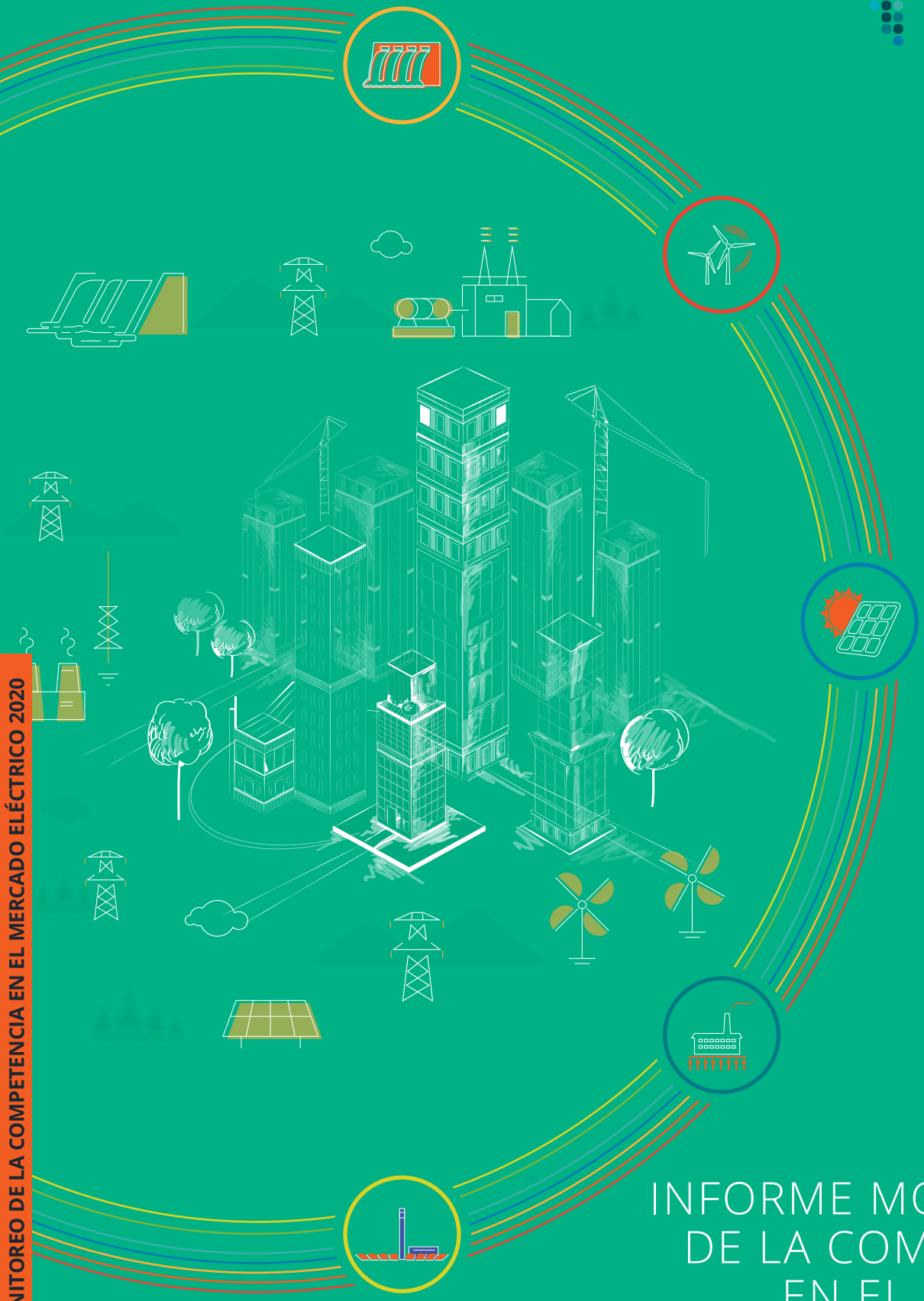
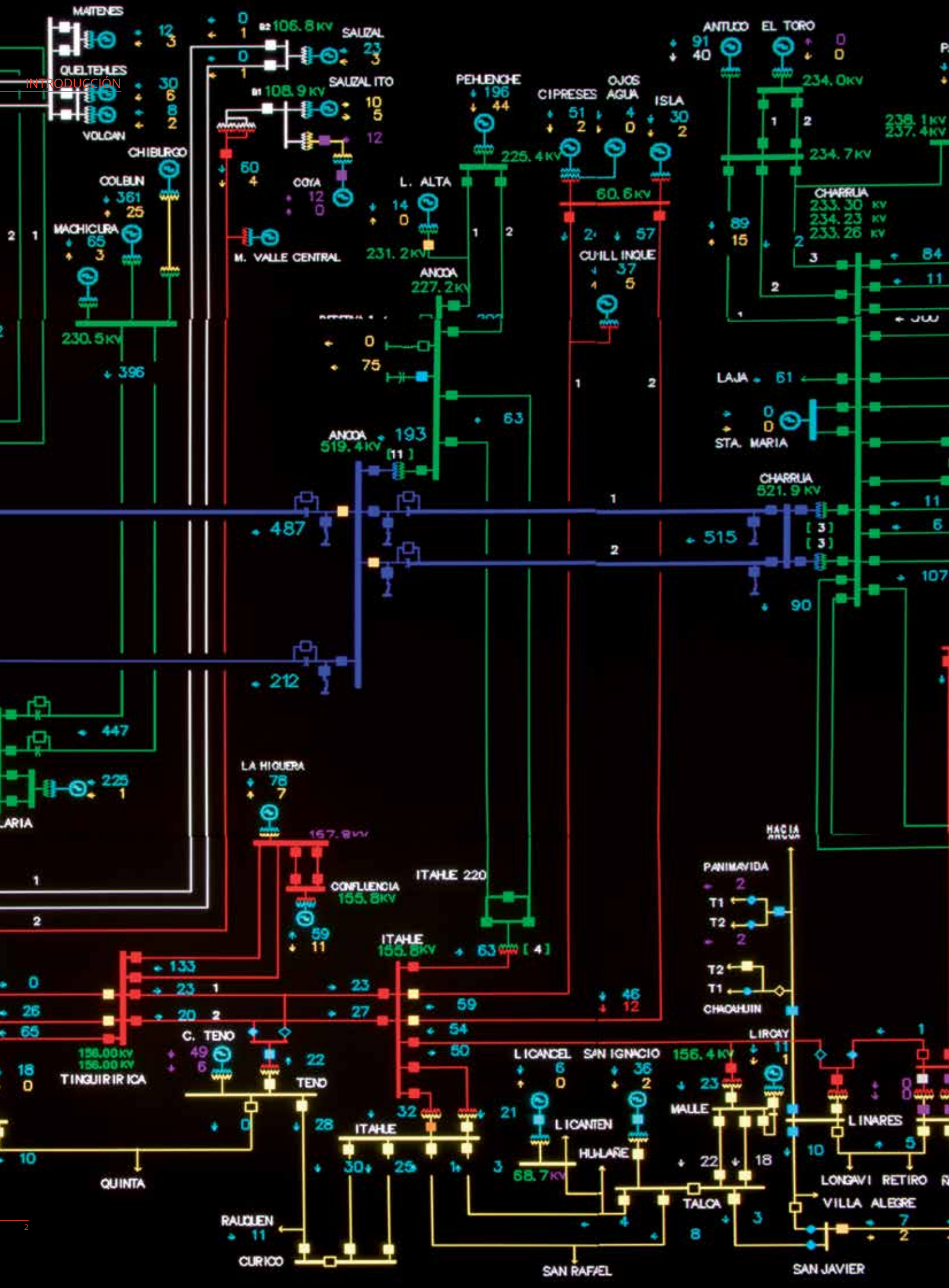
COORDINADOR
ELÉCTRICO NACIONAL



INFORME MONITOREO DE LA COMPETENCIA EN EL MERCADO ELÉCTRICO DE CHILE 2020

INFORME MONITOREO DE LA COMPETENCIA EN EL MERCADO ELÉCTRICO 2020


MAITENES
QUELTEHUES
VOLCAN
CHIBURGO
COLBUN
MACHICURA
230.5 KV
396
106.8 KV
SALIZAL
SALIZAL ITO
108.9 KV
M. VALLE CENTRAL
COYA
L. ALTA
231.2 KV
PEHUENCHE
225.4 KV
CIPRESES
OJOS AGUA
ISLA
60.6 KV
CUILLINQUE
ANCOA
227.2 KV
ANTUCO
EL TORO
234.0 KV
238.1 KV
237.4 KV
234.7 KV
CHARRUA
233.30 KV
234.23 KV
233.26 KV
LAJA
STA. MARIA
ANCOA
519.4 KV
CHARRUA
521.9 KV
487
515
212
90
447
225
LA HIGUERA
157.9 KV
CONFLUENCIA
155.8 KV
ITAHUE 220
ITAHUE
155.8 KV
63
HACIA ANCOA
PANIMAVIDA
CHACAHUIN
LIRCAY
C. TENO
TENO
156.00 KV
TINGUIRIRICA
LICANCEL
SAN IGNACIO
156.4 KV
LICANTEN
HUALAÑE
68.7 KV
MAULE
LINARES
LONGAVI
RETIRO
VILLA ALEGRE
TALCA
QUINTA
RAUCLEN
CURICO
SAN RAFAEL
SAN JAVIER

INFORME MONITOREO DE LA COMPETENCIA

31 de marzo de 2021

TABLA DE CONTENIDO

CAPÍTULO I:

Caracterización del Mercado Eléctrico Nacional 8
Descripción del mercado eléctrico nacional 10
I.1 Segmento de generación 12
I.2 Segmento de transmisión 15
I.3 Segmento de distribución 17

CAPÍTULO II:

Concentración y Poder de Mercado 18
II.1 Mercado relevante en el mercado eléctrico. 20
II.2 Índices de concentración y poder de mercado 22

CAPÍTULO III:

Ejercicio de poder de mercado y análisis de competencia 28
III.1. Segmento de generación 29
III.2 Segmento de transmisión 41
III.3 Segmento de distribución 42

CAPÍTULO IV:

Licitaciones en el Sistema Eléctrico Nacional 45
IV.1 Licitaciones de infraestructura de Transmisión Nacional o Zonal 45
IV.2 Otras licitaciones 46

CAPÍTULO V:

Servicios Complementarios 48

CAPÍTULO VI:

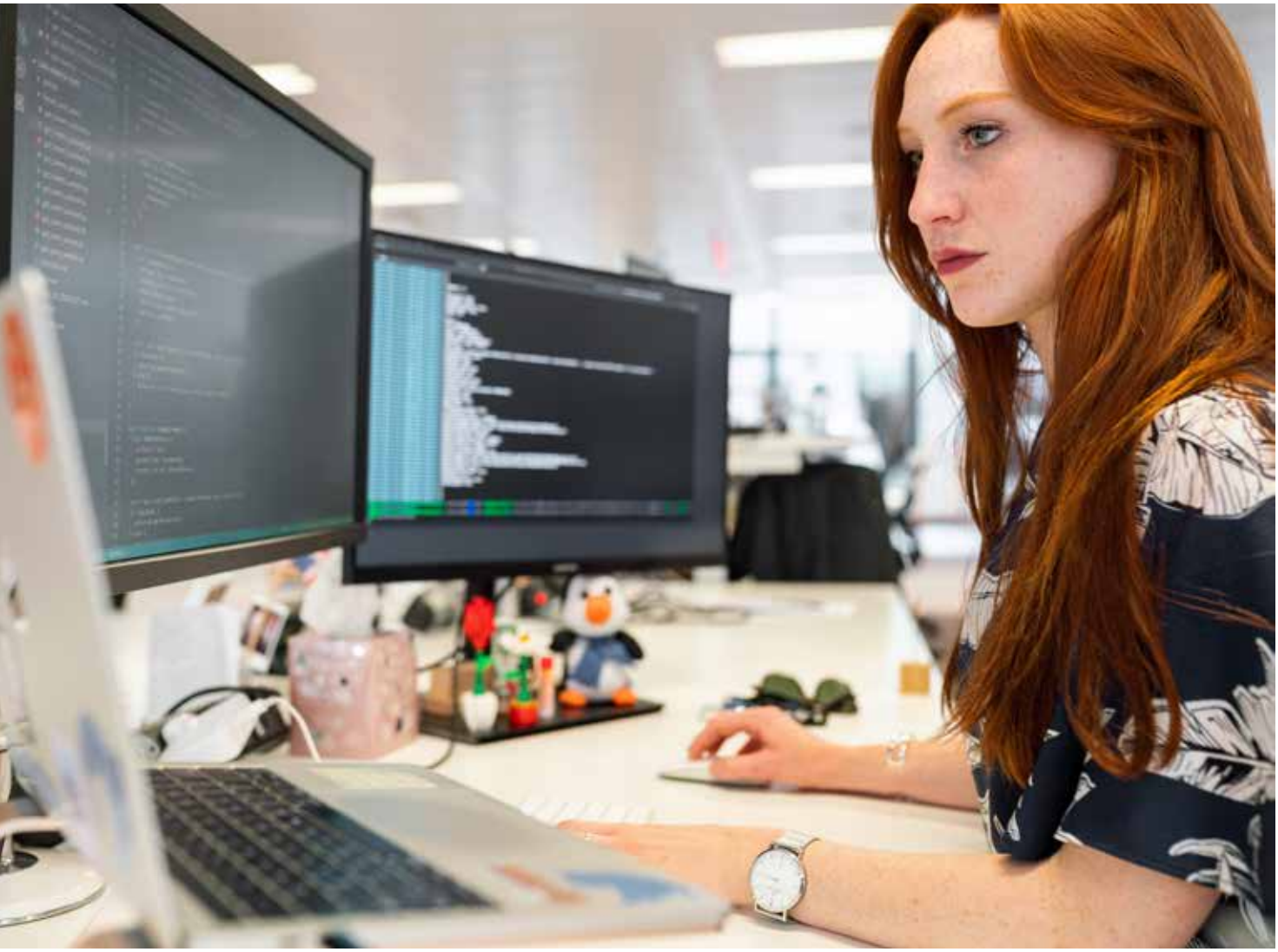
Temáticas analizadas por la UMC 52
VI.1 Actividades de monitoreo 52
VI.2 Actividades de difusión y capacitaciones 53
VI.3 Participación en foros internacionales 53

CAPÍTULO VII:

Recomendaciones 54
Anexo 55
A.1 Tabla A.1 55
A.2 Tabla A.2 57
A.3 Tabla A.3 58
A.4 Gráfico A.4 58
A.5 Principales conductas anticompetitivas que podrían observarse en el mercado chileno 59
A.5.1 Conductas en segmento de generación 59
A.5.1.1 Retención de capacidad 59
A.5.1.2. Manipulación del precio del combustible 59
A.5.2 Conductas en segmento de transmisión 61
A.5.3 Conductas en segmento de distribución 61
A.6 Ejemplo retención de capacidad 62

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:	Anual Delivery Program
CAISO:	California Independent System Operator
CDC:	Centro de Despacho y Control
CDEC-SIC:	Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central
CDEC-SING:	Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado del Norte Grande
CNE:	Comisión Nacional de Energía
CPF:	Control primario de frecuencia
CRF:	Control rápido de frecuencia
CSF:	Control secundario de frecuencia
CTF:	Control terciario de frecuencia
CVNC:	Costo variable no combustible
RE:	Resolución Exenta
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
RSI:	Residual supply index
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

COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL

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-SIC[1], constituyéndose como una 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 lago 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 2020, 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, a la luz de los requerimientos establecidos en el Reglamento de Servicios Complementarios; y, finalmente, los capítulos VI y VII contienen, respectivamente, una presentación sucinta de los temas evaluados por la UMC durante el año 2020 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).*

COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL

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 la región 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 generación[2]. 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 libres[3].

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 regulado[4].

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

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

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

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.*

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 50,7% a diciembre de 2020, seguida por Hídrica con una participación de 25,9%, Solar con cerca de un 13,6%, Eólica con alrededor de un 9,6% y Geotérmica con un 0,2%[5].

De la totalidad del parque térmico, las centrales a carbón siguen siendo las de mayor participación, con un 36,8%, lo que representa una leve disminución respecto del 38,8% de participación observada en diciembre de 2019. Lo anterior, a pesar del retiro de las centrales Bocamina I y Ventanas I, el cual solo se produjo a finales de diciembre de 2020. Esto, a su vez, llevó a que la capacidad instalada del gas natural alcanzase[6], al final del año 2020, una participación de 36,4 solo 0,4 puntos porcentuales inferior a la del carbón, cifra que representa un aumento de 0,2 puntos porcentuales respecto del mismo mes del año previo. Por su parte, el diésel alcanzó un 22,7% 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 1,3%[7].

En cuanto a la tecnología hidroeléctrica, a diciembre de 2020 la capacidad instalada de las centrales hidroeléctricas de pasada superó ligeramente a la de las centrales de embalse, alcanzando un 50,2% en comparación con el 49,8% de las últimas, escenario prácticamente idéntico al evidenciado a diciembre de 2019.

Por su parte, la capacidad instalada del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), alcanzó un total de 26,2 GW a diciembre de 2020, con un aumento de 4% en comparación con el mismo mes del año anterior. Al igual que en el año 2019, el aumento de capacidad se debió primordialmente a una mayor capacidad eólica y solar, predominando de forma clara esta última, con cerca de 800 MW de incremento, superior al crecimiento de 300 MW en capacidad eólica, lo que se refleja en el ***Gráfico I.1.3***.

GRÁFICO I.1.1
Distribución de capacidad instalada (MW) por tecnología
Diciembre de 2019 – diciembre 2020

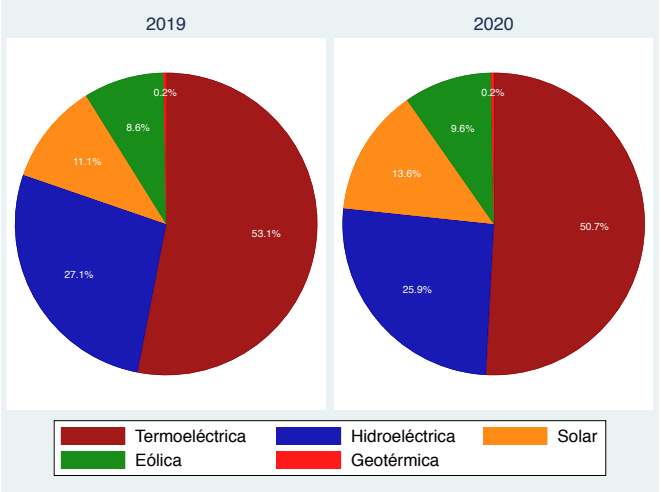


GRÁFICO I.1.2
Distribución de capacidad térmica instalada (MW) por fuente
Diciembre de 2020

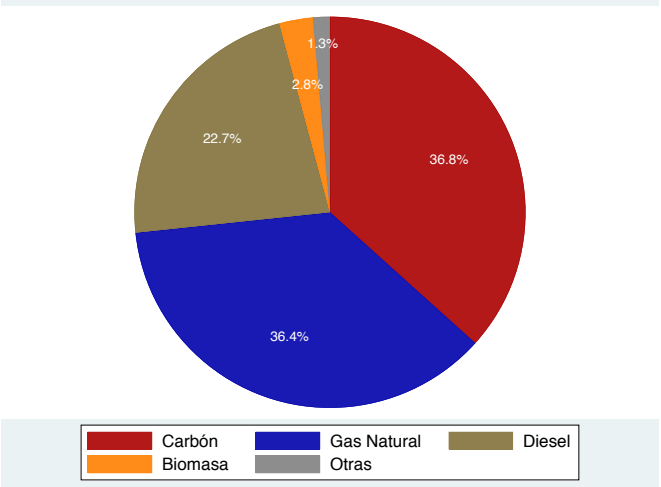
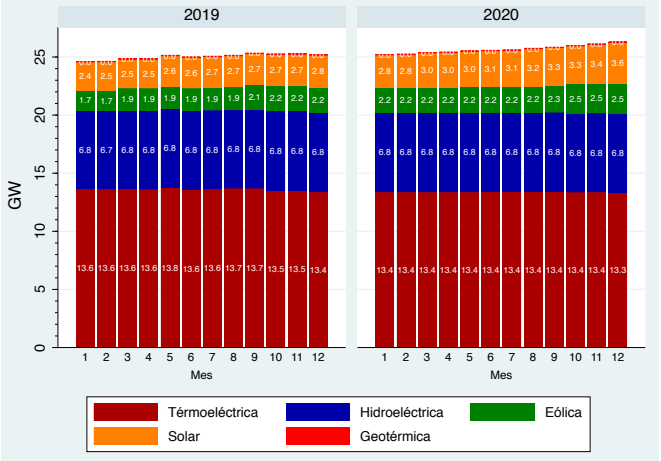


GRÁFICO I.1.3
Capacidad instalada por tecnología
2019-2020



5 *Existe solo una planta Geotérmica en el parque generador, cuya puesta en marcha fue a finales del año 2017.*

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 licor negro, petcoke, propano y cogeneración.*

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, AES Corporation, el grupo Matte y Engie, que totalizan cerca de un 63,1% de la capacidad instalada a diciembre de 2020, esto es, 1,5 puntos porcentuales menos que el mes comparable del año previo. Enel sigue siendo la empresa con mayor participación, con un 27,8%, un poco menos del doble de la participación de la seguidora inmediata, AES Corporation, con un 13,4%; el grupo Matte, con 13,4%, y Engie con un 8,5%. EDF Chile Holding, las empresas de propiedad del Estado Chino[8] y BHP poseen una participación de 4,6%, 2,1% y 2,1% respectivamente, en tanto que el restante 28,1% de la capacidad instalada está compuesto en su mayoría por firmas con participaciones individuales inferiores al 1%.

Todos los grupos con presencia en los años 2019 y 2020 disminuyeron su participación, con excepción de EDF Chile Holding.

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.1.1

Participación por conglomerado de capacidad instalada
Diciembre 2019 – diciembre 2020

	Participación	
Conglomerado	**2019**	**2020**
Enel	*28,2*	*27,8*
AES Corporation	*13,7*	*13,4*
Grupo Matte (1)	*13,6*	*13,4*
Engie	*9,1*	*8,5*
EDF Chile Holding (2)	*3,4*	*4,6*
CSOE (3)	*-*	*2,1*
BHP (4)	*2,2*	*2,1*
Otros	*29,8*	*28,1*
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.

(3) CSOE: Chinese State-Owned Enterprises.

(4) BHP es propietario de Tamakaya Energía.

TABLA I.1.2

Participación por conglomerado de capacidad instalada por tecnología
Diciembre 2020

Solar		**Eólica**		**Hidro de Pasada**		**Embalse y Reguladas (4)**		**Térmica**	
Conglomerado	**%**	**Conglomerado**	**%**	**Conglomerado**	**%**	**Conglomerado**	**%**	**Conglomerado**	**%**
Enel	*13,2*	Enel	*23,7*	CSOE (2)	*22,8*	Enel	*69,3*	AesAES Corporation	*22,9*
Acciona	*7,4*	Actis Energy	*12,3*	AesAES Corporation	*13,7*	Grupo Matte	*29,4*	Engie	*19,7*
EDF Chile Holding (1)	*6,9*	LAP (2)	*8,8*	Grupo Matte	*11,32*	Engie	*0,7*	Grupo Matte	*15,7*
Luz del Norte	*4,2*	Naturgy	*7,6*	Enel	*10,2*	Besalco	*0,5*	Enel	*13,9*
Grenergy	*3,8*	Grupo Ibereólica	*7,1*	Energía Llaima	*7,8*	-	*-*	EDF Chile Holding (1)	*5,9*
Otros	*64,5*	Otros	*40,5*	Otros	*34,2*	Otros	*0*	Otros	*21,9*
Total	*100,0*	Total	*100,0*	Total	*100,0*	Total	*100,0*	Total	*100,0*

(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) LAP: Latin America Power

(3) CSOE: Chinese State-Owned Enterprises.

(4) Por aproximación las participaciones suman 99,9. Las cifras con 2 decimales corresponden a: 69,35; 29,41; 0,72 y 0,52.

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

Como se observa en la ***Tabla I.1.2***, Enel posee la mayor capacidad instalada de centrales de embalse o de pasada reguladas, con cerca de 70%, así como también de centrales ERV, liderando en solares y eólicas, con 13% y 24%, respectivamente, mientras que en capacidad térmica posee solo un 14% aproximadamente.

De los cinco conglomerados con mayor capacidad instalada total, descontando a Enel, solo EDF aparece dentro de los cinco con mayor participación en capacidad ERV, con 6,9% en tecnología solar. 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 2020.

En lo referente a generación mensual, ésta osciló entre 6.163 GWh y 6.873 GWh a lo largo del año, habiendo alcanzado el mínimo y máximo en los meses de septiembre y diciembre respectivamente, en contraste con valores que se situaron entre 5.982 GWh y 6.797 GWh en el año 2019, alcanzando los mínimos y máximos en febrero y julio, tal como se muestra en el ***gráfico I.1.4***.

Como se observa, a partir de abril de 2020 la generación disminuyó respecto del mismo mes del año anterior, debido primordialmente a los efectos de las restricciones impuestas con motivo del COVID-19. Consistente con aquello es que la diferencia negativa más pronunciada respecto del 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.1.5***.

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 significativo en la participación de generación hidroeléctrica en los últimos meses del año, en comparación con el año 2019, que supera los 8 puntos porcentuales. Correlativamente, la generación térmica disminuyó, aproximadamente, entre 8 y 12 puntos porcentuales durante los meses de octubre, noviembre y diciembre.

GRÁFICO I.1.4
Generación mensual
2019 - 2020

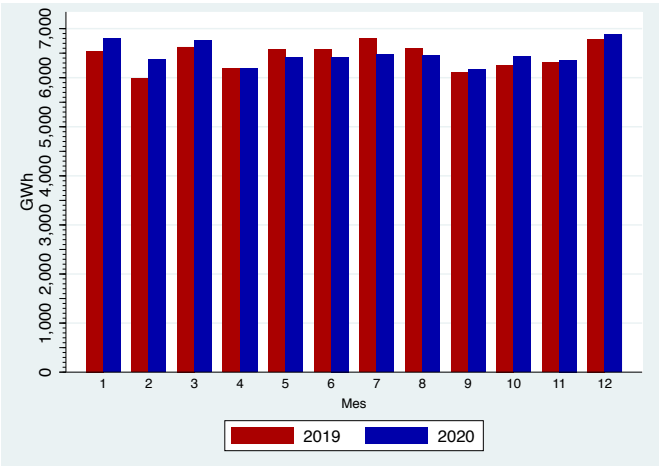
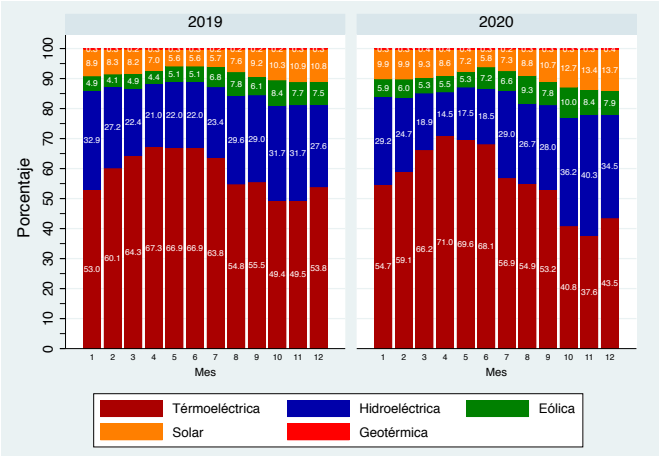


GRÁFICO I.1.5
Distribución generación por tecnología
2019 - 2020



La participación de la energía eólica y solar aumentó consistentemente en todos los meses del año, mostrando el mayor incremento durante el mes de febrero, con 3,5 puntos porcentuales por sobre igual mes del año 2019, y finalizando el año con un 21,6% de participación superior al 18,3% del año precedente[9].

En cuanto a las fuentes de generación termoeléctrica, el carbón continuó siendo la de mayor participación, variando entre 57% y 80% durante el año. En comparación con el año 2019, la participación de este combustible fue particularmente elevada durante el mes de noviembre de 2020 ***(ver Gráfico I.1.6)***.

Por su parte, en el ***Gráfico I.1.7*** 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 55% aproximadamente, sin mayor variación respecto del año previo, en que dicha participación ascendió a niveles equivalentes.

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.

GRÁFICO I.1.6
Distribución generación térmica por fuente
2019 - 2020

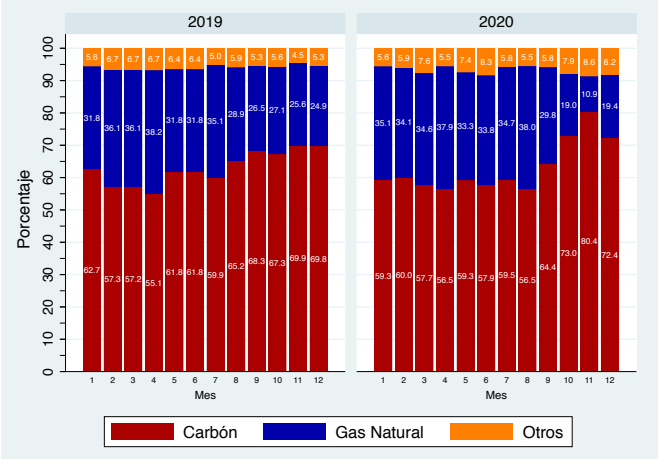
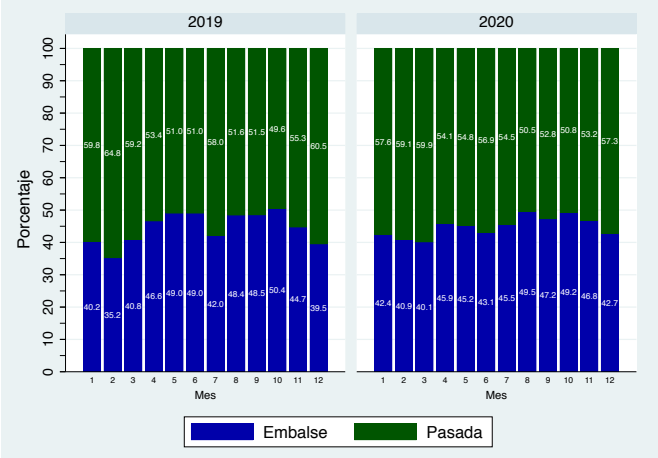


GRÁFICO I.1.7
Distribución generación hidroeléctrica por fuente
2019 - 2020



9 *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 0,4%.*

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.

En particular, durante el mes de diciembre de 2020, a través de RE N° 478-2020 de la CNE, se aprobaron las bases de licitación pública nacional e internacional para el suministro de potencia y energía eléctrica para abastecer los consumos de clientes sometidos a regulación de precios, y se espera que la presentación de las propuestas se realice el 19 de mayo de 2021 y el suministro licitado para los bloques involucrados comprendería el período 2026-2033.

Un punto relevante del año 2020 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*, lo cual podría resultar en precios regulados de referencia 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. Lo anterior tiene la mayor urgencia, si se considera el incremento en la capacidad instalada de pequeños medios de generación distribuida que ya se aprecia en la actualidad, y que en el año 2020 sumó cerca de 300 MW, con lo que la participación de estos medios de generación, respecto del total existente al 31 de diciembre, pasó de 2,9% en 2019 a 3,9% en 2020.

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 eléctrico[10], 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.

10 *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.*

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.

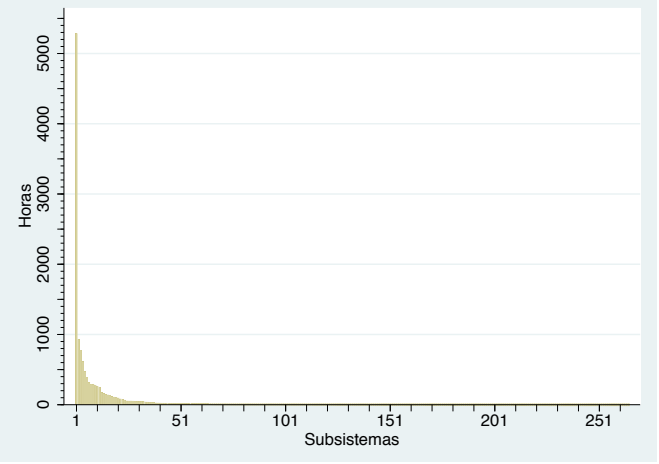
El mercado relevante puede ser definido como "(...) un producto o grupo de productos, en un área geográfica en que se produce, compra o vende, y en una dimensión temporal tales que resulte probable ejercer a su respecto poder de mercado"[11].

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 nacional[12]. 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.

GRÁFICO II.1.1
Frecuencia subsistemas período Enero-diciembre 2020



11 *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.*

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

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.

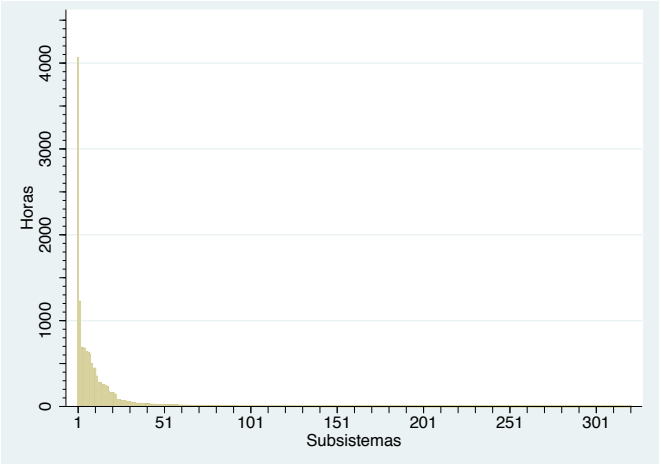
En este sentido, al ser posible que el mercado relevante de la energía varíe con una frecuencia horaria, cualquier indicador de concentración o poder de mercado que se calcule debe internalizar dicha situación, para reflejar el verdadero nivel de competitividad del sistema eléctrico nacional.

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 2020 y 2019[13].

La primera barra de los histogramas precedentes representa el SEN sin desacoples. Se deriva de los gráficos que durante el año 2020 existieron más de 1.000 horas adicionales de funcionamiento del sistema acoplado, en comparación con el año 2019[14], bordeando las 5.300 horas, lo que equivale a alrededor del 60% del tiempo, cifra que contrasta con el 46% del año previo. Asimismo, el número total de subsistemas ha disminuido, siendo el originado por controles de transmisión en la línea Quillota – San Pedro 110kV el de mayor frecuencia, alcanzando las 931 horas. A diferencia de lo sucedido durante el año 2019, los desacoples en la zona sur pasaron a ser menos relevantes, lo que se reflejó en costos marginales menores durante 2020 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 2019, 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, el cual fue licitado el 26 de agosto de 2020.

GRÁFICO II.1.2
Frecuencia subsistemas período Enero-diciembre 2019



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 2020 se comenzó el proceso de elaboración de bases para la licitación de la línea HVDC, con el fin de contar con un "corredor" de transmisión que permita evacuar las inyecciones de energía solar y así aprovechar todo el potencial de la generación de energías renovables, las que han aumentado de forma consistente y considerable con el paso del tiempo.

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.

13 *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 2020 y 2019.*

14 *1.000 horas equivalen al 11% del año aproximadamente.*

II.2 ÍNDICES DE CONCENTRACIÓN Y PODER DE MERCADO

Una forma típica de aproximar la existencia de poder de mercado es mediante índices de concentración[15], 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 Europea[16]. 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 estructural[17].

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

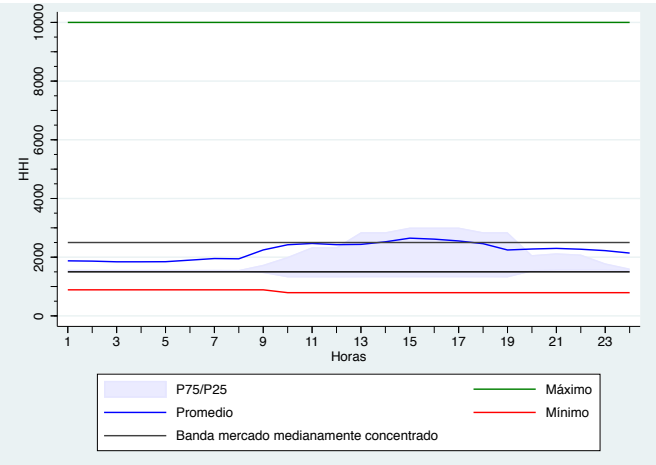
$$HHI_h = \sum_{c=1}^{N} S_{c,h}^2$$

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

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

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

GRÁFICO II.2.1
HHI Capacidad
Enero-diciembre 2020



15 *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.*

16 *"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.*

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

El HHI a nivel nacional al 31 de diciembre de 2020, sin diferenciar por hora o subsistema, alcanzó un valor de 1.154, aproximadamente, lo que podría llevar a concluir apresuradamente que se trata de un mercado desconcentrado. Ello, a su vez, mostraría que el nivel de concentración del mercado ha disminuido levemente, al compararlo con el valor de 1.281 del año anterior.

Sin embargo, al considerar la distribución de dicho indicador por hora, teniendo en consideración cada subsistema en el período enero-diciembre de 2020, se aprecia que, en general, se trata de un mercado medianamente 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 10.000[18], en tanto en otras, en las que el indicador alcanzó valores mínimos inferiores al límite de 1.500. Asimismo, al internalizar la disponibilidad de capacidad de generación solar diferenciada por bloques horarios, 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 7:00 y 19:00 horas, ocurriendo algo análogo con los valores mínimos.

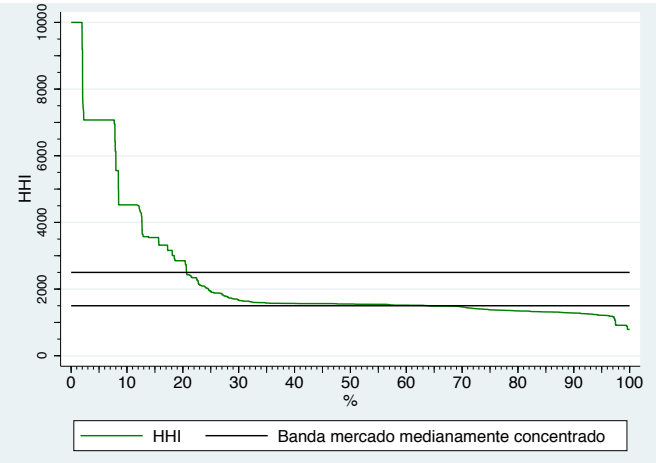
No obstante, debido a la existencia de subsistemas por congestiones, la concentración aumenta, en promedio, en horario de generación solar[19].

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 durante un poco más del 20% del tiempo se presentaron episodios que derivaron en valores superiores a dicho límite, cifra superior a la del año 2019[20]. Alternativamente, alrededor de un 35% de las veces se alcanzó un HHI inferior a 1.500.

Lo anterior implica que, con una ocurrencia cercana al 45%, 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 alternativas para aproximar el poder de mercado es el índice RSI (Residual Supply Index).

GRÁFICO II.2.2
Curva de duración HHI
Enero-diciembre 2020



18 *Estos episodios corresponden a episodios poco frecuentes como, por ejemplo, controles de transferencias en las líneas Parinacota 220kV - Parinacota 66kV; Arica 110kV - Arica 66kV Puerto Montt 220kV - Canutillar 220kV; los que crean islas solo con una central, como es el caso de Canutillar o un grupo de centrales pertenecientes a un mismo grupo económico.*

19 *En un escenario libre de congestiones, se esperaría una disminución de los niveles de concentración, ya que el mercado es relativamente desconcentrado para la tecnología solar, tal como puede ser constatado en el Gráfico A.4 del anexo.*

20 *Esto se podría explicar por la mayor frecuencia de pequeños subsistemas, lo que daría origen a sistemas aislados que solo podrían ser abastecidos por un conglomerado. De igual manera, para la elaboración del presente informe se contó con más información sobre grupos económicos, la que, aunque no del todo completa, sí es más exhaustiva que la empleada en el informe del año 2019.*

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 pivotales podrían utilizar dicha posición para ofrecer precios superiores a los competitivos y/o iguales al techo que haya impuesto el regulador respectivo- en el contexto chileno también es relevante esta información ya que, en la eventualidad de ser frecuentes los escenarios descritos en el párrafo previo, las firmas pivotales podrían comprar combustibles a precios elevados a fin de subir el costo marginal del sistema, o no llevar a cabo mantenciones periódicas para fomentar la falla de una central, entre otras acciones que podrían poseer el mismo efecto[21].

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

GRÁFICO II.2.3
RSI para 1 empresa (RSI 1)
Enero-diciembre 2020

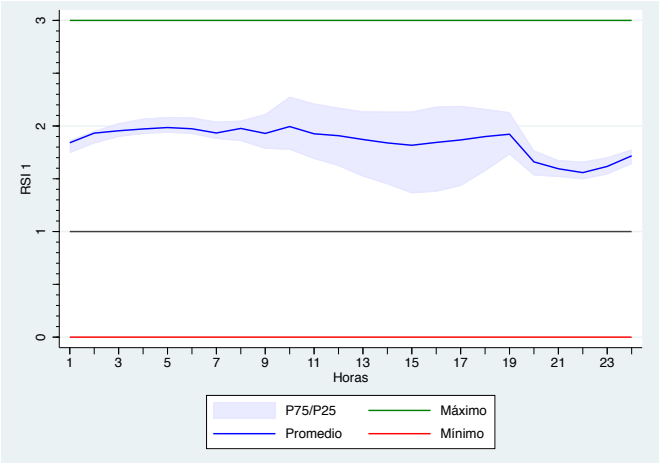
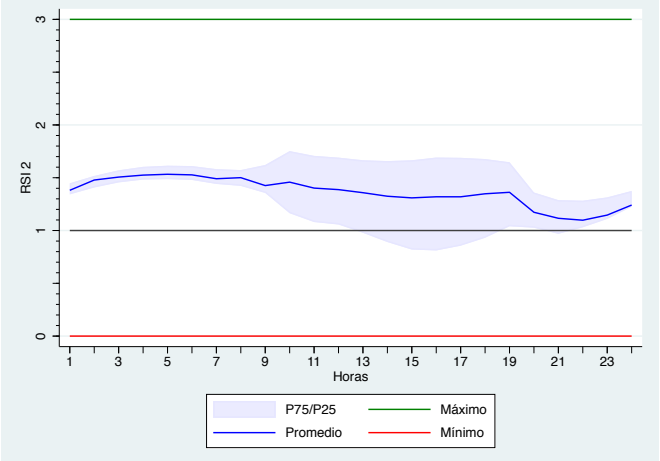


GRÁFICO II.2.4
RSI para 2 empresas de forma conjunta (RSI 2)
Enero-diciembre 2020



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

hecho de que los precios de los contratos dependen del valor esperado del costo marginal de largo plazo, el cual podría elevarse artificialmente debido al ejercicio de poder de mercado, pudiendo de esta manera compensar las pérdidas de corto plazo.

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 firma[22].

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:

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

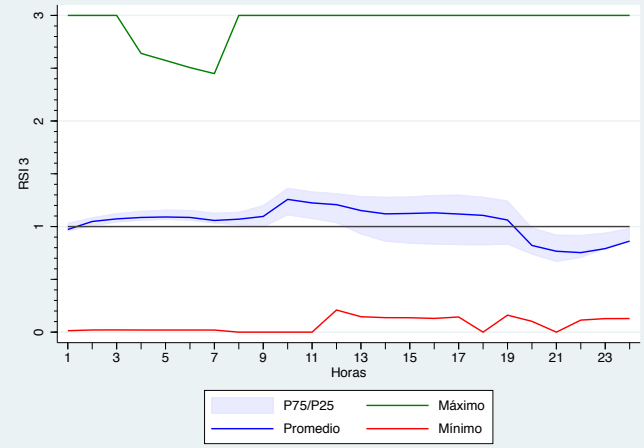
Donde KT_h es la capacidad disponible neta total del sistema durante la hora h, $KD_{i,h}$ es la capacidad disponible neta del conglomerado i durante el mismo período y D_h representa la demanda del sistema durante la hora h.

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 uno1, 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 demanda[23].

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.

GRÁFICO II.2.5

RSI para tres empresas de forma conjunta (RSI 3)
Enero-diciembre 2020



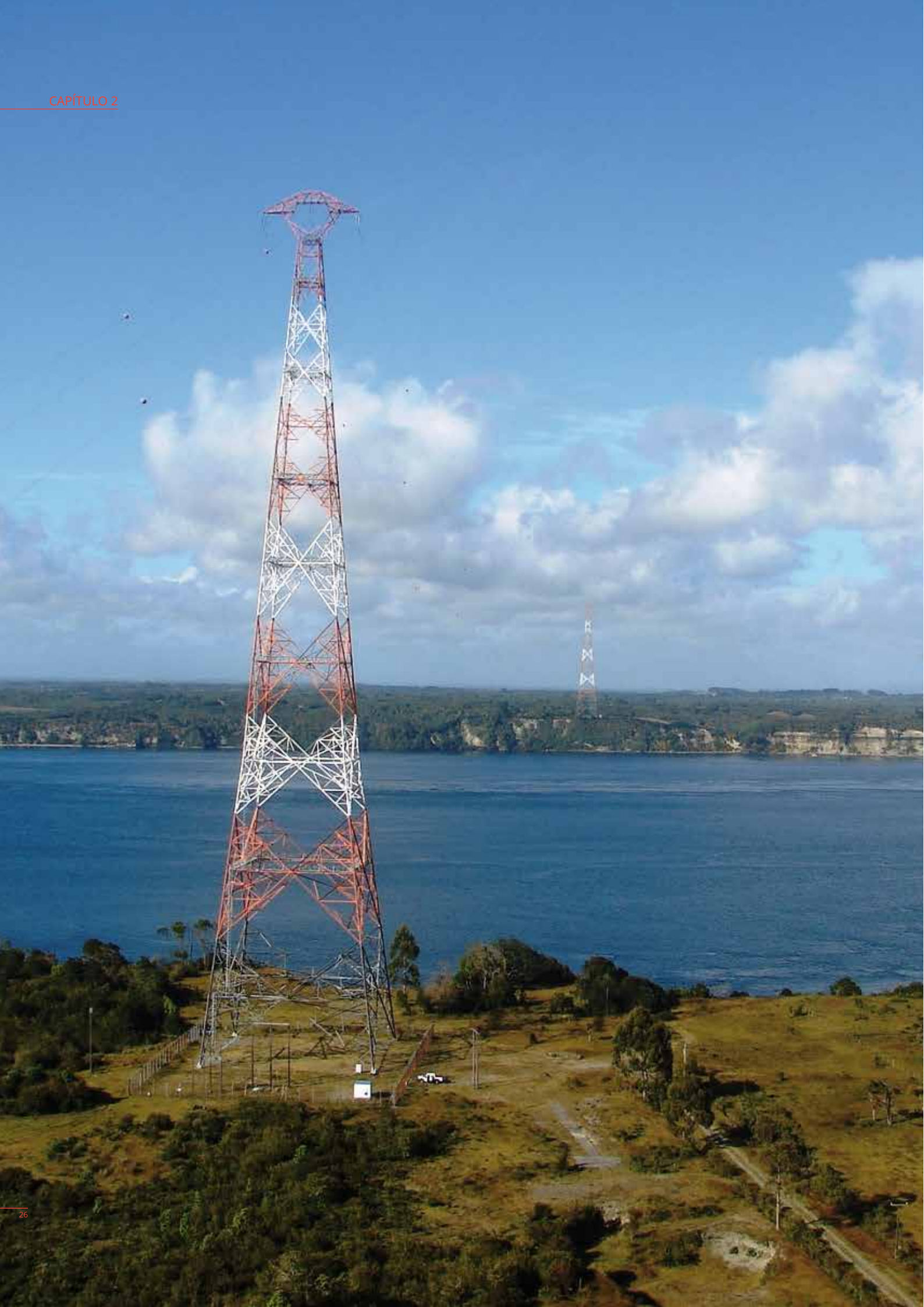
La distribución horaria del RSI para el período enero-diciembre de 2020 se presenta en los ***gráficos II.2.3***, ***II.2.4*** y ***II.2.5***[24]. Como se observa, tanto para el índice de una empresa, como para el de dos y tres empresas conjuntas, existe el mismo patrón por bloque horario, aunque es más pronunciado para el RSI 3.

Se aprecia en los gráficos previos que, si bien existieron episodios en que una sola empresa fue pivotal, al menos un 75% de las veces este índice ha sido superior a 1, lo que implica la inexistencia de pivotalidad de una sola firma. El RSI 2 y RSI 3 muestran una mejora respecto del año comparable, en particular este último, al haber superado, en promedio, el límite pivotal durante una porción significativa de las horas del día.

22 *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 beneficio para el agente con poder de mercado.*

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

24 *Solo para efectos gráficos, el valor máximo del RSI se limitó a 3, al ser el valor relevante de referencia igual a 1.*



Las mejoras mencionadas previamente se ven reflejadas en la frecuencia acumulada en el gráfico de duración, donde se puede apreciar que cerca del 55% del tiempo el RSI 3 fue mayor a uno, en contraste con el discreto 40% que se alcanzó el año previo.

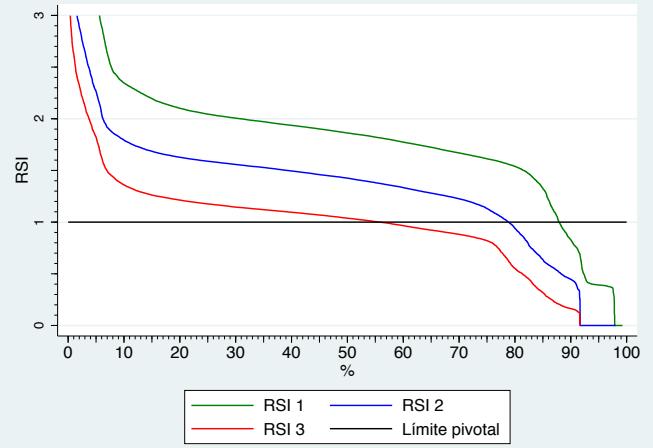
El RSI 1 presentó una mayor proporción de tiempo bajo el límite pivotal, cercana al 11% del año, lo que representa un peor escenario en términos comparados, al haber alcanzado un 6% el 2019. Por su parte, el RSI 2 aumentó el tiempo que se encontró sobre 1, en cerca de 7 puntos porcentuales.

Sin perjuicio de lo anterior, se debe tener en consideración que, tal como se señala con antelación, incluso en caso de no haber agentes pivotales 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 2019



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 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 eléctrico[25].

25 *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.*

III.1. SEGMENTO DE GENERACIÓN

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

III.1.1 FALLAS

El ***gráfico III.1.1*** presenta el número de solicitudes de desconexión forzosa llevadas a cabo exitosamente. Estas presentaron una tendencia decreciente a lo largo del año, con un incremento significativo durante diciembre, al alcanzar las 56 solicitudes, en comparación con el resto de los meses, que promediaron ligeramente menos de 30, solo con enero y julio superando las 40.

Ahora bien, a pesar de haber existido 56 solicitudes en diciembre de 2020, estas involucraron una potencia mediana de desconexión menor a 50 MW, sin existir una relación directa entre la distribución mensual de la potencia asociada y el número de desconexiones (***ver Gráfico III.1.2***). A su vez, la potencia promedio de desconexión fue ostensiblemente inferior a 100 MW durante la mayor parte del año 2020, y consistentemente inferior a las cifras del año 2019, con la salvedad del mes de diciembre, que pasó de 71 MW a 75 MW, aunque el valor máximo a lo largo del año aumentó de 348 MW a 379 MW.

GRÁFICO III.1.1

Número de solicitudes de desconexión forzosa llevadas a cabo exitosamente
2019-2020

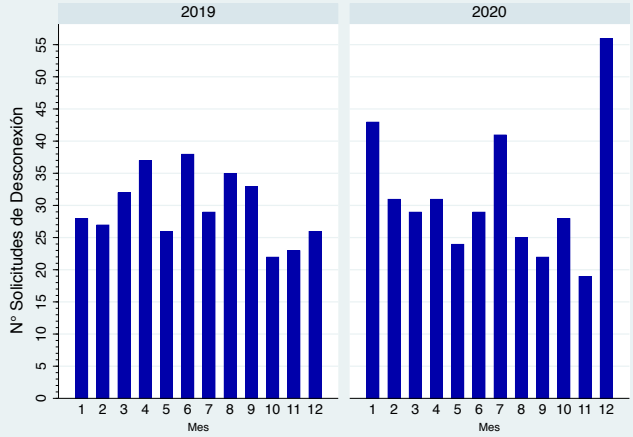
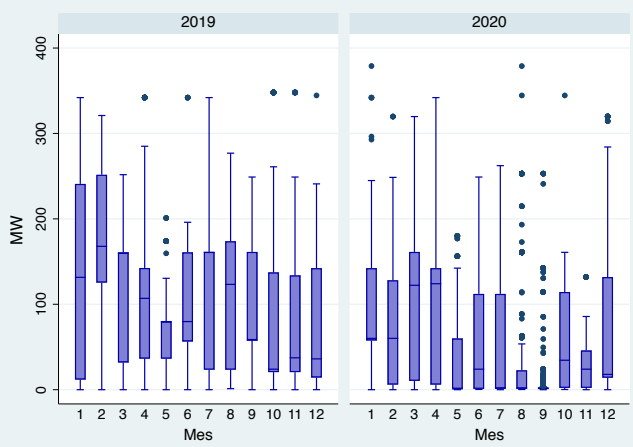


GRÁFICO III.1.2

Potencia asociada a solicitudes de desconexión forzosa llevadas a cabo exitosamente [26]
2019-2020



26 *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 claramente que durante el año 2019 los eventos de desconexión forzosa involucraron una mayor indisponibilidad de capacidad en el sistema, habiéndose concentrado, con mayor frecuencia que en el 2020, en rangos donde dicha indisponibilidad podría tener efectos en el costo marginal, a saber: alrededor de 150 MW y 250 MW.

Lo anterior se complementa con la información del gráfico que prosigue, donde se muestra que en el año 2020 disminuyó la frecuencia de las desconexiones de curso forzoso, que duraban entre 2 y 8 días, período que podría propender a crear un escenario más idóneo para la retención de capacidad.

Ahora bien, al calcular un índice de correlación de Pearson entre capacidad indisponible y costos marginales[28], en el año 2019 este alcanza 7,6%; 7,8% y 17,3% para las barras de Crucero 220, Quillota 220 y Puerto Montt 220, respectivamente, siendo estadísticamente significativo en los tres casos. En 2020 dicha correlación aumentó a 14% y 16,9% en Crucero 2020 y Quillota 220, mientras que en Puerto Montt 220 cayó a 16,7%. Se debe tener presente, sin embargo, que ello no es reflejo de causalidad. Para estos efectos, 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.

GRÁFICO III.1.3

Distribución anual potencia asociada a solicitudes de desconexión forzosa llevadas a cabo exitosamente, años 2019 y 2020

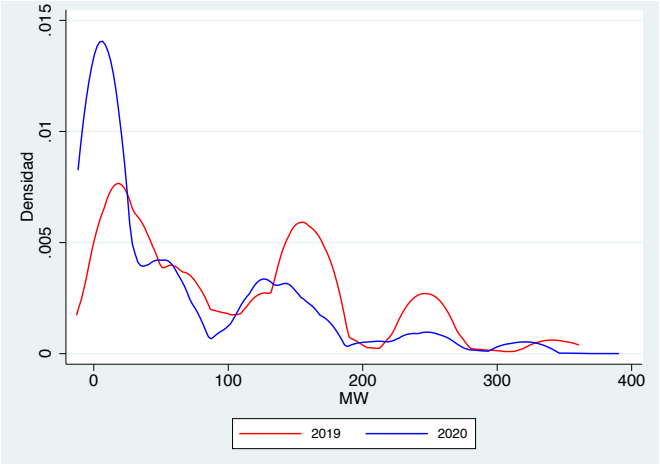
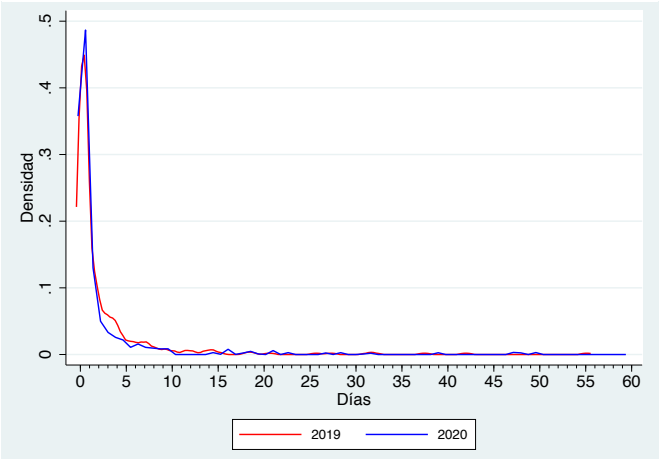


GRÁFICO III.1.4

Distribución anual duración en días de desconexiones de curso forzoso 2019 y 2020 [27]



27 *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.*

28 *El coeficiente de correlación de Pearson mide el grado de relación lineal entre dos variables aleatorias. Si dichas variables son X e Y, el coeficiente de correlación de Pearson, sobre la población, estará determinado por* $\rho_{X,Y} = \frac{E[(X-\mu_X)(Y-\mu_Y)]}{\sigma_X \sigma_Y}$, *donde* μ_i *representa la media poblacional de la variable aleatoria i, y* σ_i *corresponde a la desviación estándar.*

III.1.2 COMBUSTIBLES

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

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 concentra los costos declarados más elevados, seguida por el grupo Matte, Enel y Engie, manteniéndose esa relación general en 2019 y 2020. Si bien durante el año 2019 Enel no contó con outliers más elevados que los precios de Tamakaya, al menos durante el primer trimestre estos continuaron siendo elevados. Se sigue observando una leve tendencia a la baja a lo largo del año para todas las empresas, incluyendo BHP, al igual que lo sucedido el año anterior.

El carbón presenta una marcada tendencia a la baja durante 2019 y, si bien en el 2020 los precios se mantuvieron relativamente estables, los niveles fueron en general similares e incluso inferiores a los del último trimestre del 2019. El grupo Matte es el que presenta los valores medianos más elevados por tonelada, seguido por Enel, Engie y AES Corporation.

En cuanto al Diesel, la mayoría de los precios se encontraron entre 600 y 800 USD/t durante el año 2019 y el primer trimestre de 2020, sufriendo una baja significativa a partir del segundo trimestre, lo que puede ser atribuido a la baja de los precios internacionales del petróleo con motivo de la pandemia del coronavirus.

GRÁFICO III.1.5

Distribución trimestral de precios de Gas Natural por empresa[29-30]

Año 2019-2020

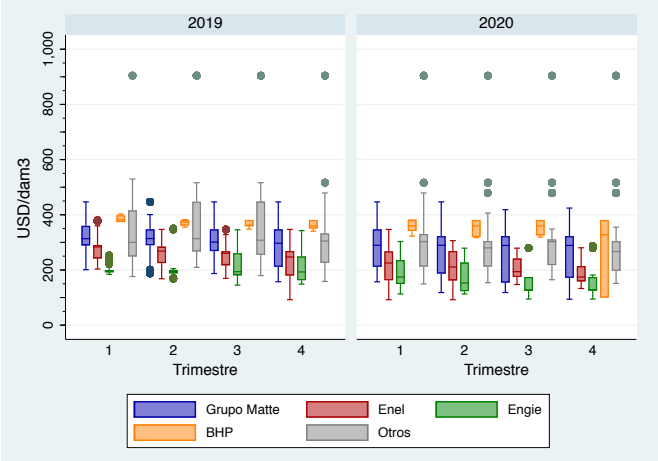
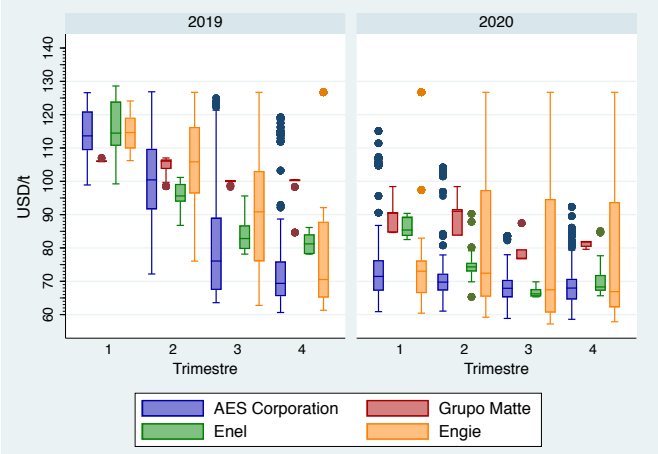


GRÁFICO III.1.6

Distribución trimestral de precios carbón por empresa

Año 2019-2020



29 *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. A este respecto, la CNE está trabajando en una modificación a la NT de GNL que cambiaría los criterios para determinar si un volumen es inflexible.*

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

Al comparar la distribución del precio de cada combustible normalizando los valores [31] (***Gráfico III.1.8***), se aprecia que el gas natural sigue encontrándose más concentrado alrededor de la media, mayoritariamente con valores que se ubican una desviación estándar bajo y sobre el promedio, mientras que el carbón disminuyó ostensiblemente su dispersión en comparación a lo acaecido el año 2019 y el diésel se concentró, en una mayor proporción, por debajo de la media, con motivo de la baja pronunciada a partir del segundo trimestre.

III.1.3 COTAS Y AFLUENTES DE EMBALSES

Por otra parte, 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.1.9*** y ***III.1.10*** se presenta la evolución de los afluentes y cotas de dos embalses para el período enero-diciembre de los años 2019 y 2020.

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.1.8. 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.

Los embalses Pehuenche, Colbún y el Melado, tuvieron un importante incremento de los afluentes, lo que se puede ver, a modo de ejemplo, en las cotas de Colbún, que finalizaron en niveles superiores a los del año 2019, en sintonía, a su vez, con en el aumento de generación hidroeléctrica presenciada en los últimos meses del año 2020. Por su parte, Ralco presentó afluentes inferiores a finales de 2020 en comparación con el año previo, lo que se tradujo en niveles de cotas inferiores.

GRÁFICO III.1.7

Distribución trimestral de precios diésel por empresa
Año 2019-2020

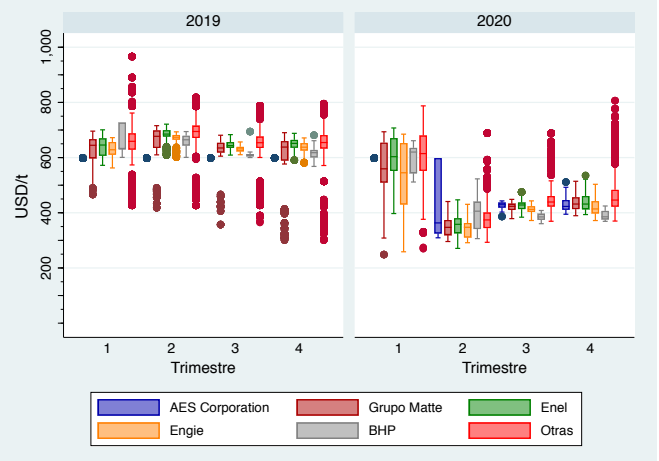
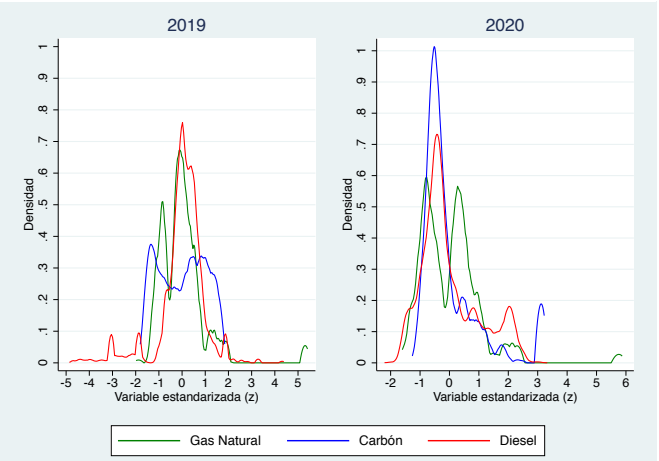


GRÁFICO III.1.8

Distribución de precios normalizados por tipo de combustible
Año 2019-2020



31 *Esto es, por combustible, restar la media a cada observación y dividirla por la desviación estándar. Esto entrega una variable normalizada "z", cuya media es 0 y desviación estándar es 1. Su valor representa el número de desviaciones estándar sobre o bajo la media de la variable original. Así, por ejemplo, si para un combustible determinado nos encontramos con un valor igual dos, esto quiere decir que dicho valor se encuentra 2 desviaciones estándar, sobre el promedio de la variable.*

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.1.9
Afluente medio mensual por embalse
Año 2019-2020

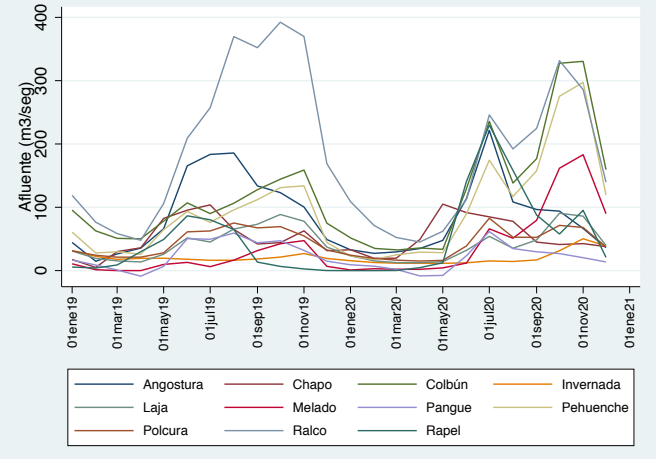
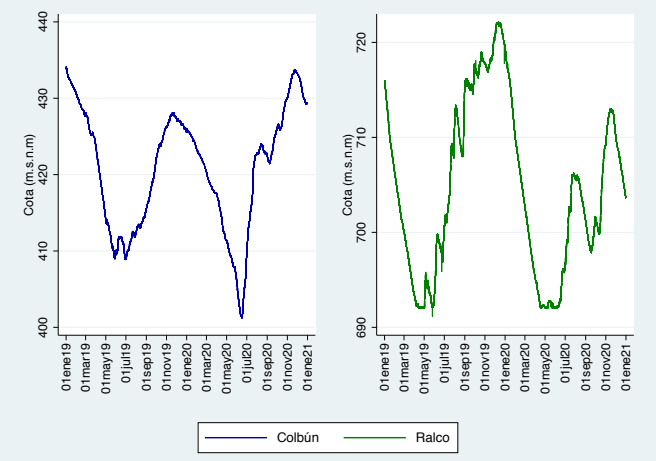


GRÁFICO III.1.10
Cota promedio diaria Colbún
Año 2019-Año 2020



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.

Como se observa, en el sistema centro sur la tecnología predominante de las centrales marginales dejó de corresponder a hidroeléctricas de embalse, siendo las centrales térmicas las que pasaron a tener un rol predominante al respecto, en las tres barras seleccionadas, lideradas por el carbón y seguidas por gas natural. Febrero sigue siendo el mes con mayor tiempo en que centrales diésel marcaron el marginal, aunque ello ocurrió en todo el sistema, a diferencia del año 2019, donde ello sólo se presenciaba en el sistema sur representado por la barra de Puerto Montt 220.

No se observan grandes variaciones de tecnologías marcando el costo marginal al comparar las 3 barras durante el 2020, a diferencia del año 2019, donde el desacople del sistema se hacía evidente en esta variable, primordialmente entre la zona norte representada por la barra Crucero 220 y el resto del sistema.

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.1.14***). En el caso de la primera, entre enero y mayo de 2019, esto se extendió por más del 50% del tiempo, alcanzando el peak durante marzo. En cuanto a la segunda, en febrero de 2019 estuvo desacoplada casi el 80% del tiempo, disminuyendo dicha proporción a cerca de 45% en marzo para luego no superar el 10%. En ambos casos el escenario mejoró de manera patente durante el 2020, no superando el 20% del tiempo en ningún caso, promediando cerca 8% y 5% Crucero 220 y Puerto Montt 220, respectivamente, con contraste con un promedio de alrededor de 32% y 15% en 2019.

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

GRÁFICO III.1.11

Proporción en que una tecnología marcó el costo marginal en la barra Crucero 220
2019 – 2020

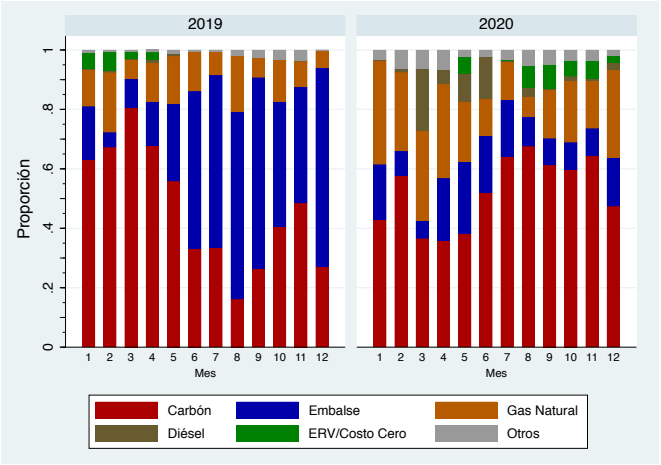


GRÁFICO III.1.12

Proporción en que una tecnología marcó el costo marginal en la barra Quillota 220
2019 - 2020

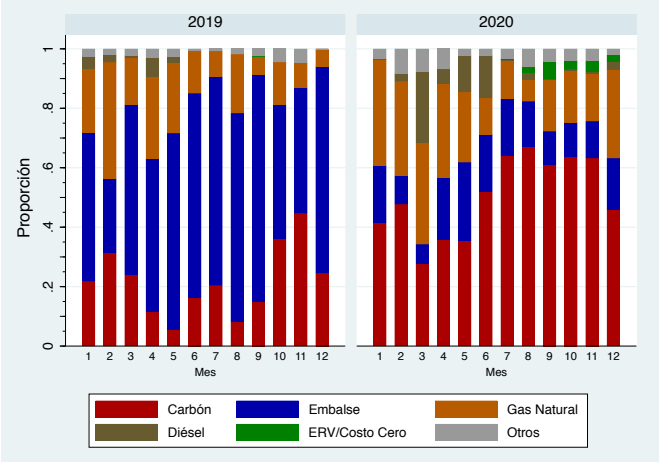
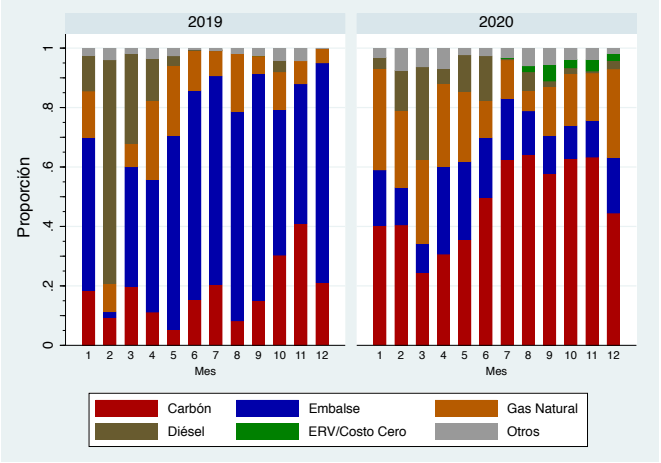


GRÁFICO III.1.13

Proporción en que una tecnología marcó el costo marginal en la barra Puerto Montt 220
2019 - 2020



III.1.5 COSTOS MARGINALES

En general, el SEN se encontró acoplado, lo que significó que, usualmente, las mismas tecnologías marginaran en las Barras Quillota 220, Crucero 220 y Puerto Montt 220, lo que también se reflejó en los costos marginales, no existiendo diferencias sustantivas, con excepción de los meses de febrero y marzo, donde el costo marginal en la barra Puerto Montt 220 fue superior, en promedio, a 10 USD/MWh en comparación con la barra de referencia Quillota 220. A nivel anual, el costo marginal promedió cerca de 40 USD/MWh en las barras Quillota 220 y Crucero 220, en contraste con alrededor de 43 USD/MWh en la barra Puerto Montt 220, lo que da cuenta de los desacoples aún presentes en el sistema, aunque menos frecuentes que los ocurridos en el 2019.

Lo anterior se refleja en los gráficos siguientes, que muestran un patrón relativamente similar en las tres barras a partir de abril. Asimismo, solo existieron costos marcadamente superiores al promedio en los meses de febrero y marzo en la barra de Puerto Montt durante el 2020, lo que significó un cambio de tendencia respecto de lo ocurrido en el año 2019.

GRÁFICO III.1.14

Proporción en que las barras Crucero 220 y Puerto Montt 2020 estuvieron desacopladas de Quillota 220
2019-2020

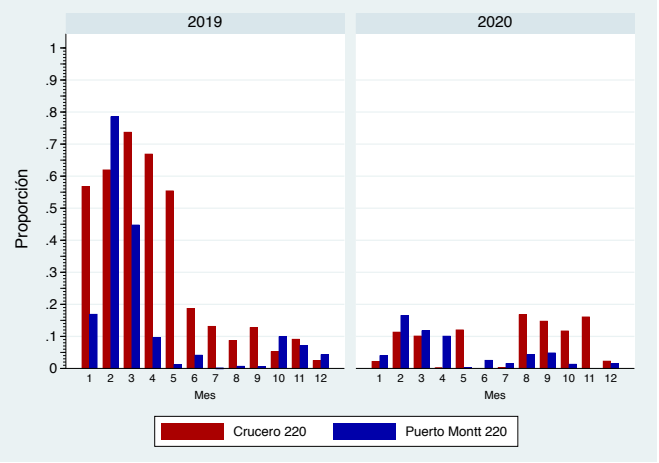


GRÁFICO III.1.15

Costos marginales barra Crucero 220
2019-2020

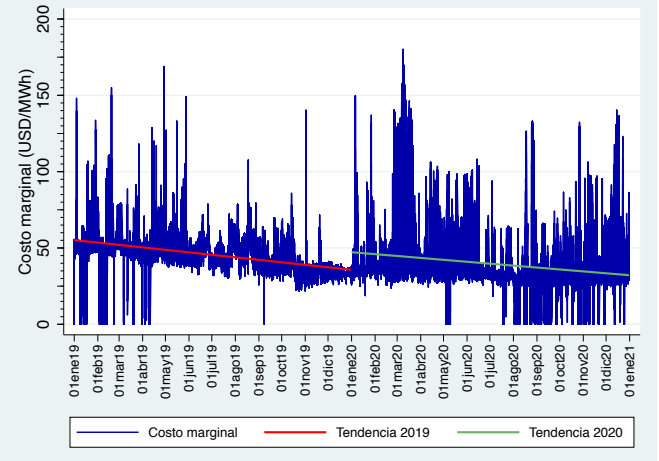
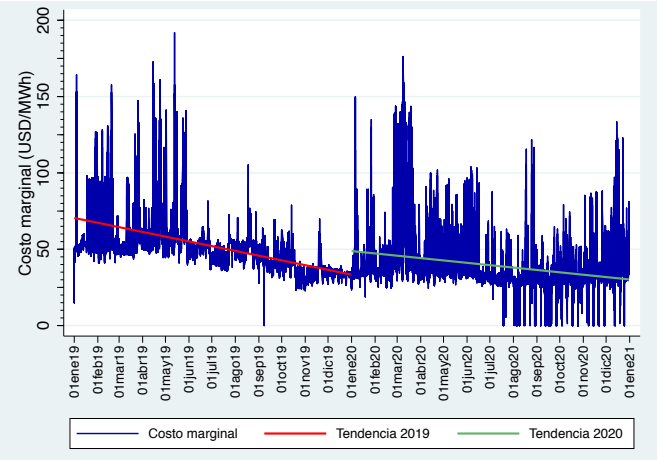


GRÁFICO III.1.16

Costos marginales barra Quillota 220
2019-2020



Al analizar la función de densidad de los costos marginales para las tres barras previamente mencionadas, se ve claramente el fenómeno descrito con antelación, al concentrarse todas las distribuciones alrededor del mismo valor, existiendo leves diferencias entre la zona norte y centro-sur, siendo estas algo más pronunciadas al comparar con la zona sur. Más aún, se aprecia claramente la desaparición de la bimodalidad presente en todas las distribuciones durante el 2019, lo que se relaciona con un sistema más acoplado.

En esta misma línea, en el ***Gráfico III.1.19*** se muestran los diferenciales de costos marginales por desacoples para las barras Crucero 220 y Puerto Montt 220, tomando como referencia Quillota 220[32].

En el caso de Puerto Montt, la mayoría de los desacoples produjeron 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, bajó de 67,5 USD/MWh durante 2019 a 53,8 USD/MWh en 2020, aunque los máximos fueron similares, alcanzando los 134,5 y 130,6 USD/MWh respectivamente. En cuanto a los episodios donde las limitaciones fueron desde la zona[33], Quillota 220 tuvo costos marginales superiores, en promedio, por 10,3 USD/MWh y 5,9 USD/MWh para los años 2019 y 2020, con máximos que alcanzaron los 36,6 MWh y 27,9 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 2020, pasando de 19,9 USD/MWh a 23USD/MWh. Al tratarse de la otra dirección, el aumento promedio de costos de Crucero respecto de Quillota creció drásticamente, de 8,2 USD/MWh a 30,2 USD/MWh, aunque los valores máximos disminuyeron de 165,7 USD/MWh a 94,7 USD/MWh[34].

En resumen, estos costos unitarios se enmarcan en un contexto de significativa disminución de desacoples, razón por la que el costo total para el sistema ha disminuido notablemente.

GRÁFICO III.1.17
Costos marginales barra Pto. Montt 220
2019-2020

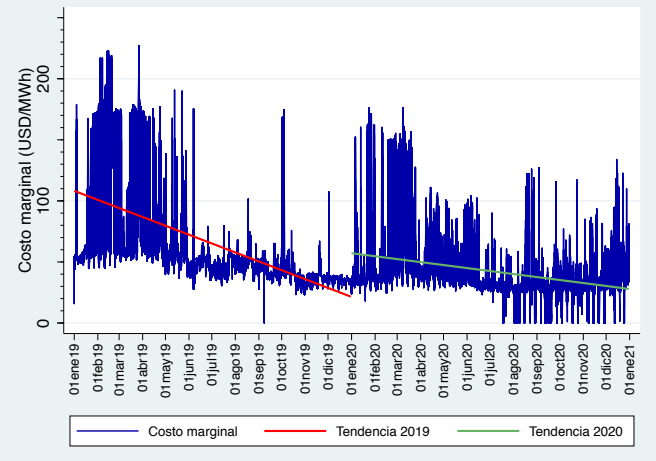
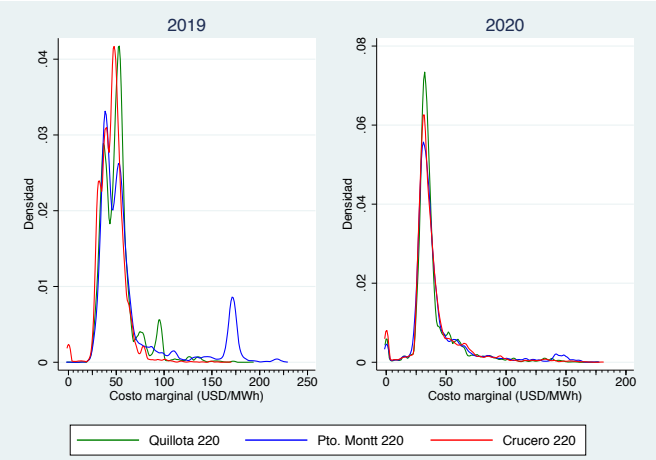


GRÁFICO III.1.18
Distribución costo marginal por barra
2019-2020



32 *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.*

33 *Esto sucedió alrededor de 40 horas en el año 2019 y 2020, en contraposición con las cerca de 1.214 y 379 horas en la dirección contraria para el 2019 y 2020 respectivamente.*

34 *La frecuencia de desacoples por motivos de flujos hacia la zona norte equivale a alrededor de un 20% de la frecuencia de desacoples por controles de transferencias de flujos en el sentido contrario. Esta última rondó las 2.345 y 606 horas el año 2019 y 2020 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.

Las series horarias del balance de transferencias, desde el 1 de enero de 2019 al 31 de diciembre de 2020, son expuestas en los ***gráficos III.1.20***, ***III.1.21***, ***III.1.22*** y ***III.1.23*** [35]. Se desprende de estos que, de los cuatro conglomerados con mayor capacidad instalada en el SEN, solo Engie fue preponderantemente deficitario durante 2019 y 2020; Enel lo fue durante la primera mitad del 2019, pasando a ser primordialmente excedentario a finales del 2020; AES Corporation evidenció excedentes y déficits distribuidos de manera relativamente simétrica, mientras que para el grupo Matte predominaron los episodios excedentarios.

Lo anterior se resume en el ***Gráfico III.1.24***, donde se presenta la distribución por trimestre del balance de transferencias para los cuatro conglomerados ya referidos. Se desprende del gráfico que la mediana se ubicó generalmente alrededor de 0 MWh en el caso de AES Corporation y el grupo Matte, aunque con mayores episodios excedentarios y períodos deficitarios menos acentuados para este último. Enel, por su parte, fue marcadamente deficitario durante los 3 primeros trimestres del año 2019, transitando a un escenario principalmente excedentario a contar del tercer trimestre de 2020; en tanto que Engie confirma lo exhibido claramente en el ***Gráfico III.1.23***, con la mayor parte de la distribución trimestral entre 0 y -750 MWh durante todo el período, siendo más pronunciado en el último trimestre de 2020, y siendo excedentario solo en contadas ocasiones que se presentan como outliers.

GRÁFICO III.1.19

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

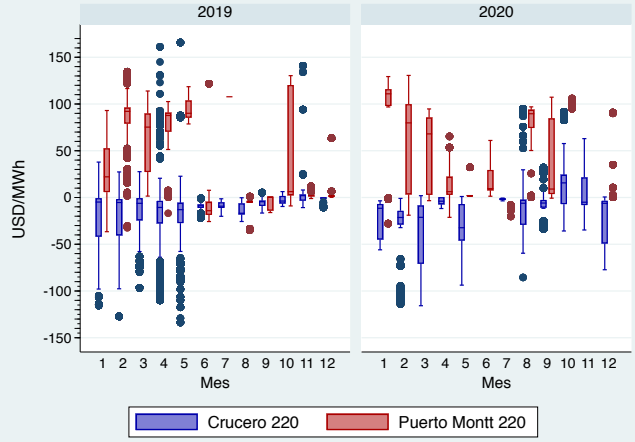
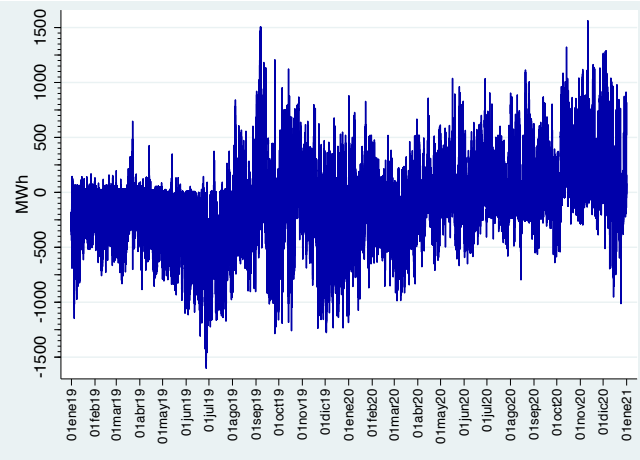


GRÁFICO III.1.20

Balance de transferencias horario (MWh) de Enel 2019-2020



35 *Para la determinación del balance de transferencias se consideraron las inyecciones y retiros de todas las fuentes, sin incluir contratos puramente comerciales, para una hora determinada dentro de un mismo subsistema por parte de cada conglomerado.*

GRÁFICO III.1.21
Balance de transferencias horario (MWh) de AES Corporation 2019-2020

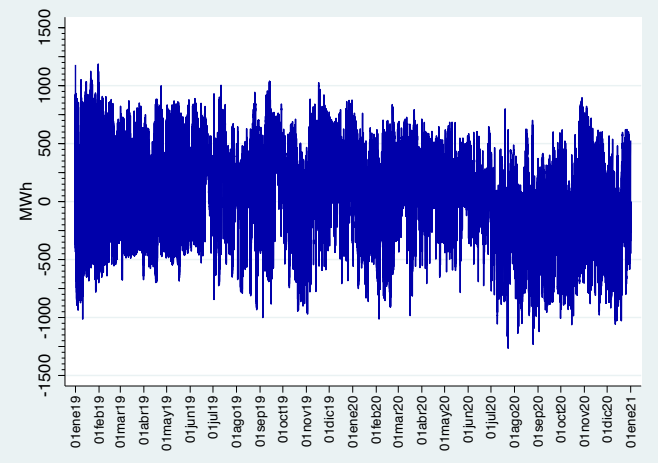


GRÁFICO III.1.22
Balance de transferencias horario (MWh) de Grupo Matte 2019-2020

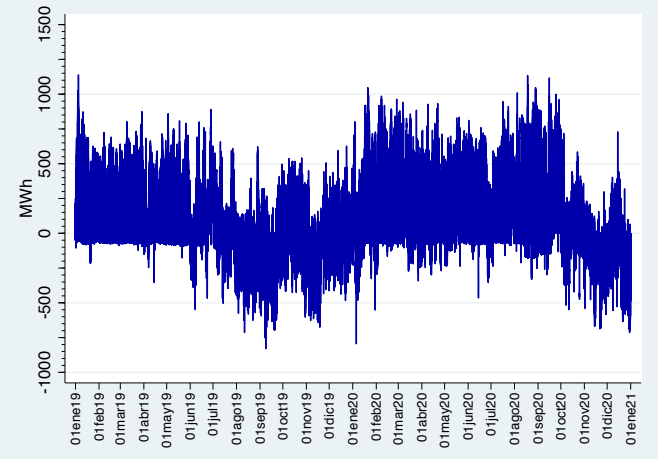


GRÁFICO III.1.23
Balance de transferencias horario (MWh) de Engie 2019-2020

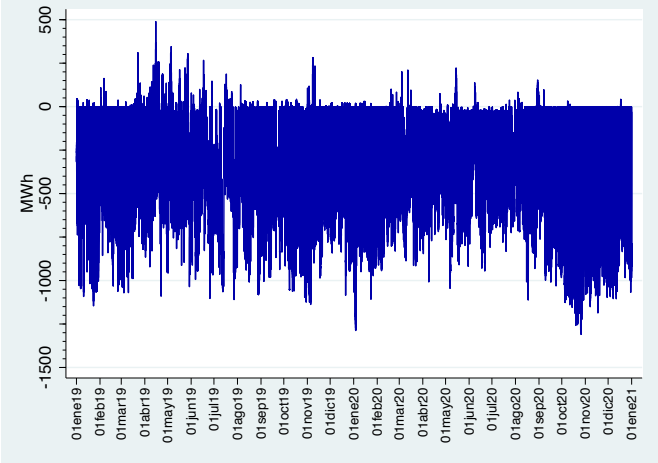
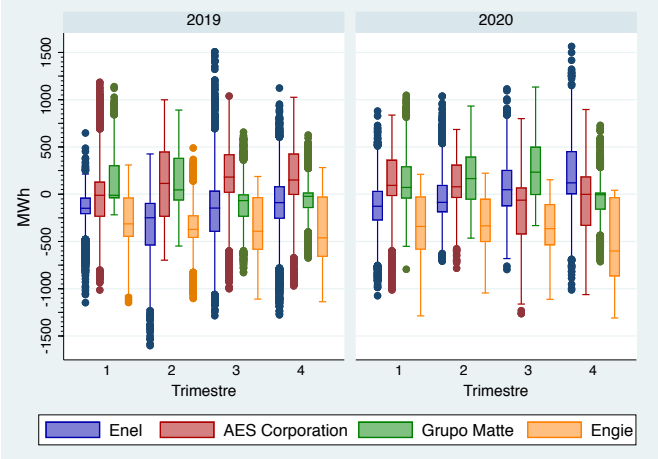


GRÁFICO III.1.24
Distribución trimestral balance de transferencias horario (MWh) de Enel, AES Corporation, grupo Matte y Engie 2019-2020



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 exclusoria.

Cifras relacionadas con las solicitudes de acceso abierto que el Coordinador recibió durante el año 2020 y 2019 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, si bien existió un aumento de ambos tipos de solicitudes, dicho incremento se ha moderado en comparación con el cambio presenciado de 2018 a 2019. El total de SASC y SUCT alcanzaron el año 2020 las 259 y 90, respectivamente, en contraste con las 129 y 72 del año precedente.

También la capacidad de los proyectos involucrados en las solicitudes en cuestión creció en una menor cuantía, pasando de 19,7 GW a 33,1 GW en el caso de las SASC; y de 4,1 GW a 6,3 GW en lo correspondiente a las SUSCT, lo que se refleja en el ***Gráfico III.2.2.***

Durante los años 2019 y 2020 se materializó la entrada en operación de 44 y 51 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, 12 y 22 obras pertenecientes al Sistema Nacional entraron en operación en 2019 y 2020; en el caso del Sistema Zonal dicho número ascendió a 27 y 24; mientras que el Sistema Dedicado solo vio la entrada en operación de 5 proyectos, tanto en el año 2019 como en el 2020[36].

GRÁFICO III.2.1
Número de SASC y SUCT recibidas por el Coordinador 2019 - 2020

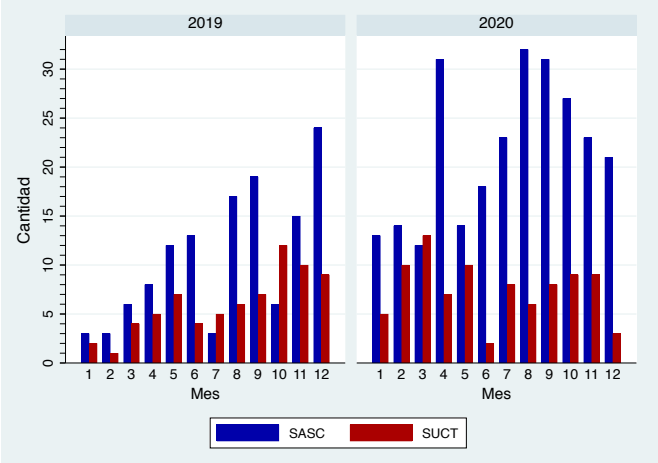


GRÁFICO III.2.2
Capacidad en GW asociada a SASC y SUCT recibidas por el Coordinador 2019 - 2020

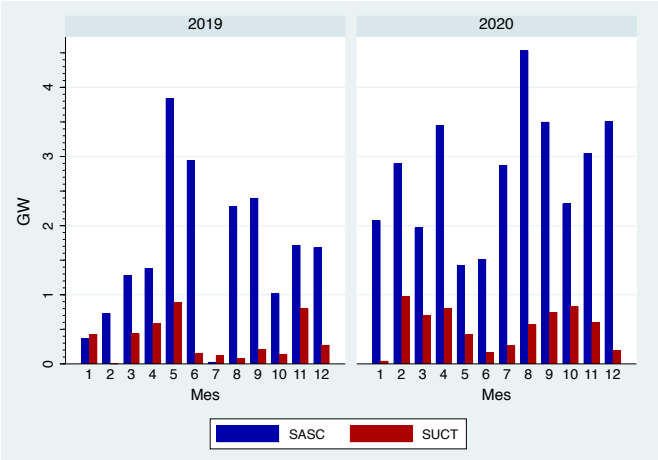


TABLA III.2.1
Número de proyectos de transmisión que entraron en operación durante los años 2019 y 2020

	Año	
Sistema de Transmisión	**2019**	**2020**
Nacional	*12*	*22*
Zonal	*27*	*24*
Dedicado	*5*	*5*
Total	*44*	*51*

36 *Cabe destacar que de la totalidad de proyectos que entraron en operación, sólo uno correspondió a una obra de ampliación presentada 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: Transformador 220/154 kV y adecuaciones S/E Tinguiririca.*

III.3 SEGMENTO DE DISTRIBUCIÓN

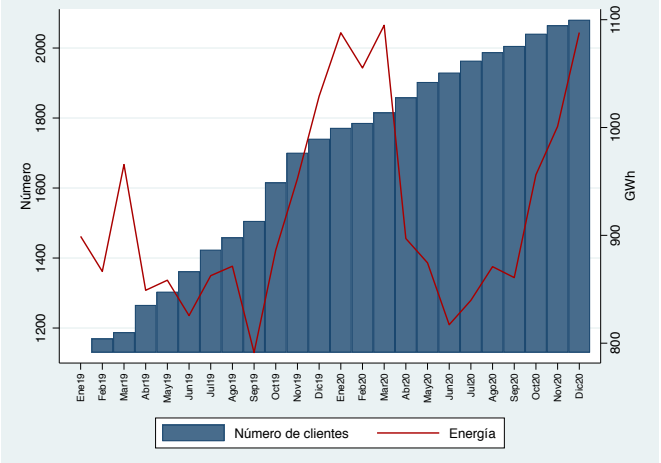
La distribución, al igual que la transmisión, es un segmento del mercado eléctrico nacional que se encuentra regulado por sus características de monopolio natural, por lo que un abuso de posición dominante no podría ocurrir mediante las tarifas cobradas a clientes regulados. No obstante, según la legislación 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, aunque la tasa de aumento disminuyó en 2020, habiendo pasado desde cerca de 1.100 en enero de 2019 a un poco más de 1.700 en diciembre del mismo año y a más de 2.000 en diciembre de 2020. Por su parte, también se puede apreciar que la energía asociada a los retiros de estos clientes libres, que había crecido entre enero y diciembre de 2019, con una baja registrada a partir del mes de abril, sufrió una disminución entre enero y diciembre de 2020, con un patrón intermedio similar, pues también registró una baja a partir de abril de 2020. Esto pudo haber estado influenciado por el impacto económico del Covid-19, que provocó una baja generalizada en la demanda de energía.

GRÁFICO III.3.1

Número de clientes libres totales conectados en distribución y energía suministrada por mes
2019-2020



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.

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.

GRÁFICO III.3.2

Distribución potencia conectada de clientes regulados con posibilidad de ser libres
Cifras a diciembre de 2020

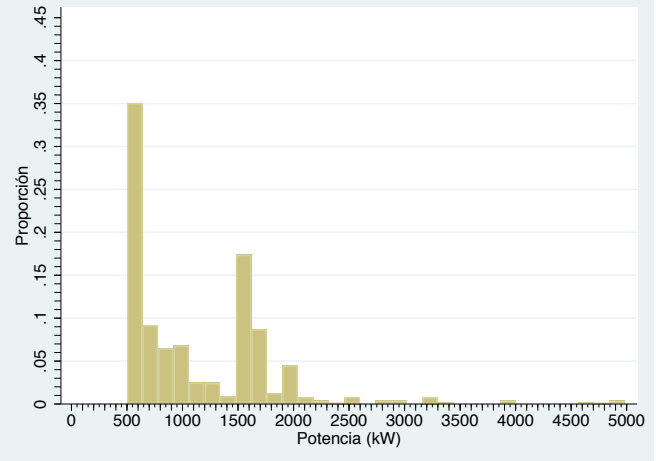
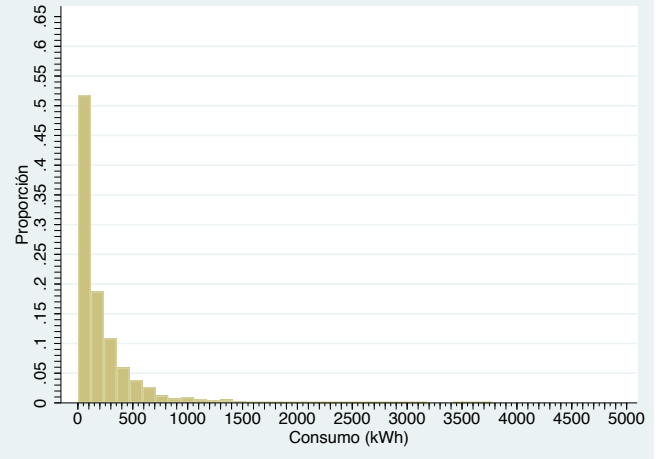


GRÁFICO III.3.3

Distribución consumo promedio horario de clientes regulados con posibilidad de ser clientes libres [37]
Enero - diciembre 2020



37 *El consumo promedio horario se calcula como el consumo promedio mensual en un período de 12 meses a febrero de 2020, dividido por 720 (30 días multiplicado por 24 horas).*

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 2019 y 2020, 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 2019 y 2020.

TABLA IV.1.1
Procesos de Licitación de Transmisión 2019-2020

	Obras de Nuevas 4/2019	Obras de Nuevas y Ampliación 4/2019 - 293/2018	Obras de Ampliación 418/2017 3°	Obras de Ampliación 198/2019	Obras de Nuevas y Ampliación Cond. 231/2019 - 198/2019
Total de Obras Licitadas	8	18	24	48	10
Obras que reciben Ofertas	8	10	18	47	10
Total de Obras Adjudicadas	8	10	18	42	10
Porcentaje de Obras Adjudicadas	100,0%	55,6%	75,0%	87,5%	100,0%
Total de Obras Desiertas	0	8	6	6	0
Porcentaje de Obras Desiertas	0,0%	44,4%	25,0%	12,5%	0,0%
Obras desiertas por aplicación de Valor Máximo	0	0	0	4	0
Total de Participantes	21	15	27	28	17
Total de Oferentes	13	8	10	20	9
Oferentes que calificaron para la Apertura de Ofertas Económicas*	13	8	10	14	9
Porcentaje de oferentes que aprueban etapa de evaluación Administrativa y Técnica	100,0%	100,0%	100,0%	70,0%	100,0%
VATT promedio obras nuevas adjudicadas [USD]	1.578.080	1.372.133	-	-	828.801
VI promedio obras ampliación adjudicadas [USD]	-	13.837.761	8.745.284	14.660.343	3.261.459

**Existen ofertas de empresas que además son parte de consorcios.*

Los procesos asociados a los Decretos 4/2019 y 293/2018 fueron los que presentaron una mayor cantidad de obras desiertas, con 8 de un total de 18 (44,4%), seguido por del tercer llamado de las obras de ampliación del Decreto 418/2017 (25%) y el Decreto 198/2019 (12,5%). En los primeros dos casos, la totalidad de la declaración de obras desiertas se debió a la no presentación de ofertas, mientras que, en el último caso, solo 2 de las 6 obras desiertas se dieron por 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.

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 las bases de licitación para el proyecto HVDC.

SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

En el marco de lo establecido en la Ley, y considerando la disposición del artículo 7 del Reglamento de SSCC, durante el transcurso del año 2020 se constató la ausencia de condiciones de competencia en los servicios complementarios de control de frecuencia materializados a través de subastas desde enero de 2020, a partir de la elaboración de casos base como *benchmark* competitivo[38].

Se observó que, a pesar de la potencial existencia de condiciones de competencia estructurales, señaladas en el Informe de SSCC de 2019, se produjo un constante aumento en los niveles de precios a partir de marzo del 2020 para los servicios de CSF y CTF, lo que representaba una desviación del *benchmark* competitivo establecido por el Coordinador.

Dicha desviación pudo deberse a que: el precio máximo estaba actuando como punto focal; el esquema *Pay as Bid* estaba conduciendo a un equilibrio ineficiente; las ofertas debían internalizar el costo de oportunidad con 2 días de anticipación, en un contexto en que el mercado de la energía se basa en costos auditados, llevando al cobro de una prima por riesgo elevada; interacciones estratégicas que explotaba la asimetría de costos de las diversas tecnologías, en otros.

Cualquiera haya sido el factor determinante del desvío, existían ineficiencias en la asignación de recursos y potenciales sobrerentas que eventualmente serían traspasadas a los clientes libres.

Por lo mismo, se decidió cerrar temporalmente el mercado de SSCC con el fin de implementar reformas a la estructura de esta, y así minimizar las distorsiones que pudiesen existir en el marco de lo permitido por el Reglamento de SSCC.

Consecuentemente, el Coordinador informó a la CNE sobre una serie de propuestas para mejorar distintos elementos en el diseño original del régimen de SSCC y que contribuirían a mejorar las condiciones de competencia esperadas en el mercado y cuya implementación permitiría retomar el mecanismo de subastas dentro del mismo año 2020.

Las medidas más relevantes propuestas por el Coordinador, y adoptadas en el nuevo esquema de mercado, correspondieron a la eliminación del costo de oportunidad y sobrecosto como objeto a subastar, la modificación del mecanismo de cálculo de precios máximos y la implementación de medidas de mitigación de corto plazo, individuales más que generales como era en el esquema previo[39].

De esta manera, a partir del 17 de diciembre de 2020 se comenzó a subastar por costos de desgaste, remunerando ex post los sobrecostos y costos de oportunidad, disminuyendo de esta manera la incertidumbre y riesgo asociados al proceso de subastas.

Asimismo, se estableció un precio máximo por tecnología que depende del número de participantes y se mitigan las ofertas de quienes sean agentes pivotales, identificados a través del RSI 3 y de quienes realicen ofertas que superen el valor máximo. Tanto las medidas de mitigación como el establecimiento del nuevo objeto a subastar se consagran en la RE N° 443, que fija y comunica los mecanismos de determinación de los valores máximos para las ofertas de subasta de Servicios Complementarios de Control Secundario y Terciario de Frecuencia, de fecha 23 de noviembre de 2020 y en la RE N°442, de 23 de noviembre de 2020, 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, respectivamente.

De igual manera, con el objeto de mejorar las condiciones de competencia en los diferentes servicios, el Coordinador aumentó el número de bloques a subastar de 3 a 5 y se propuso la implementación del CPF asimétrico, el cual comenzó a ser implementado a partir del 1 de enero de 2021. Esto último tuvo como consecuencia, en conjunto con la nueva estructura de mercado, que al momento de la evaluación de condiciones de competencia en el Informe de SSCC 2021 se estableciera que estas existirían para el servicio de CPF de bajada.

Lo anterior corresponde a parte de las medidas basadas en el contexto normativo y operacional actual del mercado.

38 *La metodología asociada a los casos base puede ser consultada en el Anexo 9, pag. 115-118, de la actualización de septiembre de 2020 del Informe de SSCC 2020, disponible en: https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2020/09/2020.09.17-Informe_SSCC_2020.pdf*

39 *El detalle de las medidas propuestas, junto a su fundamentación, puede ser consultado en la sección 5.2.2 de la actualización de diciembre de 2020 del Informe de SSCC 2020, disponible en: https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2020/12/2020.12.11-Informe_SSCC_2020.pdf*

Adicionalmente, como resultado del trabajo de equipos técnicos internos del Coordinador en conjunto con la UMC y asesores externos[40], se identificaron oportunidades de mejora asociadas a reformas de largo plazo que serían necesarias para llegar a una asignación óptima de recursos en el mercado de SSCC, destacando las siguientes:

- **Implementar mecanismos de re-programación o re-despacho y co-optimización de energía y reservas intradiarios, con cálculo de precios en base a las variables duales del software**

Se recomienda implementar las herramientas de optimización y hardware necesarios para poder realizar una co-optimización intradiaria de energía y reservas, apuntando a que los precios de energía y reservas se calculen en base a las variables duales que resultan del despacho económico del sistema en tiempo real y no en base a una curva de orden de mérito.

- **Aumentar la granularidad temporal de precios y re-programaciones**

Se requiere aumentar la resolución temporal de precios en la operación real, apuntando inicialmente a una determinación de precios cada 15 minutos, pudiendo eventualmente migrar a futuro, al cálculo de precios cada 5 minutos.

- **Dar flexibilidad al Coordinador para analizar las condiciones de competencia del mercado de SSCC en forma dinámica**

Si bien en la actualidad se establecen valores máximos para las subastas, la principal herramienta de mitigación del ejercicio de poder de mercado es la combinación de indicadores estructurales de competencia, tests de comportamiento y estimaciones administrativas de los costos directos de prestación de un servicio en particular. A diferencia del actual uso de indicadores estructurales en los mercados de control de frecuencia en Chile, los tests estructurales en los mercados eléctricos en Estados Unidos se realizan de manera automática en cada hora de operación del mercado, por tanto se requiere flexibilizar el mecanismo de determinación de condiciones de competencia en SSCC a fin de poder establecer medidas de mitigación particular ya sea por condiciones horarias, temporales o estacionales del Sistema Eléctrico Nacional.

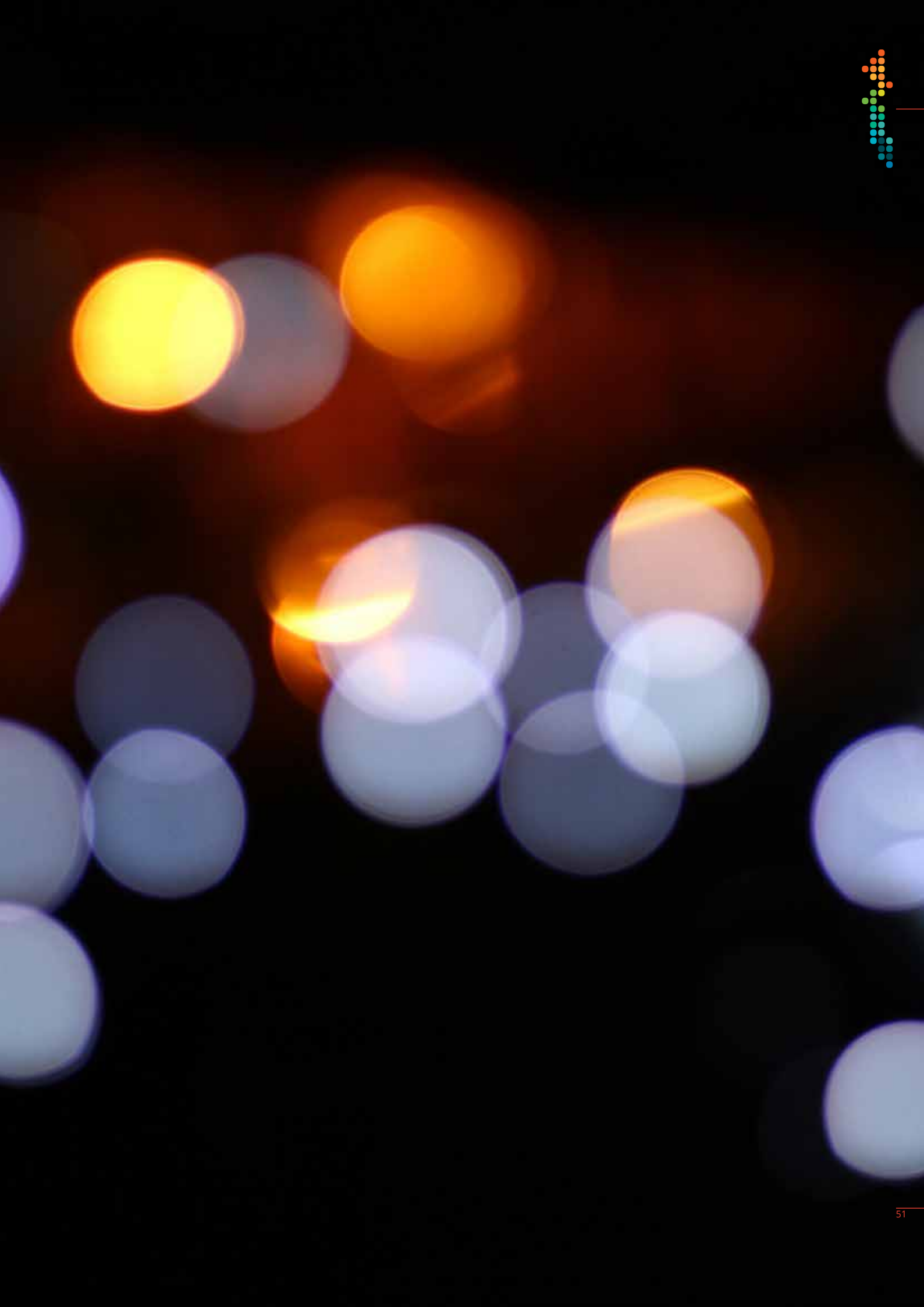
Los consultores también recomiendan migrar a un único mecanismo de subastas de energía y reservas de precio uniforme, no obstante, la UMC no comparte dicha apreciación, ya que la efectividad de un mecanismo de subastas en el mercado de la energía estará condicionada por la estructura de costos y propiedad del mercado local, el cual es relativamente concentrado, y se debe evitar la creación de una nueva estructura que pudiese facilitar el ejercicio de poder de mercado. Más aún, con tal de aplicar medidas de mitigación tal como se hace en el CAISO, por ejemplo, sería necesario contar permanentemente con un *benchmark* de costos, el cual contaría con las mismas características del actual sistema basado en costos auditados.

En lo que respecta al resto de los servicios, se recomendó licitar el EDAC por subfrecuencia, y el Coordinador se encuentra diseñando el proceso de licitación a partir del cual se materializará dicho servicio.

Un resumen de las condiciones de competencia encontradas en el Informe de SSCC 2021 puede ser encontrado en el capítulo 5.8 del mencionado informe[41].

40 Para mayor información ver Análisis y Propuestas de Mejora para el Mercado de SSCC de CSF y CTF, Harrison y Muñoz. Disponible en: https://www.coordinador.cl/unidad-de-monitoreo-de-la-competencia/reportes/competencia-sscc/

41 Disponible en: https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2020/12/2020.12.29-Informe_SSCC_2021.pdf



MATERIAS ANALIZADAS **POR LA UMC**

Durante el año 2020, 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.

VI.1 ACTIVIDADES DE MONITOREO

Dentro de las actividades de monitoreo realizadas por la UMC durante el año 2020, se encuentran el análisis de mercados de combustibles, como GNL, así como también el estudio de casos particulares, detectados por la misma UMC en base al análisis de variables de mercado o aportes de antecedentes por parte de terceros.

La principal actividad de monitoreo llevada a cabo por la UMC durante el 2020 correspondió a los SSCC, lo que derivó finalmente en el cambio de esquema de subastas existentes, transitando desde un mercado donde se ofertaban costos de desgaste, potenciales sobrecostos y costos de oportunidad, a uno donde estos últimos dos componentes son pagados ex post, con un mecanismo de mitigación individual de precios.

De igual forma, se fomentó la revisión de los CVNC, resultando en la solicitud de información respectiva a las empresas coordinadas, con motivo de la existencia de una dispersión significativa dentro de una misma tecnología, lo que eventualmente podría resultar en una asignación de recursos subóptima.

También se desarrolló un modelo econométrico básico de predicción de generación solar y eólica, con el fin de contrastar dichos resultados con los obtenidos a través del sistema experto. Al respecto, se detectaron oportunidades de mejora en este ámbito, por lo que se está trabajando para mejorar los pronósticos en cuestión.

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.

Materias Analizadas	*26*
Antecedentes de Terceros	*16*
Antecedentes enviados a FNE	*0*

Período enero-diciembre 2020

VI.2 ACTIVIDADES DE DIFUSIÓN Y CAPACITACIONES

Durante el año 2020, la UMC organizó diversas actividades de capacitación y difusión. Destacan capacitaciones internas sobre licitaciones y competencia en los diversos segmentos del mercado eléctrico llevadas a cabo por expertos externos en materias de competencia.

VI.3 PARTICIPACIÓN EN FOROS INTERNACIONALES

El Coordinador, por intermedio de la UMC, es miembro desde el año 2017 del Energy Intermarket Surveillance Group (EISG), organismo que reúne a más de 20 instituciones, entre los que se cuentan ministerios, reguladores, superintendencias y operadores de sistemas eléctricos de 10 países diferentes, incluyendo Estados Unidos, Canadá, Australia y Nueva Zelanda, que tienen como misión monitorear la competencia en sus respectivos mercados eléctricos.

Durante el año 2020, debido a la contingencia del COVID-19, solo se realizó una reunión virtual en la que se informó sobre las novedades de los distintos mercados. De igual manera, se tuvo una reunión con los miembros de España y Colombia, en el contexto de incorporación de los primeros al EISG.

RECOMENDACIONES

1. **Tránsito a mercado de subastas en energía:** Los cambios que se están presentando en la estructura del mercado mayorista de generación eléctrica, muestran la necesidad de modificar el esquema de tarificación, de forma tal de llevarlo a los esquemas que se emplean en otros sistemas eléctricos desarrollados. Esto implicaría la implementación de un mercado de subastas de energía y potencian en base a ofertas vinculantes y saldo de diferencias, lo que además generaría consistencia con las subastas de Servicios Complementarios. Por lo tanto, se debería avanzar con los análisis de la forma y oportunidad en que se podría realizar la implementación de este tipo de esquema, ponderando dentro del análisis, los potenciales impactos que tendría las subastas en la competitividad del mercado.

2. **Mantener reserva de ofertas económicas no adjudicadas en procesos de licitación de infraestructura de transmisión.** En la actualidad, en los procesos de licitación de obras nuevas y de ampliación, tanto nacionales como zonales, se publican las ofertas económicas de todos los participantes. El año 2019 la UMC recomendó mantener reserva de las ofertas no adjudicadas con el fin de fomentar la competencia en los procesos de licitación y dificultar la potencial coordinación entre empresas que participan en estos procesos. Por lo tanto, es relevante incorporar esta medida en la normativa del sector para asegurar ofertas competitivas y costo efectivas. En ese caso, junto con la publicación exclusiva de la oferta ganadora, el Coordinador establecerá exigencias de resguardo de la confidencialidad de la información, ya que esta pasaría a ser un activo estratégico para las empresas. Asimismo, con el fin de mantener la transparencia en el mercado, se recomienda la publicación de forma agregada de las ofertas luego de transcurrido un período de tiempo determinado.

3. **Desarrollo del mercado de SSCC.** El proceso de transición energética ha implicado un cambio profundo en el paradigma de operación del sistema eléctrico nacional. Es así como los SSCC adquieren mayor relevancia y complejidad en su gestión y por tanto, el Coordinador ha iniciado estudios para la incorporación de nuevos servicios complementarios y de agentes que actualmente no participan activamente en este mercado.

4. **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, dejando espacio para 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 estableciendo márgenes de flexibilidad para éste, a través de procedimientos internos, 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 o revisar mecanismos de remuneración, entre otras.

ANEXO

A.1 TABLA A.1

Centrales entregadas a la operación durante el año 2020

Central	Propietario	Tipo	Potencia (MW)	Mes
Konda	Moncuri Energy SpA	PMGD Solar	3,0	Enero
Parque Solar Los Paltos	Parque Solar Los Paltos SpA	PMGD Solar	2,7	Enero
FV Rauquen	GR Palma SpA	PMGD Solar	9,0	Febrero
Trica-Dos (ex Tricahue)	Tricahue SpA	PMGD Solar	2,8	Febrero
Guadalao	Fotovoltaica Mañío SpA	PMGD Solar	3,0	Febrero
La Estancia	GR Meli SpA	PMGD Solar	3,0	Febrero
PMGD Villa Cruz	Villa Cruz SpA	PMGD Solar	3,0	Febrero
Las Chacras	Las Chacras Energy SpA	PMGD Solar	3,0	Febrero
Parque Solar Santa Fe	Paruqe Solar Santa Fe Spa	PMGD Solar	9,0	Marzo
Pullalli Solar	Fotovoltaica La Ligua SpA	PMGD Solar	3,0	Marzo
PE San Gabriel	PE San Gabriel SpA	Eólica	183,0	Marzo
Mini Central Hidroeléctrica Cosapilla	Engie Energía Chile S.A.	PMGD Hídrico	0,5	Marzo
Darlin Solar	PMGD Darlin SpA	PMGD Solar	9,0	Marzo
Parque Solar Villa Alegre	Parque Solar Villa Alegre SpA	PMGD Solar	9,0	Marzo
PV UTFSM Viña del Mar	MGM Innova Capital Chile SpA	PMGD Solar	0,5	Marzo
PV UTFSM Valparaíso Valdés	MGM Innova Capital Chile SpA	PMGD Solar	0,2	Marzo
Los Girasoles	Los Girasoles SpA	PMGD Solar	2,6	Abril
Jahuel	Chester Solar I SpA	PMGD Solar	6,0	Abril
Antonia Solar	Fotovoltaica Delta SpA	PMGD Solar	3,0	Abril
Ñiquén	Maitén SpA	PMGD Solar	3,0	Abril
Don Mariano	Don Mariano Energy SpA	PMGD Solar	3,0	Abril
Chacabuco	Inversiones Los Sauces SpA	PMGD Solar	9,0	Abril
Queltehue Solar	Fotovoltaica el Manzanar SpA	PMGD Solar	3,0	Abril
Pitotoy	Fotovoltaica Alerce SpA	PMGD Solar	3,0	Abril
FV GR Lemu	GR Alerce SpA	PMGD Solar	5,0	Mayo
Almeyda	Almeyda SpA	Solar	53,4	Mayo
Llanos de Potroso	SPV P4 SpA	PMGD Solar	9,0	Mayo
Central Hidroeléctrica La Compañía	Empresa Eléctrica La Compañía SpA	PMGD Hídrico	2,6	Mayo
La Chimba Bis	La Chimba Bis SpA	PMGD Solar	2,8	Mayo
El Resplandor	Impulso Solar El Resplandor SpA	PMGD Solar	2,9	Mayo
Catemu	Parque Solar Catemu SpA	PMGD Solar	2,0	Mayo
Aromos	Alto Cautín SpA	PMGD Solar	3,0	Mayo
Boldos	Alto Cautín SpA	PMGD Solar	3,0	Mayo
Los Portones (Ampliación central)	Los Portones S.A.	PMGD Hídrico	1,0	Junio
Covadonga	Chungungo Solar SpA	PMGD Solar	9,0	Junio
Victoria	Victoria Solar SpA	PMGD Solar	9,0	Junio

continuación

Central	Propietario	Tipo	Potencia (MW)	Mes
Parque FV Santa Amelia	Betel SpA	PMGD Solar	3,0	Junio
Palmar U1	Hidropalmar S.A.	PMG Hídrico pasada	4,1	Junio
Correntoso	Hidropalmar S.A.	Hidro Pasada	8,5	Junio
Palmar U2	Hidropalmar S.A.	PMG Hídrico pasada	4,1	Junio
PE La Flor	Vientos de Renaico SpA	Eólica	32,4	Junio
FV Argomedo	GR Guindo SpA	PMGD Solar	8,0	Junio
Litre Solar	Diana Solar SpA	PMGD Solar	9,0	Junio
El Arrebol	Empresa Eléctrica El Arrebol SpA	PMGD Eólica	9,0	Junio
PE Maitén	Parque Eólico el Maitén SpA	PMG Eólico	9,0	Junio
Trebal Solar	El Roble Solar SpA	PMGD Solar	3,0	Junio
Granja Solar	Maria Elena Sola S.A.	Solar	105,0	Junio
Cocharcas	Fotovoltaica Alfa SpA	PMGD Solar	2,8	Julio
Sol de Septiembre	Sol de Septiembre SpÁ	PMGD Solar	9,0	Julio
Granada	Granada SpA	PMGD Solar	9,0	Julio
PE Sarco	AELA Eólica Sarco SpA	Eólica	170,0	Julio
Filomena Solar	Cedars Solar SpA	PMGD Solar	3,0	Julio
Los Perales I	PMGD Solar Los Perales I SpA	PMGD Solar	3,0	Julio
El Cóndor	PFV El Cóndor SpA	PMGD Solar	1,3	Agosto
Pepa Solar	PMGD Pepa SpA	PMGD Solar	9,0	Agosto
Andes Solar II A	Andes Solar SpA	Solar	69,4	Agosto
Deuco	Ebco Energía S.A.	PMGD Térmico	2,9	Agosto
Planta FV María Pinto	PFV María Pinto SpA	PMGD Solar	3,0	Agosto
El Guanaco Solar	Incahuasi Energy SpA	PMGD Solar	3,0	Septiembre
Quillay	Quillay Solar SpA	PMGD Solar	3,0	Septiembre
Lirio de Campo Solar	Lirio de Campo Solar SpA	PMGD Solar	2,8	Septiembre
Parque Solar Bicentenario	Fotovoltaica Solar Laurel SpA	PMGD Solar	2,8	Septiembre
Playero	Playero SpA	PMGD Solar	3,0	Septiembre
Candelaria Solar	Candelaria Solar SpA	PMGD Solar	2,8	Septiembre
El Faro	Generadora Norte SpA	PMGD Térmico	3,0	Septiembre
El Chucao	PFV El Chucao SpA	PMGD Solar	3,0	Octubre
Aconcagua TG	Enap Refinería S.A.	Gas Natural	42,0	Octubre
Bluegate	Bluegate SpA	PMGD Térmico	3,0	Octubre
PRP Chifin	Imelsa Energía SpA	PMGD Térmico	3,0	Octubre
PRP Tambores	Imelsa Energía Spa	PMGD Térmico	3,0	Octubre
PMGD Los Tilos	Parque Fotovoltaico Ocoa II SpA	PMGD Solar	3,5	Octubre
PRP Los Negros	Imelsa Energía SpA	PMGD Térmico	3,0	Octubre
PRP Campesina	Imelsa Energía SpA	PMGD Térmico	3,0	Octubre
PMGD CH Chilco	Ganadera y Forestal Carran Limitada	PMGD Hídrico	0,2	Octubre

continuación

Central	Propietario	Tipo	Potencia (MW)	Mes
Puente Solar	PMGD Puente SpA	PMGD Solar	3,0	Octubre
PRP Rapaco	Imelsa Energía Spa	PMGD Térmico	3,0	Octubre
PE Aurora	AELA Eólica Llanquihue SpA	Eólica	129,0	Noviembre
Cocinillas	Agro Solar IV SpA	PMGD Solar	2,8	Noviembre
PSF Don Jorge	Betel SpA	PMGD Solar	3,0	Noviembre
Playerito	Playero SpA	PMGD Solar	3,0	Noviembre
Canelillo	Agro Solar V SpA	PMGD Solar	2,8	Noviembre
Central El Atajo	Central El Atajo SpA	PMGD Hídrico	1,2	Noviembre
Santa Inés Solar	CVE Proyecto Seis SpA	PMGD Solar	3,0	Noviembre
Pitra	Pitra SpA	PMGD Solar	3,0	Noviembre
PE Tolpán	Tolpán Sur SpA	Eólica	79,8	Noviembre
PV USYA	Usya SpA	Solar	52,4	Diciembre
Cabo Leones III (Fase I)	Ibereólica Cabo Leones III SpA	Eólica	78,1	Diciembre
GR Ulmo	GR Ulmo SpA	PMGD Solar	8,1	Diciembre
Raulí	GR Raulí SpA	PMGD Solar	9,0	Diciembre
FV Santa Carolina	GR Roble SpA	PMGD Solar	3,0	Diciembre

A.2 TABLA A.2

Subsistemas más frecuentes a lo largo del año 2020

Subsistema	Zona	Horas
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

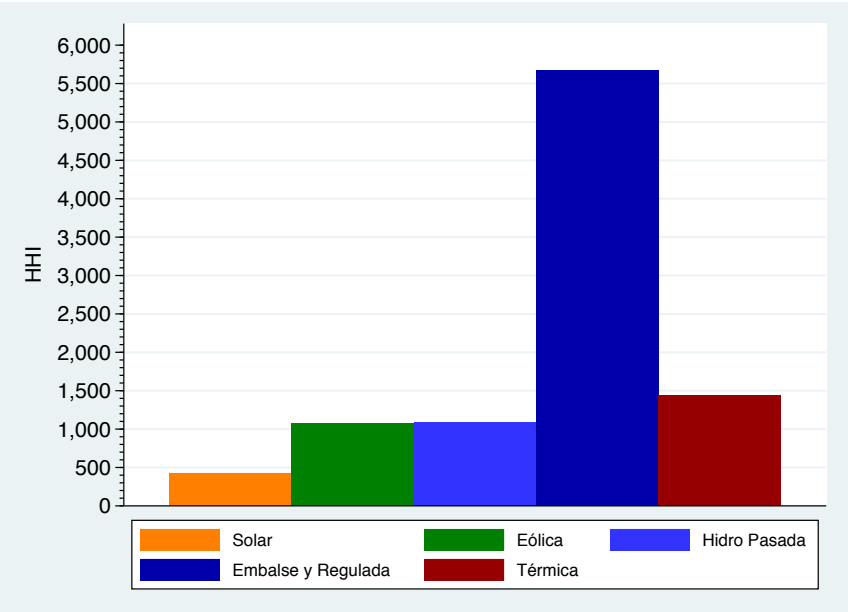
A.2 TABLA A.3

Subsistemas más frecuentes a lo largo del año 2019

Subsistema	Zona	Horas
1	SEN	4.070
2	CAUTIN_____220->TAP_RIOTOLTEN_220	1.233
3	SEN-L.VILOS_____220->L.PALMAS_____220	695
4	QUILLOTA_____110->S.PEDRO_____110	689
5	P.AZUCAR_____220->P.COLORADA____220	685
6	L.VILOS_____220->L.PALMAS_____220	646
7	D.ALMAGRO____220->D.ALMAGRO____110	638
8	D.ALMAGRO____220->CACHIYUYAL____220	609
9	SEN-P.AZUCAR_____220->P.COLORADA____220	505
10	SEN-QUILLOTA_____110->S.PEDRO_____110	453
11	SEN-P.AZUCAR_____220->P.COLORADA____220-CAUTIN_____220->TAP_RIOTOLTEN_220	452
12	DON_GOYO_____220->P.AZUCAR_____220	360
13	P.AZUCAR_____220->P.COLORADA____220-D.ALMAGRO____220->D.ALMAGRO____110	289
14	SEN-CAUTIN_____220->TAP_RIOTOLTEN_220	283
15	SEN-DON_GOYO_____220->P.AZUCAR_____220	264
16	SEN-L.VILOS_____220->L.PALMAS_____220-CAUTIN_____220->TAP_RIOTOLTEN_220	257
17	N.MAITENCILLO_500->N.MAITENCILLO_220	252
18	SEN-POLPAICO_____500->N.P.AZUCAR____500	234
19	POLPAICO_____500->N.P.AZUCAR____500	181
20	L.VILOS_____220->L.PALMAS_____220-D.ALMAGRO____220->D.ALMAGRO____110	166

A.4 GRÁFICO A.4

HHI por tecnología al 31 de diciembre de 2020



A.5 PRINCIPALES CONDUCTAS ANTICOMPETITIVAS QUE PODRÍAN OBSERVARSE EN EL MERCADO CHILENO

A.5.1 CONDUCTAS EN SEGMENTO DE GENERACIÓN

En el contexto del segmento de generación, el poder de mercado podría ser ejercido primordialmente mediante retención física o económica de capacidad y manipulación de los precios de combustibles[42-43].

A.5.1.1 Retención de capacidad

La retención física de capacidad implica que una empresa propietaria de múltiples unidades generadoras indispone 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 plazo[44], lo que eventualmente podría significar la obtención de rentas sobrenormales. En particular, para el mercado eléctrico chileno, que es de costos auditados, esta conducta podría manifestarse a través de desconexiones de unidades generadoras, ya sea de forma intempestiva o programada en el corto plazo; no siguiendo las instrucciones operacionales dictadas por el Centro de Despacho y Control (CDC) del Coordinador, entre otras.

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

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

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

A.5.1.2. Manipulación del precio del combustible

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

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

---

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

43 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.

44 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.

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"[45], 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 combustibles[46].

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

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

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

a) Aumento del costo marginal del sistema

Este escenario es relativamente directo, ya que implica que la unidad generadora para la cual se declararon precios de combustible artificialmente elevados estaría fijando el costo marginal del sistema, dando origen a un costo para las inyecciones y retiros superior al de un escenario competitivo. Ello se traduciría, además, en rentas supracompetitivas para cualquier empresa con posición excedentaria que posea una unidad generadora en adición a la marginal[47], lo cual cobra especial relevancia en un sistema de costos declarados como el chileno. Equivalente sería el resultado de manipular las declaraciones de cotas de embalses, ya que en la citada posición se podría alterar el precio del agua empleado en la programación de corto plazo, aumentar el costo marginal del sistema al encarecer las centrales de embalse y aumentar la utilización de recursos térmicos.

b) Aumento del pago por sobrecostos

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

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

45 *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.*

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

47 *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.*

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 base[48], o en la eventualidad que esta fuese necesaria para el sistema, por razones de seguridad de la operación o para la prestación de servicios complementarios, a pesar de poseer un costo variable superior al costo marginal del sistema.

A.5.2 CONDUCTAS EN SEGMENTO DE TRANSMISIÓN

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

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

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

A.5.3 CONDUCTAS EN SEGMENTO DE DISTRIBUCIÓN

Según la legislación chilena, los clientes que poseen una potencia instalada entre 0,5 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.

---

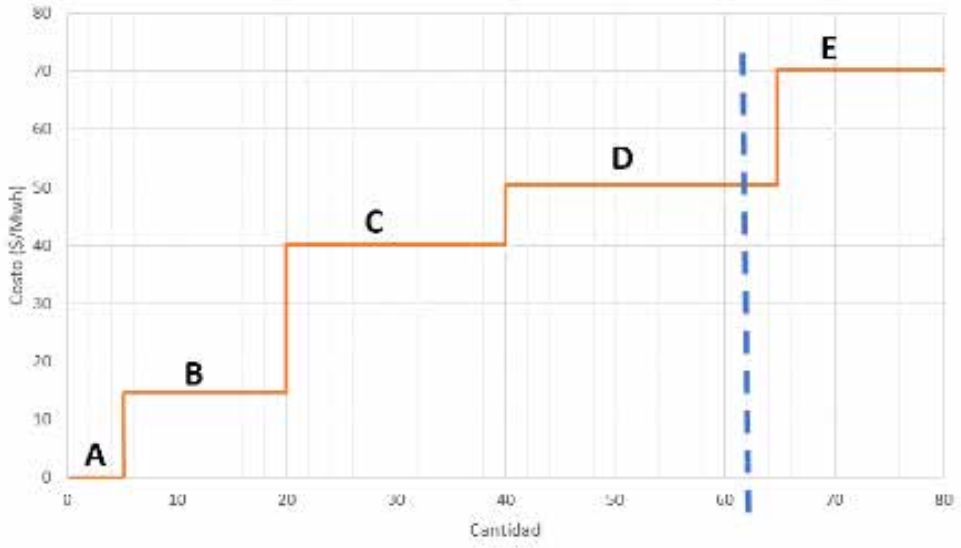
48 Se entiende por central de base una que suele ser despachada por períodos prolongados de tiempo, debido a que no puede dejar de funcionar de forma esporádica, como las centrales carboneras.

A.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



Por simplicidad, se asumirá que la retención de capacidad solo pude ser ejercida mediante la indisponibilidad no programada de una central en su totalidad[49].

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, *CVi* y *Gi* el costo variable y generación la central *i* respectivamente, y *CVj* junto a *Gj* a su vez representan el costo variable y generación de la central *j*; y los beneficios de la empresa 2 son equivalentes a $\pi=GC\ (Cmg-CVc)+62(P-Cmg)$, donde *P* es el precio cobrado a los clientes que suministra y *62* la demanda suministrada.

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

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

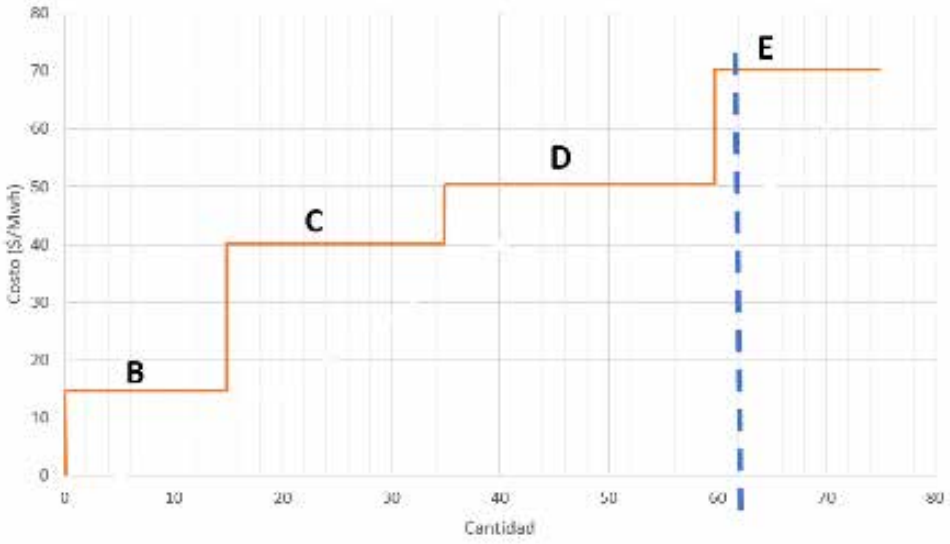
TABLA A.6.1

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

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

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

FIGURA A.6.2



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

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

FIGURA A.6.3

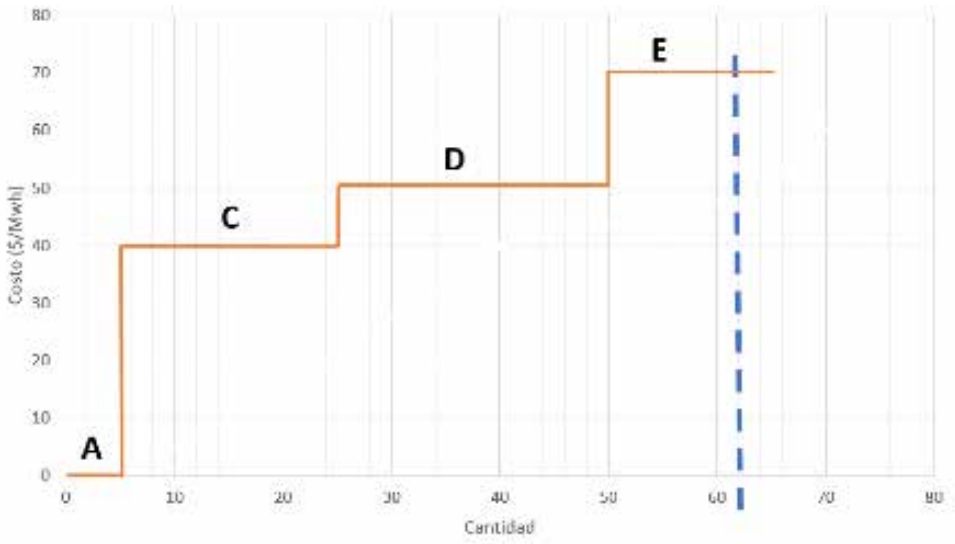


TABLA A.6.2

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

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