

Informe
Monitoreo de la Competencia
en el Mercado Eléctrico
2022



Elaborado
31 marzo 2023

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	17
I.3 Segmento de distribución	19
CAPÍTULO II: CONCENTRACIÓN Y PODER DE MERCADO.....	20
II.1 Mercado relevante en el mercado eléctrico.....	20
II.2 Índices de concentración y poder de mercado	23
CAPÍTULO III: EJERCICIO DE PODER DE MERCADO Y ANÁLISIS DE COMPETENCIA	33
III.1. Segmento de generación	33
III.2 Segmento de transmisión	63
III.3 Segmento de distribución	66
III.4 Retiros	68
CAPÍTULO IV: LICITACIONES EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL	70
IV.1 Licitaciones de infraestructura de Transmisión Nacional o Zonal	70
IV.2 Otras licitaciones.....	74
CAPÍTULO V: SERVICIOS COMPLEMENTARIOS	76
V.1 Antecedentes Generales.....	76
CAPÍTULO VI: MERCADO DE PEQUEÑOS MEDIOS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA.....	80
VI.1 Antecedentes Generales.....	80
VI.2 Mecanismo Precio Estabilizado de los PMG/PMGD	82
VI.3 Efecto de PMGD en redes de transmisión y distribución	84
VI.4 Proyección de Instalación de PMGD	85
CAPÍTULO VII: MATERIAS ANALIZADAS POR LA UMC	89
VII.1 Actividades de monitoreo.....	89
VII.1.1 Libre Competencia y Asociaciones Gremiales	89
VII.1.2 Cambios al sistema marginalista.....	95
VII.2 Actividades de difusión y capacitaciones.....	99
VII.3 Participación en foros internacionales	99
CAPÍTULO VIII: RECOMENDACIONES.....	100
ANEXO	103
A.1 Tabla A.1	103
A.2 Tabla A.2	107
A.2 Tabla A.3	107
A.4 Gráfico A.4	108
A.5 Principales conductas anticompetitivas que podrían observarse en el mercado chileno	109
A.5.1 Conductas en segmento de generación.....	109
A.5.1.1 Retención de capacidad	109

A.5.1.2. Manipulación del precio del combustible.....	110
A.5.2 Conductas en segmento de transmisión	112
A.5.3 Conductas en segmento de distribución	112
A.6 Ejemplo retención de capacidad.....	113
A.7: Gas Inflexible y Competencia.....	116
A.7.1 Empresas Excedentarias	117
A.7.2 Empresas Deficitarias.....	118
A.8 Servicios complementarios	120
A.8.1: Costos Asociados al Antiguo Esquema de Subastas de SSCC de Control de Frecuencia	120
A.8.1.1 Servicios de Subida	120
A.8.1.2 Servicios de Bajada	122
A.8.2: Costos Asociados al Actual Esquema de Subastas de SSCC de Control de Frecuencia	124
A.8.2.1 Servicios de Subida	124
A.8.2.2 Servicios de Bajada	125
A.9: Metodología Evaluación de Sistema Experto de Pronósticos de energías renovables .	127

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 2022, 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 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 y VIII contienen, respectivamente, estadísticas sobre la evolución de los PMGD en el mercado, una descripción de los temas evaluados por la UMC durante el año 2022 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 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 0,5MW tienen la libertad de optar a ser clientes libres³.

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.

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.

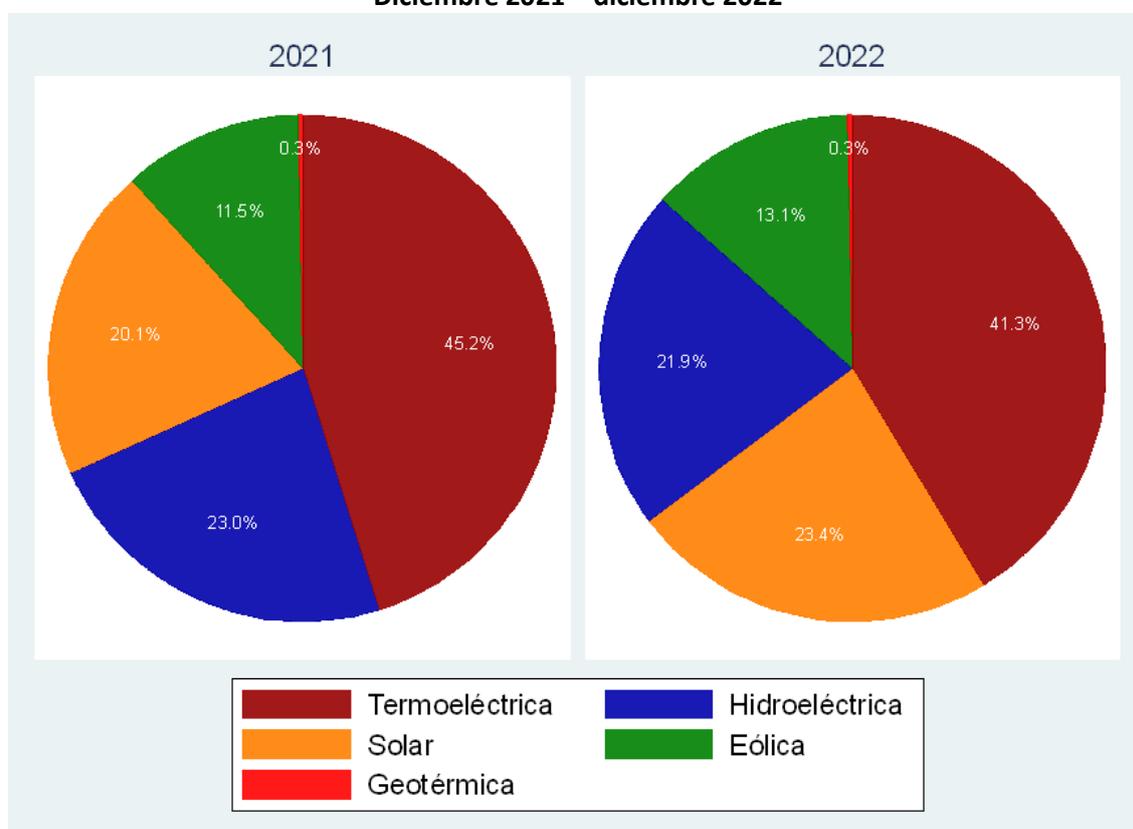
³ Al respecto, ver <https://www.cne.cl/en/tarificacion/electrica/>.

I.1 Segmento de generación

El parque generador en Chile está compuesto 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 cerca de 41,3% a diciembre de 2022, seguida por Solar con una participación de 23,4%, Hídrica con cerca de un 22%, Eólica con alrededor de un 13,1% y Geotérmica con un 0,3%⁴. 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 2021 – diciembre 2022



De la totalidad del parque térmico, las centrales a gas natural desplazaron a las carboneras del primer lugar⁵, con un 38,9% versus 31,8% de participación, respectivamente, lo que representa un aumento de 2,8 y una disminución de 4,5 puntos porcentuales para las correspondientes fuentes de generación respecto del año 2021. La disminución pronunciada de las centrales a carbón fue gatillada por la salida de servicio de las unidades U14 y U15 de la central Tocopilla,

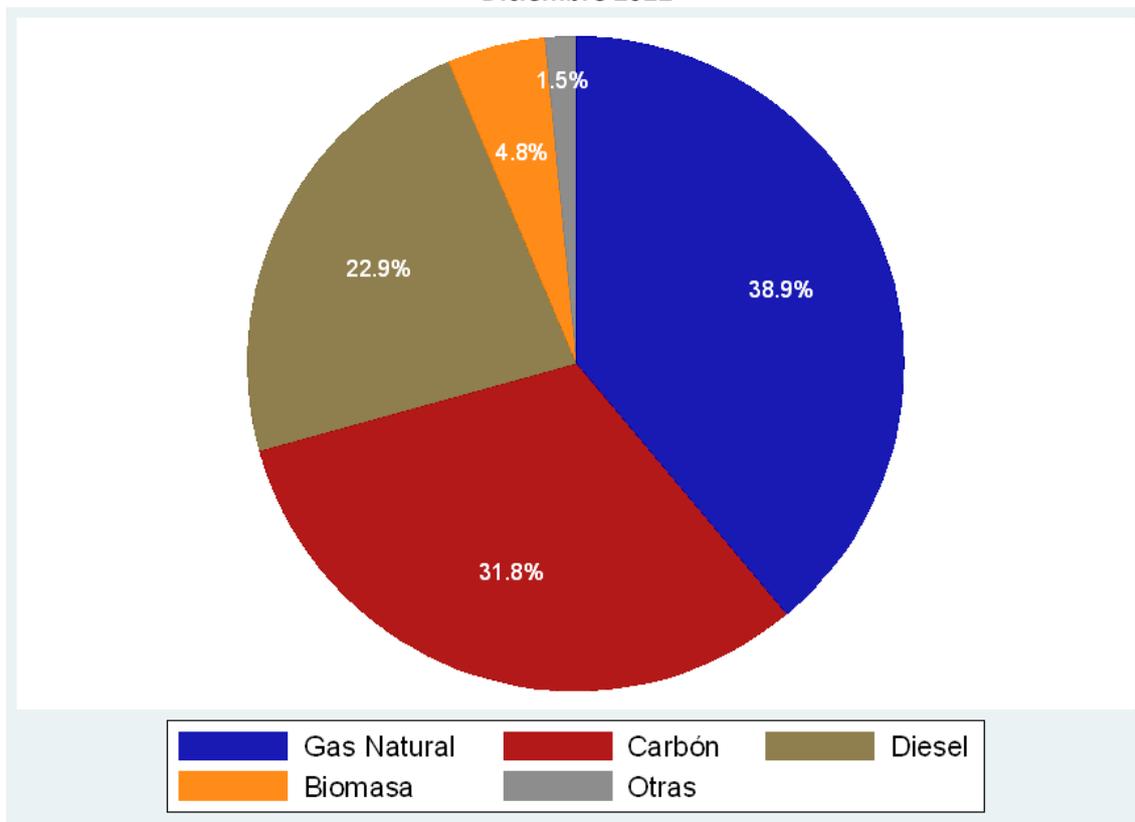
⁴ Existe solo una planta Geotérmica en el parque generador, cuya puesta en marcha fue a finales del año 2017. El aumento en la participación se debe a la incorporación de la tercera unidad de la central Cerro Pabellón.

⁵ En adelante, se entenderá por gas natural tanto el gas natural licuado (GNL) como al gas natural importado desde Argentina (GN).

así como también de Bocamina 2, en el marco del proceso de descarbonización. Le sigue la capacidad instalada de diésel, la cual alcanzó un 22,9% a diciembre de 2022 en contraste con el 23,7% que representó el año 2021. El resto de las fuentes da cuenta de algo más del 6%, con biomasa alcanzando cerca de 4,8%, en tanto que el resto de las fuentes representa un 1,5%⁶.

En cuanto a la tecnología hidroeléctrica, a diciembre de 2021 la capacidad instalada de las centrales hidroeléctricas de pasada superó en 4,6 puntos porcentuales a la de las centrales de embalse, alcanzando un 52,3% en comparación con el 47,7% de las últimas.

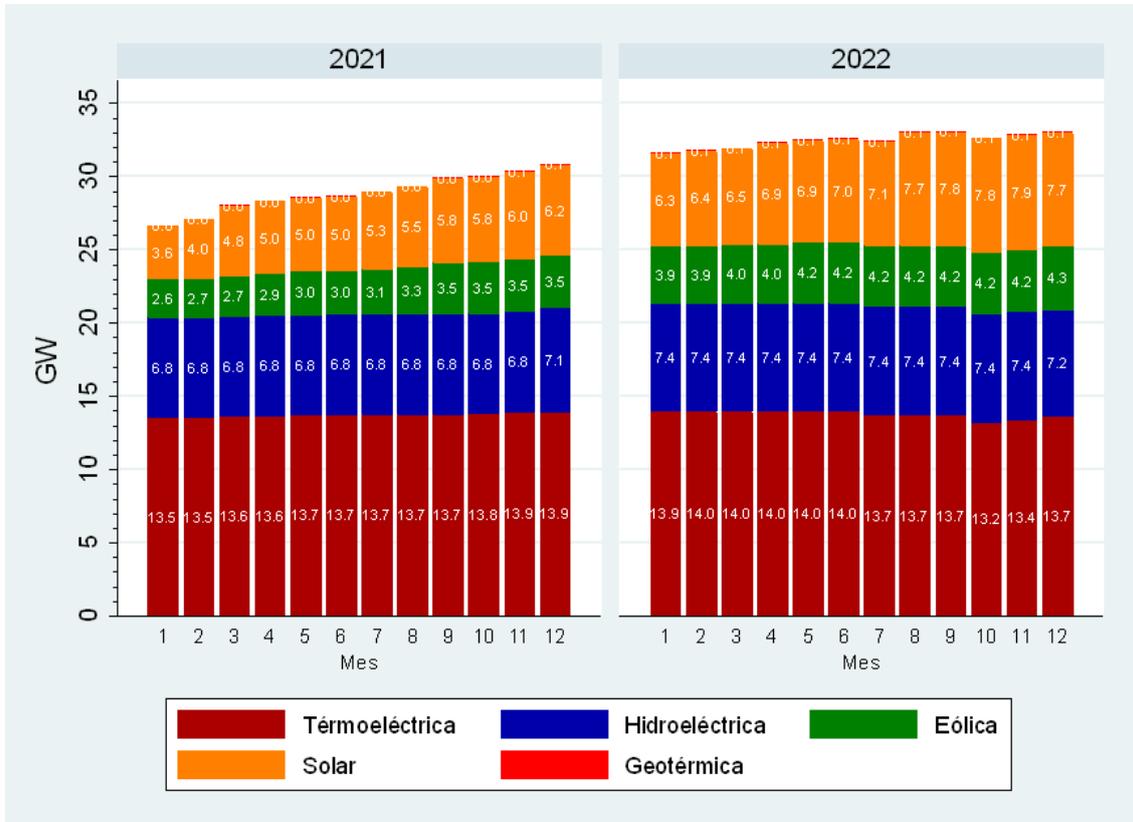
Gráfico I.1.2
Distribución de capacidad térmica instalada (MW) por fuente
Diciembre 2022



Por su parte, la capacidad instalada del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), alcanzó un total de 33 GW a diciembre de 2022, con un aumento de 7% en comparación con el mismo mes del año anterior. Al igual que en el año 2021, el aumento de capacidad se debió primordialmente a una mayor capacidad solar y eólica, predominando de forma clara la primera, con cerca de 1,5 GW de incremento, superior al crecimiento de 0,8 GW en capacidad eólica, lo que se refleja en el Gráfico I.1.3.

⁶ El resto de las fuentes corresponde a fuel oil, biogas, cogeneración y petcoke.

Gráfico I.1.3
Capacidad instalada por tecnología
2021 - 2022



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 Matte⁷, AES Corporation y Engie, que totalizan cerca de un 53,9% de la capacidad instalada a diciembre de 2022, esto es, 1,5 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, el grupo Matte, con un 11,6%; AES Corporation rondó el 10%, seguido por Engie con un 7,5% y EDF con un 3,7%. Mainstream Renewable Power se ubicó en sexto lugar con 3% de participación, seguido por Prime Energía con 2,9%. Las empresas de propiedad del Estado Chino⁸ bajaron su participación desde un 2,1% el año 2021 a 1,8% el 2022, lo mismo que BHP, quien disminuyó a 1,7%, siendo superados ambos por Acciona y CAEI Inversiones, el actual propietario de Guacolda, con un 2% y 2,4% respectivamente. El 26,7% de

⁷ 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.

⁸ 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.

la capacidad instalada restante está compuesto en su mayoría por firmas con participaciones individuales inferiores al 1%⁹.

Tabla I.1.1
Participación por conglomerado de capacidad instalada¹⁰
Diciembre 2021 – diciembre 2022

Conglomerado	Participación	
	2021	2022
Enel	25,3	24,8
Grupo Matte (1)	12,4	11,6
AES Corporation	9,7	10,0
Engie	8,3	7,5
EDF (2)	4,2	3,7
Otros	40,1	42,4
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 por tecnología
Diciembre 2022

Solar		Eólica		Hidro de Pasada		Embalse		Térmica	
Conglomerado	%	Conglomerado	%	Conglomerado	%	Conglomerado	%	Conglomerado	%
Enel	17,6	Enel	15,9	AES Corporation	21,4	Enel	73,9	Enel	18,7
Acciona	7,2	Mainstream	14,6	Grupo Matte	18,0	Grupo Matte	26,1	AES Corporation	15,8
Sonnedix	5,6	WPD	9,0	Enel	15,7			Engie	13,9
Mainstream	5,3	Innergex	8,2	CSOE (1)	15,2			Grupo Matte	13,5
Engie	3,7	AES Corporation	6,9	Innergex	5,4	-	-	Prime Energía	6,0
Otros	60,6	Otros	45,4	Otros	24,4	Otros	0	Otros	32,1
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, empresa que aumentó sustantivamente su capacidad instalada por medio del proyecto Alto Maipo, el que la llevó a representar el 21,4% de la capacidad instalada de centrales hidroeléctricas de pasada, equivalente a 677MW, aproximadamente.

⁹ Luego de BHP, propietaria de Tamakaya, solo 5 empresas poseen más de un 1% de participación.

¹⁰ La información utilizada corresponde a la disponible en Infotecnica, y se tomaron en cuenta tanto centrales que entraron en operación el durante el año 2022, así como también las que registraron una fecha de entrada en operación posterior, pero se encontraban en pruebas a diciembre de 2022. En la tabla A.1 del anexo, se presenta una lista con las centrales entregadas a la operación durante el año 2022.

Por su parte, Enel aumentó significativamente su participación en centrales solares alcanzando casi un 18% con alrededor de 1,2 GW de capacidad instalada¹¹, liderando también en el resto de las tecnologías, con un 15,9% (642 MW), cerca de 74% (3 GW) y 19% (2,5 GW) para las centrales Eólicas, Hidroeléctricas de Embalse y Térmicas, respectivamente.

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 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 mensual y horaria para el año 2021 y 2022¹². Como se aprecia, la capacidad disponible difiere sustantivamente de la capacidad total instalada, habiendo existido episodios de estrechez notoria entre febrero y abril, así como también en octubre del año 2022, particularmente en los horarios de madrugada. Si bien los episodios de menor disponibilidad corresponden a una proporción reducida del año, durante el año 2022 representaron un mayor porcentaje que lo presenciado el 2021. A modo de ejemplo, en 854 horas del año 2022¹³ existió una capacidad disponible inferior o igual a 12GW, mientras que 1.647 horas tuvieron un rango de capacidad disponible mayor a 12GW y menor o igual a 13GW, lo que equivale a 9,7% y 18,8% del total, respectivamente, contrastando con 0,16% y 7,9% del año previo.

La distribución horaria refleja claramente que el aumento de capacidad instalada no ha sido completamente efectivo, al estar impulsado primordialmente por la instalación de nuevas centrales fotovoltaicas sin medios de almacenamiento.

Lo anterior es crucial, ya que, incluso de aumentar la capacidad de transmisión del SEN para poder absorber toda la inyección potencial de las centrales solares, aún existirán períodos de estrechez de recursos en períodos de indisponibilidad solar.

¹¹ Las centrales solares consideradas son Campos del Sol, Domeyko, Sol del Lila, Finis Terrae, Carrera Pinto, Pampa Solar Norte, Azabache, Lalackama, Lalackama II, Chanares, Diego de Almagro, San Camilo, Dadino y La Silla. Las tres primeras poseen una potencia máxima bruta superior de 381 MW, 204 MW y 152 respectivamente. Campos del Sol registra como fecha de entrada en operación el 18-01-2023, mientras que las siguientes dos el 29-12-2022 y 01-09-2022.

¹² La capacidad disponible 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 presenciar 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. En cualquier caso, en el Gráfico I.1.6 se presenta la diferencia de capacidad disponible y generación real, donde dicho efecto se neutraliza al tratarse de una diferencia, y de corresponder la capacidad disponible solar y eólica a la generación real.

¹³ De un total de 8.760 horas en el año.

Gráfico I.1.4
Distribución mensual de capacidad disponible, 2021-2022

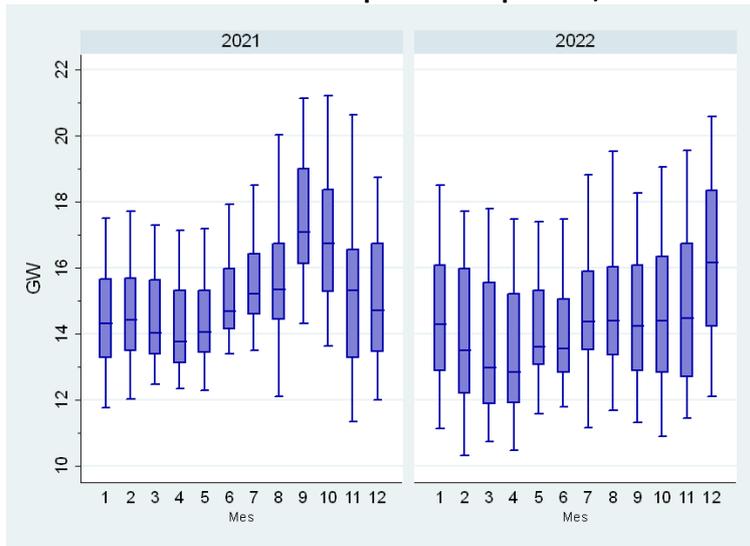
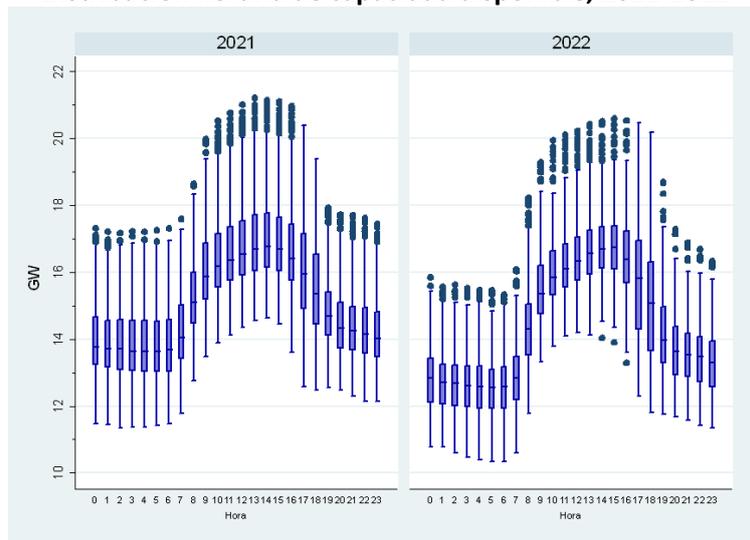


Gráfico I.1.5
Distribución horaria de capacidad disponible, 2021-2022

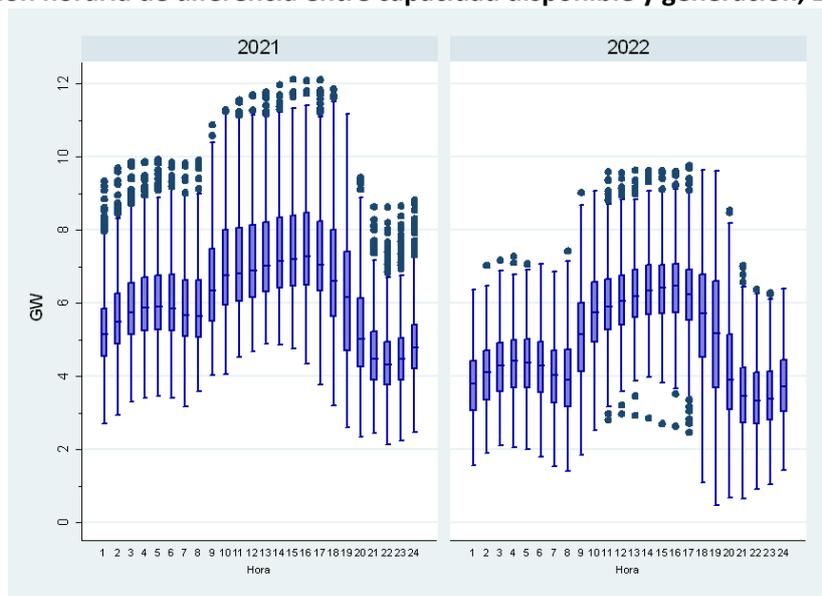


Estos períodos de estrechez se ven mejor reflejados en el gráfico siguiente, donde se muestra la distribución horaria de la diferencia entre la capacidad disponible y la generación real. Incluso sin considerar congestiones, se aprecia claramente que todos los períodos de mayor estrechez ocurrieron fuera de horario solar, lo que refuerza un hecho evidente, con el nivel de penetración actual de energías renovables, el aporte al sistema de un proyecto solar adicional sin capacidad de almacenamiento es reducido.

Refuerza lo anterior el hecho que la capacidad de generación solar existente al norte de Nogales es de 7,8 GW, mientras que la nueva capacidad estimada al 2024 corresponde a 5 GW. Mientras tanto, la transferencia actual de los tramos relevantes (Nueva Pan de Azúcar - Polpaico 500 kV C1+C2 y Pan de Azúcar - Las Palmas - Nogales - Polpaico 220kV C1+C2) es de aproximadamente 2,3 GW, y la capacidad estimada del tramo futuro de Nueva Línea Nueva Pan de Azúcar - Punta Sierra - Centella 220 kV C1+C2 sería de algo más de 0,6 GW. Esto implica que los proyectos en carpeta sobrepasan con creces la capacidad de transferencia de las líneas, incluso si se considera la nueva línea HVDC, que tendría una capacidad de transferencia estimada de 3 GW.

Por lo mismo, no tiene racionalidad económica ingresar con proyectos fotovoltaicos sin medios de almacenamiento asociados a estos. Si bien los mayores niveles de radiación se encuentran en el norte del país, las empresas que deseen ingresar al mercado deben considerar dentro de su evaluación financiera la probabilidad de enfrentar costos marginales iguales a cero, condicional a todos los proyectos en construcción existentes y la capacidad actual, tanto de generación como de transmisión, y los recortes que enfrentarían. De esta forma, parecería razonable ajustar su factor de planta con dichos elementos, y luego evaluar nuevas ubicaciones a lo largo del territorio nacional, o eventualmente la instalación de medios de almacenamiento en el norte, donde los recortes se están produciendo con mayor frecuencia.

Gráfico I.1.6
Distribución horaria de diferencia entre capacidad disponible y generación, 2021-2022¹⁴

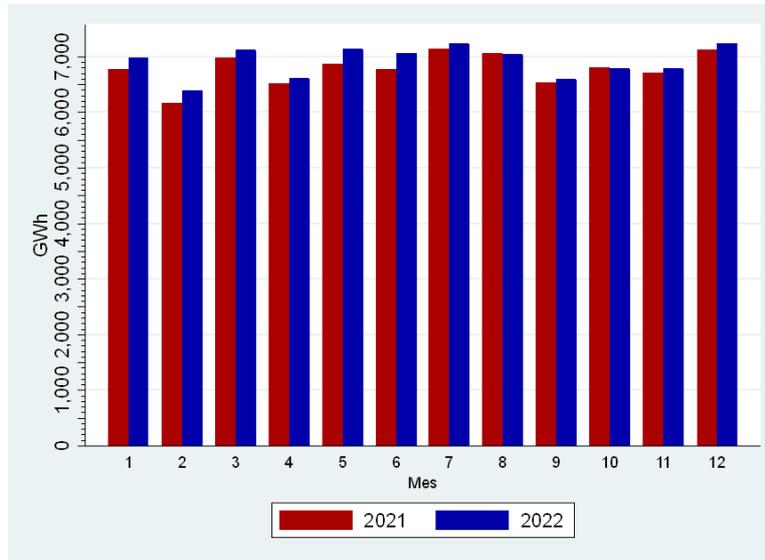


Más aún, como se desprende del gráfico, la diferencia entre capacidad disponible y generación disminuyó el año 2022 respecto del 2021, lo que refleja en parte la salida de centrales carboneras y la carencia de ingreso de tecnologías renovables que aporten generación estable las 24 horas del día.

En lo referente a generación mensual, ésta osciló entre 6.398 GWh y 7.234 GWh a lo largo del año, habiendo alcanzado el mínimo y máximo en los meses de febrero y diciembre respectivamente, en contraste con valores que se situaron entre 6.174 GWh y 7.142 GWh en el año 2021, alcanzando los mínimos y máximos en febrero y julio, tal como se muestra en el Gráfico I.1.7.

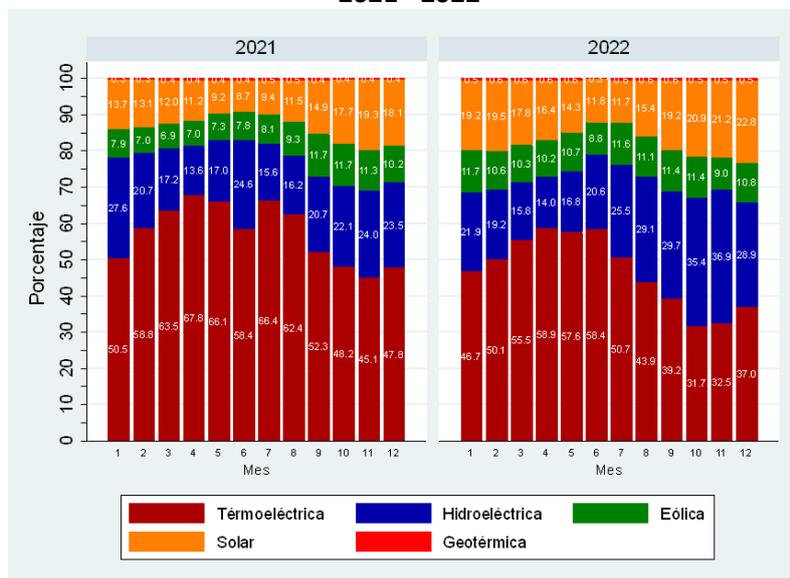
¹⁴ La capacidad disponible es obtenida según lo descrito en la nota al pie 12. En este caso, sin embargo, se asume que la capacidad solar y eólica corresponde a la generación real más los recortes de energía correspondientes, por lo que la diferencia corresponde a la resta entre la capacidad disponible y generación real de las tecnologías térmicas e hidro, ya que bajo el supuesto previo la capacidad disponible de las tecnologías solar y eólica se anula con su generación en el cálculo de la diferencia.

Gráfico I.1.7
Generación mensual
2021 - 2022



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
2021 - 2022



Las tecnologías que presentaron una mayor variación en su contribución a la generación total del sistema corresponden a la termoeléctrica e hidroeléctrica. 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. A su vez, se aprecia un incremento mayor en la participación de generación hidroeléctrica en los últimos meses del año, en comparación con el 2021, lo que se explica por la mayor disponibilidad de recursos hídricos.

La participación de la energía solar aumentó consistentemente en todos los meses respecto del año anterior, mostrando el mayor incremento durante el mes de febrero, con 6,4 puntos

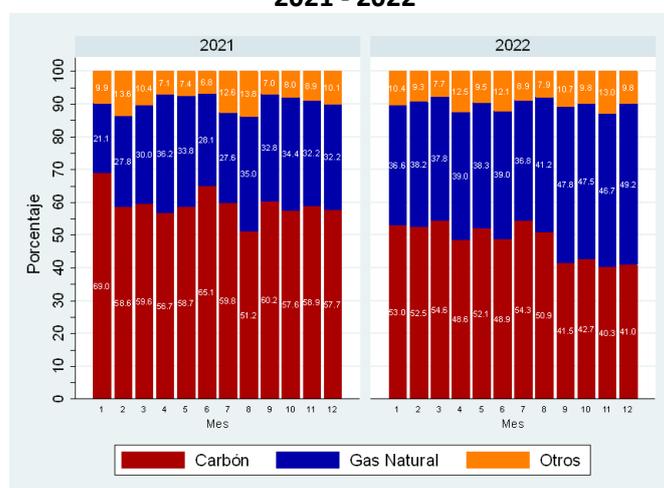
porcentuales por sobre igual mes del año 2021. Por su parte, la generación eólica aumentó respecto del año previo durante el período enero-agosto, presentando una leve disminución entre septiembre y noviembre, para volver a superar lo registrado el 2021 en diciembre. El mayor diferencial se produjo en enero con 3,8 puntos porcentuales de diferencia a favor del año 2022. Ambas tecnologías finalizaron el año con una participación conjunta del 33,6% de la generación total, la mayor presenciada durante todo el año, en contraste con lo acaecido el año precedente, donde alcanzaron un 28,3% del total.

En cuanto a las fuentes de generación termoeléctrica, el carbón dejó de ser la de mayor participación a partir de septiembre de 2022, oscilando entre 48,6% y 54,6% durante los primeros 8 meses del año, y entre 40,3% y 42,7 entre septiembre y diciembre del mismo año. Esto contrasta drásticamente con lo sucedido el año 2021, donde todos los meses superó el 50%, alcanzando, incluso, una participación 69% en enero de dicho año.

En sintonía con lo anterior, el gas natural pasó a ser el combustible de mayor relevancia en la distribución de generación térmica, superando el 40% de participación desde agosto de 2022, alcanzando su punto máximo en diciembre del mismo año, al rondar el 49,2%¹⁵.

Por otra parte, en los meses en que se presenció un aumento significativo de la generación con otras fuentes térmicas respecto del año previo, este fue gatillado por mayor generación con diésel, escenario que ha sido particularmente frecuente por las congestiones en la zona de Puerto Montt.

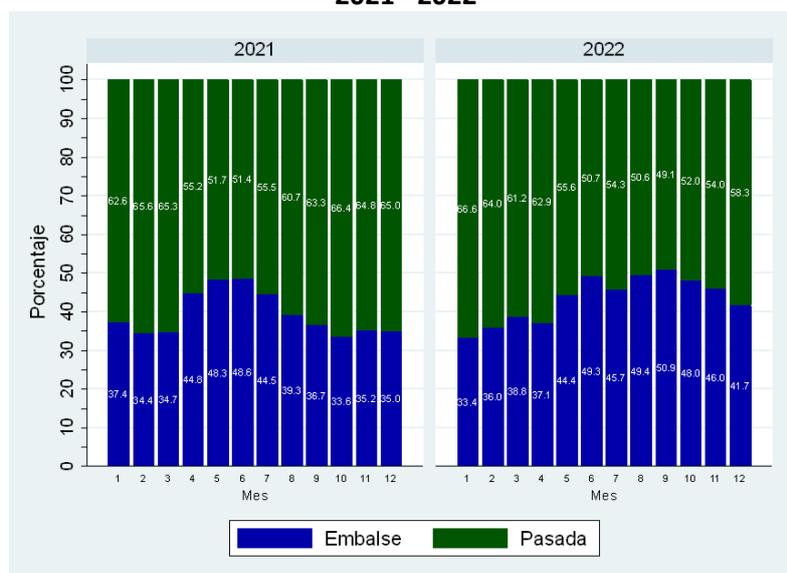
Gráfico I.1.9
Distribución generación térmica por fuente
2021 - 2022



Por su parte, en el Gráfico I.1.10 es posible observar la distribución de la generación hidroeléctrica entre centrales de embalse y pasada. Se deduce de las cifras que, en general, estas últimas unidades generadoras siguieron siendo las de mayor contribución a la generación hidroeléctrica, alcanzando una proporción promedio de 57% aproximadamente.

¹⁵ Los combustibles que componen la categoría “Otros”, corresponden a: diésel, biomasa, petcoke, cogeneración, biogas y fuel oil. Los de mayor participación corresponden a diésel y biomasa. A modo de ejemplo, durante diciembre de 2022, ambos combustibles representaron un 2,4% y 4,8% de la generación térmica total respectivamente. El resto de las fuentes representó un 2,7% de forma agregada.

Gráfico I.1.10
Distribución generación hidroeléctrica por fuente
2021 - 2022



En resumen, la capacidad instalada sigue creciendo, principalmente impulsada por el ingreso de centrales solares y eólicas. No obstante, este ingreso no ha ido acompañado de medios de almacenamiento, ni de otras tecnologías renovables que provean una generación estable las 24 horas del día, como sería el caso de las centrales geotérmicas, concentración solar o centrales hidroeléctricas. Esto se refleja de igual manera en la generación por tecnología, concentrándose la generación renovable en horario solar, como es de esperar dada la composición tecnológica del parque.

Debido a lo anterior, es necesario establecer los incentivos apropiados para el ingreso de nueva capacidad renovable, pero con habilidad de generación durante las 24 horas del día y de aportar a la operación segura del sistema, manteniendo los niveles de tensión y no afectando sustantivamente los requerimientos de control de frecuencia.

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 o de ampliación de instalaciones existentes y deben ser llevadas a cabo mediante procesos de licitación internacionales, que realiza el Coordinador Eléctrico Nacional, de acuerdo con lo establecido en la Ley.

En la Tabla I.2.1 se presenta la participación por empresa en el segmento de transmisión nacional para el año 2021 y 2022 según el VATT a diciembre de cada año.

Tabla I.2.1 VATT y AVI segmento de transmisión nacional por empresa, 2021-2022¹⁶

Propietario	2021				2022			
	VATT		AVI		VATT		AVI	
	USD	%	USD	%	USD	%	USD	%
Transec-CSOE	234.313.233	33,1	206.168.872	33,2	252.241.719	32,9	223.916.738	32,9
CSOE	121.196.376	17,1	106.791.452	17,2	139.345.064	18,2	123.492.065	18,2
ISA	92.526.318	13,1	79.239.888	12,8	98.839.046	12,9	85.836.828	12,6
Celeo Redes	92.078.628	13,0	81.112.148	13,1	97.580.640	12,7	86.979.219	12,8
Redeia (Grupo Red Electrica)	54.595.220	7,7	48.907.310	7,9	62.575.920	8,2	56.225.768	8,3
Engie	53.509.987	7,6	47.782.002	7,7	55.541.604	7,2	49.976.459	7,4
SAESA	17.955.717	2,5	15.630.023	2,5	18.944.048	2,5	16.625.159	2,4
BHP	11.043.910	1,6	9.582.331	1,5	11.248.433	1,5	9.844.437	1,4
Ferrovial	8.154.755	1,2	7.012.313	1,1	8.689.910	1,1	7.510.946	1,1
Antofagasta Minerals	7.462.704	1,1	6.570.951	1,1	7.607.306	1,0	6.750.687	1,0
REN -Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A	6.218.391	0,9	5.373.287	0,9	6.412.358	0,8	5.600.550	0,8
Codelco	2.466.459	0,3	2.024.048	0,3	2.504.394	0,3	2.079.411	0,3
EPM	1.801.719	0,3	1.579.081	0,3	1.826.696	0,2	1.612.830	0,2
Sonnedix	1.430.224	0,2	1.211.424	0,2	1.446.990	0,2	1.236.809	0,2
Codelco	1.363.671	0,2	1.195.701	0,2	1.389.758	0,2	1.228.407	0,2
AES Andes	599.815	0,1	459.641	0,1	606.868	0,1	472.213	0,1
AustriaEnergy	195.050	0,0	167.606	0,0	198.132	0,0	171.770	0,0
Atlas Renewable energy Chile	128.076	0,0	112.288	0,0	130.525	0,0	115.360	0,0

* Los accionistas finales del grupo de empresas Transec 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 Transec menos la participación de CSP.

** 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".

*** Celeo Redes es controlada por Elecnor S.A., con un 51% de participación. El restante 49% es propiedad de APG, una gestora de fondos de pensiones holandeses. Se considera Celeo Redes como tal, o Elecnor S.A., ya que esta última y APG participan de manera conjunta en todas las sociedades del segmento y en ninguna por separado, como es el caso de CSOE y Redeia (ver nota ****). Adicionalmente, este tratamiento es consistente con lo establecido en el informe de aprobación de la "Adquisición de control en Colbún Transmisión S.A. por parte de Alfa Desarrollo SpA. Rol F277-2021." de la FNE.

**** Redeia posee el 50% de TEN, y el otro 50% es propiedad de Engie.

El HHI asociado a la participación por VATT fue de 1.862 y 1.869 para el año 2021 y 2022 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 minimizada 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.

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.

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 proyecto de ley de “portabilidad eléctrica” no ha tenido avances durante el año 2022 en el Congreso, y se mantiene en primer trámite constitucional con urgencia simple.

Las principales propuestas de este proyecto de ley son: la creación del nuevo segmento de comercialización que permitiría a todos los usuarios elegir su suministrador de energía eléctrica, la modernización de las licitaciones de suministro, y la creación del gestor de información, todo lo anterior con el objetivo de aumentar la competencia en el mercado con el fin de obtener mejores tarifas para usuarios finales y mejorar la calidad de suministro.

A opinión de la UMC, algunas materias críticas que debiesen ser abordadas con mayor profundidad en el proyecto de ley son: falta de limitación total a la integración vertical en la zona de concesión de este nuevo mercado, esquema de contratos de largo plazo con cláusulas *take or pay*, e inclusión de medidas que eviten conductas anticompetitivas en el acceso a las redes de distribución de los distintos agentes.

Lo anterior resulta relevante para efectos de poder habilitar a la demanda como un recurso adicional para efectos de mejorar la eficiencia del SEN y reducir los costos. Lo anterior no solo considerando el actual servicio complementario de cargas interrumpibles, sino para ayudar a reducir el desbalance entre la generación programada y la demanda real del sistema, además de colaborar en el esquema de reservas de control de frecuencia. A lo anterior se une también la posibilidad de reducir consumos en las horas punta, para efectos de postergar o eliminar la necesidad de refuerzos en distribución o generación. Con todo, elementos que resultan necesarios para dicha transición son, por una parte, incorporar medidores inteligentes, no sólo para manejar las cargas en base a tarifas sino, también, para el control de dichas cargas y, por otra parte, reducir el límite administrativo desde los 500kw actuales a 300kw y de esta forma aumentar la capacidad de este segmento y su impacto en el sistema en general.

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 eléctrico¹⁷, 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 una 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”*¹⁸.

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 nacional¹⁹. 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

¹⁷ 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.

¹⁸ 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.

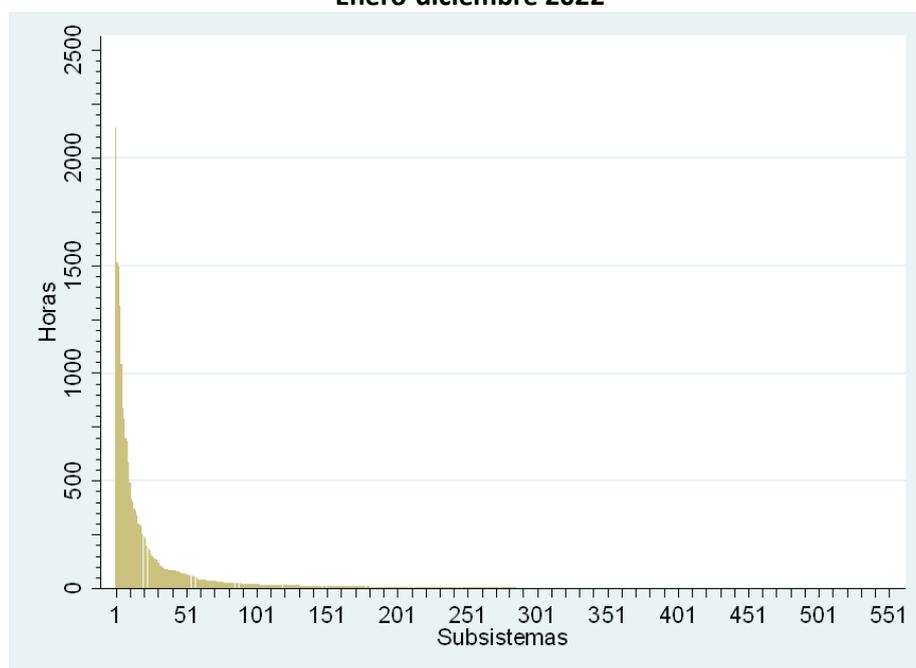
¹⁹ Esto tanto para la inyección de energía como para los SSCC que no poseen naturaleza local, como, por ejemplo, servicios de control de frecuencia.

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 competitividad del sistema eléctrico nacional.

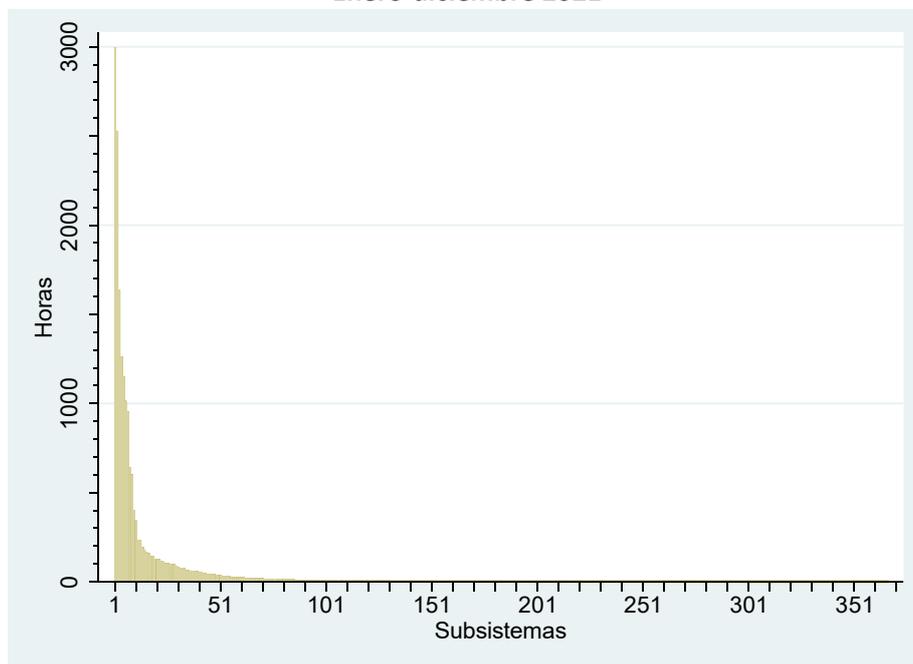
De modo ilustrativo, a continuación, se presenta en los gráficos II.1.1. y II.1.2., la distribución de frecuencia de los diferentes subsistemas formados en el sistema eléctrico nacional a lo largo de los años 2022 y 2021²⁰.

Gráfico II.1.1
Frecuencia subsistemas período
Enero-diciembre 2022



²⁰ Un subsistema corresponde a un sistema desacoplado, el cual se define como “(...) una fracción del sistema, originada por la desconexión o congestión de una o más instalaciones de transmisión, lo que obliga a realizar un despacho por orden económico considerando sólo las unidades generadoras pertenecientes a la respectiva fracción del sistema.”, según lo establecido en el artículo 10 del Procedimiento “Cálculo de Costos Marginales para Transferencias de Energía” contenido en la RE N° 669 de 21 de noviembre de 2017 de la CNE. En las Tablas A.2 y A.3 del anexo se puede encontrar un listado con los 20 subsistemas más frecuentes para el año 2021 y 2020.

Gráfico II.1.2
Frecuencia subsistemas período
Enero-diciembre 2021



La primera barra de los histogramas precedentes representa el SEN sin desacoples. Se deriva de los gráficos que durante el año 2022 el sistema funcionó acoplado cerca de 2.150 horas, lo que equivale a alrededor del 24,5% del tiempo, cifra que contrasta con el 34% del año previo, existiendo una diferencia de casi 1.000 horas. Asimismo, el número total de subsistemas ha aumentado, siendo el originado por controles de transmisión en la línea Aurora – Puerto Montt 220kV el de mayor frecuencia, alcanzando las 1.515 horas. Al igual que lo sucedido durante el año 2021, los desacoples en la zona sur aumentaron su relevancia, lo que se reflejó en los diferenciales de costos marginales para la zona de la barra de Puerto Montt 220, como se presentará en secciones venideras del presente informe.

No obstante, tal como se señaló en el informe del año 2021, se espera que los desacoples en dicha zona continúen, ya que los proyectos "Nueva Línea 2x500 kV Entre Ríos - Ciruelos, Energizada en 220 kV", y "Nueva Línea 2x500 kV Ciruelos – Pichirropulli, Energizada en 220 kV", fijados en el Decreto Exento N° 4, de 2019, del Ministerio de Energía, que tenderían a solucionar dichos problemas, contemplan un plazo de construcción de 84 meses²¹.

Se deriva de lo anterior el importante rol que juega la planificación de la transmisión en cuanto a la definición de proyectos de ampliación de líneas, ya que dichos proyectos implican desconexiones de la línea que se amplía y esto gatilla la ocurrencia de subsistemas que aumentan los costos de operación y cambian la configuración competitiva del mercado, pudiendo entregar poder de mercado local en alguno de los subsistemas.

En cualquier caso, 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

²¹ Actualmente, el proyecto "Entre Ríos – Pichirropulli" se encuentra en la etapa de diseño de la evaluación ambiental estratégica. Su estado puede ser consultado en: <https://eae.mma.gob.cl/file/428>

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.

II.2 Índices de concentración y poder de mercado

Una forma típica de aproximar la existencia de poder de mercado es mediante índices de concentración²², 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 Europea²³. 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 estructural²⁴.

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:

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

²² 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.

²³ "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.

²⁴ Niveles de acuerdo con lo establecido por la *Federal Trade Commission (FTC)*.

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 ²⁵.

El HHI a nivel nacional al 31 de diciembre de 2022, sin diferenciar por hora o subsistema, alcanzó un valor de 1.001, aproximadamente, lo que podría llevar a concluir apresuradamente que se trata de un mercado desconcentrado²⁶.

Sin embargo, al considerar la distribución de dicho indicador por hora, teniendo en consideración cada subsistema en el período enero-diciembre de 2022, se aprecia que, en general, se trata de un mercado mediana 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 10.000²⁷, en tanto en otras, en las que el indicador alcanzó valores mínimos inferiores al límite de 1.500. Asimismo, debido a la disponibilidad de capacidad solar dependiente del horario, se obtienen valores más reducidos para el límite del percentil 25, cuando dicha tecnología cuenta con su fuente de energía, lo que sucede primordialmente entre las 8:00 y 20:00 horas, ocurriendo algo análogo con los valores mínimos.

No obstante, debido a la existencia de subsistemas por congestiones, la concentración aumenta, en promedio, en horario de generación solar²⁸. Si se compara con el período previo, se puede apreciar en el Gráfico II.2.1.b que la concentración aumentó también en el bloque horario posterior al solar, desde las 19 a las 24 horas.

²⁵ Se entiende por capacidad disponible neta como la capacidad bruta descontando los consumos propios e indisponibilidades de recurso primario de generación, fallas, mantenimiento, etc.

²⁶ La capacidad disponible es obtenida según lo descrito en la nota al pie 12. En este caso, sin embargo, se asume que la capacidad solar y eólica corresponde a la generación real más los recortes de energía correspondientes. Asimismo, para el caso de unidades térmicas e hidroeléctricas que no se encontraban en la base de datos del output de Plexos, pero sí en la base de generación real, se consideró la potencia máxima como capacidad disponible.

El HHI con capacidad instalada ascendió a 973 durante el año 2022, en contraste con 1.014 del año anterior. Asimismo, el HHI por tecnología correspondió a 6.147; 1.328; 1.146; 843 y 542 para las centrales hidroeléctricas de embalse, hidroeléctricas de pasada, térmicas, eólicas y solares respectivamente.

²⁷ 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.

²⁸ En un escenario libre de congestiones, se esperaría una disminución de los niveles de concentración, considerando los niveles de concentración a nivel nacional, lo que también se refleja en los niveles de concentración por tecnología, tal como puede ser constatado en el Gráfico A.4 del anexo, aunque estos han aumentado debido a la mayor presencia de Enel en la tecnología solar.

Gráfico II.2.1.a
HHI Capacidad disponible
Enero-diciembre 2022

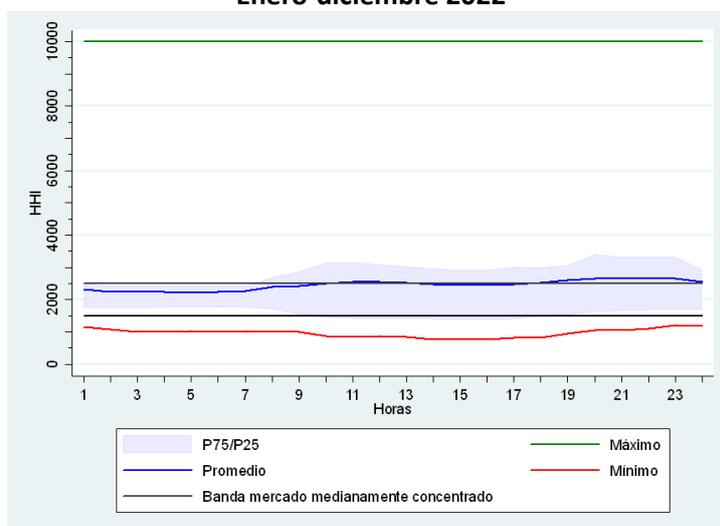
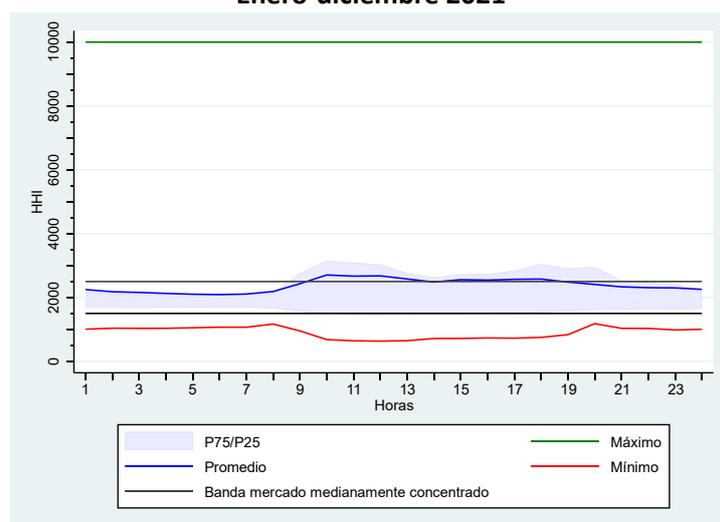


Gráfico II.2.1.b
HHI Capacidad disponible
Enero-diciembre 2021



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 34% del tiempo se presentaron episodios que derivaron en valores superiores a dicho límite. Alternativamente, alrededor de un 20% de las veces se alcanzó un HHI inferior a 1.500.

Lo anterior implica que, con una ocurrencia cercana al 34% del tiempo, el mercado fue altamente concentrado; un 46% del tiempo, medianamente concentrado; y el 20% restante, desconcentrado. Esto contrasta con lo sucedido el año 2021, donde la frecuencia de un mercado altamente concentrado fue de 28% aproximadamente, mientras que niveles de concentración media y baja alcanzaron una frecuencia de 51% y 21%, respectivamente, como se refleja en el Gráfico II.2.2.b.

Gráfico II.2.2.a
Curva de duración HHI
Enero-diciembre 2022

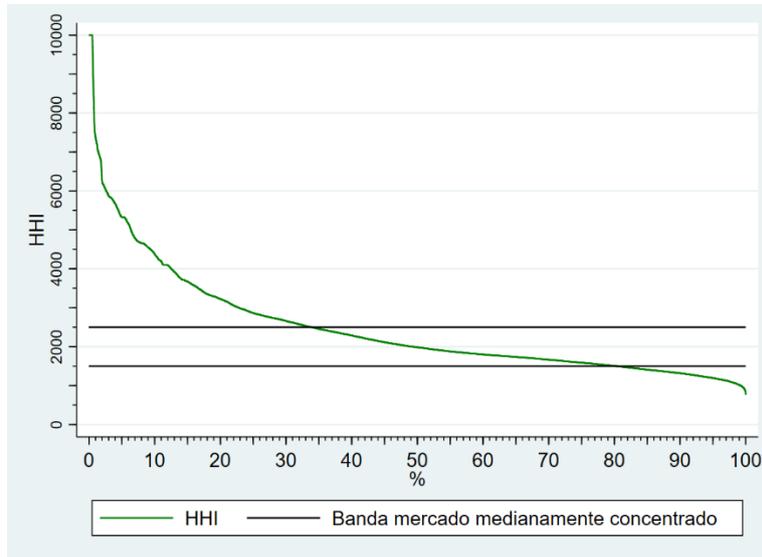
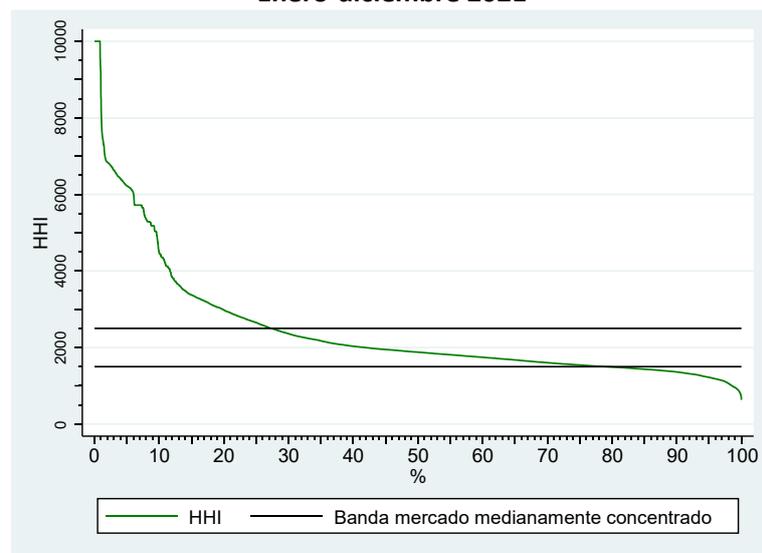


Gráfico II.2.2.b
Curva de duración HHI
Enero-diciembre 2021



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 pivotaes 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 pivotaes podrían comprar combustibles a precios elevados a fin de subir el costo marginal del sistema, o no llevar a cabo mantenciones periódicas para fomentar la falla de una central, entre otras acciones que podrían provocar el mismo efecto²⁹.

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 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 firma³⁰.

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 .

²⁹ Las conductas estratégicas más comunes que podrían llevarse a cabo en el mercado chileno son descritas en el Capítulo III.

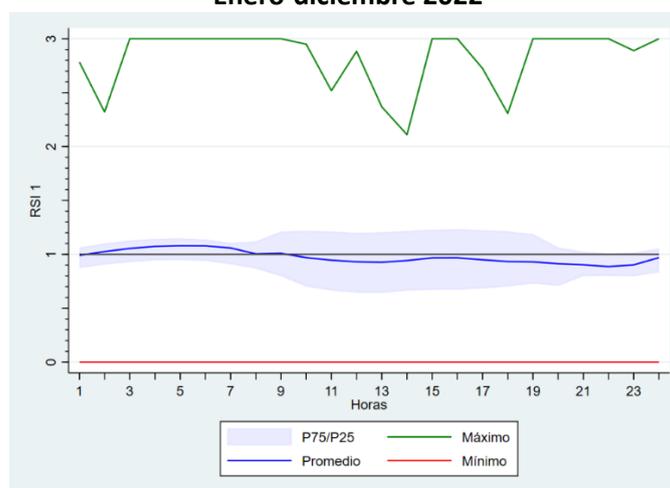
³⁰ Cabe destacar que los análisis de casos realizados por parte de la UMC sí internalizan todas estas variables.

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 demanda³¹.

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, 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 2022 se presenta en los gráficos II.2.3, II.2.4 y II.2.5.a³². 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 2022



³¹ 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.

³² 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.2.4
RSI para 2 empresas de forma conjunta (RSI 2)
Enero-diciembre 2022

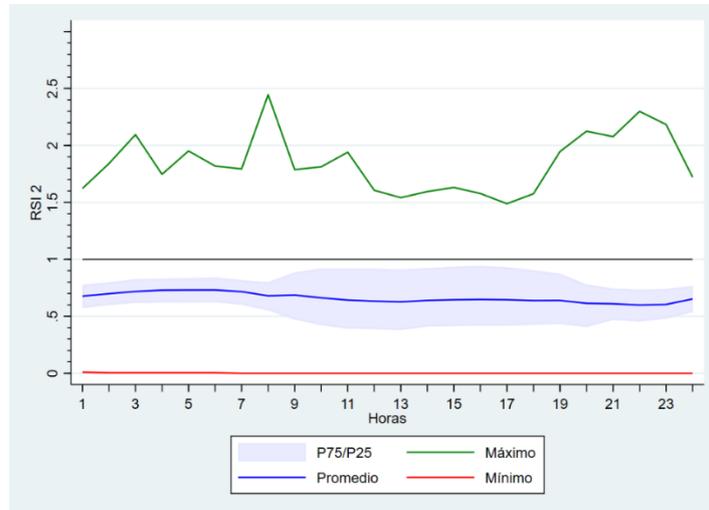
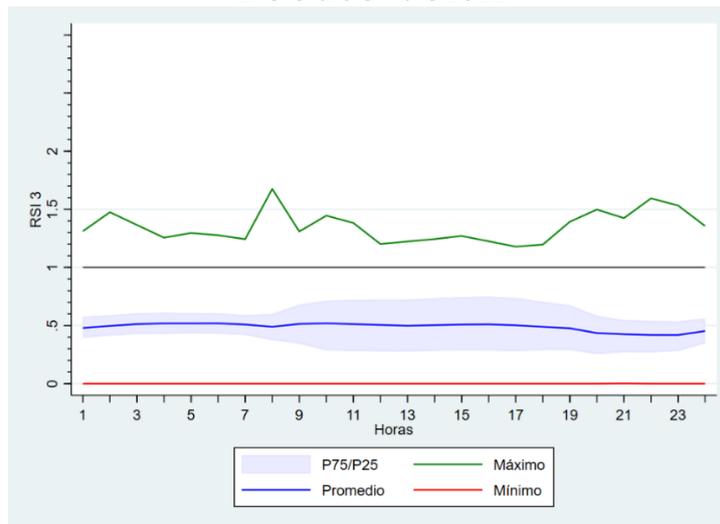
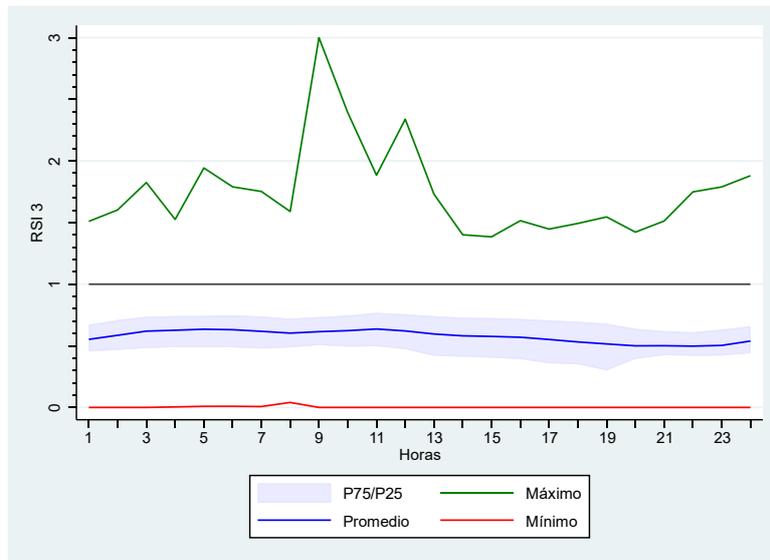


Gráfico II.2.5.a
RSI para tres empresas de forma conjunta (RSI 3)
Enero-diciembre 2022



La distribución horaria del RSI es consistente con la observada en el HHI, mostrando un mayor nivel de concentración en el bloque horario de las 19 a las 24 horas, aunque en este caso toda la distribución hasta el percentil 75 del RSI 2 y 3 da cuenta de agentes pivotaes conjuntos. Si se compara el RSI3 con lo sucedido el 2021, si bien su valor fue mayor durante dicho año, también se encontraba por debajo del límite pivotal de 1 (ver Gráfico II.2.5.b).

Gráfico II.2.5.b
RSI para tres empresas de forma conjunta (RSI 3)
Enero-diciembre 2022



Por otra parte, se aprecia en el Gráfico II.2.6.a que solo el 1% del tiempo el RSI 3 fue mayor a uno, en contraste con el 11% y 47% del RSI 2 y RSI 1, respectivamente, lo que se compara desfavorablemente con lo observado el año 2021 (Gráfico II.2.6.b), donde el RSI 3 superó el umbral el 5% del tiempo, mientras que el RSI 1 y RSI 2 lo hicieron el 18% y 60%.

Gráfico II.2.6.a
Curva de duración RSI 1, RSI 2 y RSI 3
Enero-diciembre 2022

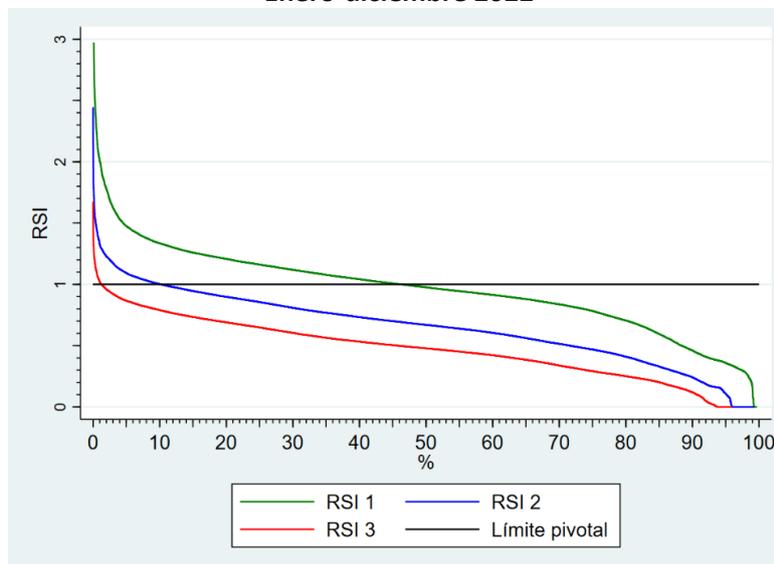
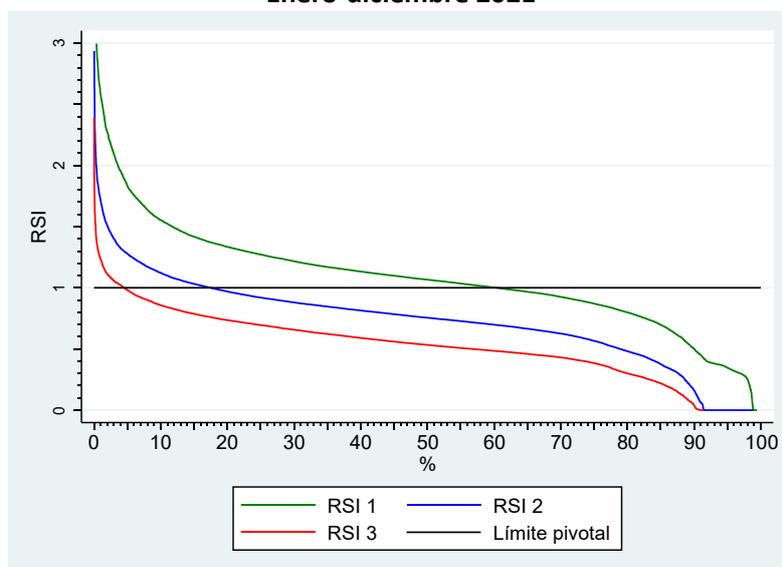


Gráfico II.2.6.b
Curva de duración RSI 1, RSI 2 y RSI 3
Enero-diciembre 2021



En suma, **dado el aumento de desacoples experimentados por el sistema, la menor capacidad disponible y su asimetría por bloque horario, los niveles de concentración del mercado aumentaron desde el 2021 al 2022, con el HHI reflejando un mercado altamente concentrado el 34% de las veces, y el RSI3 identificando 3 actores pivotaes conjuntos con una frecuencia de 99%.**

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 mercado³³.

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.

³³ Las condiciones para la ocurrencia de este tipo de conductas son revisadas en el Anexo A.7.

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.

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 eléctrico³⁴.

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 2021 y 2022.

En general, el número de desconexiones disminuyó durante el año 2022 en comparación con el período previo, mientras que su duración promedio aumentó levemente. El promedio de potencia desconectada prácticamente permaneció inalterado en alrededor de 80 MW, pasando desde 77,7 MW en 2021 a 80,4 el año 2022.

Tabla III.1.1
Estadísticas descriptivas desconexiones de curso forzoso ejecutadas exitosamente e iniciadas durante los años 2021-2022³⁵

Año	N° desconexiones	Medida	Media	Desv. Est	Mín	Máx	P25	P50	P75
2021	708	Duración desconexión (Días)	2,3	10,3	0,0	179,8	0,1	0,3	1,4
		Potencia desconectada (MW)	77,7	99,6	0,3	546,9	14,9	26,0	124,7
2022	660	Duración desconexión (Días)	2,9	12,5	0,0	226,0	0,1	0,3	1,4
		Potencia desconectada (MW)	80,4	96,0	0,3	546,9	12,1	30,9	124,9

Las 5 centrales que presentaron mayor cantidad de potencia desconectada promedio se pueden observar en la Tabla III.1.2. Durante el año 2022, la central Nueva Renca fue la que presentó la mayor potencia indisponible, en comparación con lo sucedido el año 2021, donde fue la central Pehuenche la que ocupó dicha posición. Contrasta también el número de desconexiones

³⁴ 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.

³⁵ 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.

forzosas, las cuales aumentaron para Nueva Renca y Pehuenche, pasando de 3 a 5 y 2 a 3 respectivamente. IEM presentó 2 desconexiones forzosas durante el año 2021 y 2022.

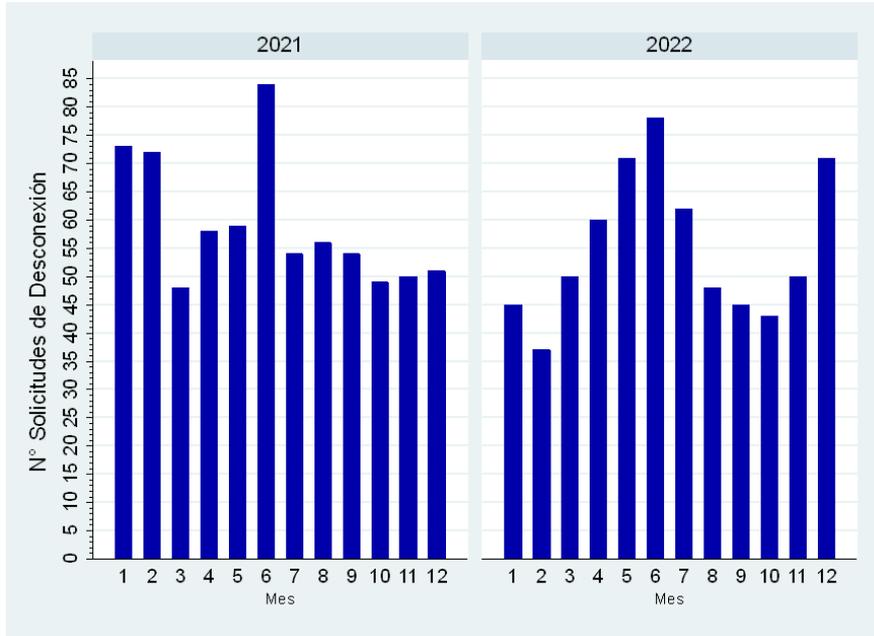
Dentro de las centrales consideradas, solo Bocamina II presentó desconexiones con una duración promedio cercana a una semana durante el año 2022, siendo este tiempo significativamente superior al del resto de las centrales. Por su parte, Pehuenche fue la que tuvo, en promedio, desconexiones forzosas de menor duración, superando levemente una hora en promedio durante el año 2022.

Tabla III.1.2
Potencia desconectada, número de fallas y duración promedio, años 2021 y 2022.

Año	Central	Potencia promedio desconectada (MW)	N° desconexiones	Duración promedio (Días)
2021	HE Pehuenche	417	2	1,14
	TER Nehuenco II	411	6	1,46
	HE Ralco	391	4	0,25
	TER Nueva Renca	381	3	0,79
	TER IEM	377	2	1,89
2022	TER Nueva Renca	381	5	0,63
	TER IEM	377	2	2,26
	TER Santa María	374	3	4,70
	HE Pehuenche	374	3	0,05
	TER Bocamina II	350	3	7,49

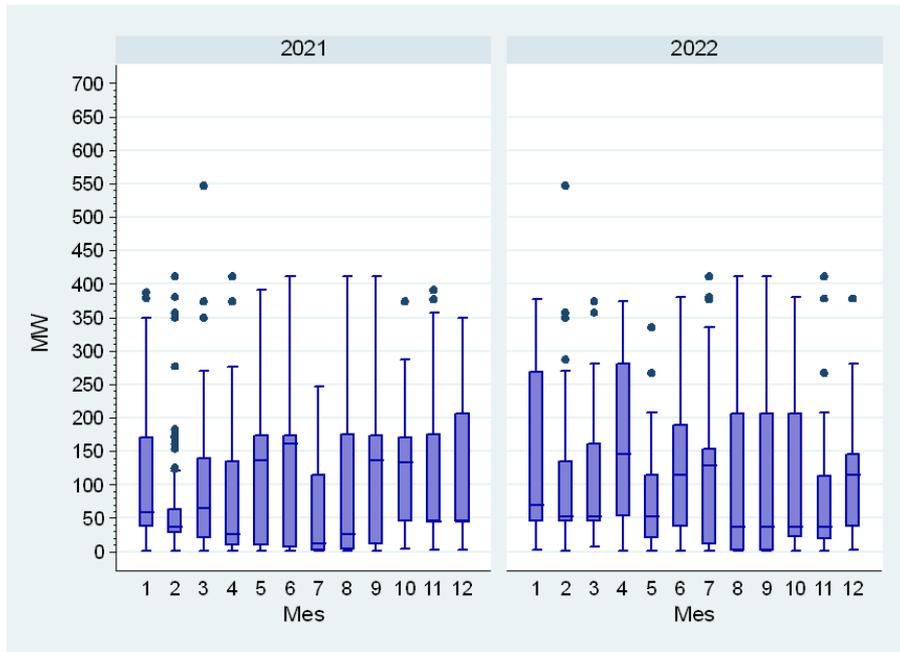
El Gráfico III.1.1 presenta el número de solicitudes de desconexión forzosa llevadas a cabo exitosamente. Estas aumentaron significativamente desde marzo a junio, alcanzando un total de 78 en el último mes señalado. El *peak* de junio fue similar a lo evidenciado el año 2021, donde se registraron 84 solicitudes de desconexión de curso forzoso ejecutadas exitosamente. A diferencia de lo ocurrido el año previo, en diciembre aumentaron las desconexiones, alcanzando el segundo número más alto del 2022.

Gráfico III.1.1
Número de solicitudes de desconexión forzosa llevadas a cabo exitosamente
2021 - 2022



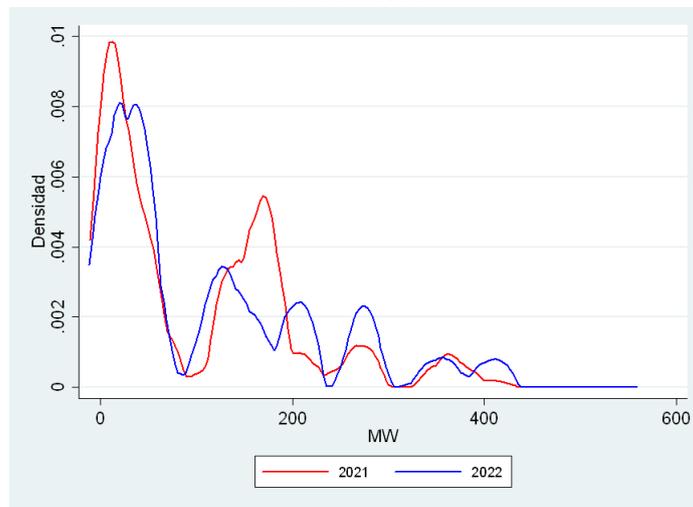
En el Gráfico III.1.2 se presenta la distribución mensual de potencia indisponible por concepto de desconexiones forzosas. Con excepción de diciembre, durante el año 2021 el percentil 75 de las desconexiones no superó los 200 MW. En tanto, en agosto, septiembre y octubre dicho valor se vio superado levemente, y durante enero y abril dicho percentil superó incluso los 250 MW.

Gráfico III.1.2
Potencia asociada a solicitudes de desconexión forzosa llevadas a cabo exitosamente³⁶
2021 - 2022



³⁶ 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.

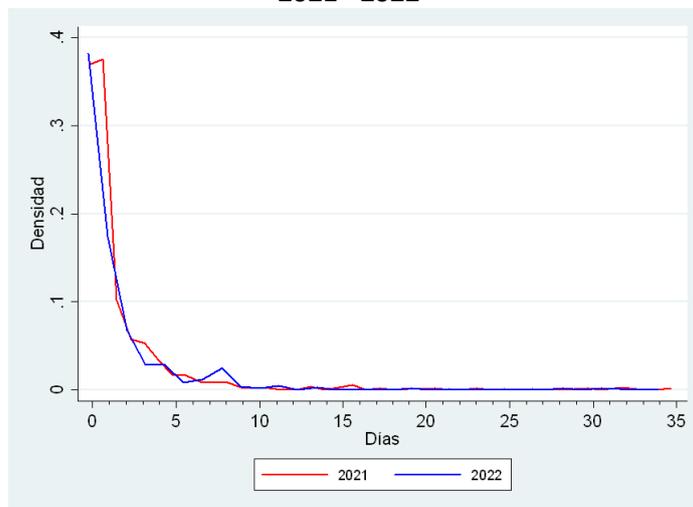
Gráfico III.1.3
Distribución anual potencia asociada a solicitudes de desconexión forzosa llevadas a cabo exitosamente
2021 - 2022



Al analizar el gráfico previo, se aprecia que durante el año 2022 los eventos de desconexión forzosa que involucraron una potencia de hasta 200 MW fueron menos frecuentes que en el año 2021, aunque presentaron una mayor densidad entre 200 MW y 300 MW, así como también en valores superiores a 400 MW. Estos rangos de indisponibilidad, entre 200 MW y 400 MW, son los que podrían tener mayor efecto en los costos marginales.

Lo anterior se complementa con la información del gráfico que prosigue, donde se muestra que en el año 2022 aumentó la frecuencia de las desconexiones de curso forzoso que duraban entre 5 y 10 días, disminuyendo la de los episodios menores a 5 días. Este último rango de duración es el que podría, a juicio de esta Unidad, propender a crear un escenario más idóneo para la retención de capacidad.

Gráfico III.1.4
Distribución anual duración en días de desconexiones de curso forzoso
2021 - 2022³⁷

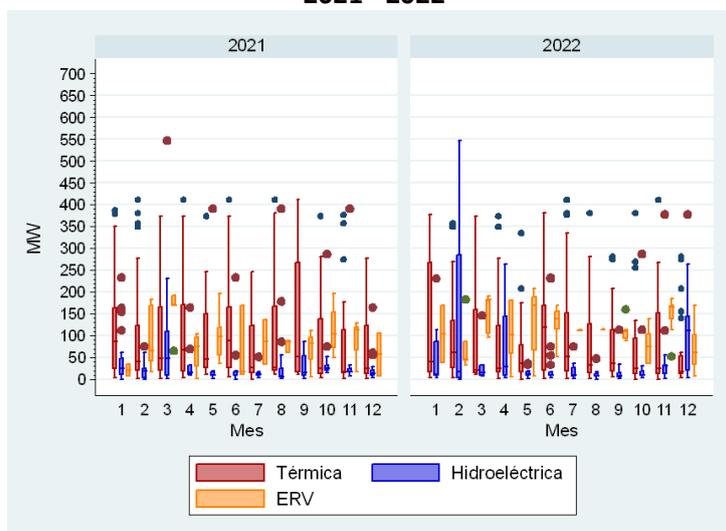


³⁷ Solo para efectos visuales se presenta la distribución para desconexiones con duración inferior o igual a 35 días. En la práctica, existió un máximo de 226 días y se observaron 19 fallas con duración mayor.

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), las centrales térmicas son las que presentan un rango de distribución más estable a lo largo del año si se compara con las centrales hidroeléctricas y ERV. Llama la atención la magnitud de las indisponibilidades forzosas de tecnologías ERV, las que se materializaron primordialmente por las desconexiones de las centrales eólicas.

Gráfico III.1.5
Potencia asociada a solicitudes de desconexión forzosa llevadas a cabo exitosamente por tecnología³⁸
2021 - 2022

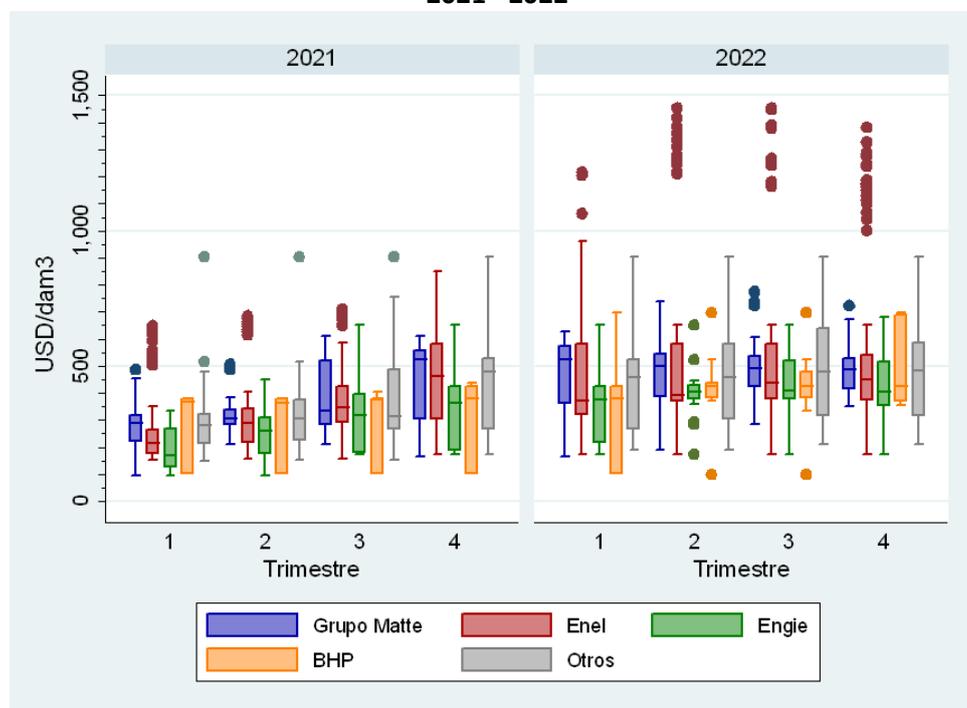


III.1.2 Combustibles

En lo que respecta a precios de combustibles, los más relevantes corresponden a Carbón, Gas Natural y Diesel, y son presentados a continuación.

³⁸ 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.1.6
Distribución trimestral de precios de Gas Natural por empresa³⁹⁻⁴⁰
2021 - 2022



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, existe una alta dispersión de precios entre empresas, aunque en todos los casos se aprecia una tendencia al alza desde el primer trimestre de 2021 al cuarto de 2022. Los valores más elevados del año 2022 estuvieron asociados a Enel, en particular las declaraciones realizadas para la central San Isidro. El resto de la distribución de precios, descartando los valores extremos, se encontró en valores similares a los del último trimestre de 2021. Esto último también puede ser observado para el caso del Grupo Matte. Por su parte, BHP, a través de Tamakaya Energía, es la empresa que declaró los precios más bajos durante el primer trimestre del año, para luego converger al del resto de las empresas. Engie siguió una trayectoria similar a lo largo del año, mientras que el costo declarado por el resto de los actores tuvo un patrón similar al del último trimestre del año 2021.

³⁹ 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). De igual manera, se descartaron los costos iguales a cero, que denotan un escenario de inflexibilidad bajo la NT GNL 2019.

⁴⁰ A menos que se señale explícitamente lo contrario, Gas Natural hace referencia tanto a GNL como GN.

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 que fue objeto de un proceso contencioso en el H. TDLC⁴¹.

De acuerdo con 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 estimación de que las centrales en cuestión no podrían quemar todo el gas necesario por orden de mérito⁴². 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 neutro⁴³. 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*).

Esto último, sin embargo, no se ha evidenciado con la información disponible del mercado⁴⁴.

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

- Limita el volumen que puede ser declarado inflexible
- 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.
- El Coordinador es el que determina las inflexibilidades a partir de simulaciones del SEN.

⁴¹ Ver www.tdlc.cl. “Demanda de Eléctrica Puntilla S.A. e Hidromaule S.A. contra la Comisión Nacional de Energía” ROL C-435-2021.

⁴² 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.

⁴³ Se considera como neutro el hecho de que las diferencias al alza que pueden producirse serían mínimas y en casos excepcionales.

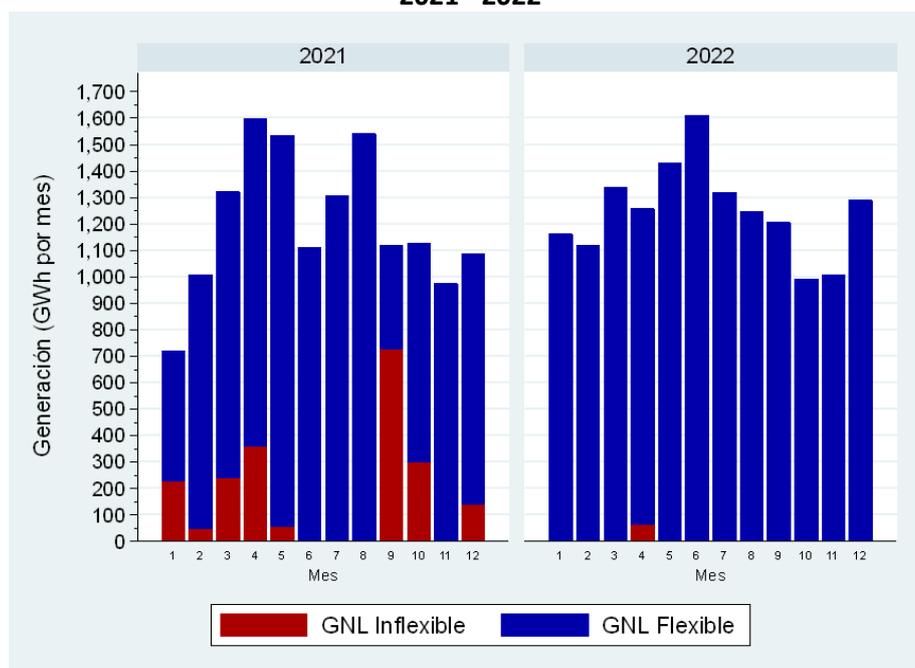
⁴⁴ En el Anexo A.7 se presenta una explicación detallada de las potenciales conductas anticompetitivas que podrían manifestarse a través de una baja en los costos marginales, y los requisitos que debieran cumplirse para estar en presencia efectivamente de dichas conductas.

Con dichas medidas no solo se disminuye la discrecionalidad que antes poseía el Coordinado 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 2021 y 2022, se observa una caída dramática de la generación con gas inflexible (ver Gráfico III.1.7.a), aunque se debe tener en cuenta que los costos marginales fueron relativamente elevados durante el año 2022 con motivo del aumento del precio de los combustibles a nivel internacional, y el costo variable de las unidades que generaron con GNL durante dicho año fue, en promedio, menor que el de las centrales carboneras⁴⁵, por lo que, incluso internalizando períodos de costos marginales iguales a cero, la probabilidad de cambiar la condición de suministro a gas inflexible disminuye, haciéndose aún menor por la salida de centrales a carbón.

En sintonía con aquello, se espera que con la nueva NT GNL los niveles de inflexibilidad se mantengan acotados, similar a lo acaecido durante el año 2021 y 2022, limitando su potencial impacto en el sistema.

Gráfico III.1.7.a
Generación mensual con GNL inflexible vs GNL flexible⁴⁶
2021 - 2022

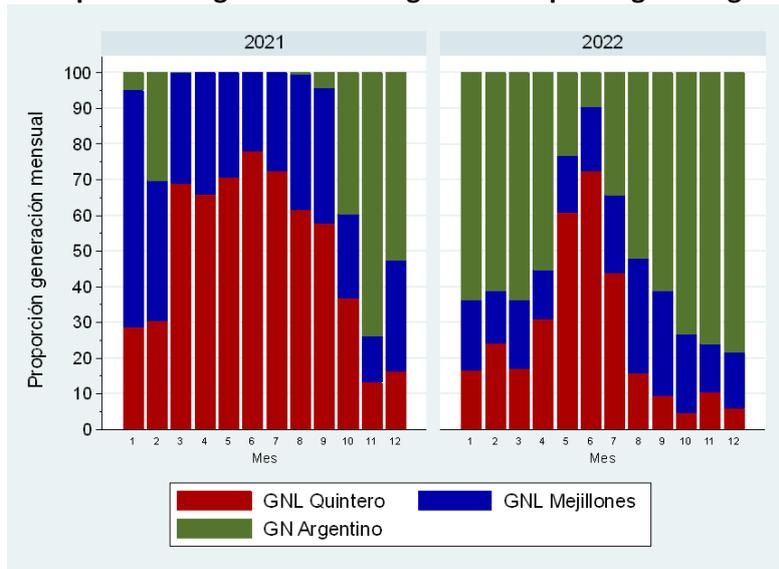


Cabe destacar que, de la generación con gas natural, el gas natural argentino comenzó a cobrar mayor preponderancia desde octubre de 2021, superando el 50% del total durante todo el 2022, con excepción de los meses de mayo a julio, tal como se desprende del Gráfico III.1.7.b. Esto es relevante, ya que proviene de contratos de suministro con características interrumpibles.

⁴⁵ El promedio del costo variable en la barra Quillota 220 de las centrales que utilizan GNL fue inferior en cerca de 2% al de las centrales carboneras durante el año 2022, considerando solo los períodos en que presentaron generación. En contraste, el año 2021 el costo variable promedio de las centrales que utilizan GNL fue cerca de 50% superior al de centrales carboneras.

⁴⁶ Se incluye dentro del GNL inflexible el GNL Gestionable de septiembre y octubre de 2021.

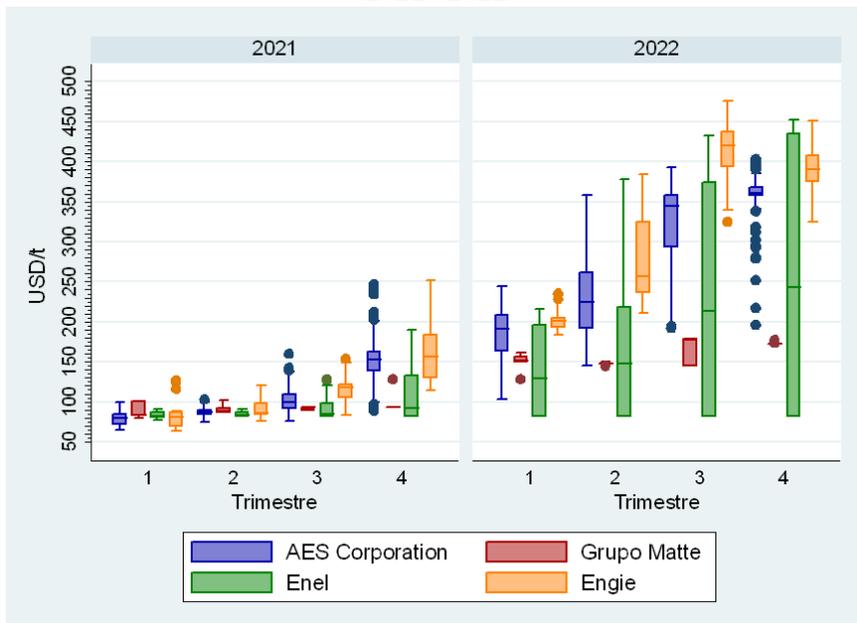
Gráfico III.1.7.b
Proporción de generación con gas natural por origen del gas



III.1.2.2 Carbón

El carbón presenta una marcada tendencia al alza durante el año 2022, siguiendo la tendencia alcista del año previo. Esto ha sido motivado primordialmente por el alza del precio de los combustibles a nivel global. Engie y AES Corporation son los conglomerados que presentan mayores precios, seguidos por Enel, cuyas declaraciones de costos mostraron una alta dispersión, y el Grupo Matte.

Gráfico III.1.8
Distribución trimestral de precios carbón por empresa
2021 - 2022



III.1.2.3 Diésel

El diésel se ha tornado particularmente relevante en el último tiempo debido a la estrechez de suministro que ha enfrentado el sistema, y a las congestiones frecuentes observadas en la zona sur.

Existe una marcada tendencia al alza de los precios, la cual no solo se ha visto motivada por el alza internacional del precio de los combustibles, sino que también por las particularidades del mercado eléctrico nacional.

Durante el primer trimestre del año 2022, la mediana fue inferior a los 1.000 USD/t, mientras que el segundo trimestre su valor rondó los 1.300 USD/t, incluso presentando valores extremos superiores a 1.800 USD/t. En particular, los precios más elevados se registraron para las centrales de las empresas Prime Energía, Inkia Energy y Cementos Bío Bío.

Gráfico III.1.9
Distribución trimestral de precios diésel por empresa
2021 - 2022

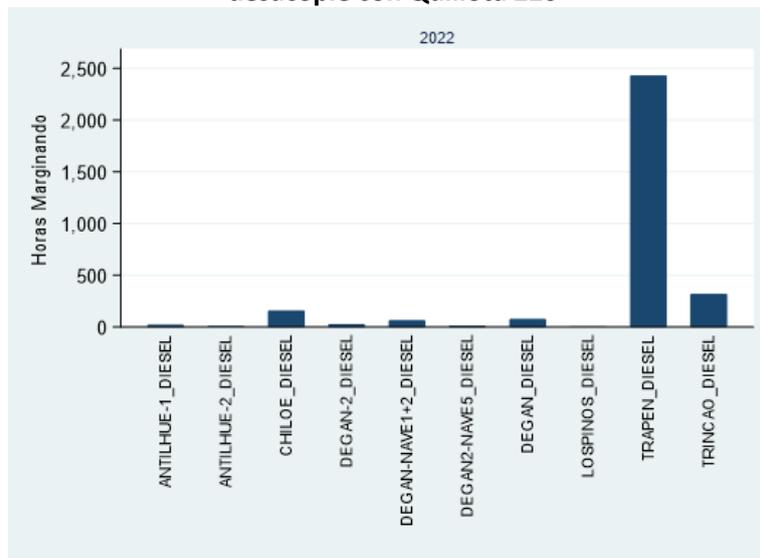


Cabe destacar que, luego del alza de precios ocurrida durante el segundo trimestre de 2022, las declaraciones de BHP, Engie, Enel y el Grupo Matte mostraron un cambio de tendencia, el cual no fue seguido en la misma cuantía por las otras empresas.

Esto resulta relevante, ya que, como se ha señalado, el diésel se ha tornado en un combustible relevante para el sistema, marcando el costo marginal de la barra de Puerto Montt por proporciones significativas de tiempo, lo que se relaciona con los niveles de desacople presenciados en dicha zona.

En particular, las 10 centrales que han marginado una mayor cantidad de horas con combustible diésel en los períodos de desacople en el subsistema asociado a la barra Puerto Montt 220 durante el año 2022 se presentan en el siguiente gráfico.

Gráfico III.1.10
Horas marginando de configuraciones diésel en barra Puerto Montt 220 en períodos de desacople con Quillota 220



Como se aprecia, la central Trapén fue la que más tiempo marginó durante el 2022 (al igual que durante el año 2021). Trincado le sigue con una cantidad de horas significativamente menor.

Por su parte, las centrales que más han marginado en la barra de Quillota cuando han existido desacoples son Los Pinos, El Peñón, Mejillones y Espinos. En el gráfico siguiente se muestran las 10 configuraciones que más han marginado en la barra de Quillota en presencia de desacoples.

Gráfico III.1.11
Horas marginando de configuraciones diésel en barra Quillota 220 en períodos de desacople con Puerto Montt 220

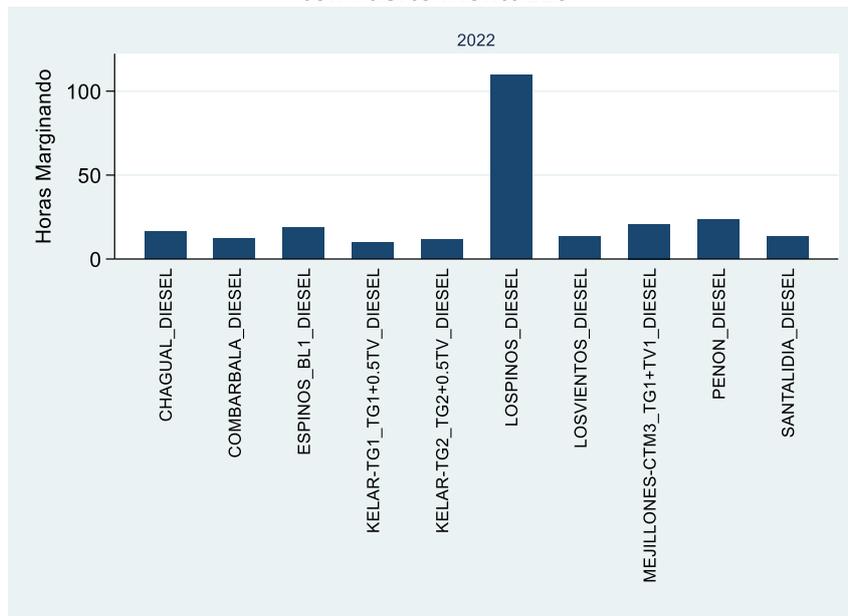
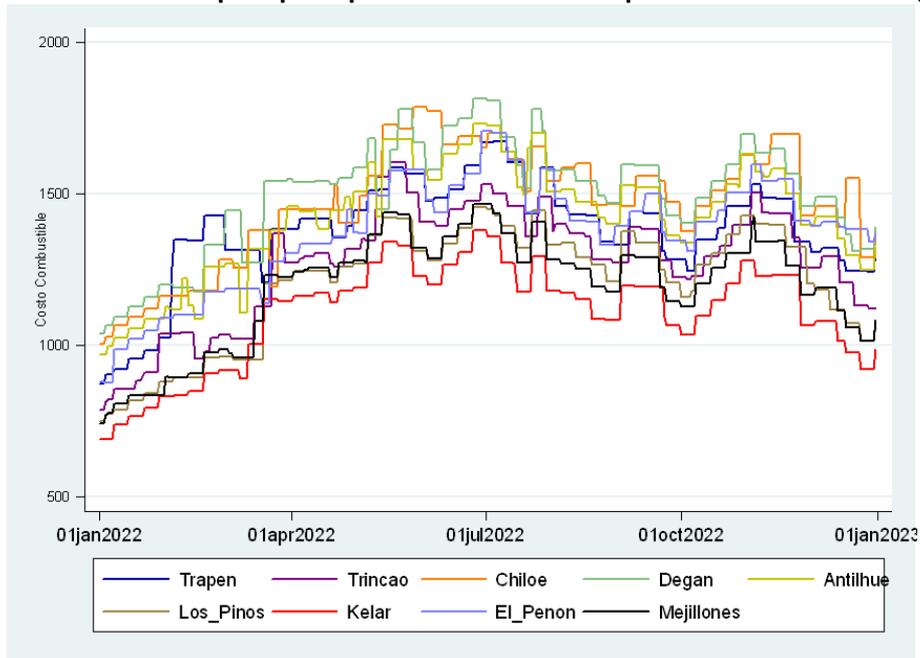
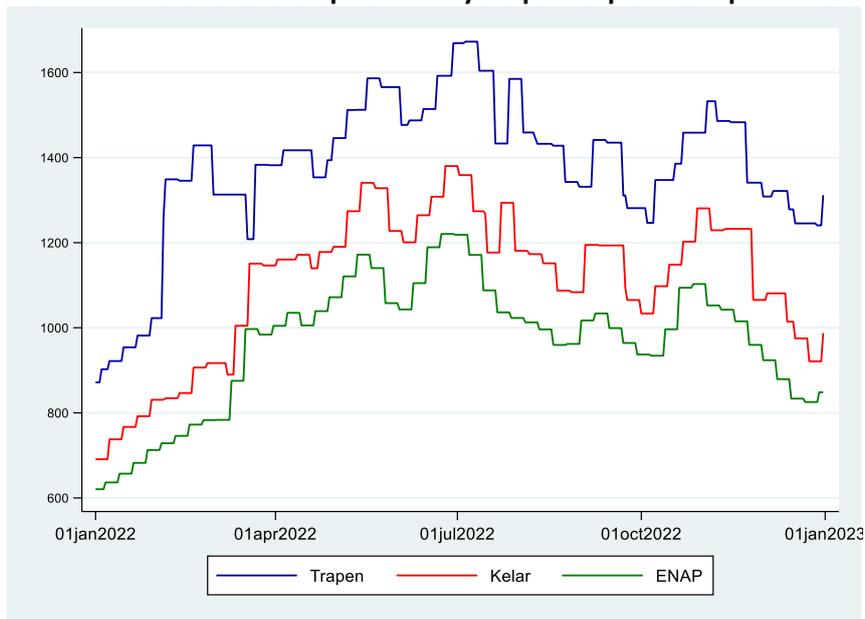


Gráfico III.1.12
Costo de combustible para principales centrales diésel que marcan el costo marginal



Se desprende del gráfico anterior que los costos de combustible más baratos se encuentran en el norte, con las centrales Kelar y Mejillones declarando consistentemente los valores más bajos. Los Pinos, ubicada en la región del Bío Bío declara costos similares a los de la central Mejillones. Por su parte Degan, Chiloe y el Peñón son las que declararon los costos más altos a finales del período, seguidos por Trapén, que marca frecuentemente el costo marginal de Puerto Montt 220. Esta central fue de las primeras en aumentar los costos declarados a comienzos del 2022 junto con Trincao, y a finales del mismo año siguió la misma tendencia al alza que el resto de las centrales.

Gráfico III.1.13
Costo de combustible diésel para Kelar y Trapén vs precio de paridad Enap



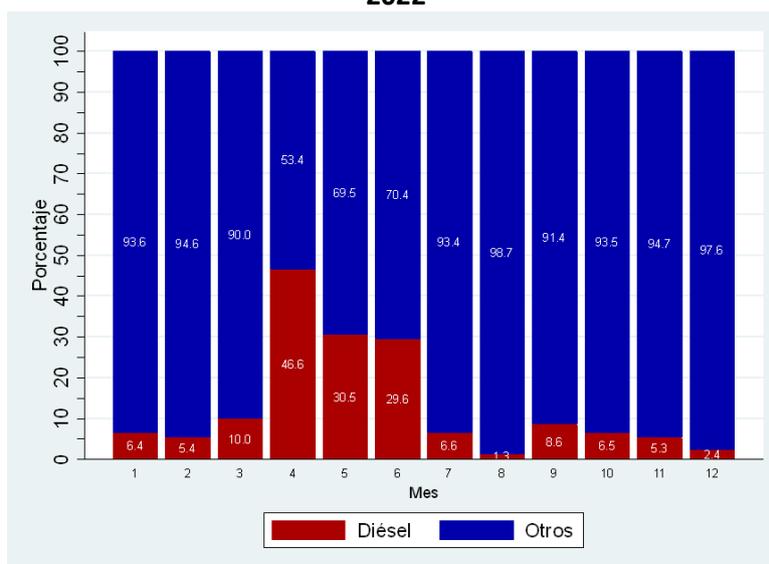
En general la tendencia de los costos declarados sigue los precios de paridad de ENAP, con excepción del comienzo de año, donde se aprecia que los costos de Trapén subieron ostensiblemente con anticipación al alza de los precios de ENAP. Asimismo, a final del 2022, la magnitud de la baja de los costos de Trapén fue menor a lo observado para la referencia de ENAP, así como también respecto de los costos de Kelar, empleado como referencia para los costos de centrales del norte del país.

Lo anterior se ve reflejado en el R-cuadrado de una regresión simple entre los precios de cada central y los de ENAP. En el caso de Trapén su valor es igual a 0,73, mientras que para Kelar alcanza 0,94⁴⁷.

Cabe destacar que tanto Trapén como El Peñón pertenecen al mismo propietario, y presentan costos similares para la central de Puerto Montt y Coquimbo respectivamente.

Si bien es esperable que las centrales que utilizan diésel no produzcan sobrecostos frecuentemente, entre abril y junio representaron una proporción relevante de estos, llegando incluso a 46,6% del total durante el primer mes aludido, para luego descender y bajar del 10%.

Gráfico III.1.14
Participación de sobrecostos asociados a generación diésel por mes 2022

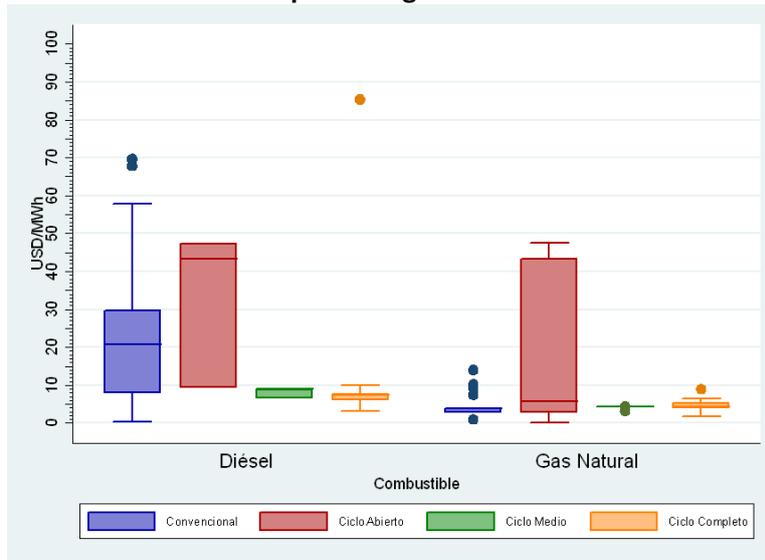


De lo anterior se desprende que resulta relevante analizar cada componente del costo variable de estas centrales y sus costos de encendido y apagado, ya que no solo ha aumentado su relevancia en la determinación del costo marginal (ver subsección “III.1.4 Combustible centrales marginales”), sino que además ha aumentado su contribución a los sobrecostos de forma significativa en algunos meses.

En el siguiente gráfico, se presenta la distribución de CVNC para diésel y gas natural, separando centrales de ciclo combinado y el resto.

⁴⁷ Trapén posee el menor ajuste de todas las centrales presentadas en el gráfico III.1.12, seguido de Chiloé y El Peñón con 0,77 y 0,79 respectivamente.

Gráfico III.1.15
Distribución CVNC en plena carga al 31 de diciembre de 2022



Como se observa, existe alta dispersión de costos declarados para los ciclos abiertos que operan con diésel y gas natural, contrastando enormemente con los costos declarados para ciclos medios y completos. En este último caso, la magnitud de los costos de las centrales que operan con diésel equivale aproximadamente a 2 veces los asociados al gas natural. Sin embargo, el grueso de la distribución de costos para ciclos abiertos es prácticamente equivalente, aunque la mediana es ostensiblemente superior. Asimismo, la mediana de las centrales convencionales que operan con diésel, más que cuadruplica los CVNC asociados al mismo tipo de centrales que operan con gas natural.

Los valores extremos de las distribuciones de CVNC, para el combustible diésel, corresponden a Tocopilla U16, ciclo combinado, Olivos, Espinos y Yungay.

Los costos de partida en frío y detención para las centrales que operan con diésel y gas natural presentaron valores extremos de más de 250.000 USD y 150.000 USD para cada combustible⁴⁸, considerando el período enero-diciembre del año 2022. Los costos de detención fueron menores por varios órdenes de magnitud, con valores extremos cercanos a los 30.000 USD para ambos combustibles.

Por su parte, en lo que respecta a los CVC, a menos que una empresa posea múltiples centrales que le permitan capturar mayores rentas inframarginales, no existirían incentivos a declarar un CVC mayor, asumiendo que todos los costos son justificados a través de sus respectivas facturas.

Asimismo, a menos que exista la posibilidad de obtener rentas inframarginales significativas y/o que la empresa sea deficitaria en el subsistema donde inyecta, no existirían incentivos a negociar un precio de combustible bajo. Más aún, incluso de existir incentivos para las empresas generadoras, las distribuidoras de combustible podrían ejercer poder de mercado de tratarse de centrales que son despachadas frecuentemente y son necesarias para satisfacer la demanda.

⁴⁸ La mediana de la distribución de costos de partida en tibio y caliente fue similar, pero los valores extremos fueron menos elevados. Asimismo, cabe destacar que, la central Santa María presentó valores de costo de partida incluso superiores a 500.000 USD durante el año 2022, manteniéndose cerca de 490.000 USD en diciembre del mismo año.

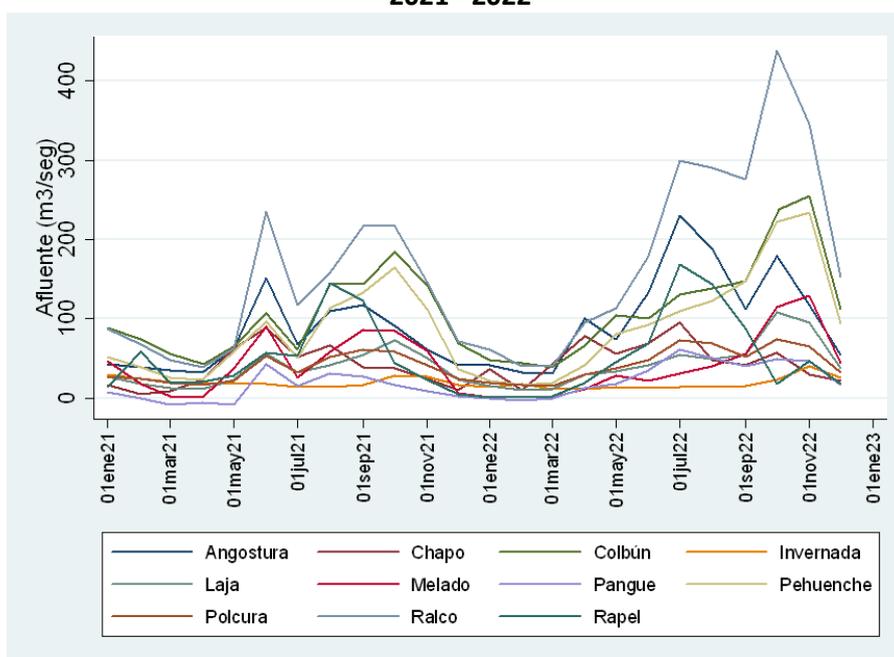
En relación con esto último, resulta necesario señalar que, a diferencia de lo que sucede en otras jurisdicciones⁴⁹ y aún en un escenario de crisis, las reglas que protegen el funcionamiento del mercado de conductas colusorias, de abusos unilaterales o de operaciones de concentración riesgosas no pierden su vigencia. Por tanto, resulta relevante continuar con el monitoreo y continuar con el ejercicio de las facultades que el Coordinador y, anteriormente, sus predecesores legales, tienen y han tenido para realizar auditorías o acciones de verificación a los coordinados, en las cuales se revisa o verifica la declaración de costos de las distintas variables o parámetros efectuadas por las empresas.

Finalmente, en relación a este punto, desde el 28 de septiembre al 29 de noviembre de 2022 se extendió el período de Consulta Pública del capítulo sobre Declaración de Costos Variables de la Norma Técnica de Coordinación y Operación, que incluye los procesos de declaración, verificación y auditoría de costo variable no combustible, así como los procesos de declaración, verificación y auditoría de costos de partida y detención, entre otros, Norma Técnica que, a la fecha del presente Informe, aún se encuentra pendiente de publicación por parte de la Comisión Nacional de Energía⁵⁰.

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 los gráficos III.1.16 y III.1.17 se presenta la evolución de los afluentes y cotas de dos embalses para el período enero-diciembre de los años 2021 y 2022.

Gráfico III.1.16
Afluente medio mensual por embalse
2021 - 2022



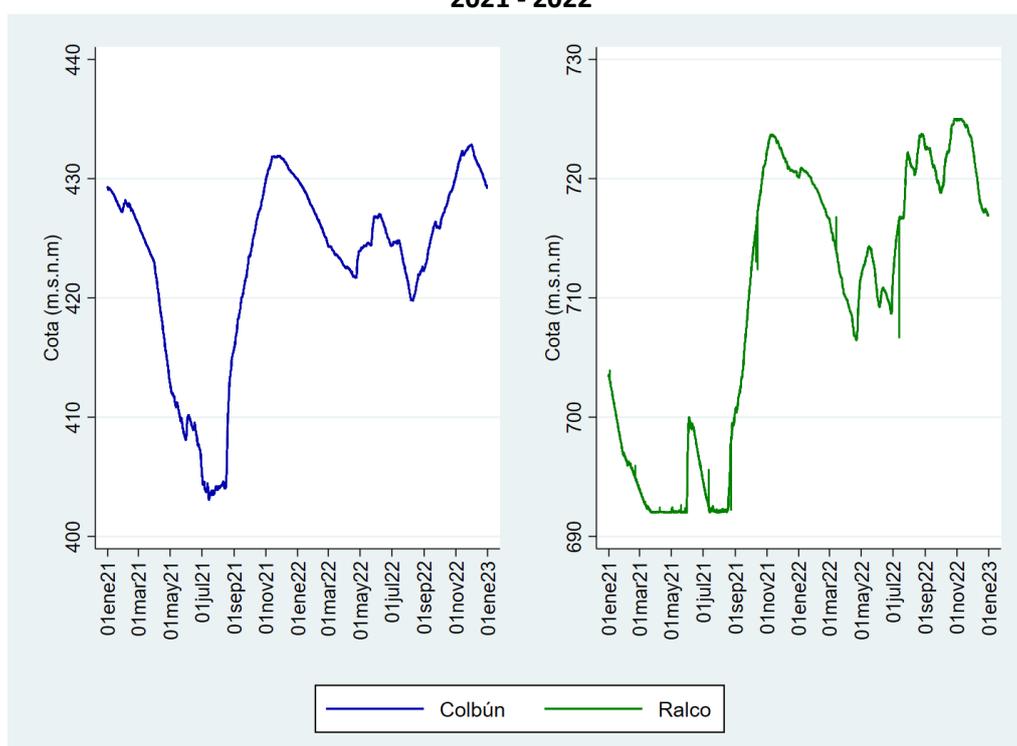
⁴⁹ Ver <https://www.accc.gov.au>.

⁵⁰ Ver <https://www.cne.cl/normativas/electrica/consulta-publica/>

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.1.17. Esto genera una escasez relativa de agua entre los meses de junio y julio, trayendo como consecuencia, usualmente, aumentos en los costos marginales, al ser las centrales de embalse las que, en su mayoría, determinan el costo marginal con un costo de oportunidad del agua relativamente elevado.

En su mayoría, los embalses presentaron mayores afluentes durante el año 2022 en comparación con el año 2021.

Gráfico III.1.17
Cota promedio diaria Colbún y Ralco
2021 - 2022



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 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 Desviaciones de pronósticos ERV

Los pronósticos de ERV son relevantes al momento de realizar la programación, ya que discrepancias pronunciadas y persistentes de estos podrían alterar eventualmente el despacho programado, y con ello el costo marginal y el valor del agua.

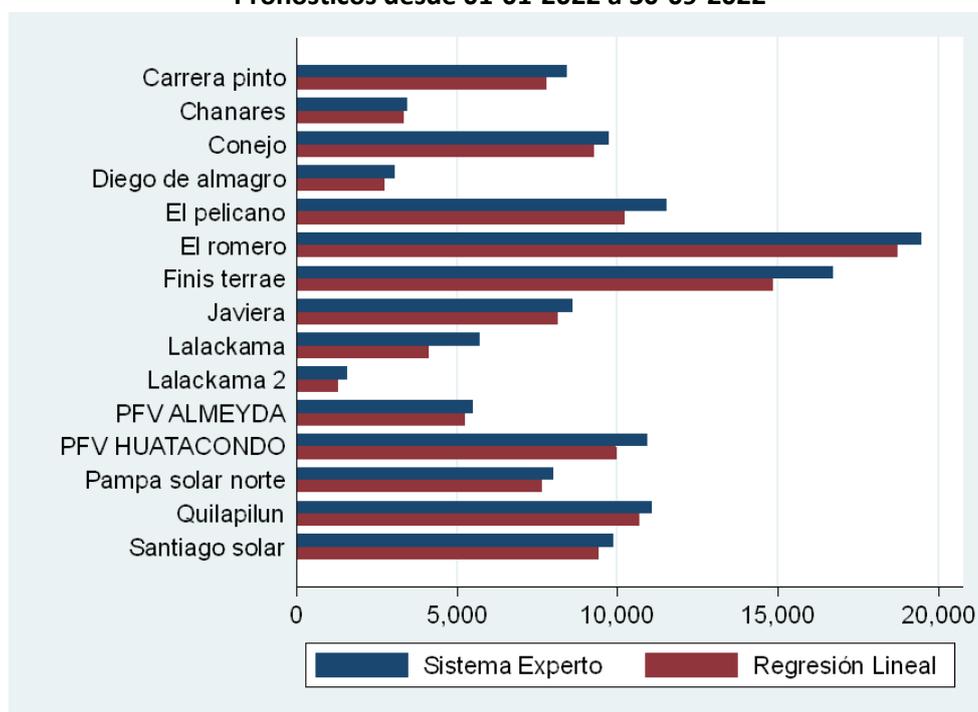
Por lo mismo, a partir de una regresión lineal se desarrolló un *benchmark* para evaluar el “sistema experto” en base a la información resumen de dicho sistema de pronósticos⁵¹. Para las

⁵¹ La metodología se desarrolla en el Anexo 9.

centrales con las cuales se contaba con información consistente entre enero de 2021 y septiembre de 2022, se encontraron resultados mixtos en el caso de la tecnología eólica, habiendo superado a la regresión lineal en la mayoría de las centrales, aunque no en todas, y resultados que favorecen la regresión lineal para todas las centrales solares analizadas. Esto considerando tanto el MAE (*Mean Absolute Error*) como el RMSE (*Root Mean Square Error*)⁵².

Cabe destacar que la medida más relevante para evaluar los pronósticos corresponde al RMSE, ya que las desviaciones que pueden tener más impacto en la programación corresponden a las de mayor cuantía, razón por la cual resulta apropiado castigarlas de mayor manera que las desviaciones menores, que eventualmente no tendrían impacto en los resultados de la programación⁵³. No obstante, se presentan los resultados de ambos indicadores.

Gráfico III.1.18
RMSE para el Sistema Experto y Regresión Lineal, centrales solares
Pronósticos desde 01-01-2022 a 30-09-2022



⁵² El análisis solo considera información disponible hasta septiembre de 2022, ya que luego de esa fecha se cambió de proveedor de pronósticos, razón por la cual se necesita una ventana de tiempo más amplia para hacer pronósticos fuera de muestra y evaluar los pronósticos del nuevo proveedor.

El MAE se define como: $MAE = \frac{\sum_{i=1}^N |\hat{y}_i - y_i|}{N}$, y el RMSE como: $RMSE = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (\hat{y}_i - y_i)^2}{N}}$; donde y_i es la variable de interés e \hat{y}_i es el pronóstico de esta. En caso de querer calcularse el error porcentual, solo se debe reemplazar la diferencia por el porcentaje, esto es, $\hat{y}_i - y_i$ por $\frac{\hat{y}_i - y_i}{y_i}$.

⁵³ A modo de ejemplo, si de 1000 registros de desviaciones 999 fueron 0 y 1 fue igual a 1000, entonces el MAE sería equivalente a 1. El mismo MAE sería obtenido en caso de presenciarse desviaciones de 1 en cada registro, pero el primer caso sería ostensiblemente más nocivo para la operación del sistema, ya que podría tener la habilidad de modificar el despacho programado. En contraste, si se midiera el error a través del RMSE, el primer caso entregaría un indicador igual a 31,6; mientras que el segundo, con desviaciones de 1, arrojaría un indicador de 1, reflejando claramente lo deseado, que es identificar el primero caso como un peor ajuste.

Gráfico III.1.19
MAE para el Sistema Experto y Regresión Lineal, centrales solares
Pronósticos desde 01-01-2022 a 30-09-2022

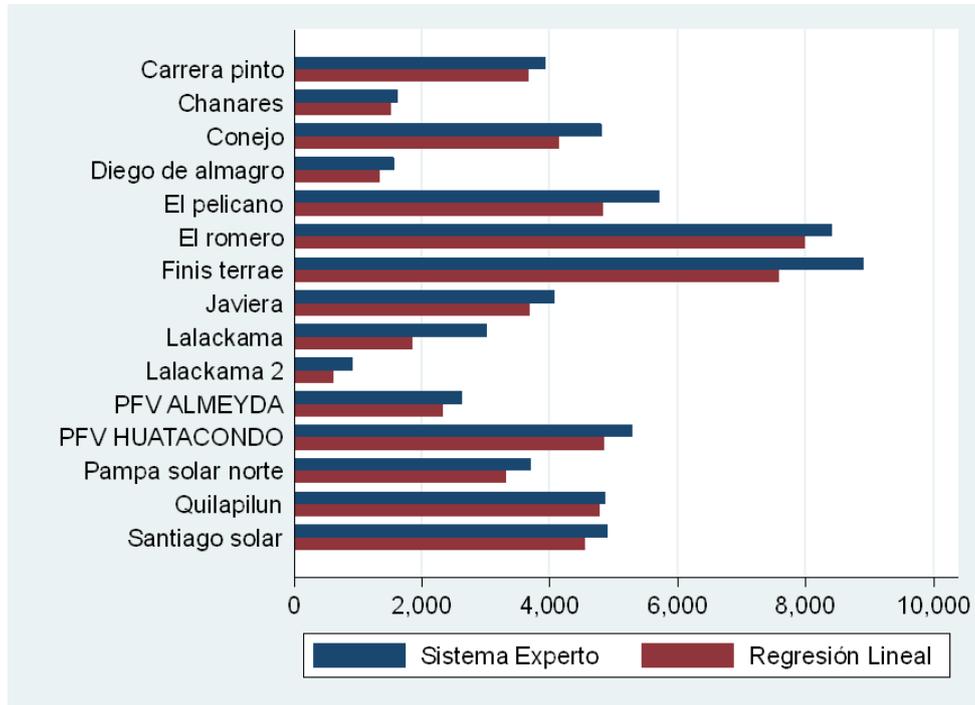


Gráfico III.1.20
RMSE para el Sistema Experto y Regresión Lineal, centrales eólicas
Pronósticos desde 01-01-2022 a 30-09-2022

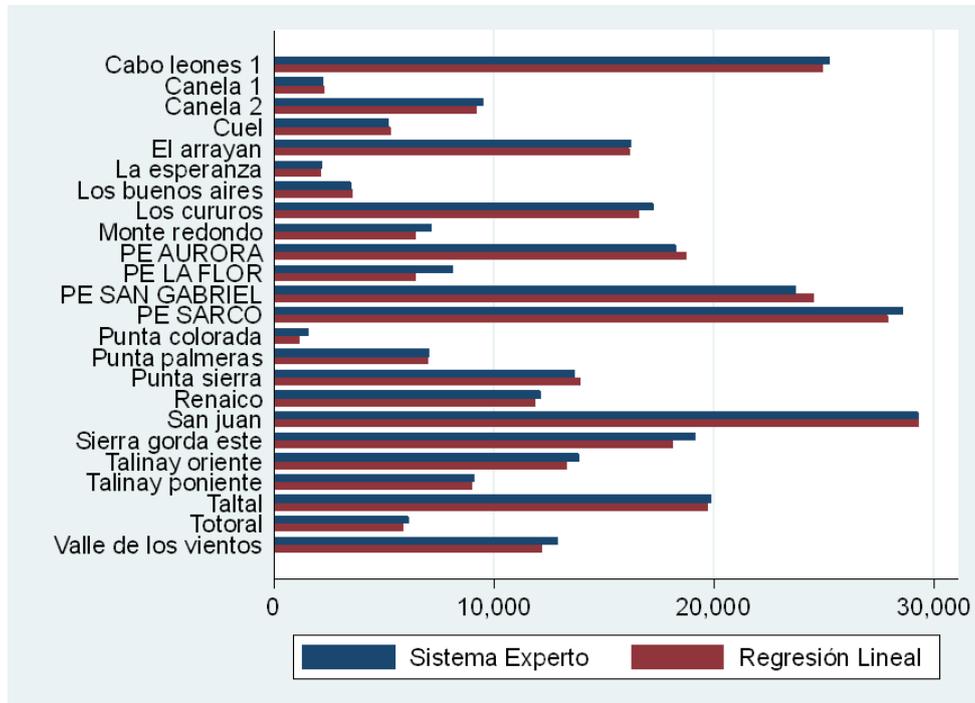
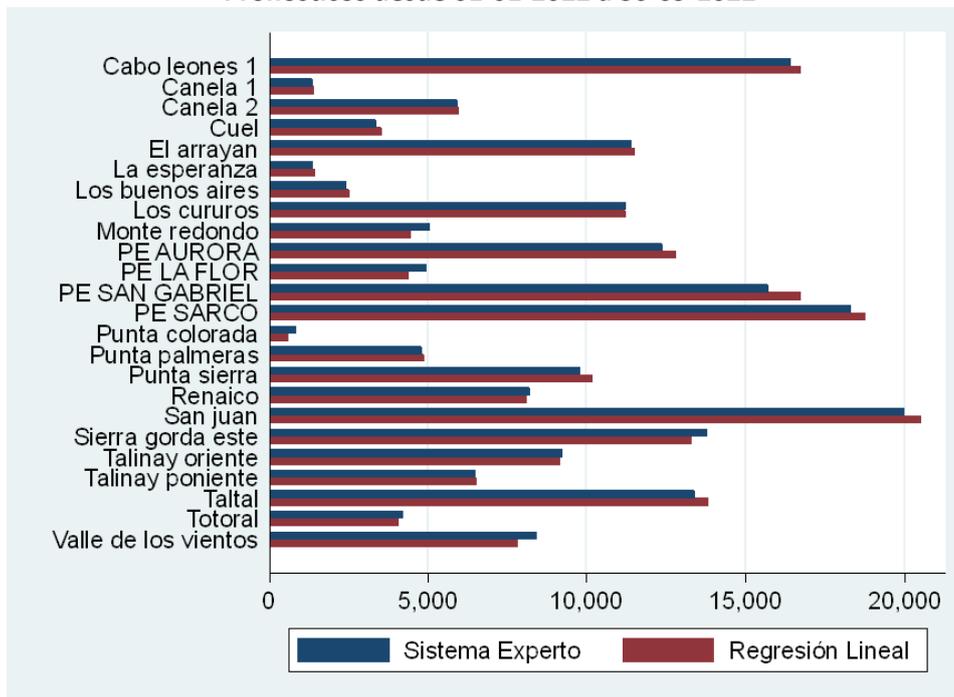


Gráfico III.1.21
MAE para el Sistema Experto y Regresión Lineal, centrales eólicas
Pronósticos desde 01-01-2022 a 30-09-2022



En el caso de las plantas solares, el *benchmark* de regresión lineal supera, de manera estadísticamente significativa⁵⁴, al sistema experto en la totalidad de las 15 centrales tenidas en cuenta al usar el RMSE, y en 14 de 15 al utilizar el MAE⁵⁵. En contraste, las centrales eólicas presentan una mayor dispersión en cuanto a desempeño, siendo en algunas ocasiones mejor el *benchmark* de regresión lineal y en otras el sistema experto, aunque el primero supera al segundo en la mayoría de las plantas eólicas consideradas si se utiliza el RMSE, y sucede lo contrario en caso de utilizar el MAE. Considerando solo las diferencias estadísticamente diferentes de cero, en el primer caso la regresión lineal supera al sistema experto en 13 centrales, y ocurre lo opuesto para 4 centrales⁵⁶; mientras que al tener en consideración las diferencias absolutas, el sistema experto lo hace mejor en 12 centrales y es superado en 6 ocasiones⁵⁷. en ambas métricas, siendo superado solo en 7 casos al utilizar el RMSE y en 6 al emplear el MAE.

Si bien lo anterior muestra que el desempeño del sistema experto pudo haber sido mejorado, menester resulta señalar que este lo hizo generalmente mejor que los pronósticos de los coordinados, como puede ser observado en los siguientes gráficos.

⁵⁴ Para determinar la significancia estadística de los errores de pronóstico, se realiza un test de medias entre la diferencia al cuadro o diferencia absoluta, según se trate del RMSE o MAE, de los errores de pronóstico del sistema experto y los del *benchmark* de regresión lineal, o del primero y los de los coordinados.

⁵⁵ Las diferencias absolutas de la central Quilapilún no serían diferentes en términos estadísticos.

⁵⁶ Cabo Leones 1, Canela 1, Cuel, El Arrayán, Punta Palmeras, San Juan y Taltal no presentan diferencias estadísticamente distintas de cero.

⁵⁷ Canela 2, El Arrayán, Los Cururos, Renaico, Talinay Oriente y Talinay no presentan diferencias estadísticamente diferentes de cero.

Gráfico III.1.22
RMSE para el Sistema Experto y Coordinados, centrales solares
Pronósticos desde 01-01-2022 a 30-09-2022

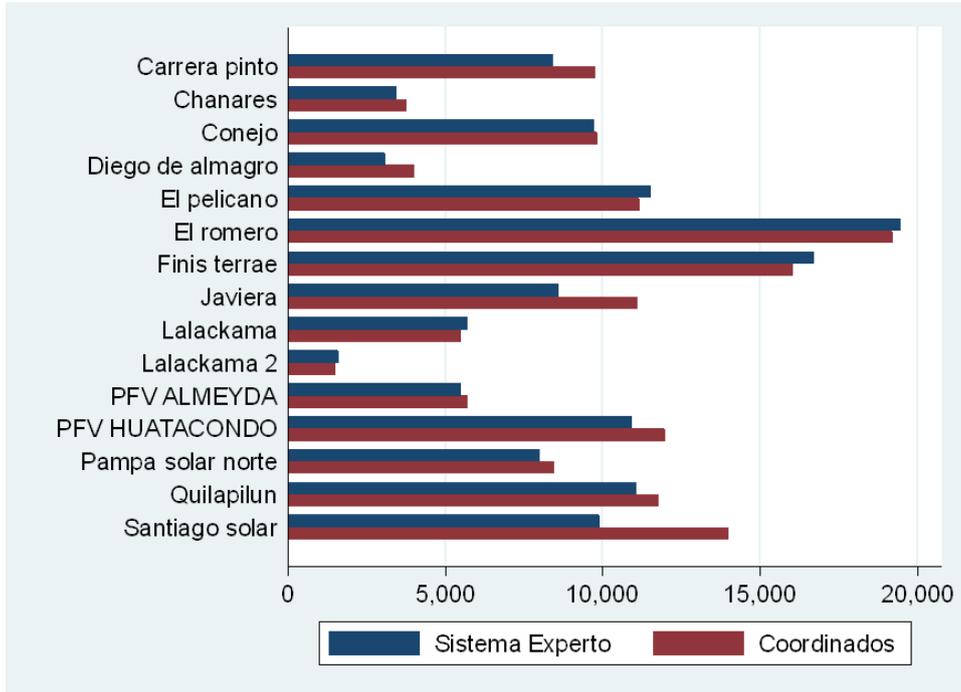


Gráfico III.1.23
MAE para el Sistema Experto y Coordinados, centrales solares
Pronósticos desde 01-01-2022 a 30-09-2022

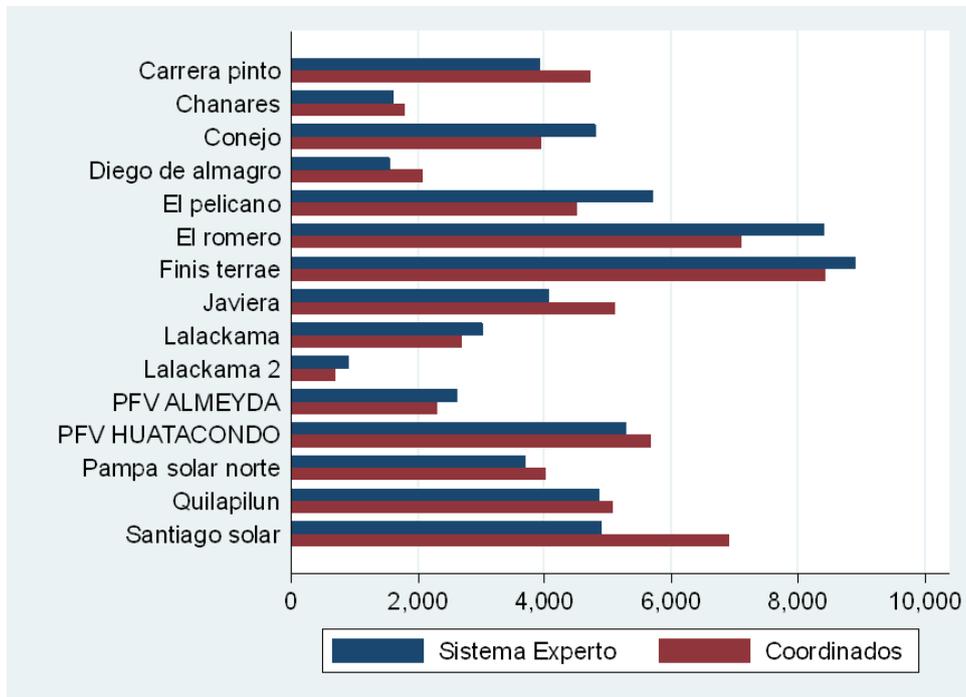


Gráfico III.1.24
RMSE para el Sistema Experto y Coordinados, centrales eólicas
Pronósticos desde 01-01-2022 a 30-09-2022

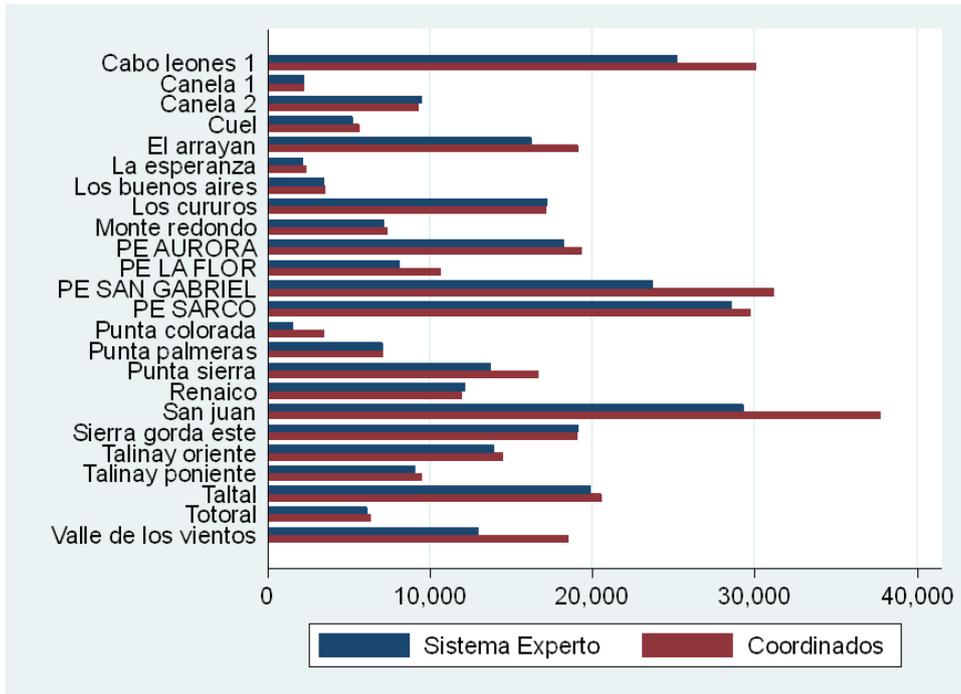
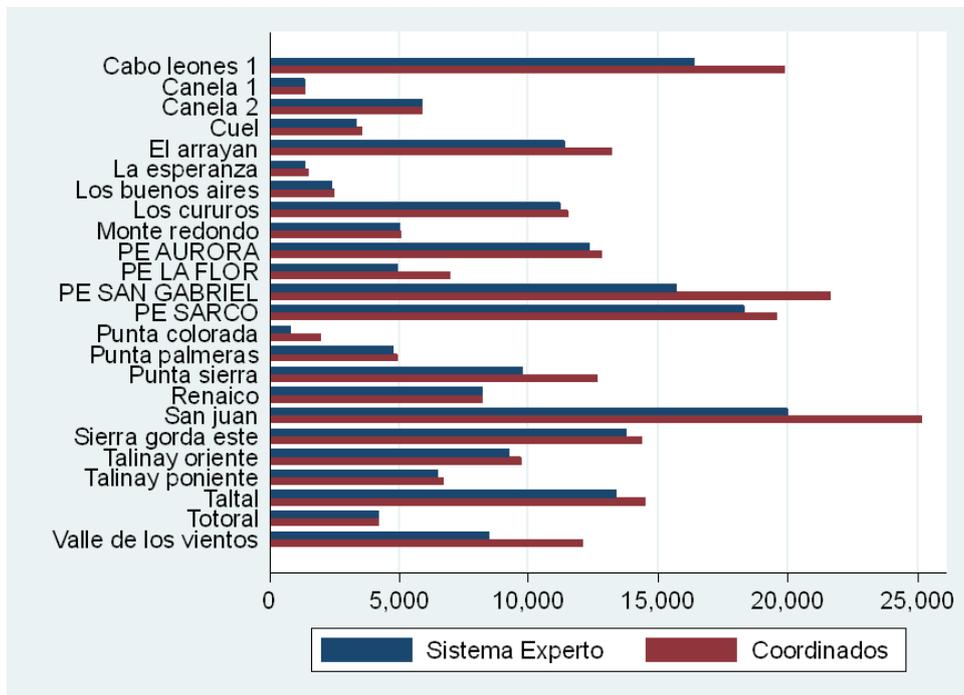


Gráfico III.1.25
MAE para el Sistema Experto y Coordinados, centrales eólicas
Pronósticos desde 01-01-2022 a 30-09-2022



Los pronósticos de los Coordinados fueron superados para 9 y 8 de las centrales solares evaluadas por el sistema experto, según se trate del RMSE o MAE; y fueron mejores que el

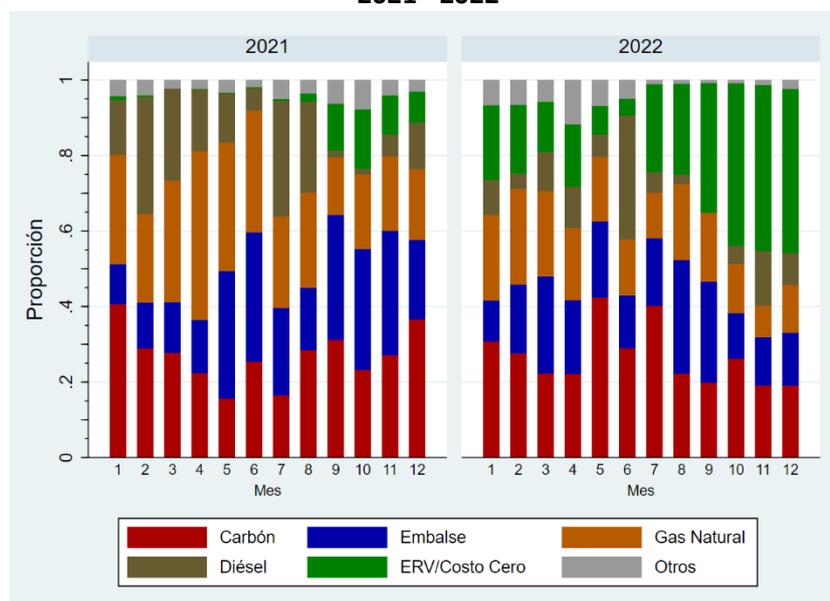
sistema experto en 5 y 7 casos, respectivamente⁵⁸. En el caso de las centrales eólicas, el desempeño del sistema experto es por lejos mejor al entregado por los coordinados, superando a este último en 18 y 19 ocasiones dependiendo de si se trata del RMSE o MAE. Los coordinados solo lo hicieron mejor para 2 centrales al considerar la primera métrica de error de pronósticos, y para 1 central en el caso de la segunda⁵⁹.

Los resultados del *benchmark* estimado a partir de una regresión lineal, muestran que es necesario implementar un sistema de evaluación interno de los pronósticos contratado por el Coordinador para asegurar que, al menos, su desempeño sea mejor al de un modelo básico. La UMC continuará monitoreando la efectividad del sistema de pronósticos, y publicará los resultados de esta evaluación en cuanto se posea suficiente información para realizar una evaluación fuera de muestra adecuada, considerando el cambio de proveedor ocurrido del mes de octubre.

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.1.26
Proporción en que una tecnología marcó el costo marginal en la barra Crucero 220
2021 - 2022



⁵⁸ La diferencia entre el error de pronóstico del sistema experto y de los coordinados no fue estadísticamente diferente de cero para la central Conejo al utilizar el RMSE.

⁵⁹ El resto de las centrales no presentaron diferencias significativas. Canela 1, Los Cururos, Punta Palmeras y Sierra Gorda en el caso del RMSE; y Canela 2, Monte Redondo, Renaico y Totoral en el caso del MAE.

Gráfico III.1.27
Proporción en que una tecnología marcó el costo marginal en la barra Quillota 220
2021 - 2022

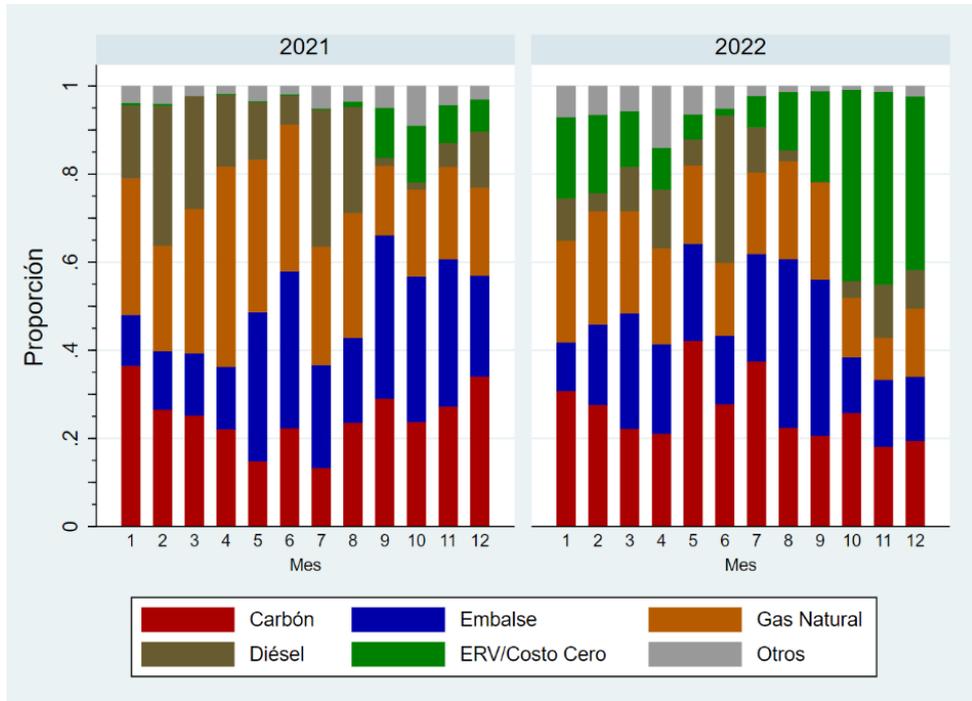
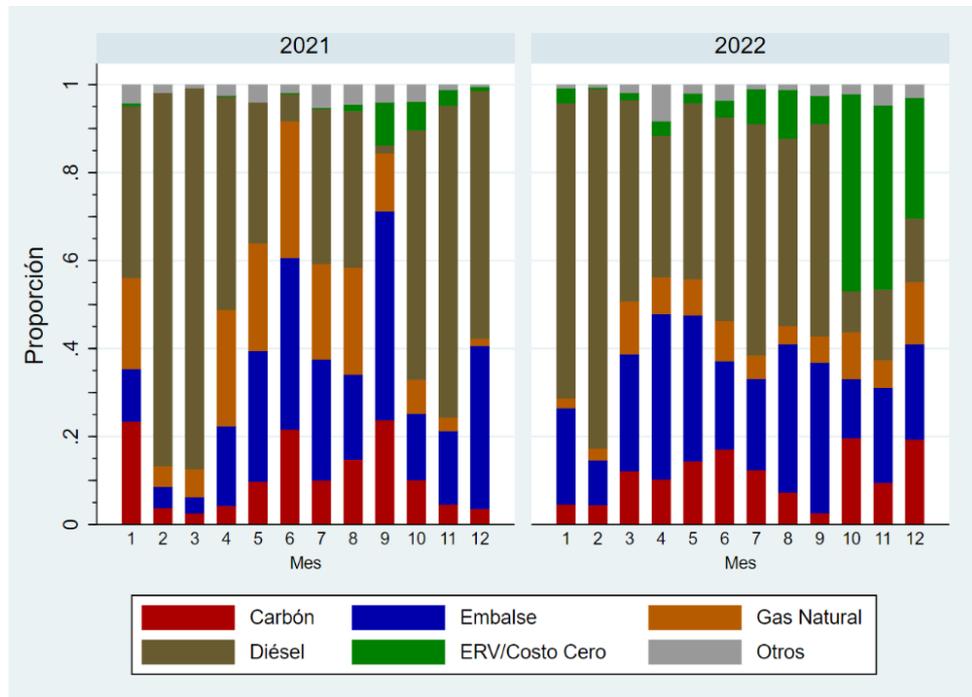


Gráfico III.1.28
Proporción en que una tecnología marcó el costo marginal en la barra Puerto Montt 220
2021 - 2022

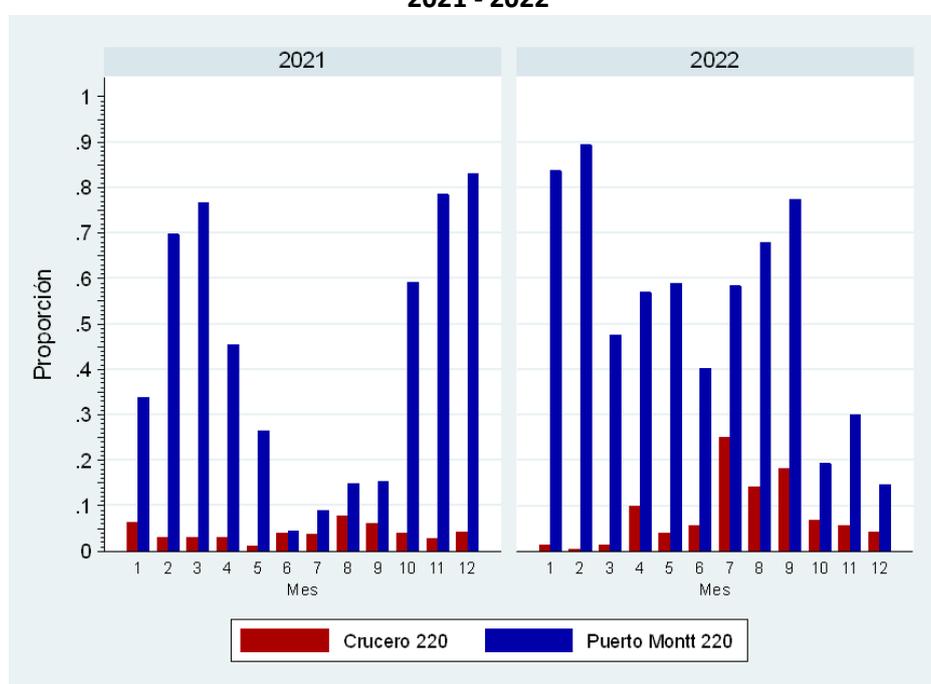


Como se observa, la prevalencia de costos marginales iguales a cero aumentó durante los últimos tres meses del año en todas las barras, mientras que las centrales a carbón disminuyeron su participación en las barras de Crucero 220 y Quillota 220.

No se observan grandes variaciones de tecnologías marcando el costo marginal al comparar las barras de Crucero 220 y Quillota 220 durante el 2022, al igual que el año 2021, pero el escenario ha sido radicalmente diferente al tratarse de Puerto Montt.

A pesar de lo anterior, el Gráfico III.1.29 muestra aumentos significativos en los desacoples respecto de Quillota 220 tanto para Crucero 220 como para Puerto Montt 220, aunque este último caso es evidentemente más extremo. Durante el año 2021, Crucero 220 no superó el 10% del tiempo desacoplada de Quillota 220, un claro contraste con lo observado durante el año 2022, en que el *peak* alcanzó casi 25% durante julio, sumado a agosto y septiembre por sobre 10%. Puerto Montt 220, por su parte, durante enero y febrero estuvo desacoplada por más del 80% del tiempo, alcanzando en el segundo mes del año una proporción cercana al 90%.

Gráfico III.1.29
Proporción en que barras Crucero 220 y Puerto Montt 2020 estuvieron desacopladas de Quillota 220 2021 - 2022



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 2022 hubo un alza de costos marginales en todo el SEN, debido al aumento del costo de combustibles y la situación de estrechez de suministro que ha enfrentado el país. Dicho incremento, sin embargo, ha sido particularmente marcado para la barra de Puerto Montt 220, con motivo de las congestiones presenciadas en el sur, aunque este escenario fue menos pronunciado a finales del año, mostrando incluso una tendencia decreciente, a diferencia de las barras Crucero 220 y Quillota 220, las cuales estuvieron la mayor parte del tiempo acopladas, al igual que en el año 2021. Por lo mismo, no se observan diferencias relevantes en los costos marginales de estas últimas barras, el cual alcanzó un promedio de 100,9 USD/MWh y 103,9 USD/MWh respectivamente, lo que da cuenta de un alza de alrededor de 28 USD/MWh respecto del año 2021, año en que se alcanzó un promedio de 72,5 USD/MWh y 78,3 USD/MWh en dichas barras.

En Puerto Montt 220, en contraste, el costo marginal ascendió a 190 USD/MWh en promedio, con motivo de los frecuentes desacoples, lo que representó un alza de un poco más de 56 USD/MWh respecto del año previo, en que el promedio fue de 133,4 USD/MWh.

Gráfico III.1.30
Costos marginales de energía barra Crucero 220
2021 - 2022

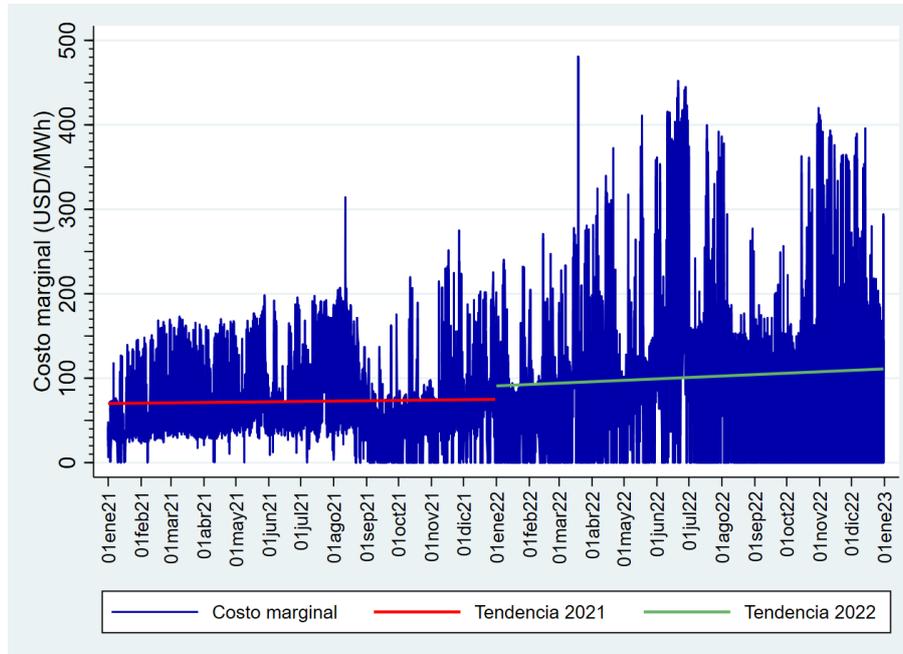


Gráfico III.1.31
Costos marginales de energía barra Quillota 220
2021 - 2022

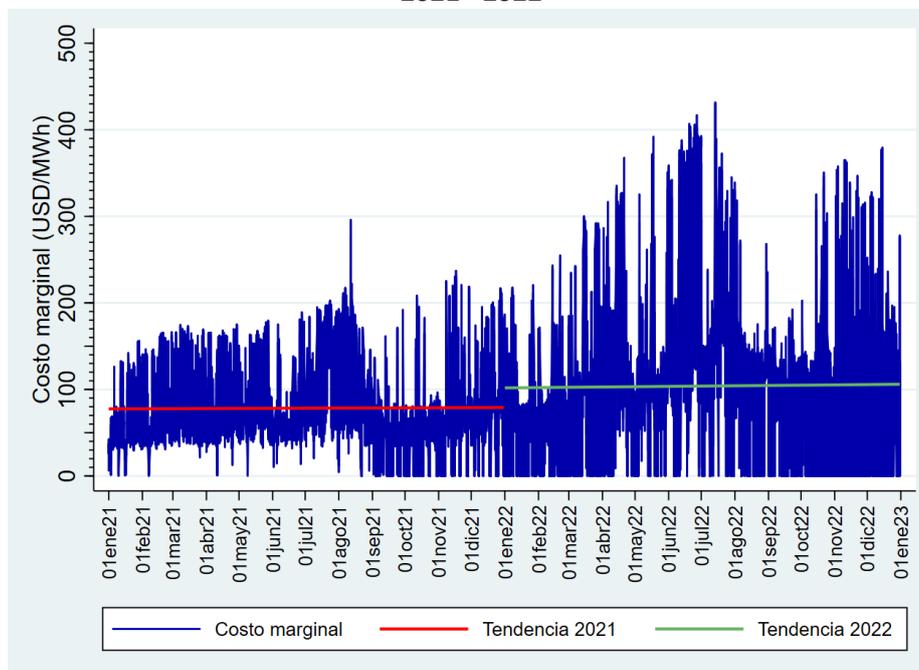
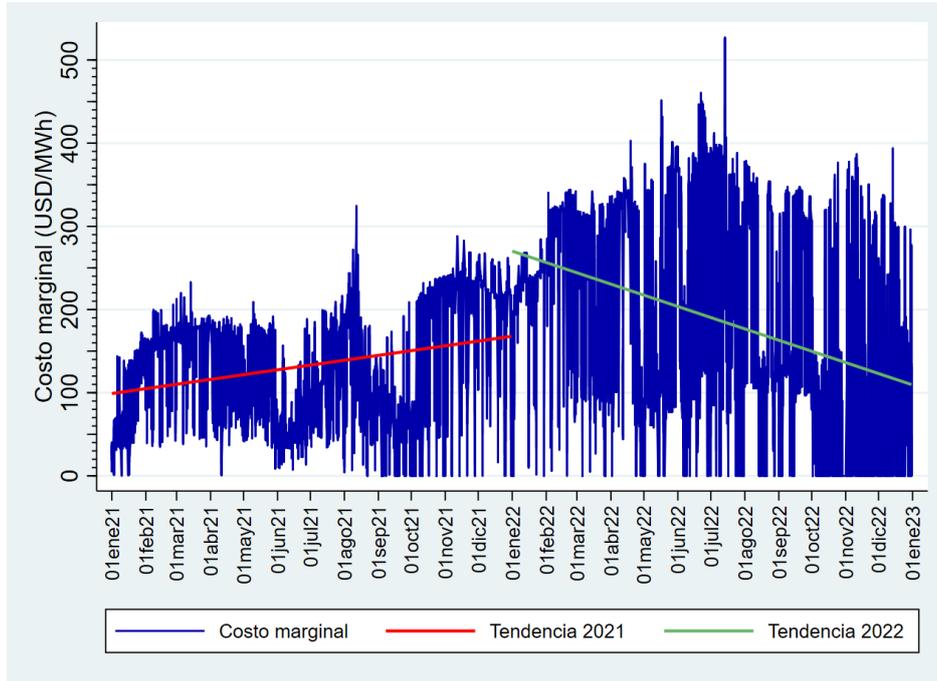
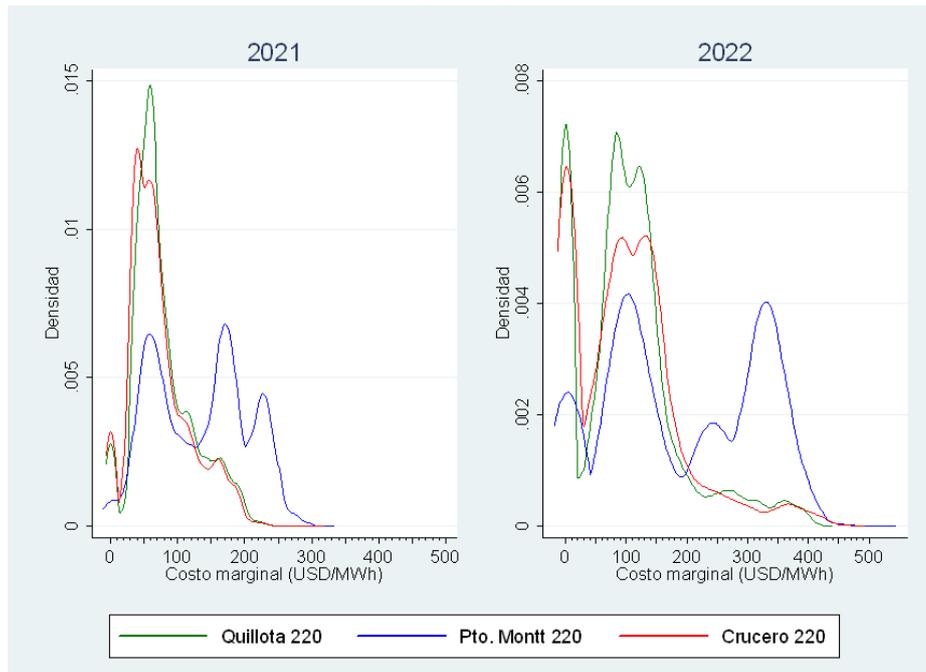


Gráfico III.1.32
Costos marginales de energía barra Puerto Montt 220
2021 - 2022



Al analizar la función de densidad de los costos marginales para las tres barras previamente mencionadas, se constatan claramente las diferencias de costos marginales de la zona sur en comparación con la zona centro y norte, escenario similar a lo sucedido el año precedente, aunque todas las curvas de distribución se desplazaron a la derecha a niveles superiores de costos marginales, en particular en la barra Puerto Montt 220.

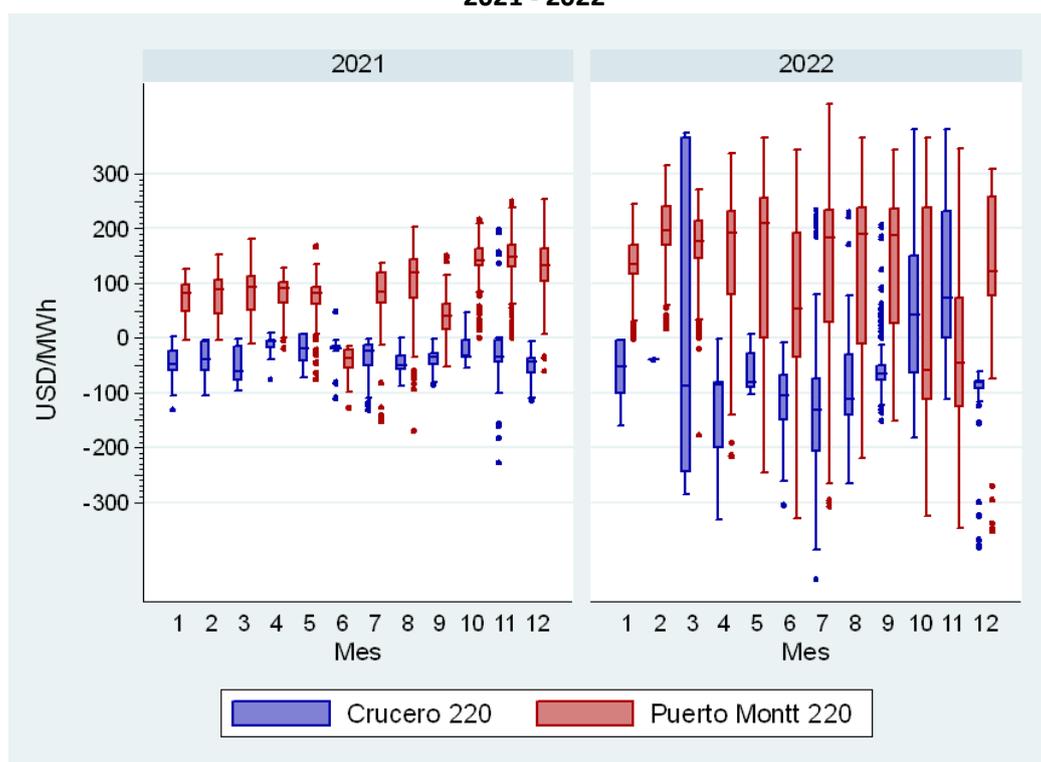
Gráfico III.1.33
Distribución costo marginal de energía por barra
2021 - 2022



También se aprecia de forma manifiesta el aumento de episodios de costos marginales iguales a cero y su relevancia dentro de la zona norte y centro, hecho que también puede ser observado de manera patente en la información de centrales marginales.

En el Gráfico III.1.34 se muestran los diferenciales de costos marginales por desacoplos para las barras Crucero 220 y Puerto Montt 220, tomando como referencia Quillota 220⁶⁰.

Gráfico III.1.34
Diferencia de costos marginales de energía producidas por desacoplos entre las barras
Crucero 220 y Puerto Montt 220 y la barra de referencia Quillota 220
2021 - 2022



En el caso de Puerto Montt, la mayoría de los desacoplos fueron producto de controles de transferencias de flujos hacia la zona, resultando en un encarecimiento del costo marginal de esta zona. La diferencia promedio positiva, que denota un aumento del costo de provisión de energía para la zona, subió de 107,8 USD/MWh en 2021 a 181,6 USD/MWh en 2022. La máxima diferencia observada en 2022 alcanzó los 426 USD/MWh, representando un aumento de casi 70%. En cuanto a los episodios en que el control de transferencias fue en la dirección opuesta⁶¹, Quillota 220 tuvo costos marginales superiores que significaron una diferencia promedio de 74,9 USD/MWh y 41 USD/MWh para los años 2022 y 2021, con máximos que alcanzaron los 353,6 USD/MWh y 169,8 USD/MWh, respectivamente.

⁶⁰ Las diferencias positivas corresponden a desacoplos que encarecen el sistema representado por la barra específica, mientras que las diferencias negativas representan un encarecimiento de la zona centro-sur representada por la barra Quillota 220.

⁶¹ Esto sucedió alrededor de 777 y 68 horas en el año 2022 y 2021, en contraposición con las cerca de 3.892 y 3.689 horas en la dirección contraria para el 2022 y 2021 respectivamente.

En cuanto a Crucero, gran parte de los desacoples implicaron un encarecimiento en la zona centro-sur, representada por la barra Quillota 220, impulsado por controles de transferencias de flujos desde la zona norte. En general, estos eventos se producen debido a las congestiones ocasionadas por las altas inyecciones de ERV. El encarecimiento de Quillota respecto de Crucero 220 aumentó durante el año 2022, pasando de 39 USD/MWh a 122 USD/MWh, incrementándose también el valor máximo observado, aunque en menor proporción, que subió desde 227,6 USD/MWh a 441 USD/MWh. Tratándose de la dirección inversa, el aumento promedio de costos de Crucero respecto de Quillota fue de un orden de magnitud similar, incrementándose desde 41,8 USD/MWh a 115,7 USD/MWh, y el valor máximo observado lo hizo desde 198 USD/MWh a 381,5 USD/MWh⁶².

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.

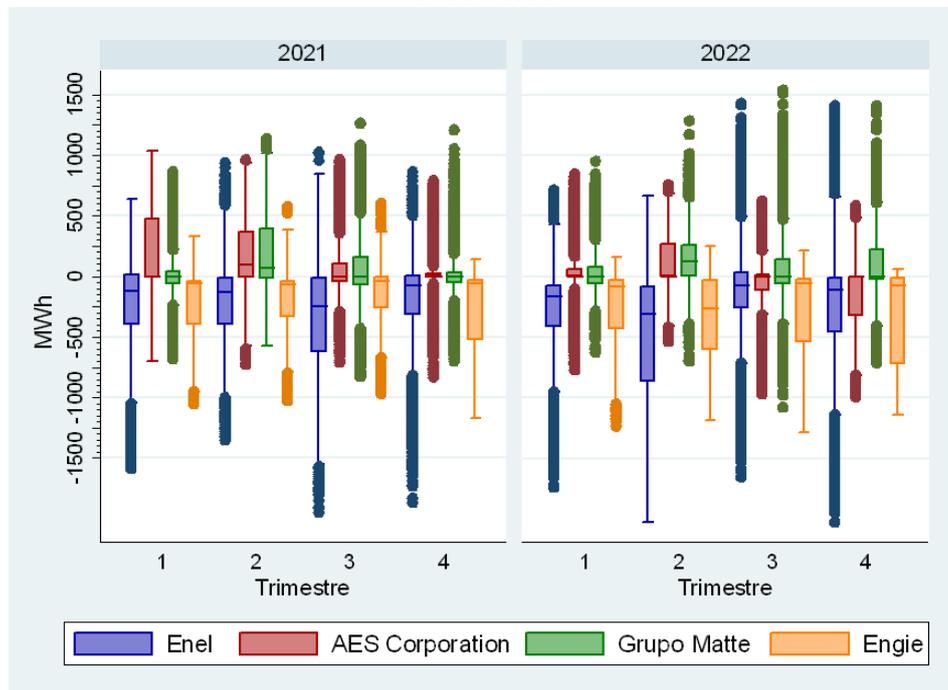
En el Gráfico III.1.35, se presenta la distribución por trimestre del balance de transferencias para los cuatro conglomerados con mayor capacidad instalada en el SEN⁶³. Se desprende de este que AES Corporation y el grupo Matte son los conglomerados que presentaron mayores episodios excedentarios, mientras que Engie y Enel son los más deficitarios.

Si bien AES Corporation aumentó su posición excedentaria durante la primera mitad de 2022, pasó a ser deficitario durante la segunda mitad del año. Por su parte, el Grupo Matte se mantuvo con un balance primordialmente excedentario durante todo el año. En cuanto a los conglomerados deficitarios, Engie fue deficitario en gran parte de las horas del año, tal como sucedió en el año 2021, y Enel disminuyó su nivel de déficit a partir del tercer trimestre del 2022.

⁶² La frecuencia de desacoples por motivos de flujos hacia la zona norte equivale a alrededor de un 22,4% y 6,4% de la frecuencia de desacoples por controles de transferencias de flujos en el sentido contrario para los años 2022 y 2021. Esta última rondó las 568 y 337 horas el año 2022 y 2021 respectivamente.

⁶³ Para la determinación del balance de transferencias se consideraron las inyecciones y retiros de todas las fuentes, sin incluir contratos puramente comerciales, para todas las horas y cada uno de los subsistemas existentes en el período analizado.

Gráfico III.1.35
Distribución trimestral balance de transferencias económicas horarias (MWh) de Enel, AES Corporation, grupo Matte y Engie
2021 - 2022



Ahora bien, si consideramos la distribución horaria del balance, en general las cuatro empresas presentaron períodos de mayor déficit o menor excedente durante horario solar, siendo el Grupo Matte el único cuya distribución del balance fue relativamente simétrica alrededor de cero en dicho bloque horario.

Gráfico III.1.36
Distribución horaria balance de transferencias económicas (MWh) de Enel

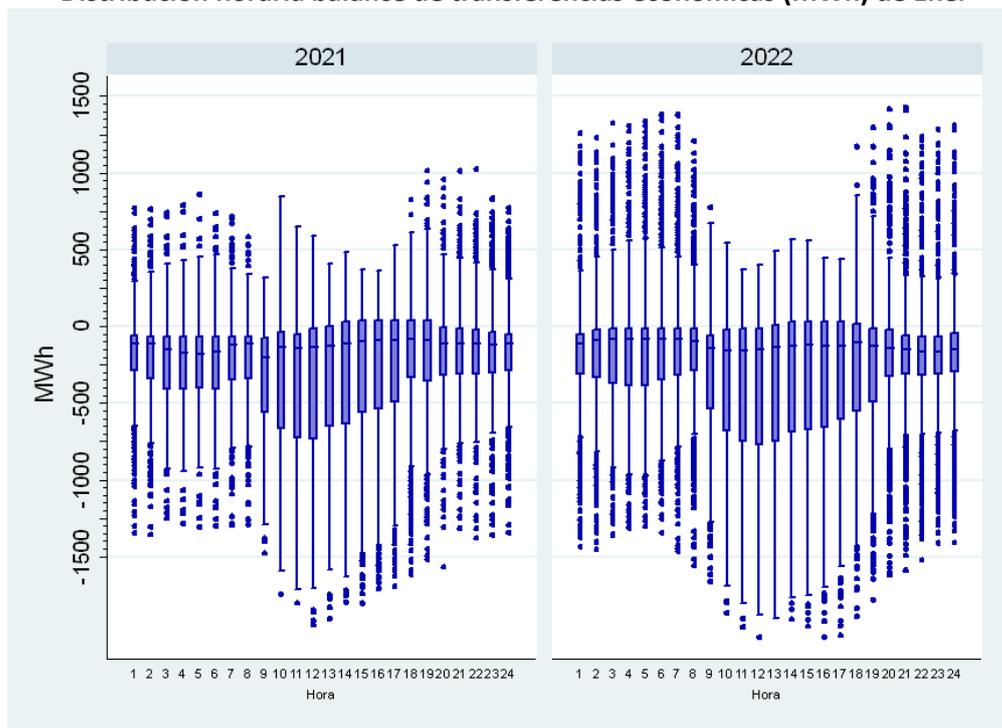


Gráfico III.1.37

Distribución horaria balance de transferencias económicas (MWh) de Grupo Matte

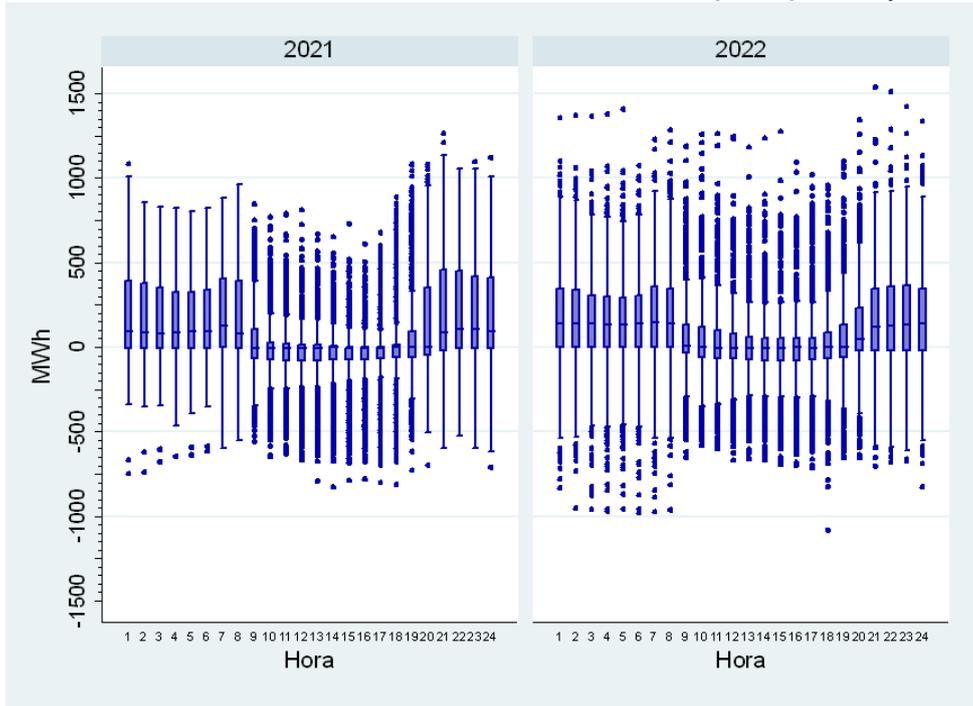


Gráfico III.1.38

Distribución horaria balance de transferencias económicas (MWh) de AES Corporation

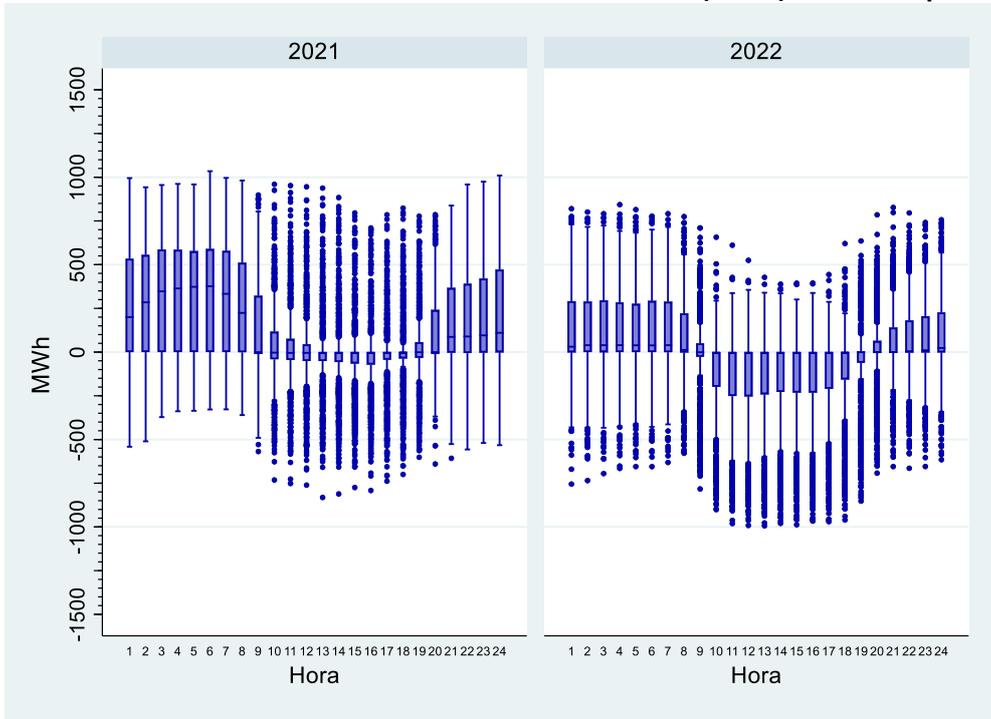
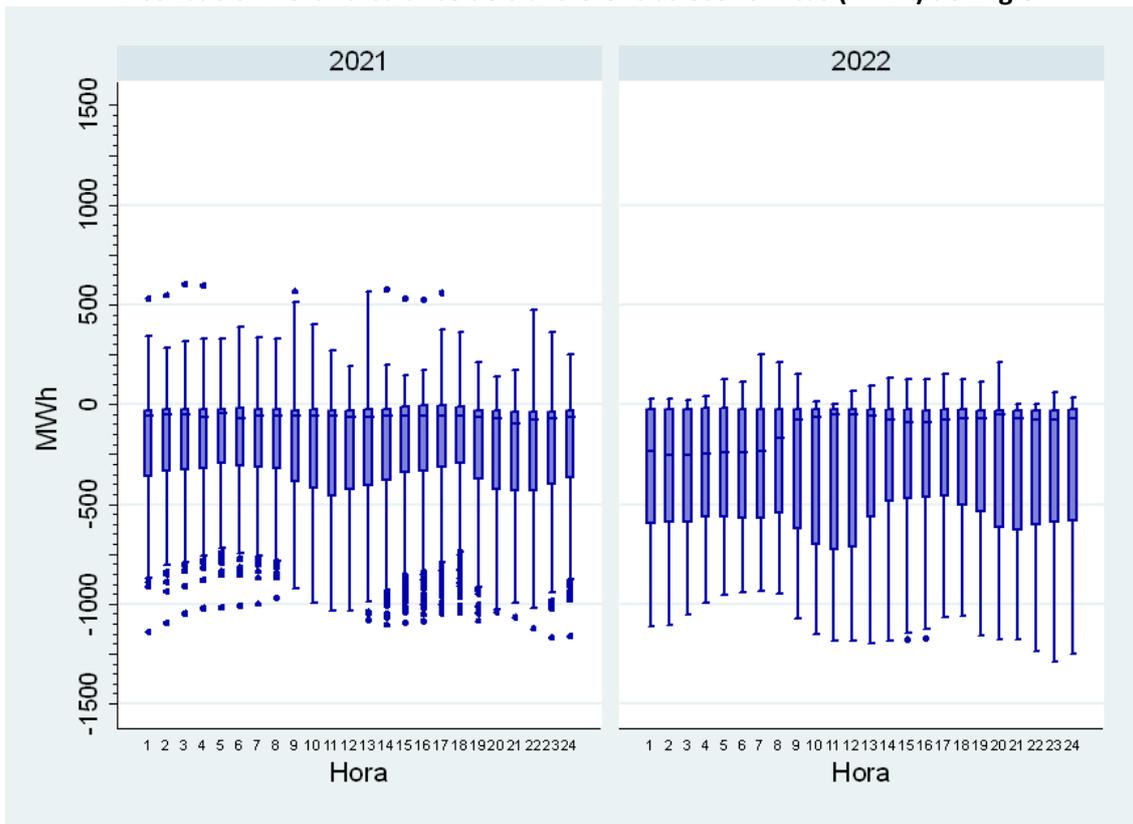


Gráfico III.1.39
Distribución horaria balance de transferencias económicas (MWh) de Engie

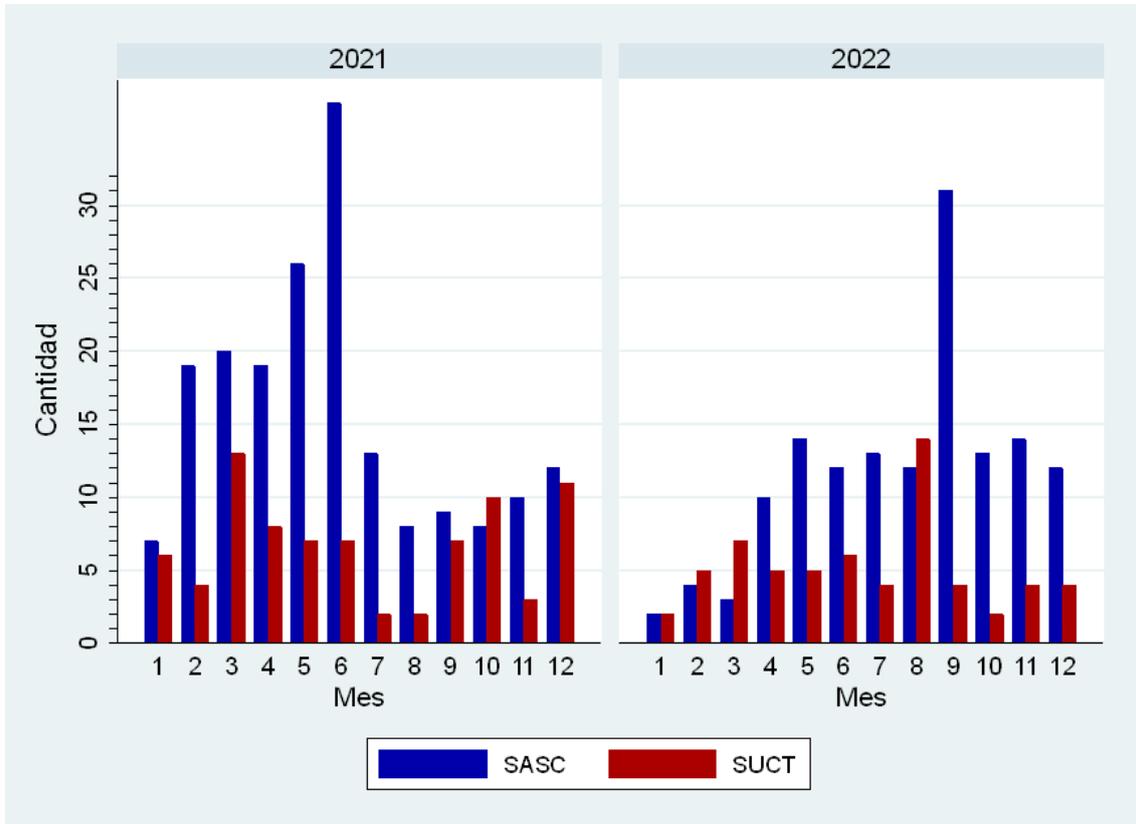


III.2 Segmento de transmisión

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 exclusoria.

Cifras relacionadas con las solicitudes de acceso abierto que el Coordinador recibió durante el año 2021 y 2022 son presentadas en los gráficos III.2.1 y III.2.2, desglosadas por Solicitudes de Uso de Capacidad Técnica Disponible (“SUCTD”) y Solicitudes de Autorización de Conexión (“SAC”).

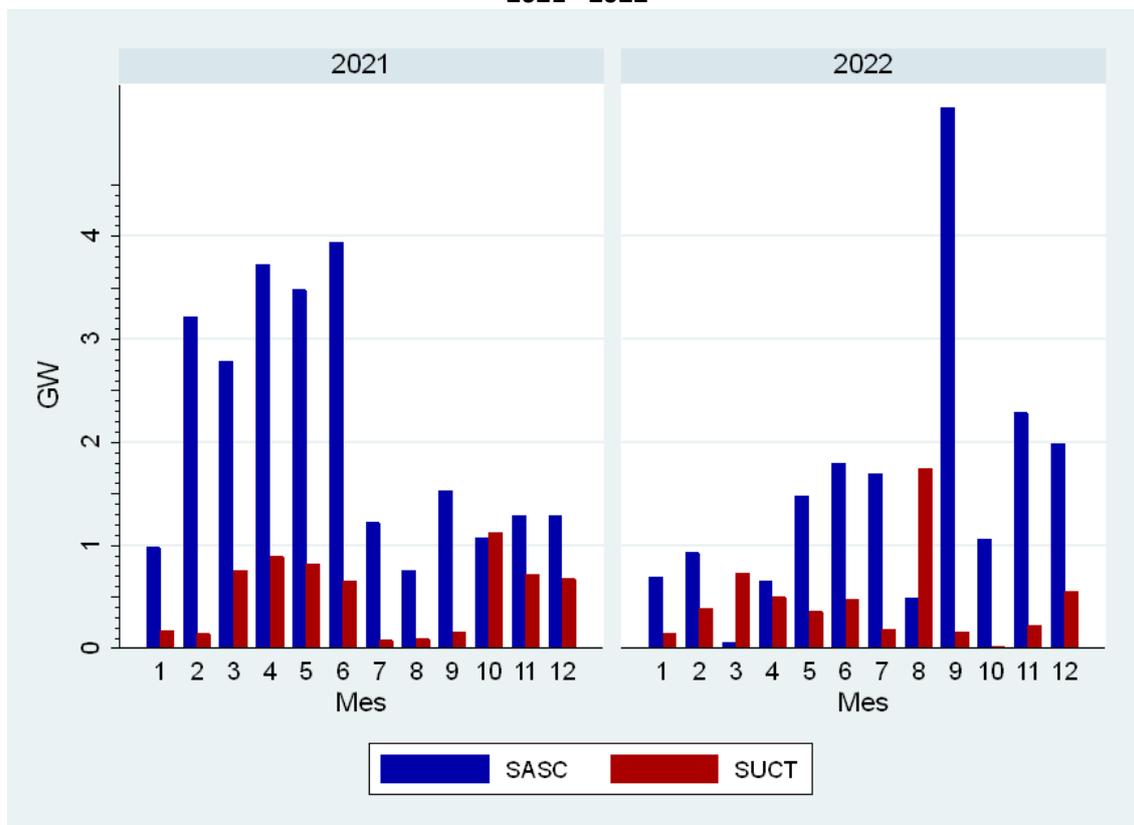
Gráfico III.2.1
Número de SAC (o SASC) y SUCTD (o SUCT) recibidas por el Coordinador
2021 - 2022



Como se desprende del gráfico, las solicitudes de ambos tipos se han moderado, aunque en el caso de las SAC aumentaron hasta mayo de 2022, alcanzando el máximo en septiembre, con 31 solicitudes. El total de SAC y SUCTD del año 2022 alcanzó 140 y 62, respectivamente, en contraste con las 188 y 80 del año precedente.

La capacidad de los proyectos involucrados en las SAC disminuyó de 25,3 GW a 18,4GW; mientras que en el caso de las SUSCTD la baja fue más leve, al transitar de 6,26 GW el 2021 a 5,48 GW el año 2022, lo que se refleja en el Gráfico III.2.2.

Gráfico III.2.2
Capacidad en GW asociada a SAC (o SASC) y SUCTD (o SUCT) recibidas por el Coordinador
2021 - 2022



Durante los años 2021 y 2022 se materializó la entrada en operación de 57 y 48 proyectos de transmisión, respectivamente, los cuales en su mayoría estuvieron relacionados con el Sistema Nacional y Zonal. Como se exhibe en la Tabla III.2.1 siguiente, 20 y 11 obras pertenecientes al Sistema Nacional entraron en operación en 2021 y 2022; en el caso del Sistema Zonal dichos números ascendieron a 33 y 30; mientras que el Sistema Dedicado solo vio la entrada en operación de 4 y 7 proyectos durante los años 2021 y 2022, respectivamente⁶⁴.

Tabla III.2.1
Número de proyectos de transmisión que entraron en operación
durante los años 2021 y 2022

Sistema de Transmisión	Año	
	2021	2022
Nacional	20	11
Zonal	33	30
Dedicado	4	7
Total	57	48

⁶⁴ Cabe destacar que, durante el año 2021, entraron en operación 6 proyectos ingresados por el Artículo 102° de la LGSE, el cual permite interconectar instalaciones de transmisión al sistema eléctrico sin que estas formen parte de la planificación de que trata el artículo 87° de la misma ley, a saber:

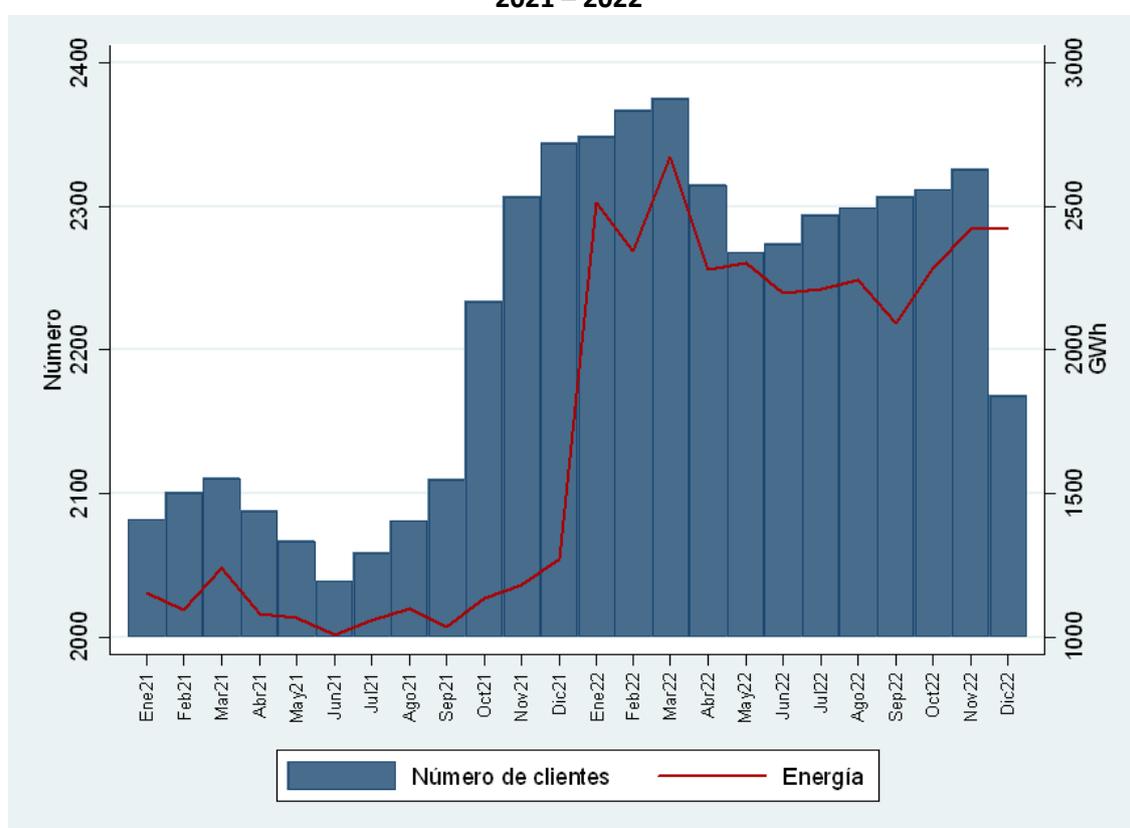
Adecuaciones LTx Temuco-Loncoche; Subestación Nueva Pillanlelún; Ampliación SE Miraje; Ampliación en S/E Puente Alto; Ampliación en S/E Costanera y Ampliación en S/E Illapa.

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

Al respecto, en el siguiente gráfico se presenta su evolución y la energía suministrada a estos clientes.

Gráfico III.3.1
Número de clientes libres totales conectados en distribución y energía suministrada por mes 2021 – 2022⁶⁵



Como se observa, existe un patrón estacional claro en el número de clientes libres conectados a redes de distribución, alcanzando el *peak* en marzo de cada año para luego declinar hasta junio en el año 2021 y hasta mayo en el año 2022, y retomar la tendencia al alza posteriormente. En cuanto a la energía asociada a los retiros, se puede apreciar la existencia de un patrón estacional similar en ambos años, coincidiendo el aumento en nivel con el de número de clientes.

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.

⁶⁵ No se consideran como clientes libres conectados a redes de distribución en un mes particular quienes no presentaron información o registraron consumo 0.

Gráfico III.3.2
Distribución potencia conectada de clientes regulados con posibilidad de ser libres
Cifras a diciembre de 2022

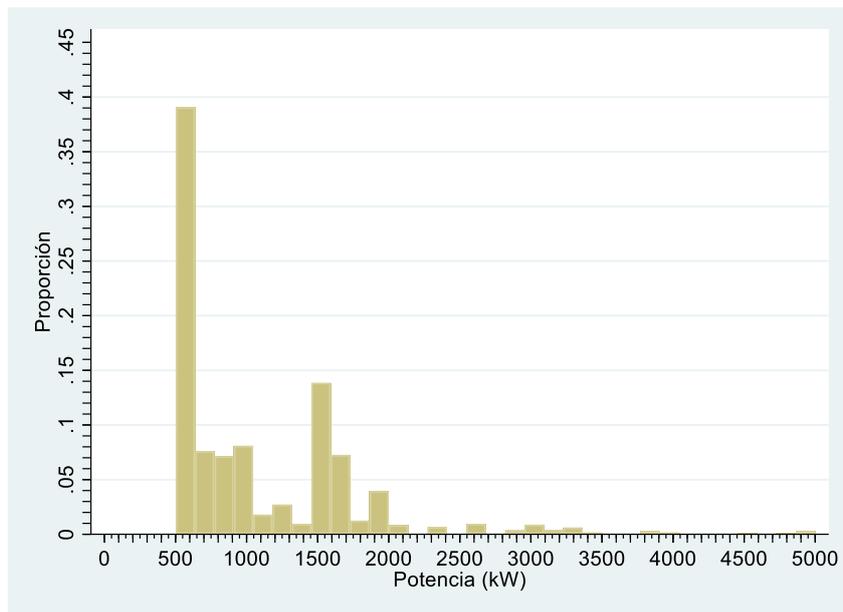
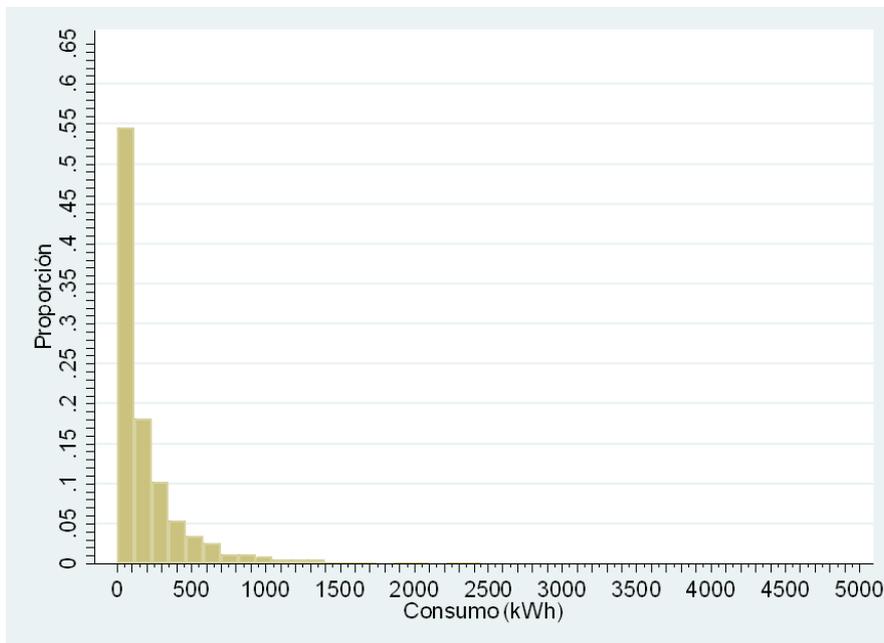


Gráfico III.3.3
Distribución consumo promedio horario de clientes regulados con posibilidad de ser clientes
libres⁶⁶
Enero - diciembre 2022



Como se aprecia, el consumo se concentra entre 0 y 500 kWh, a pesar de que la potencia conectada presenta una mayor frecuencia entre 500 kW y 2.000 kW, con una bimodalidad comprendida por los rangos 500-1.500 kW y 1.500-2.000 kW.

⁶⁶ El consumo promedio horario se calcula como el consumo promedio mensual en un período de 12 meses a diciembre de 2021, dividido por 720 (30 días multiplicado por 24 horas).

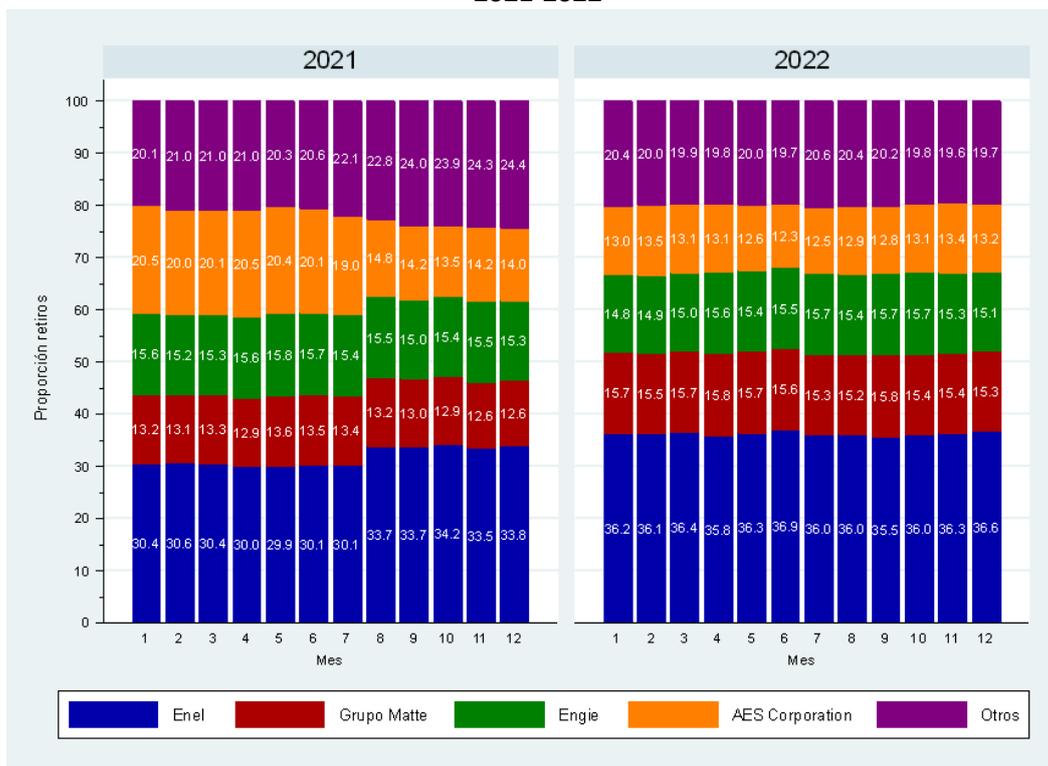
La distribución es prácticamente la misma que la observada el año 2021, con la salvedad que la frecuencia de la potencia en el rango 500-1.500 kW aumentó, sucediendo lo mismo con el consumo hasta los 500 kWh.

III.4 Retiros

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 36,6%, a diciembre de 2022, seguido con menos de la mitad de participación por el Grupo Matte (15,3%), luego por Engie y AES Corporation con un 15,1% y 13,2%, respectivamente. El resto de las empresas logra un 19,7% de la totalidad de los retiros (ver Gráfico III.4.1).

AES mostró una baja significativa en agosto de 2021 y luego se mantuvo relativamente estable en alrededor de 13%. El Grupo Matte, por su parte, aumentó su participación desde enero de 2022 y se consolidó en alrededor de 15%. Engie no ha experimentado mayores variaciones a lo largo de 2021 y 2022, mientras que Enel ha aumentado de forma sostenida su relevancia como el mayor suministrador. El resto de las empresas también acumularon una participación relativamente estable durante el año 2022, la cual rondó el 20%.

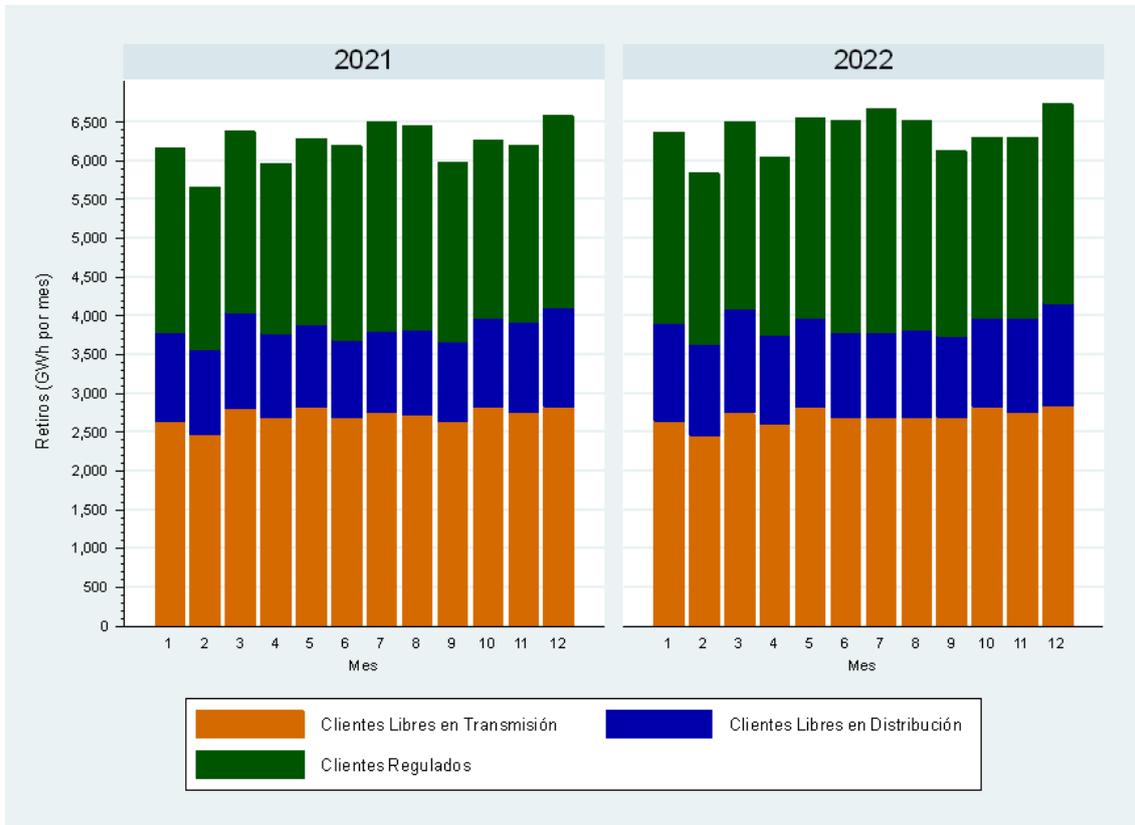
Gráfico III.4.1
Proporción retiros mensuales por conglomerado
2021-2022



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, habiéndose

mantenido relativamente estable la participación sobre el total a lo largo del año, tal como se aprecia en el Gráfico III.4.2, no diferenciándose de lo sucedido en el año previo.

Gráfico III.4.2
Retiros mensuales por tipo de cliente (GWh por mes)
2021-2022



CAPÍTULO IV: LICITACIONES EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

En el presente capítulo se describen, a grandes rasgos, los diferentes procesos de licitación que se llevaron a cabo por el Coordinador durante los años 2021 y 2022, tanto para la expansión de la transmisión como para la ejecución de las labores internas del organismo.

IV.1 Licitaciones de infraestructura de Transmisión Nacional o Zonal

En la Tabla IV.1.1 se presenta un resumen de las licitaciones que se han llevado a cabo en los años 2021 y 2022.

Tabla IV.1.1
Procesos de Licitación de Transmisión 2021-2022

	Obras de Ampliación Decreto 171	Obras Nuevas y Ampliación Condicionadas Decretos 185 - 171	Obra Nueva HVDC Decreto 231	Obras de Ampliación Decreto 185 - 171	Obras Nuevas y Ampliación Condicionadas Decreto 229 - 185
Total de Obras Licitadas	56	27	1	38	15
Obras que reciben Ofertas	48	22	1	35	12
Total de Obras Adjudicadas	37	20	1	26	12
Porcentaje de Obras Adjudicadas	66%	74%	100%	68%	80%
Total de Obras Desiertas	19	5	0	12	3
Porcentaje de Obras Desiertas	33.9%	18.5%	0%	31.6%	20%
Obras desiertas por aplicación de Valor Máximo	11	0	0	8	0
Total de Participantes	28	16	23	22	16
Total de Oferentes	18	12	2	13	9
Oferentes que calificaron para la Apertura de Ofertas Económicas*	18	12	2	13	9
Porcentaje de oferentes que aprueban etapa de evaluación Administrativa y Técnica	100%	100%	100%	100%	100%
VATT promedio obras nuevas adjudicadas [USD]	-	962,017	116,300,000	-	4,453,328
VI promedio obras ampliación adjudicadas [USD]	5,474,425	2,211,762	-	6,256,156	3,071,349

En el año 2022 se realizaron dos licitaciones de transmisión: la licitación de obras de ampliación del decreto 185 y relicitación del Decreto 171 y la licitación de obras nuevas del Decreto 229 y de ampliación condicionada del Decreto 185.

De las licitaciones realizadas en los años 2021 y 2022, el proceso asociado a las obras de ampliación del Decreto 171/2020 (iniciado en diciembre de 2020 y adjudicado en agosto de 2021) fue el que presentó mayor cantidad de obras desiertas, con 19 de un total de 56 obras (33.9%), seguido por el proceso de las obras de ampliación de los Decretos 185/2020 y relicitación del Decreto 171/2020, iniciado en noviembre de 2021 y adjudicado en julio de 2022, con un 31.6% de las obras desiertas. De las obras declaradas desiertas, un 58% en el primer caso, y un 67% en el segundo, lo fueron porque el valor ofrecido superaba el valor máximo.

Se reitera la recomendación realizada en años anteriores, en el sentido que las obras de bajo valor y menos atractivas para el mercado, sean licitadas agrupadas junto con obras de mayor valor, con el fin de aumentar el número de obras adjudicadas en cada proceso.

En el proceso de Licitación de Obras Nuevas Decreto 229 y de Obras de Ampliación Condicionadas Decreto 185, el Coordinador Eléctrico descalificó la oferta realizada por Ferrovial Power Infrastructure Chile SpA, por un valor de US\$ 1, por las obras de ampliación contenidas en el Grupo de Obras N°OC_G1 (Grupo de obras G1), por considerar que la propuesta no cumplía con las exigencias dispuestas en las Bases de Licitación. El incumplimiento de las Bases esta fundado en el hecho que la oferta de 1 USD no internaliza los costos necesarios, reales y razonables que conlleva la construcción y ejecución de estas obras tal como lo exigen las Bases.

Dada la decisión adoptada por el Coordinador, Ferrovial Power Infrastructure Chile SpA interpuso tanto un recurso de protección ante la I. Corte de Apelaciones de Santiago, que fue declarado inadmisibile y una demanda ante el H. Tribunal de Defensa de la Libre Competencia por considerar que este acto infringe lo dispuesto en el DL 211 y que actualmente se encuentra en tramitación en dicha sede.

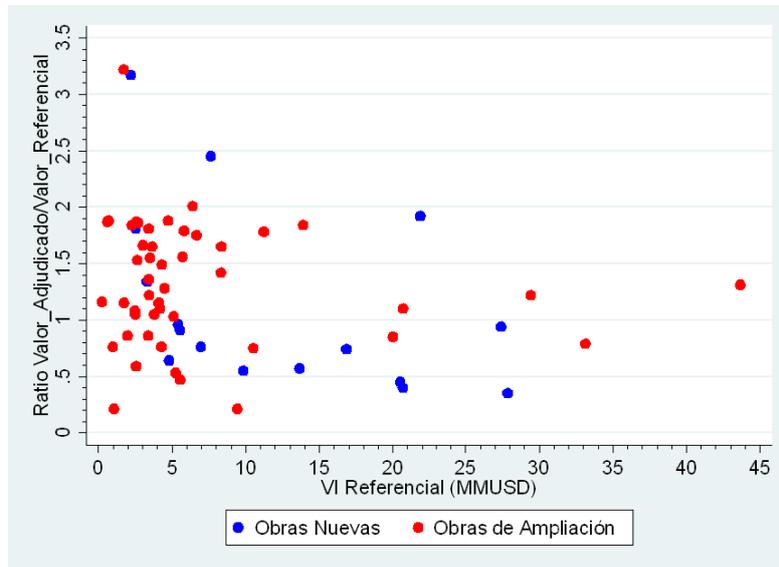
Desempeño de las Licitaciones de Obras de Ampliación

Para el periodo revisado, el desempeño de las Obras de Ampliación sigue siendo inferior al de las obras nuevas, si se toma como métrica el valor referencial en comparación con los valores adjudicados.

Las obras de ampliación resultan adjudicadas a un valor mayor al referencial más frecuentemente que las obras nuevas. El 72% de las obras nuevas fue adjudicada a ofertas inferiores al valor referencial, mientras que solo para 26% de las obras de ampliación ocurrió lo mismo. En promedio, las obras de ampliación del período 2021-2022 resultaron un 31,5% más caras que sus valores referenciales, mientras que las obras nuevas solo superaron en un 8,2% sus valores referenciales.

Gráfico IV.1.1

Distribución de la ratio del valor adjudicado y referencial en relación al VI referencial de las obras licitadas en el año 2021 y 2022⁶⁷



Este contraste entre obras nuevas y de ampliación podría explicarse primordialmente por las siguientes razones:

- a. Percepción de riesgo por parte de los oferentes. En general, las empresas que participan en las licitaciones de Obras de Ampliación son empresas de menor tamaño, por tanto, no siempre tienen la capacidad técnica y/o financiera para presentar ofertas y gestionar simultáneamente diferentes obras. En general, se observa que actúan en consorcios y sólo efectúan ofertas por ciertas obras que resultan tener un mayor atractivo (ya sea por el VI o por la ubicación, entre otros atributos) para este tipo de oferentes.
- b. Asimetría de información técnica respecto de las instalaciones existentes que serán ampliadas. Al respecto se destaca que:
 - i. Para el diseño conceptual de la obra de ampliación es necesario disponer de la información vigente de la instalación existente, la que debe haber sido correctamente consignada por las empresas propietarias en el sistema de información pública del Coordinador (plataforma InfoTécnica). Dadas las constantes deficiencias en la entrega de dichos antecedentes, el Coordinador debe solicitar la carga o actualización de esta información en la plataforma, para así poder desarrollar las bases técnicas.
 - ii. Si bien se considera la realización de visitas técnicas como parte del proceso de licitación, se han presentado diferencias entre lo informado por los propietarios y lo existente en el respectivo sitio, debido a intervenciones ya realizadas por los propietarios en sus instalaciones sujetas a ampliación, por lo que las bases técnicas que el Coordinador desarrolla resultan inconsistentes con la realidad de la instalación física,

⁶⁷ Solo para efectos gráficos, debido a sus valores referenciales extremos en comparación con la escala del resto de los proyectos, se excluyeron las obras “Nueva Línea HVDC Kimal -Lo Aguirre” y “Nueva S/E Seccionadora Nueva Lagunas y Nueva Línea 2x500 kV Nueva Lagunas – Kimal”, las cuales poseían valores referenciales de 1.480 MMUSD y 194,46 MMUSD respectivamente. En el caso de la primera obra, la oferta adjudicada correspondió a 83% del valor referencial, mientras que la segunda a 68%.

lo que lleva a la realización de correcciones posteriores que impactan en la información disponible para el proceso licitatorio. Por ejemplo, en algunos casos los planos de ingeniería conceptual de las obras de ampliación aportados por los propietarios no se condicen con lo observado por el Coordinador en terreno.

- iii. Conflictos entre Propietario y Adjudicatario. El modelo de licitación actual genera ineficiencias en la supervisión de los proyectos en su etapa constructiva, pues la responsabilidad del propietario se limita a la realización de ingenierías conceptuales para que el Coordinador desarrolle las bases de licitación, con las dificultades ya expuestas.

En atención a lo señalado, **se insiste en la propuesta de cambio normativo consistente en que los responsables de efectuar la licitación y la elaboración de las respectivas bases de licitación de obras de ampliación contenidas en los decretos de expansión de la transmisión sean las empresas transmisoras propietarias de las instalaciones sujetas a ampliación, sin perjuicio de la supervisión que realizará el Coordinador del proceso.**

Lo anterior mantendría los resguardos de competencia en orden a acotar la discrecionalidad del propietario en caso de que llevase por su cuenta la licitación, evitando que pudiera beneficiar a un conjunto particular de empresas –incluyendo relacionadas- o bien sobreestimar los costos de las obras.

En particular, la CNE, a través de los decretos de expansión, debería instruir a los propietarios la construcción de las obras, acorde a los criterios establecidos en la norma respectiva; y el Coordinador tendría la obligación de velar por el cumplimiento del alcance técnico de las Obras de Ampliación decretadas, y por los aspectos administrativos y de competencia del proceso en sintonía con los cuerpos normativos respectivos, estando facultado para instruir modificaciones a las bases de modo que éstas cumplan con los criterios adecuados de alcance, conforme a las necesidades que gatillaron la obra de ampliación. Por tanto, así existirían medidas suficientes para mitigar el eventual riesgo de conflictos de intereses en el proceso de licitación. En adición, es posible utilizar el procedimiento establecido en el inciso tercero del Art. 133 del Reglamento de los sistemas de transmisión y de la planificación de la transmisión, en orden a que, durante el proceso de elaboración de las bases de licitación por parte del propietario, se permita a terceros, Coordinador y otras empresas propietarias, realizar observaciones y sugerencias a las mismas.

En relación a los conflictos entre propietario y adjudicatario, se reducirían los costos de transacción por cuanto al ser el propietario quien desarrolle la totalidad de las bases con las que se licita y adjudica la obra, sería directamente responsable de resolver discrepancias con su adjudicatario frente a las bases de licitación, y, en caso de abandono de obra por parte del contratista, estaría obligado a dar continuidad a la construcción, sin abrir un nuevo proceso de re-licitación amparado en el Art. 157 del Reglamento⁶⁸. En este nuevo esquema, el Coordinador continuaría cumpliendo su rol de supervisión de la ejecución de los proyectos adjudicados,

⁶⁸ Considerando los plazos que implica volver a realizar un nuevo proceso licitatorio, puede llevar severos retrasos en la construcción de la obra de ampliación que se entiende necesaria para ejecutarse dentro del proceso del plan de expansión que ha decretado su construcción.

conforme lo indica la LGSE y el Reglamento, reasignando los recursos internos del Coordinador para el proceso de obras nuevas o bien otras actividades conexas.

Algo a tener en consideración, sin embargo, es que este mecanismo, por sí mismo, no elimina los incentivos de las empresas propietarias para realizar una mala propuesta inicial, ya que saben que el Coordinador tendrá que revisar las bases de todas formas. Para evitar esto, junto con la definición de los aspectos a verificar por parte del Coordinador, habría que implementar un mecanismo de sanciones especiales a fin de alinear los incentivos de los propietarios y evitar iteraciones innecesarias entre el Coordinador y la empresa que pudiesen retrasar los procesos de licitación y afectar el funcionamiento del mercado.

IV.2 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.

Al respecto, la UMC ha entregado su opinión respecto de variados procesos, incluyendo la Licitación de Cargas Interrumpibles, en la cual se han incorporado algunas de las recomendaciones dadas por la UMC, tales como aumentar el tiempo entre la publicación de las bases y la fecha de adjudicación para facilitar la participación a un mayor número de agentes, permitir la participación de agregadores que no tengan la calidad de Coordinados y mejorar la campaña de difusión de la Licitación.

Respecto de esto último, se debe tener en cuenta que la efectividad de un agregador se maximiza cuando puede agregar clientes en distribución, ya que son estos los que poseen menor potencia conectada y enfrentan los mayores costos de transacción para participar en este tipo de licitaciones de manera individual.

Sin embargo, lo anterior no puede lograrse bajo el actual marco normativo, ya que el Reglamento de SSCC establece en su Artículo 74 que *“[P]ara la prestación de un Servicio Complementario a través de un tercero, los Usuarios Finales deberán mandarle las labores de comunicación, entrega de información y coordinación de las acciones necesarias para dicha prestación, e informar esta modalidad de prestación previamente al Coordinador.*

Sin perjuicio de lo anterior, los Usuarios Finales serán en todo momento e individualmente responsables de dar cumplimiento a todos los requisitos y exigencias del Servicio Complementario que prestan al sistema eléctrico y de las demás obligaciones que emanen del presente reglamento”.

Esto es, aunque existiera un agregador que agrupe carga de clientes en distribución, estos últimos no solo se deberían relacionar comercialmente con el agregador, sino que también participar en el balance de transferencias y responder ante cualquier eventualidad como Coordinados, lo que elimina todo beneficio de agregar carga en este segmento.

Por lo mismo, con tal de tomar ventaja de estos recursos, que pueden ser valiosos para el sistema, **se recomienda una modificación normativa para hacer el Artículo 74 del Reglamento de SSCC más amplio, permitiendo que toda responsabilidad sea asumida por el agregador, al menos cuando se trata de carga asociada a distribución.** De esta manera, todo sería canalizado

a través de este agente, incluyendo su participación en el balance de transferencias, y serán estos con sus clientes los que deberán negociar de forma privada las potenciales sanciones por no cumplimiento de contrato, mientras que el Coordinador se relacionaría solo con el agregador para determinar el desempeño de la prestación del servicio y el cumplimiento de las exigencias técnicas respectivas.

En adición a lo anterior, resulta necesario otorgar la calidad de Coordinados a los agregadores, con tal de no limitar este potencial mercado solo a actores incumbentes

Asimismo, menester resulta señalar que, para materializar de manera efectiva la participación de la demanda conectada en redes distribución y fomentar la competencia entre agregadores, se debe garantizar que los clientes puedan conectarse de manera expedita al sistema de medida para transferencias económicas del Coordinador, lo que implica la facilidad de poder cambiar los actuales medidores en caso de que estos no lo permitan, ya que las distribuidoras podrían tener incentivos a bloquear dicho proceso o hacerlo expedito solo para sus empresas relacionadas.

CAPÍTULO V: SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

V.1 Antecedentes Generales

En la actualidad, los servicios con condiciones de competencia y a ser subastados son los de control primario de frecuencia por sobrefrecuencia, secundario de subida y bajada, y terciario de subida y por sobrefrecuencia. Desde 2020, estas subastas han ido incorporando una serie de reformas en aspectos relevantes de su diseño, dentro de las que destacan: la modificación del mecanismo de cálculo de precios máximos y medidas de mitigación, la eliminación de distorsión asociada a los costos de oportunidad de las ofertas, asimetría en el CPF.

Los principales cambios fueron incorporados en la RE N° 443 de la Comisión Nacional de Energía (“CNE”) 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, la RE N°442 de la CNE, de la misma fecha, que modifica y reemplaza el Informe de Definición de Servicios Complementarios a que se refiere el inciso segundo del artículo 72°-2 de la Ley General de Servicios Eléctricos, y la 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.

El objetivo de dichas medidas fue reducir la incertidumbre que enfrentaban los agentes⁶⁹, ya que, con el esquema que estuvo vigente entre el 1 de enero y el 21 de septiembre de 2020, los agentes debían internalizar el valor esperado del costo marginal horario del sistema con tal de estimar el costo de oportunidad y sobrecostos que podrían enfrentar de realizar ofertas y ser adjudicados (Ver Anexo A.8.1). De igual manera, con las modificaciones introducidas se eliminó la inconsistencia entre un mercado de la energía basado en costos y uno de SSCC basado en ofertas, ya que, al no estar internalizados los sobrecostos y costos de oportunidad en las ofertas, las variables duales del problema reflejarían efectivamente el costo de oportunidad de las reservas.

Luego del cambio introducido con la actualización de diciembre de 2020 del Informe de SSCC 2021, las subastas por servicios complementarios de control de frecuencia consisten en ofertas por costos de desgaste⁷⁰, sujetas a valores máximos y medidas de mitigación de corto plazo⁷¹⁻⁷².

De producirse costos de oportunidad y sobrecostos, estos son remunerados *ex post* como parte del valor adjudicado, el cual se define en la RE N° 442 de la CNE, de 23 de noviembre de 2020, como la suma del costo de oportunidad real, costo por operación a un costo variable mayor al

⁶⁹ Ver Carta DE 04954-20 de 21 de septiembre de 2020 e informe de Harrison y Muñoz (2020) disponible en <https://www.Coordinador.cl/unidad-de-monitoreo-de-la-competencia/reportes/competencia-sscc/>.

⁷⁰ Ver Resolución Exenta N° 443/20 y N° 493/20, de la Comisión Nacional de Energía.

⁷¹ En línea a como se realiza en el CAISO, PJM y otros operadores independientes del sistema eléctrico. Ver por ejemplo, “PJM Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations”, diciembre 2019; “PJM Manual 15: Cost Development Guidelines”, septiembre 2020; “Fifth Replacement FERC Electric Tariff, CAISO”, agosto 2020; y “System-Level Market Power Mitigation: Conceptual Design Proposal”, septiembre 2019.

⁷² Una aproximación a los costos involucrados en la generación de ofertas del esquema actual se presenta en el Anexo A.8.2.

costo marginal real, costo de operación adicional real y valor ofertado. Según la resolución, estos componentes se definen de la siguiente manera:

- **Costo de oportunidad real:** Se entenderá como el costo en que incurre una instalación adjudicada por la pérdida de ventas de energía en el mercado de corto plazo, debido a la utilización limitada o nula de la capacidad de producción de la instalación por estar prestando un servicio complementario. Este costo será calculado por el Coordinador con ocasión de la realización de los balances de remuneración de servicios complementarios.
- **Costos por operación a un costo variable mayor al costo marginal real:** Se entenderá como el costo en que incurre una instalación adjudicada por la prestación de un servicio complementario cuando el costo variable de la instalación resulta ser mayor al costo marginal del sistema en el mercado de corto plazo. Este costo será calculado por el Coordinador, cuando corresponda, con ocasión de la realización de los balances de remuneración de servicios complementarios.
- **Costo de operación adicional real:** Se entenderá como el costo en que incurre una instalación adjudicada por la prestación de un servicio complementario cuando ésta opera en un punto de operación en que su rendimiento es menor, o su consumo específico de combustible es mayor, al considerado por el Coordinador en el proceso de programación de operación para dicha instalación, considerando una operación en que sólo vendería energía sin prestar el servicio complementario. Este costo será calculado por el Coordinador con ocasión de la realización de los balances de remuneración de servicios complementarios.
- **Valor ofertado:** Es el valor ofertado por el Coordinado titular de la instalación adjudicada para la prestación de un servicio complementario. En este valor el Coordinado deberá incluir todos aquellos costos no considerados en los puntos anteriores tales como costos de desgaste, mantenimiento, habilitación y/o implementación, entre otros.”

En adición, como medida de mitigación de corto plazo, la CNE definió en su RE N° 443 de fecha 23 de noviembre de 2020 y RE N° 493 de fecha 20 de diciembre de 2020 los valores máximos que aplican al proceso de subastas, los cuales se dividen en un **precio máximo de reserva** y otro **de remuneración**.

El **precio máximo de reserva** se define como el valor de desgaste estimado, el cual se establece de manera transitoria en la resolución y puede ser recalculado por el Coordinador a través de un estudio de costos, y un factor de ajuste aditivo, el cual corresponde a una función creciente en el número de recursos técnicos ofertados. Ello se justificaría en el entendido que, mientras más competidores oferten, mayor será el nivel de competencia y, en consecuencia, menor la necesidad de contar con precio máximo más restrictivo.

En caso de recibir ofertas por sobre dicho precio máximo de reserva de parte de conglomerados – entendiéndose como conglomerado a las empresas pertenecientes al mismo grupo empresarial según lo establecido en el Artículo 96 de la Ley N°18.045 de Mercado de Valores –, éstas son descartadas en caso de haber sido planteadas por **conglomerados no pivotaes**. En caso de ofertas de **conglomerados pivotaes**, éstas son descartadas si superan el valor de costo de desgaste teórico contenido en la resolución y actualizado por el Coordinador cuando corresponda. La calidad de pivotal de un conglomerado se calcula mediante el indicador RS13, utilizando la capacidad habilitada disponible y los requerimientos establecidos en el Informe de SSCC respectivo.

Por su parte, en caso de que existan subastas parcial o completamente desiertas, se aplica un **precio máximo de remuneración**, consistente en un componente de costo de oportunidad, remuneración por operación con costo variable mayor al costo marginal, remuneración por costo de operación adicional para instalaciones de generación térmicas y remuneración por

costo de operación adicional para instalaciones de generación hidráulica. Ello implica que, de declararse un proceso parcial o completamente desierto, las unidades que sean “forzadas” en la programación -unidades que no ofertaron- recibirán una remuneración por dichos conceptos *ex post*, pero no se remunerarán los costos de desgaste, ya que no se realiza una oferta.

Lo anterior fue tomado en cuenta al momento de la realización del Informe de SSCC 2022, donde no solo se analizaron las condiciones de competencia que se avizoraban para el año 2022, sino que también se analizó el desempeño del mercado en el período comprendido entre el 1 de enero y el 4 de mayo de 2021⁷³.

En dicho informe se concluyó que, al comparar el desempeño efectivo de las subastas con el de un caso base⁷⁴ donde todas las configuraciones habilitadas y disponibles para la prestación de SSCC se internalizaran dentro de la co-optimización, no existirían diferencias significativas respecto de variables claves como sobrecostos, costos de oportunidad y costos marginales, aunque sí existieron episodios puntuales de desviaciones significativas.

Con el fin de minimizar las posibles fuentes de desvíos entre el caso base y la adjudicación efectiva de SSCC que resulta de la programación diaria de la operación, el 7 de julio de 2021 se modificaron las bases administrativas de subastas de SSCC de control de frecuencia, introduciendo una nueva definición de subasta parcial o totalmente desierta, 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.”*.

La modificación de las bases administrativas de subastas de SSCC de control de frecuencia, citada precedentemente, mantiene los incentivos para la participación de todas aquellas unidades que se encuentren habilitadas para la prestación de SSCC. Debe observarse que, en caso de que alguna de tales unidades decidiera no participar, asumiría el riesgo de ser adjudicada directamente como proveedor del SSCC de control de frecuencia, al ser declarado un proceso parcial o totalmente desierto, lo que derivaría en la no obtención de ingresos para las unidades instruidas directamente - unidades “forzadas” en la programación -, recibiendo una remuneración *ex post* por tales servicios, sin considerar los costos de desgaste.

⁷³ En relación con los costos asociados al actual esquema de subastas, ver Anexo A.8.2.

⁷⁴ En consistencia con lo descrito en el Artículo 25 del Reglamento de Servicios Complementarios, el cual establece que “Tratándose de los servicios de control de frecuencia que se materialicen mediante subastas, el Coordinador deberá considerar para la verificación de las condiciones de competencia de éstas, al menos, la realización de una optimización base que permita monitorear, en consistencia con el diseño de las subastas que se establece en el artículo 32 del presente reglamento, los resultados obtenidos en la optimización señalada en el artículo 18 del presente reglamento. Se entenderá por optimización base al ejercicio de la programación de la operación que considere la provisión de reservas operacionales de acuerdo con los criterios que el Coordinador establezca, de conformidad a los principios establecidos en el inciso segundo del artículo 6 del presente reglamento.”, el Coordinador realiza “casos bases” diarios desde el 1 de enero de 2021.

Estos casos se alimentan de los mismos inputs que la programación diaria, con la única salvedad que como oferta de costos de desgaste se internalizan los costos provistos por la CNE para el cálculo de los precios máximos, y se tienen en consideración la totalidad del parque disponible, lo que equivaldría a una programación diaria en la cual todas las subastas hayan sido declaradas totalmente desiertas.

Se suma a lo anterior, el hecho de que el agente requiera estimar únicamente su propio costo de desgaste, al no existir riesgos de no cubrir el costo de oportunidad o sobrecostos al ser estos pagados de manera *ex post*, por lo que no es necesario ningún modelo de predicción del costo marginal. Así las cosas, la participación en el proceso de subastas se simplifica significativamente, reduciéndose considerablemente los costos de transacción asociados a las mismas.

Por otro lado, es relevante reiterar que las subastas corresponden a los costos de desgaste, por lo que los incentivos para el ingreso de nuevas tecnologías asociadas a generación/almacenamiento para la prestación de servicios complementarios son dados por las variables relevantes a las que se enfrentarían estos nuevos agentes en el mercado eléctrico, a saber: rentas inframarginales que podrían obtener en el mercado de la energía, costos de oportunidad y sobrecostos que deben ser asumidos por concepto de servicios complementarios en caso de poseer retiros, potenciales compromisos de generación en contratos privados y costos de desgaste, dependiendo estos últimos del número esperado de activaciones. Lo anterior debe ser contrastado con los valores de inversión, tasa de retorno y vida útil esperada del proyecto para determinar la decisión de entrada. Consecuentemente, se estima que no sería correcto asumir que el actual esquema de subastas desincentiva el ingreso de nuevas tecnologías asociadas a generación en comparación con el esquema anterior.

Finalmente, **es conveniente estudiar y buscar adecuar las reglas de subastas vigentes con el propósito de viabilizar la participación de la demanda y otros recursos en la prestación del servicio de control de frecuencia, a fin de garantizar la operación eficiente y económica del sistema en un escenario de mayor flexibilidad.** Esto incluye la posibilidad de que las empresas transmisoras participen en la prestación de SSCC, verbigracia, a través de baterías para la prestación del servicio de control de frecuencia, siempre considerando que esto debe ser realizado a través de sociedad sociedades anónimas filiales o coligadas, tal como se establece en el inciso sexto del Artículo 7 de la LGSE.

CAPÍTULO VI: MERCADO DE PEQUEÑOS MEDIOS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA

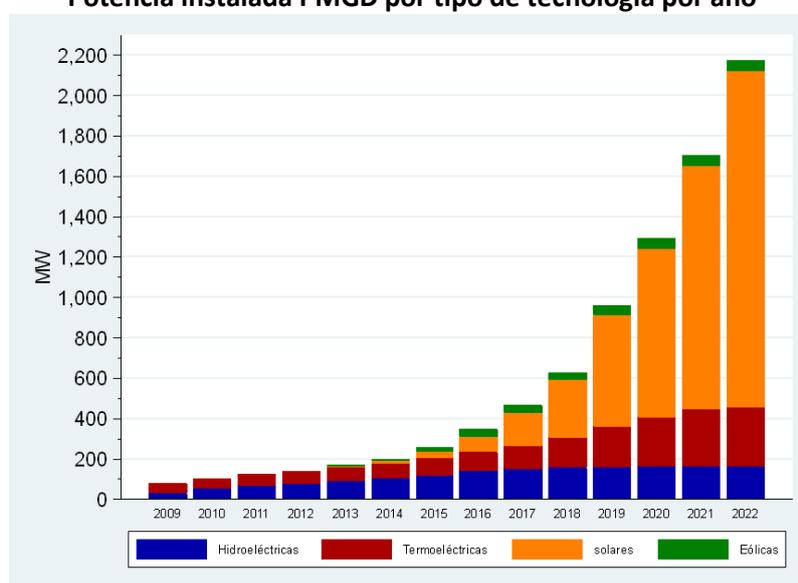
VI.1 Antecedentes Generales

De conformidad al Decreto N°88 de 2020, el segmento de medios de generación de pequeña escala está constituido tanto por los pequeños medios de generación distribuido, PMGD, correspondientes a generadores hasta 9 MW conectados en las redes de distribución, como por los pequeños medios de generación, PMG, correspondientes a aquellos medios de generación hasta 9 MW conectado en redes de transmisión.

La totalidad de la potencia instalada a diciembre de 2022 en centrales tipo PMGD corresponde a 2175 MW, de la cual se instaló durante el año de 2022 un total de 469.5 MW, lo que representa un 14% de la potencia instalada en el sistema nacional eléctrico en el mismo período.

El Gráfico VI.1.1 muestra la potencia instalada por tipo de tecnología del segmento PMGD desde el año 2009 a 2022. Durante el año 2022, más del 97% del total instalado en ese año del segmento PMGD correspondió a tecnología solar. Al año 2022, el 76.5% de la potencia total instalada corresponde a tecnología solar en el segmento PMGD.

Gráfico VI.1.1
Potencia instalada PMGD por tipo de tecnología por año



El segmento PMGD está concentrado en la zona central del país, desde la región de Coquimbo hasta la región Maule, tal como se observa en el Gráfico VI.1.2, abarcando esta zona geográfica un 83% de la potencia instalada total del segmento a diciembre de 2022, lo que contrasta con la distribución de la potencia instalada no PMGD mostrada en el Gráfico VI.1.3, que se concentra principalmente en las regiones de Antofagasta, Atacama y Bio bío.

Gráfico VI.1.2
Potencia instalada PMGD por tipo de tecnología por región

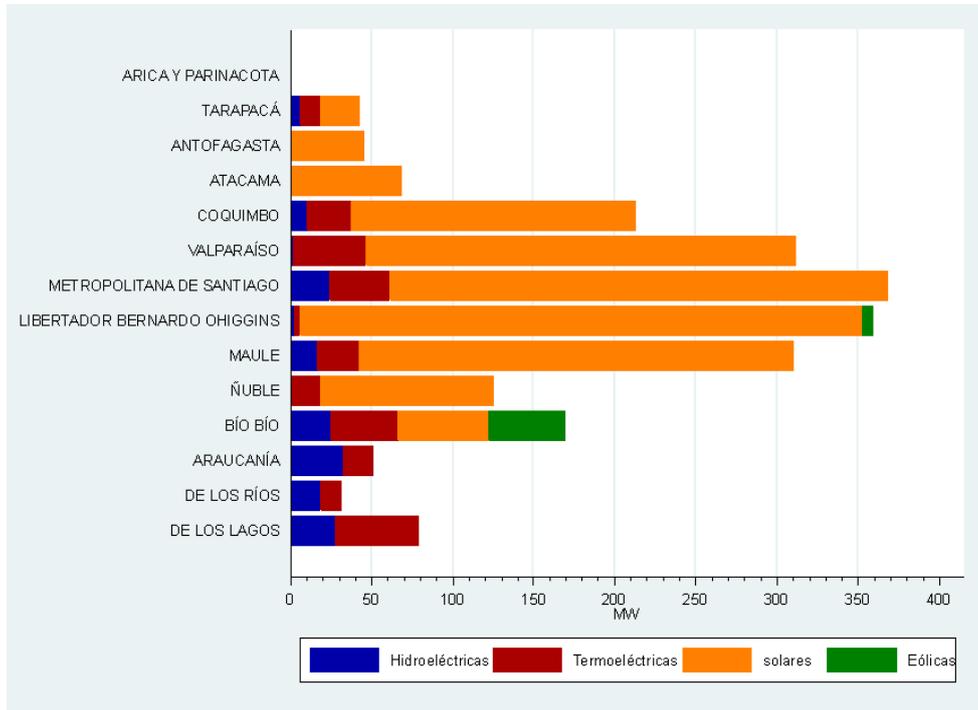
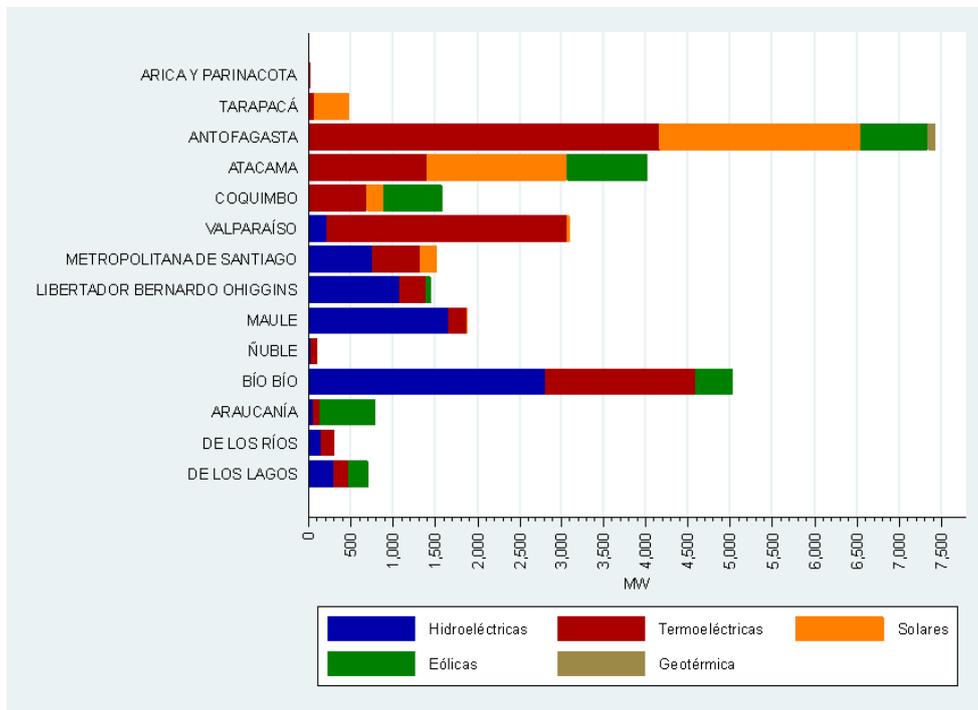


Gráfico VI.1.3
Potencia instalada no PMGD por tipo de tecnología por región



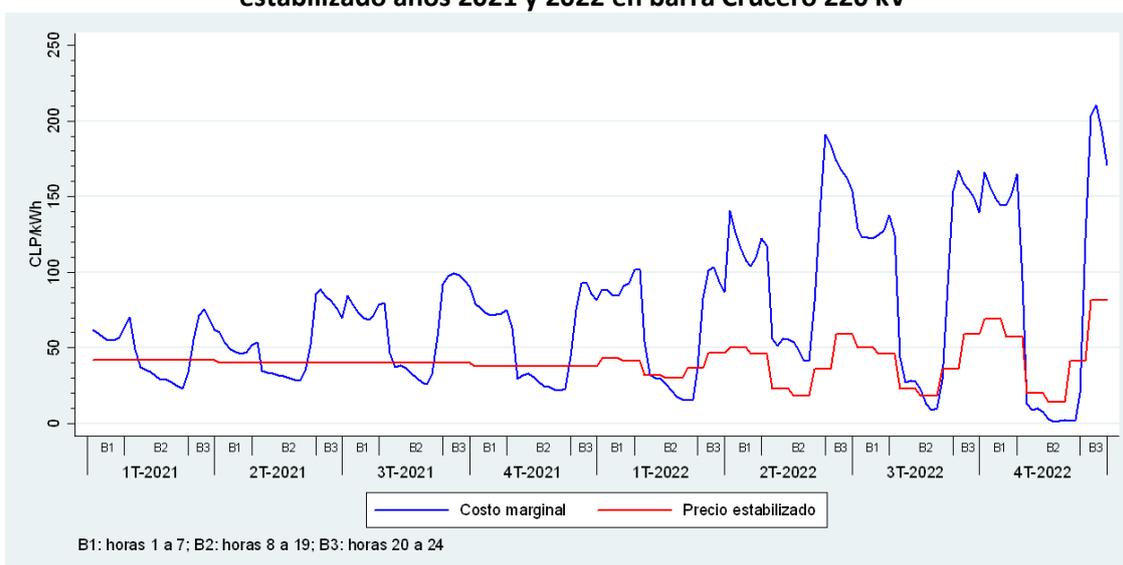
VI.2 Mecanismo Precio Estabilizado de los PMG/PMGD

El mecanismo que determina el precio estabilizado al que pueden acceder los medios de generación de pequeña escala se encuentra contenido en el Decreto Supremo N°88, “Reglamento para medios de generación de pequeña escala”, vigente desde octubre de 2020.

Al igual que el reglamento anterior, la regulación vigente permite a los medios de generación de pequeña escala optar por valorar sus inyecciones a un precio estabilizado o al costo marginal real del sistema. En los gráficos VI.1.4, VI.1.5 y VI.1.6 se muestra una comparación de los costos marginales del sistema y los precios estabilizados vigentes para los años 2021 y 2022⁷⁵.

Durante el año 2021 y hasta el 21 de febrero de 2022, el precio estabilizado coincidió con el precio nudo de corto plazo vigente, a partir de esa fecha el precio estabilizado vigente es definido en 6 intervalos temporales.

Gráfico VI.1.4
Comparación costo marginal de energía real promedio horario por trimestre y precio estabilizado años 2021 y 2022 en barra Crucero 220 kV



⁷⁵ Los cálculos son realizados en base a información disponible en www.cne.cl e información pública del Coordinador.

Gráfico VI.1.5
Comparación costo marginal de energía real promedio horario por trimestre y precio estabilizado años 2021 y 2022 en barra Quillota 220 kV

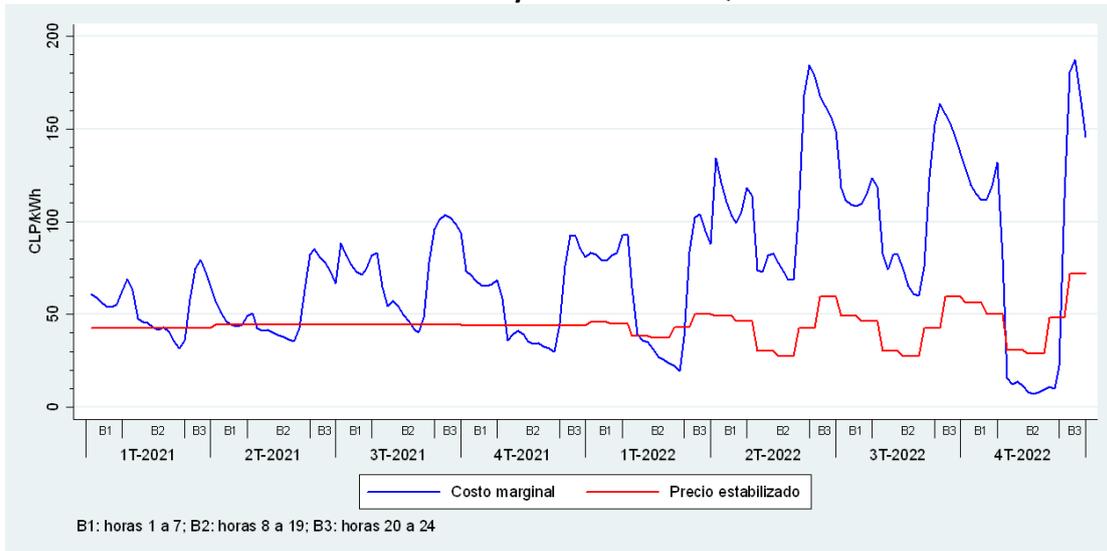
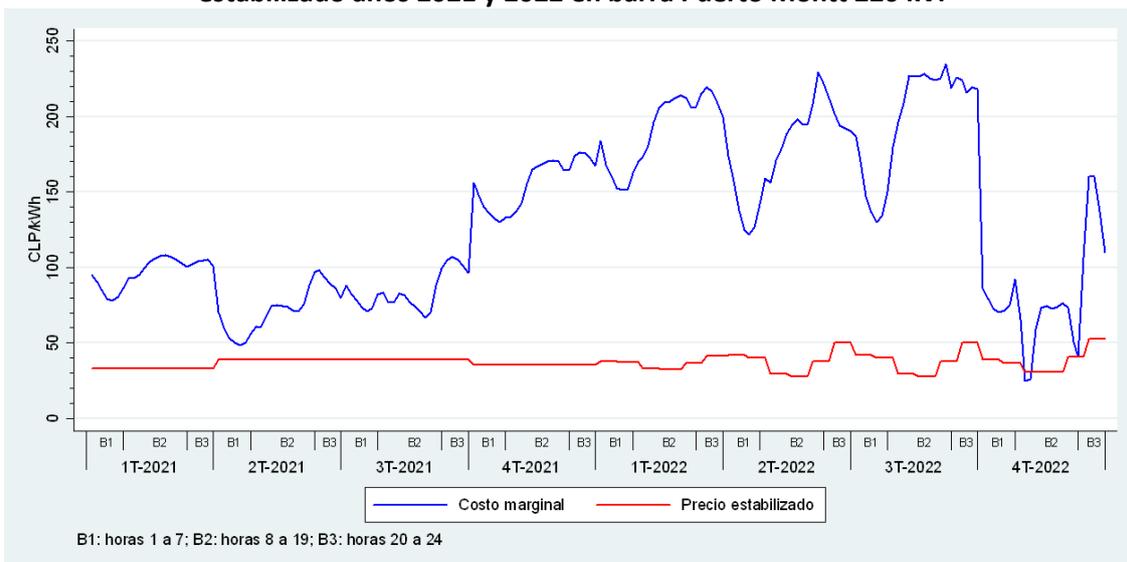


Gráfico VI.1.6
Comparación costo marginal de energía real promedio horario por trimestre y precio estabilizado años 2021 y 2022 en barra Puerto Montt 220 kV.



De la evolución de los precios estabilizados se puede observar que tanto para el año 2021 como 2022 en promedio no existió mayor variación del precio respecto las diferentes barras mostradas (menos de 20%), teniéndose un mayor valor promedio en la barra Quillota.

Al distinguir entre horas solares y no solares se tiene que, en el año 2022, la mayor diferencia del promedio del precio estabilizado se da en la barra Crucero disminuyendo esta diferencia hacia el sur. Sin embargo, el mayor valor de precio estabilizado para las barras mostradas en horas solares se encuentra en Quillota. Respecto de las diferencias de precio estabilizado y costo marginal, aun en el escenario analizado de costos marginales alto, existen trimestres en que en la barra Crucero y Quillota el precio estabilizado en promedio es mayor que el marginal en las horas de sol y en los casos en que el precio estabilizado no resulta mayor al marginal, la diferencia en horas solares es menor que en horas no solares, viéndose favorecida la tecnología solar frente a las otras tecnologías que estén bajo el régimen de precio estabilizado.

En conclusión, si bien existen periodos en que el precio estabilizado es menor que el costo marginal y viceversa, generando la bidireccionalidad de flujo de pagos del mecanismo de estabilización⁷⁶, el mecanismo no es neutro ni financiera ni tecnológicamente, ya que, por un lado no garantiza que las diferencias entre lo que reciben y deben pagar los PMGD se neutralice en el largo plazo y, por otro, aunque el Decreto Supremo N° 88 modela de mejor manera el comportamiento horario del precio spot, se mantiene un sesgo a favor de la tecnología solar fotovoltaica sin medios de almacenamiento, lo que se ve reflejado en el ingreso esperado masivo de medios de generación de dicha tecnología.

VI.3 Efecto de PMGD en redes de transmisión y distribución

Si bien las redes de distribución se ven beneficiadas por la presencia de recursos de generación distribuidos, tales como los PMGD, principalmente por su contribución a la reducción de pérdidas que el flujo de energía y potencia provoca en las redes, para que este beneficio sea efectivo, la ubicación y monto de estos recursos debe estar adaptado a las redes en donde están ubicados.

Debido al gran crecimiento de los PMGD en algunas zonas o alimentadores de las redes de distribución, se producen excedentes de generación que se inyectan hacia las redes de transmisión zonal provocando, en algunos escenarios, congestión en las redes zonales que ven superada su capacidad de diseño.

Como medida de mitigación a las posibles congestiones producto de la inyección de PMGD, el Coordinador debe elaborar un estudio semestral para ratificar su existencia⁷⁷, considerando el grado de avance efectivo de las obras del sistema de transmisión zonal, los niveles de demanda proyectados para la zona de influencia y el grado de avance de la conexión de los PMGD involucrados. En caso de verificar dichas congestiones, el Coordinador debe instruir el tratamiento técnico que tendrán estas inyecciones para solucionar estas posibles congestiones.

De acuerdo con el Informe Verificación Congestionamiento en Transmisión Zonal por Inyección de PMGD, que emitió el Coordinador en noviembre de 2022⁷⁸, se verificaría la existencia de congestiones en 77 instalaciones del sistema de transmisión zonal, considerando transformadores y líneas, producto de la inyección de PMGD.

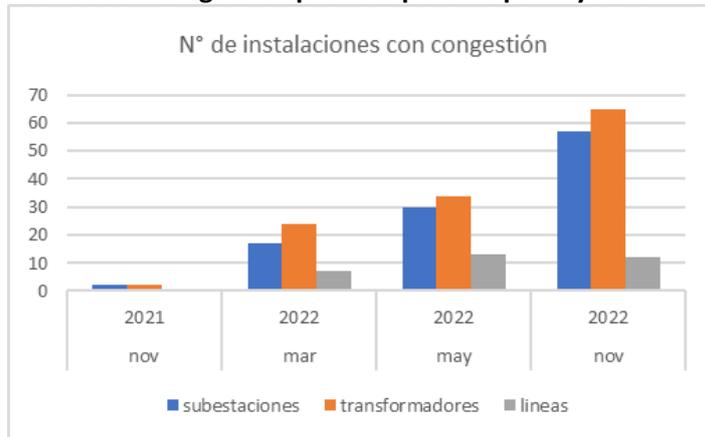
A continuación, el Gráfico VI.1.7 presenta la evolución del número de congestiones que se han verificado semestralmente desde 2021, de acuerdo con el Informe de Verificación de Congestionamiento citado anteriormente. Como puede observarse, las congestiones previstas en subestaciones y transformadores casi se duplican en los informes de mayo y noviembre del año 2022, respecto del semestre anterior.

⁷⁶ Cuando los precios estabilizados son mayores al costo marginal, los generadores convencionales deben pagar a las empresas propietarias de PMGD acogidas al régimen de precios estabilizados la diferencia en la valorización sus inyecciones. Cuando sucede lo contrario, la diferencia entre el costo marginal y el precio estabilizado debe ser asumida por las empresas propietarias de PMGD, debiendo compensar por dicho monto a los propietarios de centrales convencionales.

⁷⁷ De acuerdo a lo indicado en la Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en Instalaciones de Media Tensión en su artículo 2-14

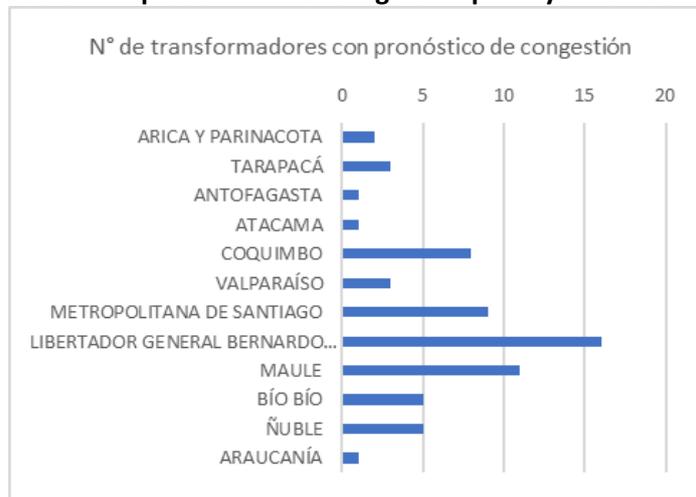
⁷⁸ <https://www.Coordinador.cl/desarrollo/documentos/estudios-de-planificacion/estudio-de-verificacion-de-congestionamiento-en-transmision-zonal-por-inyeccion-de-pmgd/2022-estudio-de-verificacion-de-congestionamiento-en-transmision-zonal-por-inyeccion-de-pmgd/>

Gráfico VI.1.7
Instalaciones con congestión prevista por año por inyección de PMGD



De acuerdo con lo anterior, es posible prever que los problemas de congestión podrían seguir aumentando rápidamente conforme el segmento PMGD se siga desarrollando sin las señales adecuadas de localización que le permitan contribuir al desarrollo de las redes en forma eficiente. El Gráfico VI.1.8 muestra el número de transformadores en que se verifican congestiones producto de la inyección de PMGD, por región, de acuerdo con el Informe de Verificación de Posibles Congestionamientos en Instalaciones de Transmisión Zonal por Inyección de PMGD. Como es de esperar, el mayor número de congestiones se prevé en la zona de mayor concentración de instalación de PMGD, esto es en la zona central del país.

Gráfico VI.1.8
N° de transformadores en que se verifican congestión por inyección de PMGD por región⁷⁹



VI.4 Proyección de Instalación de PMGD

El proceso de conexión de las centrales de tipo PMGD se inicia con la comunicación de parte del Interesado de su intención de conectar un nuevo PMGD a la empresa distribuidora, mediante una Solicitud de Información. Esta primera etapa de tramitación con la empresa distribuidora

⁷⁹ De acuerdo con el Informe de Verificación de Posibles Congestionamientos en Instalaciones de Transmisión Zonal por Inyección de PMGD de noviembre de 2022.

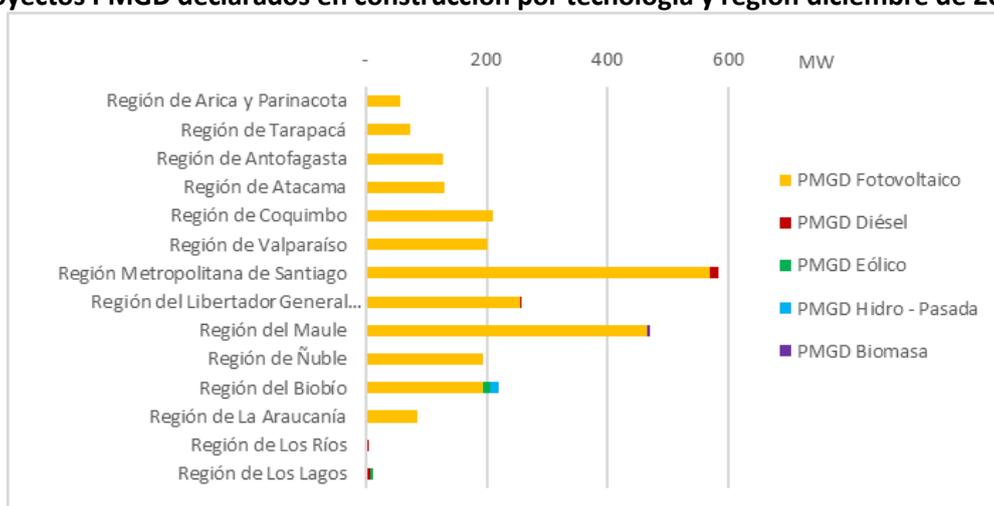
finaliza con la obtención del Informe de Criterios de Conexión, ICC, emitido por la empresa distribuidora.

Para mantener la vigencia del ICC los propietarios de PMGD deben obtener y conservar la calidad de proyecto Declarado en Construcción, emitido por la Comisión Nacional de Energía. Finalmente, los PMGD deben realizar una Solicitud de Entrada en Operación al Coordinador Eléctrico, el que las aprueba previo a pasar por un periodo de pruebas puesta en servicio, PES.

A continuación, en el Gráfico VI.1.9, se presentan los proyectos PMGD que han sido declarados en construcción por la CNE de acuerdo con la Resolución de Declaración en Construcción de diciembre de 2022⁸⁰, los cuales totalizan 2.623 MW.

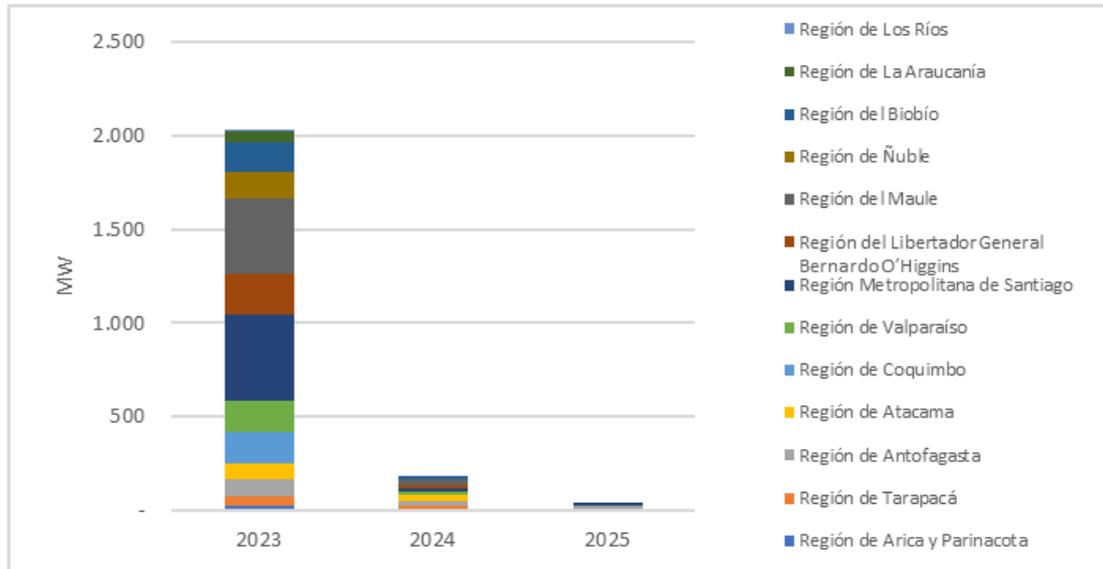
De los proyectos declarados en construcción, el 98% corresponde a tecnología solar y el 40% de su capacidad proyectada total está concentrada en la región Metropolitana y la región del Maule. La fecha estimada de interconexión de estos proyectos corresponde principalmente al año 2023 tal como se muestra en el Gráfico VI.1.10.

Gráfico VI.1.9
Proyectos PMGD declarados en construcción por tecnología y región diciembre de 2022⁷⁶



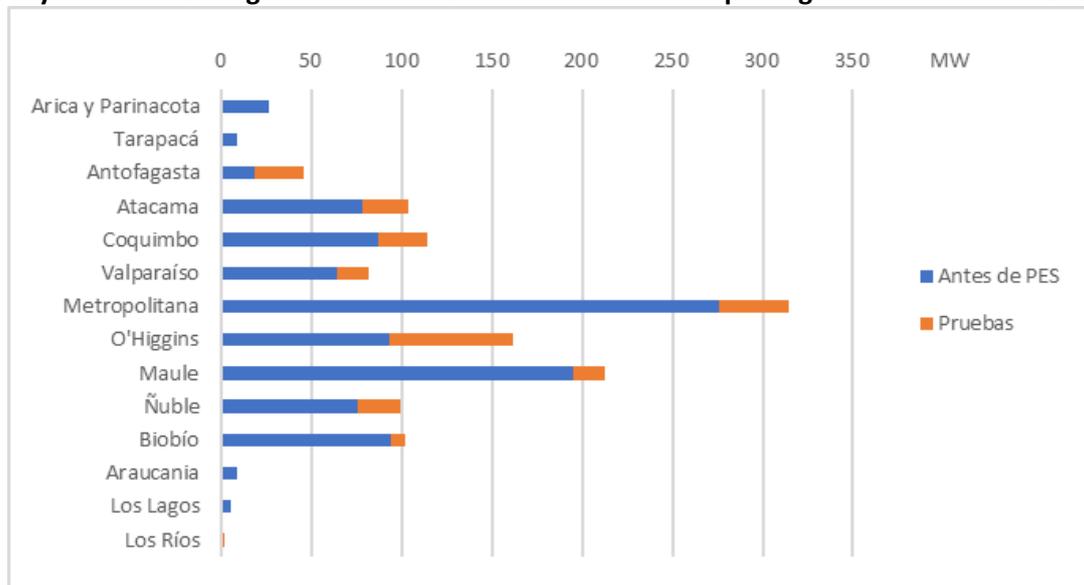
⁸⁰ Resolución exenta N° 915 del 28 de diciembre de 2022

Gráfico VI.1.10
Año de entrada en operación estimado de Proyectos PMGD declarados en construcción diciembre de 2022



Por otro lado, los proyectos de centrales PMGD que se encuentran en gestión de conexión en el Coordinador a diciembre de 2022 suman 1299 MW de los cuales 255 MW están en etapa de prueba de puesta en servicio como se muestra en el Gráfico VI.1.11.

Gráfico VI.1.11
Proyectos PMGD en gestión de conexión en el Coordinador por región a diciembre de 2022



De acuerdo con el número de proyectos declarados en construcción, se prevé un gran incremento en la potencia conectada en PMGD que, de concretarse, más que duplicaría la capacidad del segmento en el corto plazo. A diciembre de 2022, y según se muestra en los gráficos precedentes, se encontraba en proceso de conexión en el Coordinador alrededor de la mitad de esta potencia y de materializarse la cifra proyectada, sin medidas adicionales, se incrementarían los problemas de congestión en las redes zonales provocados por la inyección de excedentes provenientes de proyectos PMGD.

En conclusión, la situación actual de los PMGD, con insuficientes señales de precio y localización no está permitiendo un desarrollo eficiente ni en cantidad de potencia instalada ni en la ubicación de esta capacidad. Los precios estabilizados eliminan la señal económica de costos marginales nulos en periodos de exceso de inyección de centrales solares fotovoltaicas, lo que mantendría el incentivo a la instalación de dicha tecnología en este segmento. Lo anterior genera sobreinversiones en PMGD que se traducen en excedentes de energía que son evacuados al sistema de transmisión zonal en un rango horario durante el cual ya existe exceso de capacidad de medios convencionales de generación. Lo anterior puede generar los siguientes efectos:

- Congestionamiento en el sistema de transmisión zonal, al verse sobrepasada su capacidad de diseño dadas las inyecciones de excedentes de PMGD desde las redes de distribución. De concretarse el volumen de proyectos declarados en construcción se espera que esta situación profundice los problemas de congestiones en estas redes. Dado que inversiones en ampliaciones en el sistema de transmisión zonal debido a congestiones por la presencia de PMGD no deberían formar parte del plan de expansión de la transmisión⁸¹, se espera que el Coordinador siga instruyendo la limitación de estos excedentes provenientes del sistema de distribución.
- En periodos de alta penetración ERV, la inyección de excedentes de PMGD, podría contribuir a generar recortes en las centrales ERV de gran escala o profundizar los recortes existentes. Lo anterior, como consecuencia de que las centrales de tipo PMGD poseen autodespacho, no participan en las prorratas de generación ERV y son en su mayoría de tecnología solar.

Dado lo anterior, resulta necesario destacar que un cambio normativo que permita la ampliación del sistema de transmisión zonal internalizando las inyecciones de los PMGD no debe considerarse como una solución a este problema, ya que su efecto sería el contrario, fomentando aún más la sobreinversión en medios de generación cuyo aporte marginal al sistema es cero⁸². En resumidas cuentas, ello sería equivalente a entregar rentas sobrenormales a las empresas propietarias de PMGD, creando, como consecuencia, un perjuicio directo a los consumidores.

⁸¹ Dictamen Panel de Expertos, Discrepancia N°2 de 2020.

⁸² De adoptar como política la expansión de infraestructura de transmisión zonal con motivo de congestiones ocasionadas por PMGD, se estaría limitando el único incentivo existente, aunque limitado, que pone una cota a la inversión en estos medios de generación, a saber, la disminución del factor de planta, ya que el precio estabilizado, dada la normativa actual, siempre será superior a cero, y por ende, nunca entregará la señal efectiva del aporte marginal de cada proyecto, el cual convergería a cero en caso de congestiones permanentes.

CAPÍTULO VII: MATERIAS ANALIZADAS POR LA UMC

Durante el año 2022, la UMC llevó a cabo diversas tareas con el objeto de cumplir con lo establecido en el Reglamento de Coordinación. En adición al monitoreo permanente del mercado, también se analizaron variadas materias, tales como, cambios normativos asociados a licitaciones de transmisión, servicios complementarios, el mercado de corto plazo y cadena de pagos. De igual manera, se ha continuado con la realización y participación en actividades de difusión, tanto internas como externas, relacionadas con el monitoreo de la competencia en mercados eléctricos.

VII.1 Actividades de monitoreo

Dentro de las actividades de monitoreo realizadas por la UMC durante el año 2022, se encuentra el análisis de mercados de combustibles, como GNL y diésel, así como también el estudio de casos particulares relativos a la operación de algunas centrales del SEN, seleccionados por la misma UMC en base al análisis de variables de mercado o aportes de antecedentes por parte de terceros.

En particular, durante el año 2022 continuó con el análisis de las centrales diésel, dado el contexto por el que atraviesa el sistema, resultando esto en solicitudes de información a las empresas coordinadas que poseen centrales que operan con dicho combustible.

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.

	2021	2022
Materia Analizadas	21	20
Antecedentes de Terceros	10	11
Antecedentes enviados a FNE	0	1
Aporte Antecedentes al TDLC	2	0

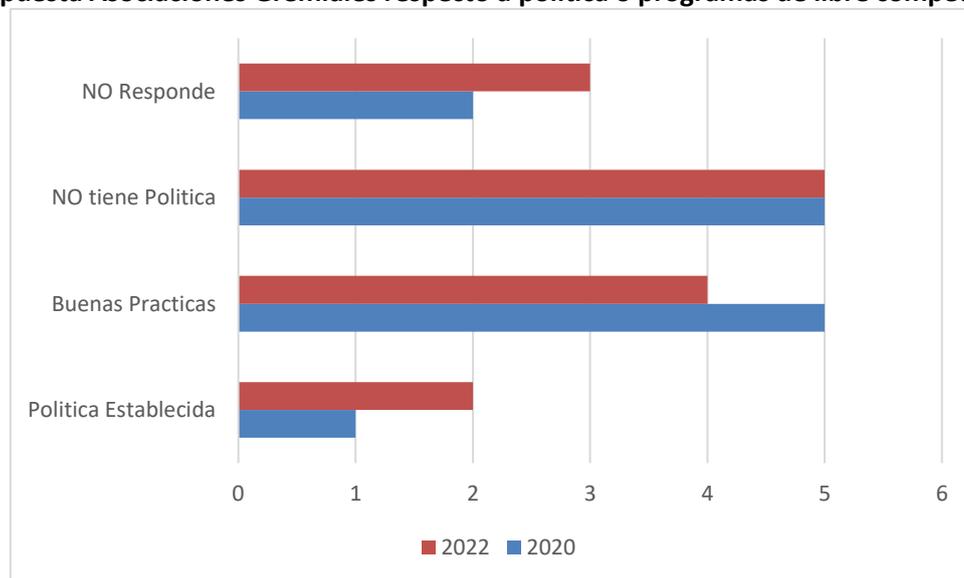
VII.1.1 Libre Competencia y Asociaciones Gremiales

Durante octubre del año 2022, se cursó una solicitud de información, con carácter de voluntaria, a las diferentes asociaciones gremiales que participan en el mercado eléctrico nacional⁸³, que tuvo por objeto comprender el grado de conocimiento sobre la política de libre competencia y eventuales mejoras a procesos o procedimientos relevantes para el funcionamiento competitivo del mercado eléctrico nacional. Esto, ya que, tal como lo ha señalado la FNE en diversos documentos públicos, si bien se reconoce que las asociaciones gremiales (A.G.) juegan un importante rol estratégico en el desarrollo de su sector, su propia naturaleza (cual es, la reunión de agentes económicos que en la mayor parte de los casos son competidores en el mercado en el que participan) hace que representen un riesgo latente para la libre competencia.

⁸³ Las Asociaciones Gremiales consultadas fueron: ACENOR, ACERA, ACESOL, ACSP, AMEC, APEMEC, AVEC, Empresas Eléctricas AG, FENACOPEL, GENERADORAS de Chile, GPM AG, H2 CHILE, Transmisoras AG.

En la siguiente gráfica se muestra el número de asociaciones gremiales consultadas que cuentan con una política o programas de libre competencia. Se observa que solo una asociación gremial, en comparación al año 2020, generó un programa de este tipo al interior de su organización.

Gráfico VII.1.1.1
Respuesta Asociaciones Gremiales respecto a política o programas de libre competencia



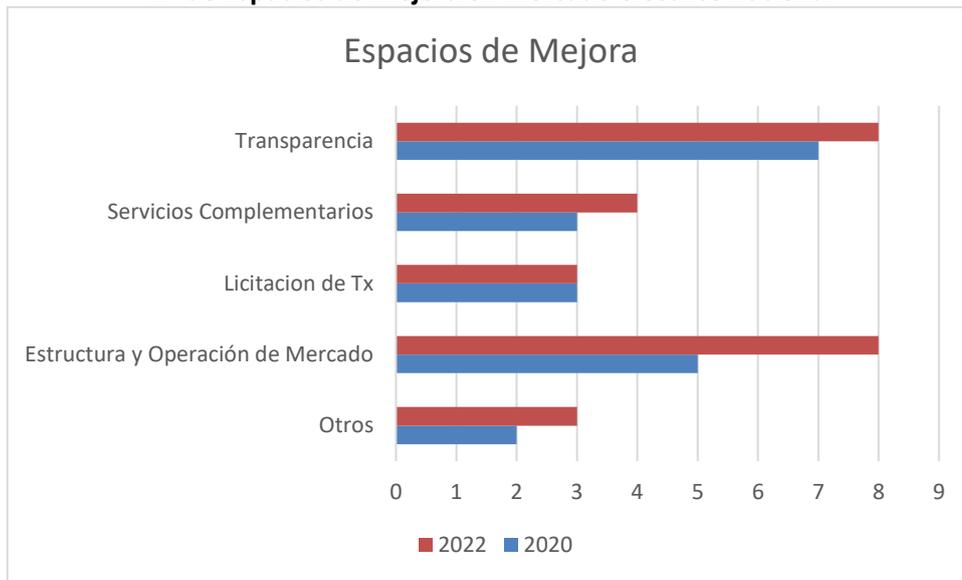
En general, las asociaciones declaran adherir explícitamente a la libre competencia y aquellas agrupadas bajo la categoría de “Buenas Prácticas” han desarrollado asesorías internas, códigos de buenas prácticas y/o rigen sus actuaciones por la guía de asociaciones gremiales y competencia de la Fiscalía Nacional Económica⁸⁴⁻⁸⁵; no obstante, aún persisten al menos 5 asociaciones que declaran no tener una política de competencia o similar.

En cuanto a las áreas posibles de mejoras para el funcionamiento del mercado eléctrico nacional, gran parte de éstas tienen relación con el propio funcionamiento del Coordinador y la Unidad de Monitoreo de la Competencia, como se observa en el siguiente gráfico.

⁸⁴ Ver también OECD (2008), Pro-Competitive and Anti-Competitive Aspects of Trade/Business Associations (DAF/COMP(2007)45), November. Disponible en <http://www.oecd.org/dataoecd/40/28/41646059.pdf>

⁸⁵ Disponible en https://www.fne.gob.cl/wp-content/uploads/2017/10/guia_-asociaciones_-gremiales.pdf

Gráfico VII.1.1.2
N° de Espacios de Mejora en mercado eléctrico nacional



a. Transparencia

En general las observaciones se refieren a la forma como publica la información el Coordinador. Algunos consultados han señalado que existiría poca información sobre materias como pagos de servicios complementarios, gestión de congestiones, así como la documentación de la metodología aplicada en la programación y operación en tiempo real. Adicionalmente, se ha señalado que resulta necesario que el Coordinador comparta los criterios bajo los cuales realiza un tratamiento confidencial de la información aportada por los coordinados y que ello sólo ocurra en casos justificados.

Sobre este punto resultan claros los beneficios teóricos de la transparencia para la competencia:

- Reducción del riesgo y la incertidumbre. Para operar de manera económicamente racional, los agentes necesitan información y conocimiento de los factores o determinantes que afectan la formación de precios actual y futura. La falta de dicha información somete a las empresas a un mayor riesgo e incertidumbre, cuyas posibles consecuencias pueden incluir decisiones equivocadas y mayores costos finalmente para el sistema en general
- Eliminación de asimetrías de información. El acceso desigual a la información relevante puede crear una desventaja competitiva, desalentar la participación en el mercado, facilitar la manipulación del mercado y reducir la entrada o nuevas inversiones. Por tanto, permitir que los participantes accedan a la misma información aumenta la confianza en la participación en el mercado y por lo tanto mejora la liquidez y por lo tanto previsibilidad.
- Facilita un mejor seguimiento del mercado. Disponer de mejor información resulta relevante tanto para los agentes que monitorean el mercado como también a terceros en la detección temprana del ejercicio de poder de mercado y otras eventuales conductas anticompetitivas.

En esta materia, y considerando la relevancia de los beneficios para la competencia, el Coordinador ha desarrollado una serie de mejoras en la implementación del sitio web (www.Coordinador.cl), así como en mejorar los reportes y la accesibilidad a los mismos. Lo anterior, unido a otros reportes que desarrollará la UMC, aumentará el acceso a datos e información de calidad, en igualdad de condiciones, para los diversos agentes del sector.

b. Servicios Complementarios

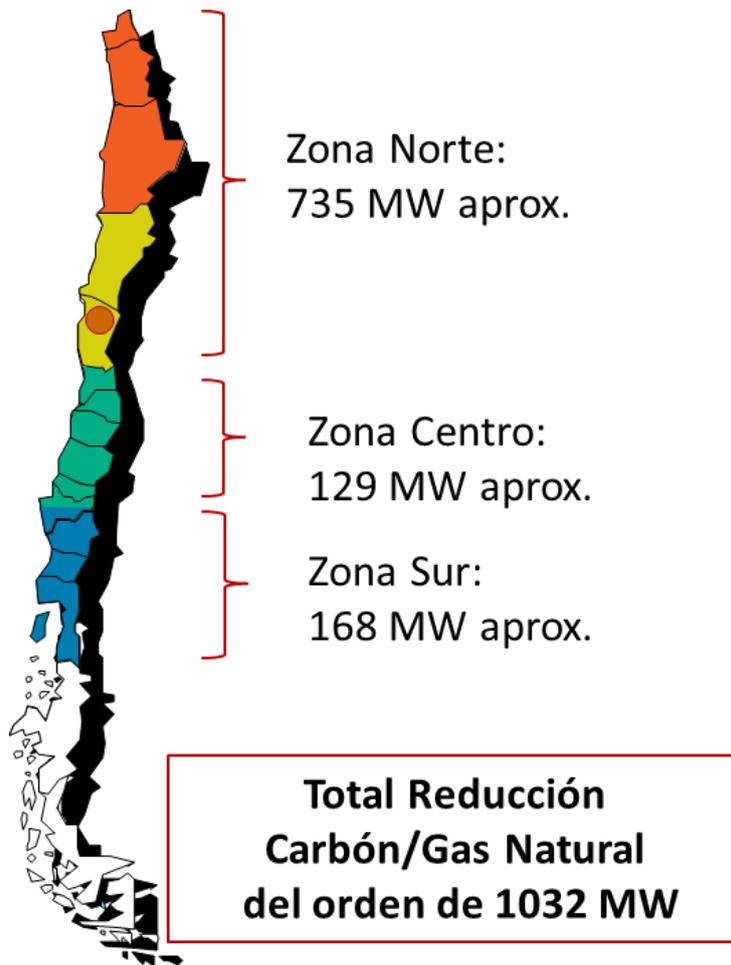
En consideración al aumento en los costos de servicios complementarios, se ha planteado no solo la necesidad de mejorar la información para desarrollar un mejor seguimiento de este mercado, sino también conocer de mejor manera las restricciones implementadas en Plexos, tanto a las centrales de generación como a los límites operacionales en la transmisión, mediante su documentación y una base de datos consolidada de restricciones sistémicas a la operación.

Sin perjuicio que, desde diciembre de 2022, según fuera anunciado por el Coordinador en la mesa de corto plazo, se ha mejorado la información de los balances de servicios complementarios, aún persisten espacios de mejora. A este respecto, la UMC desarrollará, en adición a los informes anuales y semestrales que ya se publican en el sitio web, nuevos reportes durante el año 2023, que espera sea de utilidad para el sector.

c. Operación del Mercado

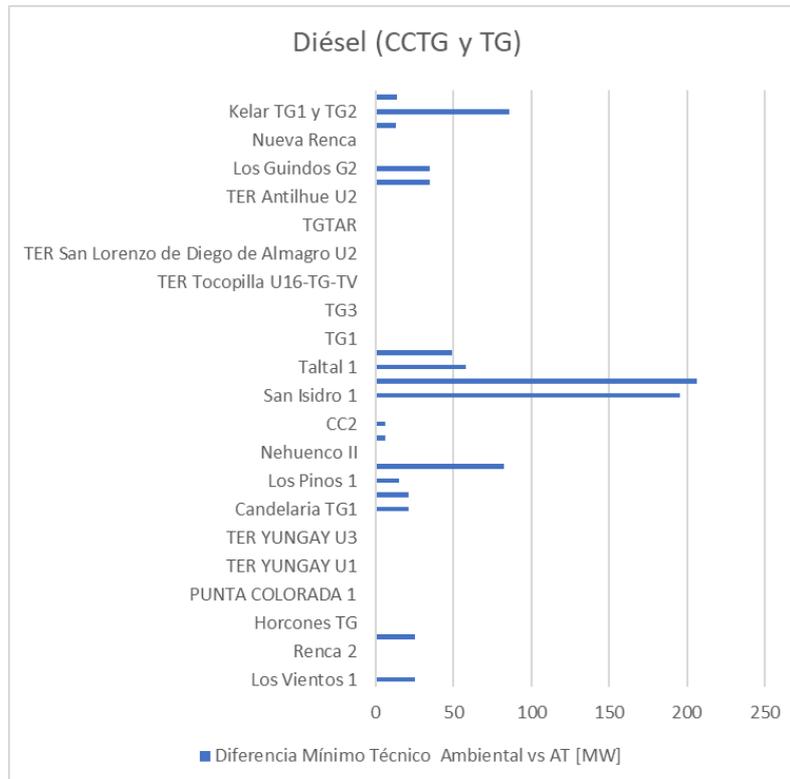
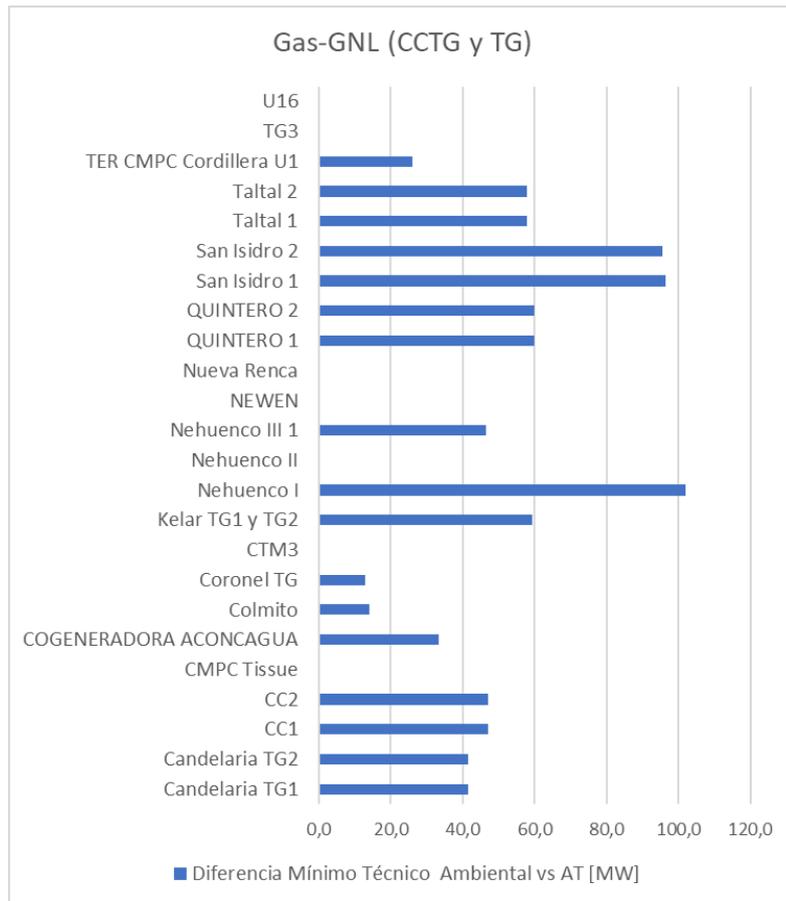
En cuanto a la operación del mercado, se han planteado distintas observaciones fuertemente influenciadas por la cesación de pagos observada durante el último trimestre del año 2022 y que fuera uno de los elementos considerados en la mesa de corto plazo. Sobre este punto, el Coordinador desarrolló un procedimiento interno para efectos de sistematizar las medidas para el cumplimiento de la cadena de pago y explicitar claramente los procesos de cálculo y actualización de las garantías, entre otros.

Otros temas relevantes señalados se refieren a la gestión de recursos como: GNL Gestionable, Mínimos Técnicos, Parámetros Operacionales, Centrales PMG/D y, en general, despachos forzados que se han observado durante el año 2022. En particular y en relación con los mínimos técnicos, desde el año 2015 se han actualizado los valores de mínimos técnicos para las distintas unidades generadoras y a la fecha se observa una reducción constante de éstos en todas las zonas del sistema eléctrico nacional, siendo la reducción más importante la de la zona norte, con cerca de 730 MW de reducción y un total de 1.032 MW para centrales a carbón o gas natural, como muestra el siguiente gráfico.



Si bien se han llevado a cabo múltiples auditorías que han tenido como resultado la disminución de mínimos técnicos, no se debe desconocer el impacto de los mínimos técnicos medioambientales, los cuales pueden elevar el valor de este parámetro. En efecto, para 18 de 24 unidades a gas natural y para 13 de 42 unidades que operan a diésel, el mínimo técnico ambiental resulta superior al mínimo técnico según la determinación considerada en el Anexo Técnico respectivo⁸⁶.

⁸⁶ Los informes respectivos se encuentran contenidos en <https://www.Coordinador.cl/parametros-operacionales/documentos/>



Lo anterior, si bien puede derivar en mayores sobrecostos para la operación del sistema, no es una situación que el Coordinador pueda abordar directamente, ya que depende de estándares medioambientales que deben ser evaluados y monitoreados por las autoridades respectivas.

Ahora bien, dado el potencial efecto que pueden tener los mínimos técnicos en el costo de operación, los mecanismos que se adopten con el objetivo de disminuir las emisiones deben ser evaluados de manera exhaustiva, incluyendo sus costos de implementación directos e impacto indirecto en el mercado eléctrico y en otras actividades económicas.

Cabe mencionar, sin embargo, que este aumento de sobrecostos con motivo de mínimos técnicos medioambientales, puede ser interpretado como una señal de mercado para invertir en medios de almacenamiento, y así optimizar el uso de energías renovables variables.

Una situación distinta se observa en los despachos por restricciones operacionales, los cuales ciertamente son relevantes para la operación competitiva del sistema, por lo que han sido abordados por la UMC en su monitoreo continuo del mercado.

d. Licitaciones de Transmisión.

En este punto se ha planteado que los resultados de los procesos licitatorios de transmisión no parecen positivos, por cuanto han existido una cantidad no menor de procesos de licitación que han resultado desiertos. Tampoco se conocería cuáles son las lecciones aprendidas, cuáles son las oportunidades de mejora que se han identificado para aumentar la competencia es esos procesos y cuáles se han implementado.

Consideramos que los análisis de competencia de las licitaciones de transmisión desarrollados durante el año 2021 y 2022 dan cuenta que, para el periodo revisado, el desempeño de las Obras de Ampliación sigue siendo inferior al de las obras nuevas, si se toma como métrica el valor referencial en comparación con los valores adjudicados. Y, por tanto, se reiteran las recomendaciones realizadas durante el año 2021 en orden a que se requiere efectuar modificaciones para que estas obras se realicen en tiempo y en forma costo efectiva.

VII.1.2 Cambios al sistema marginalista

Finalmente, cabe destacar que los episodios más frecuentes de costos marginales iguales a cero han llevado a un incremento en los recortes de ERV, los cuales fueron elevados si se comparan con lo sucedido en el CAISO durante el mismo periodo⁸⁷.

⁸⁷ Se debe tener precaución con esta comparación, ya que CAISO posee un nivel de almacenamiento sustantivamente superior al del Chile.

Distribución recortes SEN vs CAISO, período 01 enero – 31 diciembre 2022
(Recorte medido como % de recortes sobre generación solar y eólica)

Recorte Solar y Eólico sobre Generación Solar y Eólica	SEN		CAISO	
	Frecuencia	% sobre horas con recortes	Frecuencia	% sobre horas con recortes
(0% , 5%]	1.466	40,3	3.711	79,5
(5% , 10%]	629	17,3	359	7,7
(10% , 15%]	640	17,6	199	4,3
(15% , 20%]	374	10,3	121	2,6
(20% , 25%]	258	7,1	82	1,8
(25% , 50%]	261	7,2	161	3,5
(50% , 75%]	2	0,1	28	0,6
(75% , 100%]	6	0,2	4	0,1
Total horas con recorte	3.636	100,0	4.665	100,0
Total horas período	8.760		8.759	
Promedio recorte horario en horas de recorte		9,9%		4,3%

* Los recortes del CAISO se calcularon como el promedio horario, ya que presentan datos con intervalos de 5 minutos

Esto, sumado a desacoples de la zona sur, que han originado desajustes financieros para algunas empresas, en el contexto de la “Mesa Público-Privada Mercado de Corto Plazo” del año 2022, ha llevado a un grupo de generadoras a plantear al Ministerio de Energía la necesidad de modificar la normativa, en orden a incorporar a las unidades que operan a mínimo técnico en el cálculo del costo marginal del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Ello, a juicio de las empresas que plantean la modificación, permitiría reducir la subinversión en unidades generadoras basadas en energías renovables y, por otra parte, aminorar el riesgo de corto y mediano plazo de que nuevas compañías generadoras caigan en insolvencia económica.

El cambio que se propone a la definición del costo marginal en el DS125/2017, originaría un incremento injustificado en el costo de las inyecciones y retiros. Más aún, entregaría rentas “inframarginales” a centrales que por eficiencia económica no deberían recibirlas. Esto, debido a que el equilibrio de un mercado competitivo y eficiente lo establece quien provee un MWh adicional para satisfacer la demanda, lo que a todas luces no corresponde al costo de las centrales que generan a mínimo técnico.

En efecto, es falso que un mercado marginalista con precios nodales como el actual desincentive la inversión en centrales renovables. Lo que hace, al reflejar la verdadera escasez o abundancia de recursos en cada nodo, es señalar la necesidad de inversión en energías renovables que tengan la capacidad de inyectar 24 horas, ya sea incorporando baterías o invirtiendo en tecnologías diferentes a la fotovoltaica. Esto se puede observar claramente en el Gráfico I.1.6 de distribución horaria de la diferencia entre la capacidad instalada y generación real del sistema.

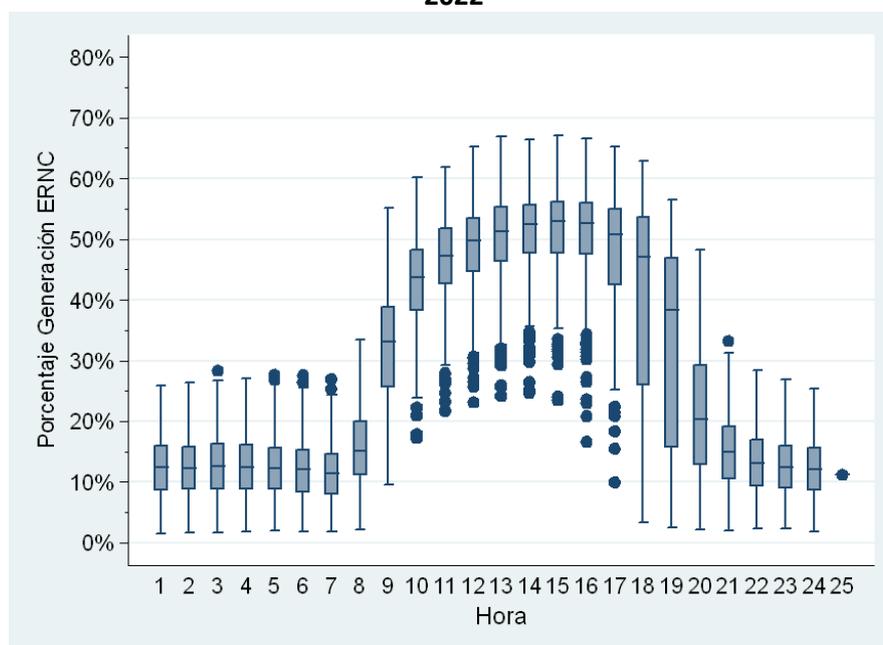
Los períodos de mayor estrechez se producen en horarios no solares, por lo que efectivamente existe una subinversión, pero no en centrales solares, sino que en medios de almacenamiento u otro tipo de tecnologías que permitan generar 24 horas y aportar a la generación segura del sistema. Ello, debido a que, incluso si el sistema de transmisión permitiera la inyección sin recortes de energía renovable, los escenarios de estrechez en períodos no solar seguirían sucediendo.

Al existir un sistema marginalista con precios nodales, hay señales de precios diferenciadas que indican al mercado la posibilidad de arbitraje intradiario, lo que, ante la presencia de agentes racionales, debería promover la instalación de medios de almacenamiento.

Por el contrario, de eliminarse dichas señales distorsionando los precios competitivos, y hacer que las centrales que generan a mínimo técnico marquen el costo marginal, se fomentaría la instalación de centrales solares sin capacidad de almacenamiento, siendo esta última tecnología clave y habilitante para la integración de generación sustentable. Por lo mismo, una modificación de esta naturaleza derivaría en un sistema eléctrico con tecnologías sobrerrepresentadas que no necesariamente están alineadas con las necesidades de confiabilidad y eficiencia del sistema, afectando, además, los incentivos de localización de los proyectos⁸⁸.

Esto exacerbaría aún más el patrón horario de generación de ERNC que se presenta en el siguiente gráfico.

Gráfico VII.1.2
Distribución horaria proporción de generación ERNC sobre generación total 2022



Es claro que el sistema no necesita con urgencia mayor generación solar si es que esta no está acompañada por medios de almacenamiento.

A nivel comparado, cabe destacar que una propuesta similar fue planteada por PJM (uno de los operadores regionales de Estados Unidos), y en dicho caso la propia Unidad Independiente de Monitoreo de Mercado (Monitoring Analytics) estimó que ello derivaría en un aumento de, al menos, un 15% en los precios del mercado de energía. Similar opinión también tuvo la unidad de monitoreo de MISO (Potomac Economics), señalando que una propuesta como ésta resulta “[I]nconsistente con los fundamentos económicos que subyacen a los mercados spot eficientes y

⁸⁸ Esto sería equivalente a pretender mantener el esquema antiguo de precios estabilizados, donde no se hacía una diferenciación por bloque horario, y por tanto se entregaba la señal errada privilegiando la tecnología solar en desmedro de otros PMGD, lo que se abordó implementando un esquema diferenciado de precios por bloque horario.

socavaría críticamente la fijación de precios y el despacho de los mercados mayoristas de electricidad”

A mayor abundamiento, la Unión Europea, en su documento “PROPOSAL FOR A REGULATION OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL AMENDING REGULATIONS (EU) 2019/943 AND (EU) 2019/942 AS WELL AS DIRECTIVES (EU) 2018/2001 AND (EU) 2019/944 TO IMPROVE THE UNION’S ELECTRICITY MARKET DESIGN”⁸⁹ señala que deben preservarse los mercados a corto plazo y el mecanismo de fijación de precios basado en precios marginales, ya que funcionan y proporcionan las señales de precio correctas. Los mercados a corto plazo (diario e intradiario) han sido desarrollados como el fruto de años de implementación de la legislación energética de la UE⁹⁰ y, por tanto, no se está considerando incorporar distorsiones al mecanismo marginalista de formación de precios.

En resumen, dada la experiencia comparada y luego de analizar la situación nacional⁹¹, **se estima que una medida como la planteada alteraría el equilibrio competitivo del mercado, por cuanto:**

- Eliminaría toda señal de escasez de recursos, ya que un recurso de base que no abastece el MWh adicional para satisfacer la demanda sería el que determinaría el costo del sistema.
- Distorsionaría las escasas señales de localización existentes, ya que, a pesar de inyectar en un sector congestionado con costo marginal igual a cero, recibirían un precio mayor a cero por sus inyecciones.
- Lo anterior implicaría que incluso proyectos adicionales que no aporten valor para abastecer la demanda, en un escenario de recortes permanentes, podrían resultar rentables, destruyendo por completo cualquier incentivo a, por ejemplo, instalar medios de almacenamiento para poder arbitrar los diferenciales de costos marginales o invertir en fuentes de energía renovable que generen las 24 horas del día y puedan aportar a la operación segura del sistema.
- Todo lo anterior, crearía rentas sobrenormales para actores excedentarios y amenazaría con aumentar el precio de nuevos contratos de clientes libres, al aumentar el costo de los retiros, y, eventualmente, entregaría poder de mercado de manera artificial a quienes podrían compensar un costo de retiros artificialmente elevado con rentas sobrenormales por las inyecciones.

Ahora bien, considerando la estructura normativa actual, que exige una cuota de generación renovable, la cual podría incluso ser aumentada en el futuro, una alternativa para abordar un escenario de recortes elevados es implementar recortes por orden de entrada, limitando en primer lugar la generación de las últimas centrales en ingresar al sistema, equivalente a un sistema de inventarios LIFO. Esto podría entregar incentivos a no saturar un sector o ingresar con un nuevo proyecto con medios de almacenamiento para los agentes que tengan que cumplir

⁸⁹ https://energy.ec.europa.eu/system/files/2023-03/COM_2023_148_1_EN_ACT_part1_v6.pdf, de 14 de marzo de 2023.

⁹⁰ Traducción libre de ““short-term markets and the pricing mechanism based on marginal pricing should be preserved, as they function well and provide the right price signals. Short-term (dayahead and intraday) markets are well-developed, and they result from years of implementation of EU energy legislation”.

⁹¹ Ver Informe de Mesa de Corto Plazo CNE en donde se señala que “Respecto a permitir que las unidades generadoras que operen fuera de orden económico marquen el Costo Marginal del Sistema para reducir los pagos laterales, esto generaría una distorsión en la señal de precios que busca representar la operación del Sistema”.

con cuotas de renovables o cuyos contratos dependan de la cantidad de energía inyectada, entre otros.

Alternativas de más largo plazo, y que requieren inversión de privados, corresponden a la producción de hidrógeno verde, inversión en baterías o infraestructura de interconexión internacional para la exportación de energía en período de inyección solar a países vecinos.

Asimismo, idealmente se deberían implementar exigencias técnicas que promuevan que los nuevos proyectos ERNC aporten al control de frecuencia del sistema y a la potencia de corto circuito⁹². De lo contrario, una mayor penetración de ERV derivaría en un encarecimiento de los Servicios Complementarios que podría afectar directamente a los clientes finales.

VII.2 Actividades de difusión y capacitaciones

Durante el año 2022, 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 CAISO, ERCOT y nacionales en talleres sobre sistemas de almacenamiento y funcionamiento de los mercados mayoristas de energía quienes explicaron las temáticas en sus respectivos países y los desafíos de la implementación en un mercado como el chileno.

En agosto de 2022 se realizó el Webinar “Libre Competencia y Energía: Desafíos para la industria y para las instituciones”, el cual contó con la participación de miembros de la Fiscalía Nacional Económica, la Academia y del Coordinador.

VII.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 más de 20 instituciones, entre los que se cuentan ministerios, reguladores, superintendencias y operadores de sistemas eléctricos de 10 países diferentes, incluyendo Estados Unidos, Canadá, Australia y Nueva Zelanda, que tienen como misión monitorear la competencia en sus respectivos mercados eléctricos.

Durante las sesiones realizadas durante el año 2022, las materias generales analizadas fueron: lecciones y desafíos de la integración de la generación de energías variables, coberturas para las congestiones en transmisión, competencia y eventos extremos por efectos climatológicos, evolución del mercado e incorporación de almacenamiento, entre otros.

⁹² Este tipo de exigencias son establecidas en Australia: <https://aemo.com.au/en/newsroom/news-updates/challenges-to-generation-connection-in-the-west-murray-zone>

CAPÍTULO VIII: RECOMENDACIONES

1. **Tránsito a mercado de subastas vinculantes de energía.** La ruta hacia una acelerada transición a un sistema libre de emisiones impone serios desafíos para un sistema basado en costos auditados, ya que, para cumplir de forma exitosa con este objetivo, se necesitan inversiones masivas en sistemas de almacenamiento y otros recursos renovables que generen las 24 horas del día, lo cual no solo dificulta su implementación en términos operativos por parte del Coordinador, sino que también puede afectar los incentivos que enfrentan los medios de almacenamiento de no poder determinar su propio perfil de generación para maximizar oportunidades de arbitraje y participación en SSCC.

Por ello, es pertinente efectuar los estudios necesarios para definir el diseño óptimo de un mercado de subastas de energía, servicios complementarios (SSCC) y de capacidad, de carácter vinculante para la programación diaria (day-ahead). Este diseño de mercado debe mantener la remuneración por potencia de suficiencia, cuya normativa debe ser revisada en consistencia con las subastas de energía. Finalmente, se debe tener en consideración que para transitar a un mercado de subastas de energía y SSCC vinculante en la programación diaria, en primer término, se debe avanzar hacia la implementación de mecanismos de programación o redespacho y co-optimización de energía y reservas intradiarios con tal de lograr una mejor asignación de recursos.

En cualquier caso, se recomienda mantener los principios económicos básicos de asignación eficiente de recursos, lo que se traduce en continuar con un sistema marginalista basado en precios nodales y no considerar modificaciones al costo marginal y cómo éste se determina, por cuanto se estarían distorsionando las señales de precios, que dejarían de reflejar el costo de provisión de la unidad adicional de energía para satisfacer la demanda.

2. **En materia de licitaciones de Obras de Ampliación, se requiere efectuar modificaciones para que estas obras se realicen en tiempo y en forma costo efectiva. Para esto se recomienda modificar el Art. 95° de la LGSE y el Título IV del Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión en lo que corresponda, para que los responsables de efectuar la licitación y la elaboración de las respectivas bases de licitación de obras de ampliación contenidas en los decretos de expansión de la transmisión sean las empresas transmisoras propietarias de las instalaciones sujetas a ampliación.** Radicar en el Coordinador solo la función de supervisión independiente de estos procesos, a través de mecanismos como: (a) verificar el alcance administrativo y técnico de bases de licitación, y especificaciones e instrucción de modificaciones, velando por el cumplimiento de los criterios generales establecidos en la LGSE y el Reglamento, (b) revisión de la adjudicación, (c) auditorías, entre otros.

Alternativamente, se plantea establecer un criterio de *minimis* para determinar los procesos de licitación y ejecución que sean llevados a cabo directamente por el Coordinador, estableciendo un monto que viabilice un contrato de construcción (EPC) al menor costo, por ejemplo, 5 MMUSD. Se debe tener presente que una parte importante de las obras de ampliación licitadas son por montos inferiores a 5 MMUSD e, incluso, existen obras (5 en el período analizado) con un monto menor a 1MMUSD. Este tipo de obras perfectamente pueden ser ejecutadas directamente por la empresa transmisora, de manera de focalizar los recursos del Coordinador en las de mayor envergadura.

- 3. Incorporación de nuevos SSCC.** A fin de lograr un mejor desempeño del sistema eléctrico en el proceso de transición a la “carbono neutralidad” y, con ello, promover la competencia, el Coordinador continuará impulsando la incorporación de nuevos servicios complementarios como Inercia y Fortaleza de Red. Asimismo, se trabajará en viabilizar la participación de otros agentes al mercado de SSCC, como sería la participación de la demanda en CTF, analizando las condiciones de habilitación, y la mejora continua del diseño de subastas. Este aumento de oferta, unido al desarrollo de nuevos servicios focalizados, ayudaría a reducir el costo que enfrentan los usuarios por concepto de pago de SSCC, además de liberar recursos de generación que podrían contribuir a disminuir la estrechez de suministro por la que atraviesa el sistema debido a la situación de sequía prolongada.

Igualmente, con tal de tomar ventaja de los recursos de la demanda en distribución para la potencial prestación de SSCC, que pueden ser valiosos para el sistema, se recomienda una modificación normativa para hacer el Artículo 74 del Reglamento de SSCC más amplio, de modo de permitir que toda responsabilidad sea asumida por el agregador, al menos cuando se trate de carga asociada a distribución. De esta manera, todo sería canalizado a través de este agente, incluyendo su participación en el balance de transferencias, y serán estos agentes los que deberán negociar de forma privada con sus clientes las potenciales responsabilidades y sanciones por no cumplimiento de contrato, mientras que el Coordinador se relacionaría solo con el agregador para determinar el desempeño de la prestación del servicio y el cumplimiento de las exigencias técnicas respectivas

- 4. Monitoreo y revisión de los parámetros técnicos de las unidades generadoras del Sistema.** Sin perjuicio de la labor de monitoreo del comportamiento de los agentes en tiempo real que realiza la UMC, se recomienda continuar revisando la consistencia, veracidad y trazabilidad de variables claves que determinan con costos marginales de energía, como son los costos de combustibles, costos variables no combustibles, entre otros. Y la realización de auditorías en casos específicos.
- 5. Normas técnicas y procedimientos del Coordinador.** En el contexto de los procesos normativos que realiza la CNE se recomienda incorporar los criterios establecidos por la FNE en sus Guías a fin de identificar posibles efectos negativos sobre la competencia, así como resguardar las actividades que la Ley y la normativa vigente han encomendado al Coordinador, de modo de evitar una sobre-regulación por medio de Normas Técnicas, dejando espacio para los procedimientos internos del Coordinador en materias específicas relativos a la operación del Sistema. Por tanto, las normas técnicas debiesen definir de manera general el actuar del Coordinador considerando un grado de flexibilidad para que, a través de procedimientos internos, el Coordinador pueda establecer aspectos específicos del funcionamiento del mercado en base a los análisis que correspondan, pudiendo de esta manera tomar acciones que fomenten la competencia. Así, por ejemplo, el Coordinador podría tener mayor flexibilidad para analizar las condiciones de competencia del mercado de SSCC en forma dinámica, revisar mecanismos de remuneración o las categorías de sistemas de almacenamiento, entre otras.
- 6. Modificar el actual D.S. 88 en lo referido al mecanismo de estabilización de precios para medios de generación de pequeña escala.** Considerando que el mecanismo de integración de pequeños medios de generación no es planificado en cuanto a la localización de la generación ni los montos de potencia a conectar por alimentador de distribución, con las consecuencias indicadas en el capítulo VI, y, dado que el mecanismo de precios estabilizados posee sesgos y hasta ahora no parece abordar la problemática descrita, se recomienda establecer precios nodales con mayor granularidad, con el fin de que exista un crecimiento orgánico y evitar las externalidades negativas en el sistema de transmisión.

7. **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 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, es necesario un mayor esfuerzo de fiscalización por parte de la SEC, a fin de alinear los incentivos de las empresas y reforzar la obligación de entregar la información en los términos requeridos por el Coordinador y en conformidad con lo establecido en la normativa respectiva.

ANEXO

A.1 Tabla A.1

Centrales entregadas a la operación durante el año 2022

Central	Propietario	Tipo	Potencia [MW]	Entrada Operación	Región
El Brinco	Hidro Munilque SpA	Hidro Pasada	0,2	may-22	Biobío
PFV Azabache	Parque Eólico Valle de los Vientos SpA	Solar	59,8	ago-22	Antofagasta
Parque Romería	Parque Solar El Sauce SpA	PMGD Solar	9,0	oct-22	Maule
Lo Boza	Imelsa Energía SpA	PMGD Solar	0,8	feb-22	Metropolitana
PE Malleco Norte	WPd Malleco SpA	Eólica	137,9	feb-22	La Araucanía
Avilés	Avilés SpA	PMGD Solar	8,3	ago-22	Metropolitana
PFV Sol del Desierto	Parque Solar Fotovoltaico Sol del Desierto SpA	Solar	230,5	ene-22	Antofagasta
El Flamenco	PFV El Flamenco SpA	PMGD Solar	9,0	ago-22	Maule
FV Sol del Norte	Fotovoltaica Sol del Norte SpA	PMGD Solar	8,0	may-22	Antofagasta
PE Tchamma	AR Tchamma SPA	Eólica	157,5	feb-22	Antofagasta
PFV DE LOS ANDES	Fotovoltaica de Los Andes SpA	PMGD Solar	9,0	may-22	Antofagasta
PFV Domeyko	Enel Green Power del Sur SpA	Solar	186,2	dic-22	Antofagasta
PE Los Olmos	Energía Eólica Los Olmos SpA	Eólica	100,0	ene-22	Biobío
PFV Sol de Lila	Enel Green Power del Sur SpA	Solar	152,0	sept-22	Antofagasta
PE Cerro Tigre	AR Cerro Tigre SpA	Eólica	184,8	mar-22	Antofagasta
PFV Tamaya Solar	Engie Energía Chile S.A.	Solar	114,0	ene-22	Antofagasta
San Javier Etapa II	Prime Energía Quickstart SpA	Diesel	26,2	ene-22	Maule
San Javier Etapa I	Prime Energía Quickstart SpA	Diesel	26,0	ene-22	Maule
CH El Pinar	Empresa Eléctrica El Pinar SpA	Hidro Pasada	11,5	nov-22	Ñuble
Meli	Meli SpA	PMGD Solar	9,0	ago-22	O'Higgins
TER Llanos Blancos	Prime Energía Quickstart SpA	Diesel	153,7	ene-22	Coquimbo
Cerro Pabellón U3	Geotérmica del Norte SpA	Geotérmica	36,7	dic-22	Antofagasta
PFV Sol de los Andes	AustrianSolar Chile Uno SpA	Solar	82,4	ene-22	Atacama
Diego de Almagro Sur	Colbún S.A.	Solar	208,0	ago-22	Atacama

Curicura	Parque Solar Aurora SpA	PMGD Solar	9,0	may-22	Maule
PFV Machicura	Colbún S.A.	Solar	9,2	dic-22	Maule
PFV El Zorzal	PFV El Zorzal SpA	PMGD Solar	3,0	may-22	Maule
Central Alfalfal II	Alto Maipo SpA	Hidro Pasada	264,0	abr-22	Metropolitana
Las Lajas	Alto Maipo SpA	Hidro Pasada	277,7	mar-22	Metropolitana
PMGD Taranto	Sonnedix Taranto SpA	PMGD Solar	9,0	ene-22	Valparaíso
HP Punta del Viento	Sociedad Hidroeléctrica Punta del Viento SpA	PMG Hidro Pasada	2,9	ago-22	O'Higgins
Salerno Solar	PMGD Salerno SpA	PMGD Solar	2,8	ene-22	Metropolitana
Las Tórtolas del Verano	Calbuco de Verano SpA	PMGD Solar	3,0	ene-22	Valparaíso
Parque Fotovoltaico Condor Pelvin	Parque Fotovoltaico Peñafior SpA	PMGD Solar	3,0	mar-22	Biobío
PMGD FV Puelche	Puelche Flux Sphera SpA	PMGD Solar	2,6	ene-22	Biobío
PFV Los Tordos	PFV Los Tordos SpA	PMGD Solar	5,0	abr-22	Maule
FV El Monte	Callaqui de Verano SPA	PMGD Solar	3,0	feb-22	Metropolitana
Fardela Negra	Fardela Negra SpA	PMGD Solar	3,0	ene-22	Valparaíso
PFV Valle Escondido	AR Valle Escondido SpA	Solar	105,0	sept-22	Atacama
PE Mesamávida (Etapa 1)	Energía Eólica Mesamávida SpA	Eólica	57,6	jul-22	Biobío
San Carlos Solar	San Carlos Solar SpA	PMGD Solar	2,6	feb-22	Metropolitana
Aggreko	Aggreko Chile Limitada	PMGD Térmico	3,0	feb-22	Metropolitana
Gabardo del Verano Solar	Salado Energy SpA	PMGD Solar	3,0	mar-22	Metropolitana
Trebo	Solar TI Diecisiete SpA	PMGD Solar	3,0	mar-22	Metropolitana
Peñafior Solar	Cedars Solar SpA	PMGD Solar	9,0	mar-22	Metropolitana
FV Faramalla	Parque Fotovoltaico Faramalla SpA	PMGD Solar	3,0	mar-22	Metropolitana
FV Astillas	GR Carza SpA	PMGD Solar	9,0	nov-22	Maule
Manao	Solar TI Doce SpA	PMGD Solar	3,0	mar-22	Valparaíso
Ampliación Piquero	Piquero SpA	PMGD Solar	6,0	mar-22	Valparaíso
PE Lomas de Duqueco	Wpd Duqueco SpA	Eólica	58,8	ago-22	Biobío
Parque Valparaíso	Parque Solar La Rosa SpA	PMGD Solar	6,0	may-22	Valparaíso
Panguilemo Aeropuerto	Parque Solar Retiro SpA	PMGD Solar	5,5	mar-22	Maule
Parque Santa Cruz	Parque Solar Lo Chacón SpA	PMGD Solar	9,0	nov-22	O'Higgins

PFV Pampa Tigre	AR Pampa SpA	Solar	103,7	sept-22	Antofagasta
PFV Capricornio	Engie Energía Chile S.A.	Solar	90,4	nov-22	Antofagasta
PFV Las Catitas	PFV Las Catitas SpA	PMGD Solar	9,0	jun-22	Maule
Central de Respaldo Egido	Tacora Energy SpA	PMGD Térmico	3,0	abr-22	Valparaíso
Ventisquero Solar	Chimbarongo Solar SpA	PMGD Solar	9,0	may-22	O'Higgins
San Emilio Solar I	San Emilio Solar SpA	PMGD Solar	3,0	may-22	Maule
PFV Central Lliu Lliu (Foster)	Andina Solar 6 SpA	PMGD Solar	3,0	may-22	Valparaíso
Generadora Lagunitas	Empresa Eléctrica Lagunitas SpA	PMGD Térmico	2,5	may-22	Los Lagos
FV Anakena	Fontus Prime Solar SpA	PMGD Solar	9,0	may-22	Coquimbo
Cabildo Sunlight	Cabildo Sunlight SpA	PMGD Solar	9,0	may-22	Valparaíso
FV San José	Impulso Solar San José II SpA	PMGD Solar	3,0	may-22	Ñuble
Helios (Llay Llay 1Y)	Parsosy Helios SpA	PMGD Solar	3,0	may-22	Valparaíso
PMG FV Castilla	Solek Desarrollos SpA	PMG Solar	2,8	dic-22	Atacama
Playerón	Playero SpA	PMGD Solar	3,0	jun-22	Maule
Pastrán	Fontus Prime Solar SpA	PMGD Solar	9,0	jun-22	Coquimbo
Florencia Solar	Generadora Sol Soliv SpA	PMGD Solar	9,0	jun-22	Coquimbo
GR Alcón Solar	Gr Llieque SpA	PMGD Solar	9,0	jun-22	O'Higgins
FV Cantera	GPG Generación Distribuida SpA	PMGD Solar	2,9	jun-22	Metropolitana
Granate	Granate SpA	PMGD Solar	9,0	jun-22	Coquimbo
Avel Solar	Santa Laura Energy SpA	PMGD Solar	9,0	jul-22	Biobío
FV Mandinga	Mandinga Solar SpA	PMGD Solar	9,0	sept-22	Metropolitana
Parque Fotovoltaico El Huaso	Parque Solar Salamanca SpA	PMGD Solar	2,7	jul-22	Valparaíso
Palto Sunlight	Palto Sunlight SpA	PMGD Solar	9,0	jul-22	Valparaíso
SLK CB Nueve	SLK CB NUEVE SpA	PMGD Solar	3,0	jul-22	Valparaíso
PFV Santa Emilia	GR Patagonia SpA	PMGD Solar	9,0	jul-22	O'Higgins
Litoral Solar	Litoral Solar SpA	PMGD Solar	9,0	nov-22	Valparaíso
PFV El Tiuque	PFV El Tiuque SpA	PMGD Solar	1,5	jul-22	Maule
Nihue	Nihue Solar SpA	PMGD Solar	2,9	ago-22	Metropolitana
Sunhunter	Sunhunter SpA	PMGD Solar	9,0	ago-22	Coquimbo

PFV Ckilir	CE Uribe de Antofagasta Solar SpA	PMGD Solar	9,0	ago-22	Antofagasta
PFV Las Cachañas	PFV Las Cachañas SpA	PMGD Solar	9,0	sept-22	O'Higgins
Duqueco Solar	Cocharcas Solar SpA	PMGD Solar	9,0	ago-22	Biobío
Loica	Loica SpA	PMGD Solar	3,0	ago-22	Maule
Planta Fotovoltaica Milán A	GPG Generación Distribuida SpA	PMGD Solar	3,0	ago-22	Maule
Don Enrique	Don Enrique SpA	PMGD Solar	9,0	ago-22	Coquimbo
Solar Torino	GPG Generación Distribuida SpA	PMGD Solar	8,0	ago-22	Maule
PFV Picunche	GR Tolhuaca SpA	PMGD Solar	9,0	sept-22	O'Higgins
PSF Puangue	PSF Puangue SpA	PMGD Solar	4,0	sept-22	Metropolitana
PSF Horizonte	PSF Paine SpA	PMGD Solar	6,0	sept-22	Metropolitana
Berlioz	AS Energía Ltda	PMGD Térmico	3,0	oct-22	Metropolitana
Idahue del Verano	Palpana del Verano SpA	PMGD Solar	3,0	oct-22	O'Higgins
Cañones Sunlight	Los Cañones Sunlight SpA	PMGD Solar	9,0	dic-22	Valparaíso
Las Palmas del Verano Solar	Capurata de Verano SpA	PMGD Solar	2,8	oct-22	Valparaíso
Bulnes Los Barones	Mercurio Solar SpA	PMGD Solar	2,9	oct-22	Ñuble
PFV Bérnago	GPG Generación Distribuida SpA	PMGD Solar	3,8	nov-22	Maule
Aromo del Verano	Miscanti de Verano SpA	PMGD Solar	3,0	nov-22	O'Higgins
FV Gabriela	Fontus Prime Solar SpA	PMGD Solar	9,0	nov-22	Coquimbo
Don Martín	Parque Solar Albor SpA	PMGD Solar	2,8	nov-22	Biobío
Cauquenes	GPG Generación SpA	PMGD Solar	3,0	nov-22	Maule
Villa Moscoso	CFT Villa Alemana SpA	PMGD Solar	3,0	nov-22	Valparaíso
FV Pequen	Pequen SpA	PMGD Solar	2,9	nov-22	Maule
RDCL SAN	San Alfonso Solar SpA	PMGD Solar	7,5	nov-22	Valparaíso
Parque Solar Río Peuco	Nueva Esperanza Solar SpA	PMGD Solar	2,8	nov-22	O'Higgins
Parque Solar Fotovoltaico La Victoria	Magdalena Solar SpA	PMGD Solar	9,0	dic-22	Ñuble
PFV El Olivar	El Olivar Solar SpA	PMGD Solar	9,0	dic-22	Atacama
Ratulemus (El Rosal)	GPG Generación SpA	PMGD Solar	3,0	dic-22	Maule

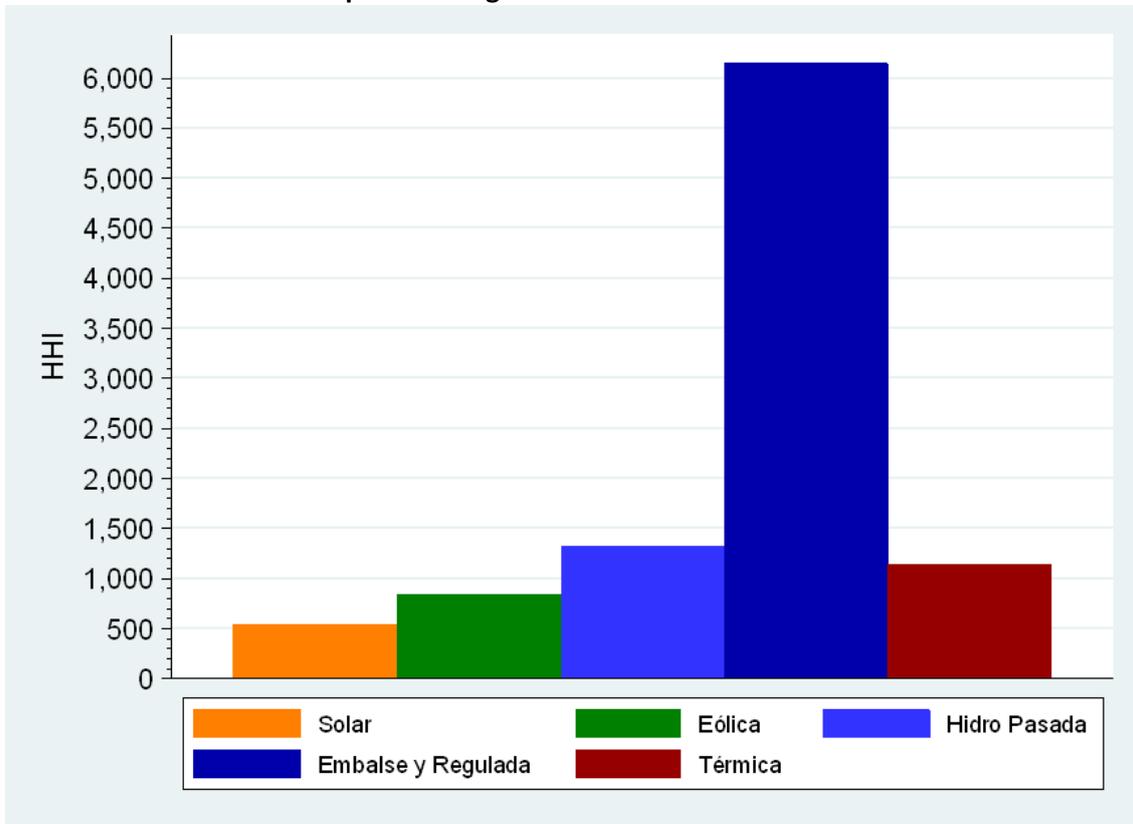
A.2 Tabla A.2
Subsistemas más frecuentes a lo largo del año 2022

Subsistema	Zona	Horas
1	SEN	2.144
2	AURORA _____ 220->P.MONTT _____ 220	1.515
3	QUILLOTA _____ 110->S.PEDRO _____ 110	1.494
4	NVA_P.MONTT _____ 220->P.MONTT _____ 220	1.314
5	CAUTIN _____ 220->TAP_RIOTOLTEN_220	1.043
6	LINARES _____ 066->CHACAHUIN _____ 066	837
7	SEN-AURORA _____ 220->P.MONTT _____ 220	787
8	D.ALMAGRO _____ 220->CACHUYUYAL _____ 220	700
9	SALAR _____ 220->CALAMA _____ 220	685
10	D.ALMAGRO _____ 220->D.ALMAGRO _____ 110	587
11	POLPAICO _____ 500->N.P.AZUCAR _____ 500	492
12	CRUCERO _____ 220->M.ELENA _____ 220	413
13	CHARRUA _____ 220->MULCHEN _____ 220	403
14	SEN-NVA_P.MONTT _____ 220->P.MONTT _____ 220	370
15	SEN-CAUTIN _____ 220->TAP_RIOTOLTEN_220	361
16	LASTARRIA _____ 220->CIRUELOS _____ 220	341
17	SEN-QUILLOTA _____ 110->S.PEDRO _____ 110	302
18	CALAMA _____ 220->CALAMA _____ 110	295
19	CHARRUA _____ 154->L.ANGELES _____ 154	288
20	SEN-POLPAICO _____ 500->N.P.AZUCAR _____ 500	249

A.2 Tabla A.3
Subsistemas más frecuentes a lo largo del año 2021

Subsistema	Zona	Horas
1	SEN	2994
2	CAUTIN _____ 220->TAP_RIOTOLTEN_220	2529
3	SALAR _____ 220->CALAMA _____ 220	1638
4	SEN-CAUTIN _____ 220->TAP_RIOTOLTEN_220	1264
5	AURORA _____ 220->P.MONTT _____ 220	1152
6	D.ALMAGRO _____ 220->CACHUYUYAL _____ 220	1016
7	QUILLOTA _____ 110->S.PEDRO _____ 110	956
8	ITAHUE _____ 220->ITAHUE _____ 154	644
9	SEN-AURORA _____ 220->P.MONTT _____ 220	600
10	NIRIVILO _____ 066->CONSTIT. _____ 066	402
11	SEN-ITAHUE _____ 220->ITAHUE _____ 154	347
12	SEN-CAUTIN _____ 220->TAP_RIOTOLTEN_220-SALAR _____ 220->CALAMA _____ 220	236
13	SEN-QUILLOTA _____ 110->S.PEDRO _____ 110	233
14	SEN-SALAR _____ 220->CALAMA _____ 220	195
15	SEN-CAUTIN _____ 220->TAP_RIOTOLTEN_220-QUILLOTA _____ 110->S.PEDRO _____ 110	179
16	SEN-CAUTIN _____ 220->TAP_RIOTOLTEN_220-D.ALMAGRO _____ 220->CACHUYUYAL _____ 220	168
17	SEN-CAUTIN _____ 220->TAP_RIOTOLTEN_220-D.ALMAGRO _____ 220->CACHUYUYAL _____ 220-	160
18	SALAR _____ 220->CALAMA _____ 220	144
19	POLPAICO _____ 500->N.P.AZUCAR _____ 500	142
20	SEN-LO_AGUIRRE _____ 500->POLPAICO _____ 500-CAUTIN _____ 220->TAP_RIOTOLTEN_220	127
21	LO_AGUIRRE _____ 500->POLPAICO _____ 500	127

A.4 Gráfico A.4
HHI por tecnología al 31 de diciembre de 2022



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 combustibles^{93,94}.

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 plazo⁹⁵, 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

⁹³ La retención de capacidad es comúnmente referida como *capacity withholding*, por su definición en inglés.

⁹⁴ 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.

⁹⁵ 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 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.

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”⁹⁶, 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 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 combustibles⁹⁷.

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

⁹⁶ 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.

⁹⁷ Por ejemplo, se podría sobreestimar el porcentaje de pérdidas con el fin de incrementar el precio por unidad de medida.

competitivo. Ello se traduciría, además, en rentas supracompetitivas para cualquier empresa con posición excedentaria que posea una unidad generadora en adición a la marginal⁹⁸, 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 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 base⁹⁹, o en la eventualidad que esta fuese necesaria para el sistema, por razones de seguridad de la operación o para la

⁹⁸ 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.

⁹⁹ 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.

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

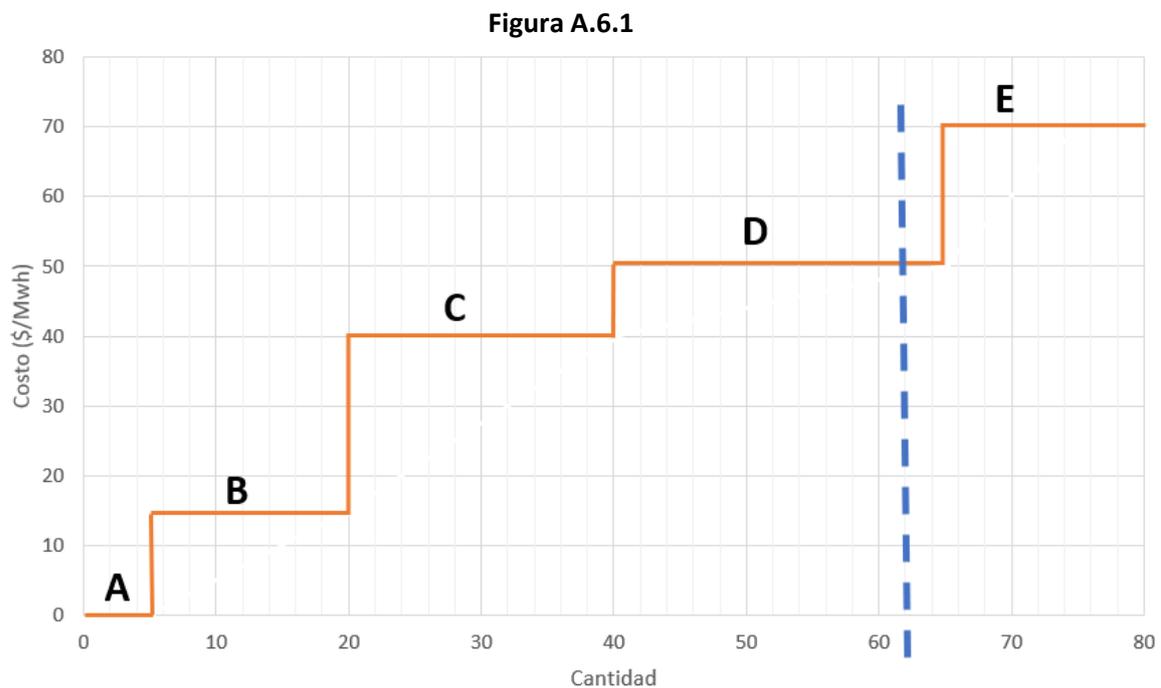
Según la legislación chilena, los clientes que poseen una potencia instalada entre 0,5 MW y 5 MW, si bien están bajo la categoría de clientes regulados, tienen la libertad de escoger el sistema que estimen más conveniente.

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 totalidad¹⁰⁰.

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.

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 de 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.

¹⁰⁰ 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.

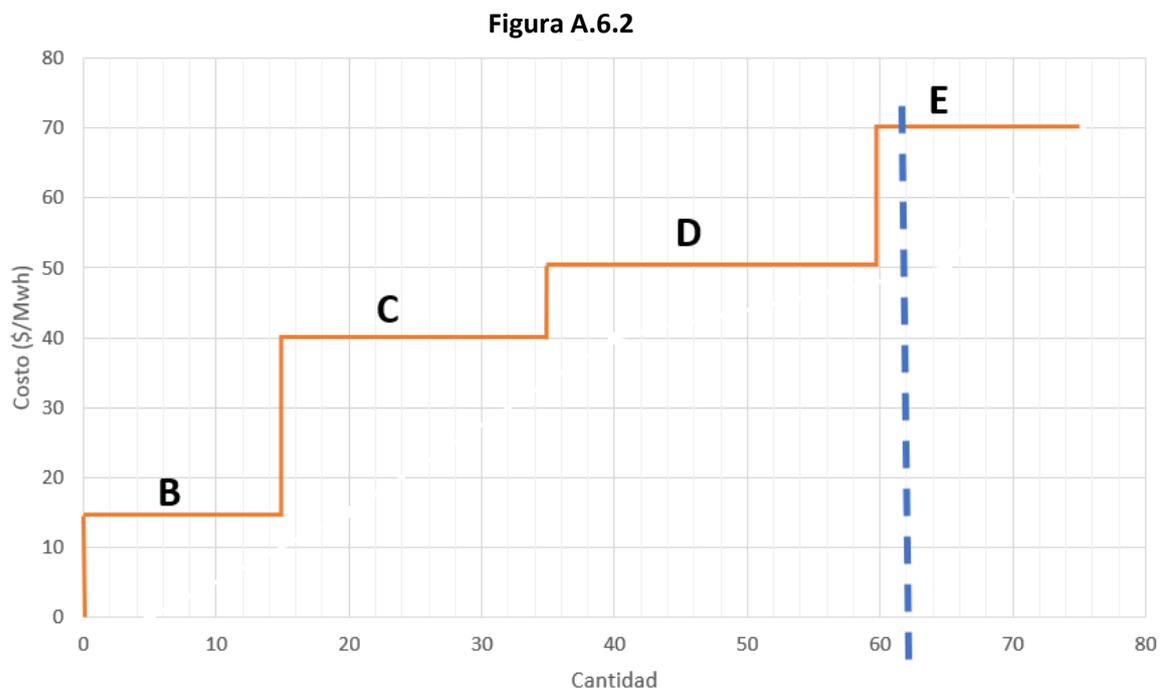
A partir de lo anterior, además de suponer $P = 100$, la matriz de pago para cada agente en un escenario competitivo de corto plazo correspondería a

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.



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

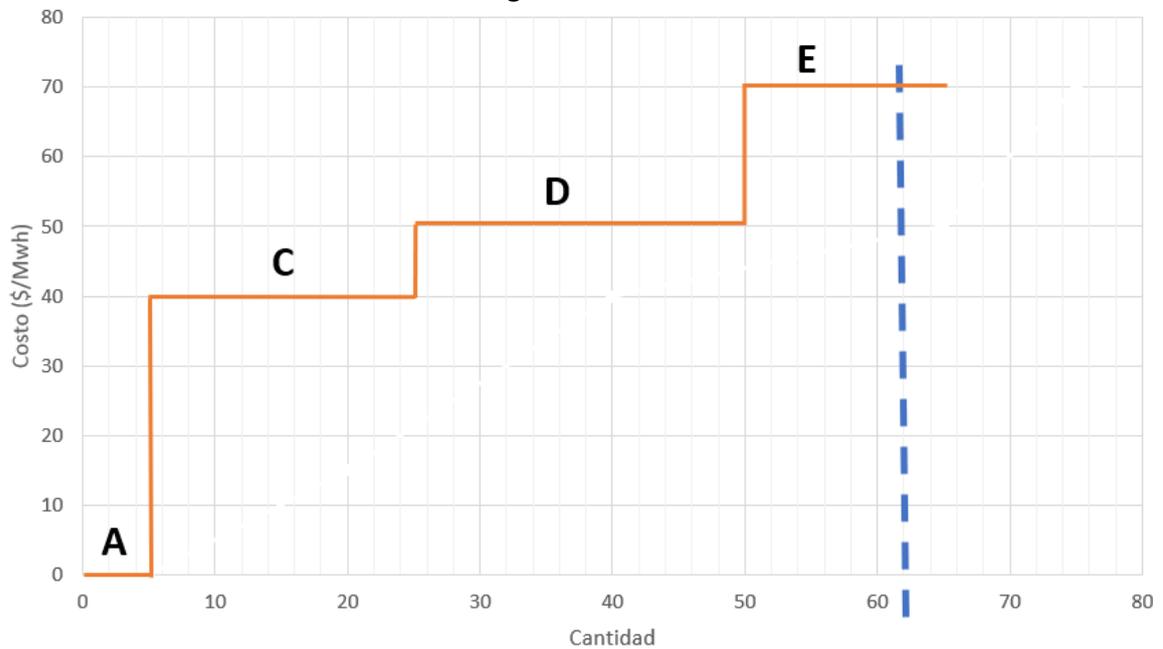


Tabla A.6.2

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 neutro¹⁰¹. 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”*¹⁰².

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 antedicha¹⁰³.

¹⁰¹ Se considera como neutro el hecho de que las diferencias al alza que pueden producirse serían mínimas y en casos excepcionales.

¹⁰² <https://stats.oecd.org/glossary/detail.asp?ID=3280>

¹⁰³ 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 empresas¹⁰⁴, 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 excedentaria¹⁰⁵, 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.

¹⁰⁴ Esto incluye contratos con clientes y entre empresas generadoras, ya sean físicos o financieros.

¹⁰⁵ 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.

A.7.2 Empresas Deficitarias

En cuanto a las empresas deficitarias¹⁰⁶, 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.**

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.

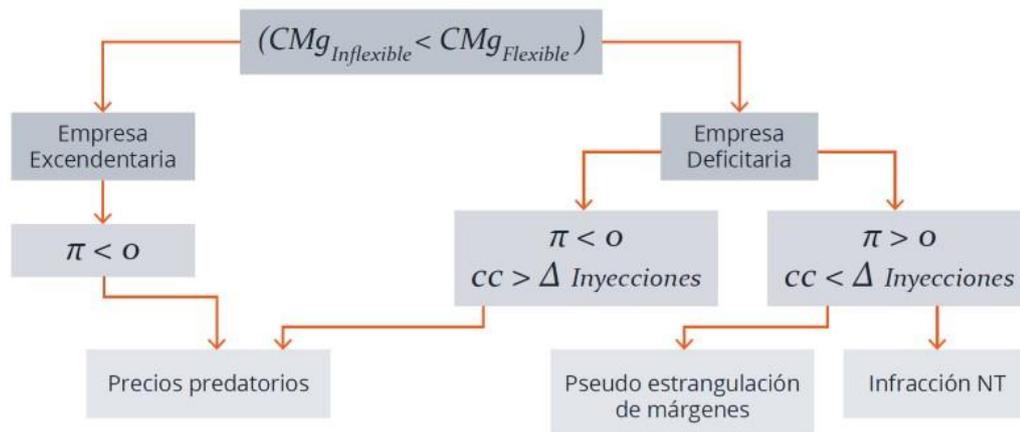
Ahora bien, si las inflexibilidades resultaran en beneficios netos para las empresas deficitarias, ello implicaría que cualquier empresa tendría incentivos a sobre importar GNL, sin necesidad de buscar mantener o aumentar su posición de dominio, razón por la que no podría argumentarse una potencial infracción 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.”*¹⁰⁷.

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.

¹⁰⁶ 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.

¹⁰⁷ 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>



Condiciones:

- Desincentivo a la entrada/salida competidores
- Recuperación de rentas → Excedentaria en el futuro/ganar posición de dominio en mercado.

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 inyecciones ($\Delta Inyecciones$), 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 servicios¹⁰⁸.

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 adjudicada¹⁰⁹.

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

¹⁰⁸ $\alpha_{i,j,h} = \frac{E(MWAdj_{i,j,h})}{\sum_{j \in SSCC} E(MWAdj_{i,j,h})}$, donde $SSCC$ es el conjunto de todos los servicios complementarios, esto es, CSF+, CSF-, CTF+ y CTF-.

¹⁰⁹ 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 adjudicación¹¹⁰.

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 trate¹¹¹.

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.

A.8.2.1 Servicios de Subida

¹¹⁰ Continuando con el mismo ejemplo en este caso la oferta mínima correspondería a 82 USD/MWh, sin internalizar una prima por riesgo.

¹¹¹ Esto es equivalente al promedio ponderado de las ofertas expuestas en los apartados correspondientes.

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

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

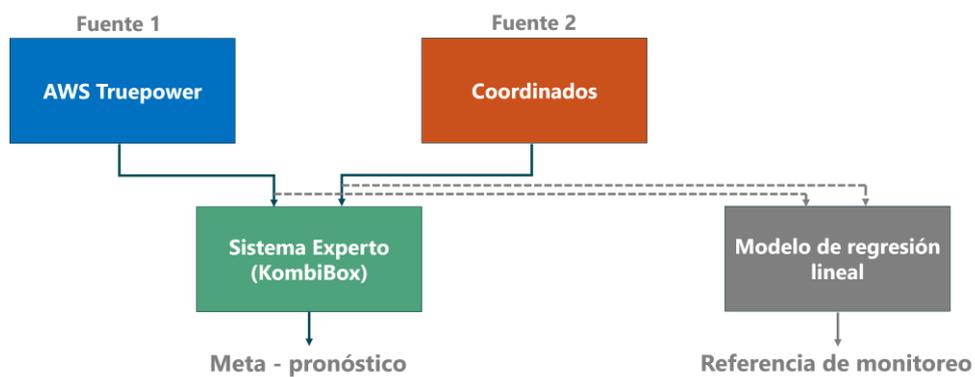
- b)** $E(CMg_{i,h}) < CV_{i,h}$: En esta situación, a pesar de esperar que la unidad sea instruida a generar $MT_{i,h} + E(MWAdj_{i,j,h})$, ya se encontraría operando fuera de su punto óptimo, por lo que, al igual que en el literal que antecede, $CDF_{i,h} = 0$. Consecuentemente, la oferta sería idéntica.

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.

A.9: Metodología Evaluación de Sistema Experto de Pronósticos de energías renovables

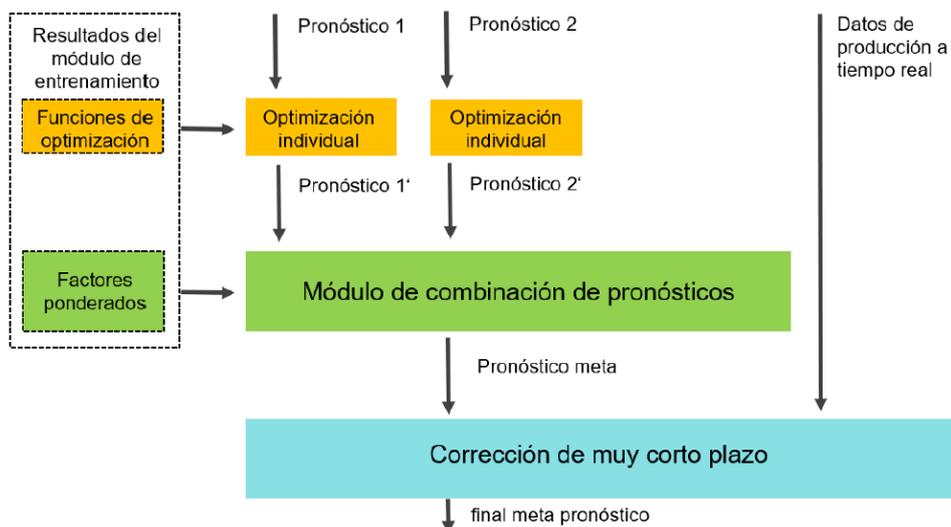
Para la evaluación de los pronósticos de generación de centrales solares y eólicas del sistema experto, se consideraron las tres fuentes de pronósticos existentes hasta septiembre de 2022. A saber, AWS Truepower, Coordinados y Sistema Experto. El primero corresponde a un servicio externo que entrega pronósticos al Coordinador, el segundo el pronóstico entregado por las empresas Coordinadas, mientras que el Sistema Experto combina los dos primeros pronósticos. De esta manera, para evaluar la efectividad de los pronósticos de este último sistema, se realiza un modelo de regresión lineal, el cual representa la forma más básica de combinación de las dos fuentes de datos utilizadas como *input*.

El siguiente esquema ilustra los sistemas de pronósticos existentes y el *benchmark* propuesto.



a) Sistema Experto

Según el reporte del sistema experto, este posee un módulo de optimización individual y otro de combinación de pronósticos. El primero busca eliminar errores sistemáticos en los pronósticos fuente, mientras que el segundo determina los pesos a través de un proceso de optimización.



b) Benchmark – Regresión Lineal

Con el fin de evaluar el desempeño del sistema experto, se implementa un modelo de regresión básico, el que corresponde a la manera más simple de encontrar ponderadores para los datos fuente que minimicen el error respecto de los datos observados. Esta emplea como información fuente la misma que el sistema experto, pero el proceso combinación de estos datos se implementa a través de los coeficientes estimados con el modelo de regresión lineal.



La expresión matemática de la regresión lineal implementada corresponde a la siguiente.

$$y_t = a_0 + a_1 TP_t + a_2 CO_t + a_3 h_{2,t} + \dots + a_{25} h_{24,t} + b_1 TP_t h_{2,t} + \dots + b_{23} TP_t h_{24,t} + c_1 CO_t h_{2,t} + \dots + c_{23} CO_t h_{24,t}$$

Donde,

CO_t : Pronóstico Coordinadosv (no “optimizado”)

TP_t : Pronósticos AWS Truepower (no “optimizado”)

$h_{i,t}$: Variable categórica horaria [0,1]

y_t : Generación real

Para obtener los pronósticos, se consideró una “ventana rodante” de 150 días para realizar la regresión de la expresión previa¹¹², y los coeficientes a , b y c se emplearon para realizar el pronóstico del período $t + 1$. Así por ejemplo, para realizar el pronóstico del día 30 de septiembre de 2022, se realizó una regresión, para cada central, utilizando los datos desde el 03 de mayo de 2022 hasta el 29 de septiembre del mismo año; para realizar los pronósticos del día 29 de septiembre de 2022, se realizó una nueva regresión, para cada central, con datos desde el 02 de mayo del mismo año hasta el 28 de septiembre, y así sucesivamente, hasta completar una serie de pronósticos desde el 01 de enero de 2022 hasta el 30 de septiembre de dicho año.

¹¹² Mejores resultados son alcanzados ajustando el tamaño de la ventana rodante de forma dinámica, pero el objetivo es comparar el sistema Experto con el modelo más básico.