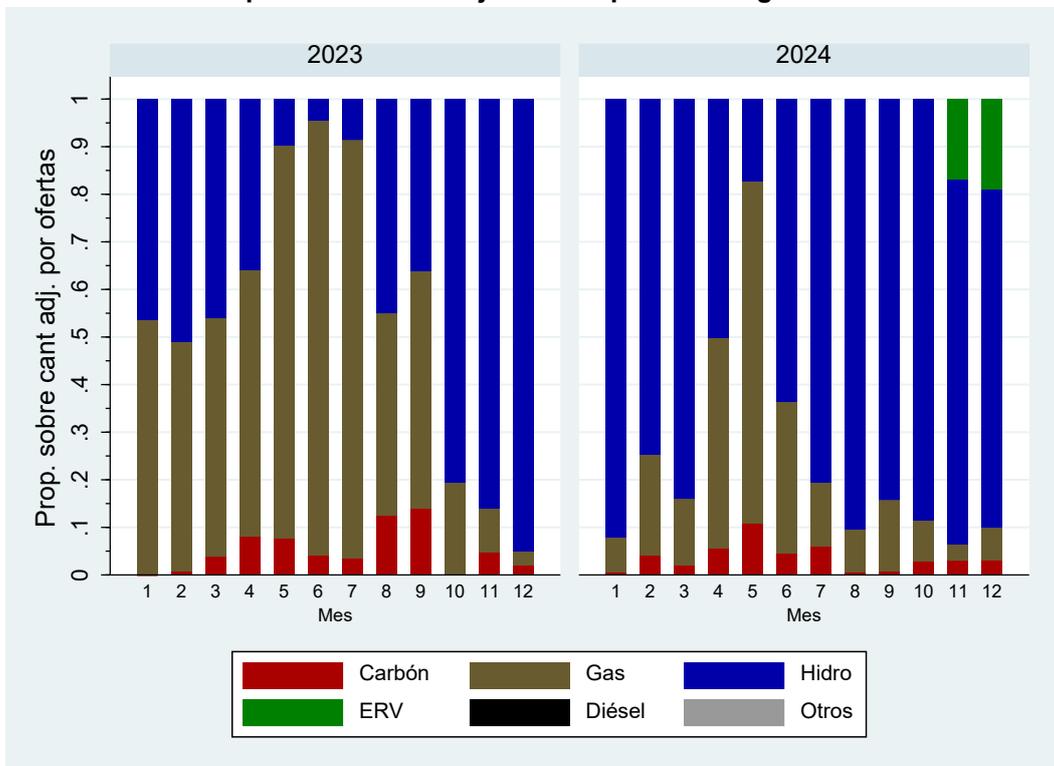


Gráfico V.3.22
Proporción ofertas adjudicadas por tecnología CSF-

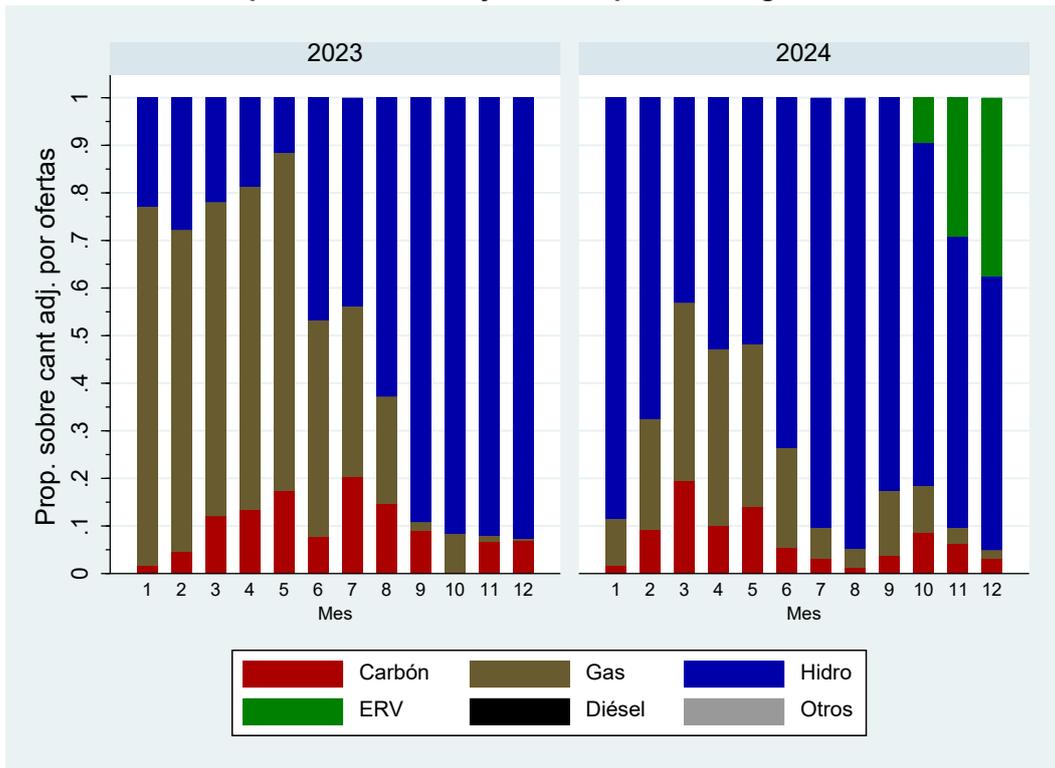


Gráfico V.3.23
Proporción ofertas adjudicadas por tecnología CTF+

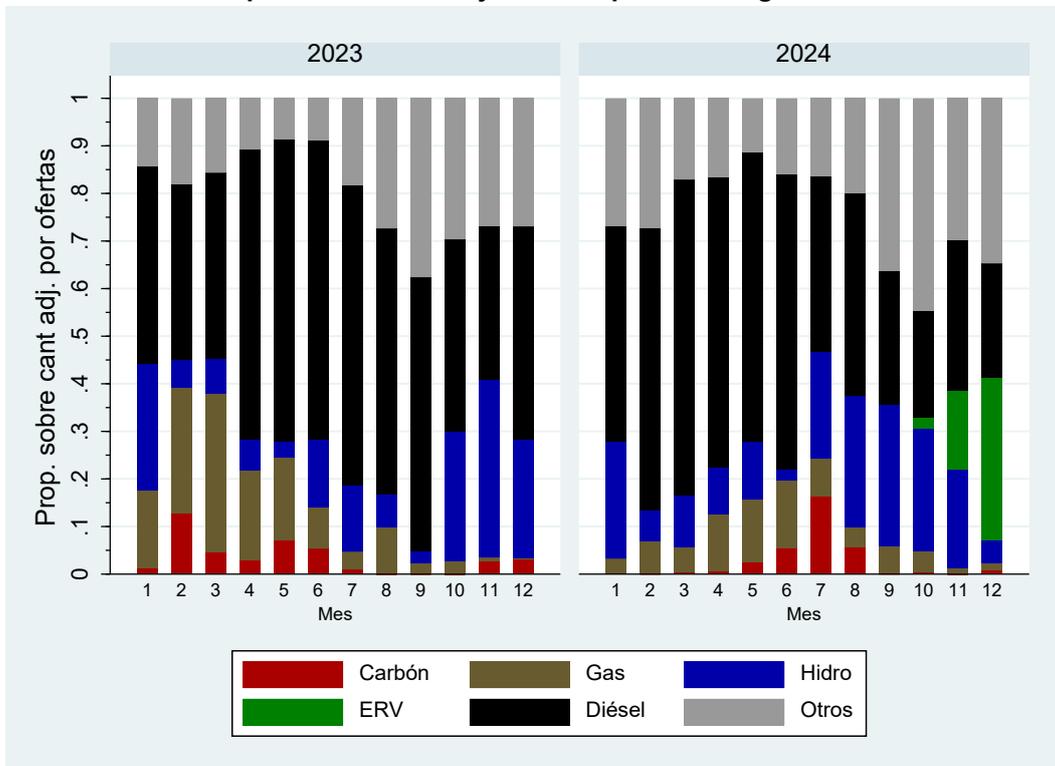
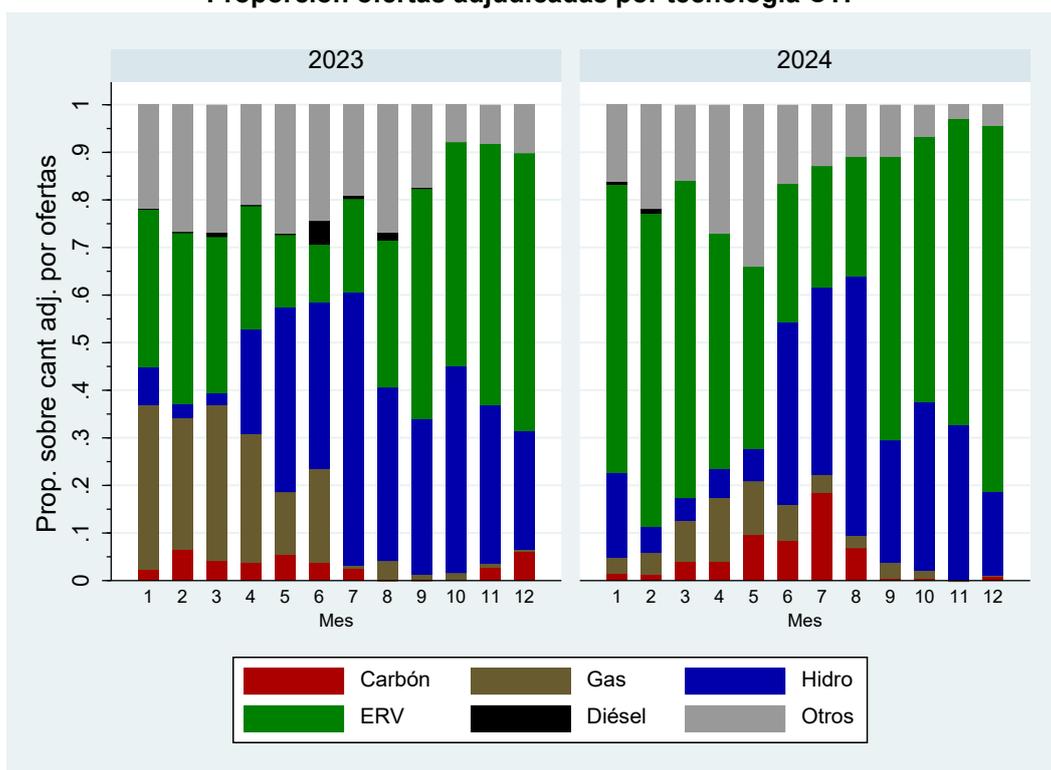


Gráfico V.3.24
Proporción ofertas adjudicadas por tecnología CTF-



En cuanto a ofertas recibidas y filtradas por las medidas de mitigación⁶⁸, estas se concentraron en torno a 0,8 y 2,1 USD para los servicios de CSF y CTF durante el año 2024, y 2,2 y 3,4 USD en el año 2023. El caso del CPF- es particular, ya que los precios de referencia establecidos por la CNE en la resolución de precios máximos pueden llegar a ser varias veces inferiores al del resto de los servicios. Así, el promedio del valor ofertado para CPF- del año 2024 rondó 0,5 USD, mientras que durante el año 2023 alcanzó 0,7 USD.

⁶⁸ Una "oferta filtrada" se entiende como una oferta que pasó las medidas de mitigación establecidas en la resolución de valores máximos de la CNE.

Tabla V.3.1
Estadísticas descriptivas ofertas “filtradas” recibidas en 2023 - 2024

Año	Servicio	Promedio	Desv. Est.
2024	CPF-	0,4861	0,5193
	CSF-	1,6183	2,5885
	CSF+	1,7346	2,4392
	CTF-	0,7689	1,4601
	CTF+	2,1038	2,0995
2023	CPF-	0,8554	0,6720
	CSF-	2,5278	2,5415
	CSF+	2,6466	2,6727
	CTF-	2,2315	2,3887
	CTF+	3,3512	2,3344

V.3 Conclusiones

Las adjudicaciones por ofertas se mantuvieron relativamente estables respecto del año 2023, oscilando entre un 30% y 90% para el CSF de subida y entre un 30% y 60% para el servicio de bajada; mientras que para el CTF esta cifra osciló entre un 40% y 90% para el servicio de subida, y 50% y 70% para el de bajada.

Con la verificación de unidades ERV para la prestación de SSCC, y su incorporación en la co-optimización, a partir de la segunda mitad de octubre las adjudicaciones a centrales solares y eólicas en períodos de recorte de energías renovables pasó a ser significativo, siendo reducidas las adjudicaciones a centrales térmicas.

Esto hace menos probable el despacho de centrales térmicas para la prestación de los servicios de CSF y CTF, con la consiguiente reducción de sobrecostos asociados a dichos servicios complementarios, pero aún siguen siendo relevantes para el servicio de CPF.

Para prescindir totalmente de centrales térmicas en la prestación de SSCC de CPF, se considera necesario transitar a un esquema de remuneración de Precio Uniforme para el componente actualmente subastado (costos directos), con tal de que exista un excedente del productor para tecnologías más eficientes, y con ello eventualmente contribuir a disminuir los costos de operación. Para que esto sea efectivo, sin embargo, se necesitan otros factores habilitantes, como claridad en la determinación de costos de oportunidad para los medios de almacenamiento al momento de prestar SSCC, y un proceso de verificación eficiente.

CAPÍTULO VI: MERCADO DE PEQUEÑOS MEDIOS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA

VI.1 Antecedentes Generales

Los pequeños medios de generación distribuidos son aquellos generadores conectados a las redes de distribución que inyectan excedentes de potencia menores o iguales a 9000 kW y, junto a los pequeños medios de generación, constituyen los medios de generación de pequeña escala. En los últimos 10 años, este segmento ha aumentado su presencia de manera sustancial, pasando de menos de 200 MW en potencia instalada a inicios de 2014 a más de 3.200 MW a fin de diciembre de 2024, pasando a convertirse en un segmento considerable dentro de la matriz energética nacional. Este crecimiento ha estado impulsado principalmente por medidas establecidas en el marco regulatorio.

El marco regulatorio está establecido en la Ley General de Servicios Eléctricos y en el Reglamento para medios de generación de pequeña escala que está contenido en el Decreto Supremo N° 88 emitido por el Ministerio de Energía en 2019 (“DS 88”), y que reemplazó al primer reglamento contenido en el Decreto Supremo N° 244 del Ministerio de Economía (“DS 244”).

El DS 88 regula los procedimientos de interconexión, energización y puesta en servicio de los pequeños medios de generación y de los pequeños medios de generación distribuida, así como también el mecanismo de estabilización de precios por el que pueden optar estos medios de generación.

Los procedimientos, metodologías y exigencias para la conexión y operación de los Pequeños Medios de Generación Distribuidos están establecidos en la Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD, que tiene una última actualización en febrero del año 2024.

Si bien la presencia y desarrollo de este segmento puede traer beneficios al sistema, no están exentos de dificultades en la operación como son las congestiones en las redes de distribución y zonales, y la poca visibilidad que tiene este tipo de centrales para el organismo coordinador de la operación.

VI.2 Evolución Generación y Capacidad Instalada

Durante el año 2024 se incorporaron 441 MW de potencia instalada en pequeños medios de generación distribuidos, de los cuales 434 MW corresponden a PMGD de tecnología solar fotovoltaica (98%). Con ello, el segmento en su conjunto alcanzó los 3242 MW a diciembre de 2024. La tecnología solar es la dominante en el segmento PMGD, con un 83.4% de la potencia instalada total. Le sigue la tecnología termoeléctrica con un 9.7%, compuesta por centrales diésel y centrales de biomasa o biogás. Finalmente, las centrales del tipo hidroeléctrica alcanzan un 5.2% y la eólica 1.7% del total de la potencia PMGD a diciembre de 2024.

El Gráfico VI.2.1 muestra la evolución de la potencia instalada hasta diciembre de 2024 y el gráfico Gráfico VI.2.2 muestra su distribución geográfica.

Gráfico VI.2.1
Potencia instalada PMGD por año

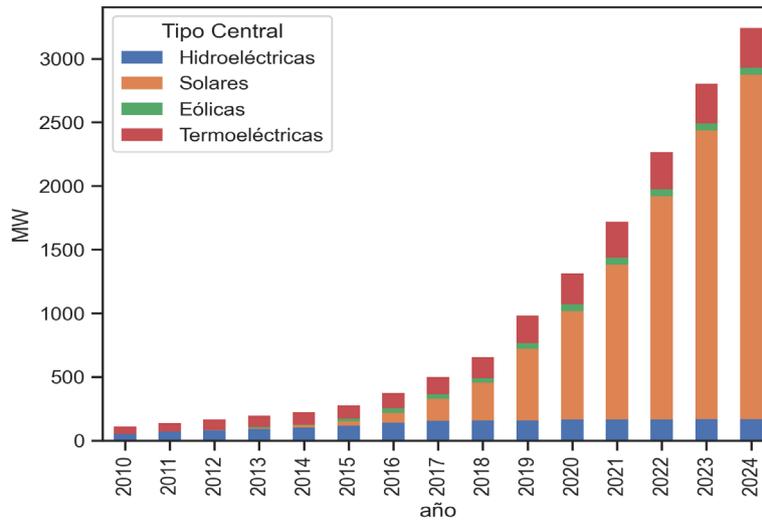
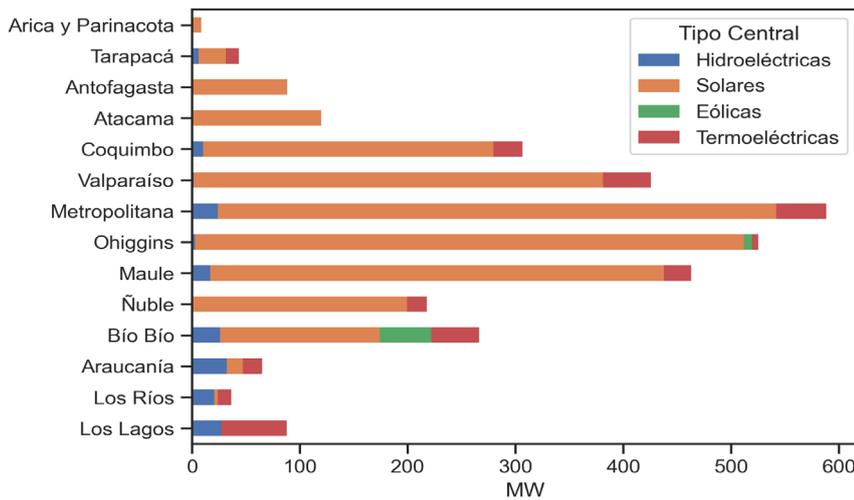


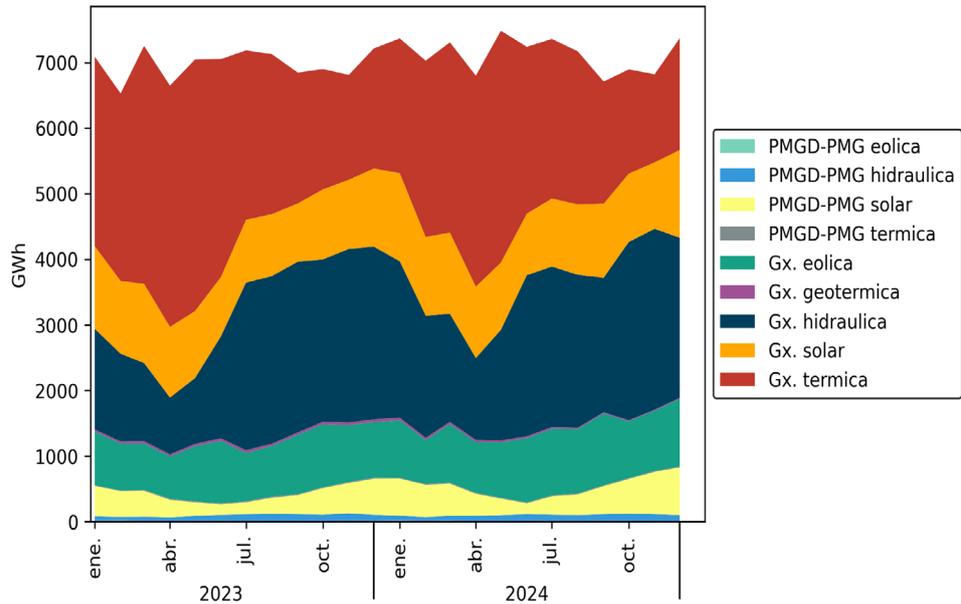
Gráfico VI.2.2
Potencia instalada PMGD por región



En el año 2024, este segmento continuó desacelerando su crecimiento, aumentando un 15,7% la potencia instalada respecto de diciembre del año 2023, contrastando con aumentos de más de 30% de la potencia instalada en años anteriores. Al finalizar el año 2024 la potencia instalada del segmento PMGD alcanzó un 9.5% de la potencia total instalada en el sistema eléctrico nacional. Durante el año 2024 se instalaron PMGD en casi todas las regiones del SEN, destacando las regiones comprendidas entre Valparaíso y Biobío, las que concentraron el 85% de la capacidad instalada.

Respecto de la generación, el Gráfico VI.2.3 muestra la generación mensual en el sistema identificando las centrales PMG y PMGD del resto de las centrales del sistema eléctrico por tipo de tecnología.

Gráfico VI.2.3
Generación mensual por tecnología y segmento de generación



La generación de tipo PMGD en 2023 representó un 5.5% de la generación total en el sistema, siendo el mes de diciembre el que alcanzó la máxima proporción con un 8.2% del total mensual. Sin embargo, la hora en que la generación PMGD tuvo la máxima penetración, fue la hora 12 del 25 de diciembre alcanzando un 21.4% en 2023. Por su parte la generación de tipo PMGD en 2024 representó un 6.75% de la generación total en el sistema, siendo de igual forma el mes de diciembre, el mes en que alcanzó la máxima proporción con un 10.2% del total mensual. Por último, la hora en que la generación PMGD tuvo la máxima penetración en el año 2024, fue la hora 13 del 27 de octubre alcanzando un 26.12%.

VI.3 Régimen de Precios PMGD

Los generadores de pequeña escala tienen la facultad de comercializar la energía suministrada al sistema al costo marginal instantáneo o, alternativamente, a un precio estabilizado, así como vender los excedentes de potencia al precio de nudo de la potencia.

El Decreto Supremo 88 (DS 88) define el precio estabilizado en seis intervalos de tiempo, cada uno con una duración de cuatro horas, estos son fijados por el Ministerio de Energía y calculados semestralmente por la Comisión Nacional de Energía. Además, este reglamento establece un régimen transitorio que permite a los medios de generación de pequeña escala, que cumplan ciertas condiciones, optar por una valorización de sus inyecciones de energía al precio estabilizado definido en el DS 244, correspondiente al Precio de Nudo de Corto Plazo (PNCP).

Los medios de generación de pequeña escala elegibles para valorizar su energía al PNCP son aquellos que cumplan con las siguientes condiciones:

- Estar operativos en la fecha de publicación del DS 88.
- PMGD que hayan obtenido su Informe de Criterios de Conexión (ICC) y hayan solicitado y recibido su Declaración en Construcción dentro de los plazos reglamentarios.

- Aquellos medios que hayan realizado los tramites en el Servicio de Evaluación Ambiental y hayan solicitado y recibido su Declaración en Construcción en los plazos establecidos.

El reglamento fija plazos para cumplir con los requisitos mencionados, con el último vencimiento en octubre de 2022. Los generadores en operación a la fecha de publicación del DS 88 pueden elegir cualquiera de los regímenes de valorización energética —costo marginal, precio estabilizado por intervalo o PNCP— siempre y cuando notifiquen su elección al Coordinador dentro de los cuatro años siguientes a la publicación del DS 88, es decir, hasta octubre de 2024. Los generadores que no estaban en operación en la fecha de publicación del decreto, pero que cumplen con las condiciones mencionadas, pueden optar por el régimen de valorización al PNCP si lo notifican al Coordinador al menos un mes antes de su entrada en operación.

El régimen transitorio tiene una duración de 165 meses (más de 13 años) desde la publicación del DS 88, permitiendo a los PMG y PMGD que cumplan con los requisitos optar por la valorización al PNCP hasta julio de 2034.

VI.3.1 Comparación de Régimen de Precios PMGD

Los gráficos VI.3.1, VI.3.2 y VI.3.3 ofrecen una comparativa entre el costo marginal promedio mensual, el precio estabilizado por intervalo temporal y el precio nudo de corto plazo en 3 barras del sistema eléctrico representativas de la zona norte, centro y sur, barras Crucero 220 kV, Quillota 220 kV y Puerto Montt 220 kV respectivamente. Esta comparación se realiza en horas solares, considerando el periodo de 8:00 a 20:00 horas y en las restantes horas no solares.

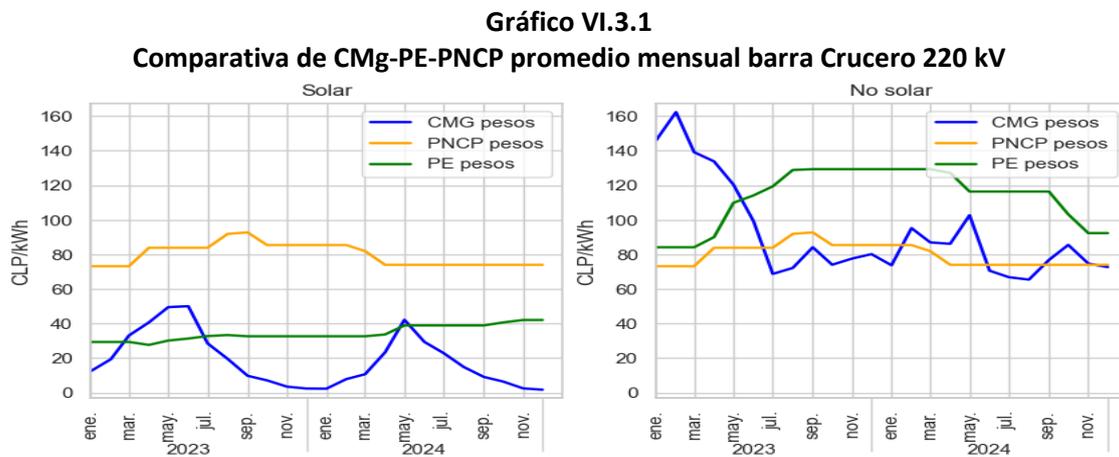


Gráfico VI.3.2
Comparativa de CMg-PE-PNCP promedio mensual barra Quillota 220 kV

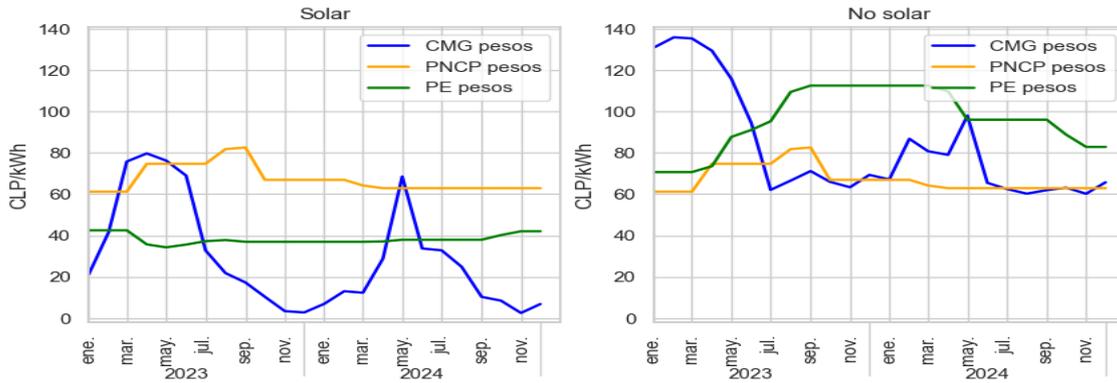
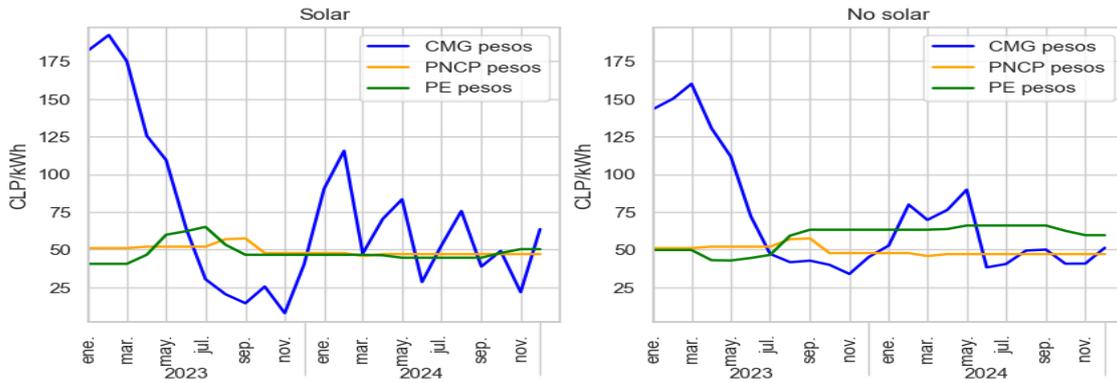


Gráfico VI.3.3
Comparativa de CMg-PE-PNCP promedio mensual barra Puerto Montt 220 kV



Se observa que en general, los costos marginales durante las horas solares son más bajos que los costos marginales en horas no solares, debido a la abundante generación de energía solar fotovoltaica durante el día, así como a los episodios de costos marginales nulos durante las horas solares. Lo anterior no tiene el mismo efecto en barras que operan en periodos desacopladas del sistema como es el caso de la barra de Puerto Montt, en estas barras el efecto de la generación solar y los costos marginales nulos es menor. Del mismo modo en los meses con mayor radiación solar, los costos marginales son menores que en los meses de invierno.

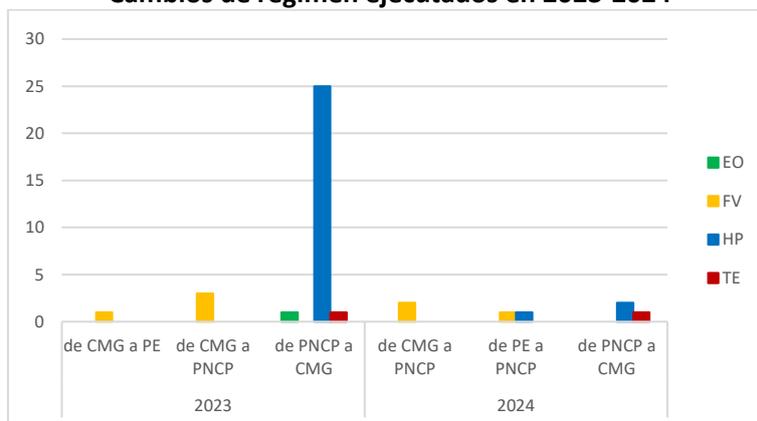
Por otro lado, generalmente los precios estabilizados tanto el precio nudo de corto plazo como el precio estabilizado por bloque horario, son mayores al costo marginal especialmente en las barras acopladas en horas solares. Respecto de los precios estabilizados, el precio nudo de corto plazo resulta mayor que el precio estabilizado por bloque en horas solares y lo contrario sucede en horas no solares.

VI.3.2 Cambio de régimen de precios PMGD

El régimen de valorización establece un período de permanencia mínimo de 4 años para las centrales en operación. Cualquier central que desee cambiar de régimen deberá notificar su elección con una antelación no menor a 6 meses.

En el Gráfico VI.3.4 se muestran los cambios en el régimen de valorización solicitados por las empresas propietarias para ser ejecutados en los años 2023 y 2024.

Gráfico VI.3.4
Cambios de régimen ejecutados en 2023-2024

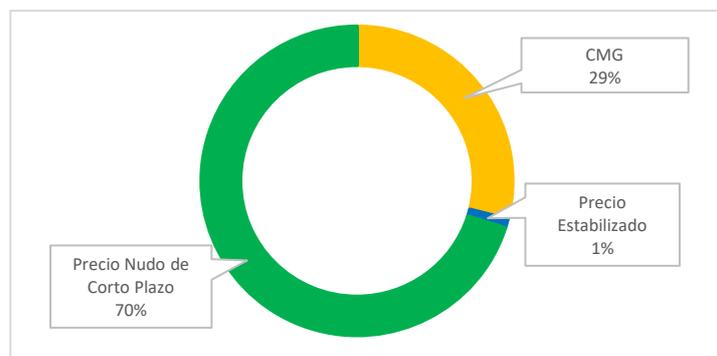


Los cambios anuales de régimen solicitados no han sobrepasado 7 solicitudes por año, el año 2023 fue excepcional en ese sentido ya que se solicitaron un total de 31 cambios de régimen, la mayoría de centrales de tipo hidroeléctricas las cuales transitaron del régimen de precio nudo de corto plazo al de costo marginal.

VI.3.3 Distribución de Régimen de Precios PMGD y PMG

El Gráfico VI.3.5 a continuación muestra la distribución del régimen de valorización a diciembre de 2024.

Gráfico VI.3.5
Distribución de régimen de valorización de centrales PMGD/PMD a dic/2024



Las centrales que se encuentran acogidas al precio nudo de corto plazo representan el 70% del total de las centrales PMGD. De estas, el 96% corresponde a centrales de tipo fotovoltaicas. A continuación, se encuentran las centrales acogidas al costo marginal, que representan un 29%. En su mayoría, estas centrales son de tecnología termoeléctrica e hidroeléctrica. Finalmente, solo 8 centrales se encuentran acogidas al nuevo régimen de precios estabilizado por bloque horario. De ellas 3 corresponden a centrales hidroeléctrica, 2 a tecnología solar fotovoltaica, 2 a tecnología eólica, y 1 a tecnología de tipo biomasa.

En contraste en diciembre de 2023, las centrales acogidas a precio nudo de corto plazo representaban el 67.1%. Por su parte las centrales con régimen de costo marginal alcanzaban el

32.3% y 5 centrales estaban acogidas a precio estabilizado por bloque horario representando el 0.7% del total de centrales

VI.4 Compensaciones Por Precio Estabilizado

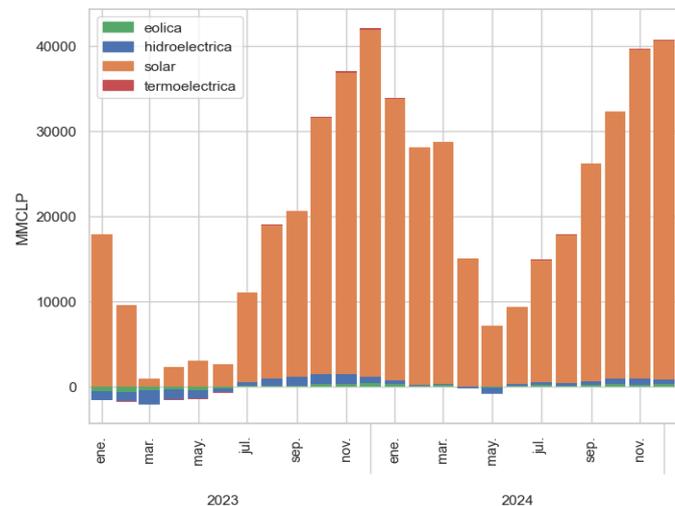
VI.4.1 Compensaciones Mensuales Por Precio Estabilizado

Para aquellos medios de generación de pequeña escala que se encuentren acogidos al régimen de precio estabilizado, la diferencia entre la valorización de sus inyecciones a precio estabilizado y al costo marginal, debe ser asignada por el Coordinador entre quienes realicen retiros de energía, a prorrata de estos retiros.

Por lo tanto, en las horas en que el precio estabilizado es mayor que el costo marginal, la diferencia es positiva, por lo que el medio de generación recibe un pago o compensación por precio estabilizado⁶⁹, mientras que, si el precio estabilizado es menor que el costo marginal, el medio de generación debe entregar esta diferencia en la valorización de sus inyecciones.

A continuación, el Gráfico VI.4.1 muestra las compensaciones mensuales por precio estabilizado clasificadas por tecnología en los años 2023 y 2024.

Gráfico VI.4.1
Compensaciones mensuales por precio estabilizado años 2023-2024



La predominancia de la tecnología solar en el segmento PMGD y PMG, sumado a que las diferencias entre precio estabilizado (PNCP) y costo marginal resultan mayoritariamente positivas es que las centrales con tecnología solar por lo general reciben pagos por compensaciones y que estas tienen una magnitud mayor que para el resto de las tecnologías.

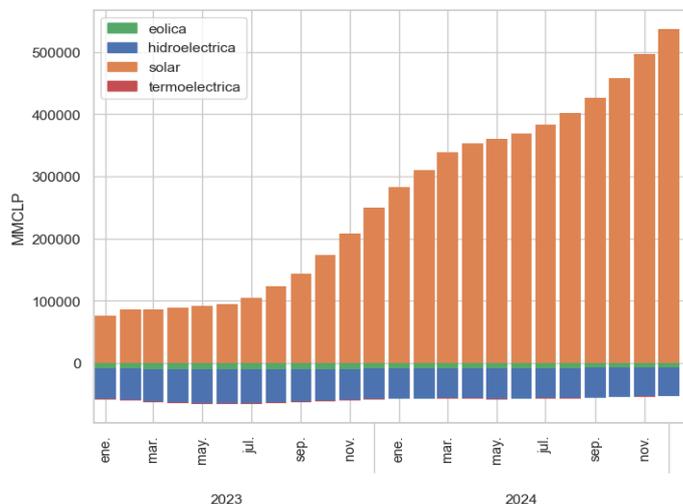
⁶⁹ En el balance de energía todas las inyecciones de energía son valorizadas al costo marginal correspondiente por lo que inyecciones de centrales acogidas a un régimen de precios estabilizados deben ser compensadas en un proceso adicional que cubra las diferencias en la valorización.

VI.4.2 Compensaciones acumuladas por precio estabilizado

El mecanismo de estabilización actual basado en la valorización a precio estabilizado no asegura que las compensaciones recibidas y entregadas por una empresa sean equivalentes durante un período de observación. Aunque, en un diseño apropiado, se esperaría que un mecanismo de esta naturaleza fuera neutral a largo plazo, las reglas actuales no garantizan la equivalencia de las compensaciones acumuladas en ambas direcciones.

En el Gráfico VI.4.2 se muestran las compensaciones acumuladas en los años 2023 y 2024, pero considerando las compensaciones desde el año 2020. Como puede apreciarse, en todo el periodo observado las centrales que se ven beneficiadas con el pago de compensaciones son las centrales de tipo solar, que han recibido compensaciones considerables a la fecha actual alcanzando 536709 MMCLP a diciembre de 2024. Para las demás tecnologías se incrementaron las compensaciones pagadas netas hasta mediados del año 2023 y solo a contar del segundo semestre se vieron levemente disminuidas dado que recibieron el pago por compensaciones a partir de julio. En total las tecnologías restantes han acumulado pagos por 53076 MMCLP (desde 2020).

Gráfico VI.4.2
Compensaciones acumuladas por precio estabilizado años 2023-2024

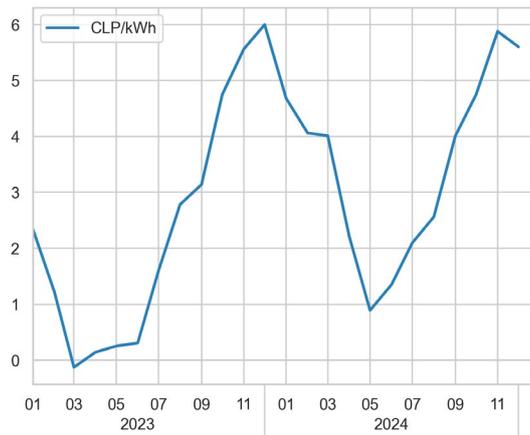


VI.4.3 Costo de Compensaciones Por Precio Estabilizado

Las empresas generadoras que retiran energía del sistema deben pagar una compensación mensual por precio estabilizado. Esta compensación corresponde a la suma de las compensaciones horarias que se calculan como la proporción de la compensación horaria total a prorrata de los retiros de la empresa generadora.

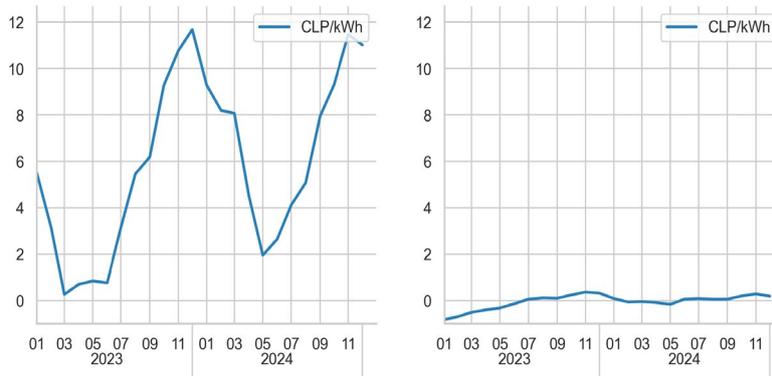
A continuación, se presentan los costos por kWh por compensaciones por precio estabilizado como promedio mensual. En el Gráfico VI.4.3 se muestra el costo promedio por retiro de las compensaciones mensuales y el Gráfico VI.4.4 muestra los costos por retiro distinguiendo horas solares y horas no solares para el periodo 2023 -2024.

Gráfico VI.4.3
Costos por compensaciones por kWh de retiro 2023 - 2024



Para 2024 los costos mensuales promedio por compensaciones por precio estabilizado por kWh han estado entre 0.9 y 5.9 CLP/kWh, mientras que en el año 2023, alcanzaron valores extremos mayores situándose entre -0.19 y 6 CLP/kWh.

Gráfico VI.4.4
Costos por compensaciones por kWh de retiro 2023 – 2024, distinguiendo horas solar y no solar.



Al distinguir el costo de las compensaciones en horas solares y horas no solares, se observa el contraste en el costo de las compensaciones por kWh en ambos bloques. En horas solares alcanza valores entre 0.3 y 11.7 CLP/kWh en el periodo observado, alcanzando valores máximos en los periodos con mayor radiación solar, debido a que es en estos periodos donde se genera el mayor monto de compensaciones a pagar a la tecnología solar que es la mayoritaria en el segmento PMGD/PMG. Por el contrario, para las horas no solares las compensaciones están entre -0.8 y 0.4 CLP/kWh para el periodo 2023 a 2024.

VI.5 Proyectos PMGD en construcción y conexión

El proceso de conexión de los PMGD se rige por la normativa actual, que incluye la Norma Técnica de Seguridad y Calidad del Servicio (NTSyCS), la Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD (NTCO) y el Decreto Supremo N°88.

El proceso se inicia con la presentación de parte de la empresa propietaria de un proyecto PMGD ante la Empresa Distribuidora de una Solicitud de Conexión a la Red (SCR) junto con el cronograma de ejecución del proyecto. Una vez que la empresa distribuidora responde a la SCR, la empresa PMGD interesada debe realizar los estudios técnicos indicados para poder obtener el Informe de Criterios de Conexión (ICC) de parte de la empresa distribuidora. Este Informe de Criterios de Conexión establece las condiciones técnicas y económicas para la conexión del proyecto.

Para mantener la vigencia del ICC los propietarios de PMGD deben obtener y conservar la calidad de proyecto Declarado en Construcción⁷⁰, emitido por la Comisión Nacional de Energía. La empresa propietaria u operadora del PMGD debe realizar las obras de conexión y cumplir con los requisitos establecidos en el ICC y en la normativa aplicable. Una vez terminadas las obras, las empresas propietarias de PMGD deben solicitar al Coordinador la autorización para la puesta en servicio del proyecto. Finalmente, luego de concluido el periodo de puesta en servicio, el PMGD debe realizar una Solicitud de Entrada en Operación al Coordinador Eléctrico que, una vez aprobada, le permite a la empresa iniciar la operación comercial del proyecto, que implica la venta de la energía generada al precio estabilizado o al precio de mercado.

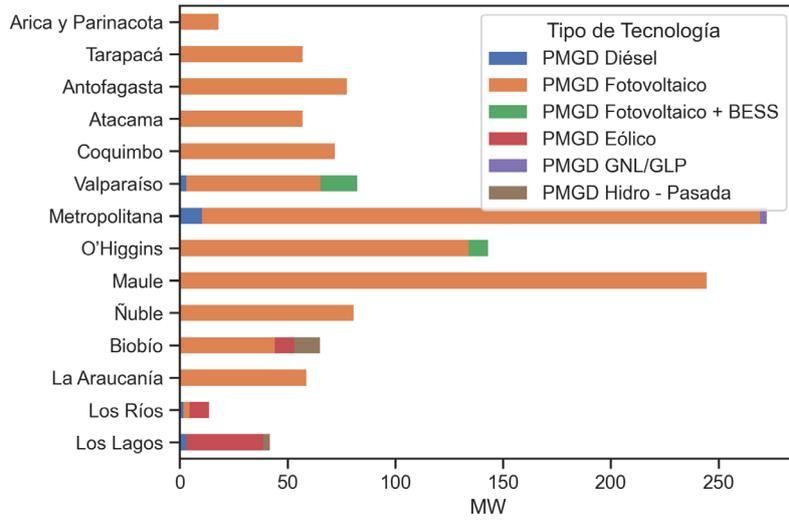
El Gráfico VI.5.1 muestra los proyectos declarados en construcción por región a diciembre de 2024. A dicha fecha, los proyectos en construcción alcanzan los 1283 MW, siendo un 91% de tecnología solar.

De acuerdo al artículo transitorio N° 2 del Decreto N° 88, entre los requisitos para que los medios de generación de pequeña escala puedan optar régimen de precio nudo de corto plazo, está el que hayan obtenido su declaración en construcción hasta 24 meses después de publicado dicho decreto. De acuerdo a la RE N° 700 de la Comisión, existe más de 1000 MW que obtuvieron su declaración en construcción hasta octubre de 2022, por lo que si cumplen con las condiciones adicionales, podrían optar al régimen de precio nudo. Lo anterior solo si llegan a concretarse estos proyectos ya que en la actualidad la mayoría presenta atrasos significativos respecto a su cronograma original.

⁷⁰ Art.21 Decreto 125/2019 del Ministerio de Energía señala que la Comisión, dentro de los últimos cinco días hábiles de cada mes, dictará una resolución en la cual declarará en construcción todas aquellas instalaciones que cumplan con las exigencias establecidas en la Ley y en la normativa vigente para obtener dicha declaración.

Gráfico VI.5.1

Proyectos PMGD declarados en construcción por tecnología y región a diciembre de 2024.



En la etapa final del proceso se encuentran los proyectos en conexión de centrales PMGD que se muestran en el Gráfico VI.5.2. A diciembre de 2024 suman 457.2 MW de los cuales 115.7 MW están en etapa de prueba de puesta en servicio como se muestra en el Gráfico VI.5.3.

Gráfico VI.5.2

Proyectos PMGD declarados en construcción por tecnología y región a diciembre de 2024.

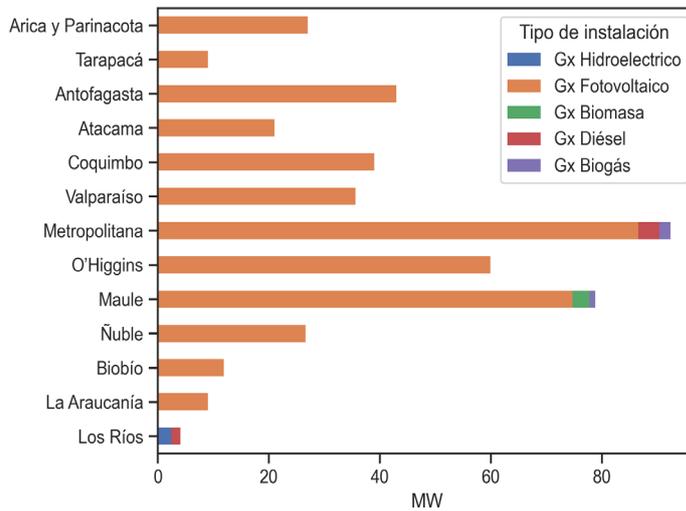
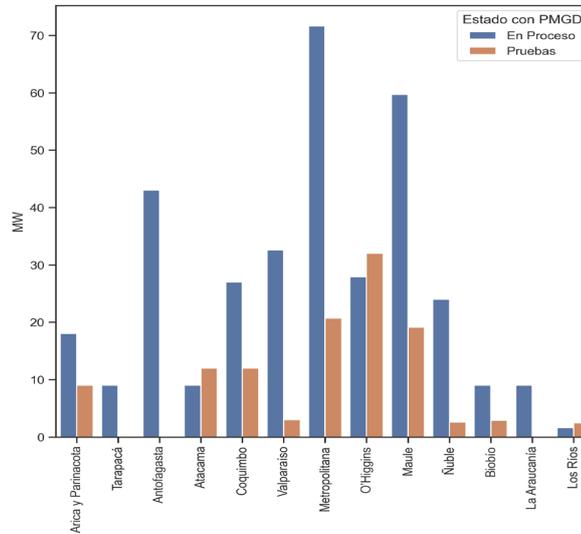


Gráfico VI.5.2
Proyectos PMGD en proceso de conexión por etapa a diciembre de 2024



VI.6 Congestiones en las redes de transmisión zonal

El crecimiento no planificado de los PMGD ha tenido consecuencias negativas en las redes de transmisión zonal de ciertas áreas. La inyección de excedentes de energía desde las redes de distribución hacia el sistema eléctrico, producto de la inyección de los PMGD, ha provocado en algunos escenarios la congestión de las redes de transmisión zonal que ven superada su capacidad de diseño en algunos casos. Además, estas inyecciones suelen coincidir con periodos de sobreoferta de energía en el sistema, principalmente porque la mayoría de los PMGD son de origen solar.

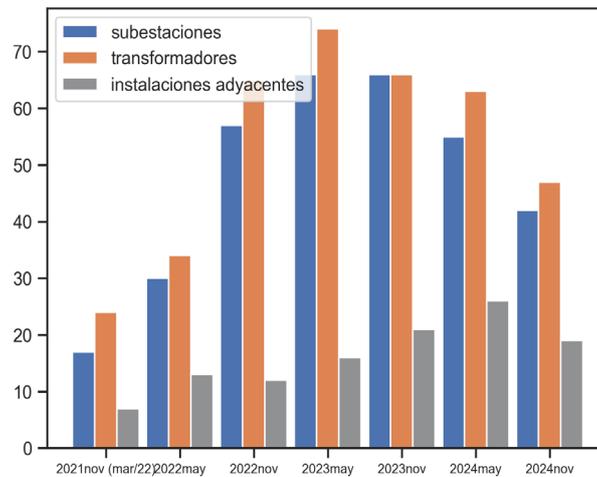
Para mitigar las potenciales congestiones derivadas de la inyección de PMGD, el Coordinador debe realizar un estudio semestral que confirme su presencia⁷¹. Este estudio debe tomar en cuenta el avance real de las obras del sistema de transmisión zonal, los niveles de demanda previstos para la zona afectada y el grado de avance en la conexión de los PMGD implicados. Si se verifican las congestiones, el Coordinador deberá instruir el tratamiento técnico adecuado para estas inyecciones, con el fin de resolver las posibles congestiones.

En el Gráfico VI.6.1 se muestran las congestiones verificadas en los distintos estudios publicados por el Coordinador⁷², incluyendo el último publicado en noviembre de 2024.

⁷¹ Estudios disponibles en: <https://www.coordinador.cl/desarrollo/documentos/estudios-de-planificacion/estudio-de-verificacion-de-congestiones-en-transmision-zonal-por-inyeccion-de-pmgd/>

⁷² No se muestran los dos primeros estudios de noviembre de 2020 y mayo de 2021 en que se concluyó que no se verificaban congestiones producto de la inyección de excedentes de PMGD en redes de transmisión zonal.

Gráfico VI.6.1
Numero de instalaciones con congestión semestrales verificada por inyección de PMGD



Con anterioridad a mayo de 2023, las congestiones verificadas se incrementaron en cada semestre en subestaciones/transformadores, sin embargo, en los semestres siguientes el número de transformadores y subestaciones donde se verifican congestiones disminuye o se mantiene en cada semestre. Esta disminución podría explicarse por posibles acciones tomadas por las empresas distribuidoras en su red o ampliaciones realizadas a la red de forma de liberar estas congestiones.

Por otro lado, las instalaciones adyacentes con congestiones verificadas se han incrementado excepto en el segundo semestre de 2024.

VI.7 Conclusiones

Si bien diversos factores han contribuido al auge de la instalación de PMGD principalmente solares, uno de los principales impulsores ha sido el beneficio regulatorio que permite a este segmento acceder a un precio estabilizado, desacoplado del precio de mercado, específicamente al precio nudo de corto plazo⁷³.

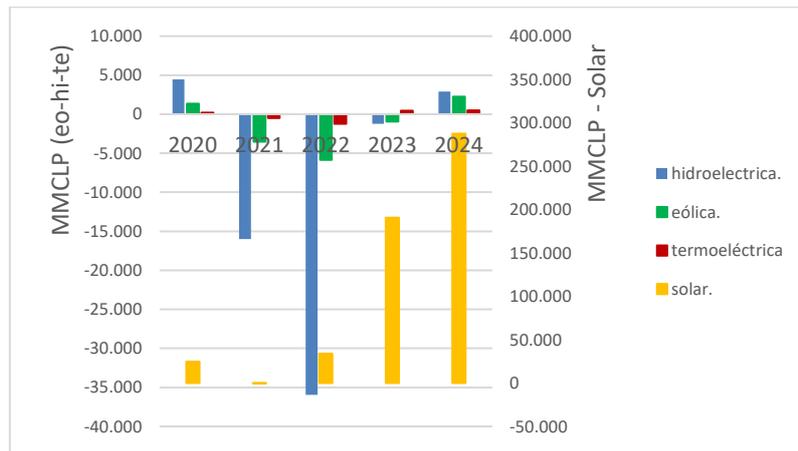
Durante 2024, la potencia instalada de este tipo de generación continuó aumentando, aunque a un ritmo menor que en años anteriores. Esta desaceleración podría explicarse por la limitación introducida en la normativa, que restringe el acceso al precio nudo de corto plazo solo a aquellos proyectos cuya declaración en construcción se completó hasta octubre de 2022. Como resultado, los desarrolladores habrían acelerado sus procesos en años previos, perdiendo actualmente dicho incentivo.

A pesar de esta ralentización, la participación de la generación PMGD en el sistema eléctrico continúa creciendo. En 2024, su participación en la generación anual aumentó desde un 5,5%

⁷³ Lo anterior da origen a una distorsión en la competencia en el mercado, no solo entregando ventajas injustificadas al segmento PMGD, sino que también incrementando directamente las cuentas de los clientes libres que poseen cláusulas de traspasos de pagos laterales en sus contratos.

en 2023 hasta un 6,75%. A su vez, la máxima participación horaria de esta tecnología alcanzó un 26,1%, lo que representa un aumento de 5 puntos porcentuales respecto del 21,4% registrado en 2023.

En paralelo, las compensaciones por concepto de precio estabilizado continúan aumentando. En 2023, las compensaciones acumuladas alcanzaron los 189.062 millones de pesos chilenos (MMCLP), mientras que en 2024 se incrementaron en un 55%, totalizando 293.079 MMCLP. La figura siguiente muestra la evolución de estas compensaciones anuales acumuladas entre 2020 y 2024.



Como se puede observar, la tecnología solar concentra la mayor parte de las compensaciones, siendo además la única tecnología que ha registrado compensaciones netas positivas de manera sostenida durante todo el período analizado. Es decir, ha recibido pagos por este concepto en todos los años, a diferencia de otras tecnologías que han registrado montos netos negativos. Y por tanto, no se proyecta una disminución de las compensaciones por precio estabilizado en el corto plazo.

Por el contrario, la entrada en operación de proyectos que obtuvieron su declaración en construcción antes de octubre de 2022 y que pueden acceder al precio nudo de corto plazo, podría incrementar significativamente estas compensaciones. A ello se suma el derecho al autodespacho que poseen los PMGD, así como el hecho de que no enfrentan riesgos asociados a la reducción de energía por razones económicas. Esto les otorga una ventaja frente a otros generadores sin contratos que están expuestos al costo marginal, e incluso respecto de aquellos que participan en el mercado de contratos, cuyos precios son finalmente los que enfrentan los clientes. En cambio, el precio estabilizado, que no se refleja en las tarifas percibidas por los clientes, representa un costo adicional para ellos.

Finalmente, este escenario podría intensificarse aún más si se materializan proyectos con sistemas de almacenamiento en redes de distribución —aquellos con excedentes de potencia menores a 9 MW— que también pueden acceder al precio estabilizado. Estos proyectos podrían inyectar energía durante horas no solares, en las cuales el precio estabilizado por bloque ha superado sistemáticamente los precios de las horas solares, acentuando las distorsiones antes mencionadas.

CAPÍTULO VII: RECORTES DE ENERGÍA RENOVABLE VARIABLE

Los recortes⁷⁴ de energías renovables variables se han vuelto comunes en el mercado eléctrico nacional. En una primera instancia, estos estaban asociados primordialmente a congestiones en la zona norte del país, pero en la actualidad los recortes por exceso de oferta a nivel nacional son más frecuentes que los originados por restricciones en la transmisión.

El 2024 los recortes aumentaron considerablemente respecto del año 2023, pasando de un promedio de 11,6% a 19,1%. La mayoría de los recortes, medidos como proporción sobre la generación ERV, se produjo en el rango de 25% a 50%, en contraste con lo sucedido el año 2023, donde los recortes menores o iguales a 5% fueron los más frecuentes. Si esta distribución se compara con lo sucedido en CAISO, el 2023 fue similar, aunque el recorte horario promedio fue muchísimo menor que en el SEN, pero durante el año 2024 aumentó la concentración en el rango menor a 5% de la energía ERV, a diferencia de lo sucedido en Chile⁷⁵. Esta comparación, no obstante, se debe realizar con precaución, ya que CAISO posee un nivel de almacenamiento sustantivamente superior al de Chile, donde se encuentra solo en etapas incipientes. Con una alta penetración de sistemas de almacenamiento, sería esperable que los niveles de recortes de ERV convergiera a niveles similares a los de California.

Distribución recortes SEN vs CAISO, período 01 enero – 31 diciembre 2024
(Recorte medido como % de recortes sobre generación ERV)

Recorte sobre Generación ERV	SEN		CAISO	
	Frecuencia	% sobre horas con recortes	Frecuencia	% sobre intervalos con recortes
(0% , 5%]	1.094	22,3	3.044	73,0
(5% , 10%]	556	11,3	498	11,9
(10% , 15%]	564	11,5	280	6,7
(15% , 20%]	593	12,1	143	3,4
(20% , 25%]	565	11,5	77	1,8
(25% , 50%]	1.336	27,2	127	3,0
(50% , 75%]	194	4,0	1	0,0
(75% , 100%]	1	0,0	0	0,0
Total horas con recortes	4.903	100,0	4.170	100,0
Total horas período	8.784		8.784	
Promedio recorte		19,1%		4,6%

Distribución recortes SEN vs CAISO, período 01 enero – 31 diciembre 2023
(Recorte medido como % de recortes sobre generación ERV)

Recorte sobre Generación ERV	SEN		CAISO	
	Frecuencia	% sobre horas con recortes	Frecuencia	% sobre intervalos con recortes
(0% , 5%]	1.673	40,3	4.217	33,7
(5% , 10%]	1.006	17,3	471	20,3
(10% , 15%]	794	17,6	164	16,0
(15% , 20%]	595	10,3	86	12,0
(20% , 25%]	344	7,1	47	6,9
(25% , 50%]	507	7,2	97	10,2
(50% , 75%]	41	0,1	43	0,8
(75% , 100%]	4	0,2	11	0,1
Total horas con recortes	4.964	100,0	5.137	100,0
Total horas	8.760		8.760	
Promedio recorte horario		11,6%		3,7%

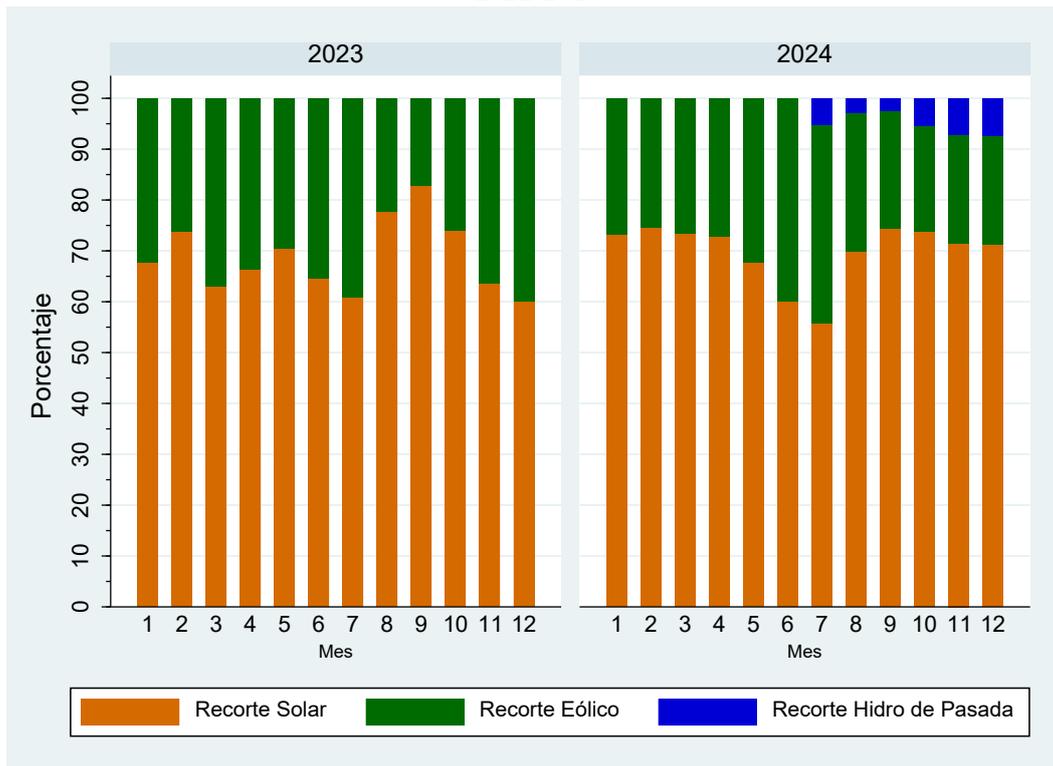
* CAISO posee intervalos de 5 minutos, mientras que en Chile se considera resolución horaria. Para el primer caso se toma en cuenta el promedio horario de la potencia registrada en los datos de generación y recortes.

⁷⁴ También denominados "curtailment" en inglés.

⁷⁵ A partir de julio de 2024, para las estadísticas de Chile se consideran los recortes y generación de centrales hidroeléctricas de pasada.

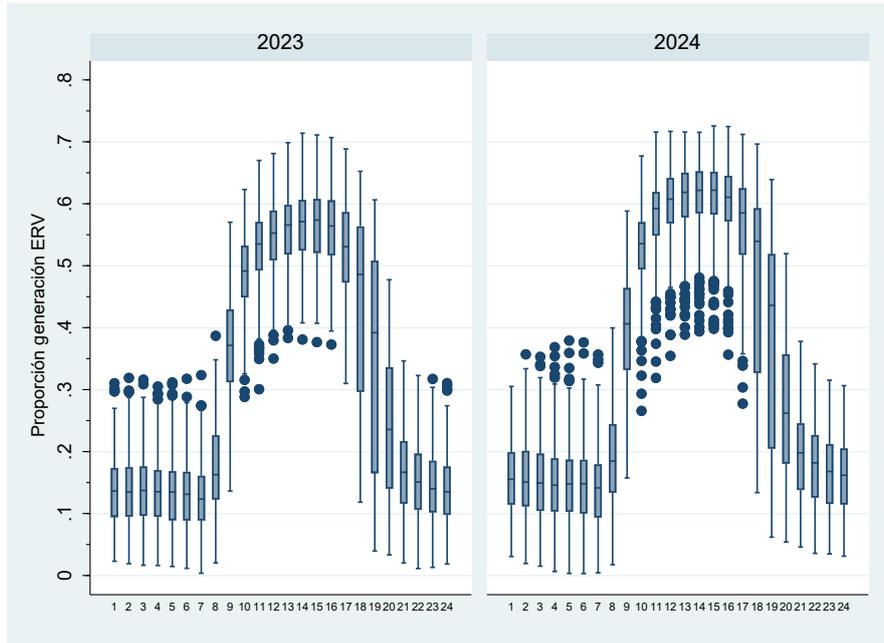
En particular en el caso del SEN, se observa en el siguiente gráfico que la mayoría de los recortes corresponde a potencia solar, lo que tiene sentido, debido a la diferencia en capacidad instalada y participación en generación. En efecto, la proporción de recortes se aproxima a la proporción de participación en generación, escenario esperado al ser los recortes proporcionales a la capacidad disponible. Cabe mencionar que solo a partir de julio de 2024 el Coordinador comenzó a publicar información de recortes de centrales hidroeléctricas, por lo que dicha estadística solo comienza a partir del citado mes.

Gráfico VII.1
Participación por tecnología de recortes ERV
2022-2023



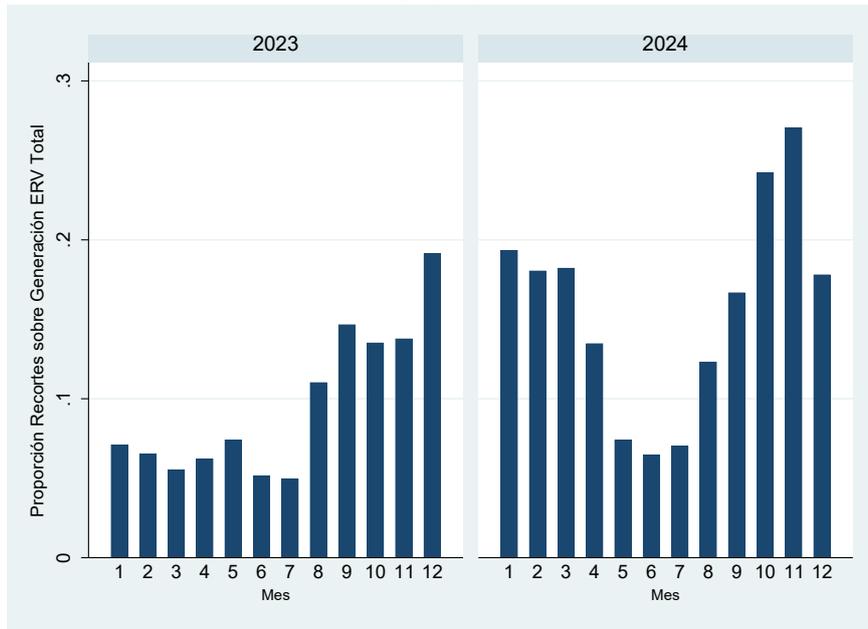
Esto es consistente con la distribución de generación ERV horaria, la cual incluso superó el 70% el año 2023 y 2024, siendo estos episodios incluso más frecuentes en el año 2024, donde incluso la mediana superó el 60%, tal como se aprecia en el Gráfico VII.2

Gráfico VII.2
Distribución de generación ERV sobre el total
2023-2024



Este aumento de generación renovable estuvo aparejado a un mayor nivel de recortes el año 2024 en todos los meses, con excepción de mayo. Durante octubre y noviembre, incluso se presenciaron recortes acumulados por sobre el 20%.

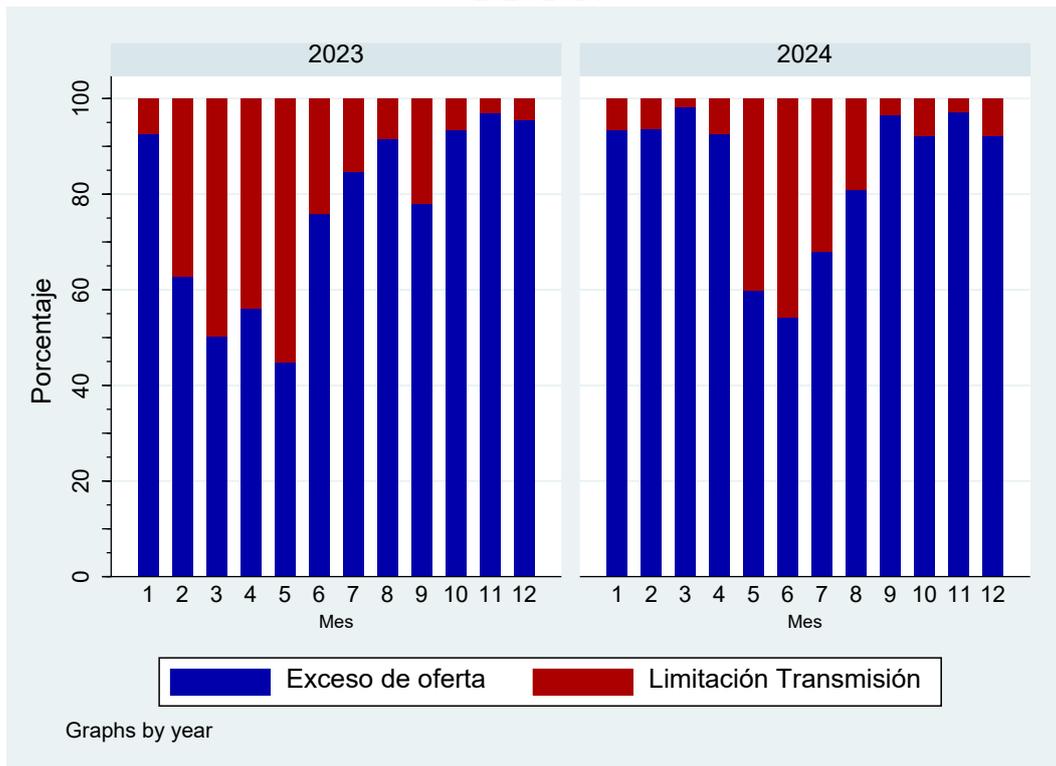
Gráfico VII.3
Proporción de recortes acumulados mensuales sobre generación ERV total⁷⁶.
2023-2024



⁷⁶ A partir de julio de 2024 se consideran los recortes y generación de centrales hidroeléctricas de pasada.

No obstante, se debe tener presente que la mayoría de los recortes se produjeron por un exceso de oferta, más no por limitaciones del sistema de transmisión. Ello se ve reflejado en el siguiente gráfico, donde se muestra la proporción de recortes mensuales que se produjeron en horas donde existió un costo marginal igual a cero de manera simultánea en la barra Crucero 220 y Quillota 220 (Exceso de Oferta), en comparación con un escenario de recortes en donde existió costo cero solo en una de las citadas barras (Limitación de Transmisión).

Gráfico VII.4
Proporción de recortes ERV por exceso de oferta y limitaciones de transmisión
2023-2024



Esta prevalencia de recortes por exceso de oferta es un factor adicional a tener en consideración respecto del tratamiento que reciben los PMGD, ya que contribuyen a esta sobrecapacidad. Por lo mismo, si bien pueden existir limitaciones físicas para hacer efectivo el recorte de estos medios de generación distribuida, al menos se debería realizar un ajuste financiero *ex-post* a los pagos por compensaciones de precio estabilizado que internalicen el recorte teórico que habrían enfrentado en tiempo real los PMGD, lo cual disminuiría las distorsiones en el mercado, y eventualmente rebajaría los pagos realizados por la mayoría de los clientes libres, y en el futuro regulados, por dicho concepto.

Por último, cabe destacar que, debido a la cuantía de los recortes observados, se ha planteado la posibilidad de permitir acuerdos bilaterales entre generadores para traspasar recortes. No obstante, bajo la actual normativa, esto no sería posible, ya que el Decreto Supremo N° 125, en su artículo 45, establece que:

“(...) En caso de que exista más de una instalación de generación con igual costo considerado en el listado de prioridad de colocación, y no exista capacidad de colocación suficiente para todas ellas, la generación de las mismas deberá ser ajustada por el Coordinador a prorrata de la potencia máxima de dichas centrales o unidades generadoras, hasta alcanzar la capacidad de colocación máxima, considerando las características técnicas de las instalaciones y sus limitaciones o restricciones operativas. Este ajuste también deberá considerar la generación

proveniente de centrales que operen con Autodespacho y Autoproductores de acuerdo a la normativa vigente. Sin perjuicio de lo anterior, excepcionalmente el Coordinador podrá considerar condiciones especiales de operación para una utilización óptima de los recursos. (...)”.

De lo anterior se desprende que la única vía para implementar un mecanismo de traspaso de recortes sería que este contribuya efectivamente a la utilización óptima de los recursos del sistema, lo cual no se verificaría en la práctica, ya que este sería neutro desde el punto de vista de la operación económica y segura del sistema. Más aún, en situaciones particulares donde el traspaso de recortes esté motivado por la existencia de contratos con compromiso de colocación de energía, en la práctica podría representar un traspaso de excedentes desde los consumidores hacia ciertos generadores.

Es importante recordar que, en un contexto competitivo, se asume que las partes ya han internalizado el riesgo de recortes en las condiciones contractuales pactadas. Por lo tanto, la habilitación de mecanismos *ex-post* que modifiquen esa distribución de riesgos, y que en este caso irían más allá de lo permitido explícitamente por la normativa, podría generar distorsiones en los incentivos, favoreciendo prácticas contractuales más arriesgadas bajo la expectativa de rescates regulatorios —lo que en la literatura económica se conoce como “riesgo moral”.

Lo anterior no implica que la implementación de un mercado de recortes no pueda tener beneficios, como una mejor administración de riesgo para los generadores, sino que su diseño e implementación deberían analizarse dentro de un marco general que considere una modificación del DS N° 125 y cuente con la participación de todos los actores potencialmente beneficiados o afectados. De esta manera, tanto clientes como generadores podrían incorporar adecuadamente los nuevos incentivos en sus decisiones contractuales, promoviendo así una asignación más eficiente y transparente de los riesgos del sistema.

Adicionalmente, un diseño robusto de este mercado debería considerar mecanismos que minimicen las interacciones directas entre competidores. Para ello, podría evaluarse la implementación de procesos competitivos, como licitaciones o subastas, abiertos a todos los interesados y basados en criterios técnicos objetivos, con el fin de reducir posibles distorsiones y asegurar que la operación del sistema no se vea comprometida.

En cualquier caso, cualquier interpretación o cambio *ad-hoc* de la normativa que quisiera respaldar este tipo de acuerdos, debería tener en consideración, como mínimo, lo siguiente:

- a) Al tratarse de acuerdos entre competidores, debería exigirse que las partes involucradas cuenten con políticas de cumplimiento normativo o *compliance* en materia de libre competencia, que garanticen una adecuada gestión de riesgos anticompetitivos.
- b) Dado que los intercambios podrían tener efectos sobre los clientes de los generadores que participan en el mecanismo, se requiere que dichos intercambios sean informados a los clientes que puedan verse eventualmente afectados.

CAPÍTULO VIII: MATERIAS ANALIZADAS POR LA UMC

VIII.1 Actividades de monitoreo

Durante el año 2024, entre otras actividades de monitoreo del mercado, se llevó a cabo un seguimiento continuo de la cadena de pagos y de las condiciones de competencia en los servicios complementarios, así como en las declaraciones de combustibles, entre otros aspectos relevantes. Adicionalmente, se destacó la detección de posibles prácticas anticompetitivas, lo que llevó a la presentación de dos propuestas normativas ante el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía, el tratamiento del carbón en el contexto del retiro de estas centrales y medidas para promover la rebaja del límite de potencia de 300kw a los potenciales clientes libres.

Por último, a solicitud del Tribunal o la Fiscalía Nacional Económica, el Coordinador proporcionó información en diversos expedientes del mercado eléctrico cuando así fue requerido.

Asimismo, la Unidad ha seguido participando en la evaluación ex post de procesos licitatorios de transmisión y auditorías técnicas, así como en evaluaciones ex ante de bases de licitación.

	2023	2024
Materia Analizadas	15	16
Antecedentes de Terceros	9	10
Antecedentes enviados a FNE	2	5
Aporte Antecedentes al TDLC	5	6

VIII.2 Cambios al sistema de costos auditados

En la Hoja de Ruta para una Transición Energética Acelerada, publicada en 2022 y actualizada en diciembre de 2024⁷⁷, se subrayó la necesidad de avanzar hacia un mercado mayorista basado en ofertas. En dicho documento, se identificaron una serie de beneficios tanto operativos como económicos, que permitirían integrar de forma adecuada los numerosos proyectos de almacenamiento requeridos por el Sistema Eléctrico Nacional, para aprovechar el potencial de generación renovable del país.

Durante el año 2024 se continuó y concluyó el trabajo realizado por la consultora ECCO International, a fin de proponer un diseño para un mercado mayorista de ofertas, servicios complementarios y capacidad. A lo largo de esta labor, se realizó una serie de reuniones con los distintos *stakeholders* y reguladores, con tal de integrar la visión e inquietudes de todos los actores del sector eléctrico.

⁷⁷ Disponible en <https://www.coordinador.cl/desarrollo/documentos/estudios-de-planificacion/hoja-de-ruta-para-una-transicion-energetica-acelerada/>

El informe final fue publicado en la página web del Coordinador⁷⁸, además de ser distribuido a diferentes autoridades y presentado en una serie de seminarios para los diversos actores del mercado.

La propuesta de ECCO International incluye una serie de mejoras al sistema actual y otros cambios destinados a garantizar una operación segura y a mitigar el poder de mercado de los diferentes agentes, incluyendo la implementación de metodologías adecuadas para mercados concentrados, con el objetivo final de transitar de forma óptima a un nuevo esquema del mercado eléctrico basado en ofertas.

VIII.3 Actividades de difusión y capacitaciones

Durante el año 2024, la UMC organizó diversas actividades de capacitación y difusión. Destacan las capacitaciones internas sobre libre competencia y licitaciones en los diversos segmentos del mercado eléctrico, llevadas a cabo por expertos externos en materias de competencia.

Adicionalmente se contó con la participación de expertos de SPP y CAISO en talleres sobre sistemas de almacenamiento, servicios complementarios en escenarios de alta penetración de centrales eólicas y funcionamiento de los mercados mayoristas de energía. Los invitados explicaron las temáticas en sus respectivos países y los desafíos de la implementación en un mercado como el chileno.

VIII.3 Participación en foros internacionales

El Coordinador, por intermedio de la UMC, es miembro desde el año 2017 del Energy Intermarket Surveillance Group (EISG), organismo que reúne a 28 instituciones, principalmente compuestas por operadores de sistemas eléctricos, incluyendo Estados Unidos, Canadá, Australia y Nueva Zelanda, entre otros, que tienen como misión monitorear la competencia en sus respectivos mercados eléctricos, también participan otras instituciones, como ministerios, reguladores y superintendencias.

VIII.4 Propuestas Normativas

En el marco de su función de monitoreo permanente de las condiciones de competencia en el mercado eléctrico, establecida en el artículo 72°-10 de la Ley General de Servicios Eléctricos, y en ejercicio de la facultad conferida por el artículo 190 del Reglamento de Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional, DS 125/2019, el Coordinador puede proponer medidas o modificaciones normativas que busquen mejorar el funcionamiento y la eficiencia de los mercados eléctricos y promover la libre competencia.

Estas recomendaciones tienen como objetivo abordar distorsiones competitivas, prevenir el ejercicio de poder de mercado y generar condiciones que permitan un desarrollo más transparente, eficiente y competitivo del sistema eléctrico nacional. A continuación, se presentan las recomendaciones realizadas⁷⁹, así como una breve descripción del estado de las mismas.

⁷⁸ Disponible en <https://www.coordinador.cl/unidad-de-monitoreo-de-la-competencia/reportes/otros-documentos/>. Se puede consultar tanto la versión original en inglés como su traducción al español.

⁷⁹ Copia de las cartas se encuentra disponible en <https://www.coordinador.cl/unidad-de-monitoreo-de-la-competencia/>

1. CARTA CD 00061-23, de 12 de julio de 2023. Propuesta Normativa PMGD

La propuesta normativa se centra en la modificación del mecanismo de estabilización de precios para los proyectos de generación distribuida de pequeña escala (PMGD). Se detalla que el actual mecanismo, establecido por el Decreto Supremo N° 88, presenta desafíos significativos y distorsiona el proceso competitivo del mercado eléctrico, al generar sobreinversiones y concentración en zonas específicas. Se sugiere establecer un precio estabilizado basado en una proyección futura del costo marginal de la energía, reliquidado semestralmente en caso de desviaciones con respecto al costo marginal real, para garantizar neutralidad financiera y estabilidad en los flujos de ingresos para los agentes de PMGD.

Además, se propone eliminar el pago de compensaciones a PMGD por inyecciones de energía al sistema de transmisión nacional en situaciones donde el flujo se invierte, promoviendo así una competencia más equitativa y eficiente en el mercado eléctrico. Se solicita también la modificación del mecanismo de incorporación de nuevos proyectos de PMGD, agregando señales de localización para un desarrollo más adaptado de este segmento, mediante la implementación de licitaciones de capacidad disponible por alimentador según lo informado por la empresa distribuidora correspondiente.

(Estado: Pendiente de implementación.)

2. CARTA CD 00075-23, de 18 de agosto de 2023. Propuesta Normativa PMGD

La propuesta de modificación normativa tiene como objetivo mejorar la eficiencia y competencia en el mercado eléctrico, centrándose específicamente en la integración de Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD) con el Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Con una capacidad instalada de PMGD en constante aumento, la propuesta reconoce la necesidad urgente de abordar los desafíos que surgen de esta integración acelerada, así como la falta de visibilidad en tiempo real de la generación de PMGD que puede poner en riesgo la seguridad del SEN y aumentar los costos sistémicos por pagos laterales, debido a la incertidumbre introducida en el seguimiento de la demanda neta y las desviaciones de generación.

La propuesta incluye medidas específicas, como la obligación para los PMGD de proporcionar todas las señales necesarias para su monitoreo y comunicación en tiempo real tanto a las Empresas Distribuidoras como al Coordinador del mercado. Esto implicaría la implementación de sistemas de medición con alta disponibilidad y equipamiento de monitoreo y comunicación en tiempo real, para coordinar eficazmente la operación según lo establecido en la normativa vigente. Además, se propone que las señales de PMGD sean dirigidas directamente a las Empresas de Distribución, quienes deberán compartir esa información con el Coordinador a través del Sistema de Información en Tiempo Real (SITR).

De forma contemporánea a la edición del presente informe, mediante carta CD N° 00029-25, se reiteró la propuesta de recomendación normativa planteada en el año 2023 y además se señalaron otras medidas adicionales que serían:

- Monitoreo y comunicación en tiempo real: Incorporar en la NTCO-PMGD la obligación para todos los PMGD (existentes y futuros) de entregar señales operacionales en tiempo real a las Empresas Distribuidoras y al Coordinador, con estándares de alta disponibilidad equivalentes al SITR.

- Aplicación de estándares técnicos exigentes: Extender a los PMGD las exigencias técnicas establecidas en el Título 3-3 y el Art. 4.3 (letras a y c) de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.
- Capacidades de monitoreo y control avanzado: Exigir a los PMGD contar con enlaces para lectura remota de protecciones, registros de perturbaciones e interrogación de equipamiento, así como enlaces de comunicación para recibir consignas de generación de forma remota.
- Pronósticos operacionales: Incluir la obligación de envío de pronósticos de generación para la programación operativa del sistema.
- Coordinación de inyecciones y eliminación del autodespacho: Incorporar a los PMGD en recortes por sobreoferta de generación gestionados por las Distribuidoras bajo instrucción del Coordinador, eliminando el régimen de autodespacho.

Mediante el Oficio Ordinario N° 430/2025, el Ministerio de Energía respondió formalmente a la carta CD 00029-25 del Coordinador Eléctrico Nacional, valorando las recomendaciones formuladas respecto a los desafíos operacionales derivados de la integración masiva de PMGD al Sistema Eléctrico Nacional. Adicionalmente indicó que parte de estas materias están siendo abordadas en el proceso de elaboración del nuevo Reglamento de Coordinación y Operación del SEN (DS N°125), que actualmente se encuentra a la espera de la presentación para consulta pública por parte del Ministerio.

(Estado: En desarrollo.)

3. CARTA CD 00006-24, de 25 de enero de 2024. Declaración de costos de combustibles

La propuesta normativa aborda la necesidad de modificar el mecanismo de declaración de costos relacionados con la generación eléctrica, específicamente los costos de los combustibles utilizados, como el carbón térmico. Se señala que el actual proceso de declaración permite cierta discrecionalidad por parte de las empresas coordinadas, lo que podría facilitar el ejercicio de poder de mercado y distorsionar la competencia en el mercado eléctrico. Se sugiere, por tanto, modificar la Norma Técnica de Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional para reducir estos espacios de discrecionalidad, estableciendo reglas más estrictas y transparentes en la declaración de mezclas de carbón.

Además, se propone modificar el esquema de valorización de los costos variables asociados a contratos con modalidad Cantidad Mínima Garantizada, con el objetivo de reconocer únicamente los costos realmente variables y no los fijos. Asimismo, se plantea establecer límites al reconocimiento de costos de *demurrage*, evitando así manipulaciones estratégicas que puedan favorecer la posición financiera de las empresas coordinadas en detrimento de la eficiencia operativa del sistema eléctrico.

Estas recomendaciones buscan promover un mercado eléctrico más eficiente y competitivo en la declaración de costos y fomentando una gestión adecuada de los recursos por parte de las empresas del sector. Se espera que estas propuestas sean consideradas en la evaluación e implementación de medidas regulatorias para mejorar el funcionamiento del mercado eléctrico.

(Estado: Pendiente de implementación.)

4. CARTA CD 00106-24 Medidas adicionales a la rebaja del límite de potencia

La propuesta normativa surge a partir del Informe N° 33/2024 del H. Tribunal de Defensa de la Libre Competencia, que recomendó implementar la rebaja del límite de potencia para acceder al régimen de cliente libre, medida que fue adoptada por el Ministerio de Energía mediante la Resolución Exenta N° 58/2024. En este contexto, el Coordinador Eléctrico Nacional planteó una serie de modificaciones normativas destinadas a apoyar dicha implementación, con el objetivo de promover un mercado eléctrico más eficiente, informado y competitivo.

Entre las recomendaciones se incluye la obligación de instalar medidores con interrogación remota y reportar su información al Coordinador en el caso de clientes con potencia igual o inferior a 1,5 MW, conectados en áreas de concesión de distribución. No obstante, esta medida ha sido objeto de revisión, considerando que la normativa vigente contempla actualmente la instalación voluntaria de unidades de medición del SMMC, previa solicitud del cliente. En este escenario, se ha planteado reorientar los esfuerzos normativos hacia el uso efectivo del SMMC como herramienta estándar para efectos de facturación y medición inteligente, sin exigir, por ahora, dispositivos con interrogación remota activa.

Asimismo, se propuso la publicación de indicadores de precios medios desagregados por tipo de red y características contractuales, más representativos de las condiciones que enfrentan los potenciales clientes libres en distribución, dado que el actual Precio Medio de Mercado (PMM) no resulta adecuado para este fin. Esta es la única recomendación que, a la fecha, no ha sido implementada.

Otras recomendaciones han tenido un mayor nivel de avance. En particular, se ha trabajado en estandarizar la entrega de información para clientes que transitan desde el régimen regulado al libre, incluyendo datos administrativos y técnicos del suministro. Durante marzo de 2025, el Coordinador ha implementado mejoras relevantes en la información disponible para clientes libres, consolidando en su sitio web un nuevo portal con antecedentes técnicos, normativos y de mercado que permiten apoyar procesos de decisión informada. Este portal está disponible en la dirección: <https://www.coordinador.cl/clienteslibres>

Además, se considera que el régimen vigente, reforzado por instrucciones recientes de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, permite la desconexión de clientes libres ante impagos, por lo que no sería necesario modificar la normativa para estos efectos. No obstante, se ha identificado la necesidad de revisar los procedimientos de comunicación entre agentes, a medida que aumente el número de clientes libres.

Respecto a la sugerencia de reducir de 12 a 6 meses el plazo de notificación para cambiar de régimen, se ha reconocido que dicha modificación requiere una reforma legal, por lo que se visualiza como un objetivo de mediano plazo que puede abordarse con una modificación sustantiva al segmento de distribución.

En síntesis, las recomendaciones han sido abordadas casi en su totalidad: algunas ya están implementadas, otras se encuentran en desarrollo o evaluación, y una parte menor queda supeditada a reformas regulatorias o legales. Estas acciones se enmarcan en el esfuerzo institucional por asegurar una transición informada y procompetitiva hacia un régimen de mayor participación de clientes libres.

(Estado: Parcialmente implementado.)

CAPÍTULO IX: RECOMENDACIONES

Sin perjuicio de reiterar las propuestas normativas realizadas durante el año 2024, se vuelve a recomendar lo siguiente:

1. **Tránsito a mercado mayorista de subastas vinculantes de energía con doble liquidación (día siguiente e intradiario).** Si bien existe relativo consenso entre diversos actores sobre la necesidad de transitar a un mercado de ofertas, aún no se han formalizado etapas para realizar este tránsito, el cual se estima necesario debido a la alta penetración esperada de sistemas de almacenamiento, y con ello facilitar la convergencia al objetivo de carbono neutralidad.

Teniendo en cuenta que ya se han realizado varios estudios al respecto, tanto por consultores internacionales como nacionales, se recomienda continuar con esta labor, y en base a la hoja de ruta que se proponga, realizar los estudios específicos que serían necesarios para determinar el marco normativo y tecnológico que mejor permitiría abordar esta transición.

2. **Aplicación de recortes *ex-post* a PMGD.** En la actualidad, la mayoría de los recortes de energía son motivados por exceso de oferta, a la cual contribuye la alta capacidad instalada de PMGD. No obstante, estos últimos son excluidos de los recortes en tiempo real por razones económicas, argumentando que se acogen al llamado autodespacho. Por otra parte, cuando se instruyen recortes a estos medios de generación por motivos de seguridad a través de las empresas distribuidoras, si bien la normativa establece que dichas reducciones deben ser asignadas en forma proporcional y no discriminatoria, dicho criterio se torna dificultoso, debido a que no existe visibilidad directa en muchos casos. En la práctica, existirían PMGD que no siguen las instrucciones de las empresas distribuidoras y no reducen su nivel de generación. Por lo tanto, se recomienda realizar un ajuste financiero *ex-post* a los pagos por compensaciones de precio estabilizado que internalicen el recorte teórico que habrían enfrentado en tiempo real los PMGD, tanto por razones de seguridad bajo la normativa actual, como también por razones económicas bajo un nuevo marco normativo y hasta que se tengan las señales disponibles para visibilizar su operación. Lo anterior, disminuiría las distorsiones en el mercado, y eventualmente rebajaría los pagos realizados por la mayoría de los clientes libres, y en el futuro regulados, por dicho concepto.
3. **Incorporación de PMGD al Sistema de Información en Tiempo Real del Coordinador.** Reiterando lo señalado en la carta CD 0075-24 se requiere incorporar en la Norma Técnica, la exigencia relativa a que los PMGD, ya sean los que se encuentren en operación como los que se incorporen próximamente, a fin estén obligados a efectuar la entrega en tiempo real de todas las señales operacionales necesarias para su monitoreo y comunicación en tiempo real de modo que tanto la Empresa Distribuidora como el Coordinador cuenten con información fidedigna, completa y veraz de ellos en su punto de conexión. Para abordar este requerimiento, y lo referido en el numeral precedente, se torna pertinente crear un Operador de la Red de Distribución (DSO, por sus siglas en inglés), que se encargue del monitoreo y gestión de la red de distribución, y con ello de la coordinación de los recursos energéticos distribuidos (DER), entre ellos, los PMGD.
4. **Mejorar el acceso a la información y calidad de los datos que recibe el Coordinador.** Los mercados de electricidad son particularmente propensos a la explotación del poder de mercado, ya sea de forma individual o conjunta. En este contexto, la disponibilidad de información resulta crucial para el desarrollo competitivo de estos mercados, razón por la

que la disponibilidad oportuna, completa y fiable de datos, que ayuden a comprender el funcionamiento del mercado, es necesaria para disminuir asimetrías de información que pudiesen conferir poder de mercado a algún agente del mercado.

A modo ejemplar se recomienda mejorar la consistencia de la información asociada a clientes libres, tanto la información considerada en la plataforma de contratos como la reconocida en los balances de transferencias económicas.

A este respecto, también se han identificado inconsistencias y falta de completitud en el contenido de datos que deben entregar los coordinados. Para abordar lo anterior, se requiere reforzar la obligación de entregar la información en los términos requeridos por el Coordinador y en conformidad con lo establecido en la normativa respectiva.

5. **Modificación a las licitaciones de requerimientos de corto circuito.** Considerando la creciente participación de energías renovables variables en el Sistema Eléctrico Nacional, la disminución progresiva de generación sincrónica tradicional, la necesidad de garantizar estabilidad dinámica y resiliencia frente a contingencias, se recomienda que se considere un requerimiento mínimo para todas las centrales y sistemas de almacenamiento con baterías que sean incorporadas al Sistema Eléctrico Nacional, de aporte desde tecnologías *grid-forming* (GFM) y que eventuales requerimientos superiores sean licitados de manera competitiva entre tecnologías que puedan aportar los atributos que requiere el sistema, sin reducir éstas sólo a condensadores síncronos.

ANEXO

A.1 Tabla A.1

Centrales entregadas a la operación durante el año 2024

Central	Propietario	Tecnología	Clasificación	Potencia [MW]	Entrada Operación	Región
PMGD PFV El Carpintero	PFV El Carpintero SpA	Solar	PMGD	8,5	ene-24	Maule
PMGD PFV Sofía	GPG Generación Distribuida SpA	Solar	PMGD	2,4	ene-24	Coquimbo
Ampliación REN	Millaray Fotovoltaica SpA	Solar	PMGD	3,0	ene-24	La Araucanía
Enami Solar	Enami Solar SpA	Solar	PMGD	5,4	ene-24	Valparaíso
PMGD Santa Pamela	Rubén Solar SpA	Solar	PMGD	7,7	ene-24	Biobío
PMGD Axel Solar	Fontus Prime Solar SpA	Solar	PMGD	2,7	ene-24	Coquimbo
Los Robles	Panguilemo SpA	Solar	PMGD	2,9	ene-24	Maule
SGT Catapilco	San Marino Solar SpA	Solar	PMGD	9,0	ene-24	Valparaíso
PMGD Aldebarán	Solar TI Treinta y Siete SpA	Solar	PMGD	6,0	ene-24	O'Higgins
PFV Willka	Inversiones Fotovoltaicas SpA.	Solar	Generador	98,0	feb-24	Arica y Parinacota
PMG Quilmo	Parque Solar Quilmo SpA	Solar	PMG	9,0	feb-24	Ñuble
San Francisco Parral	Parque Solar Don Flavio SpA	Solar	PMGD	2,5	feb-24	Maule
PMG North West	Generadora North West SpA.	Solar	Generador	9,0	feb-24	Atacama
PMGD Quebrada de Talca	Quebrada de Talca Solar SpA	Solar	PMGD	9,0	feb-24	Coquimbo
El Caiquén	PFV El Caiquén SpA	Solar	PMGD	9,0	feb-24	Maule
La Vendimia	Sociedad Energías Renovables El Boldo SpA	Solar	PMGD	9,0	feb-24	Maule
BESS Coya	Engie Energía Chile S.A.	BESS	BESS	139,0	feb-24	Antofagasta
Loma Tendida del Verano	Paruma del Verano SpA	Solar	PMGD	3,0	feb-24	Metropolitana
El Portal	Central El Atajo SpA	Hídrico	PMGD	1,1	mar-24	Biobío
PMGD CE Caldera	Caldera Solar SpA	Solar	PMGD	9,0	mar-24	Atacama
Parque FV Hurtado	Patricia Solar SpA	Solar	PMGD	3,0	mar-24	Biobío
BESS Diego de Almagro Sur	Colbun S.A.	BESS	BESS	8,0	mar-24	Atacama
PMGD Chequén Solar	Chequén Solar SpA	Solar	PMGD	9,0	mar-24	Metropolitana
El Trile	PFV El Trile SpA	Solar	PMGD	9,0	mar-24	Maule
PMGD Huingán (Ex Malloco)	Malloco Solar SpA	Solar	PMGD	9,0	mar-24	Metropolitana
Alto Bellavista Sunlight	Alto Bellavista SpA	Solar	PMGD	7,9	mar-24	O'Higgins
Encino	Energía Renovable Encino SpA	Solar	PMGD	2,6	mar-24	O'Higgins
PMGD Parque PVP Mayos	Parque Solar Santa Cruz SpA	Solar	PMGD	2,3	mar-24	O'Higgins
Planta Fotovoltaica Teresita	Planta Solar Santa Teresita II SpA	Solar	PMGD	9,0	abr-24	Metropolitana
Parque FV San Eduardo	Joel Solar SpA	Solar	PMGD	2,7	abr-24	Ñuble
Lucas Solar	Don Arturo SpA	Solar	Generador	9,0	abr-24	Coquimbo
PMGD San Alberto	Draco Solar SpA	Solar	PMGD	9,0	abr-24	Ñuble
PMGD PFV Pesaro Solar	Pesaro Solar SpA	Solar	PMGD	3,0	abr-24	Valparaíso
Patagua	Patagua SpA	Solar	PMGD	9,0	abr-24	Metropolitana
PMGD Doña Regina Solar	Yanqui Solar SpA	Solar	PMGD	3,0	abr-24	Biobío
PMGD Solarpark Malloa	CHRONOS SOLAR SPA	Solar	PMGD	2,8	abr-24	O'Higgins
PMGD Ampliación Fotovolt LIN	Ailin Fotovoltaica SpA	Solar	PMGD	3,0	abr-24	Maule
PMGD PFV RCU (RTN)	RTN SOLAR SPA	Solar	PMGD	6,0	abr-24	Maule
Chañar del Verano	Isluga de Verano SpA	Solar	PMGD	3,0	abr-24	Antofagasta
PMGD PFV Jilguero	PFV Jilguero SpA	Solar	PMGD	1,7	abr-24	Maule
PMGD Parque solar Roma	Parque Solar Roma SpA	Solar	PMGD	2,8	abr-24	O'Higgins
Plaza Sunlight	Plaza Sunlight SpA	Solar	PMGD	9,0	abr-24	Coquimbo
PMGD Parque PVP Unihue	PARQUE SOLAR UNIHUE SPA	Solar	PMGD	2,7	abr-24	Maule
PF Pueblo Hundido	Fotovoltaico Pueblo Hundido SpA	Solar	PMGD	2,8	abr-24	O'Higgins
Ampliación Andes Solar II B	Andes Solar II SpA.	BESS	BESS	17,0	abr-24	Antofagasta
Ampliación Parque Eólico Tchamma - Etapa 1	AR Tchamma SpA	Eólica	Generador	15,0	may-24	Antofagasta
PFV Viñas del Sol (Ex Manzano II)	Andina Solar 1 SpA	Solar	PMGD	6,0	may-24	Valparaíso
PMGD Turquía	TEDLAR LUNA SPA	Solar	PMGD	1,5	may-24	Biobío
Emilia Solar	Fontus Prime Solar SpA	Solar	Generador	4,0	may-24	Coquimbo
Las Chilcas	Las Chilcas Solar SpA	Solar	PMGD	9,0	may-24	Arica y Parinacota
PMGD Lluta Solar	El Peral SpA	Solar	PMGD	2,7	may-24	Arica y Parinacota
PMGD Quilmo Solar	Quilmo Solar SpA	Solar	PMGD	5,2	may-24	Ñuble
Nueva Central Solar Fotovoltaica Macao	Macao Solar SpA	Solar	PMGD	9,0	may-24	Metropolitana
PMGD Verona	Verona Solar SpA	Solar	PMGD	3,0	may-24	Maule

PMGD FV Chicauma del Verano	Puntiagudo Energy SpA	Solar	PMGD	9,0	jun-24	Metropolitana
PMGD San Clemente Flor del Llano	Vespa Solar SpA	Solar	PMGD	4,9	jun-24	Maule
PFV Albatros	PFV Albatros SpA	Solar	PMGD	1,3	jun-24	Maule
PMGD Loncura	Tedlar Damos SpA	Solar	PMGD	9,0	jun-24	Valparaíso
PMGD AHE Buenas Yervas	SETF Energías Renovables SpA	Solar	PMGD	9,0	jun-24	Metropolitana
Parque Eólico Cardonal	Statkraft Eólico S.A.	Eólica	Generador	33,0	jun-24	O'Higgins
PMGD San Rafael	San Rafael II SpA	Solar	PMGD	3,0	jun-24	Maule
PFV Salvador	Innergex Renewable Energy Chile SpA	BESS	BESS	49,9	jun-24	Atacama
PMGD Bellet	Energía Morro Guayacán SpA.	Térmica	PMGD	0,5	jun-24	Metropolitana
Las Salinas	Enel Green Power Chile S.A.	Solar	Generador	364,0	jul-24	Antofagasta
PMGD Curaco	Solar TI Treinta y Ocho SpA	Solar	PMGD	9,0	jul-24	O'Higgins
CEME 1	CEME 1 SpA	Solar	Generador	410,8	jul-24	Antofagasta
PMGD Santa Blanca Isla de Maipo Sunlight	SETF Energías Renovables SpA	Solar	PMGD	2,4	jul-24	Metropolitana
PMGD PFV Lloica	PFV Las Loicas SpA	Solar	PMGD	3,0	jul-24	Atacama
PMGD PFV El Turpial	PFV El Turpial SpA	Solar	PMGD	3,0	jul-24	Atacama
PMGD Ancahual	Canelillo Solar SpA	Solar	PMGD	9,0	jul-24	La Araucanía
Parque Eólico La Cabaña	Enel Green Power Chile S.A.	Eólica	Generador	34,5	jul-24	Biobío
PMGD PFV Lengua Solar	Santa Bárbara Energy SPA	Solar	PMGD	4,0	jul-24	Biobío
PMGD El Interlocutor	Parque Fotovoltaico Idahuillo SpA	Solar	PMGD	2,7	jul-24	O'Higgins
PMGD Parque PVP La Rosa	Parque Solar La Rosa II SpA	Solar	PMGD	5,3	jul-24	O'Higgins
PMGD Colibrí	Zorzal SpA	Solar	PMGD	3,0	jul-24	Biobío
PMGD Rengo Solar	Rengo Solar SpA	Solar	PMGD	7,0	jul-24	O'Higgins
PMGD Caranca Solar	PFV El Pelicano SpA	Solar	PMGD	3,0	ago-24	La Araucanía
Parque Eólico Los Cerrillos	Statkraft Eólico S.A.	Eólica	Generador	46,0	ago-24	O'Higgins
Parque Eólico Manantiales	Statkraft Eólico S.A.	Eólica	Generador	27,0	ago-24	O'Higgins
PFV Gran Teno	GR Algarrobo SpA	Solar	Generador	240,5	ago-24	O'Higgins
Planta Fotovoltaica Tamango	GR Liun SpA	Solar	Generador	48,5	ago-24	Maule
PMGD Central Tabolango	ANDINA SOLAR 2 SPA	Solar	PMGD	9,0	ago-24	Valparaíso
PMGD María Dolores	Pedro Solar SpA	Solar	PMGD	9,0	ago-24	Biobío
PMGD Solar del Bueno	Agrícola Río Nilahue SpA	Solar	PMGD	3,0	ago-24	Los Ríos
PMGD SGT Tucapel	Ravenna Solar SpA	Solar	PMGD	6,8	ago-24	Ñuble
PFV Doña Antonia	Doña Antonia Solar SpA	Solar	Generador	75,0	ago-24	Coquimbo
PMGD Parque Solar El Palqui	Fénix Solar SpA	Solar	PMGD	2,8	ago-24	Coquimbo
PMGD Belenos TITIL	Parsosy Belenos SpA	Solar	PMGD	9,0	ago-24	Metropolitana
PMG Don Oscar	Fontus Prime Solar SpA	Solar	Generador	9,0	sept-24	Coquimbo
PMGD Génova	Génova Solar SpA	Solar	PMGD	9,0	sept-24	Maule
PMGD Sagrada Familia La Fortuna	Farmdo Energy Chile SpA	Solar	PMGD	3,0	sept-24	Maule
PMGD SGT Cholguán	Eduardo Antonio Astaburuaga Errázuriz	Solar	PMGD	2,2	sept-24	Ñuble
PMGD Cefalú Solar	Cefalú Solar SpA	Solar	PMGD	3,0	sept-24	Metropolitana
PMGD Alianza	Sergio Vogado Carvalho	Solar	PMGD	9,0	sept-24	La Araucanía
BESS Parque Fotovoltaico El Manzano	Enel Green Power Chile S.A.	BESS	BESS	60,0	sept-24	Metropolitana
PMGD San Antonio del Monte Sunlight	SETF Energías Renovables SpA	Solar	PMGD	7,2	sept-24	Metropolitana
PFV Belén	GR Villarrica SpA	Solar	PMGD	6,0	sept-24	Metropolitana
Andes IV Solar Fotovoltaico + BESS	Andes Solar IV SpA	Solar	Generador	130,0	sept-24	Antofagasta
Central Hidroeléctrica Piedras Negras	Hidroeléctrica Piedras Negras SpA	Hídrico	PMG	3,0	oct-24	O'Higgins
PMGD Tortuga Solar	Tortuga Solar SpA	Solar	PMGD	3,0	oct-24	Ñuble
PMGD Bulnes Solar	Bulnes Solar SpA	Solar	PMGD	9,0	oct-24	Ñuble
BESS Uribe Solar	Fotovoltaica Norte Grande 5 SpA	BESS	BESS	2,5	oct-24	Antofagasta
PMGD FV Barcelona	Belén Solar SpA	Solar	PMGD	9,0	oct-24	Maule
BESS Parque Fotovoltaico Don Humberto	Enel Green Power S.A.	BESS	BESS	60,0	oct-24	Metropolitana
PMGD Quintacabrero	Sol del Sur 9 SpA.	Solar	PMGD	9,0	oct-24	Biobío
PMGD La Perla	MVC Solar 38 SpA.	Solar	PMGD	5,0	oct-24	Biobío
PMGD Velasco Solar	Santa Bárbara Energy SpA	Solar	PMGD	5,0	oct-24	Biobío
Ampliación BESS Parque Eólico La Cabaña	Enel Green Power Chile S.A.	BESS	BESS	1,0	nov-24	La Araucanía
PMGD Cato Solar	Cato Solar SpA	Solar	PMGD	1,6	nov-24	Ñuble
PMGD PFV Liebre de Verano	Guallatiri SpA	Solar	PMGD	9,0	nov-24	Metropolitana
PMGD Chacaico	Sol del Sur 15 SpA	Solar	PMGD	9,0	nov-24	Biobío
PMGD Condor La Ligua	Parque Fotovoltaico La Ligua SpA	Solar	PMGD	6,0	nov-24	Valparaíso

PMGD Topacio	Parque Solar Esmeralda SpA	Solar	PMGD	3,0	dic-24	Biobío
PMGD Los Banos	Parque Solar Esmeralda SpA	Solar	PMGD	6,0	dic-24	Biobío
PMGD El Triunfo	Blue Solar Ocho SpA	Solar	PMGD	9,0	dic-24	Valparaíso
PMGD Chillán Huambalí Hiper	Tauro Solar SpA	Solar	PMGD	3,0	dic-24	Ñuble
Diesel Colaco Pargua	Bepatagonia Generación S.A.	Térmica	PMGD	3,0	dic-24	Los Lagos
PMGD Mayor Power	Firme Energía SpA	Térmica	PMGD	3,0	dic-24	Metropolitana

A.2 Tabla A.2
Subsistemas más frecuentes a lo largo del año 2024

Subsistema	Zona	Horas
1	SEN	5471
2	LINARES____066->CHACAHUIN____066	1191
3	LASTARRIA____220->CIRUELOS____220	968
4	CHARRUA____220->SANTA CLARA____220	587
5	POLPAICO____220->QUILAPILUN____220	466
6	CALAMA____220->CALAMA____110	285
7	CHARRUA____154->L.ANGELES____154	282
8	AJAHUEL____500->LO_AGUIRRE____500	275
9	POLPAICO____500->N.P.AZUCAR____500	272
10	SEN-CHARRUA____220->SANTA CLARA____220	267
11	SEN-LINARES____066->CHACAHUIN____066	248
12	SEN-LASTARRIA____220->CIRUELOS____220	238
13	SEN-LASTARRIA____220->CIRUELOS____220-LINARES____066->CHACAHUIN____066	204
14	SEN-LASTARRIA____220->CIRUELOS____220-LINARES____066->CHACAHUIN____066-POLPAICO____220->QUILAPILUN____220	180
15	SEN-POLPAICO____500->N.P.AZUCAR____500	178
16	SEN-AJAHUEL____500->LO_AGUIRRE____500	177
17	C.NAVIA____220->C.NAVIA____110	147
18	D.ALMAGRO____220->D.ALMAGRO____110	144
19	SEN-CHARRUA____220->SANTA CLARA____220-CHARRUA____154->L.ANGELES____154	127
20	E.PENON____110->LA_RUCA____110	114

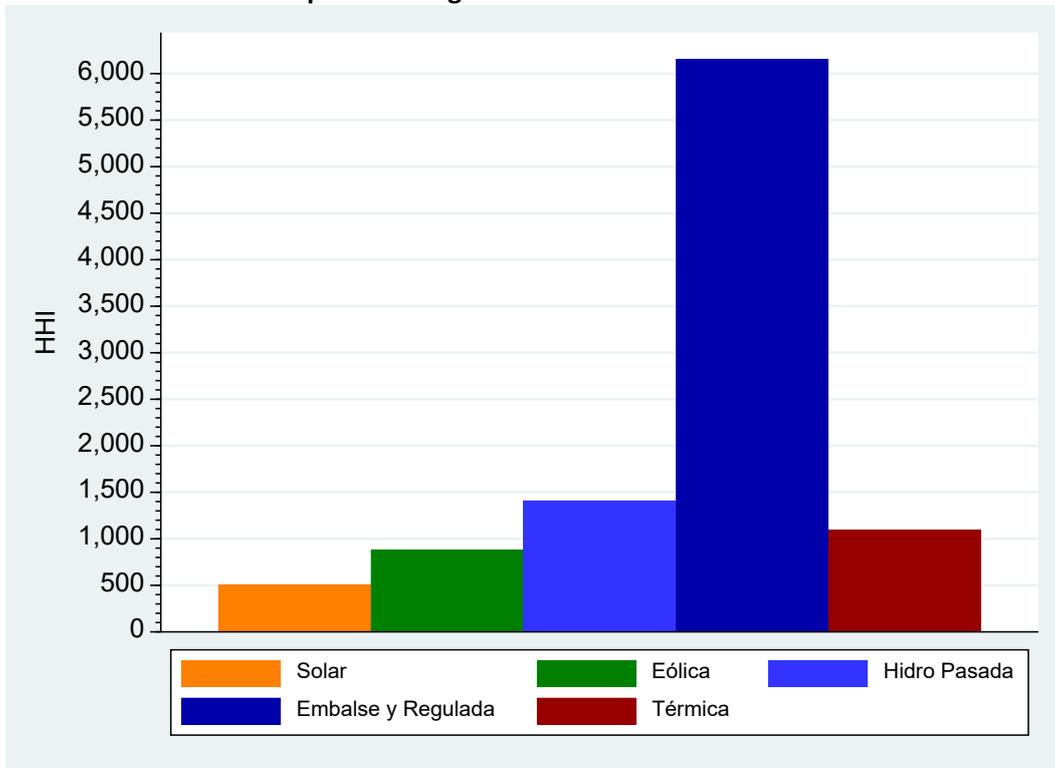
A.3 Tabla A.3
Subsistemas más frecuentes a lo largo del año 2023

Subsistema	Zona	Horas
1	SEN	2.993
2	LASTARRIA____220->CIRUELOS____220	1.875
3	LINARES____066->CHACAHUIN____066	1.644
4	CHARRUA____220->SANTA CLARA____220	936
5	D.ALMAGRO____220->D.ALMAGRO____110	766
6	QUILLOTA____110->S.PEDRO____110	605
7	SEN-CHARRUA____220->SANTA CLARA____220	541
8	SEN-LINARES____066->CHACAHUIN____066	523
9	RANCAGUA____154->M.V.CEN.____154	488

10	CHARRUA_____154->L.ANGELES_____154	460
11	SEN-LASTARRIA_____220->CIRUELOS_____220-LINARES_____066->CHACAHUIN_____066	459
12	SEN-LASTARRIA_____220->CIRUELOS_____220	433
13	CALAMA_____220->CALAMA_____110	315
14	POLPAICO_____500->N.P.AZUCAR_____500	284
15	SEN-RANCAGUA_____154->M.V.CEN._____154	282
16	D.ALMAGRO_____220->CACHIYUYAL_____220	254
17	SEN-QUILLOTA_____110->S.PEDRO_____110	242
18	SEN-POLPAICO_____500->N.P.AZUCAR_____500	225
19	CRUCERO_____220->M.ELENA_____220	224
20	AJAHUEL_____500->LO_AGUIRRE_____500	195

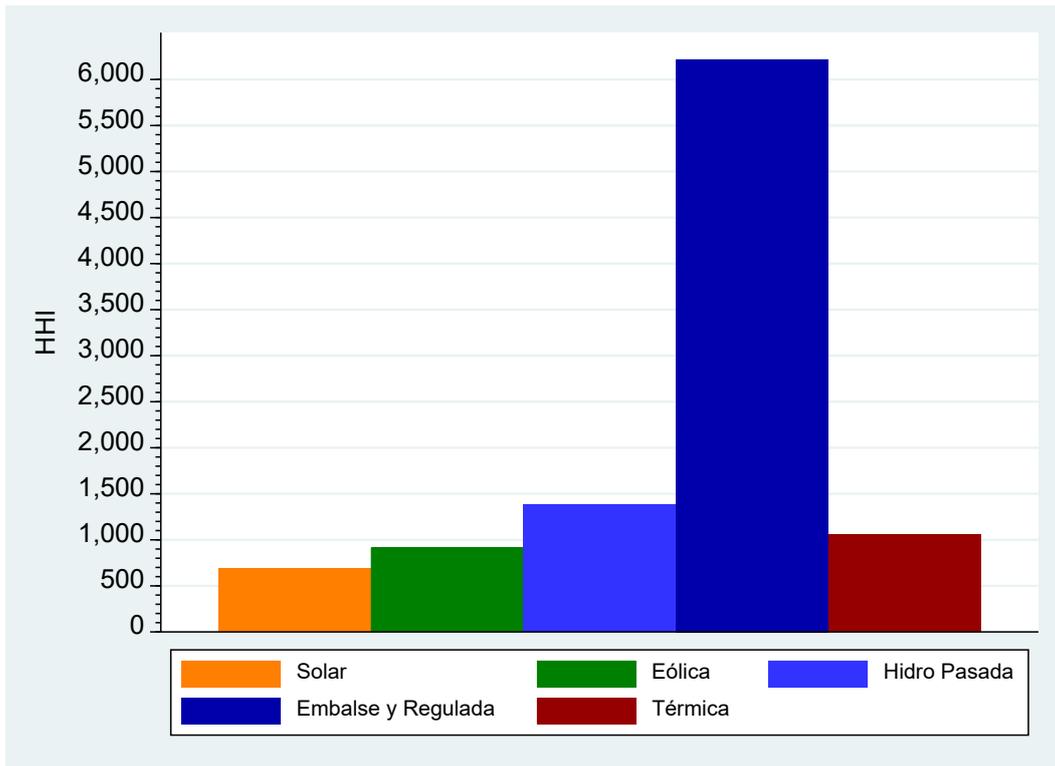
A.4 Gráfico A.4.1

HHI por tecnología al 31 de diciembre de 2024



A.4 Gráfico A.4.2

HHI por tecnología al 31 de diciembre de 2023



A.5 Principales conductas anticompetitivas que podrían observarse en el mercado chileno

A.5.1 Conductas en segmento de generación

En el contexto del segmento de generación, el poder de mercado podría ser ejercido primordialmente mediante retención física o económica de capacidad y manipulación de los precios de combustibles⁸⁰⁻⁸¹.

A.5.1.1 Retención de capacidad

La retención física de capacidad implica que una empresa propietaria de múltiples unidades generadoras indisponga una o más unidades, o parte de la capacidad de una de ellas, con el fin de desplazar la curva de oferta a la izquierda respecto a su posición original, y de esta manera aumentar los costos marginales del sistema, alterando el equilibrio competitivo de corto plazo⁸²,

⁸⁰ La retención de capacidad es comúnmente referida como *capacity withholding*, por su definición en inglés.

⁸¹ Los costos variables de las centrales también pueden ser alterados a través de la manipulación de los costos variables no combustibles, aunque a diferencia de la manipulación del precio de los combustibles, su declaración se realiza en un período más extendido y por lo tanto, su efectividad para alterar los precios en el corto plazo es limitada, y por lo tanto, se podría utilizar solo en un escenario de largo plazo bajo asimetrías de información considerables entre el Coordinador y la empresa coordinada respectiva.

⁸² En el corto plazo, el *benchmark* competitivo del mercado de la energía sería uno equivalente al que se derivaría de una estructura de mercado con empresas sin relación de propiedad ni múltiples centrales. Esto es, donde ningún actor puede aumentar artificialmente sus costos o retener

lo que eventualmente podría significar la obtención de rentas sobrenormales. En particular, para el mercado eléctrico chileno, que es de costos auditados, esta conducta podría manifestarse a través de desconexiones de unidades generadoras, ya sea de forma intempestiva o programada en el corto plazo; no siguiendo las instrucciones operacionales dictadas por el Centro de Despacho y Control (CDC) del Coordinador, entre otras.

La retención económica, por su parte, cumpliría el mismo rol que la física, solo que esta podría ser conseguida mediante la adquisición de combustibles a precios particularmente elevados.

De esta forma se estaría logrando el no despacho de la central por orden de mérito. La facilidad para concretar esta conducta, sin embargo, dependerá del combustible del que se trate, ya que resultaría difícil internalizar dicho tipo de comportamiento estratégico en un contrato de abastecimiento de largo plazo, razón por lo que esto sería más probable en compras spot del combustible respectivo, o adendas a contratos de largo plazo para embarques particulares.

Asimismo, para poder ser calificada como una conducta anticompetitiva, la retención de capacidad debe resultar en una alteración del costo marginal de equilibrio de manera rentable, por lo que ello dependerá del nivel de contratación de la empresa en cuestión, y, de ser excedentaria, de la relación que exista entre las pérdidas por menor generación debido a la retención, y los ingresos por mayor costo marginal que se obtendrían con el resto de unidades despachadas. Dicha dinámica es representada en el Anexo A.6.

A.5.1.2. Manipulación del precio del combustible

Si bien la retención económica de capacidad involucra manipulación de precios de combustibles, dicho medio no es el único al que se puede recurrir para alterar de forma rentable el equilibrio competitivo del mercado.

Antes de describir los escenarios adicionales que podrían ser resultado de la manipulación de los precios de combustibles, resulta de utilidad ejemplificar los mecanismos a través de los cuales se podría concretar dicha acción.

En general, de acuerdo a la RE N° 669, de 2017, de la CNE, que fija, entre otros, el procedimiento para el “Procedimiento y determinación de los costos de combustibles que utilizan las unidades generadoras térmicas del Sistema Eléctrico Nacional”⁸³, el costo de combustible que las empresas deben declarar debe incluir solo componentes variables y, por ende, no se deben internalizar costos fijos.

Consecuentemente, se podrían “variabilizar” costos fijos con el fin de elevar el precio del combustible declarado y, como resultado de esto, aumentar el costo variable total de las centrales afectadas. De igual manera, según la misma norma, en el caso de combustibles sólidos el precio debe incluir Costo FOB, flete marítimo, seguro marítimo, Costo CIF, servicio de descarga

capacidad de forma rentable teniendo como consecuencia un aumento en el costo del sistema por sobre el nivel competitivo. En Rassenti, S.J., Smith, V.L. & Wilson, B.J. *Journal of Regulatory Economics* (2003) 23: 109. <https://doi.org/10.1023/A:1022250812631>, se presenta un ejemplo útil de estructura de mercado sin poder de mercado, incluso con empresas que poseen múltiples centrales generadoras.

⁸³ En la actualidad se encuentra en proceso el “Procedimiento Normativo sobre Declaración de Costos Variables” iniciado por la CNE a través de Resolución Exenta N° 394 de 24 de mayo de 2018.

en muelle, entre otros componentes, por lo que podría utilizarse cualquiera de ellos para abultar su costo declarado, pudiendo suceder lo mismo con el resto de los combustibles⁸⁴.

En adición, empresas relacionadas de generación y/o distribución de combustible podrían revenderse en variadas ocasiones el volumen que será utilizado para generación con el fin de incluir sobrecargos que aumenten el costo del combustible y eventualmente el costo variable de las centrales, entre otras prácticas.

Por su parte, teniendo en consideración que la disponibilidad del agua determina el precio sombra de este recurso, el que, a su vez, es utilizado para el cálculo del costo de oportunidad de las centrales hidráulicas de embalse, la manipulación de las declaraciones de cotas también podría considerarse como alteración de precios de combustibles.

Todo lo anterior podría resultar en, al menos, dos escenarios donde el equilibrio de mercado se desviaría del *benchmark* competitivo, con efectos temporales diversos, a saber: a) aumento del costo marginal del sistema y b) aumento del pago por sobrecostos.

a) Aumento del costo marginal del sistema

Este escenario es relativamente directo, ya que implica que la unidad generadora para la cual se declararon precios de combustible artificialmente elevados estaría fijando el costo marginal del sistema, dando origen a un costo para las inyecciones y retiros superior al de un escenario competitivo. Ello se traduciría, además, en rentas supracompetitivas para cualquier empresa con posición excedentaria que posea una unidad generadora en adición a la marginal⁸⁵, lo cual cobra especial relevancia en un sistema de costos declarados como el chileno. Equivalente sería el resultado de manipular las declaraciones de cotas de embalses, ya que en la citada posición se podría alterar el precio del agua empleado en la programación de corto plazo, aumentar el costo marginal del sistema al encarecer las centrales de embalse y aumentar la utilización de recursos térmicos.

b) Aumento del pago por sobrecostos

El escenario en cuestión se relaciona con la dinámica de pagos de sobrecostos. Estos se producen cuando una central funciona con un costo variable total superior al costo marginal del sistema, ya sea por razones de seguridad de la operación, prestación de servicios complementarios o funcionamiento económico del sistema que hace más conveniente la operación a mínimo técnico que apagar una central.

En dichas situaciones, las empresas solo cubren sus costos, por lo que no obtendrían beneficios por el funcionamiento en estas condiciones especiales. Por lo mismo, se requiere el cumplimiento de supuestos específicos para que en este contexto la manipulación del precio de combustible sea un medio de ejercicio de poder de mercado. En particular, se requiere que la totalidad o parte del aumento del costo variable de la central sea recuperado de alguna forma. En caso de tratarse de componentes como el porcentaje de pérdidas, que no requieren de la interacción con un tercero, la recuperación de rentas sería directa, ya que se estaría

⁸⁴ Por ejemplo, se podría sobreestimar el porcentaje de pérdidas con el fin de incrementar el precio por unidad de medida.

⁸⁵ Esto se debe a que, a diferencia del caso de retención económica de capacidad, en esta situación la variación en el costo marginal no debe compensar la menor generación producida por la retención de capacidad. Por lo mismo, bastaría con que las inyecciones fuesen superiores a los retiros para que se produjese un beneficio económico.

sobreestimando el costo de operación de la central, sin utilizar la cantidad estimada de combustible con dichos niveles de pérdida. De tratarse de partidas de costo que potencialmente pudieran involucrar a un tercero, como muellaje o transporte, se requeriría la recuperación del costo adicional declarado y pagado a través del mercado conexo respectivo, ya sea mediante la integración vertical o relación de propiedad con las firmas que proveen dichos servicios.

A modo ilustrativo, si el costo de transporte se desvía significativamente del valor de mercado, pero no existe relación de propiedad o integración, si bien dicho aumento significaría un incremento del costo variable de la unidad generadora, la empresa propietaria de esta no podría recuperar el mayor valor pagado por dicho concepto, ya que este solo significaría un mayor ingreso para la empresa de transporte. Por el contrario, de estar integrados o de existir relación de propiedad entre la firma generadora y de transporte, parte o la totalidad del aumento del costo pagado se traduciría en un ingreso adicional a través de la empresa del mercado conexo. El mismo efecto sería alcanzado, de no existir relación de propiedad o estar integrados, con un acuerdo de repartición de rentas entre las partes.

Ahora bien, para que la estrategia descrita previamente sea viable, el poder de mercado debe reflejarse en la habilidad de aumentar los precios sin que ello resulte en el no despacho de la central, lo que podría suceder principalmente con una central de base⁸⁶, o en la eventualidad que esta fuese necesaria para el sistema, por razones de seguridad de la operación o para la prestación de servicios complementarios, a pesar de poseer un costo variable superior al costo marginal del sistema.

A.5.2 Conductas en segmento de transmisión

Al estar regulado el segmento de transmisión, no existe posibilidad de ejercer poder de mercado utilizando como medio el precio del servicio prestado, ya que este se encuentra regulado por la CNE. Consecuentemente, una de las vías mediante las cuales esto puede suceder es a través del mecanismo de acceso abierto establecido en la Ley de tratarse de líneas de transmisión dedicadas.

Así, conductas del tipo exclusorio serían las de mayor relevancia en este segmento, ya que podría limitarse el acceso a las líneas de transmisión mediante contratos de capacidad u otros medios que cumplan una función similar, con el fin de retrasar la entrada de nuevos competidores al mercado, y de esta manera evitar una baja en los costos marginales o disminuir la competencia por clientes libres.

De igual manera, podría ser posible que conductas anticompetitivas se produjesen en los procesos de licitación de obras nacionales y zonales.

A.5.3 Conductas en segmento de distribución

Según la legislación chilena, los clientes que poseen una potencia instalada entre 0,3 MW y 5 MW⁸⁷, si bien están bajo la categoría de clientes regulados, tienen la libertad de escoger el sistema que estimen más conveniente.

⁸⁶ Se entiende por central de base una que suele ser despachada por períodos prolongados de tiempo, debido a que no puede dejar de funcionar de forma esporádica, como las centrales carboneras.

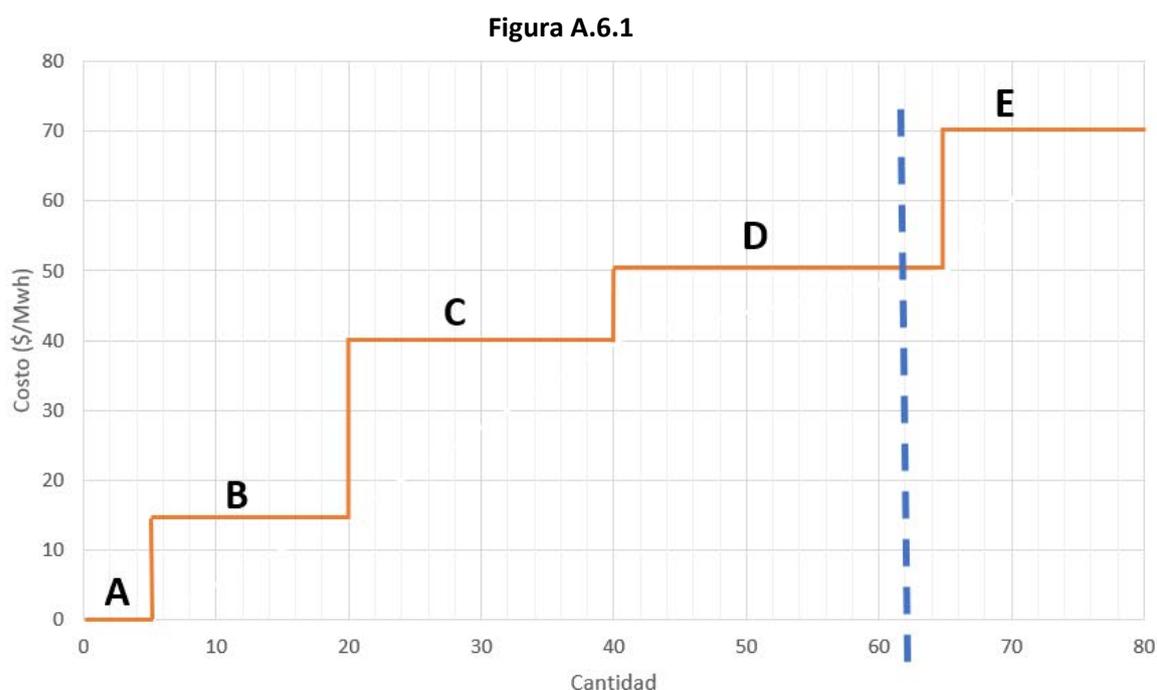
⁸⁷ El límite de potencia se redujo de 0,5 MW a 0,3 MW con la RE N°58 de 5 de diciembre del Ministerio de Energía, modificada por la RE N°13 de 6 de febrero.

Lo anterior implica que los clientes libres que inicialmente fueron regulados permanecerán conectados a las redes de distribución, lo que entregaría, en algún grado, poder de mercado a las empresas distribuidoras, ya que la utilización de sus líneas es necesaria para la prestación del servicio. Consecuentemente, en teoría podrían ejercer dicho poder para mermar el servicio prestado por las empresas generadoras y evitar la migración de clientes regulados a libres o fomentar el regreso de clientes que originalmente fueron regulados y ahora son libres.

A.6 Ejemplo retención de capacidad

Existen 3 empresas generadoras en un mercado con las características del chileno. La empresa 1 posee dos centrales generadoras, A y B, con una capacidad de 5 MW y 15 MW respectivamente, y un costo variable igual a \$0/MWh y 15/MWh en correspondencia; la firma 2 solo es dueña de la central C con una capacidad de 20 MW y un costo de \$40/MWh; mientras que la firma 3 posee la central D y E, las que cuentan con una capacidad equivalente a 25 MW y 15 MW respectivamente, con un costo variable de \$50/MWh y \$70/MWh. Asimismo, la demanda alcanza los 62 MW, y la empresa 2 es la suministradora de toda la demanda.

En la Figura A.6.1 se ilustra el ejemplo descrito en el párrafo que antecede.



Por simplicidad, se asumirá que la retención de capacidad solo puede ser ejercida mediante la indisponibilidad no programada de una central en su totalidad⁸⁸.

El equilibrio de corto plazo de este mercado, en un escenario competitivo, vendría dado por la generación de las centrales A, B y C a potencia máxima, y la central D generando 22 MWh. Ello implicaría un costo marginal del sistema igual a \$50/MWh.

⁸⁸ En la práctica las empresas podrían retener capacidad mediante limitación de generación, sin la necesidad de reportar una falla que implique la desconexión de una central en su totalidad.

Los beneficios de las empresas 1 y 3 pueden expresarse como $\pi = G_i(Cmg - CV_i) + G_j(Cmg - CV_j)$, donde Cmg es el costo marginal del sistema, CV_i y G_i el costo variable y generación la central i respectivamente, y CV_j junto a G_j a su vez representan el costo variable y generación de la central j ; y los beneficios de la empresa 2 son equivalentes a $\pi = G_c(Cmg - CV_c) + 62(P - Cmg)$, donde P es el precio cobrado a los clientes que suministra y 62 la demanda suministrada.

A partir de lo anterior, además de suponer $P = 100$, la matriz de pago para cada agente en un escenario competitivo de corto plazo correspondería a

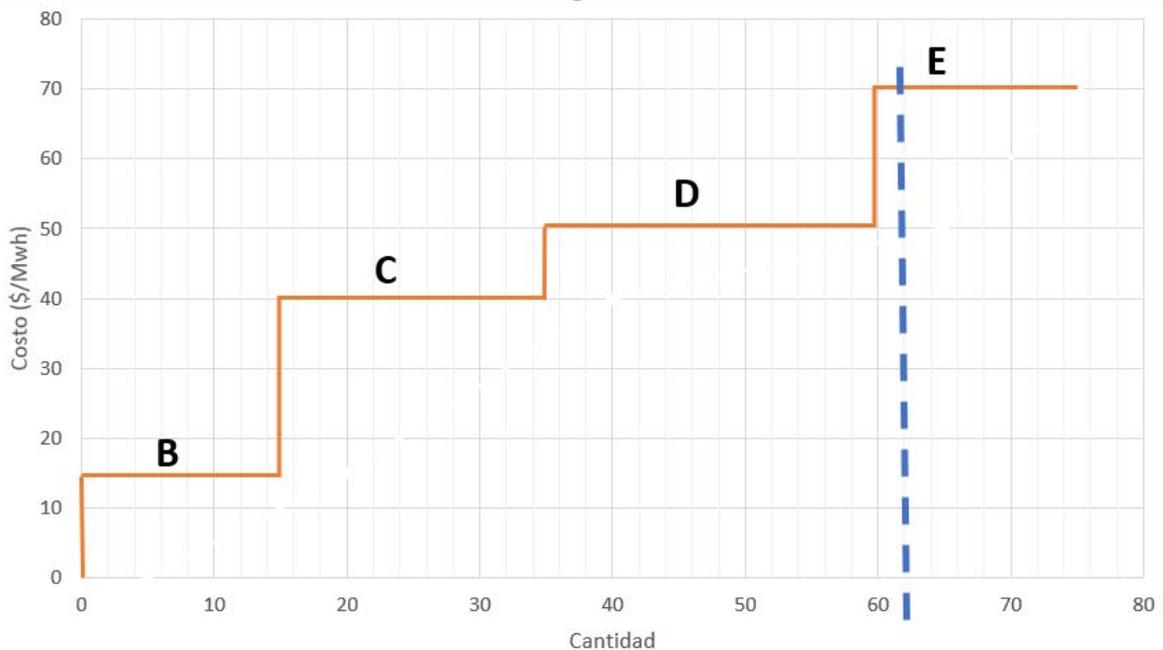
Tabla A.6.1

Conglomerado	Beneficios
Empresa 1	$5*(50-0)+15*(50-15)=775$
Empresa 2	$20*(50-40)+65*(100-50)=3450$
Empresa 3	$22*(50-50)=0$

De retener capacidad la empresa 1, podría ser a través de las centrales A o B, mientras que la empresa 3 lo podría hacer solo con la central D, ya que en un escenario competitivo la central E no es despachada, pero dicho escenario implicaría que la demanda no podría ser satisfecha, por lo que se descarta dicho escenario por simplicidad del ejemplo.

Si se retiene capacidad a través de la central A, el sistema posee 5 MW menos de capacidad disponible, por lo que se torna necesario despachar la central E, tal como se representa en la Figura A.6.2.

Figura A.6.2



Lo anterior implica que ahora el costo marginal del sistema será igual a \$70/MWh, lo que reportaría un beneficio de 825 para la empresa que indispuso la central A, por lo que podría afirmarse que se trata de un abuso de poder de mercado. En adición, se debe destacar que este escenario reporta ingresos por 500 a la empresa 3, a pesar de no haber sido esta la que retuvo capacidad.

Ahora bien, de fallar la central B (Figura A.6.3), ello derivaría un ingreso de 350 para la firma 1, mientras que el resto se mantendría igual al escenario previo (Tabla A.6.2). Esto implica que, de desear retener capacidad, esta se debiese materializar a través de la central A, de lo contrario no sería rentable. Alternativamente, la retención se podría llevar a cabo mediante B, no obstante, ello requeriría algún tipo de acuerdo de repartición de rentas, donde parte de los beneficios adicionales obtenidos por la empresa 2 con motivo de la falla de la central de la empresa 1 fuesen transferidos a esta última firma. Ello sería posible relativamente fácil en el mercado chileno, ya que existen contratos financieros bilaterales entre empresas generadoras, por lo que podrían prestarse para este tipo de conductas.

Figura A.6.3

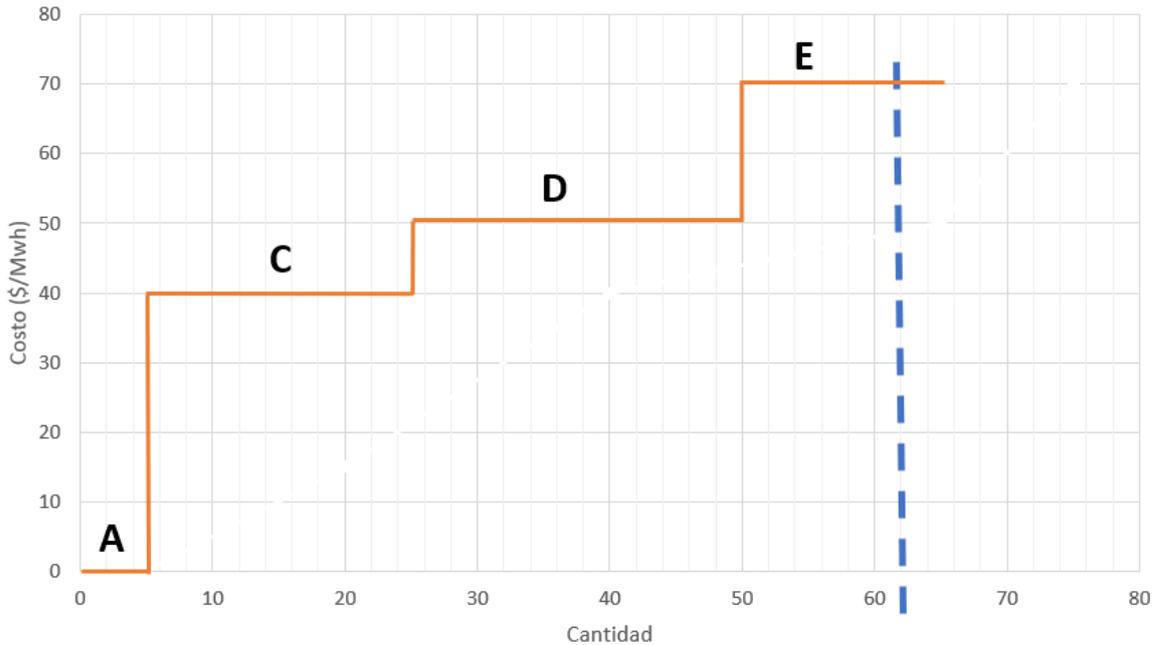


Tabla A.6.2

Conglomerado	Beneficios	
	Retención A	Retención B
Empresa 1	$15 \cdot (70 - 15) = 825$	$5 \cdot (70 - 0) = 350$
Empresa 2	$20 \cdot (70 - 40) + 65 \cdot (100 - 70) = 2550$	$20 \cdot (70 - 40) + 65 \cdot (100 - 70) = 2550$
Empresa 3	$25 \cdot (70 - 50) + 2 \cdot (70 - 70) = 500$	$25 \cdot (70 - 50) + 12 \cdot (70 - 70) = 500$

A.7: Gas Inflexible y Competencia

El efecto de las declaraciones de inflexibilidad puede manifestarse primordialmente en una baja del costo marginal o ser neutro⁸⁹. Esto implica que, de tratarse de alguna conducta anticompetitiva, las declaraciones de inflexibilidad podrían calificar como una conducta exclusoria, en particular como una de precios predatorios. Esta premisa se basa en que a partir de la generación con gas inflexible, se estaría subdeclarando un costo (costo igual a cero en el contexto de la NT GNL 2019 o costo de oportunidad calculado por el Coordinador en el caso de la NT GNL 2021), con el fin de asegurar el despacho de una central que en otro caso no habría sido despachada, al poseer un costo mayor, y con ello disminuyendo el costo marginal del sistema con tal de evitar la entrada de futuros competidores o provocar la salida del mercado de competidores existentes, con el fin de incrementar su poder de mercado en el mercado spot y/o en el mercado de contratos.

En efecto, según la OCDE, los precios predatorios se definen de la siguiente manera: *“Predatory pricing is a deliberate strategy, usually by a dominant firm, of driving competitors out of the market by setting very low prices or selling below the firm’s incremental costs of producing the output (often equated for practical purposes with average variable costs). Once the predator has successfully driven out existing competitors and deterred entry of new firms, it can raise prices and earn higher profits”*⁹⁰.

Por tanto, para considerar una figura de precios predatorios, no sólo se requiere poder fijar un precio bajo el costo, sino que también se requiere tener la habilidad para recuperar las rentas perdidas como consecuencia del mayor poder de mercado. En el caso del GNL Inflexible, consecuentemente, no se trataría de este tipo de conductas anticompetitivas si los niveles de precios bajan y en el futuro las pérdidas no pueden ser recuperadas, o no pueden ser incrementados los precios de manera unilateral como resultado del ejercicio de poder de mercado.

Por otro lado, en una segunda hipótesis conductual, en caso de que a partir de la obtención de beneficios netos por la generación con gas inflexible en el corto plazo se constatare un eventual efecto exclusorio, podría intentar calificarse tales efectos con los propios de la figura del estrangulamiento de márgenes, ya que provocaría la salida o desincentivaría la entrada o expansión de competidores debido a los reducidos márgenes que estos obtendrían. Sin embargo, en el caso objeto de análisis no se está frente a una empresa integrada verticalmente que posee un insumo esencial y que fija un precio arbitrariamente elevado aguas arriba (y/o arbitrariamente bajo aguas abajo) con tal finalidad exclusoria, como ocurre en los casos en que se verifica la práctica antedicha⁹¹.

⁸⁹ Se considera como neutro el hecho de que las diferencias al alza que pueden producirse serían mínimas y en casos excepcionales.

⁹⁰ <https://stats.oecd.org/glossary/detail.asp?ID=3280>

⁹¹ Según la OCDE, “[A] margin squeeze occurs when there is such a narrow margin between an integrated provider’s price for selling essential inputs to a rival and its downstream price that the rival cannot survive or effectively compete. A margin squeeze can arise only when (a) an upstream firm produces an input for which there are no good economic substitutes, (b) the upstream firm sells that input to one or more downstream firms and (c) the upstream firm also directly competes in that downstream market against those firms”. Ver <https://www.oecd.org/daf/competition/sectors/46048803.pdf>

Así las cosas, la generación con gas inflexible difícilmente podría ser calificada como conducta anticompetitiva de no existir evidencia sobre su efecto en la salida actual o potencial de competidores y/o que haya desincentivado o esté desincentivando el ingreso o expansión de nuevos competidores, y los potenciales beneficios actuales o futuros de quienes hayan generado con dicha condición especial de suministro.

De esta manera, las potenciales conductas que podrían ejercerse dependerán del balance actual de las empresas⁹², la competitividad del mercado de contratos, la posición comercial de las empresas que podrían tener en el futuro, al estar relacionado el costo marginal de largo plazo con el de los contratos, y de la relación entre el LCOE (*Levelized cost of energy*) de los competidores y los costos marginales observados en el mercado. Con este esquema analítico a la vista, resulta pertinente evaluar las hipótesis antedichas tanto desde la perspectiva de las empresas excedentarias, como de las empresas deficitarias.

A.7.1 Empresas Excedentarias

Al tratarse de una empresa excedentaria⁹³, no existirían incentivos en el corto plazo a generar con condición de suministro inflexible de manera estratégica, ya que podría resultar en una disminución de los costos marginales y con ello en una caída en los beneficios. Por lo tanto, en este caso, un eventual abuso podría ser clasificado como una conducta de precios predatorios típica, donde se estarían sacrificando ingresos presentes ante la posibilidad de aumentar ingresos en el futuro luego de la salida o disuasión a la entrada de potenciales competidores, o expansión de los actuales, que pudiesen llevar a la baja el costo marginal.

Para que ocurra lo anterior, sin embargo, el costo marginal observado que internaliza los episodios de inflexibilidad debiese ser menor al LCOE de las plantas que podrían ingresar y bajar el costo marginal de equilibrio.

A.7.2 Empresas Deficitarias

En cuanto a las empresas deficitarias⁹⁴, si bien estas pueden beneficiarse de la baja potencial del costo marginal al tener que pagar menos por los retiros, ello no implicaría directamente un beneficio comercial de las inflexibilidades, ya que para que esto ocurra, los beneficios por un menor pago por retiros deben ser mayores que las pérdidas en las cuales se incurre al recibir solo el costo marginal como ingreso sin cubrir la totalidad de los costos variables de las máquinas. En caso de que dicho cálculo derivara en pérdidas, se podría estar en presencia de una potencial conducta predatoria. No obstante, para la ocurrencia de esta se debe tener la habilidad para **recuperar dichas pérdidas en el futuro a través de mayores precios como consecuencia de una menor cantidad de competidores.**

⁹² Esto incluye contratos con clientes y entre empresas generadoras, ya sean físicos o financieros.

⁹³ Esto es, las inyecciones y la energía contratada que pudiese tener precios indexados al costo marginal son mayores a la cantidad contratada que no se encuentra indexada al costo marginal.

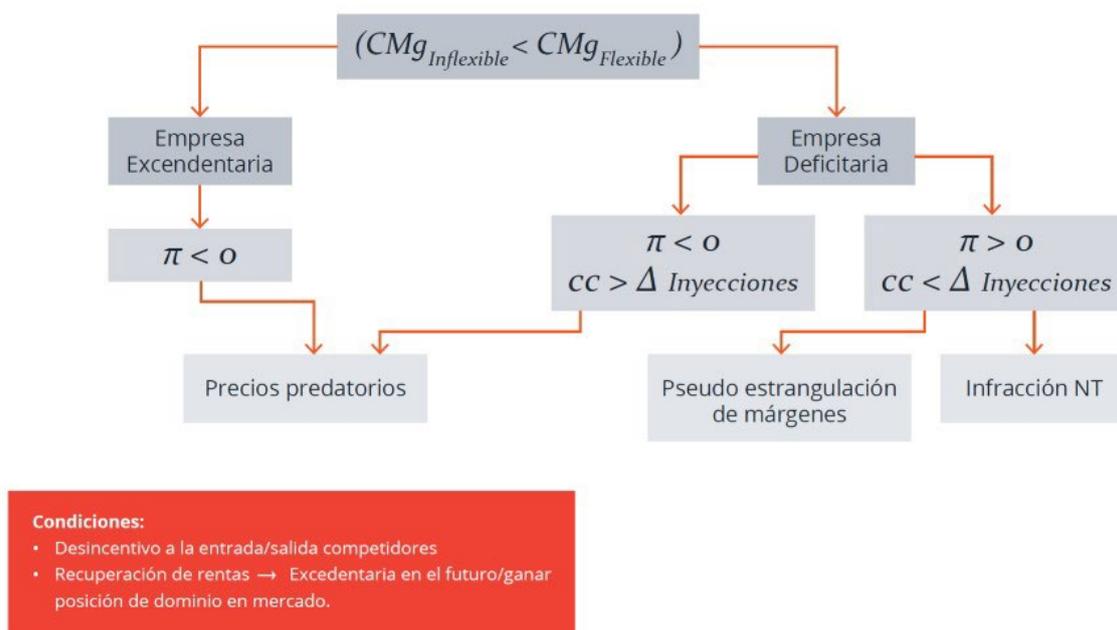
⁹⁴ Esto es, las inyecciones y la energía contratada que pudiese tener precios indexados al costo marginal son menores a la cantidad contratada que no se encuentra indexada al costo marginal.

Sin embargo, ello no podría ocurrir si la posición comercial se mantuviese deficitaria, ya que un incremento en el costo marginal solo implicaría un mayor pago por retiros. De esta manera, se debiese contar con posición de dominio en el mercado de los contratos con tal de compensar las mayores pérdidas por un incremento en el costo marginal, o eventualmente transitar a una posición excedentaria.

Ahora bien, si las inflexibilidades resultaran en beneficios netos para las empresas deficitarias, ello implicaría que cualquier empresa tendría incentivos a sobre importar GNL, sin necesidad de buscar mantener o aumentar su posición de dominio, razón por la que no podría argumentarse una potencial infracción a la libre competencia, pero sí podría haberse configurado, bajo la NT GNL 2019, una infracción a esta, en cuanto disponía que “[L]a utilización del volumen declarado como inflexible no debe corresponder al resultado de una optimización de la posición comercial de la empresa que lo declarara en el mercado de transferencia de energía y potencia.”⁹⁵.

Finalmente, es preciso señalar que de tratarse de una empresa verticalmente integrada con el terminal GNL, podrían existir incentivos a forzar la firma de contratos con cláusulas *Take or Pay* o uso exclusivo del gas en el mercado eléctrico con tal de provocar escenarios de inflexibilidad que beneficien a la empresa integrada, independiente de la existencia de incentivos de la empresa compradora de GNL para gatillar un cambio en la condición de suministro.

El esquema siguiente resume las potenciales infracciones que podrían derivarse de las inflexibilidades, tanto para empresas excedentarios como deficitarias.



Esto es, si las inflexibilidades resultan en un costo marginal inferior a un escenario contrafactual donde no existe el cambio de condición de suministro ($CMg_{Inflexible} < CMg_{Flexible}$), derivaría inmediatamente en pérdidas para empresas excedentarias ($\pi < 0$), por lo que podría tratarse de precios predatorios. De ser empresas deficitarias, podría resultar en pérdidas en caso de que el costo de combustible (CC) no cubierto por el costo marginal sea mayor al menor pago por

⁹⁵ Norma técnica para la programación y coordinación de la operación de unidades que utilicen GNL regasificado, Junio 2019, CNE, Artículo 3-3, numeral 3. Disponible en <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2019/06/NT-GNL-Junio-2019.pdf>

inyecciones (Δ *Inyecciones*), y por ende también podría encapsularse dentro de la figura de precios predatorios. Si existieran beneficios al generar con gas inflexible, es decir, el costo de combustible no cubierto por el costo marginal es inferior al menor pago por inyecciones, podría tratarse de una *pseudo estrangulación de márgenes*, al no existir integración vertical que motive una conducta. En todas estas situaciones, las condiciones para tratarse de una conducta anticompetitiva es que exista un desincentivo a la entrada o expansión o se provoque la salida de competidores actuales del mercado, y que exista la posibilidad de recuperar rentas con el fin de aumentar el poder de mercado actual, lo que requeriría una posición excedentaria en el futuro con tal de beneficiarse de mayores costos marginales o una menor caída de estos que la prevista sin escenarios de inflexibilidad; o alternativamente ganar poder de mercado en el mercado de los contratos que permitan aumentar los precios unilateralmente.

De no configurarse esto último, un escenario de beneficios de corto plazo para las empresas deficitarias no podría calificarse como una conducta anticompetitiva. Asimismo, de no constatarse un desincentivo a la entrada o expansión, o la salida actual o potencial de competidores del mercado, tampoco se podría afirmar que la norma técnica tendría efectos anticompetitivos.

A.8 Servicios complementarios

A.8.1: Costos Asociados al Antiguo Esquema de Subastas de SSCC de Control de Frecuencia

Al momento de realizar sus ofertas, los agentes deben internalizar los costos directos de provisión de las reservas, así como también los costos de oportunidad. Esto último implica que se debe estimar el valor del costo marginal con tal de determinar el valor final de la oferta, el que finalmente dependerá, de igual manera, de la probabilidad de existencia de sobrecostos, ya que estos no son remunerados al tratarse de adjudicación mediante subastas.

Así, en caso de realizar una oferta eficiente, entendida esta como una que revela sus verdaderos costos, los agentes internalizarán las siguientes variables:

- Costos directos de la unidad i en la hora h en los que se incurre por desviarse del punto óptimo de operación: $CDF_{i,h}$
- Costos directos de la unidad i en la hora h en los que se incurre al cambiar el punto de operación: $CD_{i,h}$
- Valor esperado del costo marginal real en la barra de inyección de la unidad i durante la hora h : $E(CMg_{i,h})$
- Costo variable de la unidad: $CV_{i,h}$
- Capacidad esperada adjudicada del servicio j : $E(MWAdj_{i,j,h})$
- Factor de uso esperado en la activación por hora del servicio j : $E(FA_{i,j,h})$
- Premio por riesgo por el servicio j , el cual podría ser aditivo o multiplicativo, pero en este caso se considera multiplicativo: $\delta_{i,j,h}$

Ahora bien, dado que el tipo de remuneración depende de si se trata de servicios de subida o bajada, el proceso de formación de precios asociado a la oferta por cada servicio j ($Bid_{i,j,h}$) se analiza por separado.

A.8.1.1 Servicios de Subida

La remuneración de los servicios de subida corresponde solo a disponibilidad, siendo la activación remunerada como energía al valor del costo marginal en la barra de inyección de la unidad respectiva ($CMg_{i,h}$).

De esta manera, de ser adjudicado, un participante recibirá el valor ofertado a todo evento por la disponibilidad de los recursos, teniendo un ingreso adicional equivalente al costo marginal en caso de que se active el servicio.

A este respecto, existen dos escenarios posibles, uno en el cual el $E(CMg_{i,h}) \geq CV_{i,h}$, y por lo tanto se espera que la unidad se encuentre generando a plena carga ($PC_{i,h}$) o carga intermedia en caso de ser la unidad marginal; y otro en el cual $E(CMg_{i,h}) < CV_{i,h}$, en cuyo caso se esperaría que la unidad generadora sea instruida a generar a mínimo técnico ($MT_{i,h}$).

Ambos casos difieren significativamente respecto a la formación de precios, ya que en el segundo se deben internalizar los sobre costos esperados dentro del precio ofertado, mientras que en el primero solo se involucra la estimación del costo de oportunidad.

- a) $E(CMg_{i,h}) \geq CV_{i,h}$: Para simplicidad del análisis, se asumirá que en esta condición siempre se estará generando a $PC_{i,h}$. En esta situación, por tanto, de ser adjudicado un oferente, este pasaría de generar $PC_{i,h}$ a generar $PC_{i,h} - MWAdj_{i,j,h}$ con tal de tener disponible como reserva la cantidad adjudicada. Como consecuencia de aquello, la empresa estaría renunciando a un ingreso, en valor esperado, de $E(MWAdj_{i,j,h}) * E(CMg_{i,h})$, pero al generar menos, también estaría evitando incurrir en el costo variable de la unidad, por lo que se enfrentaría a un “ahorro” equivalente a $CV_{i,h} * E(MWAdj_{i,j,h})$. Por lo tanto, el costo de oportunidad asociado al mercado de la energía, por unidad adjudicada, que enfrentaría la unidad i correspondería a $E(CMg_{i,h}) - CV_{i,h}$.

En adición, al dejar de generar en su punto eficiente, el adjudicatario también enfrentaría un costo directo de provisión igual a $CDF_{i,h}$. Así, el costo esperado ($CE_{i,j,h}$) asociado a la prestación del servicio de subida, en ausencia de activación, vendría dado por:

$$CE_{i,j,h} = E(MWAdj_{i,j,h}) * (E(CMg_{i,h}) - CV_{i,h} + CDF_{i,h}).$$

Ahora bien, de activarse el servicio, el ganador de la subasta se enfrenta a beneficios equivalentes a la remuneración que percibiría por la inyección de energía, esto es, $E(MWAdj_{i,j,h}) * E(FA_{i,j,h}) * (E(CMg_{i,h}) - CV_{i,h})$, y enfrentaría un costo directo por el cambio en el punto de operación $E(MWAdj_{i,j,h}) * E(FA_{i,j,h}) * CD_{i,h}$. Esto implica que potencialmente podría existir una doble renta asociada a los costos de oportunidad en el mercado de la energía descritos previamente y los pagos por activación. Consecuentemente, en un mercado competitivo dicha doble renta se disiparía, resultando en que dichos ingresos terminarían descontándose del costo de oportunidad. Ergo, el costo efectivo al que se enfrentaría un agente sería el siguiente:

$$CE_{i,j,h} = E(MWAdj_{i,j,h}) * \left[(E(CMg_{i,h}) - CV_{i,h}) * (1 - E(FA_{i,j,h})) + CDF_{i,h} + E(FA_{i,j,h}) * CD_{i,h} \right]$$

El costo unitario se derivaría de dividir la expresión previa por la adjudicación esperada, por lo que, al incorporar la prima por riesgo, la oferta resultaría como sigue:

$$Bid_{i,j,h} = \left[(E(CMg_{i,h}) - CV_{i,h}) * (1 - E(FA_{i,j,h})) + CDF_{i,h} + E(FA_{i,j,h}) * CD_{i,h} \right] (1 + \delta_{i,j,h})$$

Es claro que mientras mayor sea la incertidumbre, y mayor la prima por riesgo, mayor será el valor ofertado, lo cual sería particularmente relevante para las unidades con mayor probabilidad de ser las marginales. De igual manera, mientras mayor sea el costo marginal esperado del sistema, ante un mismo costo variable, mayor debiese ser la oferta. A su vez, mientras mayor sea el factor de uso en la activación, menor debiese ser el precio, ya que el costo de oportunidad sería efectivo una menor cantidad de tiempo. En el caso extremo de esperar una activación de un 100% de la cantidad adjudicada, el precio a cobrar correspondería a cero, no existiendo $CDF_{i,h}$, al estar siempre generando $PC_{i,h}$.

- b) $E(CMg_{i,h}) < CV_{i,h}$: En este caso, al tratarse de servicios de subida, no existiría costo de oportunidad asociado a energía por disponibilidad del servicio, ya que la unidad se encontraría generando a mínimo técnico. Sin embargo, existiría un costo esperado relacionado con el sobre costo de generación, ya que estos no son remunerados cuando

se trata de subastas, equivaliendo este a $MT_{i,h} * \alpha_{i,j,h} * (CV_{i,h} - E(CMg_{i,h}))$, donde $\alpha_{i,j,h}$ es la proporción de capacidad adjudicada por disponibilidad del servicio j sobre el total de capacidad adjudicada en otros servicios⁹⁶.

Cabe destacar que los costos de $CDF_{i,h}$ solo debiesen ser internalizados por los agentes en caso de que se espere que su despacho dependa de la adjudicación de servicios complementarios. De lo contrario, el despacho a mínimo técnico dependería simplemente del mercado de la energía, y por ende su desviación del punto óptimo de generación sería un costo hundido.

En caso de activarse el servicio, a diferencia del caso desarrollado en el literal que antecede, existiría un sobre costo adicional por la cuantía de $E(MWAdj_{i,j,h}) * E(FA_{i,j,h}) * (CV_{i,h} - E(CMg_{i,h}) + CD_{i,h})$. En este caso, si bien la unidad ya está operando fuera del punto óptimo, el solo hecho de cambiar de punto de operación generaría costos de *wear and tear*. Así, el costo total esperado para el adjudicatario para servicios de subida cuando se estima que se operará a mínimo técnico correspondería a:

$$CE_{i,j,h} = (CV_{i,h} - E(CMg_{i,h})) * (MT_{i,h} * \alpha_{i,j,h} + E(MWAdj_{i,j,h}) * E(FA_{i,j,h})) + E(MWAdj_{i,j,h}) * E(FA_{i,j,h}) * CD_{i,h}$$

El costo unitario se deriva de dividir los costos de la expresión previa por la capacidad adjudicada esperada, internalizando la oferta la prima por riesgo.

$$Bid_{i,j,h} = \left[(CV_{i,h} - E(CMg_{i,h})) * \left(\frac{MT_{i,h} * \alpha_{i,j,h}}{E(MWAdj_{i,j,h})} + E(FA_{i,j,h}) \right) + E(FA_{i,j,h}) * CD_{i,h} \right] * (1 + \delta_{i,j,h})$$

Se observa de la expresión anterior que las ofertas en caso de estimar que se generará a mínimo técnico pueden ser significativamente elevadas, al tener que distribuir todo el mínimo técnico, o la proporción correspondiente al servicio en cuestión, en la capacidad que se espera será adjudicada⁹⁷.

A.8.1.2 Servicios de Bajada

La remuneración de los servicios de bajada comprende solo activación, y al igual que en el caso de los de bajada, los sobre costos no se remuneran, por lo que se deben internalizar en la oferta

⁹⁶ $\alpha_{i,j,h} = \frac{E(MWAdj_{i,j,h})}{\sum_{j \in SSCC} E(MWAdj_{i,j,h})}$, donde $SSCC$ es el conjunto de todos los servicios complementarios, esto es, CSF+, CSF-, CTF+ y CTF-.

⁹⁷ A modo de ejemplo, si una unidad espera ser adjudicada en un solo servicio por una cuantía de 20MWh y que sea activada por 10MWh, posee un mínimo técnico de 150MW, un costo directo de 2 USD/MWh y espera que el costo variable de la unidad sea 5USD/MWh superior al costo marginal, entonces su oferta mínima por disponibilidad correspondería a 40 USD/MW, sin internalizar una prima por riesgo.

en la eventualidad de esperar que esto suceda, por lo que el desarrollo se divide en dos partes, como en la sección previa.

- a) $E(CMg_{i,h}) \geq CV_{i,h}$: Para simplicidad del análisis, se asume que bajo esta condición las unidades generan $PC_{i,h}$. Por tanto, no existiría costo de disponibilidad asociado, al estar en todo momento a plena carga.

En caso de activarse el servicio, la unidad dejaría de generar $E(MWAdj_{i,j,h}) * E(FA_{i,j,h})$ e incurriría en un costo de $CD_{i,h}$. Por lo tanto, el costo esperado de la disminución de generación sería igual a:

$$CE_{i,j,h} = E(MWAdj_{i,j,h}) * E(FA_{i,j,h}) * (E(CMg_{i,h}) - CV_{i,h} + CD_{i,h})$$

Debido a que en este caso solo se remunera la activación, el valor unitario que daría origen a la oferta no se obtendría de la cantidad que se espera será adjudicada, sino que de la capacidad que se espera sea finalmente activada. Consecuentemente, la expresión anterior debe ser dividida por $E(MWAdj_{i,j,h}) * E(FA_{i,j,h})$, y no por $E(MWAdj_{i,j,h})$.

$$Bid_{i,j,h} = (E(CMg_{i,h}) - CV_{i,h} + CD_{i,h}) * (1 + \delta_{i,j,h})$$

Como se observa, en este caso la incertidumbre solo se asocia al costo marginal, a diferencia del caso de subida, donde además se debe internalizar la incertidumbre de la probabilidad de activación.

- b) $E(CMg_{i,h}) < CV_{i,h}$: Al no remunerarse los sobrecostos, y solo ser pagada la activación, este caso puede derivar en ofertas particularmente elevadas, ya que sí existiría un costo por disponibilidad. Ello, ya que de esperar ser adjudicada $E(MWAdj_{i,j,h})$, la unidad debiese generar $MT_{i,h} + E(MWAdj_{i,j,h})$, generación expuesta a un sobre costo equivalente a $[MT_{i,h} * \alpha_{i,j,h} + E(MWAdj_{i,j,h})] (CV_{i,h} - E(CMg_{i,h}))$, atribuible al servicio j .

Ahora bien, la activación del servicio implicaría una disminución de los sobrecostos a los que se expone la empresa, ya que la generación sobre $MT_{i,h}$ disminuiría en $E(MWAdj_{i,j,h}) * E(FA_{i,j,h})$, lo que implicaría una disminución de costos de $E(MWAdj_{i,j,h}) * E(FA_{i,j,h}) * (CV_{i,h} - E(CMg_{i,h}))$, pero se sumarían los costos directos de prestación, asociados a $CD_{i,h}$. Consecuentemente, los costos a los que se vería expuesta una unidad al ser adjudicada para servicios de bajada sería:

$$CE_{i,j,h} = [MT_{i,h} * \alpha_{i,j,h} + E(MWAdj_{i,j,h})] (CV_{i,h} - E(CMg_{i,h})) - [E(MWAdj_{i,j,h}) * E(FA_{i,j,h}) * (CV_{i,h} - E(CMg_{i,h}) - CD_{i,h})]$$

En la oferta, por tanto, se debe prorratear el costo esperado en la activación esperada por hora.

$$Bid_{i,j,h} = \left[(CV_{i,h} - E(CMg_{i,h})) \left[\frac{MT_{i,h} * \alpha_{i,j,h}}{E(MWAdj_{i,j,h}) * E(FA_{i,j,h})} + \frac{1 - E(FA_{i,j,h})}{E(FA_{i,j,h})} \right] + CD_{i,h} \right] (1 + \delta_{i,j,h})$$

Como se aprecia, las ofertas de bajada cuando se espera generar a mínimo técnico debiesen ser superiores a las de subida, al prorratearse los sobrecostos sobre la activación esperada más que la adjudicación⁹⁸.

Del desarrollo previo, se observa que en el esquema previo de subastas existían ineficiencias de asignación no solo como consecuencia del esquema de subastas *Pay as Bid*, sino que también del hecho de incorporar los costos de oportunidad en el objeto subastado. Ello, debido a que se debían estimar los costos marginales para poder realizar la oferta, y se enfrentaba un riesgo de pérdida significativo para las centrales que se encontraran cerca del costo marginal, y pudiesen terminar generando a mínimo técnico, pudiendo internalizar sobrecostos dentro de las ofertas unidades que en la práctica generaban a plena carga durante todo el período.

Considerando que las ofertas en la práctica eran por bloques, que la adjudicación era horaria, y por lo tanto cada componente a estimar poseía dicha frecuencia, se esperaba que un agente neutral al riesgo valorizara su oferta unitaria considerando el costo total de todas las horas del bloque y la cantidad esperada adjudicada y factor de activación dependiendo del servicio que se trate⁹⁹.

Por lo tanto, la oferta para el bloque b sería determinada por la siguiente expresión:

$$Bid_{i,j,b} = \begin{cases} \frac{\sum_{h \in B} CE_{i,j,h}}{\sum_{h \in B} E(MWAdj_{i,j,h})}, & j \in \{CSF+, CTF+\} \\ \frac{\sum_{h \in B} CE_{i,j,h}}{\sum_{h \in B} E(MWAdj_{i,j,h})} * E(FA_{i,j,h}), & j \in \{CSF-, CTF-\} \end{cases}$$

Así, el efecto que ofertar por bloques tenía en el costo de provisión de los servicios en comparación con ofertas horarias dependía de la asimetría estimada intra-bloque para una misma unidad y entre unidades, así como también de la aversión al riesgo de los agentes.

A.8.2: Costos Asociados al Actual Esquema de Subastas de SSCC de Control de Frecuencia

Al ofertar solo costos de desgaste, y ser pagados *expost* tanto los costos de oportunidad como los sobrecostos y costos de operación adicionales, los agentes enfrentan menores niveles de incertidumbre al momento de realizar sus ofertas y consecuentemente la complejidad en la formación de ofertas disminuye ostensiblemente, lo que, en teoría, debiese tender a favorecer la participación.

⁹⁸ Continuando con el mismo ejemplo en este caso la oferta mínima correspondería a 82 USD/MWh, sin internalizar una prima por riesgo.

⁹⁹ Esto es equivalente al promedio ponderado de las ofertas expuestas en los apartados correspondientes.

A.8.2.1 Servicios de Subida

Al igual que en el esquema antiguo, en el actualmente vigente solo se remunera disponibilidad por concepto del valor ofertado. Por lo tanto, el costo podría diferir dependiendo de si se trata de una unidad infra o supra marginal.

- a) $E(CMg_{i,h}) \geq CV_{i,h}$: En este caso, existirían costos directos iguales a $CDF_{i,h}$ por la cantidad adjudicada esperada, en adición a costos $CD_{i,h}$ al momento de la activación. Consecuentemente, el costo total esperado que enfrentaría una unidad para la provisión de servicios de subida sería equivalente a:

$$CE_{i,j,h} = E(MWAdj_{i,j,h}) * CDF_{i,h} + E(MWAdj_{i,j,h}) * E(FA_{i,j,h}) * CD_{i,h}$$

Al existir una sola oferta por disponibilidad, entonces la oferta correspondería a:

$$Bid_{i,j,h} = CDF_{i,h} + E(FA_{i,j,h}) * CD_{i,h}$$

Esto es, al ser $CDF_{i,h}$ el costo asociado a disponibilidad no dependería de la estimación de ninguna probabilidad, ya que se pagaría a todo evento por un monto equivalente a la cantidad adjudicada. En contraste, como $CD_{i,h}$ está asociado a la activación, y la oferta está asociada a reserva adjudicada, dicho costo se debe prorratear por el factor de activación esperado.

- b) $E(CMg_{i,h}) < CV_{i,h}$: En este caso, se parte de la base de que la unidad se encuentra operando fuera del punto óptimo y a mínimo técnico, por lo que $CDF_{i,h} = 0$. De esta manera, el único costo directo estaría asociado a la activación del servicio y sería equivalente a

$$CE_{i,j,h} = E(MWAdj_{i,j,h}) * E(FA_{i,j,h}) * CD_{i,h}$$

Como la remuneración está asociada a disponibilidad, la oferta sería igual a

$$Bid_{i,j,h} = E(FA_{i,j,h}) * CD_{i,h}$$

Si bien existen diferencias al tratarse de unidades infra o supra marginales, estas podrían no ser relevantes dada la magnitud de los costos de desgaste en comparación con lo que podía ocurrir con el esquema antiguo, donde podían existir grandes diferencias en los pagos recibidos, al involucrar sobrecostos.

A.8.2.2 Servicios de Bajada

En el caso de los servicios de bajada también se mantuvo la remuneración solo por activación. Dependiendo de si se trata de unidades infra o supra marginales, los costos que enfrentarían los agentes serían los siguientes:

- a) $E(CMg_{i,h}) \geq CV_{i,h}$: al tratarse de servicios de bajada, $CDF_{i,h} = 0$, ya que en este escenario se asume que se está generando a plena carga. Por lo tanto, solo existiría un costo asociado a la activación, equivalente a

$$CE_{i,j,h} = E(MWAdj_{i,j,h}) * E(FA_{i,j,h}) * CD_{i,h}$$

Al remunerar solo activación

$$Bid_{i,j,h} = CD_{i,h}$$

- b)** $E(CMg_{i,h}) < CV_{i,h}$: En esta situación, a pesar de esperar que la unidad sea instruida a generar $MT_{i,h} + E(MWAdj_{i,j,h})$, ya se encontraría operando fuera de su punto óptimo, por lo que, al igual que en el literal que antecede, $CDF_{i,h} = 0$. Consecuentemente, la oferta sería idéntica.

De lo anterior se desprende que para servicios de subida solo se debe estimar el factor de activación, mientras que para los servicios de bajada solo se necesita determinar el costo de desgaste respectivo, por lo que la simplicidad de la oferta es notoria en comparación con el esquema antiguo.