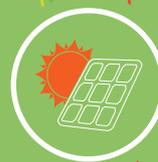




COORDINADOR
ELÉCTRICO NACIONAL



INFORME MONITOREO DE LA COMPETENCIA en el Mercado Eléctrico

2021

Unidad de monitoreo de la competencia

INFORME MONITOREO DE LA COMPETENCIA

31 de marzo de 2021

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	5
CAPÍTULO I: CARACTERIZACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO NACIONAL	7
Descripción del mercado eléctrico nacional	7
I.1 Segmento de generación	8
I.2 Segmento de transmisión	16
I.3 Segmento de distribución	16
CAPÍTULO II: CONCENTRACIÓN Y PODER DE MERCADO	18
II.1 Mercado relevante en el mercado eléctrico.	18
II.2 Índices de concentración y poder de mercado	21
CAPÍTULO III: EJERCICIO DE PODER DE MERCADO Y ANÁLISIS DE COMPETENCIA	28
III.1. Segmento de generación	28
III.2 Segmento de transmisión	50
III.3 Segmento de distribución	52
III.4 Retiros	54
CAPÍTULO IV: LICITACIONES EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL	57
IV.1 Licitaciones de infraestructura de Transmisión Nacional o Zonal	57
IV.2 Otras licitaciones	60
CAPÍTULO V: SERVICIOS COMPLEMENTARIOS	61
V.1 Antecedentes Generales	61
V.2 Casos Base	65
CAPÍTULO VI: MERCADO DE PEQUEÑOS MEDIOS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA	68
VI.1 Antecedentes Generales	68
VI.2 Mecanismo Precio Estabilizado de los PMG/PMGD	70
VI.3 Efecto de PMGD en redes de transmisión y distribución	71
CAPÍTULO VII: TEMÁTICAS ANALIZADAS POR LA UMC	74
VII.1 Actividades de monitoreo	74
VII.2 Actividades de difusión y capacitaciones	75
VII.3 Participación en foros internacionales	75
CAPÍTULO VIII: RECOMENDACIONES	76



ANEXO	78
A.1 Tabla A.1	78
A.2 Tabla A.2	81
A.3 Tabla A.3	81
A.4 Gráfico A.4	82
A.5 Principales Conductas Anticompetitivas Que Podrían Observarse En El Mercado Chileno	83
A.5.1 Conductas en segmento de generación	83
A.5.1.1 Retención de capacidad	83
A.5.1.2. Manipulación del precio del combustible	84
A.5.2 Conductas en segmento de transmisión	86
A.5.3 Conductas en segmento de distribución	86
A.6 Ejemplo Retención De Capacidad	87
A.7: gas inflexible y competencia	90
A.7.1 Empresas Excedentarias	91
A.7.2 Empresas Deficitarias	92
A.8.1: Costos Asociados A Antiguo Esquema De Subastas De Sscc De Control De Frecuencia	94
A.8.1.1 Servicios de Subida	94
A.8.1.2 Servicios de Bajada	96
A.8.2: Costos Asociados Al Actual Esquema De Subastas De Sscc De Control De Frecuencia	99
A.8.2.1 Servicios de Subida	99
A.8.2.2 Servicios de Bajada	100





El contenido del presente documento, en especial los datos y análisis proporcionados, tienen 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: *Annual 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*

NT: *Norma Técnica*

RSI: *Residual supply index*

RE: *Resolución Exenta*

SASC: *Solicitudes de Aprobación de Solución de Conexión*

SSCC: *Servicios Complementarios*

SUCT: *Solicitudes de Uso de Capacidad Técnica*

TDLC: *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 informe entrega una visión general del estado del mercado eléctrico a diciembre de 2021, 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.

El presente documento 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 del 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, un análisis de los PMGD y el mecanismo de precios estabilizados, una presentación sucinta de los temas evaluados por la UMC durante el año 2021 y recomendaciones sobre materias que tiendan a promover la competencia en el mercado.

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).



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 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, 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, 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.

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.

Sin perjuicio de lo anterior, en la actualidad se encuentra en discusión un nuevo proyecto de modificación a la ley general de servicios eléctricos, que propone la creación de un nuevo segmento de comercialización y la relajación, a través del tiempo, de los límites para considerar a un cliente como libre o regulado⁴.

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

I.1 SEGMENTO DE GENERACIÓN

El parque generador en Chile está 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 45,2% a diciembre de 2021, seguida por Hídrica con una

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/tarifacion/electrica/>.

⁴ El proyecto de Ley es conocido como "Portabilidad Eléctrica" y mayores detalles pueden ser consultados en la presentación del Ministerio de Energía realizada ante la Honorable Cámara de Diputados, disponible en https://www.camara.cl/verDoc.aspx?prmID=209973&prmTipo=DOCUMENTO_COMISION.



participación de 23%, Solar con cerca de un 20,1%, Eólica con alrededor de un 11,5% y Geotérmica con un 0,3%⁵. Esto refleja un aumento sustantivo de la capacidad de ERV, en particular de centrales solares.

De la totalidad del parque térmico, las centrales a carbón continúan siendo las de mayor participación, con un 36,3%, lo que representa una leve disminución respecto del 36,8% de participación observada en diciembre de 2021. Le sigue la capacidad instalada de gas natural⁶, con un 36,1%, participación prácticamente idéntica a la del mismo mes del año previo. Por su parte, el diésel alcanzó un 23,7% de participación. El resto de las fuentes da cuenta de algo más del 4%, con biomasa alcanzando cerca de 3%, en tanto que el resto de las fuentes representa un 0,8%⁷.

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.

Por su parte, la capacidad instalada del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), alcanzó un total de 30,8 GW a diciembre de 2021, con un aumento de 17% en comparación con el mismo mes del año anterior. Al igual que en el año 2020, el aumento de capacidad se debió primordialmente a una mayor capacidad eólica y solar, predominando de forma clara esta última, con cerca de 2,6 GW de incremento, superior al crecimiento de 1 GW en capacidad eólica, lo que se refleja en el Gráfico I.1.3.

GRÁFICO I.1.3
Capacidad instalada por tecnología 2020 - 2021

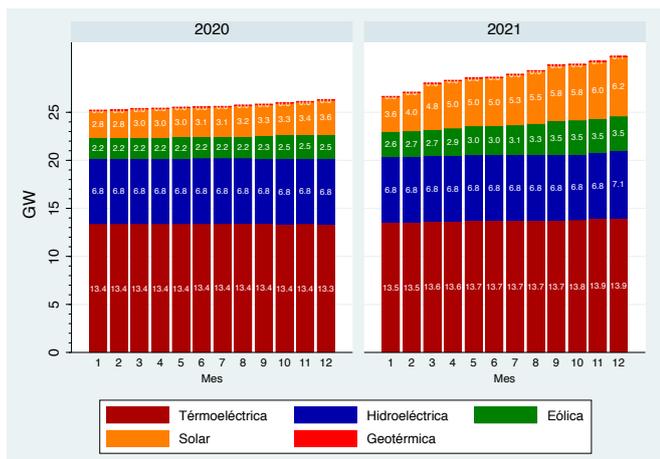


GRÁFICO I.1.1
Distribución de capacidad instalada (MW) por tecnología Diciembre 2020 - diciembre 2021

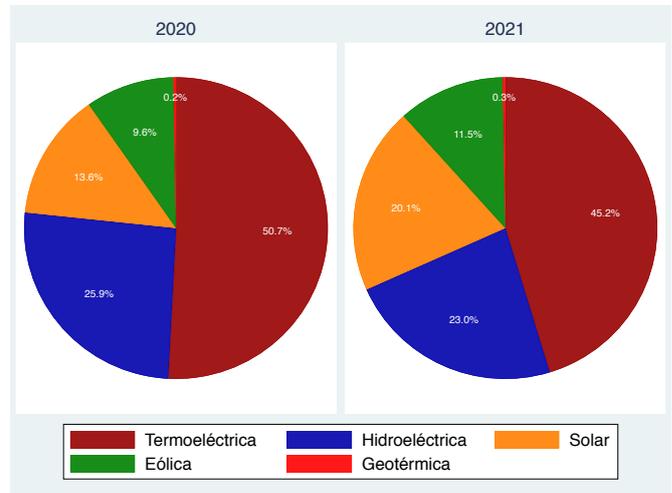
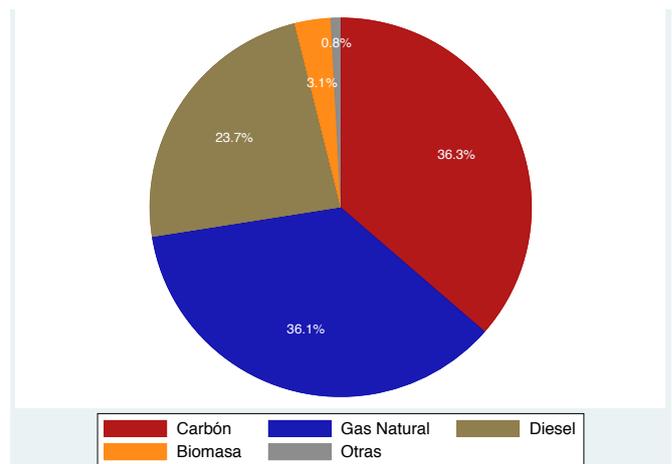


GRÁFICO I.1.2
Distribución de capacidad térmica instalada (MW) por fuente Diciembre 2021



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

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

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

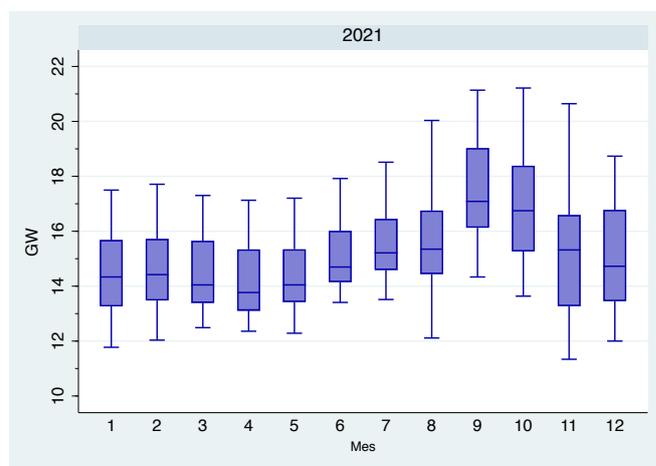
Lo anterior, sin embargo, no refleja la capacidad efectivamente disponible en el sistema, la cual se puede ver mermada por indisponibilidades técnicas y de combustibles, lo que incluye la indisponibilidad de recursos primarios como sucede en el caso de las centrales ERV, siendo el caso más notorio el 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.

Ello se ve reflejado en el gráfico I.1.4, donde se presenta la distribución de capacidad mensual para el año 2021⁸. Como se aprecia, la capacidad disponible difiere sustantivamente de la capacidad total instalada, habiendo existido episodios de estrechez notoria en los dos primeros y últimos meses del año 2021⁹ en conjunto con agosto, siendo más marcada esta situación durante noviembre del mismo año. Con todo, los episodios de menor disponibilidad corresponden a una proporción reducida del año. A modo de ejemplo, solo en 14 horas del 2021 existió una capacidad disponible inferior o igual a 12GW, mientras que 693 horas presenciaron un rango de capacidad disponible mayor a 12GW y menor o igual a 13GW, lo que equivale a 0,16% y 7,9% del total respectivamente.

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 Matte, AES Corporation, y Engie, que totalizan cerca de un 55,7% de la capacidad instalada a diciembre de 2021, esto es, 7,4 puntos porcentuales menos que el mes comparable del año previo. Enel sigue siendo la empresa con mayor participación, con un 25,3%, un poco más del doble de la participación del seguidor inmediato, el grupo Matte, con un 12,4%; AES Corporation con 9,7%, Engie con un 8,3%, y EDF Chile Holding con un 4,2%. CAEI Inversiones, el nuevo

propietario de Guacolda, se ubicó en sexto lugar con 2,7% de participación, seguido por Prime Energía con 2,2%. Las empresas de propiedad del Estado Chino¹⁰ mantuvieron su participación de 2,1%, mientras que BHP disminuyó a 1,9%, siendo superado por Acciona con 2,1%. El 29,1% de la capacidad instalada restante, está compuesto en su mayoría por firmas con participaciones individuales inferiores al 1%.

GRÁFICO I.1.4
Distribución de capacidad disponible, 2021



⁸ 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.

⁹ De un total de 8.760 horas en el año.

¹⁰ 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".



TABLA I.1.1

*Participación por conglomerado de capacidad instalada
Diciembre 2020 – diciembre 2021*

Conglomerado	2020	2021
Enel	27,8	25,3
Grupo Matte ⁽¹⁾	13,4	12,4
AES Corporation	13,4	9,7
Engie	8,5	8,3
EDF Chile Holding ⁽²⁾	4,6	4,2
Otros	32,3	40,1
Total	100	100

1 Principalmente a través de Colbún, CMPC y Bioenergías Forestales.

2 EDF Chile Holding posee el 50% de Central El Campesino S.A. y Santiago Solar S.A., siendo Andes Mining & Energy Corporate el otro propietario poseedor del 50% restante.

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 2021*

Solar		Eólica		Hidro de Pasada		Embalse		Térmica	
Conglomerado	%	Conglomerado	%	Conglomerado	%	Conglomerado	%	Conglomerado	%
Acciona	10,0	Enel	20,2	Grupo Matte	21,2	Enel	74,1	Enel	18,5
Enel	9,9	Actis Energy	10,5	Enel	18,4	Grupo Matte	25,9	AES Corporation	17,1
EDF Chile ⁽¹⁾	5,1	LAP ⁽²⁾	7,5	CSOE ⁽³⁾	16,5			Engie	15,4
Cerro Dominador	4,7	Naturgy	6,5	AES Corporation	9,9			Grupo Matte	13,9
Sonnedix	4,2	Engie	6,3	Energía Llaima	5,7	-	-	CAEI Inversiones	5,8
Otros	66,1	Otros	49,0	Otros	28,3	Otros	0	Otros	29,3
Total	100	Total	100		100		100		100

¹ EDF Chile Holding posee el 50% de Central El Campesino S.A. y Santiago Solar S.A., siendo Andes Mining & Energy Corporate el otro propietario poseedor del 50% restante. ² EDF Chile Holding posee el 50% de Central El Campesino S.A. y Santiago Solar S.A., siendo Andes Mining & Energy Corporate el otro propietario poseedor del 50% restante.

² LAP: Latin America Power

³ CSOE: Chinese State-Owned Enterprises.

Como se observa en la Tabla I.1.2, Enel posee la mayor capacidad instalada de centrales de embalse, con más de 70%, así como también de centrales eólicas y térmicas, liderando con 20,2% y 18,5% respectivamente, mientras que en capacidad solar e hidroeléctrica de pasada posee solo un 9,9% y 18,4% aproximadamente.

De los cinco conglomerados con mayor capacidad instalada total, Enel, EDF y Engie aparecen dentro de los cinco con mayor participación en capacidad ERV. El resto, en tanto, posee una mayor participación en centrales térmicas o algún tipo de hidroeléctrica. En cuanto a la entrada en operación de nuevas centrales, en la tabla A.1 del anexo se presenta una lista con las centrales entregadas a la operación durante el año 2021.



En lo referente a generación mensual, ésta osciló entre 6.174 GWh y 7.142 GWh a lo largo del año, habiendo alcanzado el mínimo y máximo en los meses de febrero y julio respectivamente, en contraste con valores que se situaron entre 6.163 GWh y 6.873 GWh en el año 2020, alcanzando los mínimos y máximos en septiembre y diciembre, tal como se muestra en el gráfico I.1.5.

Como se observa, a partir de abril se presentan las mayores diferencias entre el año 2021 y 2020, debido primordialmente a los efectos de las restricciones impuestas con motivo del COVID-19. Consistente con aquello es que la diferencia más pronunciada a favor del año 2021 en comparación con el año previo se produjo en julio, durante el *peak* de la pandemia. A partir de septiembre comienza una leve recuperación, consistente con el levantamiento de restricciones sanitarias.

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.1.6.

GRÁFICO I.1.5
Generación mensual
2020 - 2021

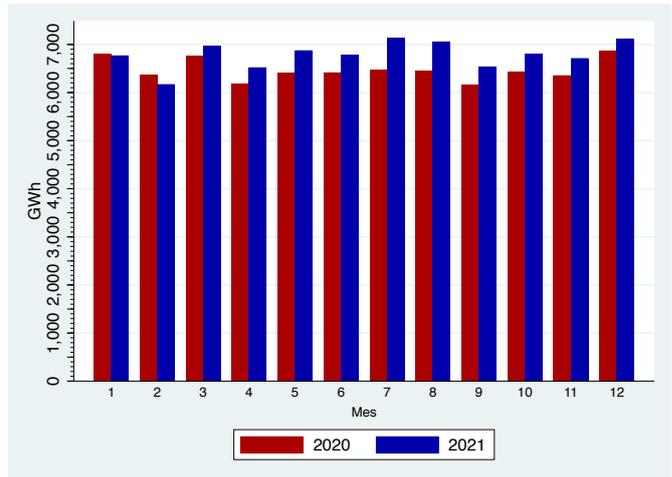
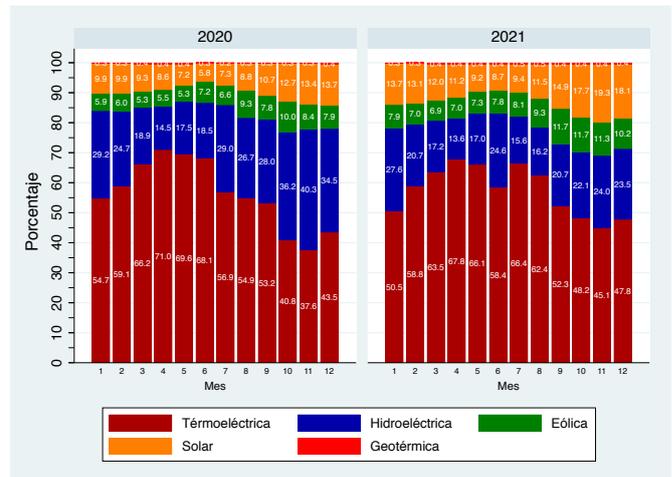


GRÁFICO I.1.6
Distribución generación por tecnología
2020 - 2021



Las tecnologías que presentan 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 donde existe menor disponibilidad del recurso hídrico las centrales térmicas deben cubrir dicha disminución de generación. A su vez, se aprecia un incremento menor en la participación de generación hidroeléctrica en los últimos meses del año, en comparación con el año 2020, lo que se explica por las condiciones de estrechez hídrica por la que pasa el país. Esto ha tenido como efecto una mayor participación de generación térmica, principalmente asociada a diésel.

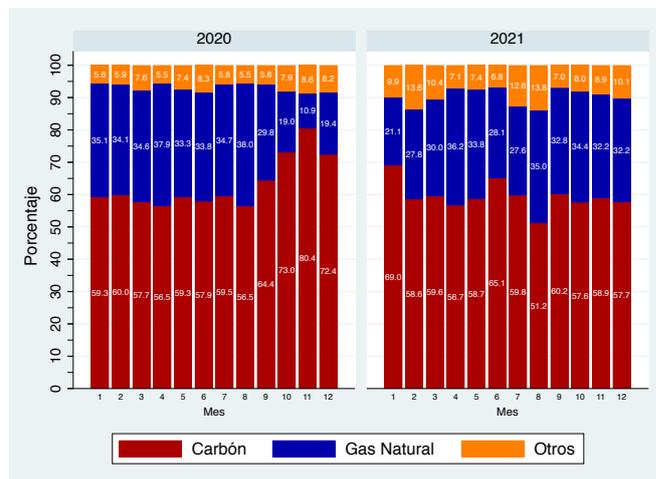
La participación de la energía eólica y solar aumentó consistentemente en todos los meses respecto del año anterior, mostrando el mayor incremento durante el mes de noviembre en el caso de la energía solar y durante septiembre al tratarse de energía eólica, con 5,9 y 3,9 puntos porcentuales por sobre igual mes del año 2020 respectivamente; y finalizando el año con una participación conjunta del 28,3%, superior al 21,6% del año precedente¹¹.

En cuanto a las fuentes de generación termoeléctrica, el carbón continuó siendo la de mayor participación, variando entre 51,2% y 69% durante el año. La participación de este combustible fue relativamente estable en comparación con el año 2020 (ver Gráfico I.1.7), donde se presenció un aumento sustantivo en los últimos meses del año¹².

Por otra parte, la generación con otras fuentes térmicas ha visto un aumento sustantivo principalmente gatillado por mayor generación con diésel, escenario que ha sido particularmente frecuente por las congestiones en la zona de Puerto Montt.

GRÁFICO I.1.7

Distribución generación térmica por fuente 2020 - 2021



11 Por las mismas razones que en la presentación de cifras referidas a capacidad, la generación geotérmica es omitida del gráfico, ya que alcanza un porcentaje relativamente reducido que fluctúa entre 0,2% y 0,5%.

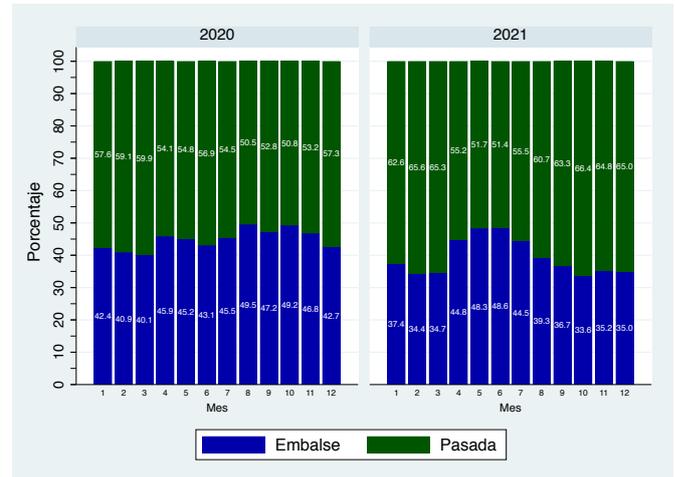
12 Los combustibles que componen la categoría "Otros", corresponden a: diésel, biomasa, petcoke, cogeneración y biogas. Los de mayor participación corresponden a diésel y biomasa. A modo de ejemplo, ambos combustibles representaron un 3,8% y 4,8% de la generación térmica total respectivamente. El resto de las fuentes representó un 1,5% de forma agregada.



Por su parte, en el Gráfico I.1.8 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 siguen siendo las que contribuyen en mayor cuantía a la generación hidroeléctrica, alcanzando una proporción promedio de 58% aproximadamente.

GRÁFICO I.1.8

Distribución generación hidroeléctrica por fuente 2020 - 2021



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.

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.

Un punto relevante respecto de este segmento es la discusión del proyecto de "portabilidad eléctrica", que comprende la creación de un nuevo segmento de comercialización. Al respecto, según los lineamientos del Ministerio de Energía, la creación de este nuevo segmento apuntaría a obtener mejores ofertas de tarifas y calidad de servicio, al permitir a todos los usuarios elegir a su suministrador, en contraste con el actual esquema de clientes libres y regulados.



En particular, existirían tarifas reguladas, como referencia para proteger a los usuarios de precios excesivos; existiría un gestor de la información, independiente del propietario de la infraestructura de distribución, el cual dispondría una plataforma de comparación de ofertas; y los comercializadores requerirían una licencia para poder ser parte de este nuevo segmento de forma de asegurar estándares mínimos de calidad en la prestación del servicio.

Con la información disponible al momento de la realización del presente informe, se identifican ciertos puntos críticos relacionados con la competencia potencial en el nuevo mercado, los que, a juicio de la UMC, debiesen ser abordados con mayor profundidad para garantizar el desarrollo eficiente de la comercialización.

En primer lugar, no existiría una limitación total a la integración vertical en la propia zona de concesión, por lo que habría incentivos a discriminar en la calidad de servicio que se le entregue a los competidores y a los comercializadores propios. Más aún, podrían condicionar la calidad del servicio ofrecida a un tercero a la contratación de un suministrador de energía relacionado. Por su parte, debido a que la información de los consumos es necesaria para la operación eficiente de la red, incluso aunque existiera un gestor de información independiente, las empresas distribuidoras podrían tener ventajas de información respecto de los competidores, razón por la que se debe asegurar que el acceso a esta información sea equivalente para todos los integrantes del mercado.

En adición, el proyecto propone un esquema de contratos de largo plazo con cláusulas *take or pay* sin medidas que se hagan cargo del mayor costo que tendrían que enfrentar los clientes de existir una transición ostensiblemente superior a la esperada desde regulados a libres, lo cual podría resultar en costos elevados, razón por la cual se estima necesario que los

excedentes de energía que puedan ser inyectados en el mercado spot sean sustraídos de las tarifas finales a los consumidores y, alternativamente, que las compras realizadas en el mercado *spot* sean cargadas a la tarifa cuando corresponda. En este mismo sentido, se considera que la existencia de contratos de corto plazo se debe analizar cuidadosamente, ya que, de no existir procesos de licitación, se podría dar espacio para un potencial abuso por parte de empresas relacionadas de no limitar estas interacciones.

Otro tópico a tener en consideración en relación con el proyecto de ley, está relacionado con la generación distribuida. Si bien esta no es materia del proyecto de "portabilidad eléctrica", se considera de vital importancia, ya que, con el advenimiento del nuevo segmento de comercialización, la generación distribuida también jugará un rol relevante.

En este sentido, se considera fundamental que la prohibición a la integración vertical se extienda a este mercado, ya que a su respecto no existe una regulación similar a la existente en generación con acceso abierto y planificación de la transmisión, por lo que todas las conductas anticompetitivas que se esperaba prevenir con el artículo 7 de la LGSE podrían materializarse en el segmento de distribución.

A la fecha, el citado proyecto de ley se encuentra en primer trámite constitucional con urgencia simple.

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 y Residual Supply Index. 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 eléctrico¹³, ya que, dadas sus características especiales, los indicadores clásicos de concentración no reflejarían de forma efectiva los potenciales niveles de poder de mercado que pudiesen existir en el mercado eléctrico.

II.1 MERCADO RELEVANTE EN EL MERCADO ELÉCTRICO.

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

El mercado relevante puede ser definido como “(...) un producto o grupo de productos, en un área geográfica en que se produce, compra o vende, y en una dimensión temporal tales que resulte probable ejercer a su respecto poder de mercado”¹⁴.

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 el 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 nacional¹⁵. 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 dicho segmento 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 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 2021 y 2020¹⁶.

13 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.

14 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.

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



La primera barra de los histogramas precedentes representa el SEN sin desacoples. Se deriva de los gráficos que durante el año 2021 el sistema funcionó acoplado cerca de 3.000 horas, lo que equivale a alrededor del 34% del tiempo, cifra que contrasta con el 60% del año previo, existiendo una diferencia de más de 2.000 horas. Asimismo, el número total de subsistemas ha aumentado, siendo el originado por controles de transmisión en la línea Cautín – Tap Río Toltén 220kV el de mayor frecuencia, alcanzando las 2.529 horas. A diferencia de lo sucedido durante el año 2020, los desacoples en la zona sur pasaron a ser más relevantes, lo que se reflejó en costos marginales mayores durante 2021 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 2020, 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 dicha problemática, contemplan un plazo de construcción de 84 meses y, además, deben ser sometidos a un estudio de franja, cuyo inicio fue comunicado mediante Resolución Exenta Subsecretarial N°59, del 6 de julio de 2021, del Ministerio de Energía, documento en el cual se establece que dicho estudio está planificado para tener una duración estimada de 12 a 15 meses.

Se deriva de lo anterior el importante rol que juega la planificación de la transmisión, ya que la ocurrencia de subsistemas cambia la configuración competitiva del mercado, pudiendo entregar poder de mercado local en alguno de los subsistemas. En esta misma línea, durante el año 2021 se llevó a cabo la licitación de la línea HVDC Kimal – Lo Aguirre, la cual fue adjudicada al consorcio Yallique por un VATT de 116.300.000 USD. Se espera que con su entrada en operación, esperada al año 2029, se pueda aprovechar todo el potencial de la generación de energías renovables, las que han aumentado de forma consistente y considerable con el paso del tiempo y se proyecta que lo sigan haciendo.

GRÁFICO II.1.1

*Frecuencia subsistemas período
Enero-diciembre 2021*

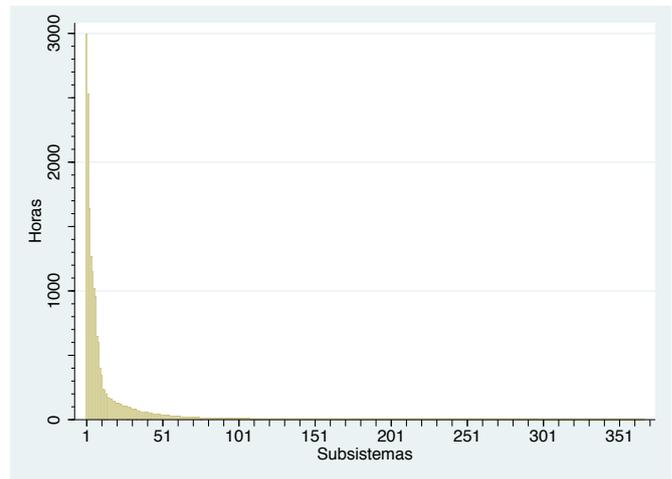
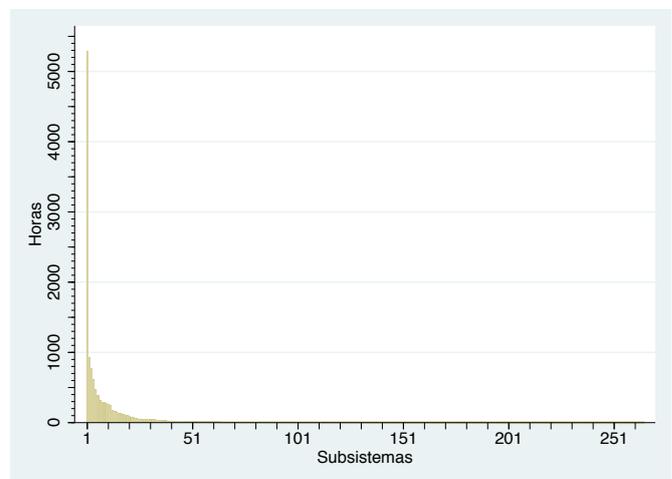


GRÁFICO II.1.2

*Frecuencia subsistemas período
Enero-diciembre 2020*



16 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.

En cualquier caso, se debe tener presente que la evaluación de la expansión de la infraestructura de transmisión debe considerar el costo asociado a esta versus el mayor costo de operación del sistema derivado de las potenciales congestiones que se originen por la falta de capacidad.

II.2 ÍNDICES DE CONCENTRACIÓN Y PODER DE MERCADO

Una forma típica de aproximar la existencia de poder de mercado es mediante índices de concentración¹⁷, siendo indicadores comunes en esta materia: la razón de concentración de k empresas y el índice Hirschman-Herfindhal (HHI, por sus siglas en inglés).

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 Europea¹⁸. 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 estructural¹⁹.

Este último índice se expresa como la suma de las participaciones de mercado individuales al cuadrado, y varía entre 0 y 10.000. Para una hora determinada, el HHI se calcula utilizando las

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

participaciones de mercado basadas en la capacidad disponible de cada conglomerado. En particular:

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

Donde N_c es el número de unidades generadoras del conglomerado c , $KD_{i,g,j,h}$ es la capacidad disponible neta de la unidad generadora i durante la hora h bajo la modalidad de operación g con el combustible j ²⁰.

17 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.

18 "Guidelines on the assessment of horizontal mergers under the Council Regulation on the control of concentrations between undertakings", *Official Journal of the European Union*, 2004.19 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>

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

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

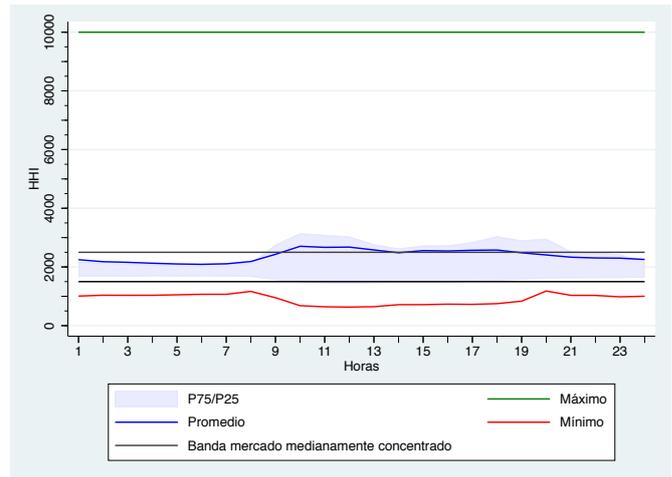


El HHI a nivel nacional al 31 de diciembre de 2021, sin diferenciar por hora o subsistema, alcanzó un valor de 1.110, aproximadamente, lo que podría llevar a concluir apresuradamente que se trata de un mercado desconcentrado²¹.

Sin embargo, al considerar la distribución de dicho indicador por hora, teniendo en consideración cada subsistema en el período enero-diciembre de 2021, se aprecia que, en general, se trata de un mercado mediana o altamente concentrado, como se observa claramente en el Gráfico II.2.1. Incluso, hay ocasiones en que la capacidad disponible para abastecer un subsistema perteneció a un solo conglomerado, alcanzando el indicador un valor máximo de 10.000²², 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 solar²³.

GRÁFICO II.2.1
HHI Capacidad
Enero-diciembre 2021



21 En el Anexo A se desarrollan en detalle los potenciales beneficios y costos de quienes efectúan las declaraciones de inflexibilidad, así como también el posible impacto que dichas declaraciones podrían tener en el resto de los actores del mercado.

22 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.

23 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.

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 muestra que cerca del 27% del tiempo se presentaron episodios que derivaron en valores superiores a dicho límite. Alternativamente, alrededor de un 22% de las veces se alcanzó un HHI inferior a 1.500.

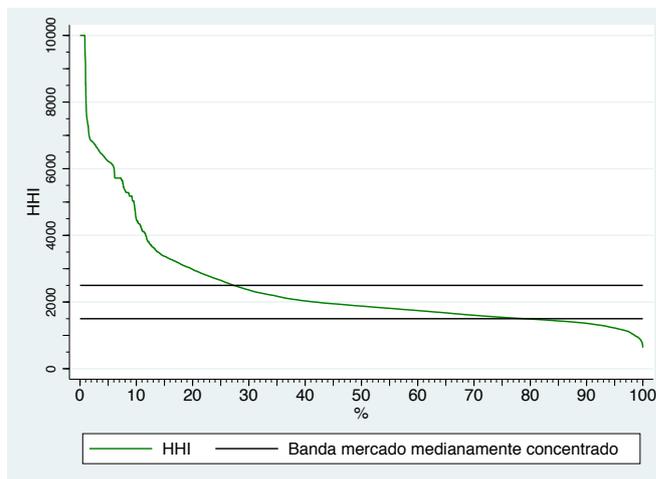
Lo anterior implica que, con una ocurrencia cercana al 51% del tiempo, el mercado de la energía eléctrica presentó niveles de concentración medios.

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 (Residual Supply Index).

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 lo anterior es particularmente relevante 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 poseer el mismo efecto²⁴.

GRÁFICO II.2.2
Curva de duración HHI
Enero-diciembre 2021



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



Con todo, menester resulta señalar que el RSI, si bien internaliza de mejor manera el contexto del mercado eléctrico, se debe considerar solo 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.

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 firma²⁵.

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

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

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

Cuando la expresión es igual a 1, la demanda es exactamente igual a la capacidad disponible total del sistema, descontando la capacidad disponible del conglomerado bajo análisis. En caso de ser mayor a 1, ello implicaría que existiría capacidad ociosa, incluso al no tener en consideración el conglomerado respectivo, por lo que no podría afirmarse que sería *pivotal* o indispensable para el sistema, aunque instituciones como el CAISO señalan que un RSI entre 1 y 1.1 aún constituye un escenario donde eventualmente podría ejercerse poder de mercado. En contraste, cuando el indicador es menor a 1, esto implica que la demanda es mayor a la capacidad disponible del resto de los agentes del mercado, razón por la que el conglomerado i sería *pivotal* o indispensable para el sistema, ya que, de lo contrario, no podría satisfacerse la demanda²⁶.

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

26 CCAISO 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.

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 2021 se presenta en los gráficos II.2.3, II.2.4 y II.2.5²⁷. Como se observa, tanto para el índice de una empresa, como para el de dos y tres empresas conjuntas, existe el mismo patrón por bloque horario, aunque es menos pronunciado para el RSI 3.

GRÁFICO II.2.3
RSI para 1 empresa (RSI 1)
Enero-diciembre 2021



GRÁFICO II.2.4
RSI para 2 empresas de forma conjunta (RSI 2)
Enero-diciembre 2021

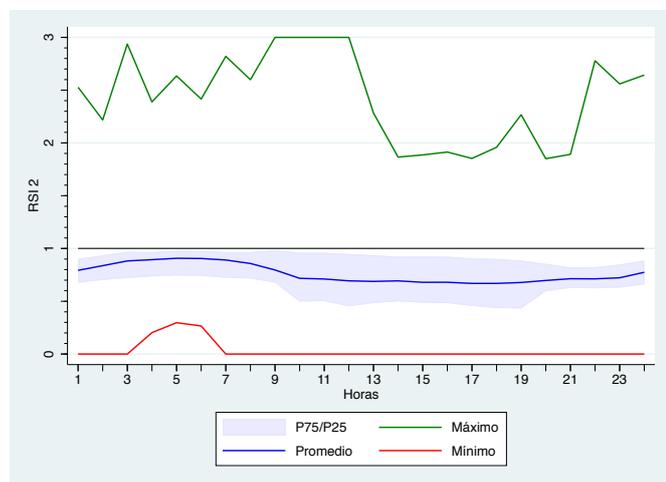
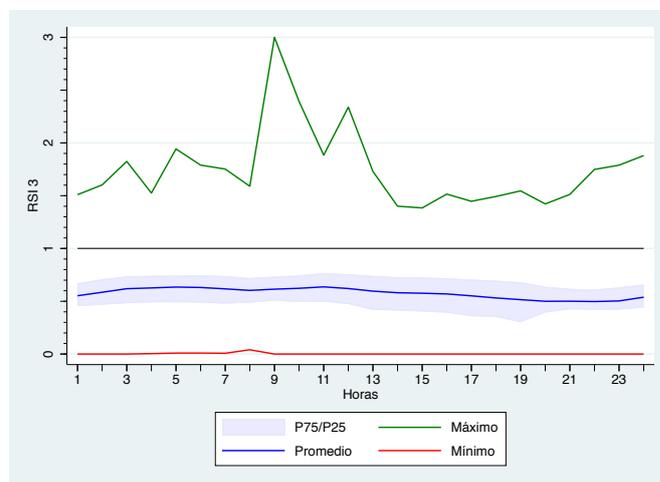


GRÁFICO II.2.5
RSI para tres empresas de forma conjunta (RSI 3)
Enero-diciembre 2021



²⁷ Solo para efectos gráficos, el valor máximo del RSI se limitó a 3, al ser el valor relevante de referencia igual a 1. Al igual que para el cálculo del HHI, el RSI es calculado para cada subsistema observado durante el período de análisis.



Se aprecia en los gráficos previos que solo el RSI 1 se encuentra por sobre el límite pivotal en algunas horas al menos el 75% de las veces, encontrándose en promedio por sobre 1 en todo el rango horario. Tanto el RSI 2 como el RSI 3 se encuentran por debajo del límite pivotal en todo el rango horario la mayor parte del tiempo. Esto refleja que, en el contexto actual de estrechez de suministro, al internalizar todas las indisponibilidades de capacidad, en general las dos o tres empresas de mayor capacidad dentro de un subsistema determinado son necesarias, de forma conjunta, para abastecer la demanda en todos los bloques horarios.

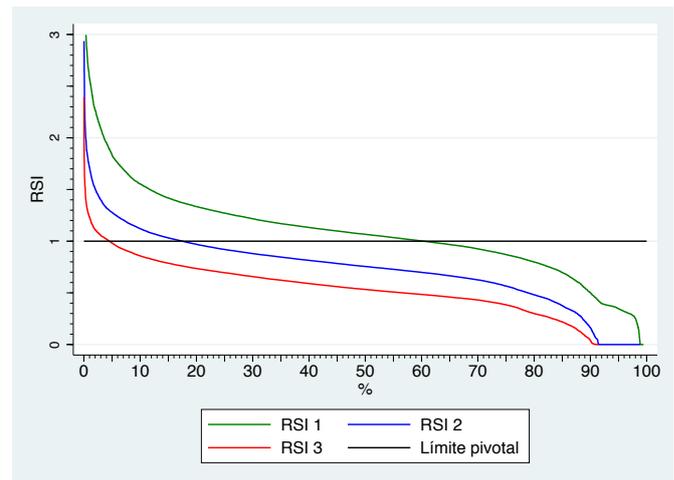
Lo anterior se ve reflejado en la frecuencia acumulada en el gráfico de duración, donde se puede apreciar que solo el 5% del tiempo el RSI 3 fue mayor a uno, en contraste con el 18% y 60% del RSI 2 y RSI 1 respectivamente.

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 del 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, la existencia de 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.

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.

GRÁFICO II.2.6

*Curva de duración RSI 1, RSI 2 y RSI 3
Enero-diciembre 2021*



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 eléctrico²⁸.

III.1. SEGMENTO DE GENERACIÓN

III.1.1 FALLAS

La tabla III.1.1 presenta un resumen descriptivo de las fallas registradas como solicitudes de desconexión forzosa durante el año 2020 y 2021.

En general, el número de fallas aumentó durante el año 2021 en comparación con el período previo, mientras que su duración promedio disminuyó levemente. Consistente con el aumento del número de fallas, el tiempo entre estas cayó durante el 2021. El promedio de potencia desconectada prácticamente permaneció inalterado alrededor de 80 MW.

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 III.1.1

Estadísticas descriptivas desconexiones de curso forzoso ejecutadas exitosamente e iniciadas durante los años 2020-2021²⁹

Año	Nº de Fallas	Medida	Media	Desv. Est	Mín	Máx	P25	P50	P75
2020	447	Duración de Fallas (Días)	2,6	10,8	0,0	162,0	0,1	0,3	1,4
		Tiempo entre fallas (Días)	76,3	96,1	0,0	365,0	8,1	29,4	110,1
		Potencia desconectada (MW)	80,3	105,1	0,9	690,0	12,8	26,0	128,0
2021	628	Duración de Fallas (Días)	2,2	8,2	0,0	164,8	0,1	0,4	1,6
		Tiempo entre fallas (Días)	65,7	84,2	0,0	363,7	7,2	29,6	92,9
		Potencia desconectada (MW)	81,0	103,9	0,3	570,0	14,9	26,0	128,5

²⁸ 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.

²⁹ La potencia asociada a las solicitudes de desconexión forzosa llevadas a cabo exitosamente 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 de la solicitud.



Las 5 centrales que presentaron mayor cantidad de potencia desconectada promedio se pueden observar en la Tabla III.1.2. Durante el año 2021, Pehuenche fue la central que presentó la mayor potencia indisponible, asociada a la desconexión de la central completa, en comparación con lo sucedido en el año 2020, donde existieron desconexiones parciales de sus distintas unidades. Dentro del grupo de centrales presentadas, destaca el caso de Tocopilla durante el año 2020, con 14 solicitudes, aunque estas involucraron diferentes unidades, como la U14, U15 y U16.

Dentro de las centrales consideradas, solo Bocamina y Tocopilla han presentado duraciones de las desconexiones forzosas que han rondado cerca de una semana, lo que es significativamente superior al resto de las centrales del listado. Esto, sin embargo, solo sucedió durante el año 2020.

TABLA III.1.2

Potencia desconectada, número de fallas y duración promedio, año 2020 y 2021.

Año	Medida	Media	Desv. Est	Mín
2020	HE Ralco	431	4	0,09
	HE Pehuenche	399	5	0,88
	TER Santa María	374	2	0,56
	TER Bocamina II	350	5	7,22
	TER Tocopilla	294	14	6,76
2021	HE Pehuenche	570	3	0,19
	TER Nehuenco II	411	5	1,53
	TER Nueva Renca	381	2	0,89
	TER IEM	378	2	1,89
	TER Santa María	374	7	3,23

Por su parte, el gráfico III.1.1 presenta el número de solicitudes de desconexión forzosa llevadas a cabo exitosamente. Estas presentaron una tendencia general decreciente a lo largo del año, con un aumento significativo en el mes de junio, donde alcanzaron un total de 77, comportamiento similar a lo evidenciado en el año 2020, con la excepción de la escalada en el último mes del año en el cual existieron 56 desconexiones. En cuanto al número, en promedio, el 2021 se registraron 15 desconexiones forzosas adicionales por mes en comparación con el 2020.

En el Gráfico III.1.2 se presenta la distribución mensual de potencia indisponible por concepto de desconexiones forzosas. Como se observa, en 8 de 12 meses la mediana de las desconexiones fue ostensiblemente menor a 100 MW durante el 2021, aunque de igual manera representó un aumento respecto del año 2020, en donde representó menos de 50 MW por 8 meses. Esto se ve ratificado por el mayor promedio presenciado en el 2021, el cual rondó los 97 MW, mientras que el 2020 dicha cifra fue 10 MW inferior.

GRÁFICO III.1.1

Número de solicitudes de desconexión forzosa llevadas a cabo exitosamente 2020 - 2021

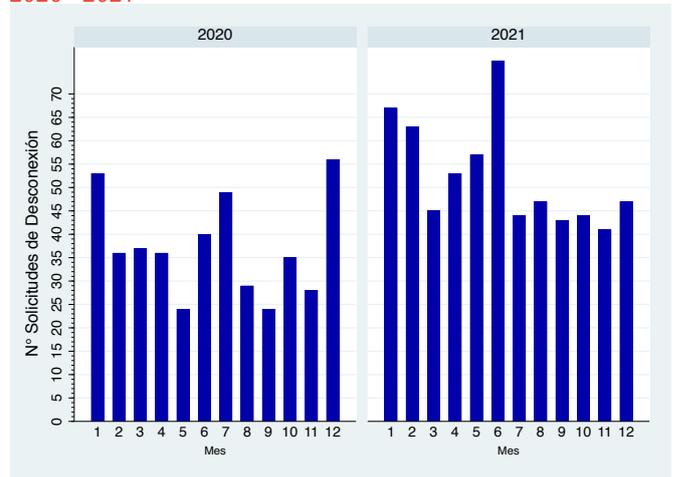


GRÁFICO III.1.2

Potencia asociada a solicitudes de desconexión forzosa llevadas a cabo exitosamente³⁰ 2020 - 2021

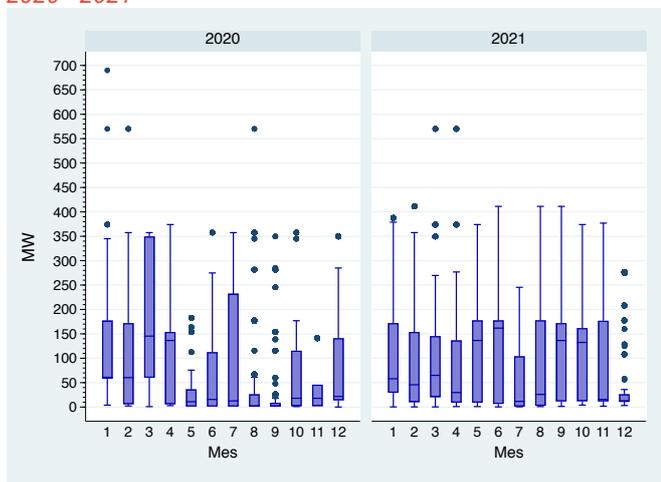
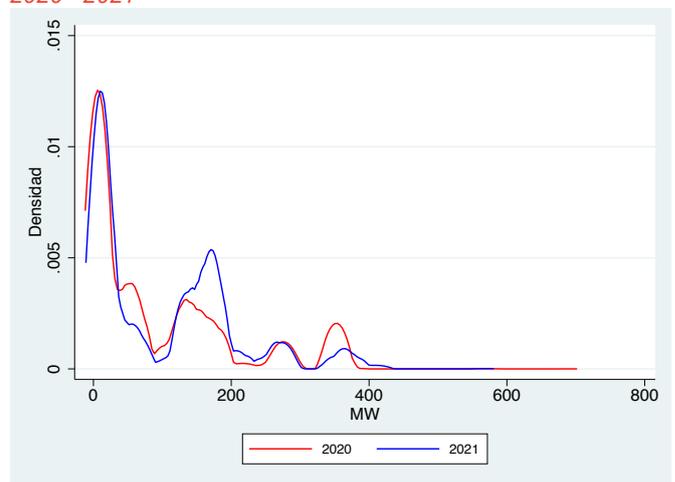


GRÁFICO III.1.3

Distribución anual potencia asociada a solicitudes de desconexión forzosa llevadas a cabo exitosamente 2020 - 2021



³⁰ 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.



Al analizar el gráfico previo, se aprecia que durante el año 2021 los eventos de desconexión forzosa se concentraron en una mayor cuantía alrededor de 200 MW en comparación con lo sucedido el 2020, aunque presentaron una menor densidad cerca de 400 MW. En cualquier caso, 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 2021 aumentó la frecuencia de las desconexiones de curso forzoso que duraban entre 2 y 5 días, período que podría propender a crear un escenario más idóneo para la retención de capacidad.

Cabe destacar que la Unidad 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.

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.

GRÁFICO III.1.4

Distribución anual duración en días de desconexiones de curso forzoso³¹ 2020 - 2021

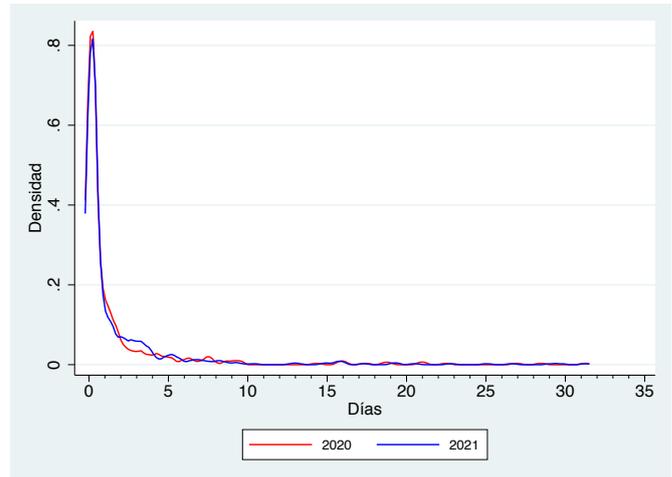
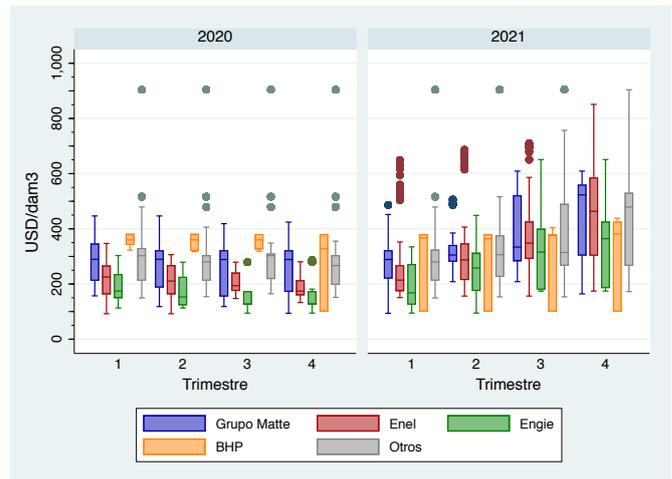


GRÁFICO III.1.5

Distribución trimestral de precios de Gas Natural por empresa^{32,33} 2020 - 2021



31 Solo para efectos visuales se presenta la distribución para fallas con duración inferior o igual a 60 días. En la práctica, se observaron 2 fallas con duración mayor, equivalentes a 114 y 162 días para las centrales termoeléctricas Arica y Loma los Colorados respectivamente.

32 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.

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

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. Los valores más elevados se encuentran en la categoría otros, y se refieren, en particular, a la empresa "Inkia Energy". Entre las empresas de mayor capacidad, BHP, a través de Tamakaya Energía, es la que concentraba los costos declarados más elevados, seguida por el grupo Matte, Enel y Engie, manteniéndose esa relación general en 2020 hasta el segundo trimestre del 2021. En la segunda mitad del año 2021 los costos declarados por estas últimas alcanzaron e incluso superaron los de BHP, los cuales se mantuvieron en un rango relativamente estable a lo largo del año.

Una característica particular de este combustible corresponde a la posibilidad de declarar inflexibilidades. Esta condición especial de suministro se establece en la NT GNL, la que actualmente se encuentra en un proceso contencioso en el TDLC³⁴.

De acuerdo a la NT GNL 2019, vigente desde junio de 2019 y sustituida por la NT GNL 2021, vigente desde octubre de 2021; cuando existía una declaración de inflexibilidad, el costo variable de las centrales que utilizan dicho combustible se considera como cero, con el fin de asegurar su despacho y de esta manera utilizar el gas para permitir la descarga del buque siguiente. Los 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 mérito. 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 presenciar escenarios de costo marginal igual a cero, siendo esto último más probable en situaciones donde existe congestión.

Lo anterior no necesariamente se producía cuando se trataba de una declaración de inflexibilidad derivada directamente de una cláusula contractual que no tenía impacto en la capacidad de almacenamiento, ya que podría suceder que incluso sin el cambio en la condición de suministro la central fuese despachada por orden de mérito igualmente.

Consecuentemente, se esperaría que el efecto de las inflexibilidades se manifestara primordialmente en una baja del costo marginal o ser neutro³⁶. 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 mercado³⁷.

A pesar de aquello, para minimizar el riesgo de ocurrencia de dichas conductas o efectos indirectos que pudiese tener la norma en los diferentes agentes económicos, se llevó a cabo un proceso de reforma de la NT GNL 2019, cuya versión final fue publicada en octubre de 2021.

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

35 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.

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

37 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



Los principales cambios se resumen en los siguientes puntos:

1. Limitación del volumen declarado inflexible
2. 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.
3. El coordinador es el que determina las inflexibilidades a partir de simulaciones del SEN.

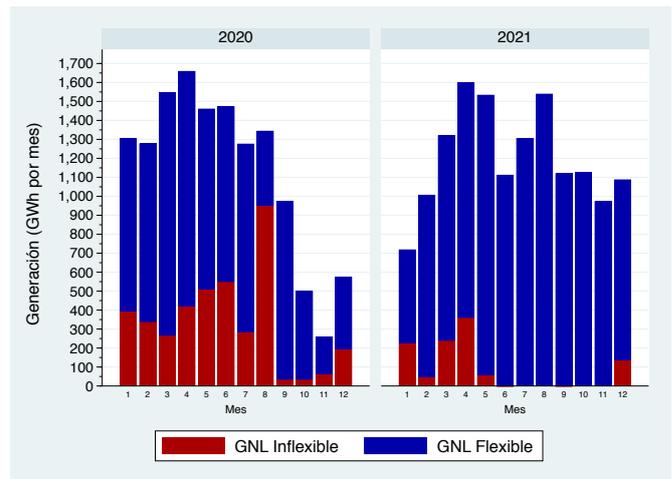
Con dichas medidas no solo se disminuye la discrecionalidad del Coordinador en la declaración de inflexibilidades, sino que además se minimiza el impacto en el sistema al considerar una ventana amplia de optimización.

Con todo, si se consideran los datos de inflexibilidades para el año 2020 y 2021, si bien se evidencia que la proporción de generación GNL alcanzó proporciones elevadas durante el año 2020, esta disminuyó drásticamente a partir de septiembre del mismo año, manteniéndose en niveles limitados durante el año 2021, en un contexto de mayor generación con gas natural en comparación con los últimos meses del año previo (ver gráfico III.1.6).

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 2021, limitando su potencial impacto en el sistema.

GRÁFICO III.1.6

Generación mensual con GNL inflexible vs GNL flexible 2020 - 2021



III.1.2.2 CARBÓN

El carbón presenta una marcada tendencia al alza durante el año 2021 en contraste con lo sucedido en el año previo, donde los niveles se mantuvieron relativamente estables. 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, en particular durante el último trimestre de 2021, seguido por Enel y el Grupo Matte.

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 las congestiones frecuentes observadas en la zona.

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, el cual está viviendo un período de estrechez de suministro con motivo de la sequía imperante, lo cual incluso motivó al ministerio de Energía a implementar un decreto de racionamiento preventivo y a implementar un mecanismo denominado “diésel de seguridad”, a lo que se suman las constantes congestiones que se viven en la zona sur del SEN.

Durante el primer trimestre del año 2021, la mediana rondaba los 600 USD/t, mientras que el cuarto trimestre su valor fue cercano a los 900 USD/t, con valores extremos superiores a los 1.000 USD/t. En particular, los precios más elevados se registraron para las centrales de la empresa Prime Energía, los que incluso sobrepasaron los 1.300 USD/t, las que operan en el subsistema de Puerto Montt generado por las congestiones ya mencionadas.

GRÁFICO III.1.7

Distribución trimestral de precios carbón por empresa 2020 - 2021

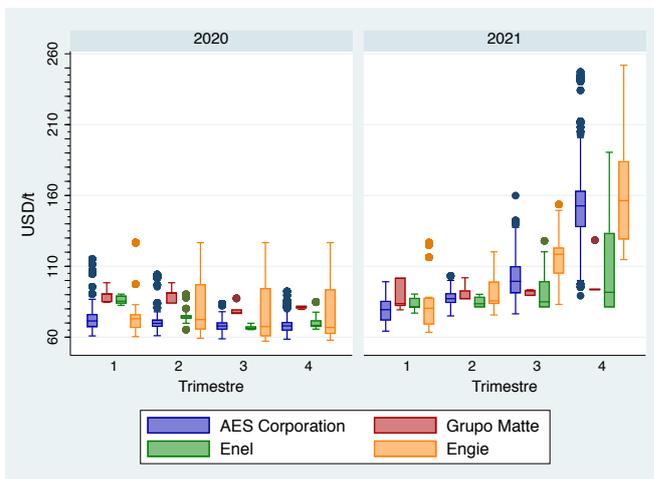
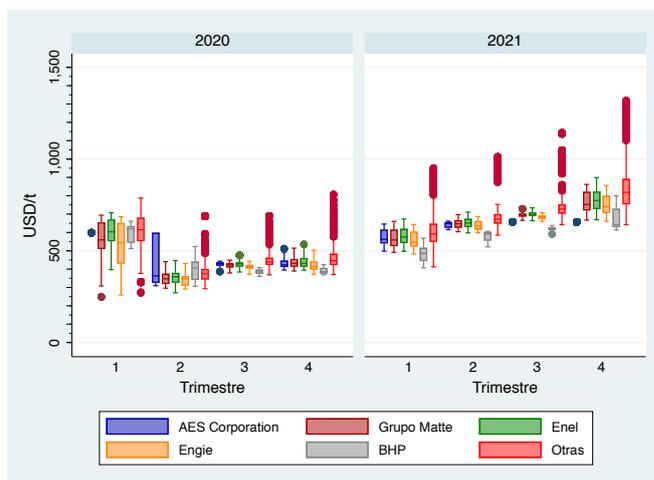


GRÁFICO III.1.8

Distribución trimestral de precios diésel por empresa 2020 - 2021





En este contexto, resulta relevante analizar cada componente del costo variable de estas centrales, 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, tal como se aprecia en el gráfico siguiente.

Por lo mismo, tanto el costo variable no combustible (CVNC) como el costo variable combustible (CVC) pasan a cobrar relevancia. Una distribución de los primeros se presenta en la Tabla III.1.1, donde se aprecia la existencia de variados casos extremos, los cuales corresponden a las centrales Tocopilla, Olivos, Espinos, Yungay, Chiloé, entre otras, todas referidas a combustible diésel, así como también algunas configuraciones de la central Atacama.

GRÁFICO III.1.9

Participación de sobrecostos asociados a generación diésel por mes 2021

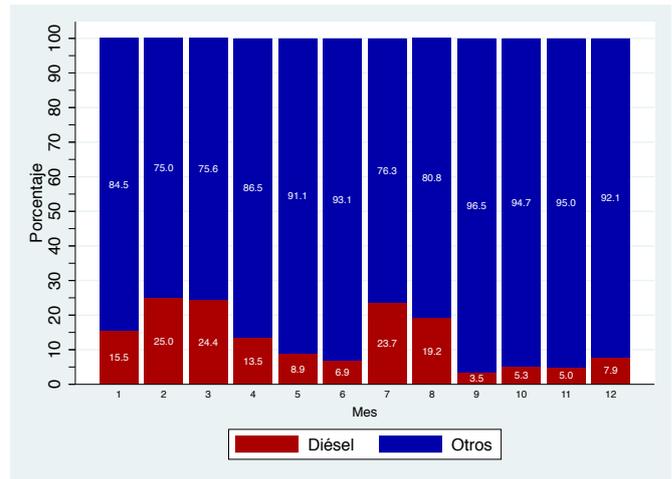


TABLA III.1.1

Número de configuraciones por rango de CVNC Al 31 de diciembre de 2021³⁸

Rango CVNC (USD/MWh)	%
0-10	92
10-20	22
20-30	19
30-40	9
40-50	4
50+	4

³⁸ Se consideran configuraciones con valores únicos.

Para una central que margina o genera con sobrecostos la mayor parte del tiempo, podría ser rentable declarar sobrecostos en el componente de CVNC, siempre y cuando un aumento en el costo variable total de la central no deriva en una disminución de rentas inframarginales.

Por lo mismo, la UMC ha realizado acciones de monitoreo respecto de los CVNC, solicitando información de respaldo de estos costos y adicionalmente la revisión de dichos parámetros por parte del Coordinador situación que, a la fecha del presente informe, se encuentra en desarrollo³⁹.

En cuanto a los CVC, a menos que una empresa posea múltiples centrales que le permita 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 por parte de las empresas generadoras, las distribuidoras podrían ejercer poder de mercado de tratarse de centrales que son despachadas frecuentemente y son necesarias para satisfacer la demanda. Esto último pudo incluso haberse acrecentado con el decreto de racionamiento preventivo, al determinar una cantidad de diésel que será remunerado bajo cualquier circunstancia.

En relación con esto último, resulta necesario señalar que, a diferencia de lo que sucede en otras jurisdicciones⁴⁰ 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 cierto, existen dentro del propio sistema procedimientos que podrían ser utilizados por agentes económicos y autoridades de cara a obtener la aprobación de iniciativas que hagan frente a la crisis y las declare compatibles con la libre competencia y 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.

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.1.10 y III.1.11 se presenta la evolución de los afluentes y cotas de dos embalses para el período enero-diciembre de los años 2020 y 2021.

³⁹ También se han realizado revisiones a otros parámetros técnicos básicos, como mínimos técnicos y potencia máxima.

⁴⁰ <https://www.accc.gov.au/public-registers/authorisations-and-notifications-registers/authorisations-register/australian-energy-market-operator-aemo>



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.1.11. 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.

Todos los embalses presentaron menores afluentes durante el 2021 en comparación con el 2020, lo que refleja el período de escasez hídrica por el que se atraviesa y ha dado origen a episodios de estrechez de suministro.

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.

Al respecto, el Coordinador contrató un sistema de pronóstico de caudales, con el cual se realizan proyecciones a 1 y 7 días, las que son empleadas como input en la programación de corto plazo. De igual manera, existen proyecciones de largo plazo con series sintéticas, pero aún no se ha implementado una metodología para ponderar de manera apropiada las diferentes hidrologías ingresadas al PLP.

En este orden de ideas, la Unidad ha implementado modelos econométricos para evaluar de mejor manera el desempeño del servicio de pronósticos contratado, existiendo evidencia de que estos últimos lo hacen relativamente bien para identificar crecidas.

GRÁFICO III.1.10

*Afluente medio mensual por embalse
2020 - 2021*

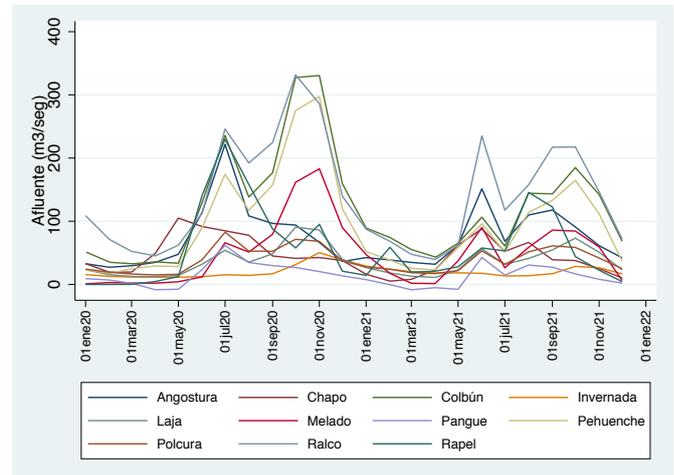
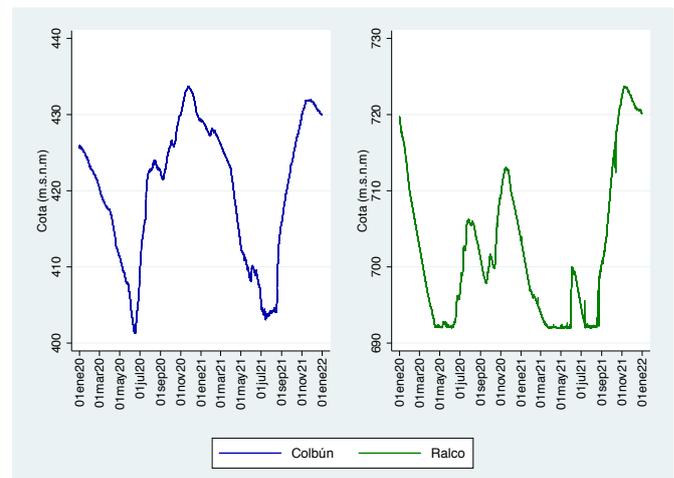


GRÁFICO III.1.11

*Cota promedio diaria Colbún y Ralco
2020 - 2021*



III.1.4 DESVIACIONES DE PRONÓSTICOS ERV

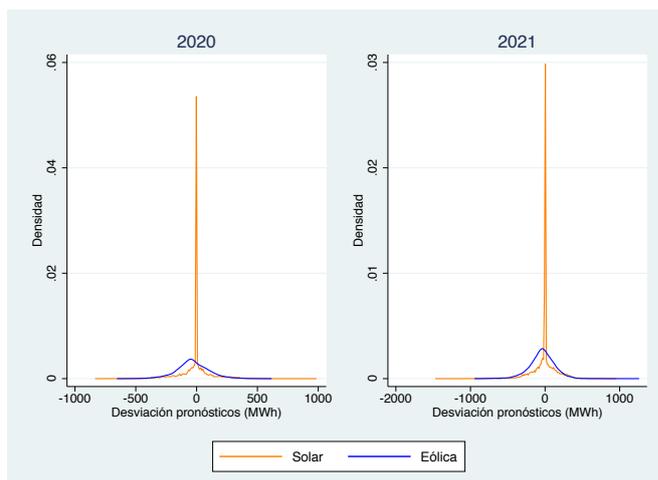
Los pronósticos de ERV son relevantes al momento de realizar la programación, ya que discrepancias pronunciadas y persistentes de estos podrían alterar eventualmente el despacho programado, y con ello el costo marginal y el valor del agua. Por lo mismo, se espera que la distribución de desviaciones de pronósticos se encuentre centrada alrededor de cero, y que la existencia de casos extremos no sea frecuente.

Esto efectivamente puede corroborarse en el gráfico III.1.12 para las desviaciones de pronósticos de generación solar, las cuales se encuentran centradas en cero y la mayoría de las observaciones se concentran alrededor de la media. En contraste, la desviación de pronósticos eólicos presenta una mayor dispersión en términos generales, y se aprecia una convergencia a cero durante el año 2021, en comparación con lo sucedido el 2020, donde en promedio se subestimó la generación con este medio.

Estas diferencias de precisión son esperadas, atendida la mayor variabilidad del recurso primario de las centrales eólicas. En caso de considerarse la suma de ambas desviaciones de pronósticos, la media rondó los 41MWh y 45MWh durante 2020 y 2021 respectivamente, en ambos casos correspondiendo a una sobreestimación promedio de la generación ERV. Dado el nivel reducido de las diferencias, se esperaría que estas no tuvieran efectos en el despacho programado en cuanto a las órdenes de encendido y apagado. No obstante, existen desviaciones de mayor cuantía que sí podrían tener un eventual impacto. Así por ejemplo, cerca del 7% del tiempo durante el año 2020 existieron sobreestimaciones de la generación ERV por sobre 300MWh, mientras que dicha cifra escaló a 10% el año 2021.

GRÁFICO III.1.12

Distribución desviación de pronósticos de generación solar y eólica 2020 - 2021





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.1.13

Proporción en que una tecnología marcó el costo marginal en la barra Crucero 220 2020 - 2021

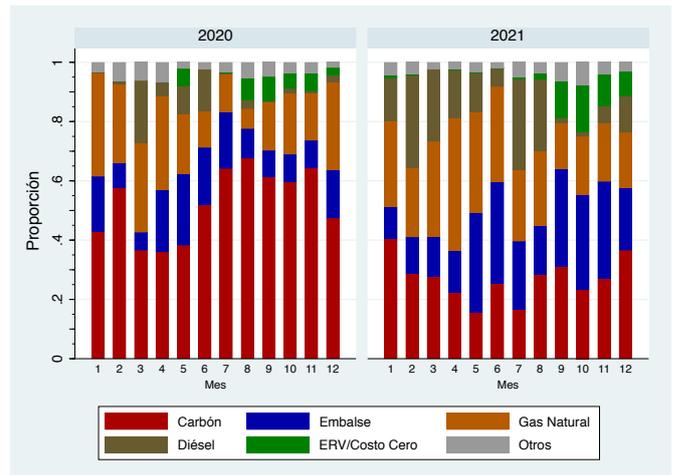
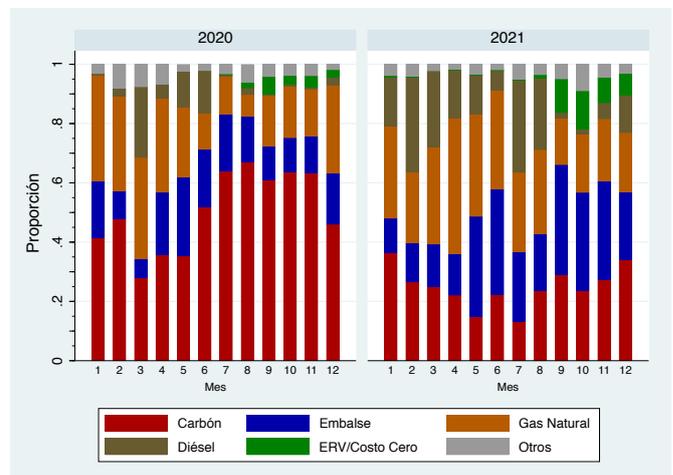


GRÁFICO III.1.14

Proporción en que una tecnología marcó el costo marginal en la barra Quillota 220 2020 - 2021



Como se observa, en todo el sistema disminuyó la predominancia de las centrales a carbón como centrales marginales. Los embalses y el diésel aumentaron su participación, siendo la relevancia de este último combustible particularmente importante en el sistema sur representado por la barra de Puerto Montt 220, gatillado por las congestiones más frecuentes en dicha región.

No se observan grandes variaciones de tecnologías marcando el costo marginal al comparar las barras de Crucero 220 y Quillota 220 durante el 2021, al igual que el año 2020, pero el escenario ha sido radicalmente diferente al tratarse de Puerto Montt.

En efecto, lo anterior es corroborado al analizar el número de minutos que las barras Crucero 220 y Puerto Montt 220 estuvieron desacopladas de Quillota 220 (ver Gráfico III.1.16). En el caso de la primera, no superó el 10% durante todo el año, alcanzando el *peak* durante agosto. En cuanto a la segunda, solo entre junio y julio Puerto Montt 220 estuvo desacoplada de Quillota 220 menos del 10% del tiempo, alcanzando un máximo incluso superior a 80% del tiempo durante diciembre.

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

En general, durante 2021 existió 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. Crucero 220 y Quillota 220 estuvieron la mayor parte del tiempo acopladas, al igual que en el año 2020, por lo que no se observan diferencias relevantes en los costos marginales de dichas barras, el cual alcanzó un promedio de 72,5 USD/MWh y 78,3 USD/MWh respectivamente. En Puerto Montt 220 en contraste, el costo marginal ascendió a 133,4 USD/MWh en promedio con motivo de los frecuentes desacoples. En todos los casos, los valores representan alzas respecto del año anterior, donde se alcanzó un promedio de 39,7 USD/MWh, 39,5 USD/MWh y 42,6 USD/MWh para las barras de Crucero 220, Quillota 220 y Puerto Montt 220 respectivamente.

Al analizar la función de densidad de los costos marginales para las tres barras previamente mencionadas, se constata claramente las diferencias de costos marginales de la zona sur en comparación con la zona centro y norte en contraste con lo sucedido el año precedente.

GRÁFICO III.1.15

Proporción en que una tecnología marcó el costo marginal en la barra Puerto Montt 220 2020 - 2021

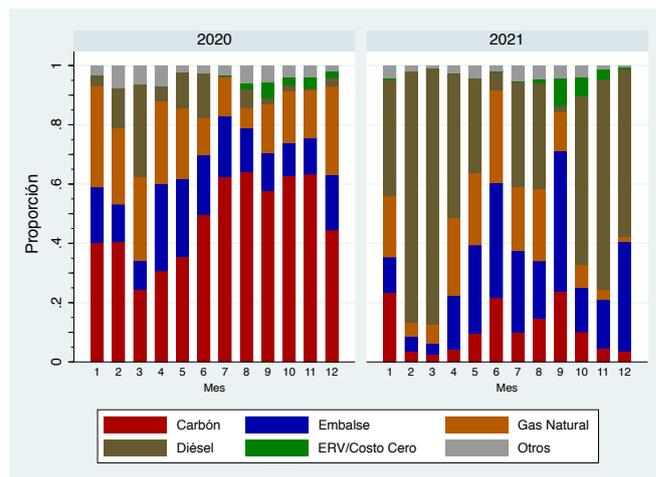


GRÁFICO III.1.16

Proporción en que barras Crucero 220 y Puerto Montt 2020 estuvieron desacopladas de Quillota 220 2020 - 2021

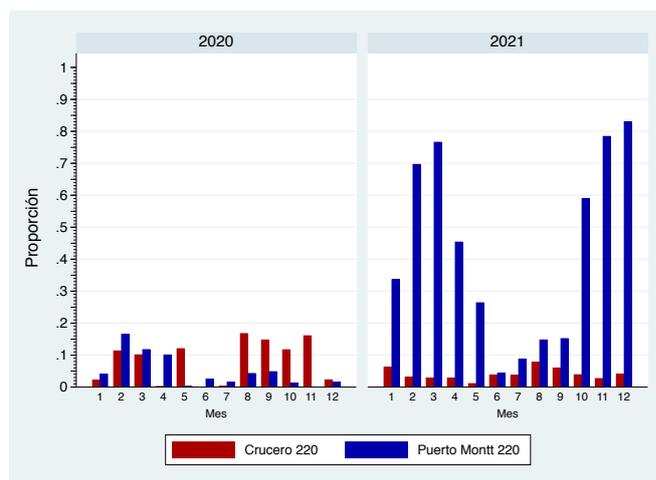




GRÁFICO III.1.17

*Costos marginales barra Crucero 220
2020 - 2021*

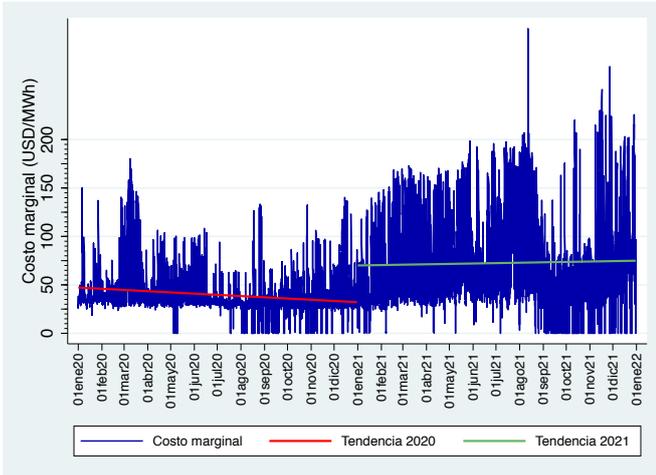


GRÁFICO III.1.18

*Costos marginales barra Quillota 220
2020 - 2021*

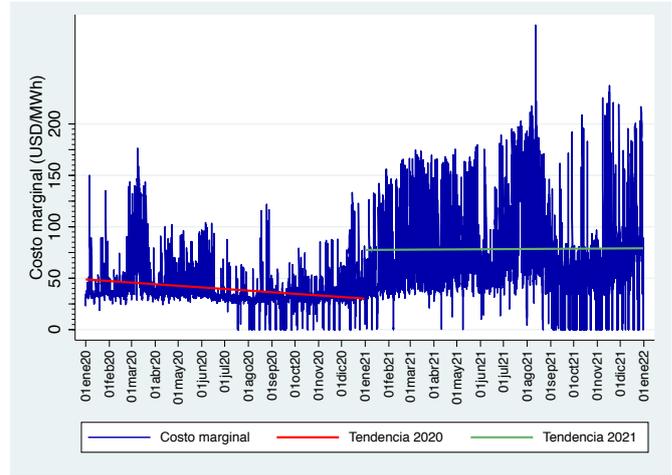


GRÁFICO III.1.19

*Costos marginales barra Puerto Montt 220
2020 - 2021*

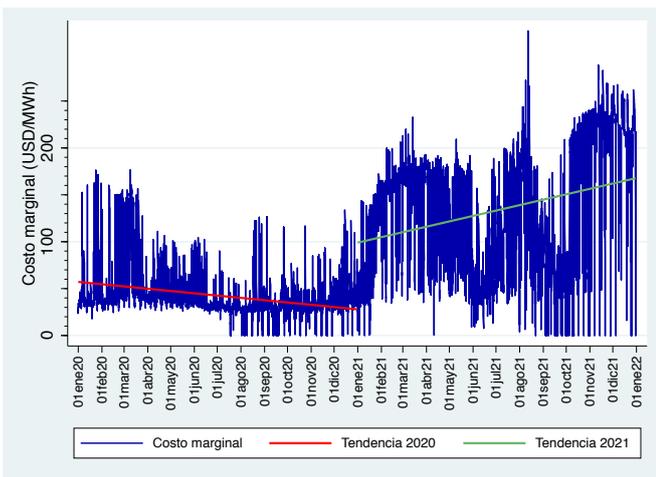
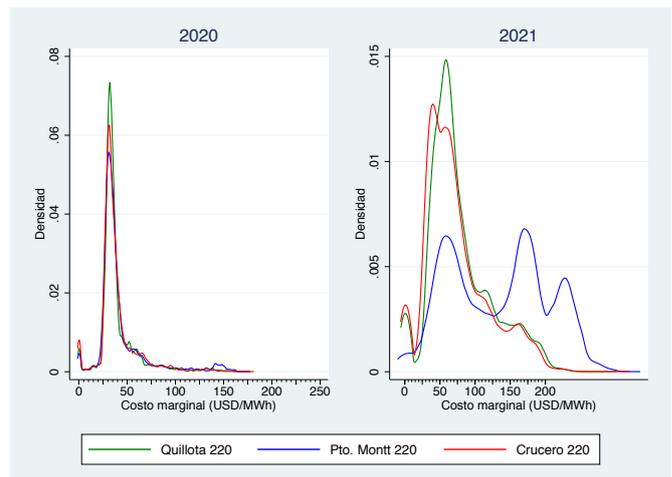


GRÁFICO III.1.20

*Distribución costo marginal por barra
2020 - 2021*



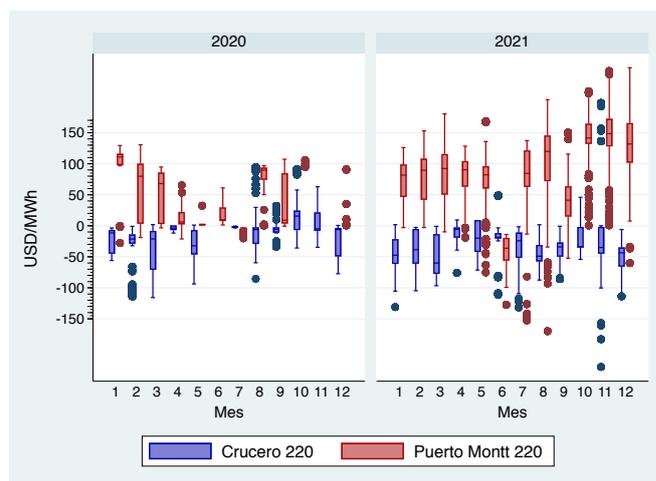
En esta misma línea, en el Gráfico III.1.21 se muestran los diferenciales de costos marginales por desacoples para las barras Crucero 220 y Puerto Montt 220, tomando como referencia Quillota 220⁴¹.

En el caso de Puerto Montt, la mayoría de los desacoples fueron producto de controles de transferencias de flujos hacia la zona, resultando en un encarecimiento del costo marginal de esta. La diferencia promedio positiva, que denota un aumento del costo de provisión de energía para la zona, subió de 53,8 USD/MWh en 2020 a 107,8 USD/MWh, incrementándose incluso los valores extremos, al casi duplicarse el máximo observado en 2021 en contraste con 2020, alcanzando valores de 254,7 USD/MWh y 130,6 USD/MWh respectivamente. En cuanto a los episodios donde las limitaciones fueron desde la zona⁴², Quillota 220 tuvo costos marginales superiores que significaron una diferencia promediode 5,9 USD/MWh y 41 USD/MWh para los años 2020 y 2021, con máximos que alcanzaron los 27,9 USD/MWh y 169,8 USD/MWh respectivamente.

En cuanto a Crucero, gran parte de los desacoples implicaron un encarecimiento de 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. A diferencia de Puerto Montt, el encarecimiento de Quillota aumentó levemente en el año 2021, pasando de 23USD/MWh a 39 USD/MWh. Al tratarse de la otra dirección, el aumento promedio de costos de Crucero respecto de Quillota creció en un orden de magnitud similar, incrementándose desde 30,2 USD/MWh a 41,8 USD/MWh, aunque los valores máximos en ambas direcciones pasaron de cerca de 100 USD/MWh a alrededor de 200 USD/MWh⁴³.

GRÁFICO III.1.21

Diferencia de costos marginales producidas por desacoples entre las barras Crucero 220 y Puerto Montt 220 y la barra de referencia Quillota 220 2020 - 2021



41 Las diferencias positivas corresponden a desacoples 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.

42 Esto sucedió alrededor de 40 y 68 horas en el año 2020 y 2021, en contraposición con las cerca de 379 y 3689 horas en la dirección contraria para el 2020 y 2021 respectivamente.

43 La frecuencia de desacoples por motivos de flujos hacia la zona norte equivale a alrededor de un 20% y 6% de la frecuencia de desacoples por controles de transferencias de flujos en el sentido contrario para los años 2020 y 2021. Esta última rondó las 606 y 307 horas el año 2020 y 2021 respectivamente.



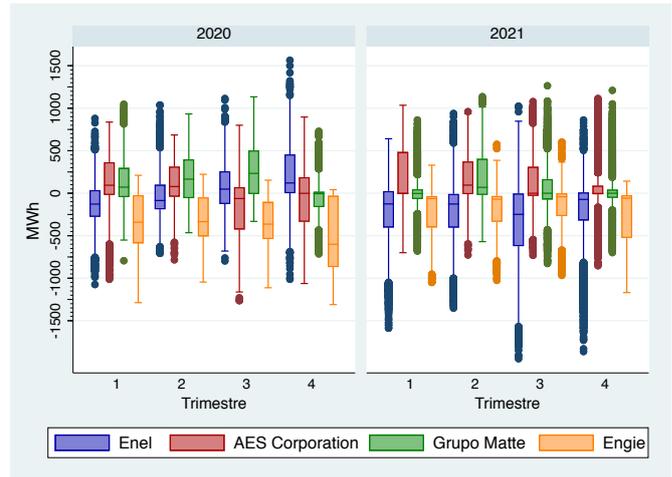
III.1.6 POSICIÓN COMERCIAL EMPRESAS

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.1.22, se presenta la distribución por trimestre del balance de transferencias para los cuatro conglomerados con mayor capacidad instalada en el SEN⁴⁴. Se desprende este que AES Corporation y el grupo Matte son los conglomerados que en su mayoría presentan episodios excedentarios, mientras que Engie y Enel son los más deficitarios. AES Corporation aumentó su posición excedentaria durante el 2021, al contrastar el balance del tercer trimestre. Si bien el Grupo Matte sigue presentando episodios mayoritariamente excedentarios, la magnitud se vio disminuida en los 3 primeros trimestres del año. En cuanto a los conglomerados deficitarios, Engie sigue siendo deficitario en gran parte de las horas del año, aunque la magnitud del déficit ha disminuido, y Enel pasó de tener episodios deficitarios y excedentarios en una proporción similar, a presentar casi exclusivamente episodios deficitarios.

GRÁFICO III.1.22

Distribución trimestral balance de transferencias horario (MWh) de Enel, AES Corporation, grupo Matte y Engie 2020 - 2021



⁴⁴ 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.

III.2 SEGMENTO DE TRANSMISIÓN

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

Cifras relacionadas con las solicitudes de acceso abierto que el Coordinador recibió durante el año 2020 y 2021 son presentadas en los gráficos III.2.1 y III.2.2, desglosadas por Solicitudes de Uso de Capacidad Técnica ("SUCT") y Solicitudes de Aprobación de Solución de Conexión ("SASC").

Como se desprende del gráfico, las solicitudes de ambos tipos se han moderado, aunque en el caso de las SASC, estas aumentaron hasta junio de 2021. El total de SASC y SUCT del año 2021 alcanzaron las 188 y 80 respectivamente, en contraste con las 259 y 90 del año precedente.

La capacidad de los proyectos involucrados en las SASC disminuyó levemente, pasando de 33,1 GW a 25,3 GW; mientras que en el caso de las SUCT se mantuvo prácticamente inalterada, con 6,31 GW el 2020 y 6,26 GW el 2021, lo que se refleja en el Gráfico III.2.2.

GRÁFICO III.2.1

Número de SASC y SUCT recibidas por el Coordinador 2020 - 2021

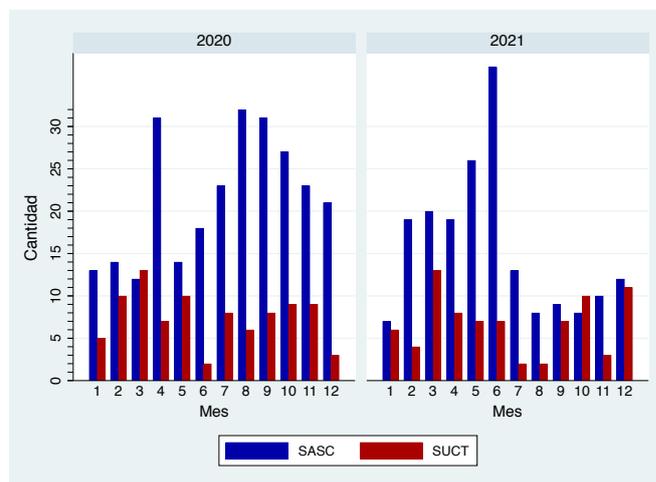
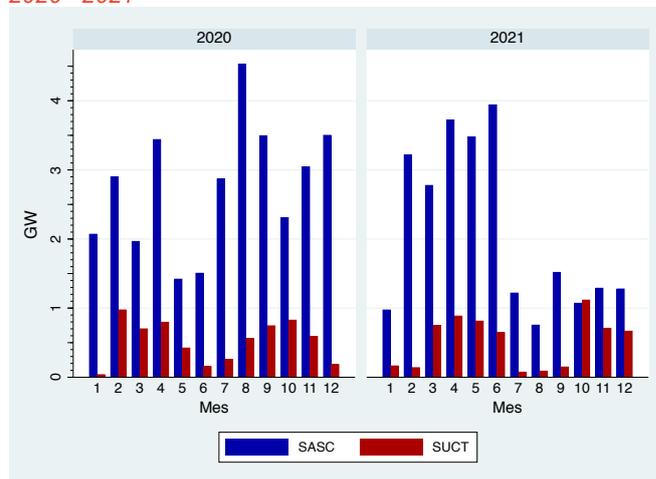


GRÁFICO III.2.2

Capacidad en GW asociada a SASC y SUCT recibidas por el Coordinador 2020 - 2021





Durante los años 2020 y 2021 se materializó la entrada en operación de 49 y 39 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, 25 y 15 obras pertenecientes al Sistema Nacional entraron en operación en 2020 y 2021; en el caso del Sistema Zonal dicho número ascendió a 22 y 20; mientras que el Sistema Dedicado solo vio la entrada en operación de 6 y 4 proyectos durante el año 2020 y 2021 respectivamente⁴⁵.

TABLA III.2.1

Número de proyectos de transmisión que entraron en operación durante los años 2020 y 2021

Sistema de Transmisión	Año	
	2020	2021
Nacional	21	15
Zonal	22	20
Dedicado	6	4
Total	49	39

⁴⁵ 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 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.

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

Como se observa, ha existido un aumento sostenido del número de clientes libres conectados a las redes de distribución, pasando de cerca de 1.700 en enero de 2020 a un poco más de 2.000 en diciembre del mismo año, para subir hasta cerca de 2.400 en diciembre de 2021. Por su parte, también se puede apreciar que la energía asociada a los retiros de estos clientes libres ha aumentado, y sigue un patrón similar en ambos años, disminuyendo entre mayo y julio para luego alcanzar máximos en diciembre.

Lo anterior habla de la creciente relevancia de los clientes libres conectados en distribución, por lo que resulta menester que la futura reforma de la ley en materia de distribución contemple mecanismos que favorezcan la competencia. Como se mencionó previamente, se estima que tal modificación debe garantizar la independencia entre la figura del comercializador y del distribuidor, ya que, de lo contrario, existirán incentivos para traspasar el poder de mercado que se posee en la distribución al segmento de comercialización, anulando los potenciales beneficios que haya tenido en vista el regulador a la hora de promover esta reforma. La Unidad considera que la separación vertical completa sería el esquema más eficiente para garantizar dicha independencia, pudiendo siempre existir instancias en las cuales se puedan reevaluar estas reglas de manera periódica, incluso ante el TDLC.

GRÁFICO III.3.1

Número de clientes libres totales conectados en distribución y energía suministrada por mes 2020 - 2021

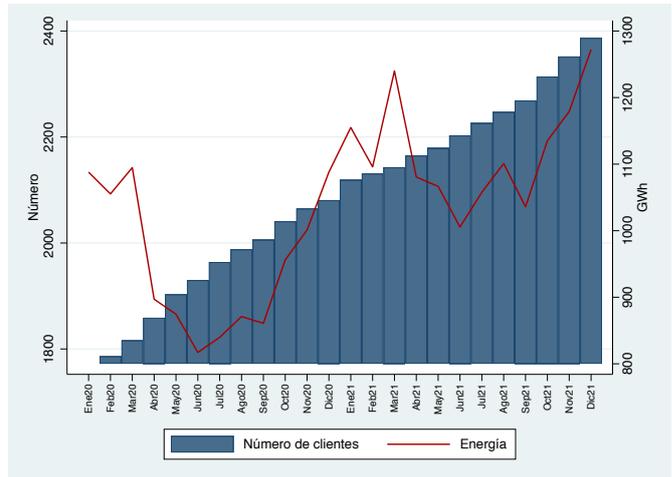
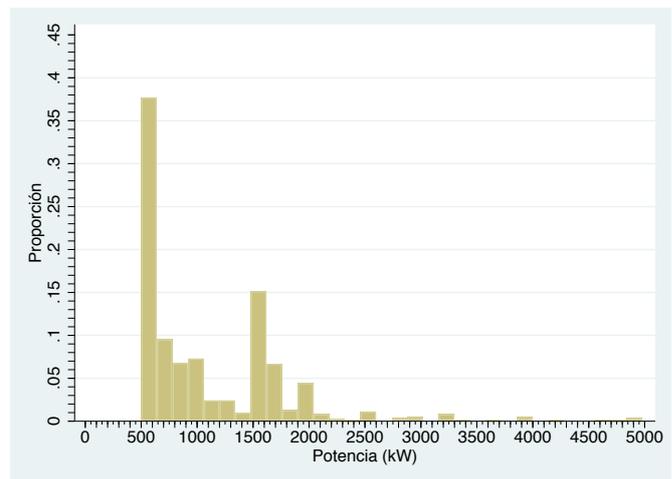


GRÁFICO III.3.2

Distribución potencia conectada de clientes regulados con posibilidad de ser libres Cifras a diciembre de 2021



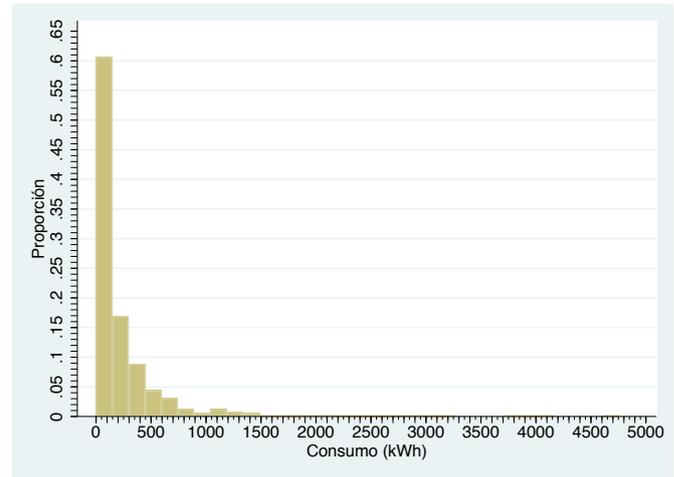


Por otra parte, la distribución de la potencia conectada y el consumo de los clientes sujetos a regulación de precios que pueden optar a régimen de tarifa no regulada se presentan en los gráficos siguientes.

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

GRÁFICO III.3.3

*Distribución consumo promedio horario de clientes regulados con posibilidad de ser clientes libres⁴⁶
Enero - diciembre 2021*



⁴⁶ 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).

III.4 RETIROS

La mayor parte de los retiros están constituidos por clientes libres en transmisión, seguidos por clientes libres en distribución y luego por los clientes regulados, habiendo sido relativamente estable la participación sobre el total a lo largo del año, tal como se parecía en el Gráfico III.4.1

En general, los pagos asociados a costos de oportunidad y sobrecostos son realizados a prorrata de los retiros, por lo que resulta relevante tener en consideración la magnitud de estos. En el gráfico III.4.2 se presenta su evolución por categoría.

Como se aprecia, a comienzos de año la mayor parte estuvo comprendido por costos de oportunidad, mientras que a partir de mayo de 2021 el peso de los sobrecostos por concepto de control de frecuencia cobró mayor relevancia. Esto se debe a diversos motivos, dentro de los que se debe considerar la evolución de los costos marginales y costos variables de las unidades generadoras, indisponibilidad de recursos de generación, entre otros.

A su vez, los pagos totales disminuyeron de forma ostensible a finales del año 2021, lo cual está asociado a la aplicación del Dictamen N° 10-2021 del Panel de Expertos, asociado a la aplicación del factor de desempeño a los componentes de remuneración de sobrecostos. Cabe destacar que este efecto solo se aprecia en dicho período al no estar incorporadas las reliquidaciones en las cifras presentadas.

GRÁFICO III.4.1

Retiros mensuales por tipo de cliente (GWh por mes) 2021

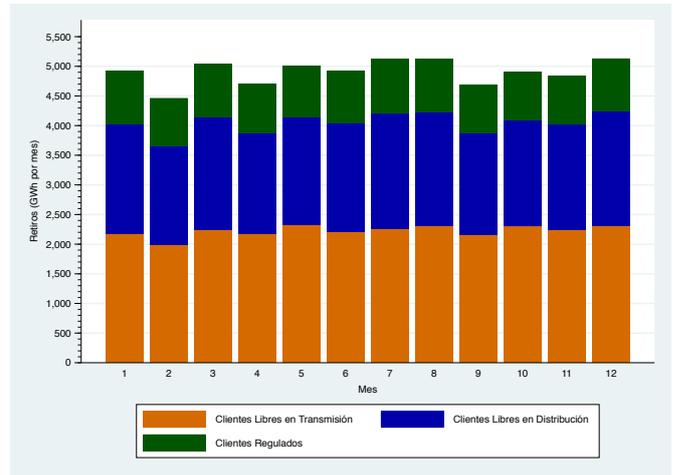
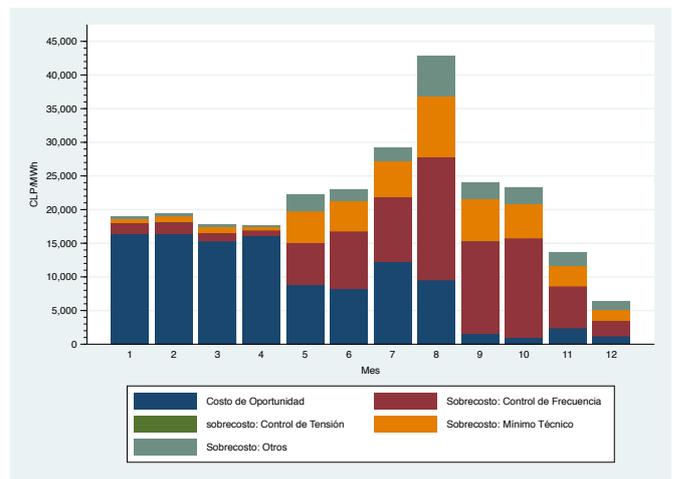


GRÁFICO III.4.2⁴⁷

Valor mensual por MWh por costos de oportunidad y sobrecostos 2021



47 Las cifras presentadas son elaboradas en base al balance de transferencias definitivo de cada mes, sin internalizar las reliquidaciones. La categoría otros, comprende sobrecostos asociados a pruebas, mantenimientos, restricciones externas al sistema interconectado, entre otras. En particular, en todo el 2021 solo se registraron sobrecostos asociados a pruebas.



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 2020 y 2021, 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 2020 y 2021.

TABLA IV.1.1

Procesos de Licitación de Transmisión 2020-2021

	Obras Nuevas y Ampliación Condicionadas Decretos 231 - 198	Obras de Ampliación Decreto 171	Obras Nuevas y Ampliación Condicionadas Decretos 185 -171	Obra Nueva HVDC Decreto 231
Total de Obras Licitadas	10	56	27	1
Obras que reciben Ofertas	10	48	22	1
Total de Obras Adjudicadas	10	37	20	1
Porcentaje de Obras Adjudicadas	100%	66,1%	74,1%	100%
Total de Obras Desiertas	0	19	5	0
Porcentaje de Obras Desiertas	0,00%	33,9%	18,5%	0,00%
Obras desiertas por aplicación de Valor Máximo	0	11	0	0
Total de Participantes	17	28	16	23
Total de Oferentes	9	18	12	2
Oferentes que calificaron para la Apertura de Ofertas Económicas	9	18	12	2
Porcentaje de oferentes que aprueban etapa de evaluación Administrativa y Técnica	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
VATT promedio obras nuevas adjudicadas [USD]	828.801	-	962.017	116.300.000
VI promedio obras ampliación adjudicadas [USD]	3.261.459	5.474.425	2.211.762	-



El proceso asociado al Decreto 171/2020 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 nuevas y de ampliación condicionadas de los Decretos 185/2020 y 171/2020 con un 18.5% de las obras desiertas. En el primer caso el 58% de las obras desiertas se debió a que las ofertas superaron el valor máximo, mientras que en el segundo caso la totalidad de las obras desiertas se debió a la no presentación de ofertas.

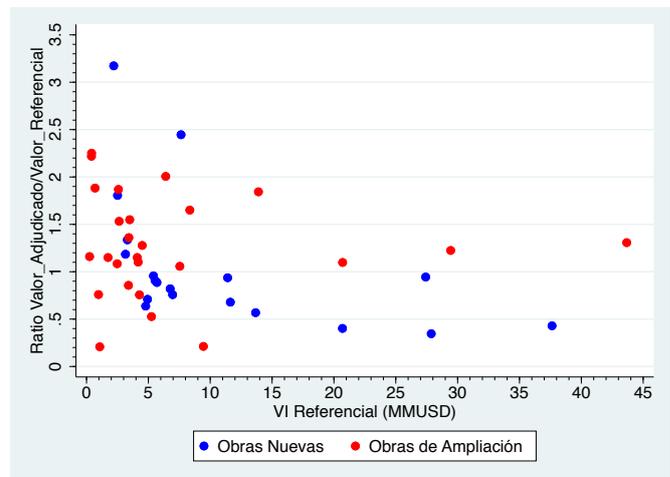
Como lineamiento general, para obtener los mejores resultados en términos de proporción de obras adjudicadas y maximizar el nivel de competencia, lo ideal es que existan más oferentes que grupos de obras a licitar, así como también que las obras de bajo valor, potencialmente poco atractivas para el mercado, sean licitadas junto con obras de mayor valor.

DESEMPEÑO DE LAS LICITACIONES DE OBRAS DE AMPLIACIÓN

En general, el desempeño de las Obras de Ampliación ha sido inferior al de las obras nuevas si se toma como métrica el valor referencial en comparación con los valores adjudicados. Lo anterior puede ser observado en el Gráfico IV.1.1, donde se desprende que en general las obras de ampliación resultan adjudicadas a un valor superior al referencial, lo cual sucede incluso en obras de mayor valor. En contraste, las obras nuevas en general son adjudicadas a valores inferiores, lo que no se ha cumplido solo en casos particulares de obras con VI referencial inferior a 5MMUSD. En particular, las obras de ampliación resultan un 27% más caras que el valor referencial fijado por la CNE, en comparación con solo un 3% de las Obras Nuevas.

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 2020 y 2021



47 Se presenta la ratio de valor referencial y referencial debido a que las obras nuevas son adjudicadas de acuerdo al VATT ofertado, mientras que las obras de ampliación son adjudicadas al menor VI ofertado. De esta manera, los diferentes tipos de obras pueden ser comparados. Solo por efectos visuales, el gráfico omite el resultado del proceso de licitación de la línea HVDC, ya que su valor referencial es órdenes de magnitud superior al del resto de las obras. A este respecto, cabe señalar que su valor adjudicado fue inferior al valor referencial.

A su vez, de 71 obras de ampliación analizadas, en 12 no se recibieron ofertas y otras 11 se declararon desiertas por superar las ofertas el valor máximo. En dicho período, solo 1 obra nueva, de 23, fue declarada desierta por no recibir ofertas.

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 bien 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, 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 plantea como propuesta de cambio normativo 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 llevara 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, existirían medidas suficientes para mitigar el eventual riesgo de conflictos de intereses en el proceso de licitación. En adición, es posible utilizar el procedimiento, ya planteado 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 Reglamento⁴⁹. En este nuevo esquema, el Coordinador continuaría cumpliendo su rol de supervisión de la ejecución de los proyectos adjudicados, 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 licitaciones de servicios de auditoría de obras de transmisión.

⁴⁹ 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.

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 incorporado una serie de reformas en aspectos relevantes de su diseño, dentro de las que destaca: 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, entre otras.

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 agentes, ya que, con el esquema vigente desde el 1 de enero al 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 desgaste⁵¹, sujetas a valores máximos y medidas de mitigación de corto plazo⁵²⁻⁵³

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

50 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/>

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

52 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.

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



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

1. **“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.
2. **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.
3. **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.

4. **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 medidas 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 – entendiendo 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 RSI⁵⁴, 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 de en el período comprendido entre el 1 de enero y el 4 de mayo de 2021⁵⁵.

En dicho informe se concluyó que, al comparar el desempeño efectivo de las subastas con el de un caso base⁵⁶ donde todas las configuraciones habilitadas y disponibles para la prestación de SSCC se internalizaran dentro de la cooptimización, 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 desierto, en los siguientes términos: *“Se declarará una subasta como total o parcialmente desierto, si*

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

56 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 a 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.



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 adjudicado 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.

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 la misma.

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: costos de oportunidad en el mercado de la energía 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 en la prestación del servicio de control de frecuencia, con el propósito de garantizar la operación eficiente y económica del sistema en un escenario de mayor flexibilidad.

En lo que sigue del presente capítulo, se presenta una comparación entre los casos base y la programación diaria con datos actualizados al 31 de diciembre de 2021.

V.2 CASOS BASE

En consistencia con lo descrito en el Artículo 25 del Reglamento de Servicios Complementarios, el cual establece que “[T]ratándose 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 a 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 sustentan en información que utilizan las programaciones diarias, 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 tiene 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. A partir de estas simulaciones base, se comparan variables clave como son los costos marginales, sobrecostos, costos de oportunidad y asignaciones por tecnología⁵⁷.

Para lograr lo anterior, en el caso particular de los costos de oportunidad y sobrecostos se aplicaron los factores de activación más recientes disponibles en la programación, ya que el costo en el que incurre el sistema por dicho concepto depende del nivel de uso de las reservas. Asimismo, al tratarse de sobrecostos, como estos no son exclusivos de un servicio en particular, para cada unidad que haya incurrido en ellos, se prorrata su valor por la cantidad adjudicada de cada servicio.

En particular, para servicios de subida los costos de oportunidad fueron calculados como: $CO=(Cmgz-CV)*Adj*(1-FA)$, donde CO denota el costo de oportunidad, CMg el costo marginal en la barra de inyección de la unidad respectiva, CV el costo variable, Adj la cantidad adjudicada y FA el factor de activación. Para los servicios de bajada, el sobrecosto solo ocurre al momento de la activación, por lo que su cálculo corresponde a: $CO=(Cmg-CV)*Adj*FA$.

Por su parte, en lo respectivo a los sobrecostos, al tratarse de servicios de subida estos fueron estimados como: $SC=(CV-Cmg)*(MT*Prorrata+Adj*FA)$, donde SC corresponde a los sobrecostos, MT al mínimo técnico de la unidad en cuestión, $Prorrata$ es la prorrata por cantidad adjudicada por servicio para una unidad y el resto de la notación es la misma señalada anteriormente. Al tratarse de servicios de bajada la expresión anterior se modifica como sigue: $SC=(CV-CMg)*(MT*Prorrata+Adj*(1-FA))$.

Los gráficos V.2.1, V.2.2 y V.2.3 muestran la evolución de las diferencias de los costos marginales de energía entre el programa diario y los casos base para la barra de Crucero 220, Quillota 220 y Puerto Montt 220. Como se aprecia, si bien las diferencias pueden llegar a ser relativamente pronunciadas, son relativamente simétricas, no siendo estadísticamente diferentes de cero. Esto es consistente con los resultados esperados, al ofertarse solo los costos de desgaste, existir medidas de mitigación e incorporar en la co-optimización la totalidad de las unidades disponibles para la prestación de SSCC.

Lo mismo se puede observar respecto los costos de oportunidad y sobrecostos, cuya evolución se muestra en el Gráfico V.2.4.

⁵⁷ Cabe destacar que las comparaciones solo pueden hacerse a nivel diario y no a nivel agregado, ya que los inputs corresponden a los mismos empleados en la programación, y por lo tanto sería equivalente a una serie sin memoria.



GRÁFICO V.2.1

Diferencias costos marginales programa diario y casos base, Crucero 220 2021

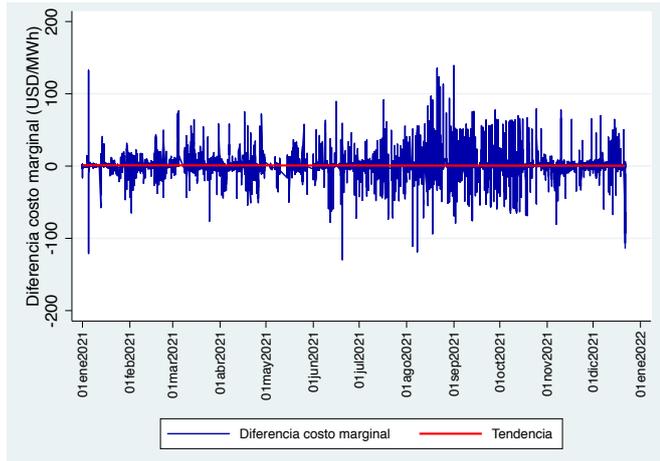


GRÁFICO V.2.2

Diferencias costos marginales programa diario y casos base, Quillota 220 2021

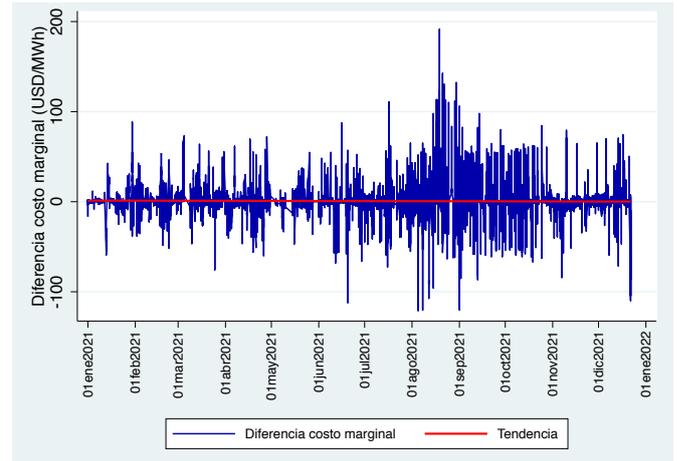


GRÁFICO V.2.3

Diferencias costos marginales programa diario y casos base, Puerto Montt 220 2021

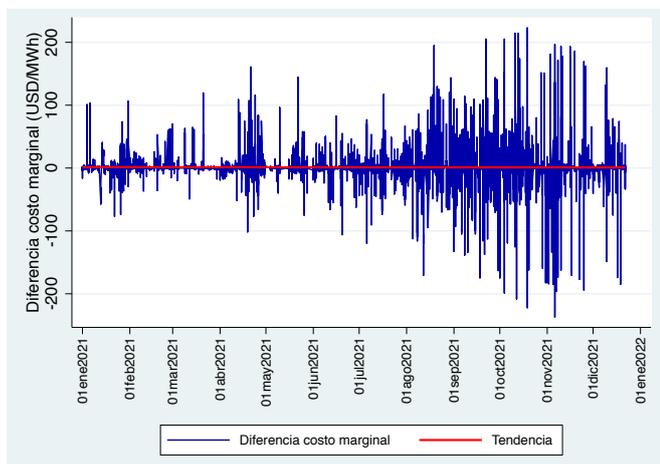
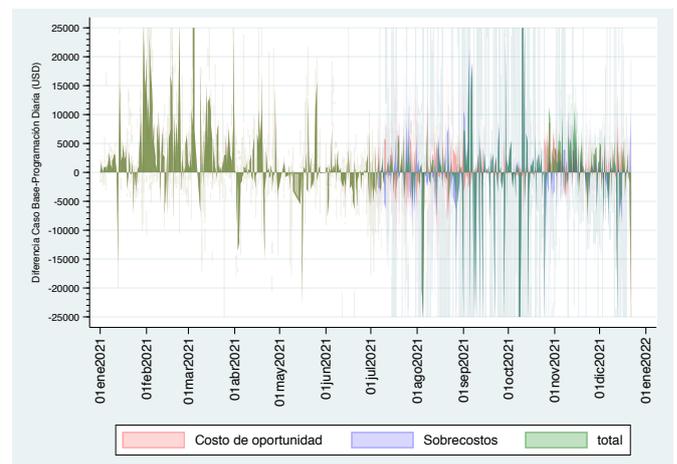


GRÁFICO V.2.4

Diferencia entre programa diario y casos base de costos de oportunidad, sobrecostos y costos totales⁵⁸ 2021



58 Solo para efectos visuales se limitan los valores a 25.000 USD. No obstante, solo el 2,5% del tiempo la suma de los costos de oportunidad y sobrecostos programados fue superior a los valores del caso base, mientras que un 3,5% del tiempo los valores del caso base se encontraron por sobre los programados en una magnitud superior a 25.000 USD.

MERCADO DE PEQUEÑOS MEDIOS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA

VI.1 ANTECEDENTES GENERALES

Los pequeños medios de generación distribuido, PMGD (segmento que corresponde a los generadores hasta 9 MW que están conectados en las redes de distribución) y junto a los pequeños medios de generación, PMG, conforman el segmento de medios de generación de pequeña escala de acuerdo a la clasificación dada en el Decreto N° 88 de 2020. Este segmento es uno de los que más ha crecido en los últimos años y en particular la potencia conectada del segmento PMGD a diciembre de 2021 corresponde a 1.690 MW lo que corresponde a un 6% de la capacidad instalada total del sistema. La potencia instalada por tipo de tecnología del segmento PMGD entre el año 2009 a 2021 se muestra en el siguiente gráfico.

Como se observa en el gráfico, la tecnología solar es la que ha experimentado un mayor crecimiento. En 2013, de la potencia que inicio operaciones en el segmento PMGD ese año, la tecnología solar representó un 10.8%, mientras que para el año 2021 aumentó su participación a 90% de la potencia que entró en operación en dicho año.

Por otro lado, este segmento corresponde principalmente a las llamadas fuentes de energía renovable no convencional (ERNC) alcanzando un 86% de la potencia instalada del segmento, siendo la tecnología solar la que tiene una mayor capacidad instalada alcanzando un 82% del total del segmento PMGD ERNC.

Respecto a la distribución geográfica de la potencia instalada, el gráfico VI.1.2 muestra la distribución geográfica de la capacidad instalada del segmento PMGD por región y el gráfico VI.1.3 muestra la distribución geográfica de la capacidad instalada no PMGD del sistema eléctrico nacional.

GRÁFICO VI.1.1

Potencia instalada PMGD por tipo de tecnología por año⁵⁹

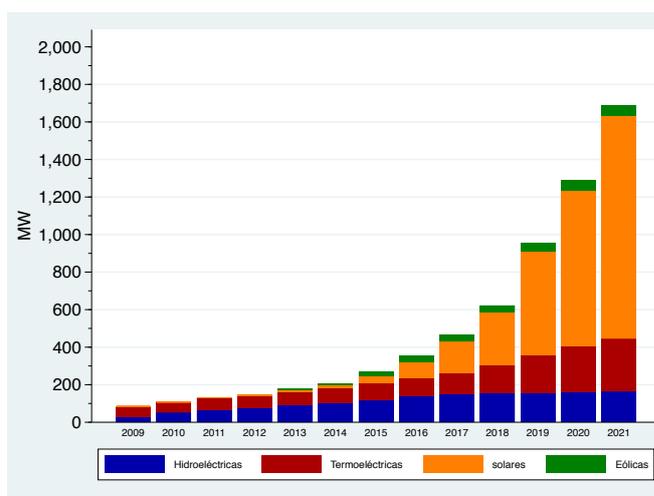
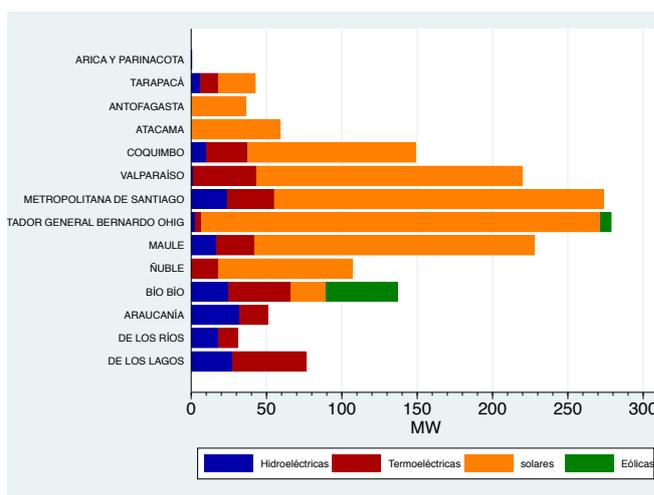


GRÁFICO VI.1.2

Potencia instalada PMGD por tipo de tecnología por región⁶⁰



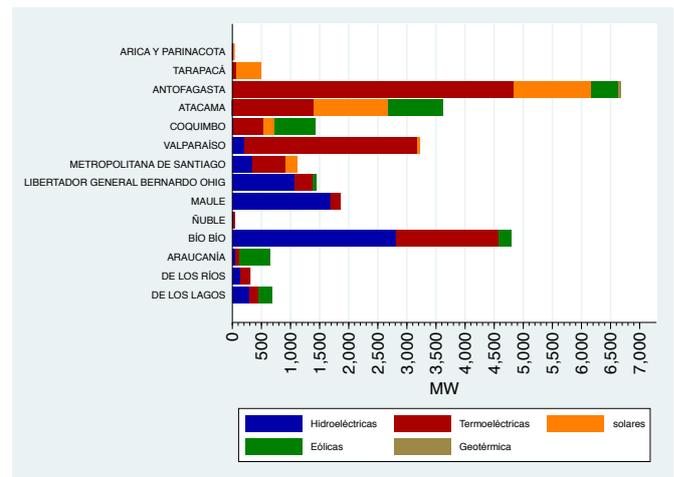
59 En base a información disponible en <https://infotecnica.coordinador.cl/>



Como es de esperar la distribución geográfica del segmento PMGD se distingue del segmento no PMGD ya que el primero se ubica en general en regiones de mayor demanda y donde las redes de distribución tienen mayor extensión, lo que le permite albergar un mayor número de estos proyectos. La tecnología solar es la tecnología dominante hasta la región del Ñuble, estando presente en 10 de las 14 regiones interconectadas al sistema eléctrico nacional.

GRÁFICO VI.1.3

Potencia instalada no PMGD por tipo de tecnología por región⁶¹

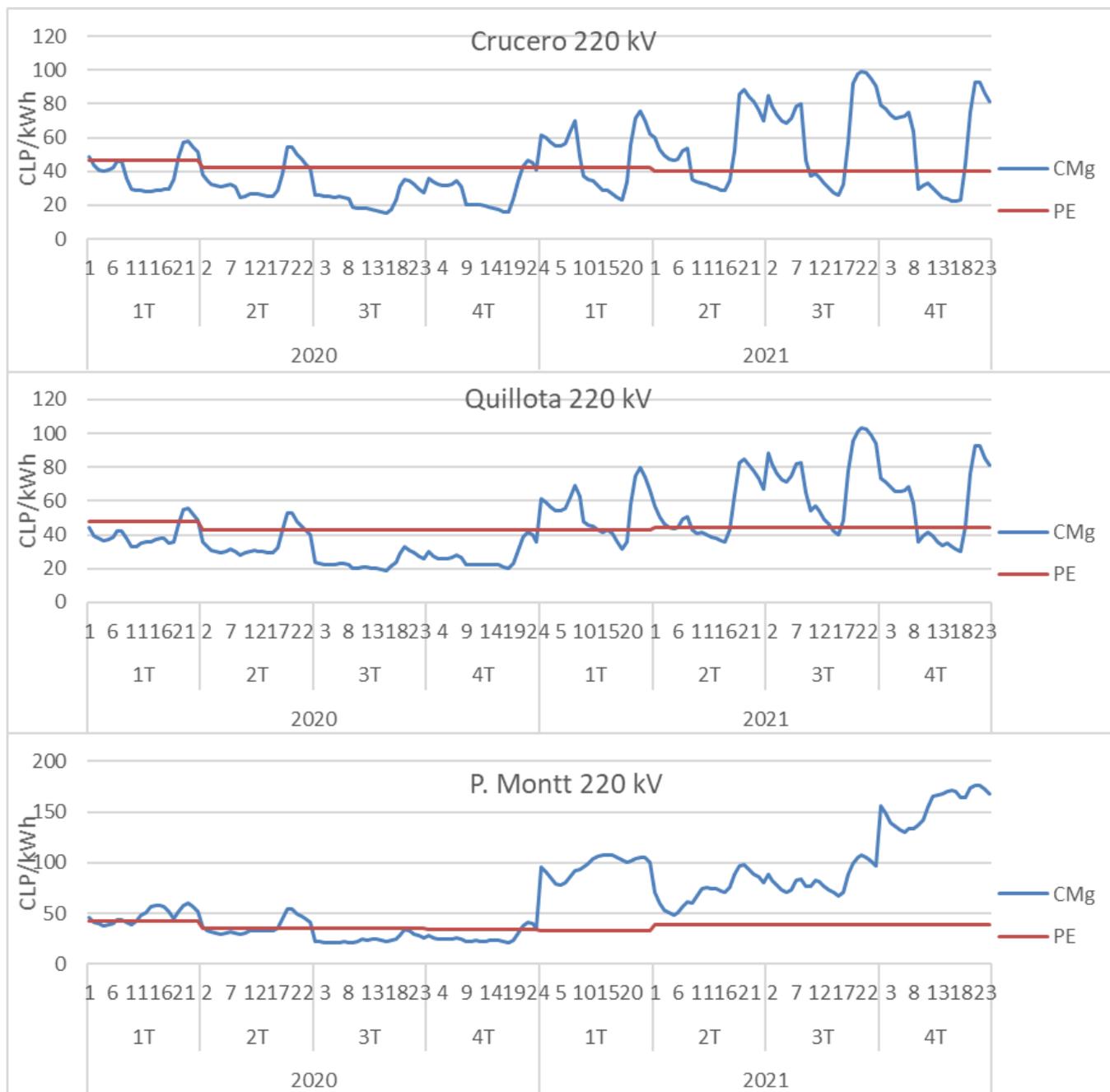


60 En base a información disponible en <https://infotecnica.coordinador.cl/>

61 En base a información disponible en <https://infotecnica.coordinador.cl/>

GRÁFICO VI.1.4

Comparación costo marginal real promedio horario por trimestre y precio estabilizado años 2020 y 2021 en barra Crucero 220 kV, Quillota 220 kV, y Puerto Montt 220 kV.⁶³





VI.2 MECANISMO PRECIO ESTABILIZADO DE LOS PMG/PMGD

En cuanto al mecanismo de precios, en la actualidad se encuentra vigente, desde octubre de 2020, el Decreto Supremo N° 88, “Reglamento para medios de generación de pequeña escala” que deroga al Decreto Supremo N°244. Este reglamento además de introducir mejoras en los procesos de conexión introduce una importante modificación en el cálculo del precio estabilizado, manteniéndose la opción de los medios de generación de pequeña escala de vender sus inyecciones de energía a costo marginal real de la energía o acogerse al régimen de precio estabilizado⁶².

En el gráfico anterior se muestran la comparación entre el costo marginal real en promedio horario por trimestre y precio estabilizado vigente para los años 2020 y 2021 para las barras Crucero 220 kV, Quillota 220 kV y Puerto Montt 220 kV. Como se aprecia en primer lugar los costos marginales del año 2021 son considerablemente mayores que los de 2020 y al compararlos con el precio estabilizado vigente se observa que para las barras mostradas en el año 2020 el precio estabilizado se mantuvo la mayor parte del tiempo sobre el promedio de costos marginales a diferencia del año 2021 en que los costos marginales del sistema han sido particularmente elevados.

Debido que el precio spot de energía en horas del día es en general menor que en horas no solares, las centrales de tecnología solar fotovoltaica resultan especialmente beneficiadas al ser valorizadas sus inyecciones a precio estabilizado cuando este precio resulta mayor que el costo marginal de la energía. Por el contrario, si se está en un escenario de costos marginales altos como los de 2021, las diferencias entre el precio estabilizado y el costo marginal se estrechan en horas solares, por lo que una central PMGD fotovoltaica sujeta a precio estabilizado resulta menos perjudicada que otras de una tecnología diferente que no inyecta solo en horas solares. En ambos casos los PMGD de tecnología solar fotovoltaico resultan ser beneficiados en comparación a otras tecnologías.

Lo anterior ha sido materia de análisis en sede de competencia, por cuanto el 8 de abril del 2021, el H. Tribunal de Defensa de la Libre Competencia inició un expediente de recomendación normativa para evaluar si es necesario y oportuno proponer la modificación del D.S. N° 88 del Ministerio de Energía en lo referido al mecanismo de estabilización de precios para medios de generación de pequeña escala, dicho expediente se encuentra a la fecha del presente Informe, en espera de lo que resuelva el H. Tribuna⁶⁴.

⁶² Recientemente, el 26 de febrero de 2022 fue publicado el primer decreto que fija precios estabilizados para medios de generación de pequeña escala con vigencia a partir de la fecha de publicación, por lo que durante el año 2021 los precios estabilizados vigentes han sido los precios nudos de corto plazo.

⁶³ En base a información disponible en Elaboración propia en base a información de www.cne.cl y www.coordinador.cl

VI.3 EFECTO DE PMGD EN REDES DE TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN

Una de las características frecuentemente mencionada de los recursos de generación distribuidos, segmento al que pertenecen los PMGD, es que, dada su cercanía a la demanda, contribuiría a reducir las pérdidas que el flujo de energía y potencia provoca en las redes del sistema especialmente en las redes de distribución. La reducción de pérdidas está sujeta a la ubicación eficiente de estos recursos de forma que el monto de estas inyecciones de PMGD reduzca los flujos netos por las redes.

Otro de los efectos deseables de la generación distribuida es que también contribuirían a postergar las inversiones en incrementos de capacidad en las redes de transmisión y distribución.

Este efecto lo conseguirían al inyectar en horas de máxima demanda local permitiendo evitar que la red llegue al límite de su capacidad, lo que posibilitaría operar las redes en niveles más cercanos a sus límites técnicos sin requerir ampliaciones. Sin embargo, para conseguir que las inversiones en medios de generación distribuidos sean eficientes, debiesen cumplir al menos las siguientes condiciones: estar localizados en áreas de la red que están experimentando restricciones o que se proyecta experimentar restricciones por capacidad de transmisión y que, en su ausencia, se necesitaran ampliaciones de la red de transmisión y distribución; ser capaz de realizar inyecciones a la red durante los períodos en que se espera se produzca congestión en las redes de transmisión y distribución; y poder inyectar a la red de forma confiable y segura.

Así, el valor aportado por PMGD en la reducción de pérdidas y retraso de inversiones en redes podría ser limitado en algunos escenarios, pudiendo tener un efecto totalmente opuesto y aumentando las pérdidas en alimentadores o zonas con una alta penetración de PMGD.

Tal como se indicó anteriormente, en los últimos años, ha habido un gran crecimiento del segmento PMGD cuya única limitación para su instalación es la disponibilidad de recurso primario y las restricciones de capacidad impuestas por las redes de transmisión y distribución. La proyección realizada por el Coordinador es de 4260 MW de capacidad instalada en PMGD al año 2041⁶⁵ en un escenario optimista.

64 Para mayor información ver ERN-27-2021 "Expediente de recomendación normativa sobre el Decreto Supremo N° 88 del Ministerio de Energía en lo referido al mecanismo de estabilización de precios para medios de generación de pequeña escala", disponible en www.tdlc.cl.

65 Proyección de Generación Distribuida del SEN, periodo 2021-2041, Propuesta de Expansión de Transmisión del SEN 2022. <https://www.coordinador.cl/development/documentos/development-de-la-transmision/propuesta-expansion-transmision-2022/propuesta-2022/anexos-propuesta-2022/>



Debido a un mayor potencial de algunas zonas o mayor disponibilidad de posiciones en la red, existen zonas o alimentadores con mayor concentración de generadores PMGD. Esta mayor concentración unido a escenarios de baja demanda, producen excedentes de generación en las redes de distribución que debe ser evacuado a través de la transmisión zonal hacia el resto del sistema, es decir se presenta una inversión de flujo, ya que la energía fluye, en este caso, desde las redes de distribución hacia las instalaciones de transmisión a la inversa de lo que tradicionalmente sucede cuando no existe generación en distribución. Si estos excedentes de generación PMGD superan la capacidad de diseño de las instalaciones de transmisión zonal se produce congestión también en estas redes zonales.

Como medida de mitigación a las posibles congestiones producto de la inyección de PMGD, y de acuerdo a lo indicado en la Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en Instalaciones de Media Tensión⁶⁶ en su artículo 2-14, el Coordinador debe elaborar un estudio semestral para ratificar la existencia de congestiones producto de inyecciones de PMGD en instalaciones de transmisión zonal donde de acuerdo a los estudios realizados por los PMGD se detectaron posibles congestiones⁶⁷.

El Coordinador deberá instruir el tratamiento técnico que tendrán las inyecciones de los PMGD para solucionar las posibles congestiones, para lo cual debe monitorear las transferencias por el sistema de transmisión zonal afectado y solicitar la limitación de los excedentes de energía y potencia proveniente de las subestaciones de distribución ya sea a los centros de control que operan las subestaciones primarias de distribución ("SPD") o a los propietarios de los PMGD. Sin embargo, la naturaleza variable

(horaria) de la mayor parte de la generación de los PMGD, el mecanismo de autodespacho y la eximición que le entrega la NT respecto de entregar sus señales e información en línea al despacho centralizado, hacen inviable una gestión en línea de estas congestiones por parte del Coordinador Eléctrico Nacional.

Conforme a la actualización del Informe Verificación Congestiones por Inyección de PMGD que emitió el Coordinador en marzo de 2022, existirían más de una veintena de instalaciones ya sea líneas de transmisión zonal o subestaciones primarias de distribución en donde se detectaron congestiones debido a las inyecciones de PMGD y, en un horizonte más amplio de evaluación⁶⁸, el Coordinador realiza un diagnóstico de la utilización esperada de transformadores de subestaciones primarias dada la inyección de PMGD, identificando con alguna probabilidad de congestión a cerca de un 15% del total de los transformadores y proyectando congestiones en varios de ellos.

De acuerdo a los antecedentes anteriores es posible verificar que los problemas de congestión no son un problema aislado y se puede estimar razonablemente que en la medida que el segmento PMGD se siga desarrollando sin una planificación adecuada, estas congestiones podrían hacerse más numerosas, reduciendo los potenciales beneficios en la disminución de pérdidas en las redes y por el contrario crear la necesidad de inversiones en la red para evacuar la generación PMGD, lo cual también lleva al desafío de realizar una coordinación eficiente entre la distribuidora y el operador del sistema eléctrico nacional.

66 Disponible en <https://www.cne.cl/normativas/electrica/normas-tecnicas/>

67 El estudio se encuentra disponible en la siguiente dirección web del Coordinador <https://www.coordinador.cl/desarrollo/documentos/estudios-de-planificacion/estudio-de-verificacion-de-congestiones-en-transmision-zonal-por-inyeccion-de-pmgd/>

68 Ver Propuesta de Expansión de la Transmisión 2022, disponible en www.coordinador.cl

TEMÁTICAS ANALIZADAS POR LA UMC

Durante el año 2021, la UMC llevó a cabo diversas tareas con el objeto de cumplir con lo establecido en el Reglamento de Coordinación.

Junto con monitorear el mercado y analizar variadas materias, también se participó en actividades relacionadas con cambios normativos en materias tales como SSCC, GNL y transmisión. 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.

	2020	2021
Materia Analizadas	26	21
Antecedentes de Terceros	16	10
Antecedentes enviados a FNE	0	0
Aporte Antecedentes al TDLC	0	2
Total de Obras Desiertas	0	8

VII.1 ACTIVIDADES DE MONITOREO

Dentro de las actividades de monitoreo realizadas por la UMC durante el año 2021, se encuentran el análisis de mercados de combustibles, como GNL y Diesel, así como también el estudio de casos particulares relativas a la operación de algunas centrales del SEN, detectados 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 2021 se ha continuado con el análisis de los CVNC, en particular asociados a centrales diésel, dado el contexto por el que atraviesa el sistema, resultando en la solicitud de información respectiva 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.



VII.2 ACTIVIDADES DE DIFUSIÓN Y CAPACITACIONES

Durante el año 2021, 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 Colombia, México y Chile en talleres sobre esquemas de subastas quienes explicaron las temáticas en sus respectivos países y los desafíos de la implementación en un mercado como el chileno.

En noviembre del 2021 se realizó el Webinar “Monitoreo y Libre Competencia en el mercado eléctrico de Chile” el cual contó con la participación de miembros del H. Tribunal de Defensa de la Libre Competencia, Fiscalía Nacional Económica 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.

RECOMENDACIONES

1. Tránsito a mercado de subastas vinculantes de energía.

Desde hace algunos años, la evolución que está teniendo el mercado eléctrico como resultado de la transición a un sistema basado en energías renovables con incorporación de nuevas tecnologías, está evidenciando que el sistema de tarificación marginalista del mercado mayorista actualmente vigente en el país, basado en costos de producción declarados, presenta serias deficiencias e inconsistencias e incluso, desincentiva la incorporación de nuevas tecnologías.

Por lo tanto, es necesario modificar el sistema de tarificación del mercado mayorista para llevarlo a un sistema que es utilizado en otros mercados eléctricos a nivel internacional, los cuales también están transitando a altos niveles de incorporación de energías renovables.

Así, es necesario efectuar los estudios para definir el diseño óptimo de un mercado de subasta de energía y servicios complementarios (SSCC) co-optimizado 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.

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.

Radical 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 a cabo directamente por la empresa transmisora y de esta manera 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, en adición 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.

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, el Coordinador continuará 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.



- 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 otorgado al Coordinador y evitar una sobrerregulación por medio de Normas Técnicas, dejando espacio para los procedimientos internos del Coordinador en materias específicas relativas a la operación del Sistema. Por tanto, las normas técnicas debiesen definir de manera general el actuar del Coordinador y que exista 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 ayudan a comprender el funcionamiento del mercado, es necesario para disminuir asimetrías de información que pudiesen conferir poder de mercado a algún agente del mercado.

A este respecto, se han identificado inconsistencias y falta de completitud en el contenido de datos que deben entregar 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 2021

Central	Propietario	Tipo	Potencia (MW)	Entrada Operación	Región
El Pilar - Los Amarillos	RTS-Energy	PMG Solar	3,0	dic-21	Atacama
Lomas Coloradas	Eléctrica Nueva Energía S.A.	PMGD Térmico	3,0	sept-21	Biobío
Kaufmann	Aes Andes S.A.	PMGD Solar	0,8	jul-21	Metropolitana
Hidromocho	Hidromocho S.A.	Hidro Pasada	15,0	ene-21	Los Ríos
Central de Respaldo Pajonales	Prime Energía Quickstar SpA	Diesel	107,2	ene-21	Atacama
Las Tortolas	PFV Las Tortolas SpA	PMGD Solar	3,0	ene-21	Ñuble
Pelequén Sur	Pelequén Sur SpA	PMGD Solar	9,0	ene-21	Metropolitana
PE Cabo Leones III	Ibereólica Cabo Leones III SpA	Eólica	190,2	dic-21	Atacama
Parque Eólico Cabo Leones II	Ibereólica Cabo Leones II SpA	Eólica	205,8	feb-21	Atacama
PFV Las Torcazas	PFV Las Torcazas SpA	PMGD Solar	3,0	abr-21	O'Higgins
Parque Fotovoltaico San Pedro	GPG Solar Chile 2017 SpA	Solar	106,0	feb-21	Antofagasta
Digua	Eléctrica Digua SpA	Hidro Pasada	20,0	may-21	Maule
Parque Solar San Javier	Parque Solar El Paso SpA	PMGD Solar	6,0	feb-21	Maule
PFV Nuevo Quillagua	Parque Eólico Quillagua SpA	Solar	100,0	abr-21	Antofagasta
Malinke Solar	Malinke Solar SpA	PMGD Solar	3,0	may-21	Metropolitana
PMGD Ciprés	Ciprés SpA	PMGD Solar	9,0	ene-21	Maule
Taltal Solar	Taltal Solar S.A.	PMGD Solar	9,0	ene-21	Maule
Parque Solar Meco	Parque Solar Meco Chillan SpA	PMGD Solar	6,0	may-21	Ñuble
Betel SpA	Betel SpA	PMGD Solar	3,0	ene-21	Metropolitana
Parque Solar Ovalle Norte	Parque Solar Ovalle Norte SpA	PMGD Solar	9,0	abr-21	Coquimbo
Villa Solar	Villaprat SpA	PMGD Solar	2,7	ene-21	Maule
Casa Bermeja	Casa Bermeja SpA	PMGD Solar	6,9	ene-21	Metropolitana
PMGD Lingue	Lingue SpA	PMGD Solar	3,0	ene-21	Valparaíso
Central Quitralkan	Cinergia Chile SpA	PMGD Térmico	2,4	ene-21	Biobío
Paine	Paine Energy SpA	PMGD Solar	9,0	jun-21	Antofagasta
PFV Atacama Solar II	Atacama Solar S.A.	Solar	170,7	abr-21	Tarapacá
Berrueco Energía	Berrueco Energía SpA	PMGD Solar	9,0	feb-21	Ñuble
Eléctrica Pinares Limitada	Eléctrica Pinares Limitada	PMGD Térmico	8,6	feb-21	Maule
Venturada Energía	Venturada Energía SpA	PMGD Solar	9,0	feb-21	Ñuble
Membrillo	Fotovoltaica Avellano SpA	PMGD Solar	2,5	jun-21	O'Higgins
Don Andrónico	Parque Solar Cancha SpA	PMGD Solar	2,7	feb-21	Metropolitana
Etersol	Energía Morro Guayacán SpA	PMGD Térmico	0,7	mar-21	Metropolitana



Central	Propietario	Tipo	Potencia (MW)	Entrada Operación	Región
PFV Rio Escondido	Condor Energía	Solar	160,7	dic-21	Atacama
PFV La Huella	AustrianSolar Chile Seis SpA	Solar	85,2	jul-21	Coquimbo
PMGD SDSI (Sol de Santa Ines)	Sanbar Solar SpA	PMGD Solar	2,6	mar-21	Biobío
Majadas	Don Pedro SpA	PMGD Solar	9,0	may-21	Coquimbo
Los Libertadores Solar	Los Libertadores Solar SpA	PMGD Solar	3,0	abr-21	Maule
San Camilo	Fotovoltaica San Camilo SpA	PMGD Solar	3,0	abr-21	Maule
PMGD PFV Santa Rita	Parque Fotovoltaico Santa Rita Solar SpA	PMGD Solar	2,7	abr-21	Ñuble
Cerro Dominador CSP	Cerro Dominador CSP S.A.	Solar	110,0	sept-21	Antofagasta
GR Pilo	GR Pilo SpA	PMGD Solar	9,0	abr-21	Metropolitana
PMGD Llay Llay	Xue Solar SpA	PMGD Solar	9,0	abr-21	Valparaíso
PE Malleco Sur	WPd Malleco SpA	Eólica	135,2	sept-21	La Araucanía
Parque Penciahue Este	Parque Solar Porvenir SpA	PMGD Solar	3,0	oct-21	Maule
SLK 808	FV Rinconada SpA	PMGD Solar	3,0	may-21	Valparaíso
Combarbalá	Prime Energía Quickstar SpA	Diesel	77,7	sept-21	Coquimbo
PE Calama	Engie Energía Chile S.A.	Eólica	150,0	oct-21	Antofagasta
Don Pedro	Ebco Energía S.A.	PMGD Térmico	2,9	may-21	Biobío
PFV El Piuquen	PFV El Piuquen SpA	PMGD Solar	3,0	jul-21	Ñuble
Linares Solar	Linares Generación SpA	PMGD Solar	9,0	may-21	Maule
GR Pitao	GR Pitao SpA	PMGD Solar	9,0	jun-21	Maule
Dadanco	Fotovoltaica Lengua SpA	PMGD Solar	3,0	jun-21	Ñuble
FV Trinidad	SPV P4 SpA	PMGD Solar	3,0	jun-21	O'Higgins
Saturno Norte	Los Libertadores Solar SpA	PMGD Solar	4,5	jun-21	Maule
PRP Las Quemadas	Genersur SpA	PMGD Térmico	9,0	jun-21	Los Lagos
Parque Solar Huape	Farmdo Energy Chile SpA	PMGD Solar	3,0	jun-21	Ñuble
Orion Solar	Orion Solar SpA	PMGD Solar	3,0	jun-21	Ñuble
Las Cabras	RCL Solar SpA	PMGD Solar	3,0	jun-21	O'Higgins
Los Lagos X	Los Lagos SpA	PMGD Solar	2,2	jun-21	O'Higgins
Curacaví	Parque Fotovoltaico Curacaví SpA	PMGD Solar	2,7	jun-21	Metropolitana
Los Molinos	Los Molinos SpA	PMGD Solar	9,0	ago-21	Metropolitana
Santa Ester	Impulso Solar San José SpA	PMGD Solar	3,0	jun-21	Biobío
Moya	Suvan Solar SpA	PMGD Solar	9,0	jun-21	Biobío
Tamarugo	Baobab Energías Renovables SpA	PMGD Solar	3,0	jun-21	Tarapacá
PE Alena	AR Alena SpA	Eólica	86,2	dic-21	Biobío
Camping Diésel	Tacora EnergT SpA	PMGD Térmico	3,0	jul-21	Metropolitana
Mutupin	Montejo Energía SpA	PMGD Solar	9,0	jul-21	Ñuble
Vicente	Solar TI Dos SpA	PMGD Solar	2,7	jul-21	Metropolitana
Esfena	CVE Proyecto Nueva SpA	PMGD Solar	6,0	jul-21	Valparaíso
Pegasus Solar	Pegasus Solar SpA	PMGD Solar	3,0	jul-21	Ñuble

Central	Propietario	Tipo	Potencia (MW)	Entrada Operación	Región
Parque Solar la Muralla	Parque Solar La Muralla SpA	PMGD Solar	2,5	jul-21	O'Higgins
Santa Luisa Solar	Santa Luisa Energy SpA	PMGD Solar	2,6	jul-21	Ñuble
La Foresta	Sociedad Energías Renovables Los Lirios SpA	PMGD Solar	2,7	ago-21	Maule
PMGD Diésel Cerezo	Gestión Agrícola S.A	PMGD Térmico	3,0	ago-21	Maule
Los Magnolios Solar	Litre SpA	PMGD Solar	3,0	sept-21	Valparaíso
FV El Castaño	El Castaño SpA	PMGD Solar	8,6	sept-21	O'Higgins
Cortijo	Apolo Solar SpA	PMGD Solar	9,0	sept-21	Biobío
FV Santa Margarita	Fotovoltaica Peumo SpA	PMGD Solar	3,0	sept-21	O'Higgins
FV Quetena	Parque Solar Quetena S.A.	PMGD Solar	9,0	sept-21	Antofagasta
GR Peumo	GR Ciprés SpA	PMGD Solar	8,0	sept-21	O'Higgins
Dagoberto	EBCO Energía S.A.	PMGD Térmico	2,9	sept-21	La Araucanía
FV Pachira	El Naranjal SpA	PMGD Solar	9,0	oct-21	Maule
PMGD Escorial del Verano Solar	Corcovado Solar SpA	PMGD Solar	3,0	nov-21	Valparaíso
PMGD Guadalupe	Guadalupe Solar SpA	PMGD Solar	5,6	nov-21	Valparaíso
Solar Park Villa Alemana	Anumar Energía del Sol 1 SpA	PMGD Solar	2,7	nov-21	Valparaíso
Parque Solar Marambio	Parque Solar Colina SpA	PMGD Solar	2,7	nov-21	Metropolitana
San Antonio	Cuenca Solar SpA	PMGD Solar	9,0	dic-21	Maule
PFV Las Tencas	PFV Las Tencas SpA	PMGD Solar	9,0	dic-21	O'Higgins
Santa Francisca	CVE Proyecto Diecisiete SpA	PMGD Solar	6,0	dic-21	Coquimbo
FV Rexner	Energía First SpA	PMGD Solar	3,0	dic-21	Valparaíso
Nazarino del Verano Solar	Socompa de Verano SpA	PMGD Solar	3,0	dic-21	Metropolitana



A.2 TABLA A.2

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-SALAR____220->CALAMA____220	160
18	POLPAICO____500->N.P.AZUCAR____500	144
19	SEN-LO_AGUIRRE____500->POLPAICO____500-CAUTIN____220->TAP_RIOTOLTEN_220	142
20	LO_AGUIRRE____500->POLPAICO____500	127



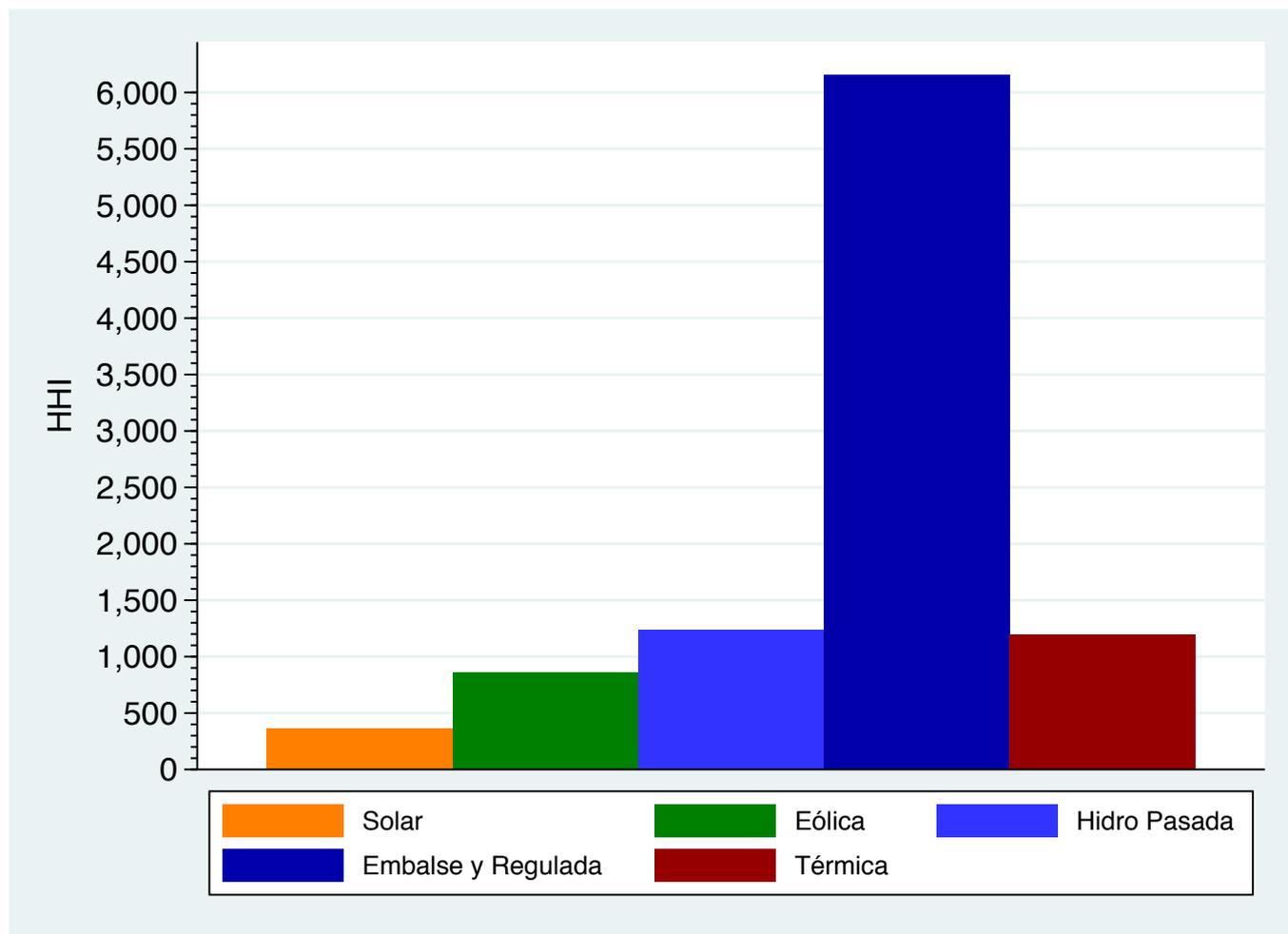
A.3 TABLA A.3

Subsistemas más frecuentes a lo largo del año 2020

<i>Subsistema</i>	<i>Zona</i>	<i>Horas</i>
1	SEN	5287
2	QUILLOTA____110->S.PEDRO____110	931
3	D.ALMAGRO____220->CACHIYUYAL____220	778
4	SEN-QUILLOTA____110->S.PEDRO____110	617
5	ITAHUE____220->ITAHUE____154	474
6	SEN-POLPAICO____500->N.P.AZUCAR____500	392
7	N.MAITENCILLO_500->N.MAITENCILLO_220	319
8	SEN-D.ALMAGRO____220->CACHIYUYAL____220	294
9	POLPAICO____500->N.P.AZUCAR____500	292
10	CAUTIN____220->TAP_RIOTOLTEN_220	281
11	SEN-ITAHUE____220->ITAHUE____154	264
12	SALAR____220->CALAMA____220	249
13	N.P.AZUCAR____500->N.P.AZUCAR____220	174
14	N.MAITENCILLO_500->N.CARDONES____500	160
15	SEN-N.MAITENCILLO_500->N.CARDONES____500	148
16	SEN-N.MAITENCILLO_500->N.MAITENCILLO_220	142
17	SEN-CAUTIN____220->TAP_RIOTOLTEN_220	136
18	CARDONES____220->C.PINTO____220	114
19	N.CARDONES____500->CUMBRES____500	111
20	SEN-D.ALMAGRO____220->CACHIYUYAL____220-SALAR____220->CALAMA____220	107

A.4 GRÁFICO A.4

HHI por tecnología al 31 de diciembre de 2021





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 combustibles⁶⁹⁻⁷⁰.

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 plazo⁷¹, lo que eventualmente podría significar la obtención de rentas sobrenormales. En particular, para el mercado eléctrico chileno, que es de costos auditados, esta conducta podría manifestarse a través de desconexiones de unidades generadoras, ya sea de forma intempestiva o programada en el corto plazo; no siguiendo las instrucciones operacionales dictadas por el Centro de Despacho y Control (CDC) del Coordinador, entre otras.

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

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

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

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

70 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.

71 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.



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"⁷², 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 combustibles⁷³.

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.

⁷² 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.

⁷³ Por ejemplo, se podría sobreestimar el porcentaje de pérdidas con el fin de incrementar el precio por unidad de medida.

a) Aumento del costo marginal del sistema

Este escenario es relativamente directo, ya que implica que la unidad generadora para la cual se declararon precios de combustible artificialmente elevados estaría fijando el costo marginal del sistema, dando origen a un costo para las inyecciones y retiros superior al de un escenario competitivo. Ello se traduciría, además, en rentas supracompetitivas para cualquier empresa con posición excedentaria que posea una unidad generadora en adición a la marginal, 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 marginal⁷⁴ 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 base⁷⁵, o en la eventualidad que esta fuese necesaria para el sistema, por razones de seguridad de la operación o para la prestación de servicios complementarios, a pesar de poseer un costo variable superior al costo marginal del sistema.

⁷⁴ 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.

⁷⁵ 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.



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.

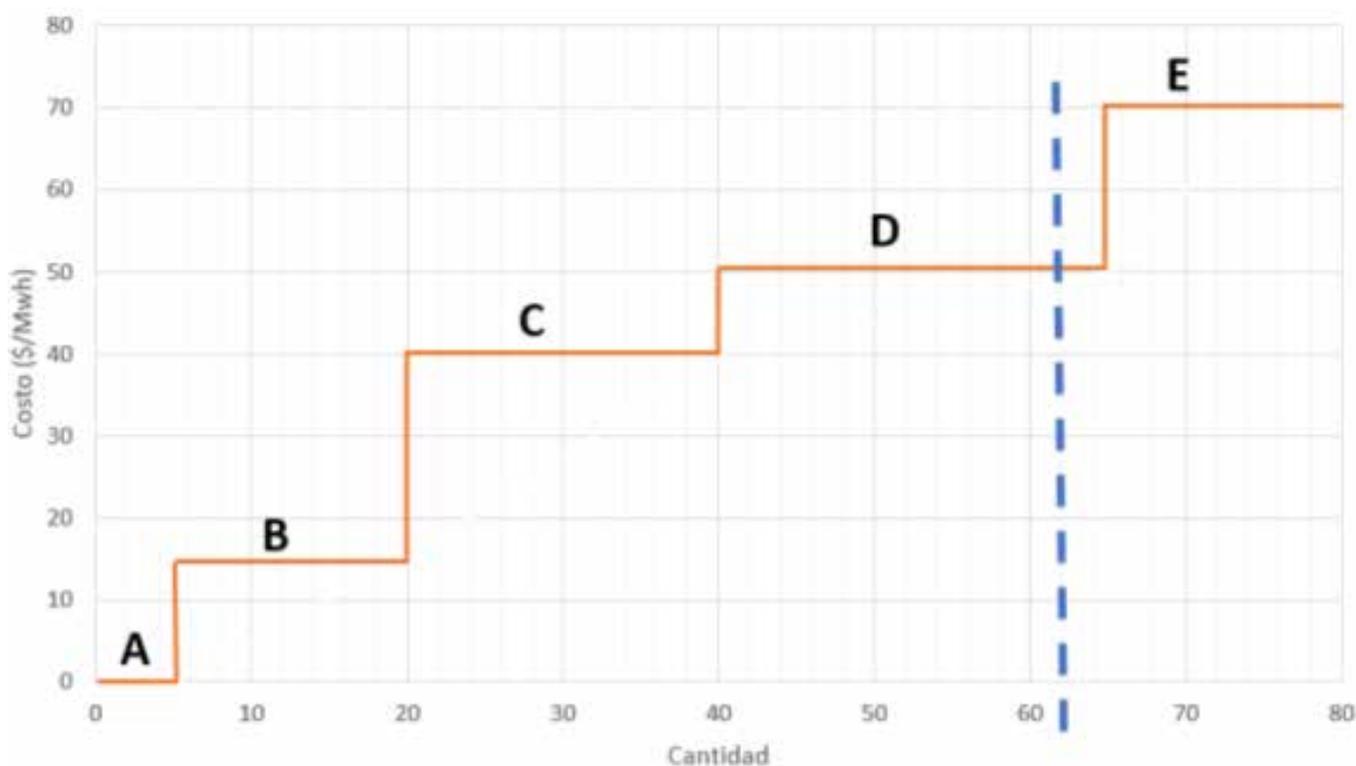
Lo anterior implica que los clientes libres que inicialmente fueron regulados permanecerán conectados a las redes de distribución, lo que entregaría, en algún grado, poder de mercado a las empresas distribuidoras, ya que la utilización de sus líneas es necesaria para la prestación del servicio. Consecuentemente, 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.

FIGURA A.6.1



76 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.



Por simplicidad, se asumirá que la retención de capacidad solo puede ser ejercida mediante la indisponibilidad no programada de una central en su totalidad⁷⁶.

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 la central i respectivamente, y CV_j junto a G_j a su vez representan el costo variable y generación de la central j ; y los beneficios de la empresa 2 son equivalentes a $\pi = G_c (CMg - CV_c) + 62(P - CMg)$, donde P es el precio cobrado a los clientes que suministra y 62 la demanda suministrada.

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

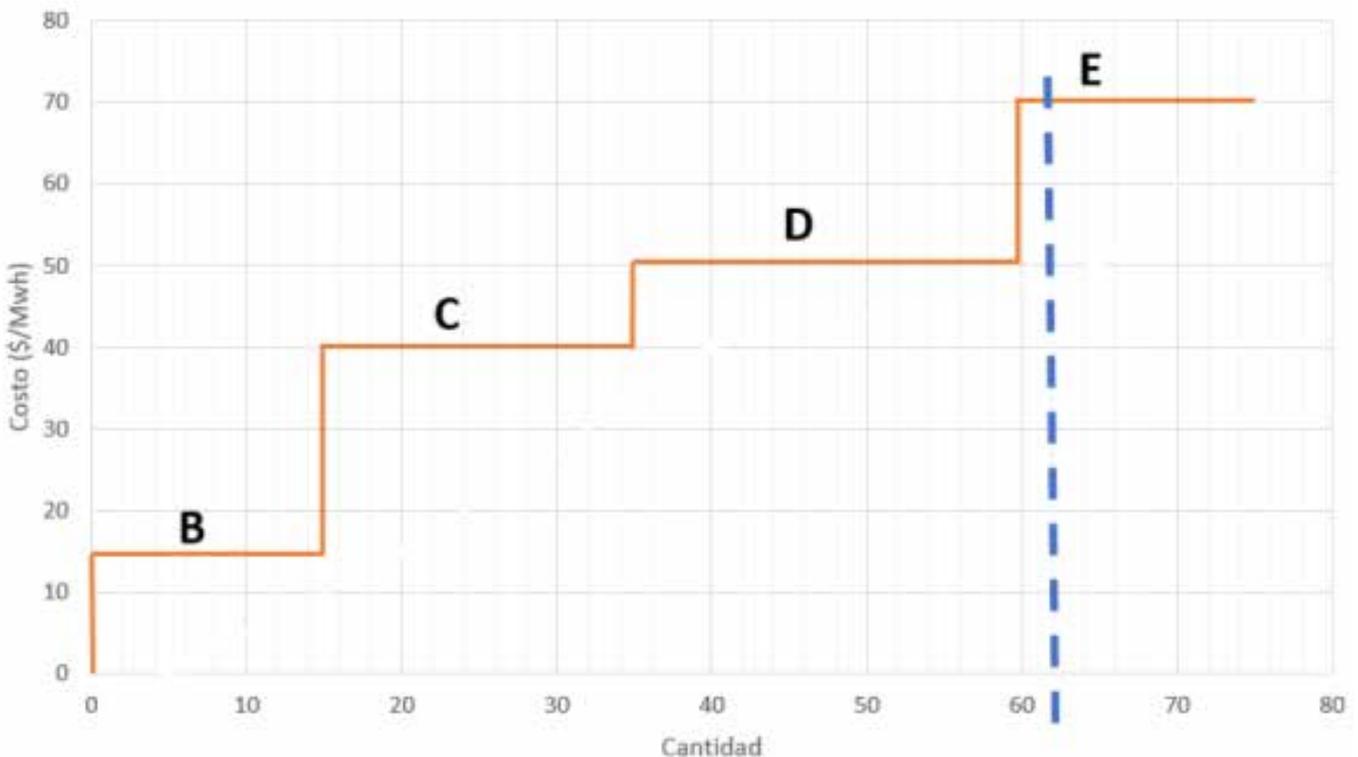
De retener capacidad la empresa 1, podría ser a través de las centrales A o B, mientras que la empresa 3 lo podría hacer solo con la central D, ya que en un escenario competitivo la central E no es despachada, pero dicho escenario implicaría que la demanda no podría ser satisfecha, por lo que se descarta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

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	$22*(50-50)=0$

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

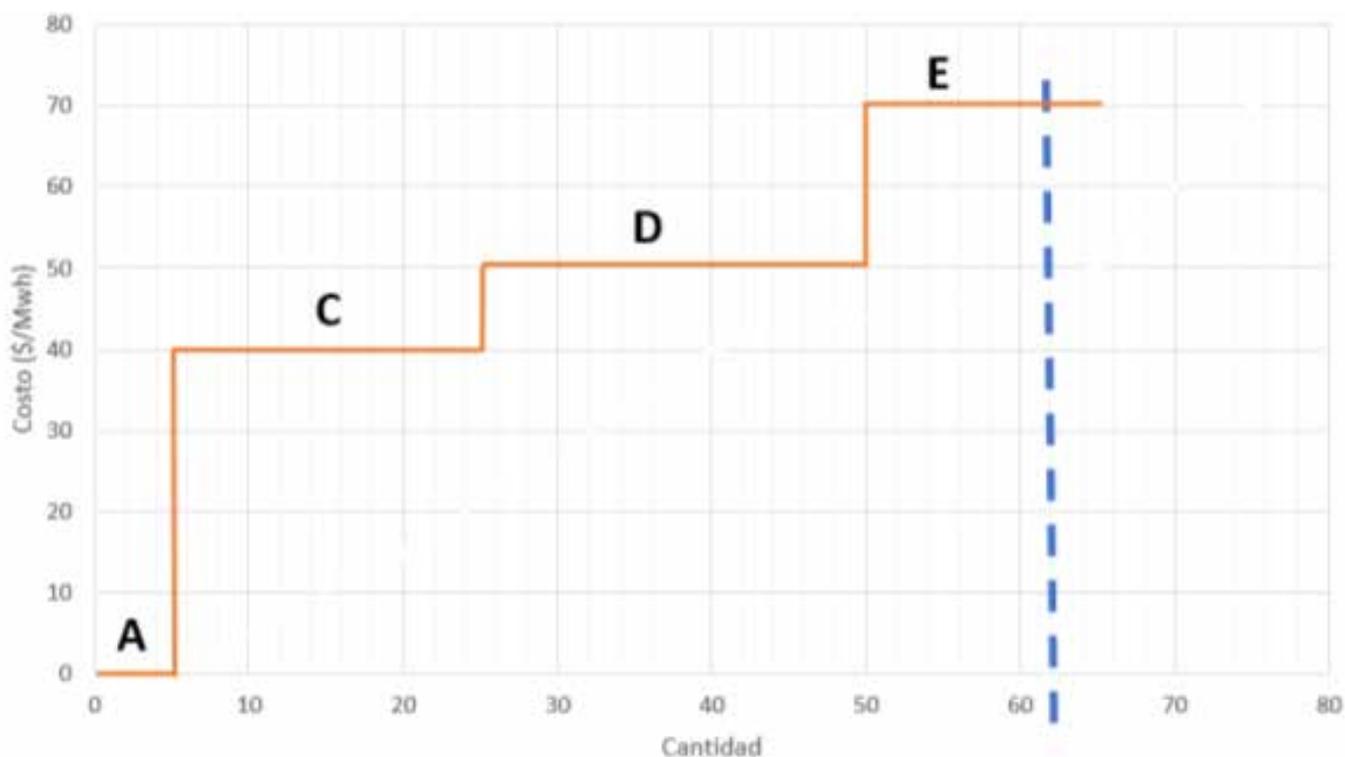




TABLA A.6.2

Beneficios

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

A.7: GAS INFLEXIBLE Y COMPETENCIA

El efecto de las declaraciones de inflexibilidad puede manifestarse primordialmente en una baja del costo marginal o ser neutro⁷⁷. 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”*⁷⁸.

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 antedicha⁷⁹.

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

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

79 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 empresas⁸⁰, 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 excedentaria⁸¹, no existirían incentivos en el corto plazo a generar con condición de suministro inflexible de manera estratégica, ya que podría resultar en una disminución de los costos marginales y con ello en una caída en los beneficios. Por lo tanto, en este caso, un eventual abuso podría ser clasificado como una conducta de precios predatorios típica, donde se estarían sacrificando ingresos presentes ante la posibilidad de aumentar ingresos en el futuro luego de la salida o disuasión a la entrada de potenciales competidores, o expansión de los actuales, que pudiesen llevar a la baja el costo marginal. Para que ocurra lo anterior, sin embargo, el costo marginal observado que internaliza los episodios de inflexibilidad debiese ser menor al LCOE de las plantas que podrían ingresar y bajar el costo marginal de equilibrio.

A.7.2 EMPRESAS DEFICITARIAS

En cuanto a las empresas deficitarias⁸², 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.”⁸³.

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.

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

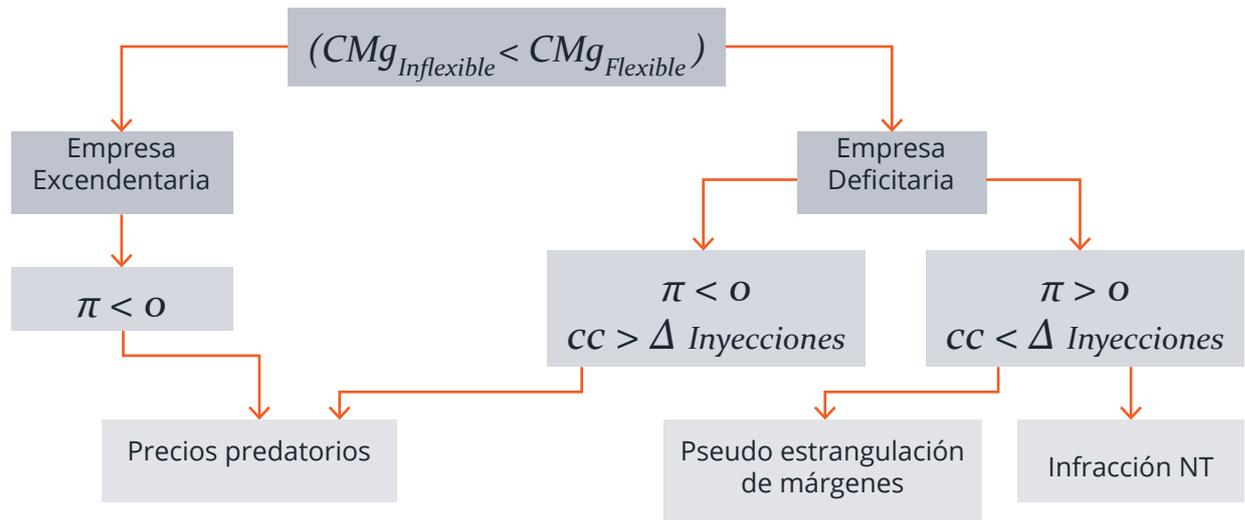
81 Esto es, las inyecciones y la energía contratada que pudiese tener precios indexados al costo marginal son mayores a la cantidad contratada que no se encuentra indexada al costo marginal.

82 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.

83 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>



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



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 alternatively 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 constatare 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.8.1: COSTOS ASOCIADOS A 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 $(CMg_{i,h}) \geq CV_{i,h}$ 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.

- $E(CMg_{i,h}) \geq CV_{i,h}$: 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:

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

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:

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

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 sobrecosto 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 servicios⁸⁴.

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 sobrecosto 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.

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

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 adjudicada⁸⁵.

⁸⁴ $\alpha_{i,j,h} = \frac{E(MWAdj_{i,j,h})}{\sum_{j \in SSSC} E(MWAdj_{i,j,h})}$ donde SSSC es el conjunto de todos los servicios complementarios, esto es, CSF+, CSF-, CTF+ y CTF-.

⁸⁵ 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.

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

- a. $E(CMg_{i,h}) \geq CV_{i,h}$: En este caso, existirían costos directos iguales a $PC_{i,h}$, 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:

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

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

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

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.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

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:

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

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.



COORDINADOR
ELÉCTRICO NACIONAL

**COORDINADOR
ELÉCTRICO
NACIONAL**

Teléfono
+562 2367 2414

Correo electrónico
umc@coordinador.cl

Dirección
Teatinos 280, piso 11, Santiago

Sitio web
www.coordinador.cl



www.coordinador.cl



[Coordinador Eléctrico Nacional](#) [Coordinador Eléctrico Nacional](#)



[@coord_electrico](#)



[Coordinador Eléctrico Nacional](#)