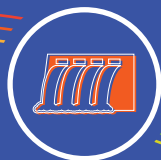




COORDINADOR
ELÉCTRICO NACIONAL

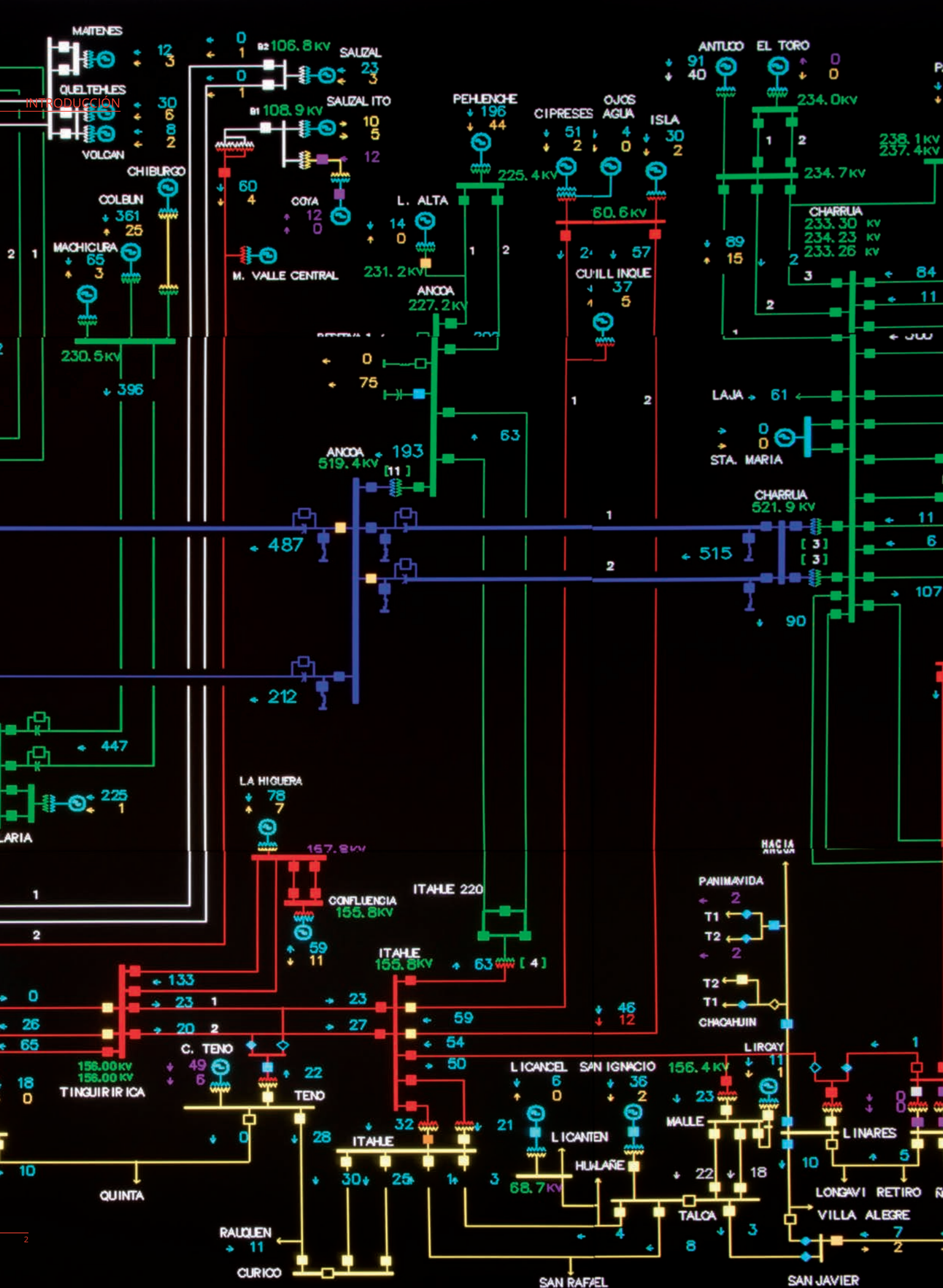


INFORME SEMESTRAL

Monitoreo de la competencia
en el mercado eléctrico

2021

Unidad de Monitoreo de la Competencia





INFORME MONITOREO DE LA COMPETENCIA

31 de agosto de 2021

TABLA DE CONTENIDO

1. Descripción del Mercado Eléctrico Nacional

a. Generación Eléctrica	8
b. Licitaciones De Infraestructura De Transmisión	11

2. Análisis del GNL Inflexible:

a. Antecedentes Generales	12
b. GNL Inflexible y Competencia en el Mercado Eléctrico	14
2.b.1. Empresas Excedentarias	16
2.b.2. Empresas Deficitarias	16
c. Balance de Transferencias y Generación con GNL Inflexible	18
d. Conclusiones	21

3. Análisis del mercado de SSCC de control de frecuencia

a. Antecedentes Generales	22
b. Adjudicaciones	25
c. Casos Base	31
d. Conclusiones	34

Anexo A: Ingresos por GNL Inflexible

A.1. Inyecciones de energía y sobrecostos propios (primera sumatoria de la ecuación de ingresos).	37
A.2. Pagos por sobrecostos de terceros (segunda sumatoria de la ecuación de ingresos).	38
A.3. Contratos (tercera sumatoria de la ecuación de ingresos)	38
A.4. Otros ingresos o pagos	38
A.5. La unidad genera con gas inflexible	39

Anexo B: Evolución del Balance de Transferencias

B.1. ENEL	40
B.2. Grupo Matte	42
B.3. ENGIE	44
B.4. BHP	46

Anexo C: Costos asociados a antiguo esquema de subastas de SSCC de Control de Frecuencia

C.1. Servicios de subida	48
C.2. Servicios de bajada	50

Anexo D: Costos asociados al actual esquema de subastas de SSCC de Control de Frecuencia

D.1. Servicios de subida	52
D.2. Servicios de bajada	52

Anexo E: Centrales entregadas a operación primer semestre 2021

54





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.

Este documento corresponde a un informe de avance considerando la mejor información disponible al 30 de junio de 2021 y cuyos resultados pueden variar en el documento anual que desarrolla la UMC.

Los particulares y/o agentes del sector eléctrico que tengan información sobre hechos y/o antecedentes de indicios de actuaciones que podrían llegar a ser constitutivas de atentados contra la libre competencia, podrán enviar dicha información al correo electrónico confidencialumc@coordinador.cl, la que tendrá el carácter de confidencial y obligará al Coordinador a tomar todas las medidas que correspondan a fin de garantizar la confidencialidad y reserva de dicha información.

Comentarios u observaciones a este documento, favor remitir dicha información al correo electrónico confidencialumc@coordinador.cl.

INTRODUCCIÓN

La Ley General de Servicios Eléctricos ("LGSE")¹ ha dispuesto, entre las funciones asignadas al Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional ("Coordinador"), la de efectuar un monitoreo permanente de las condiciones de competencia en el mercado eléctrico, con el objeto de garantizar los principios de la coordinación del sistema eléctrico, esto es, la seguridad del servicio, la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico y el acceso abierto a todos los sistemas de transmisión, Conforme se dispuso en su oportunidad², esta función entró en ejercicio el 1 de julio de 2018, a través de una unidad dedicada especialmente a ese efecto, denominada Unidad de Monitoreo de la Competencia ("UMC"). Establece el inciso segundo del artículo 72-10 de la LGSE que, en caso que el Coordinador detecte indicios de actuaciones que podrían llegar a ser constitutivas de atentados contra la libre competencia, conforme las normas del DFL N° 1, del año 2004³, deberá ponerlas en conocimiento de la Fiscalía Nacional Económica (FNE) o de las autoridades que corresponda.

Las actividades de monitoreo⁴ de las condiciones de competencia que realiza el Coordinador se refieren a recabar y recopilar información del mercado eléctrico y de las empresas coordinadas. Si bien al realizar esta función el Coordinador debe efectuar análisis y juicios de libre competencia, éstos tienen por preciso objeto determinar si los antecedentes obtenidos son indicios de alguna infracción a las normas de defensa de la libre competencia, los que, de existir, deberán ser investigados y, de proceder, sancionados por los organismos competentes.

Cabe hacer presente que el deber del Coordinador de poner en conocimiento de la FNE los indicios de actuaciones que

podrían llegar a ser constitutivas de atentados contra la libre competencia, no obsta a que, en el ejercicio de sus atribuciones y funciones, esta entidad proponga, a las autoridades competentes, medidas y/o modificaciones normativas que tiendan a mejorar el funcionamiento y la eficiencia de los mercados analizados y la libre competencia en ellos⁵. Tales propuestas son útiles para solucionar fallas de mercado existentes o evitar la materialización de fallas de mercado futuras, relacionadas con la libre competencia en el sector eléctrico.

Durante el primer semestre del año en curso, la UMC, junto con realizar sus actividades permanentes de monitoreo de las condiciones de competencia del mercado, ha continuado desarrollando actividades de asesoría interna, con miras al cabal cumplimiento de la normativa de libre competencia en todas las funciones y actividades que desarrolla el Coordinador. Asimismo, durante el período, la UMC organizó dos jornadas de trabajo internas con participación de profesionales de las Gerencias de Mercados, Operaciones y en las que consultores de Colombia y México, expusieron desafíos y experiencias derivadas del desarrollo de mercados de subastas de energía en dichos países.

En el contexto de sus funciones, la UMC, presenta este informe que, junto con exponer los principales datos del mercado eléctrico nacional, entrega conclusiones respecto de dos aspectos relevantes relacionados con la operación del sistema durante el primer semestre: gas natural inflexible y subastas de servicios complementarios.

1 Decreto con Fuerza de Ley N° 4/20.018, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N° 1, de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos.

2 Artículo Primero letra c) de la Ley N° 20.936.

3 El Decreto con Fuerza de Ley N° 1 del año 2004, del Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción, contiene el texto refundido del Decreto Ley N° 211, de 1973, que Fija Normas Para la Defensa de la Libre Competencia ("DL 211").

4 De conformidad con la Real Academia de la Lengua, monitorear consiste en "observar mediante aparatos especiales el curso de uno o varios parámetros fisiológicos o de otra naturaleza para detectar posibles anomalías" y, por extensión, puede entenderse como "vigilar, supervisar, seguir algo y controlar".

5 Artículo 190 del DS 125/2019 que contiene el Reglamento de Operación y Coordinación del Sistema Eléctrico Nacional.



DESCRIPCION DEL MERCADO ELECTRICO NACIONAL

A. GENERACIÓN ELÉCTRICA

Como se muestra en el Gráfico 1.A.1, la tecnología predominante en términos de capacidad instalada corresponde a Térmica, con cerca de 48,0% a junio de 2021; seguida por Hídrica, con una participación de 24.3%; Solar, con cerca de un 17,7%; Eólica, con alrededor de un 9,8%; y Geotérmica, con un 0,2%.

En comparación al año 2020, se observa una ligera reducción de la participación de capacidad instalada correspondiente a centrales Térmicas e Hídricas.

De la totalidad del parque térmico, como se observa en el gráfico 1.A.2, las centrales a carbón siguen siendo las de mayor participación, con un 36,4%, similar a la participación de centrales a gas natural, que alcanzan un 36,1%. Por su parte, el diésel alcanzó un 23,5% de participación, ligeramente superior a la registrada para el año 2020. El resto de las fuentes da cuenta de algo más del 4%.

GRÁFICO 1.A.1
Distribución de capacidad instalada (MW) por tecnología 2020 – 2021 (1er sem)

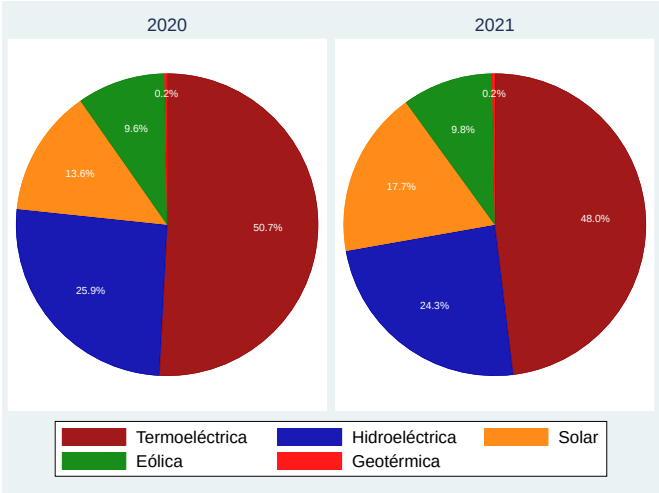
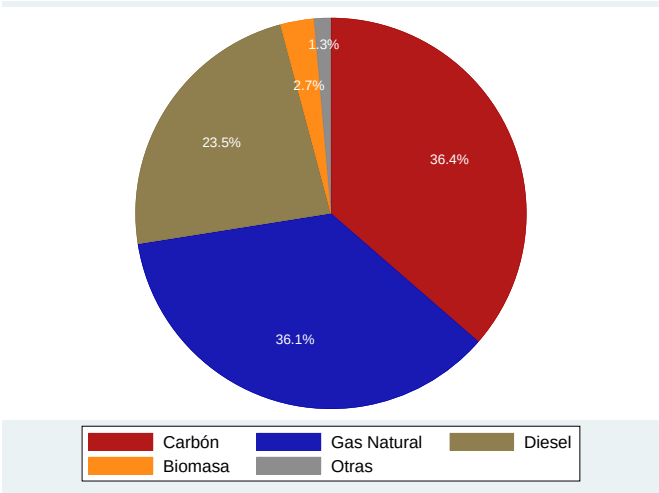


GRÁFICO 1.A.2
Distribución de capacidad térmica instalada (MW) por fuente Junio 2021





En cuanto a capacidad instalada, el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) alcanzó un total de 28,0 GW, a junio de 2021, con un aumento de cerca de 7% en comparación a diciembre del año 2020 y, al igual que en los años anteriores, el aumento de capacidad se debió primordialmente a una mayor capacidad eólica y solar, lo que se refleja en el Gráfico 1.A.3.

En cuanto a nuevas centrales, en Anexo E se presenta una lista con las centrales entregadas a la operación durante el primer semestre del año 2021.

En lo referente a generación mensual, ésta osciló entre 6.200 GWh y 7.000 GWh a lo largo del año, habiendo alcanzado el mínimo y máximo en los meses de febrero y marzo respectivamente, en contraste con valores que se situaron entre 6.163 GWh y 6.873 GWh en el año 2020, alcanzando los mínimos y máximos en septiembre y diciembre, tal como se muestra en el gráfico 1.A.4.

Como se observa, a partir de marzo de 2021 la generación aumentó respecto del mismo mes del año anterior, debido primordialmente a los efectos de la relajación de las restricciones impuestas con motivo del COVID-19, situación que se prevé sea más pronunciada durante el segundo semestre del presente año. En cuanto a la distribución de la energía inyectada por tecnología, ésta puede llegar a variar de forma sustantiva a lo largo del año, tal como se desprende del Gráfico 1.A.5.

Las tecnologías que presentan una mayor variación en su contribución a la generación total del sistema corresponden a termoeléctrica e hidroeléctrica. Lo anterior se debe a que en los periodos en que existe menor disponibilidad del recurso hídrico, son las centrales térmicas las que cubren dicha disminución de generación. Por su parte, 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 4,1 puntos porcentuales por sobre igual mes del año 2020.

GRÁFICO 1.A.3

Capacidad instalada por tecnología 2020 – 1er semestre 2021

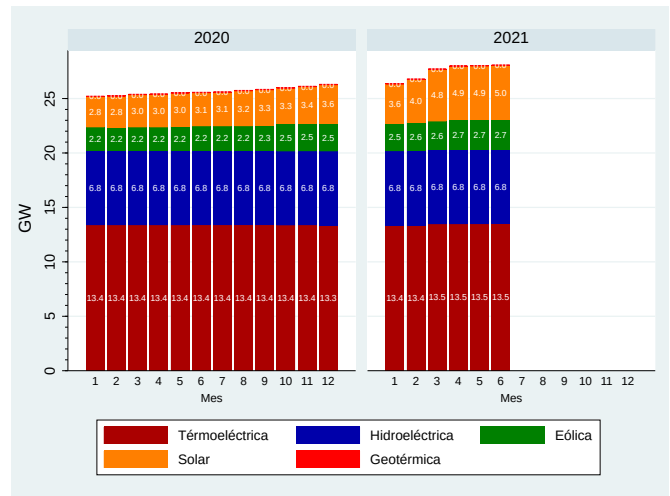


GRÁFICO 1.A.4

Generación mensual 2019 - 2020

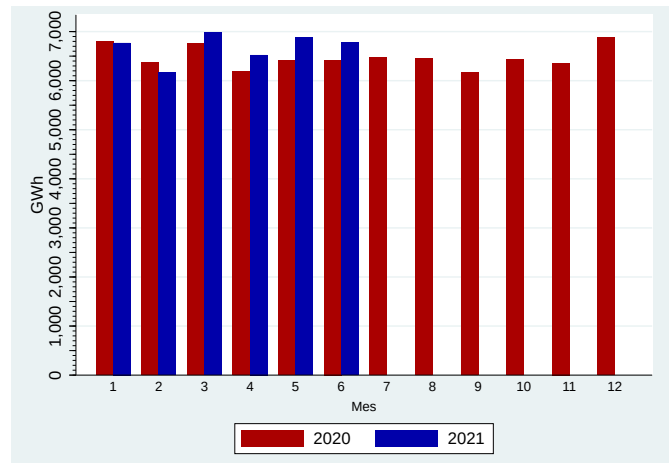
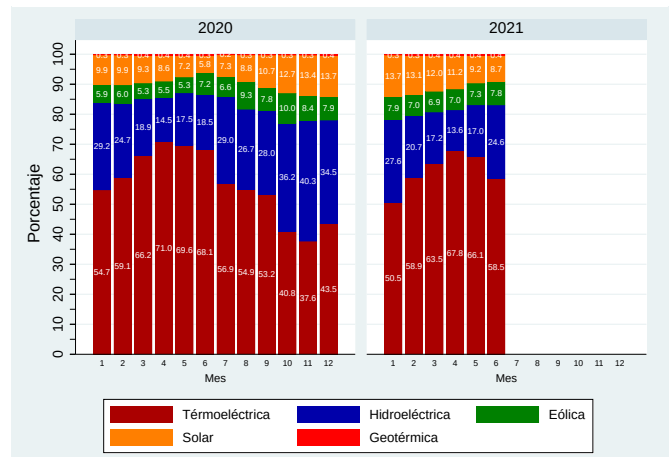


GRÁFICO 1.A.5

Distribución generación por tecnología 2019 - 2020



En cuanto a las fuentes de generación termoeléctrica, el carbón continuó siendo la de mayor participación, variando entre 58% y 69% durante lo que va del año, según se ve en gráfico 1.A.6.

Por su parte, en el Gráfico 1.A.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 57% aproximadamente, sin mayor variación respecto del año previo.

GRÁFICO 1.A.6
Distribución generación térmica por fuente 2019 - 2020

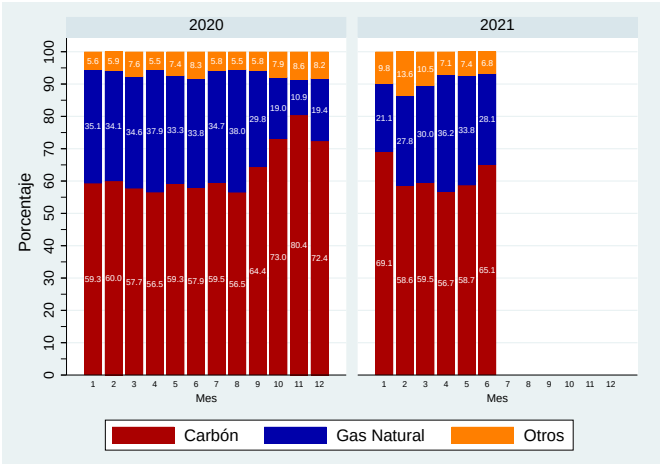
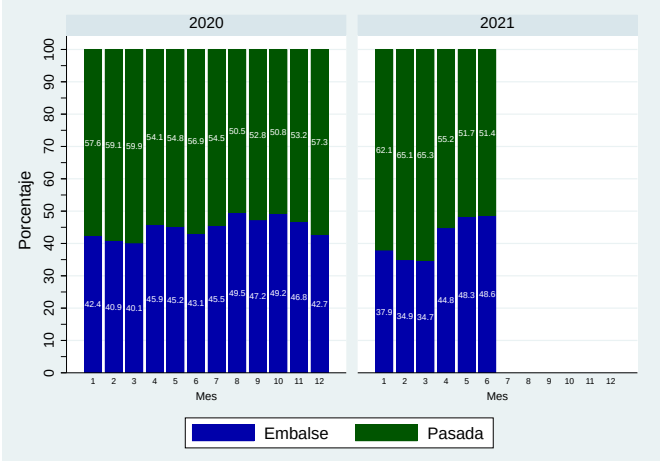


GRÁFICO 1.A.7
Distribución generación hidroeléctrica por fuente 2019 - 2020





B. LICITACIONES DE INFRAESTRUCTURA DE TRANSMISIÓN

En la Tabla 1.B.1 se presenta un resumen de las licitaciones que se han llevado a cabo en los años 2019 y 2020.

TABLA 1.B.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

Durante el primer semestre del 2021, destacan tres licitaciones de obras de transmisión:

Obras Nuevas:

- Licitación Obra Nueva Línea HVDC Kimal - Lo Aguirre, Decreto Exento N°231/2019.
- Licitación Obras Nuevas fijadas por Decreto Exento N°185/2020.

Obras de Ampliación:

- Licitación Obras de Ampliación fijadas por Decreto Exento N°171/2020.

Al 30 de junio de 2021 dichas obras se encuentran en proceso de adjudicación.

ANÁLISIS DEL GNL INFLEXIBLE

A. ANTECEDENTES GENERALES

La condición inflexibilidad del gas se refiere a que las generadoras que operan unidades a gas natural licuado (GNL) pueden despachar su electricidad a costo variable igual a cero, lo que desplaza del despacho a otras unidades, principalmente a renovables. Esta “condición de inflexibilidad” se encuentra contenida, definida y regulada en la Norma Técnica GNL, aprobada mediante la Resolución Exenta N° 376 dictada por la Comisión Nacional de Energía (CNE) en junio de 2019⁶.

El escenario que se trata de evitar con esta condición de suministro especial -que un buque sea devuelto por no existir capacidad de almacenamiento-, no solo puede afectar el mercado eléctrico, sino que, también, el sector industrial, comercial y residencial.

Por ello, para evaluar el mérito de las inflexibilidades, se debe tener en consideración las externalidades positivas y negativas y el posible *trade-off* entre éstas. Ahora bien, cabe destacar que el origen de las inflexibilidades se debe a las restricciones de regasificación y almacenamiento, razón por la que una “solución estructural” a este problema no vendría, necesariamente, aparejada a la implementación de un esquema de ofertas, como se ha planteado por algunos sectores de la industria, ya que de esta manera los agentes tendrían el incentivo a ofertar el mínimo posible para ser despachados, manteniéndose el mismo problema que se quiso abordar con la inflexibilidad, evitar el desvío de un buque.

Por lo tanto, una posible solución debiese ser abordada desde un punto de vista general de política pública, evaluando los *trade-offs* existentes y asegurando que, condicional a dicho objetivo de política, se garantice la competencia en el mercado, siguiendo las recomendaciones de la FNE establecidas en su guía “Sector Público y Libre Competencia”⁷. Sin perjuicio de lo anterior, el presente capítulo se concentra en el análisis de los potenciales indicios de atentados a la libre competencia que podrían encontrarse con ocasión de las declaraciones de GNL inflexible.

Para esto, resulta relevante, en primer lugar, tener en consideración el concepto de poder de mercado, definido como **la habilidad de una firma para elevar los precios sobre un nivel competitivo de forma rentable**⁸. Dicha alteración del equilibrio competitivo se considera como nociva para la sociedad y, en consecuencia, tiende a ser sancionada en la mayoría de las jurisdicciones, debido a que existe una pérdida de bienestar social asociada a una menor cantidad transada y a un aumento del precio, lo que finalmente termina perjudicando a los consumidores.

6 En agosto de 2020, la CNE inició el proceso de revisión de la NT GNL en el que ha participado el Coordinador, haciendo presente consideraciones, tanto de seguridad del sistema como de efectos en la competencia, dentro de otras observaciones, estando actualmente pendiente la revisión de las observaciones por parte de la Autoridad.

7 Disponible en <https://www.fne.gob.cl/wp-content/uploads/2012/06/Guia-final-sector-publico.pdf>

8 “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.

9 Aunque esto último podría tener un efecto anticompetitivo también, pero nuevamente, éste se vería reflejado en los consumidores.



Consistente con el efecto en los consumidores, las estimaciones de daño se basan en el impacto potencial que las conductas anticompetitivas tienen sobre los consumidores, más que los efectos en la estructura de mercado⁹. De esto se desprende que el resguardo a la competencia no busca defender a empresas en particular, sino que garantizar las condiciones para que el mercado funcione apropiadamente y el consumidor se beneficie de esto.

Teniendo en consideración lo anterior, y en línea con los ejemplos sobre hechos, actos o convenciones que impiden, restringen o entorpecen la libre competencia, o que tienden a producir dichos efectos, contemplados en los distintos literales del artículo 3° del DL 211, las conductas anticompetitivas pueden ser clasificadas en **prácticas unilaterales**, dentro de las que es posible distinguir entre **abusos explotativos y abusos exclusorios¹⁰** y **prácticas colusorias**.

En este contexto, en lo que sigue del documento se abordan las potenciales conductas unilaterales que podrían derivarse del uso de gas inflexible y las condiciones que se requieren para que éstas se configuren.

9 Aunque esto último podría tener un efecto anticompetitivo también, pero nuevamente, éste se vería reflejado en los consumidores.

10 Una descripción breve de las conductas que son analizadas por la FNE puede ser encontrada en: <https://www.fne.gob.cl/antimonopolios/que-hacemos/>

B. GNL INFLEXIBLE Y COMPETENCIA EN EL MERCADO ELÉCTRICO

Cuando existe una declaración de inflexibilidad, siguiendo lo establecido en la NT de GNL, el costo variable de las centrales que utilizan el gas declarado inflexible se considera igual a cero. el fin de asegurar su despacho y, de esta manera, utilizar el gas, para permitir la descarga del buque siguiente. Estos cambios en la condición de suministro generalmente provocan una disminución de los costos marginales del sistema, al alterarse, en razón de la situación de inflexibilidad, el orden de mérito¹¹.

La magnitud del efecto, sin embargo, puede variar significativamente, dependiendo del tramo de la curva de oferta donde se produzca la intersección con la demanda. De estar en un sector plano, los efectos serían mínimos; mientras que, de estar en una vecindad con asimetrías elevadas, las diferencias podrían ser relevantes, llegando incluso a escenarios de costo marginal igual a cero, siendo esto último más probable en situaciones de congestión.

Lo anterior no necesariamente se produce cuando la declaración de inflexibilidad deriva de una cláusula contractual, que no tiene impacto en la capacidad de almacenamiento del gas. En este caso podría suceder que, incluso con el cambio en la condición de suministro, la central fuese despachada por orden de mérito.

Así por ejemplo, en el estudio “Gas natural licuado inflexible y su impacto en el Sistema Eléctrico Nacional: enero 2020 a marzo 2021”, de Breves de Energía de abril de 2021, se presentan los resultados de diferentes simulaciones con y sin gas inflexible. Dicho estudio muestra que la mediana de las variaciones es de, aproximadamente, -0,4 USD/MWh; y que el percentil 10 presenta una variación de -7,2 USD/MWh, mientras que el percentil 90 incluso presenta un aumento del costo marginal de 1,5 USD/MWh, aunque al tratarse estos últimos de valores extremos por definición, no son los de mayor relevancia a tener en cuenta. Por su parte, el promedio asciende a -1,7 USD/MWh, tal como puede ser apreciado en la Tabla 2.B.1.

TABLA 2.B.1

Costo marginal de la energía en Quillota 220 (USD/MWh)

	Sin GNL inflexible	Con GNL inflexible	Cambio ¹	% ²
a) Costo Marginal Promedio	43,5	18	24	48
b) Costo Marginal según percentil				
p10%	56,6	49,5	-7,2	-27%
p50%	36,6	36,2	-0,4	-1%
p90%	33,9	35,3	1,5	18%
c) Costo marginal por bloque horario				
Bloque 00:00 a 08:00	43,5	41,8	-1,7	-4%
Bloque 08:00 a 18:00	38,8	37,6	-1,1	-3%
Bloque 18:00 a 24:00	50,3	47,9	-2,5	-5%

1-2 El signo negativo indica una caída respecto del caso GNL Flexible.

Fuente: “Gas natural licuado inflexible y su impacto en el Sistema Eléctrico Nacional: enero 2020 a marzo 2021”, BdE, abril 2021, pág. 12.

¹¹ También puede suceder que el costo marginal se eleve en caso de provocar que centrales a carbón dejen de ser despachadas, privilegiando incorporar centrales más caras en un número reducido de horas. Esto implicaría que el mayor costo marginal en algunas horas sería menor a los sobrecostos de las centrales de base. En cualquier caso, un escenario como este se espera sea poco frecuente.



Consecuentemente, el efecto de las declaraciones de inflexibilidad puede manifestarse en una baja del costo marginal o ser neutro¹². Esto implica que, si las declaraciones de inflexibilidad pudieran corresponder a alguna conducta anticompetitiva, podrían calificar como una conducta exclusoria, en particular como una de precios predatorios. Para ello, debería cumplirse la premisa de que, a partir de las declaraciones de inflexibilidad, se estaría subdeclarando un costo (costo igual a cero amparado por la norma) con el fin de asegurar el despacho de una central que, en otro caso, no habría sido despachada por tener un costo variable mayor, produciendo una disminución del costo marginal del sistema a fin de evitar la entrada de futuros competidores o provocar la salida del mercado de competidores existentes, con el fin de incrementar su poder de mercado en el mercado spot y/o en el mercado de contratos.

En efecto, la OCDE, define los precios predatorios de la siguiente manera: *“Predatory pricing is a deliberate strategy, usually by a dominant firm, of driving competitors out of the market by setting very low prices or selling below the firm’s incremental costs of producing the output (often equated for practical purposes with average variable costs). Once the predator has successfully driven out existing competitors and deterred entry of new firms, it can raise prices and earn higher profits”*¹³.

Por tanto, para considerar una figura de precios predatorios, no sólo se requiere que quien la ejecuta fije un precio bajo el costo, sino que, también, debe tener la habilidad para recuperar las rentas perdidas, como consecuencia del mayor poder de mercado. Consecuentemente, no se trataría de este tipo de conductas anticompetitivas si los niveles de precios bajan y en el futuro las pérdidas no pueden ser recuperadas, o no pueden ser incrementados los precios de manera unilateral como resultado del ejercicio de poder de mercado, lo que se analizará más adelante.

Por otro lado, una segunda hipótesis conductual a analizar es la de estrangulamiento de márgenes. Esta podría darse si se constata un eventual efecto exclusorio a partir de la obtención

de beneficios netos de las declaraciones inflexibilidad en el corto plazo, que provocase la salida o desincentivase la entrada de competidores, debido a los reducidos márgenes que estos obtendrían. Sin embargo, en los casos objeto de análisis no se está frente a empresas integradas verticalmente que posean un insumo esencial y que fijen un precio arbitrariamente elevado aguas arriba (y/o arbitrariamente bajo aguas abajo) con tal finalidad exclusoria, como ocurre en los casos en que se verifica la práctica antedicha¹⁴.

Así las cosas, las declaraciones de inflexibilidad difícilmente podrían ser calificadas como conductas anticompetitivas, si no existe evidencia de que hayan generado o puedan generar la salida de competidores y/o de que hayan desincentivado o estén desincentivando el ingreso de nuevos competidores, que hubieran beneficiado o pudieran beneficiar en el futuro a quienes han efectuado tales declaraciones.

Por otro lado, si las declaraciones de inflexibilidad resultaran en una baja de los costos marginales de energía, pero no se configuran como una amenaza para los competidores que pudieran derivar en un aumento de precios futuro, estas podrían constituir una infracción a la Norma Técnica GNL, de ser producto de la optimización de la posición comercial de la empresa en cuestión¹⁵, mas no constituirían un indicio de un atentado a la libre competencia. Por lo mismo, analizar una posible optimización de la posición comercial de parte de las empresas está fuera del alcance del presente documento.

De esta manera, las potenciales conductas que podrían ejercerse dependen de la competitividad del mercado de contratos, del balance actual de las empresas¹⁶, de la posición comercial que podrían tener en el futuro, al estar relacionado el costo marginal de largo plazo con el de los contratos, y de la relación entre el LCOE (*Levelized cost of energy*) de los competidores y los costos marginales observados en el mercado. Con este esquema analítico a la vista, resulta pertinente evaluar las hipótesis antedichas, tanto desde la perspectiva de las empresas excedentarias, como de las empresas deficitarias.

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

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

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

15 Según el Artículo 3-3, numeral 3 de la Norma Técnica GNL, “[L]a utilización del volumen declarado como inflexible no debe corresponder al resultado de una optimización de la posición comercial de la empresa que lo declarara en el mercado de transferencia de energía y potencia”.

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

2.B.1 EMPRESAS EXCEDENTARIAS

Para una empresa excedentaria¹⁷ no existirían incentivos en el corto plazo para declarar inflexibilidades de manera estratégica, ya que podrían resultar en una disminución de los costos marginales y, con ello, en una caída de sus beneficios. Por lo tanto, en este caso, un eventual abuso sería clasificado como una conducta de precios predatorios típica, donde se estarían sacrificando ingresos presentes ante la posibilidad de aumentar sus ingresos en el futuro, luego de la salida o disuasión a la entrada de potenciales competidores que pudiesen llevar a la baja el costo marginal.

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

2.B.2 EMPRESAS DEFICITARIAS

En cuanto a las empresas deficitarias¹⁸, si bien estas pueden beneficiarse de la baja potencial del costo marginal, al tener que pagar menos por los retiros, ello no implicaría directamente un beneficio comercial de las declaraciones de inflexibilidad, ya que para que esto ocurra, los beneficios por un menor pago por retiros deben ser mayores que las pérdidas en las cuales incurriría al recibir solo el costo marginal como ingreso, sin cubrir la totalidad de los costos variables de las máquinas. En caso que dicho cálculo derivara en pérdidas, se podría estar en presencia de una potencial conducta predatoria. No obstante, para la ocurrencia de esta se debe tener la habilidad para **recuperar dichas pérdidas en el futuro a través de mayores precios como consecuencia de una menor cantidad de competidores.**

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

Ahora bien, si las declaraciones de inflexibilidad resultaran en beneficios netos para las empresas deficitarias, ello implicaría que cualquier empresa tendría incentivos a sobre importar GNL, sin necesidad de buscar mantener o aumentar su posición de dominio, razón por la que no podría argumentarse una potencial infracción a la libre competencia, pero sí podría configurarse, eventualmente, una infracción a la norma, en cuanto dispone que “[L]a utilización del volumen declarado como inflexible no debe corresponder al resultado de una optimización de la posición comercial de la empresa que lo declarara en el mercado de transferencia de energía y potencia.”¹⁹

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

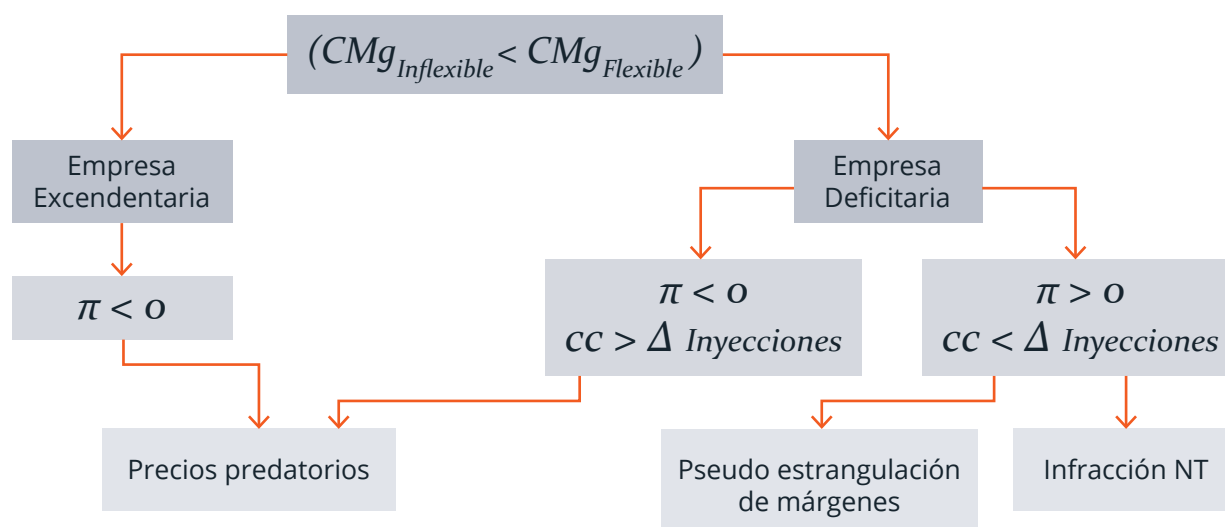
¹⁷ Esto es, las inyecciones y la energía contratada que pudiese tener precios indexados al costo marginal son mayores a la cantidad contratada que no se encuentra indexada al costo marginal.

¹⁸ Esto es, las inyecciones y la energía contratada que pudiese tener precios indexados al costo marginal son menores a la cantidad contratada que no se encuentra indexada al costo marginal.

¹⁹ Norma técnica para la programación y coordinación de la operación de unidades que utilicen GNL regasificado, Junio 2019, CNE, Artículo 3-3, numeral 3. Disponible en <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2019/06/NT-GNL-Junio-2019.pdf>



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



Condiciones:

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

Esto es, si las declaraciones de inflexibilidad derivan en un costo marginal inferior a un escenario contrafactual donde no existe el cambio de condición de suministro

$(CMg_{Inflexible} < CMg_{Flexible})$, estas se traducirían inmediatamente en pérdidas para empresas excedentarias $(\pi < 0)$, por lo que podría tratarse de precios predatorios. De tratarse de empresas deficitarias, las declaraciones de inflexibilidad podrían resultar en pérdidas, en caso de que el costo de combustible que no será recuperado por generar fuera de la lista de mérito (CC) sea mayor al menor pago por inyecciones $(\Delta_{Inyecciones})$, y, por ende, también podría encapsularse dentro de la figura de precios predatorios. En caso de existir beneficios al declarar inflexibilidades, es decir, si el costo de combustible no cubierto por el costo marginal es inferior al menor pago por inyecciones, podría tratarse de una *pseudo estrangulación de márgenes*, al no existir integración vertical que motive una conducta. En todas estas situaciones, las condiciones para considerar la declaración de inflexibilidad como una conducta anticompetitiva son que exista un desincentivo a la entrada o se provoque la salida de

competidores actuales del mercado, y que exista la posibilidad de recuperar rentas con el fin de aumentar el poder de mercado actual, lo que requeriría una posición excedentaria en el futuro que permitiera a la declarante beneficiarse de mayores costos marginales o de una menor caída de estos que la prevista sin escenarios de inflexibilidad; o, alternatively, ganar poder de mercado en los contratos, que permitan aumentar los precios unilateralmente.

De no configurarse la posibilidad de recuperar rentas en el futuro, un escenario de beneficios de corto plazo para las empresas deficitarias solo podría configurar una infracción a la Norma Técnica GNL.

En la sección siguiente, se presenta la generación con gas inflexible por parte de los principales conglomerados, así como también su posición comercial, para el año 2020 y el primer semestre del 2021²⁰.

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

C. BALANCE DE TRANSFERENCIAS Y GENERACIÓN CON GNL INFLEXIBLE

De los cuatro actores con mayor participación de mercado que han generado con GNL inflexible (Enel, Grupo Matte por medio de Colbun; Engie y BHP a través de Tamakaya Energía), solo el Grupo Matte ha presentado balances excedentarios a nivel agregado²¹. No obstante, enfocarse exclusivamente en el balance a nivel agregado puede ser erróneo, ya que este puede variar hora a hora, dependiendo del nivel de generación y demanda de los propios clientes y el efecto en el costo marginal de la generación inflexible, de ocurrir, no sería permanente.

Así, por ejemplo, en el Gráfico 2.C.1 se presentan los MWh agregados por trimestre de Enel, donde se aprecia que en los períodos de generación con gas inflexible el balance de la empresa fue levemente deficitario el primer y segundo trimestre del 2020, invirtiéndose esto durante el tercer trimestre del mismo año. En cuanto al 2021, se observa que el primer trimestre fue levemente excedentario, mientras que el segundo fue lo contrario, todo esto, en un escenario agregado de balance deficitario. Más aún, si se considera la totalidad del período desde el 1 de enero al 30 de junio de manera agregada, la empresa inyectó más energía que la retirada en los períodos de inflexibilidad. El efecto de cada período, evidentemente, dependerá de la potencial causalidad que pudiese existir entre dichas declaraciones y posibles variaciones del costo marginal.²²

Por su parte, el Grupo Matte (ver Gráfico 2.C.2), fue excedentario en todos los trimestres en que generó con gas inflexible. Si bien ha existido generación recurrente con gas inflexible por parte de este grupo empresarial, se debe tener presente que parte de estas inflexibilidades son atribuibles a condiciones contractuales, mas no a limitaciones de almacenamiento²³, razón por la que dichas inflexibilidades no necesariamente implican una baja en los costos marginales.

GRÁFICO 2.C.1

Balance trimestral total de Enel, por períodos de generación con gas flexible e inflexible

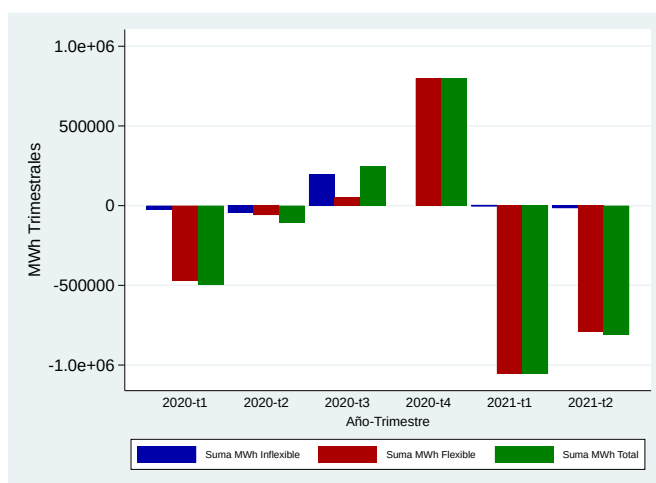
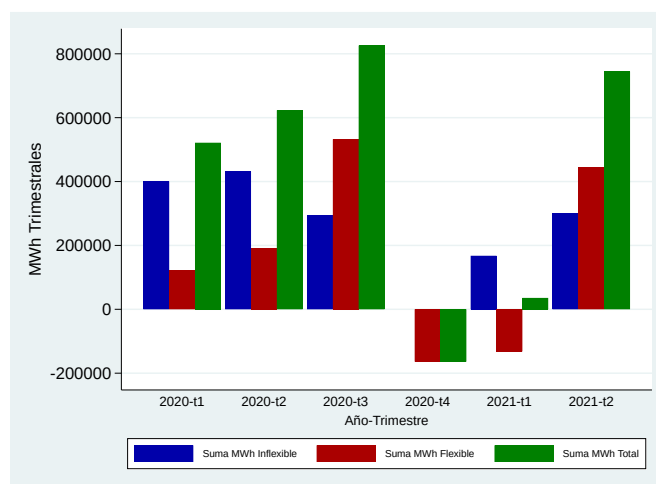


GRÁFICO 2.C.2

Balance trimestral total del Grupo Matte, por períodos de generación con gas flexible e inflexible



²¹ Colmito, propiedad de IC Power, también posee registros de generación con GNL inflexible, no obstante, la frecuencia y cuantía no son relevantes, por lo que se optó por dejarla fuera del presente análisis.

²² En el Anexo B se presentan gráficos horarios con el balance de transferencias y los períodos de inflexibilidad, así como también los costos marginales.

²³ El cambio de condición de suministro para permitir la llegada del siguiente buque, gatillado por restricciones de almacenamiento, está normado en el Artículo 3-4 numeral 7; mientras que las declaraciones de inflexibilidad basadas en condiciones contractuales se justifican a través del Artículo 3-3, numeral 3.



A su vez, Engie ha sido deficitaria la mayor parte del período considerado (ver Gráfico 2.C.3), incluso a nivel horario (Ver Anexo B). La excepción se produjo el segundo trimestre del 2021, cuando la generación con gas inflexible de mediados de abril coincidió con un período excedentario.

Por su parte, BHP, a través de Tamakaya Energía, ha presentado un escenario similar al de Engie, siendo marcadamente deficitaria, aunque la generación con gas inflexible se dio primordialmente en períodos excedentarios, durante el tercer trimestre del 2020 y el primero del 2021, ver Gráfico 2.C.4.

De lo anterior se concluye que, en general, han existido inflexibilidades tanto en períodos en que las empresas han sido excedentarias como deficitarias, y que las empresas que mayor beneficio podrían derivar de las declaraciones de inflexibilidad, basado netamente en el balance, sin considerar el costo de adquisición del gas, han presentado un balance deficitario casi permanentemente, lo que podría hacer dificultoso beneficiarse de un aumento del costo marginal futuro de mantener dicha posición comercial.

Asimismo, si se observa la evolución de los costos marginales (ver Anexo B), no se aprecia que en los períodos de inflexibilidad hayan alcanzado niveles inferiores al LCOE de las centrales renovables, según la información con la que cuenta la UMC, o que exista algún quiebre de tendencia que haga conjeturar una posible convergencia a dichos niveles²⁴, lo cual sería indispensable para que las declaraciones de inflexibilidad puedan ser calificadas como un acto que atente contra la libre competencia²⁵.

GRÁFICO 2.C.3

Balance trimestral total de Engie, por períodos de generación con gas flexible e inflexible

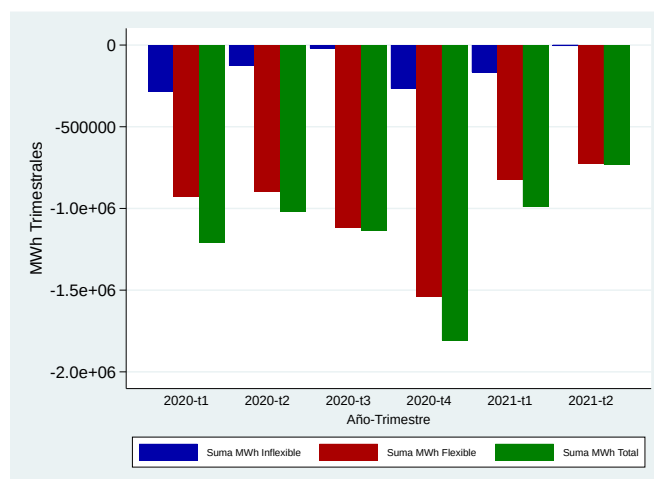
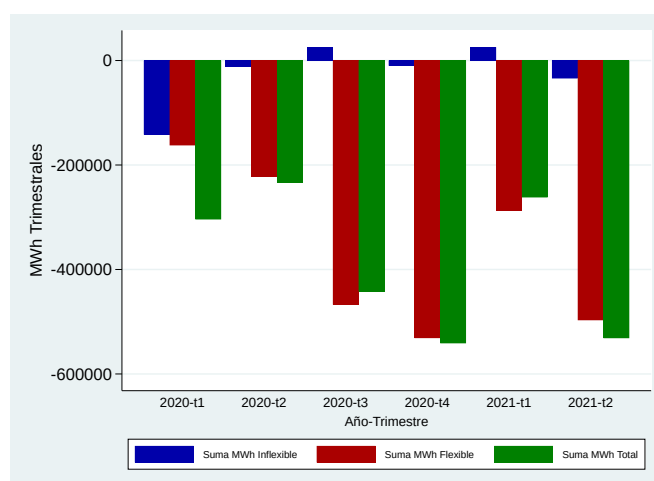


GRÁFICO 2.C.4

Balance trimestral total de BHP, por períodos de generación con gas flexible e inflexible



24 Durante el año 2018 y 2019 se observaron episodios de costos marginales iguales a cero de forma relativamente frecuente, lo cual se vio influenciado por las declaraciones de inflexibilidad, particularmente en el ex SING, sin embargo, su frecuencia disminuyó ostensiblemente luego de la entrada en operación de la línea Cardones Polpaico. Estos escenarios de costos marginales iguales a cero, no obstante, no eran ni son exclusivos a las declaraciones de inflexibilidad, sino que también influye la falta de señales de localización, gatillando la puesta en marcha de proyectos de transmisión para acomodar la masiva capacidad entrante de centrales renovables, cuyo costo será asumido, finalmente, por el consumidor final.

25 Cuando se realiza una evaluación de proyectos, se considera además la varianza inherente en el costo marginal que puedan afectar su valor esperado de largo plazo, razón por la que se requiere un impacto significativo en el costo marginal para alterar la evaluación financiera de un proyecto. De considerar algún coordinado que las declaraciones de inflexibilidad están provocando un estrés financiero que pudiese implicar la salida del mercado o que esté impidiendo la entrada de alguno de sus proyectos, se recomienda encarecidamente que realicen sus aportes de antecedentes a confidencialumc@coordinador.cl.

Más aún, si se consideran las estimaciones públicas del LCOE de las plantas renovables de mayor costo, como las de concentración solar²⁶, su valor de 53 USD/MWh sería superior al costo marginal de energía proyectado en un escenario sin inflexibilidad, según el estudio de Breves de Energía referido al inicio de este documento, el cual alcanza un valor promedio de 43,5 USD/MWh, superando los 53 solo en el percentil 10²⁷. Por ello, el efecto de esta condición de suministro sería nulo, en cuanto a afectar la posible entrada de nuevas plantas de este tipo de tecnología.

Respecto a centrales solares, las bajas de costos marginales de energía en el bloque horario en que estas centrales inyectan energía, ascenderían a 1,1 USD/MWh, según el análisis realizado por Breves de Energía (ver Tabla 2.B.1), diferencia menor de 3% que no debiese tener mayor efecto en la entrada de nuevas centrales de esta tecnología, teniendo presente que las evaluaciones financieras se realizan considerando el horizonte total de la vida útil del proyecto. Por otro lado, el efecto podría ser incluso menor para empresas que tuviesen contratos, ya que las disminuciones de costos marginales son mayores en los bloques no solares, con -4% y -5% para los bloques de 00:00 a 08:00 y 18:00 a 24:00 horas respectivamente.

Las empresas que mayor afectación podrían tener corresponderían a incumbentes y potenciales nuevos entrantes con una matriz de generación no solar, pero, nuevamente al considerar las disminuciones de costos estimadas por Breves de Energía, de -1,7 USD/MWh; -1,1 USD/MWh y -2,5 USD/MWh para los diferentes bloques horarios, no parecen ser suficientes para provocar un impacto en el corto plazo, considerando que la vida útil de los proyectos, en general, es igual o superior a 20 años²⁸.

Sin perjuicio de lo señalado con antelación, además de la posición comercial de las empresas y los costos marginales, también se han analizado, de manera ex post, las declaraciones de inflexibilidad realizadas por las empresas y los contratos asociados, ya sean de largo plazo o asociados a barcos spot y antecedentes aportados por terceros²⁹, entre otros. Asimismo, en el último tiempo la solicitud de información se ha extendido a las empresas cargadoras, con el objetivo de contrastar la información aportada por los diferentes actores del mercado al momento de estimar los eventuales riesgos a la competencia que pudiesen surgir de los episodios de inflexibilidad³⁰.

Finalmente, cabe mencionar que, dada la naturaleza de los potenciales efectos anticompetitivos de las declaraciones de inflexibilidad, el análisis de competencia de estas declaraciones es llevado a cabo con posterioridad a su ejecución. En este contexto, el Coordinador efectúa el análisis de acuerdo a lo establecido en la Norma Técnica GNL, para aceptar las declaraciones de inflexibilidad, sin perjuicio de llevar adelante sus evaluaciones de indicios de eventuales conductas anticompetitivas a través de la UMC, con posterioridad a que éstas tengan lugar.

26 Ver Hernández Moris, C.; Cerda Guevara, M.T.; Salmon, A.; Lorca, A. *Comparison between Concentrated Solar Power and Gas-Based Generation in Terms of Economic and Flexibility-Related Aspects in Chile*. *Energies* 2021, 14, 1063, disponible en <https://www.mdpi.com/1996-1073/14/4/1063>.

27 "Gas natural licuado inflexible y su impacto en el Sistema Eléctrico Nacional: enero 2020 a marzo 2021", *BdE Spa*, abril 2021, pág. 12.

28 También se deben considerar dentro de los efectos los potenciales mayores pagos por sobrecostos, pero estos son prorrateados de acuerdo a los retiros de las empresas, razón por la que, quienes podrían enfrentar mayores pagos por sobrecostos, también enfrentarían un menor costo por retiros. Para mayor detalle sobre las variables involucradas y sus efectos, ver Anexo 1.

29 Se consideran 3 aportes de antecedentes realizados por terceros a la casilla confidencialumc@coordinador.cl

30 Sin perjuicio que el contenido de las cartas es confidencial, durante este año se han remitido solicitudes de antecedentes adicionales a empresas: Colbún, Engie, Enel, GNL Mejillones, GNL Quintero y GNL Chile.



D. CONCLUSIONES

En cuanto a los potenciales efectos de competencia, la UMC ha realizado los análisis pertinentes en los términos que señala el Artículo 72-10 de la Ley General de Servicios Eléctricos³¹, con el objetivo de detectar indicios de eventuales conductas anticompetitivas a fin de ponerlas en conocimiento de la autoridad de competencia respectiva. En particular, se analizó la evolución del balance de transferencias horario de las empresas, la generación con gas inflexible y los costos marginales de energía, y no se detectaron indicios de atentados unilaterales a la competencia, al ser un requisito que los costos marginales de energía proyectados con motivo de las inflexibilidades sean menores o se encuentren en una trayectoria que implique un menor valor que el LCOE de un competidor eficiente que, de otra manera, se mantendría o entraría al mercado.

Lo anterior, sin embargo, no obsta a que en el futuro se pudiesen encontrar potenciales indicios, incluyendo actuaciones conjuntas. Por ello, la UMC seguirá analizando la información pertinente, esto es, balances de transferencias, incluyendo transferencias

físicas y financieras, contratos de suministro, capacidades de los terminales, entre otros antecedentes.

La generación con gas inflexible podría generar un traspaso de rentas entre diferentes agentes económicos dada las variaciones en el costo marginal de energía. No obstante, también existen beneficios derivados de la posibilidad de declarar inflexibilidades, ya que ella disminuye el riesgo asociado a la importación de gas y mitiga, de igual manera, los potenciales costos asociados no solo al mercado eléctrico, sino que también al sector comercial, industrial y residencial, derivados de una limitada capacidad de almacenamiento y regasificación. Lo anterior se debe considerar en un contexto general de política pública que debe evaluar los potenciales *trade-offs* existentes.

31 Monitoreo de la Competencia en el Sector Eléctrico. Con el objetivo de garantizar los principios de la coordinación del sistema eléctrico, establecidos en el artículo 72°-1, el Coordinador monitoreará permanentemente las condiciones de competencia existentes en el mercado eléctrico.

En caso de detectar indicios de actuaciones que podrían llegar a ser constitutivas de atentados contra la libre competencia, conforme las normas del Decreto con Fuerza de Ley N°1, del año 2004, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, el Coordinador deberá ponerlas en conocimiento de la Fiscalía Nacional Económica o de las autoridades que corresponda.

ANÁLISIS DEL MERCADO DE SSCC DE CONTROL DE FRECUENCIA

A. ANTECEDENTES GENERALES

En la actualidad, los servicios con condiciones de competencia y a ser subastados son los de control primario de frecuencia por sobrefrecuencia ("CPF_LW"), secundario de subida ("CSF_RS") y bajada ("CSF_LW") y terciario de sub ("CTF_RS") y sobrefrecuencia ("CTF_LW"). Desde 2020, estas subastas han incorporado una serie de reformas en aspectos relevantes de su diseño, dentro de las que destaca: la modificación del mecanismo de cálculo de precios máximos y medidas de mitigación, la eliminación de distorsión asociada a los costos de oportunidad de las ofertas, asimetría en el CPF, entre otras.

Los principales cambios fueron incorporados en la RE N° 443 de la Comisión Nacional de Energía ("CNE") que fija y comunica los mecanismos de determinación de los valores máximos para las ofertas de subasta de Servicios Complementarios de Control Secundario y Terciario de Frecuencia, de fecha 23 de noviembre de 2020, la RE N° 442 de la CNE, de la misma fecha, que modifica y reemplaza el Informe de Definición de Servicios Complementarios a que se refiere el inciso segundo del artículo 72°-2 de la Ley General de Servicios Eléctricos, y la RE N° 493 de fecha 20 de diciembre de 2020, que fija y comunica los mecanismos de determinación de los valores máximos para las ofertas de subasta del servicio complementario de control primario de frecuencia por sobrefrecuencia.

El objetivo de dichas medidas fue reducir la incertidumbre que enfrentaban los agentes³², ya que, con el esquema vigente desde el 1 de enero al 21 de septiembre de 2020, los agentes debían internalizar el valor esperado del costo marginal horario del sistema con tal de estimar el costo de oportunidad y sobrecostos que podrían enfrentar de realizar ofertas y ser adjudicados (Ver Anexo C). De igual manera, con las modificaciones introducidas

se eliminó la inconsistencia entre un mercado de la energía basado en costos y uno de SSCC basado en ofertas, ya que al no estar internalizados los sobrecostos y costos de oportunidad en las ofertas, las variables duales del problema reflejarían efectivamente el costo de oportunidad de las reservas. Luego del cambio introducido con la actualización de diciembre de 2020 del Informe de SSCC 2021, las subastas por servicios complementarios de control de frecuencia consisten en ofertas por costos de desgaste³³, sujetas a valores máximos y medidas de mitigación de corto plazo³⁴⁻³⁵.

De producirse costos de oportunidad y sobrecostos, estos son remunerados ex post como parte del valor adjudicado, el cual se define en la RE N° 442 de la CNE de 23 de noviembre de 2020 como la suma del costo de oportunidad real, costo por operación a un costo variable mayor al costo marginal real, costo de operación adicional real y valor ofertado. Según la resolución, estos componentes se definen de la siguiente manera:

- **"Costo de oportunidad real:** Se entenderá como el costo en que incurre una instalación adjudicada por la pérdida de ventas de energía en el mercado de corto plazo, debido a la utilización limitada o nula de la capacidad de producción de la instalación por estar prestando un servicio complementario. Este costo será calculado por el Coordinador con ocasión de la realización de los balances de remuneración de servicios complementarios.

- **"Costos por operación a un costo variable mayor al costo marginal real:** Se entenderá como el costo en que incurre una instalación adjudicada por la prestación de un servicio complementario cuando el costo variable de la instalación resulta ser mayor al costo marginal del sistema en el mercado de corto plazo. Este costo será calculado por el Coordinador, cuando corresponda, con ocasión de la realización de los balances de remuneración de servicios complementarios.

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

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

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

35 Una aproximación a los costos involucrados en la generación de ofertas del esquema actual se presenta en el Anexo D.



- **Costo de operación adicional real:** Se entenderá como el costo en que incurre una instalación adjudicada por la prestación de un servicio complementario cuando ésta opera en un punto de operación en que su rendimiento es menor, o su consumo específico de combustible es mayor, al considerado por el Coordinador en el proceso de programación de operación para dicha instalación, considerando una operación en que sólo vendería energía sin prestar el servicio complementario. Este costo será calculado por el Coordinador con ocasión de la realización de los balances de remuneración de servicios complementarios.

- **Valor ofertado:** Es el valor ofertado por el Coordinado titular de la instalación adjudicada para la prestación de un servicio complementario. En este valor el Coordinado deberá incluir todos aquellos costos no considerados en los puntos anteriores tales como costos de desgaste, mantenimiento, habilitación y/o implementación, entre otros.”

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

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

En caso de recibir ofertas por sobre dicho precio máximo de reserva de parte de conglomerados – entendiendo como conglomerado a las empresas pertenecientes al mismo grupo empresarial según lo establecido en el Artículo 96 de la Ley N°18.045 de Mercado de Valores –, éstas son descartadas en caso de haber sido planteadas por **conglomerados no pivotales**. En caso de ofertas de **conglomerados pivotales**, éstas son descartadas si superan el valor de costo de desgaste teórico contenido en la resolución y actualizado por el Coordinador cuando corresponda. La calidad de pivotal de un conglomerado se calcula mediante el indicador RSI³⁶, utilizando la capacidad habilitada disponible y los requerimientos establecidos en el Informe de SSCC respectivo.

Por su parte, en caso de que existan subastas parcial o completamente desiertas, se aplica un **precio máximo de remuneración**, consistente en un componente de costo de oportunidad, remuneración por operación con costo variable mayor al costo marginal, remuneración por costo de operación adicional para instalaciones de generación térmicas y remuneración por costo de operación adicional para instalaciones de generación hidráulica. Ello implica que, de declararse un proceso parcial o completamente desierto, las unidades que sean “forzadas” en la programación -unidades que no ofertaron- recibirán una remuneración por dichos conceptos ex post, pero no se remunerarán los costos de desgaste, ya que no se realiza una oferta.

Lo anterior fue tomado en cuenta al momento de la realización del Informe de SSCC 2022, donde no solo se analizaron las condiciones de competencia que se avizoraban para el año 2022, sino que también se analizó el desempeño del mercado de en el período comprendido entre el 1 de enero y el 4 de mayo de 2021³⁷.

36 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.

37 En relación a los costos asociados al actual esquema de subastas, ver Anexo D.

En dicho informe se concluyó que, al comparar el desempeño efectivo de las subastas con el de un caso base³⁸ donde todas las configuraciones habilitadas y disponibles para la prestación de SSCC se internalizaran dentro de la cooptimización, no existirían diferencias significativas respecto de variables claves como sobrecostos, costos de oportunidad y costos marginales, aunque sí existieron episodios puntuales de desviaciones significativas.

Con el fin de minimizar las posibles fuentes de desvíos entre el caso base y la adjudicación efectiva de SSCC que resulta de la programación diaria de la operación, el 7 de julio de 2021 se modificaron las bases administrativas de subastas de SSCC de control de frecuencia, introduciendo una nueva definición de subasta parcial o totalmente desierta, en los siguientes términos: “Se declarará una subasta como total o parcialmente desierta, si como resultado de la cooptimización de energía y reservas, acorde a los criterios descritos previamente, la adjudicación resultante en un bloque horario específico considera en su totalidad o parcialmente configuraciones operativas que no hayan presentado una oferta válida o no hayan presentado oferta.”.

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

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

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

Finalmente, es conveniente estudiar y buscar adecuar las reglas de subastas vigentes con el propósito de viabilizar la participación de la demanda en la prestación del servicio de control de frecuencia, con el propósito de garantizar la operación eficiente y económica del sistema en un escenario de mayor flexibilidad.

En lo que sigue del documento, se presentan estadísticas básicas sobre cantidad y ofertas adjudicadas, al igual que una comparación entre los casos base y la programación diaria con datos actualizados al 3 de agosto de 2021.

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

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



B. ADJUDICACIONES

Los siguientes gráficos describen la proporción de MW o MWh, según corresponda, adjudicados para cada servicio separando por ID y ofertas, para los períodos comprendidos entre el 1 de enero y 9 de julio de 2021; y el 10 de julio y 2 de agosto de 2021.

Como se observa, para todos los servicios se tienen variaciones significativas en la proporción adjudicada por ID, al punto de no haber sido adjudicada ninguna oferta en el CPF- (ver Gráfico 3.B.2), con excepción de las fechas cercanas a la fecha de modificación de la definición de subastas parcial o totalmente desiertas. Prueba de ello es el período desde el 24 de junio al 9 de julio de 2021, en el que existe una menor adjudicación a configuraciones que ofertaron en comparación con el período posterior al 10 de julio en el caso de los servicios de CSF+, CSF- y CTF+ (ver Gráfico 3.B.3).

GRÁFICO 3.B.2

Proporción MW/MWh adjudicados por subasta e instrucción directa por servicio
Período 10/07/2021 a 02/08/2021

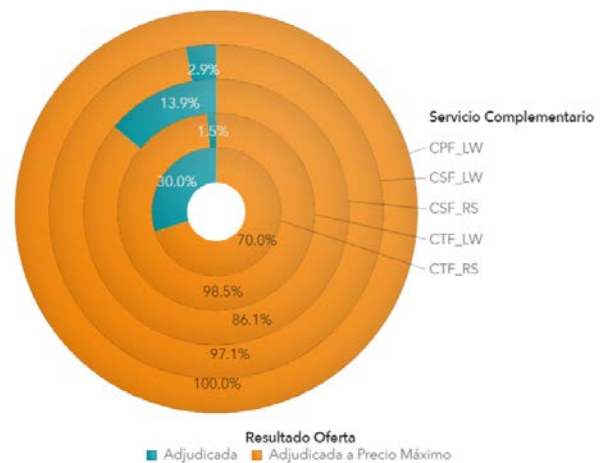


GRÁFICO 3.B.1

Proporción MW/MWh adjudicados por subasta e instrucción directa por servicio.
Período 01/01/2021 a 09/07/2021

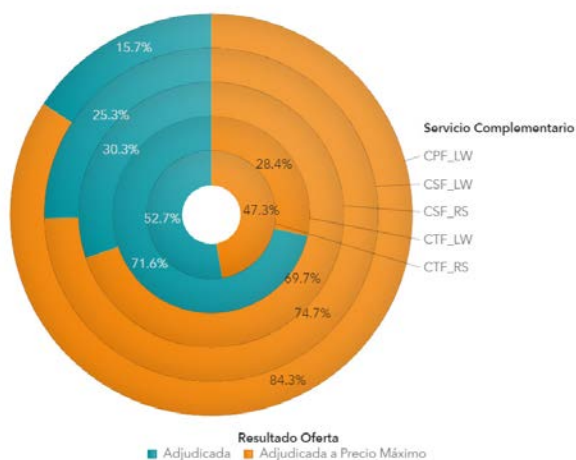
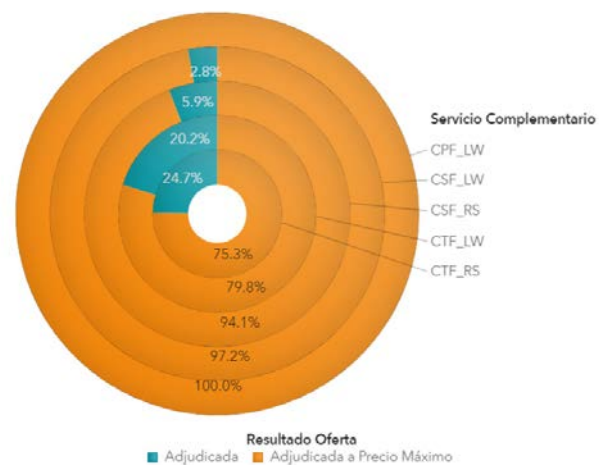


GRÁFICO 3.B.3

Proporción MW/MWh adjudicados por subasta e instrucción directa por servicio
Período 24/06/2021 a 09/07/2021



En los gráficos 3.B.4 al 3.B.8 se puede ver la evolución en el tiempo de las cantidades adjudicadas a configuraciones que ofertaron y por instrucción directa, y efectivamente la proporción de adjudicaciones por ID ha aumentado con el paso del tiempo, no pudiendo asociarse dicho incremento al cambio en las bases administrativas puesto en ejecución a partir del 10 de julio de 2021.

Cabe señalar que las configuraciones que han sido adjudicadas por ID no reciben remuneración por concepto de costos de desgaste, por lo que, de haber presentado ofertas válidas, habrían recibido lo ofertado por disponibilidad en el caso de servicios de subida y activación en el caso de servicios de bajada³⁹.

GRÁFICO 3.B.4⁴⁰
MW/MWh adjudicados por subastas e instrucción directa CPF-

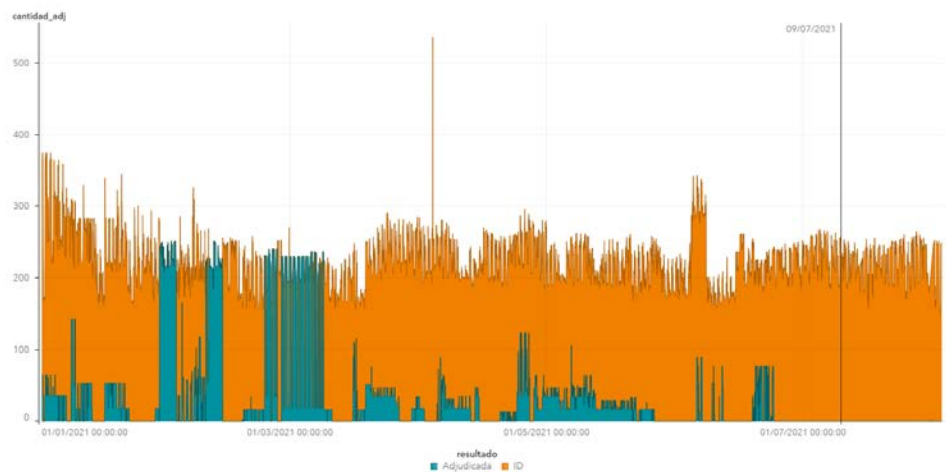
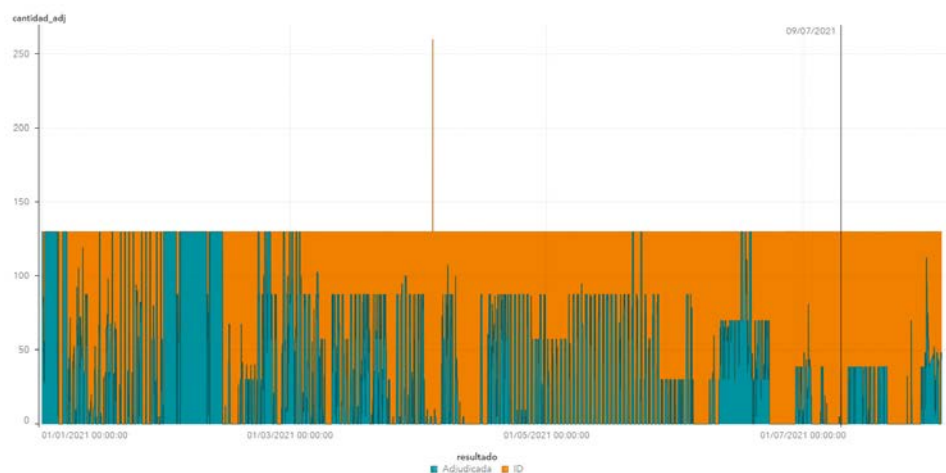


GRÁFICO 3.B.5⁴⁰
MW/MWh adjudicados por subastas e instrucción directa CSF+



39 Se debe tener en consideración que la remuneración del valor ofertado es ajustada por el factor de desempeño respectivo.

40 Ver nota al pie 6.



GRÁFICO 3.B.6⁴¹

MW/MWh adjudicados por subastas e instrucción directa CSF-

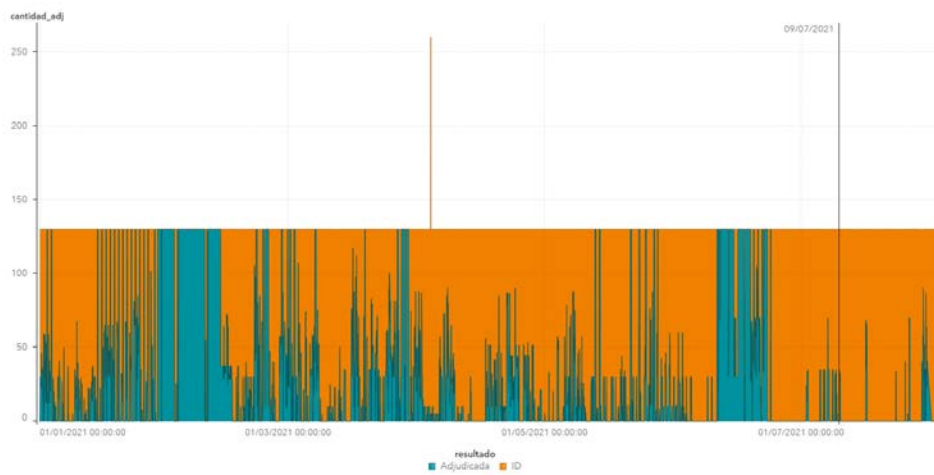
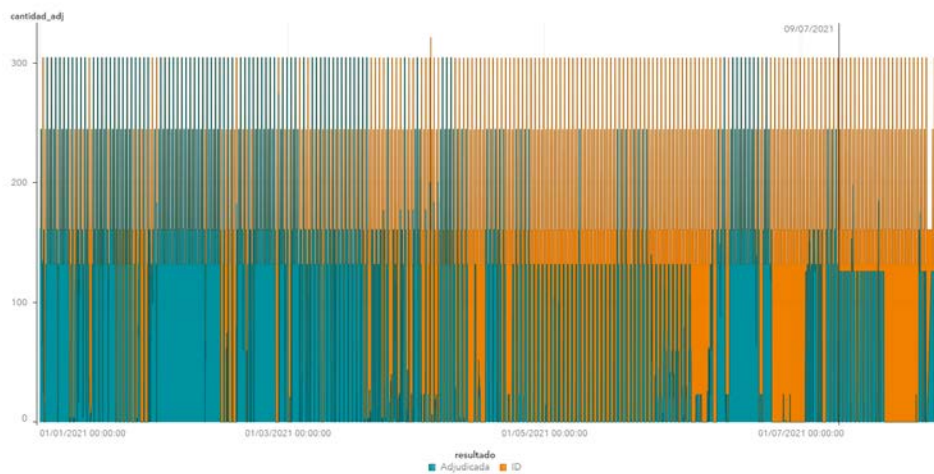


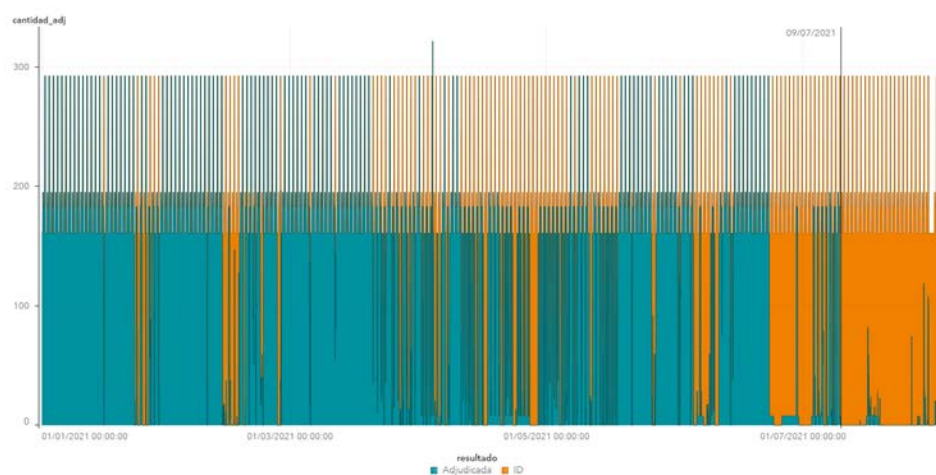
GRÁFICO 3.B.7⁴²

MW/MWh adjudicados por subastas e instrucción directa CTF+



⁴¹ Ver nota al pie 6.

⁴² Ver nota al pie 6.

GRÁFICO 3.B.8⁴³*MW/MWh adjudicados por subastas e instrucción directa CTF-*

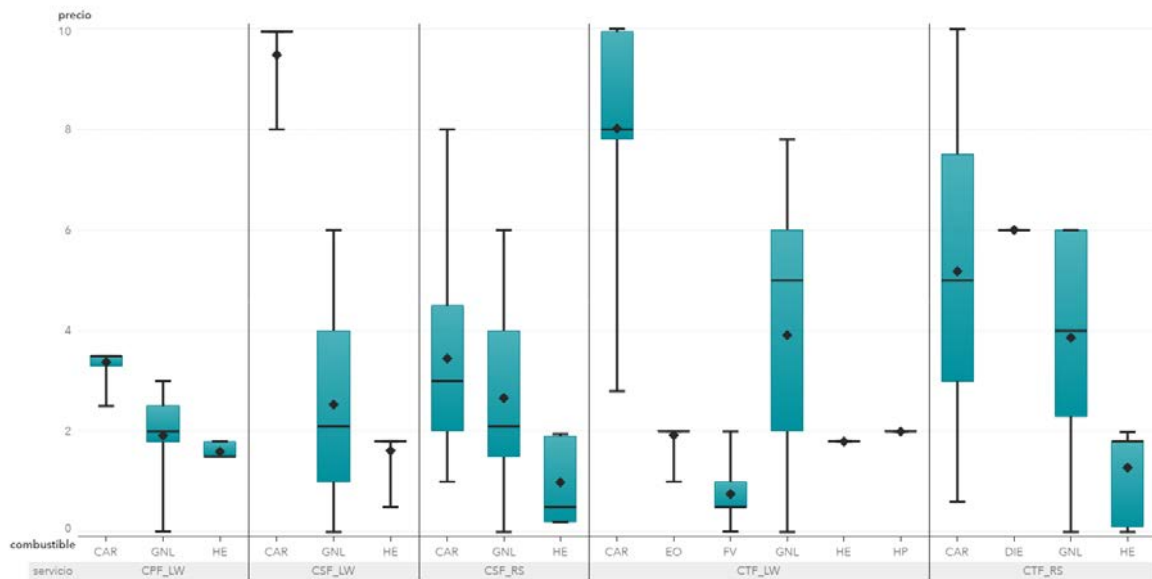
En cuanto a los precios de las ofertas adjudicadas, se desprende del Gráfico 3.B.9 que los valores ofertados de las configuraciones adjudicadas se han encontrado en general por debajo del costo de desgaste teórico establecido por la CNE, patrón esperado en un escenario competitivo, incluso de tratarse de procesos parcialmente desiertos, ya que al ser incorporadas a la cooptimización las unidades que no emiten ofertas válidas con el valor del costo de desgaste definido en las resoluciones respectivas de la CNE, existiría presión competitiva para ofertar por debajo de dicho valor con tal de ser adjudicados. También se observa que los precios adjudicados de diferentes tecnologías se traslapan en una parte de la distribución, lo que demostraría la posibilidad de un grado de sustitución entre estas.

⁴³ Ver nota al pie 6.



GRÁFICO 3.B.9⁴³

*Distribución de precios ofertados adjudicados por tecnología y servicio
Período 01/01/2021 a 02/08/2021*



CAR: Unidades a carbón
EO: Unidades eólicas
FV: fotovoltaicas
HE: Hidráulicas Embalse
HP: Hidráulicas de Pasada
DIE: Diesel
GNL: Gas Natural

Si se compara el período comprendido entre el 10 de julio y 2 de agosto de 2021 con el de igual extensión inmediatamente anterior al 10 de julio, no se observan variaciones mayores en los precios por tecnología, pudiéndose apreciar servicios en donde los precios se concentraron en valores más altos en las fechas más recientes, como el GNL; así como también donde se han concentrado en valores menores, como el carbón para el CTF+; o se han mantenido prácticamente sin cambios como es la situación del CSF+ para las centrales carboneras e hidro, donde la distribución de las ofertas adjudicadas es prácticamente idéntica.

⁴³ Ver nota al pie 6.

GRÁFICO 3.B.10
Distribución de precios ofertados adjudicados por tecnología y servicio
Período 16/06/2021 a 09/07/2021

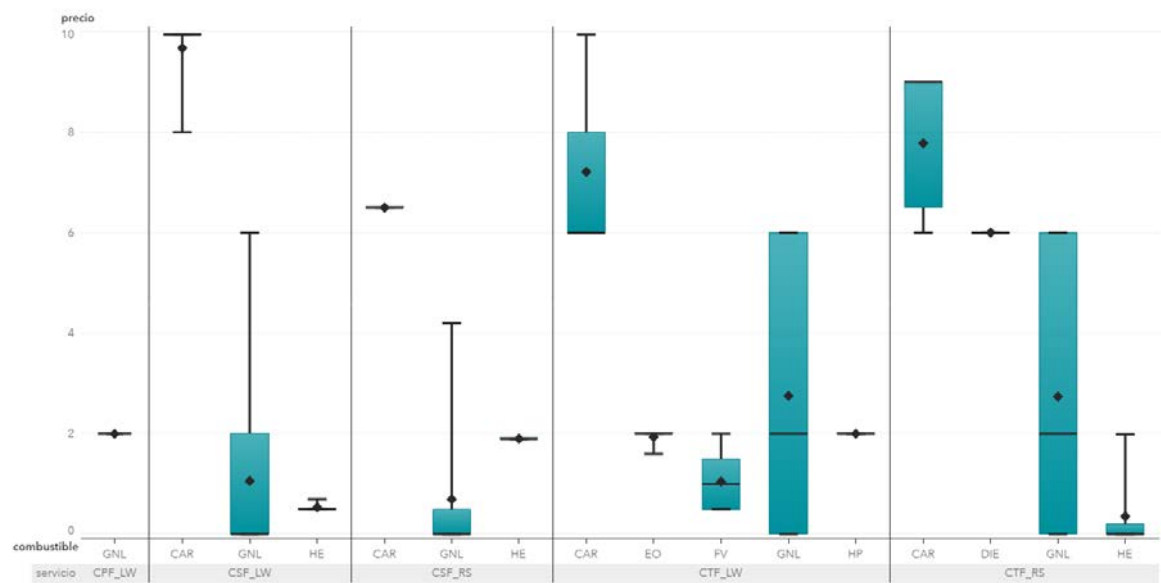
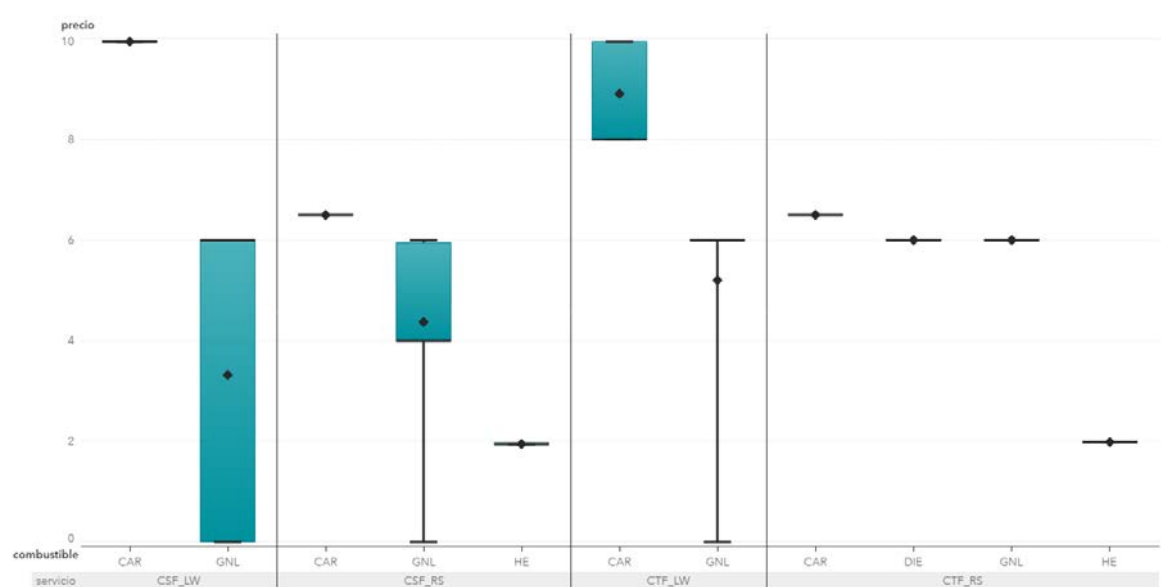


GRÁFICO 3.B.11
Distribución de precios ofertados adjudicados por tecnología y servicio
Período 10/07/2021 a 02/08/2021





C. CASOS BASE

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

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

A partir de estas simulaciones base, se comparan variables clave como son los costos marginales, sobrecostos, costos de oportunidad y asignaciones por tecnología⁴⁴.

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

En particular, para servicios de subida los costos de oportunidad fueron calculados como: $CO = (CMg - CV) * Adj * (1 - FA)$, donde CO denota el costo de oportunidad, CMg el costo marginal en la barra de inyección de la unidad respectiva, CV el costo variable, Adj la cantidad adjudicada y FA el factor de activación. Para los servicios de bajada, el sobrecosto solo ocurre al momento de la activación, por lo que su cálculo corresponde a: $CO = (CMg - CV) * Adj * FA$. Por su parte, en lo respectivo a los sobrecostos, al tratarse de servicios de subida estos fueron estimados como: $SC = (CV - CMg) * (MT * Prorrata + Adj * FA)$, donde SC corresponde a los sobrecostos, MT al mínimo técnico de la unidad en cuestión, Prorrata es la prorrata por cantidad adjudicada por servicio para una unidad y el resto de la notación es la misma señalada anteriormente. Al tratarse de servicios de bajada la expresión anterior se modifica como sigue: $SC = (CV - CMg) * (MT * Prorrata + Adj * (1 - FA))$.

⁴⁴ Cabe destacar que las comparaciones solo pueden hacerse a nivel diario y no a nivel agregado, ya que los inputs corresponden a los mismos empleados en la programación, y por lo tanto sería equivalente a una serie sin memoria.

Los gráficos 3.C.1, 3.C.2 y 3.C.3 muestran la evolución de las diferencias de los costos marginales de energía entre el programa diario y los casos base para la barra de Crucero 220, Quillota 220 y Puerto Montt 220. Como se aprecia, las diferencias son relativamente simétricas, y a partir del 10 de julio, fecha del cambio en la definición de un proceso parcialmente desierto, no se aprecian mayores cambios. Esto es consistente con lo mencionado en el Informe de SSCC 2022, donde se indica que no habrían existido diferencias significativas en los costos marginales de las principales barras entre los casos base y el programa diario⁴⁵.

En lo que respecta a los costos de oportunidad y sobrecostos, tanto a nivel agregado como por servicios, las diferencias del costo total siguen siendo estadísticamente no diferentes de cero (ver gráficos 3.C.4 al 3.C.9), pero presentan una varianza levemente menor en el período comprendido entre el 10 de julio y 3 de agosto de 2021 en comparación con el período que se extiende entre el 1 de enero al 9 de julio de 2021. No obstante, para una comparación adecuada, se necesita información sobre un período más extenso de tiempo desde el 10 de julio, fecha de la implementación de la modificación en las bases administrativas. En cualquier caso, al igual que lo sucedido con el costo marginal, estos resultados serían consistentes con lo señalado en el Informe de SSCC 2022, donde se indicó que las subastas no estarían generando pagos adicionales en comparación con lo que se enfrentaría en la simulación base.

GRÁFICO 3.C.1

Diferencias costos marginales programa diario y casos base, Crucero 220

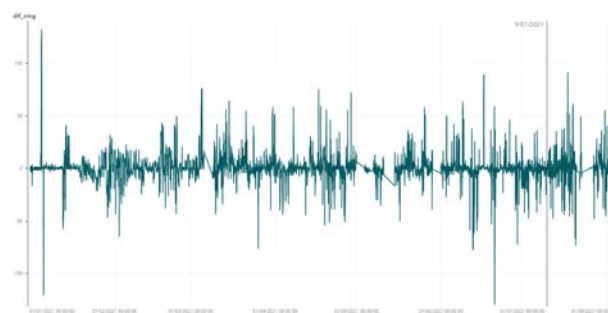


GRÁFICO 3.C.2

Diferencias costos marginales programa diario y casos base, Quillota 220

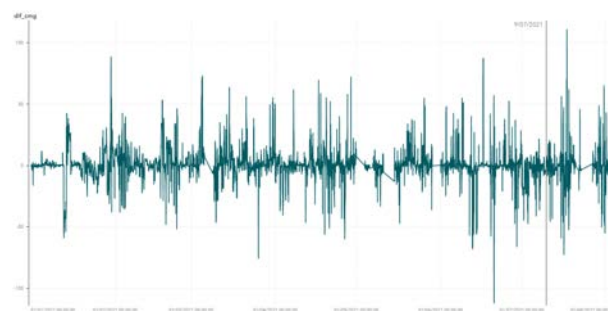
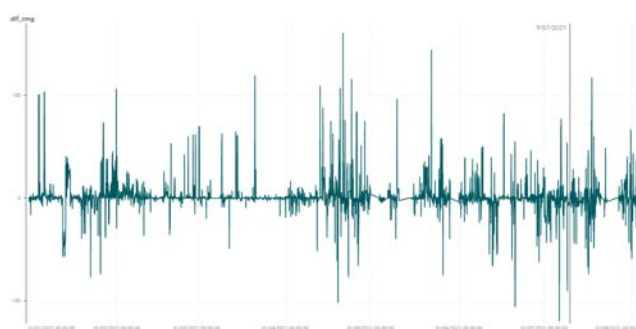


GRÁFICO 3.C.3

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



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



GRÁFICO 3.C.4

Diferencia entre programación diaria y caso base de costos de oportunidad, sobrecostos y costos totales, todos los servicios

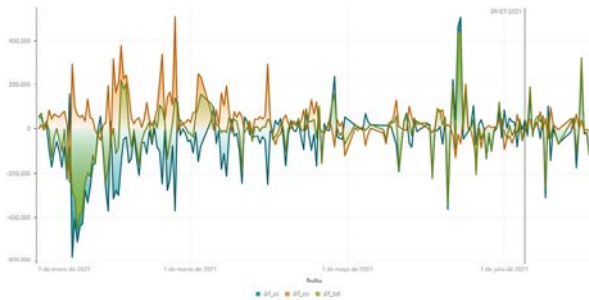


GRÁFICO 3.C.7

Diferencia entre programación diaria y caso base de costos de oportunidad, sobrecostos y costos totales, CSF-



GRÁFICO 3.C.5

Diferencia entre programación diaria y caso base de costos de oportunidad, sobrecostos y costos totales, CPF-



GRÁFICO 3.C.8

Diferencia entre programación diaria y caso base de costos de oportunidad, sobrecostos y costos totales, CTF+



GRÁFICO 3.C.6

Diferencia entre programación diaria y caso base de costos de oportunidad, sobrecostos y costos totales, CSF+



GRÁFICO 3.C.9

Diferencia entre programación diaria y caso base de costos de oportunidad, sobrecostos y costos totales, CTF-



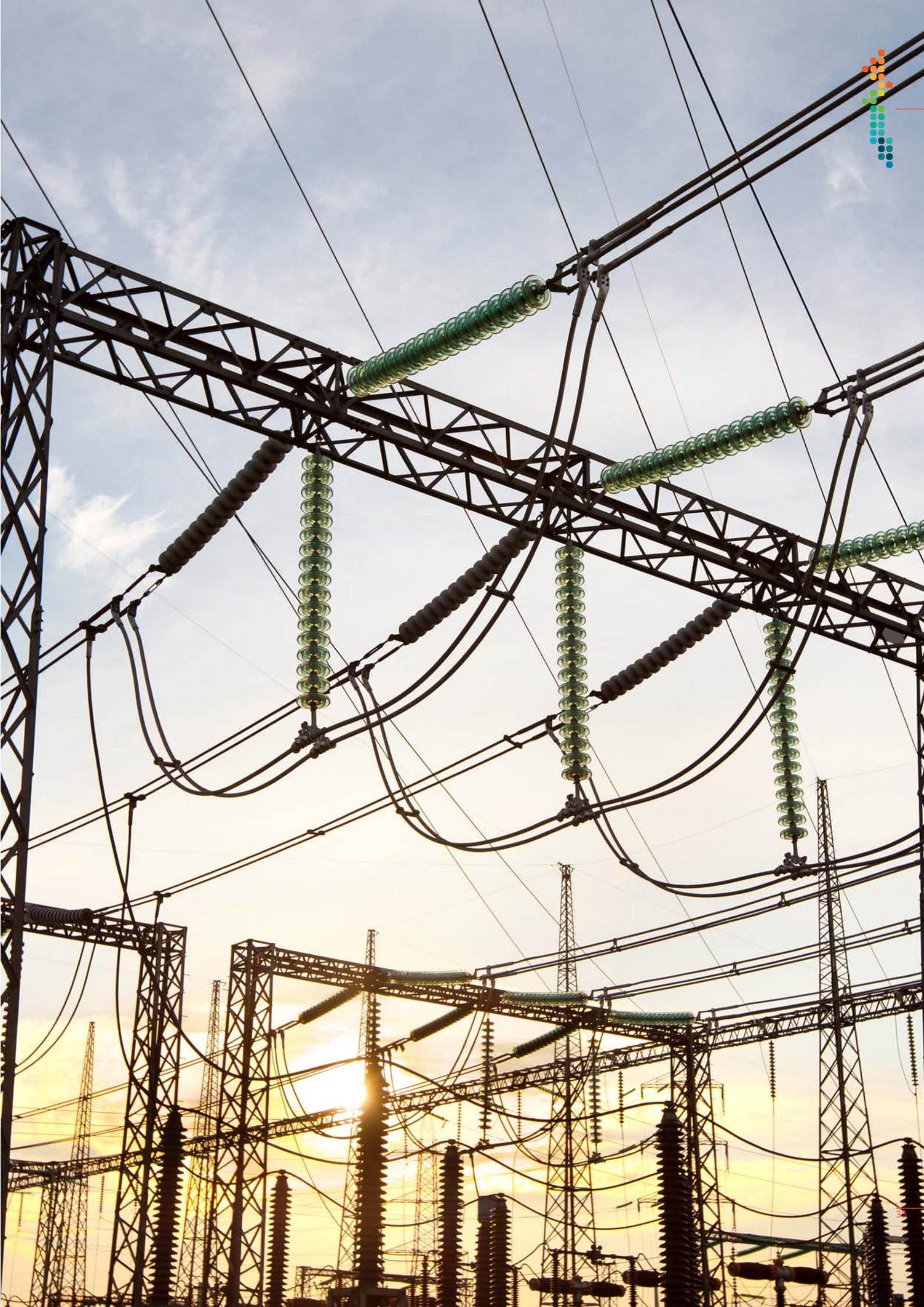
D. CONCLUSIONES

Al analizar las adjudicaciones derivadas de la programación real y los casos bases desde el 1 de enero al 3 de agosto de 2021, no se aprecian diferencias estadísticamente diferentes de cero en variables claves como costos marginales, costos de oportunidad y sobrecostos. Asimismo, al comparar la distribución de dichas variables hasta el 9 de julio de 2021 y con posterioridad a dicha fecha, período en que se encuentra vigente la modificación de las bases administrativas, siguen estando centradas alrededor de cero, aunque presentan una ligera disminución de la varianza en el caso de los costos de oportunidad y sobrecostos, la que se explica por lo breve de dicho período.

Por su parte, la distribución de precios refleja que se han ofertado consistentemente valores por debajo de los determinados por la CNE en sus resoluciones de valores máximos, no existiendo mayores variaciones luego del cambio de definición de procesos parcial o totalmente desiertos.

Lo anterior refleja que el desempeño del mercado de SSCC identificado en el informe de SSCC 2022 se ha mantenido.

Finalmente, si bien las adjudicaciones por instrucción directa han aumentado en el último tiempo para todos los servicios, ello no podría ser atribuido al cambio en las bases administrativas; en su lugar, se estima necesario informar nuevamente a los Coordinados sobre el nuevo proceso de subastas y las implicancias de su participación en éste y, en esta misma línea, resulta necesario estudiar la actual normativa con el propósito de viabilizar la participación de la demanda, y así fomentar la participación de un mayor número de competidores y garantizar la operación eficiente y económica del sistema en un escenario de creciente flexibilidad.



ANEXO A: INGRESOS POR GNL INFLEXIBLE

En términos generales, los ingresos de las empresas generadoras provienen del mercado spot, contratos con clientes libres y distribuidoras, pagos por potencia de suficiencia, ingresos por servicios complementarios y otros ingresos. Dentro de estos últimos pueden encontrarse contratos entre empresas generadoras, ya sean físicos o financieros.

En una hora h particular, para un subsistema z , lo anterior puede ser expresado como:

$$\begin{aligned} \pi_{a,h,z} = & \sum_{i \in \{G\}} (Cmg_{i,h,z} - CV_{i,h}) E_{i,h,z} (1 - \gamma_{i,h,z} (1 - \mu_{h,z})) \\ & - \sum_{k \in \{GT-G-INF\}} \gamma_{k,h,z} \mu_{h,z} (CV_{k,h} - Cmg_{k,h,z}) E_{k,h,z} + \sum_{j \in C} (P_j - Cmg_{j,h,z}) ER_{j,h,z} \\ & + \theta_h \end{aligned}$$

Donde G el conjunto de unidades del conglomerado a en el subsistema z ⁴⁶; $Cmg_{i,h,z}$ es el costo marginal en la barra de inyección de la unidad i en el subsistema z durante la hora h ; $CV_{i,h}$ es el costo variable total; $E_{i,h,z}$ es la energía inyectada por la unidad i en la hora h ; $\gamma_{i,h,z} = I[Cmg_{i,h,z} < CV_{i,h}; \forall i \in \{G-INF\}]$ es una función índice que toma valor uno cuando se cumple la condición entre corchetes, y cero de lo contrario; INF es el conjunto de unidades que generan con condición de suministro inflexible; $\mu_{h,z}$ es la prorrata de retiros del conglomerado a en el subsistema z ; GT es el conjunto total de unidades del parque generador⁴⁷; C es el conjunto de clientes del conglomerado en cuestión⁴⁸; P_j es el precio recibido del contrato con el cliente j , el cual puede estar indexado o no al costo marginal, por lo que podría adoptar la forma general $P_j = \alpha_j + \beta_j Cmg_{j,h,z}$; $Cmg_{j,h,z}$ es equivalente al costo marginal en la barra de retiro del cliente j durante la hora h en el subsistema z ; $ER_{j,h,z}$ es la energía retirada para el cliente j en la hora h ; y θ_h corresponde a otros ingresos y costos asociados a la empresa en cuestión, como servicios complementarios no relacionados con sobrecostos, potencia de suficiencia, etc⁴⁹.

La primera sumatoria corresponde al beneficio neto por inyección de energía en el mercado spot, incluyendo sobrecostos y descontando el pago que se debe realizar a prorrata de los retiros; la segunda sumatoria corresponde a los pagos por sobrecostos producidos por otras centrales dentro del subsistema respectivo; la siguiente a los ingresos netos por concepto de clientes libres y otros; y la última expresión corresponde a la definición de dicho parámetro presentada en el párrafo que antecede.

Los beneficios totales estarían dados por la suma de los beneficios horarios en cada subsistema.

Si se considera el escenario real “ r ” como uno con inflexibilidad y el escenario contrafactual “ cf ” como aquel en donde no existe inflexibilidad⁵⁰; y se asume, por simplicidad que el costo marginal real es inferior o igual al costo marginal contrafactual, el efecto de la inflexibilidad para una hora y subsistema particular podría descomponerse como sigue a partir de la diferencia $\pi_{a,h,z}^r - \pi_{a,h,z}^{cf}$:

46 El conjunto de unidades generadoras puede ser interpretado de manera general para incluir de manera análoga a una unidad física los contratos financieros que pudiesen existir entre empresas, los cuales generalmente son asociados a una barra en particular.

47 $\{GT-G-INF\}$ corresponde todo el parque generador, con excepción de las unidades del conglomerado bajo análisis, sin tomar en cuenta unidades inflexibles, ya que estas no perciben pagos por sobrecostos.

48 C puede ser interpretado de manera general para incluir como cliente a las empresas generadoras que concretan transacciones financieras con el conglomerado a .

49 θ se encuentra en el contexto de un subsistema particular, pero puede ser no dependiente de este, en cuyo caso se debiese agregar como una expresión única, sin sumar su valor por subsistema.

50 Cada caso se identificará con el supra índice r o cf según corresponda.



A.1 INYECCIONES DE ENERGÍA Y SOBRECOSTOS PROPIOS (PRIMERA SUMATORIA DE LA ECUACIÓN DE INGRESOS).

a) $Cmg_{i,h,z}^{cf} \geq Cmg_{i,h,z}^r \geq CV_{i,h}$

En este caso, como ambos costos marginales son superiores al costo variable de la unidad generadora i , se espera que la generación del escenario real y contrafactual sean equivalentes, por lo que $E_{i,h,z}^r = E_{i,h,z}^{cf} = E_{i,h,z}$. Asimismo, como en ninguno de los escenarios se generaría a mínimo técnico, $\gamma_{i,h,z}^r = \gamma_{i,h,z}^{cf} = 0$. Con ello, la expresión de la primera sumatoria de $\pi_{a,h,z}^r - \pi_{a,h,z}^{cf}$ correspondería a:

$$(Cmg_{i,h,z}^r - Cmg_{i,h,z}^{cf}) E_{i,h,z}$$

Esto implica que, por el lado de las inyecciones de energía, el efecto de una disminución del costo marginal sería directamente proporcional a estas.

b) $CV_{i,h} > Cmg_{i,h,z}^{cf} \geq Cmg_{i,h,z}^r$

En esta situación, en ambos escenarios la unidad estaría generando con sobrecostos, por lo que $E_{i,h,z}^r = E_{i,h,z}^{cf} = E_{i,h,z}$ y $\gamma_{i,h,z}^r = \gamma_{i,h,z}^{cf} = 1$. Esto implica que la expresión de la primera sumatoria de la diferencia de beneficios del caso real y contrafactual podría simplificarse como:

$$(Cmg_{i,h,z}^r - Cmg_{i,h,z}^{cf}) E_{i,h,z} \mu_{h,z}$$

De la expresión previa se desprende que, al distribuirse los sobrecostos a prorrata de los retiros, de existir estos, las empresas sin contratos recuperarían todos los sobrecostos asociados a la unidad generadora i ($\mu_{h,z} = 0$), y por lo tanto, esta no generaría ni pérdidas ni beneficios. Por el contrario, de poseer retiros en el mismo subsistema, los sobrecostos no se recuperarían en su totalidad, al tener que pagar la proporción correspondiente a la prorrata de los retiros ($1 \geq \mu_{h,z} > 0$). En consecuencia, al ser la expresión $Cmg_{i,h,z}^r - Cmg_{i,h,z}^{cf}$ negativa y teniendo en consideración que tanto en el escenario contrafactual como en el real se producirían pérdidas, la baja de costos marginales por concepto de inflexibilidad reportaría una disminución de dichas pérdidas por concepto de sobrecostos. Evidentemente, si la unidad i posee un mínimo técnico igual a cero 0, dado sus tiempos de encendido y apagado, termina fuera de servicio, $E_{i,h,z} = 0$ y la disminución del costo marginal no tendría influencia alguna.

c) $CV_{i,h} > Cmg_{i,h,z}^r$ y $Cmg_{i,h,z}^{cf} \geq CV_{i,h}$

En este escenario, se asume que, como consecuencia de la inflexibilidad, el costo marginal baja a un nivel inferior al del costo variable de la unidad generadora respectiva, en contraste con lo que ocurriría sin inflexibilidad, donde el costo marginal habría sido superior al costo variable. Esto implica que

$$E_{i,h,z}^{cf} < E_{i,h,z}^r; \gamma_{i,h,z}^r = 1; \gamma_{i,h,z}^{cf} = 0.$$

De esta manera, la diferencia entre el caso real y contrafactual de la expresión contenida en la primera sumatoria de la ecuación de beneficios podría representarse como:

$$(Cmg_{i,h,z}^r - CV_{i,h}) E_{i,h,z} \mu_{h,z} - (Cmg_{i,h,z}^{cf} - CV_{i,h}) E_{i,h,z}^{cf}$$

En este caso, el primer término siempre será negativo o cero, y el segundo siempre será positivo, por lo que la declaración la inflexibilidad potencialmente implicaría una disminución de ingresos equivalente a las rentas inframarginales dejadas de obtener, lo que se vería acentuado en el caso de tener que generar a mínimo técnico como resultado del cambio de condición de suministro y tener retiros dentro del subsistema respectivo.

A.2 PAGOS POR SOBRECOSTOS DE TERCEROS (SEGUNDA SUMATORIA DE LA ECUACIÓN DE INGRESOS).

$$a) C_{k,h} > Cmg_{k,h,z}^{cf} \geq Cmg_{k,h,z}^r$$

Si la unidad generadora k , no perteneciente al conglomerado a , enfrentara costos marginales inferiores a su costo variable tanto en el escenario contrafactual o como en el real,

$E_{i,h,z}^r = E_{k,h,z}^{cf} = E_{k,h,z}$ y $Y_{k,h,z}^r = Y_{k,h,z}^{cf} = 1$. Los pagos por sobrecostos a prorrata de los retiros seguirían existiendo, de ser la generación a mínimo técnico mayor a cero, pero cambiarían en magnitud, según lo siguiente:

$$\mu_{h,z} (Cmg_{k,h,z}^{cf} - Cmg_{k,h,z}^r) E_{k,h,z}$$

La expresión anterior siempre será positiva o cero, por lo que, en caso de existir generación a mínimo técnico mayor a cero y poseer retiros, mientras mayor sea el diferencial de costos marginales entre el escenario real, inflexible, y el contrafactual, sin inflexibilidad, mayor será la pérdida enfrentada por concepto de pago por sobrecostos.

$$b) CV_{k,h} > Cmg_{k,h,z}^r \text{ y } Cmg_{k,h,z}^{cf} \geq CV_{k,h}$$

En este escenario, la unidad k no perteneciente al conglomerado a estaría generando por orden de mérito en el escenario sin inflexibilidad, pero la baja en el costo marginal real con motivo de la inflexibilidad sería de una magnitud que la llevaría a generar a mínimo técnico, o dejar de generar, dependiendo de su mínimo técnico y tiempo de encendido y apagado. Esto implicaría que $E_{k,h,z}^r < E_{k,h,z}^{cf}$; $Y_{k,h,z}^r = 1$; $Y_{k,h,z}^{cf} = 0$, y por lo tanto, la diferencia entre el escenario real y contrafactual estaría dada netamente por la expresión de pago por sobrecostos del escenario real

$$\mu_{h,z} (CV_{k,h} - Cmg_{k,h,z}^r) E_{k,h,z}$$

Mientras menor es el costo marginal real, mayor es la pérdida por sobrecostos para las empresas que poseen retiros en el subsistema respectivo, por lo que, mientras mayor es la prorrata, mayor la pérdida asociada.

A.3 CONTRATOS (TERCERA SUMATORIA DE LA ECUACIÓN DE INGRESOS).

En este caso, al asumir la energía retirada como independiente del nivel de costo marginal, existiría una sola expresión para la diferencia entre el escenario real y contrafactual, la cual corresponde a:

$$(\beta_j - 1)(Cmg_{j,h,z}^r - Cmg_{j,h,z}^{cf}) ER_{j,h,z}$$

De existir contratos plenamente indexados al costo marginal, no existiría un aumento de ingresos asociado a los retiros, mientras que de no existir indexación alguna, o de presentar algún grado parcial de indexación, la disminución en el costo marginal real por inflexibilidad se transformaría en un aumento de ingresos por concepto de retiros.

A.4 OTROS INGRESOS O PAGOS.

Los pagos por potencia no debiesen verse afectados, pero los pagos por servicios complementarios asociados al costo de oportunidad sí podrían verse afectados, aunque no se presenta el detalle al ser de menor cuantía en comparación con las otras fuentes de ingresos.

De lo anterior se puede concluir que, si bien la potencial disminución en el costo marginal puede afectar positivamente a quienes poseen más retiros que inyecciones y negativamente en caso contrario, también se deben tener en cuenta otros factores, como el mayor pago por sobre costos que dicha disminución en los costos marginales involucraría.

Todo lo señalado con antelación es válido tanto para las empresas que no generan con gas inflexible, como para las que sí lo hacen. No obstante, resulta de utilidad desarrollar los casos de estas últimas en particular.



A.5 LA UNIDAD I GENERA CON GAS INFLEXIBLE.

a) $Cmg_{i,h,z}^{cf} > CV_{i,h}$

En este caso, al ser el costo marginal contrafactual mayor al costo variable de la unidad inflexible, el costo marginal real debiese ser igual al contrafactual, razón por la que no habría afectación del sistema. Esto podría suceder cuando las declaraciones son motivadas simplemente por cláusulas contractuales, basadas en el Artículo 3-3, numeral 3 de la Norma Técnica GNL, y no son gatilladas por problemas de restricciones de capacidad. Alternativamente, también podría suceder que las estimaciones tenidas a la vista al momento de la declaración de inflexibilidad basada en el Artículo 3-4, numeral 7 de la misma norma no se cumplieron en la realidad, y que, a pesar de tener condición de suministro inflexible, la central hubiese sido despachada por orden de mérito de todas formas.

b) $CV_{i,h} > Cmg_{i,h,z}^{cf} \geq Cmg_{i,h,z}^r$

Esto puede suceder en declaraciones de inflexibilidad por el Artículo 3-3 numeral 3 o el Artículo 3-4 numeral 7 de la Norma Técnica GNL. Si bien la unidad estaría operando con un costo variable superior al marginal, ello no ocasionaría un pago por sobrecostos, ya que en la programación se internaliza un costo variable igual a cero. Consecuentemente, $\gamma_{i,h,z}^r = 0$ y $\gamma_{i,h,z}^{cf} = 1$, al recibir pagos por sobrecostos en el escenario contrafactual. A su vez, $E_{i,h,z}^r \geq E_{i,h,z}^{cf}$, al estar generando a potencia máxima en escenarios donde habría estado generando a mínimo técnico o no habría sido despachada. Luego, la diferencia de la primera sumatoria de la ecuación de ingresos, relacionada con las inyecciones, entre el escenario real con inflexibilidad y el contrafactual sin inflexibilidad se reduciría a lo siguiente:

$$(Cmg_{i,h,z}^r - CV_{i,h}) E_{i,h,z}^r - (Cmg_{i,h,z}^{cf} - CV_{i,h}) E_{i,h,z}^{cf} \mu_{h,z}$$

Esto implica que la unidad generadora estaría enfrentando una mayor pérdida al existir un mayor sobrecosto por MWh con motivo de un costo marginal más bajo, en adición a una mayor inyección sujeta a dicho sobrecosto, el cual tiene que ser asumido en un 100% por el conglomerado respectivo. Esto sería equivalente a tener el 100% de los retiros del subsistema en cuestión. Ello contrasta con el escenario contrafactual donde solo se incurriría en la pérdida asociada a la prorrata, la cual ponderaría un valor de sobrecosto menor, el ser el costo marginal contrafactual superior al real y el nivel de inyecciones inferior. Por lo tanto, al tratarse de una empresa que declara

inflexibilidades, si bien puede existir un beneficio asociado a tener mayores retiros que inyecciones en un subsistema particular cuando se está en presencia de una disminución de costos marginales, también está asumiendo la pérdida por sobrecostos no cubiertos, así como también por mayores sobrecostos del sistema en general de poseer retiros mayores a cero.

Ahora bien, se debe tener presente que el ejercicio anterior sólo ilustra el resultado de una baja en los costos marginales, pero la generación con gas inflexible podría dar origen a congestión en algunas líneas, y con ello desacoplar el sistema, por lo que se podría presenciar una baja en los costos marginales en el subsistema donde inyecta la unidad inflexible, pero un aumento al otro lado de la congestión. De esta manera, se estaría en presencia de una disminución de costos marginales reales en comparación con el escenario contrafactual, y al mismo tiempo, de un aumento de los costos marginales en otro subsistema en comparación con el escenario contrafactual. Esto tendría impacto en todas las variables señaladas previamente, pero el efecto sería el inverso. Se produciría un mayor ingreso por inyecciones, menor pago por sobrecostos y pérdidas por aumento en el pago de los retiros. El efecto final, por tanto, estaría determinado por la suma de los beneficios en cada subsistema, existiendo la posibilidad de encontrar resultados contrarios en cada uno de ellos.

Todo esto es ponderado en el análisis de las inflexibilidades y su potencial beneficio o perjuicio, ya sea para empresas que llevan a cabo este cambio en la condición de suministro como para las que no poseen generación con gas inflexible.

ANEXO B: EVOLUCION DEL BALANCE DE TRANSFERENCIAS

A continuación, se presenta la evolución del balance de transferencias horario por grupo empresarial, identificando los períodos de generación real con gas inflexible en plomo, así como también los períodos donde hubo generación con gas inflexible, pero por parte de centrales de otras empresas, lo que se identifica en rosado. El área que identifica cada tipo de inflexibilidad no representa magnitud, sino que solo señala el período de ocurrencia.

Asimismo, con tal de facilitar la comparación entre diferentes períodos de generación inflexible y los costos marginales, para cada grupo empresarial se presenta la evolución de los costos marginales identificando los episodios de generación inflexible propia y de terceros.

B.1 ENEL

GRÁFICO B1.1

Balance de transferencias de Enel y períodos de generación inflexible propios y de terceros

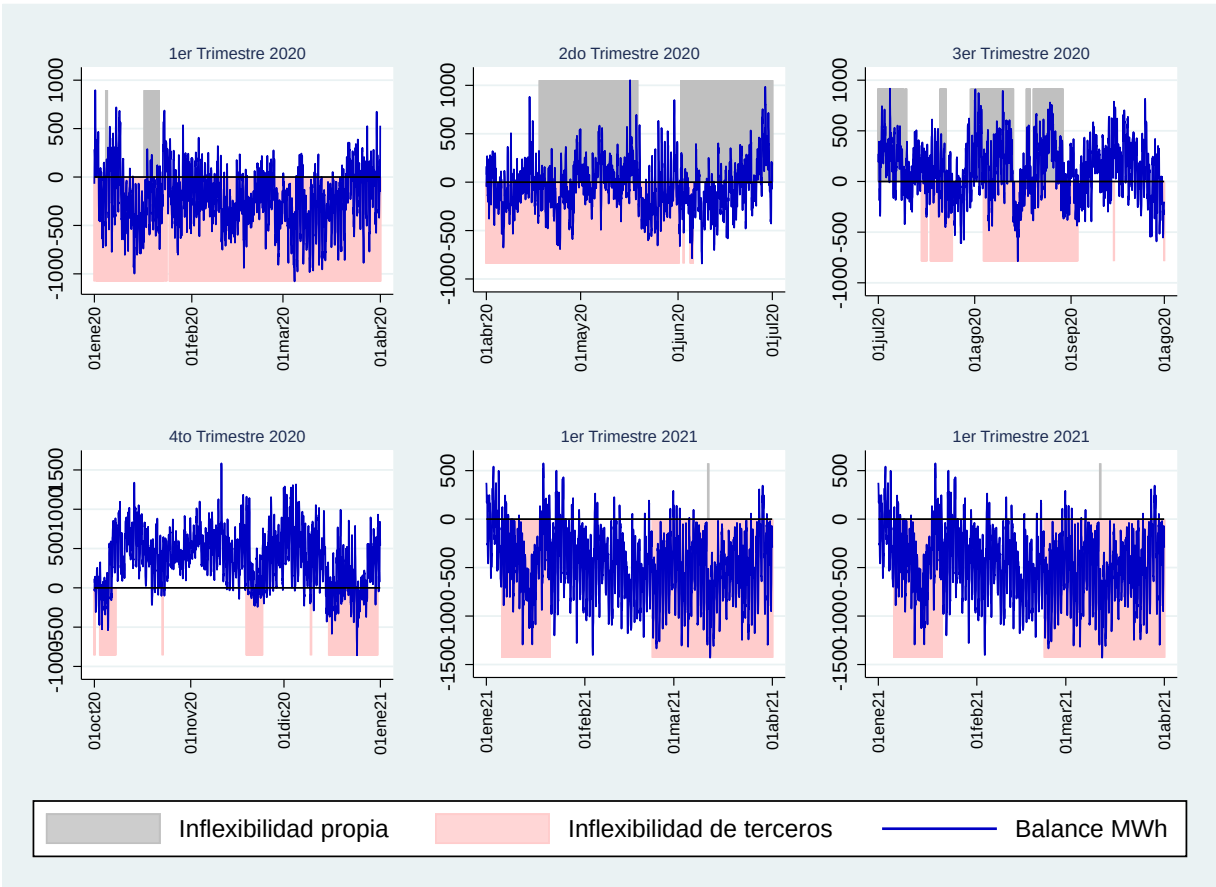
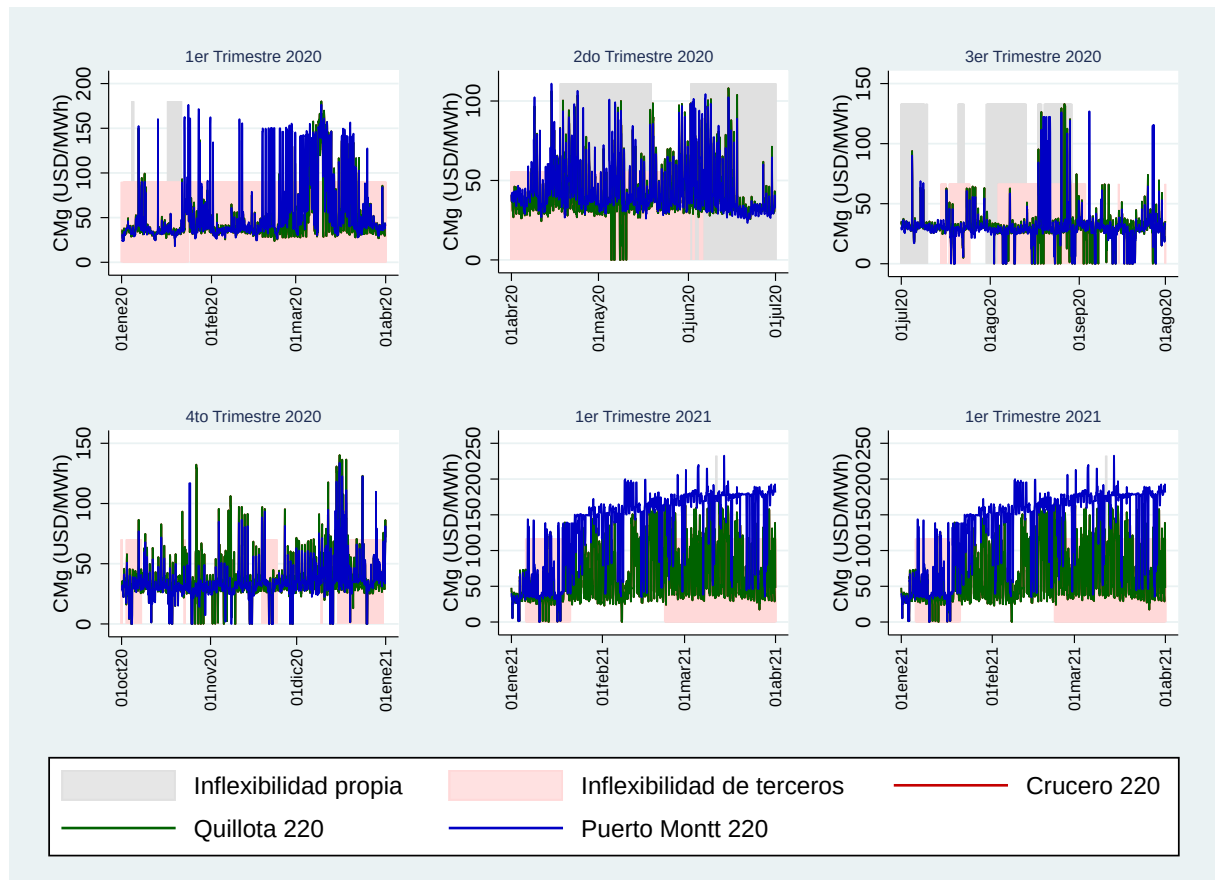




GRÁFICO B1.2

Costos marginales principales barras y períodos de generación inflexible de Enel y de terceros



B.2 GRUPO MATTE

GRÁFICO B2.1
Balance de transferencias del Grupo Matte y períodos de generación inflexible propios y de terceros

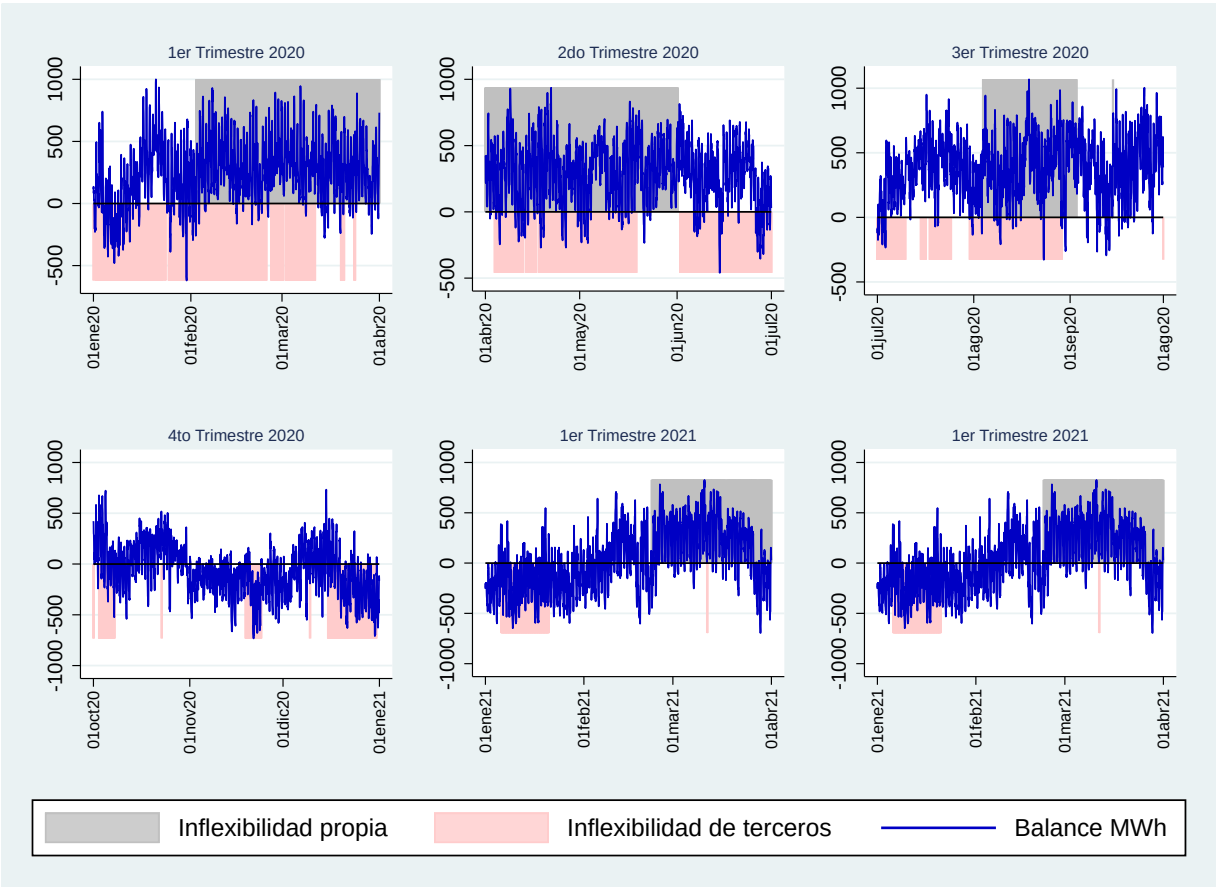
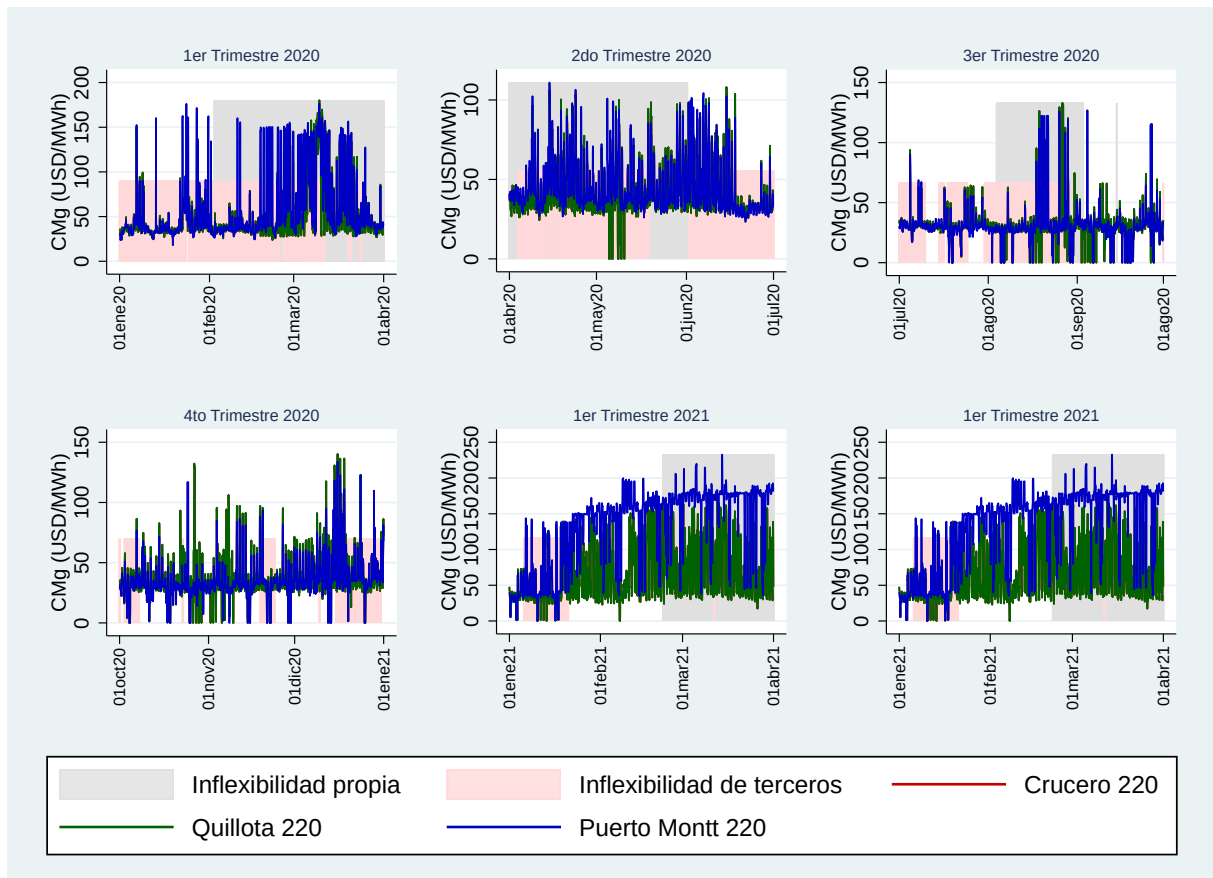




GRÁFICO B2.2

Costos marginales principales barras y períodos de generación inflexible del Grupo Matte y de terceros



B.3 ENGIE

GRÁFICO B3.1
Balance de transferencias de Engie y períodos de generación inflexible propios y de terceros

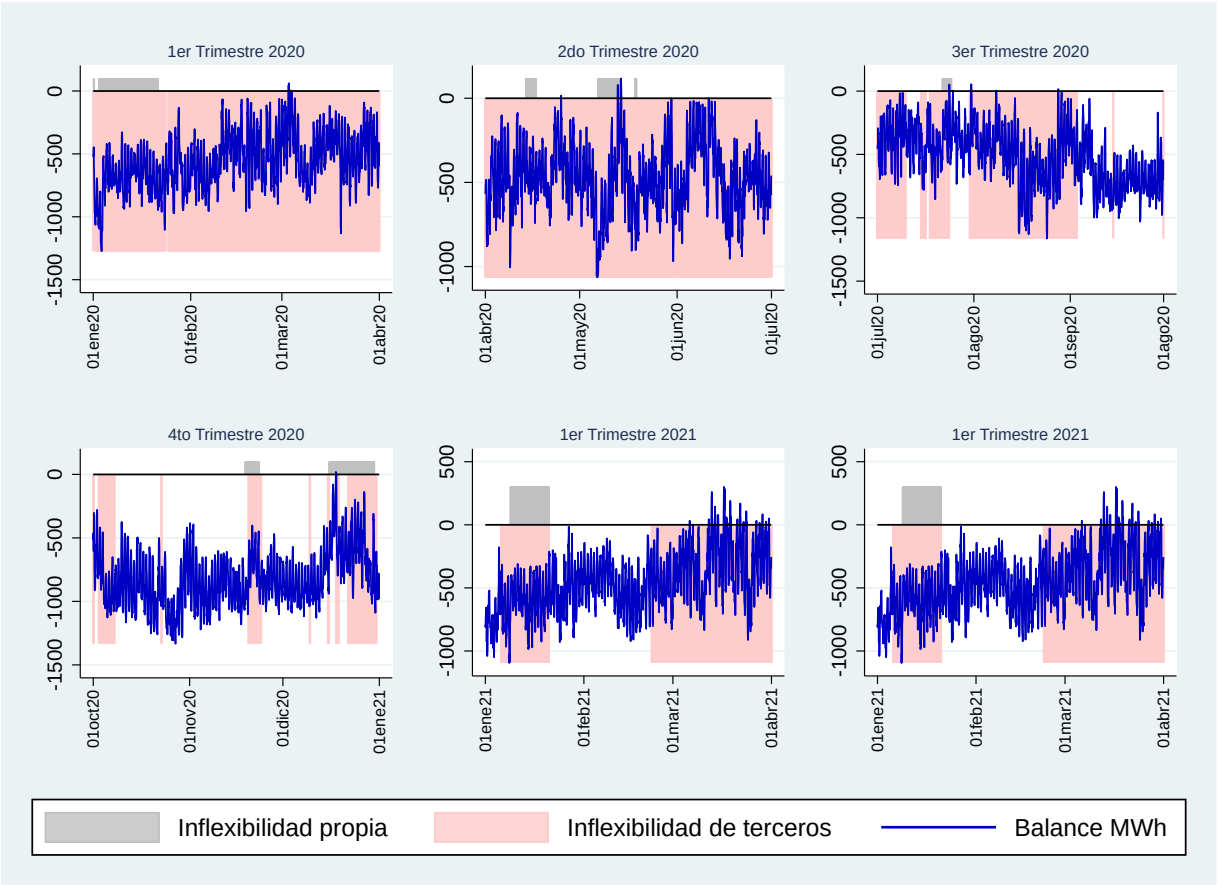
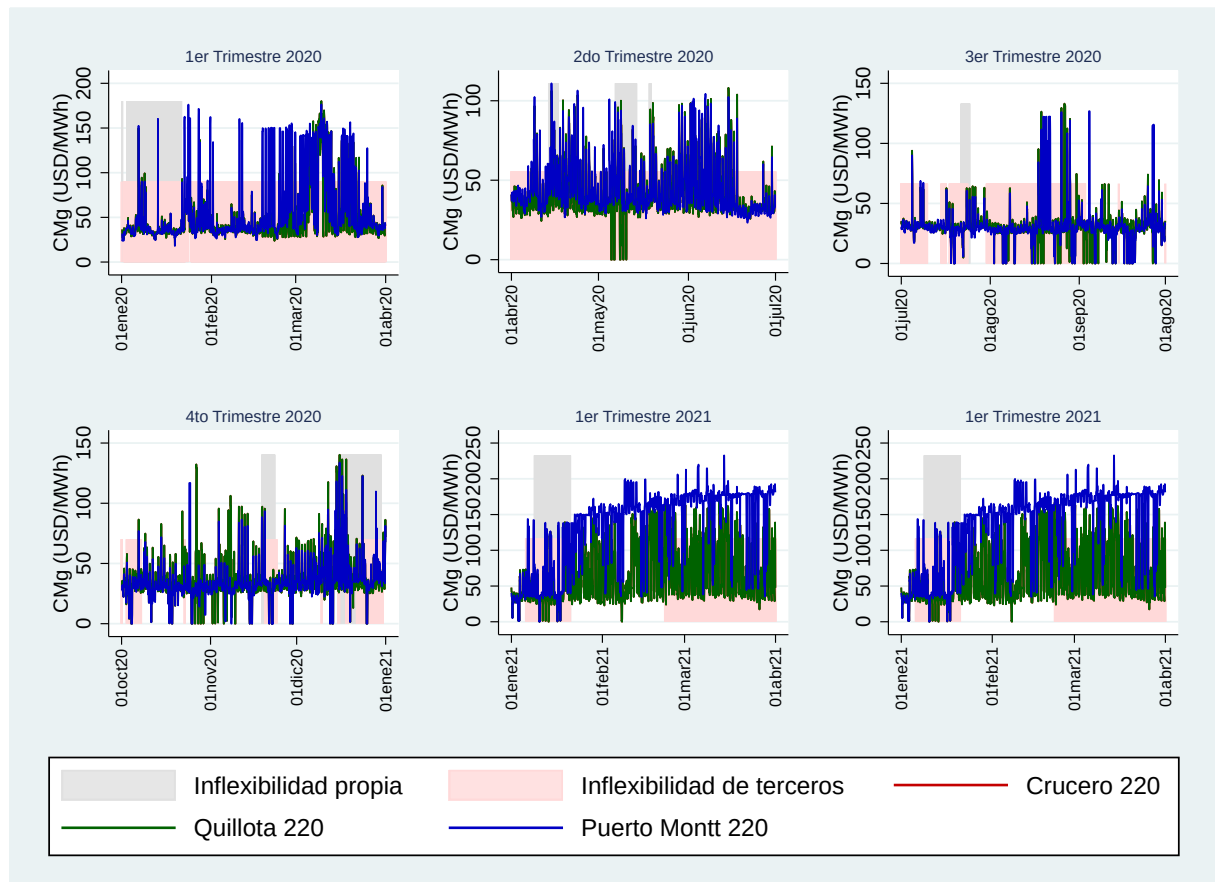




GRÁFICO B3.2

Costos marginales principales barras y períodos de generación inflexible de Engie y de terceros



B.4 BHP

GRÁFICO B4.1

Balance de transferencias de BHP y períodos de generación inflexible propios y de terceros

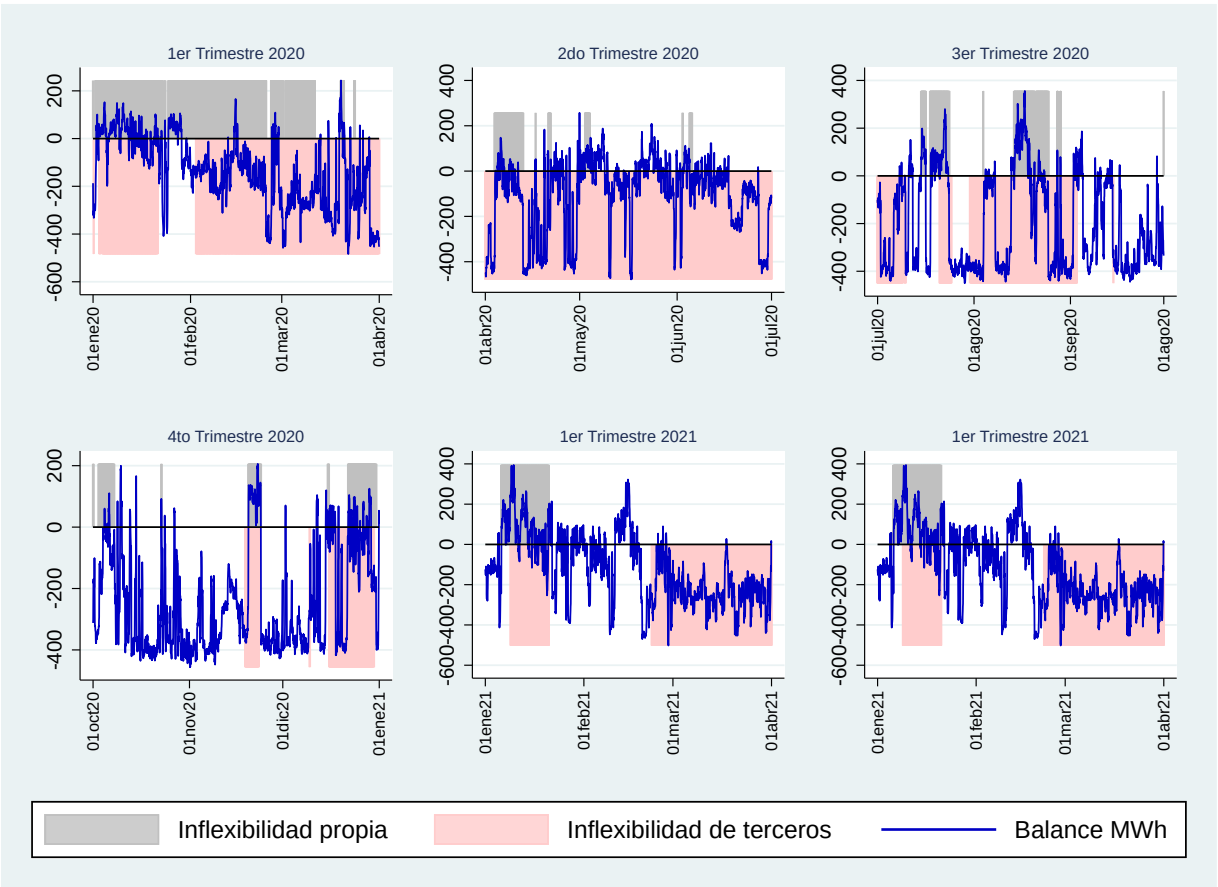
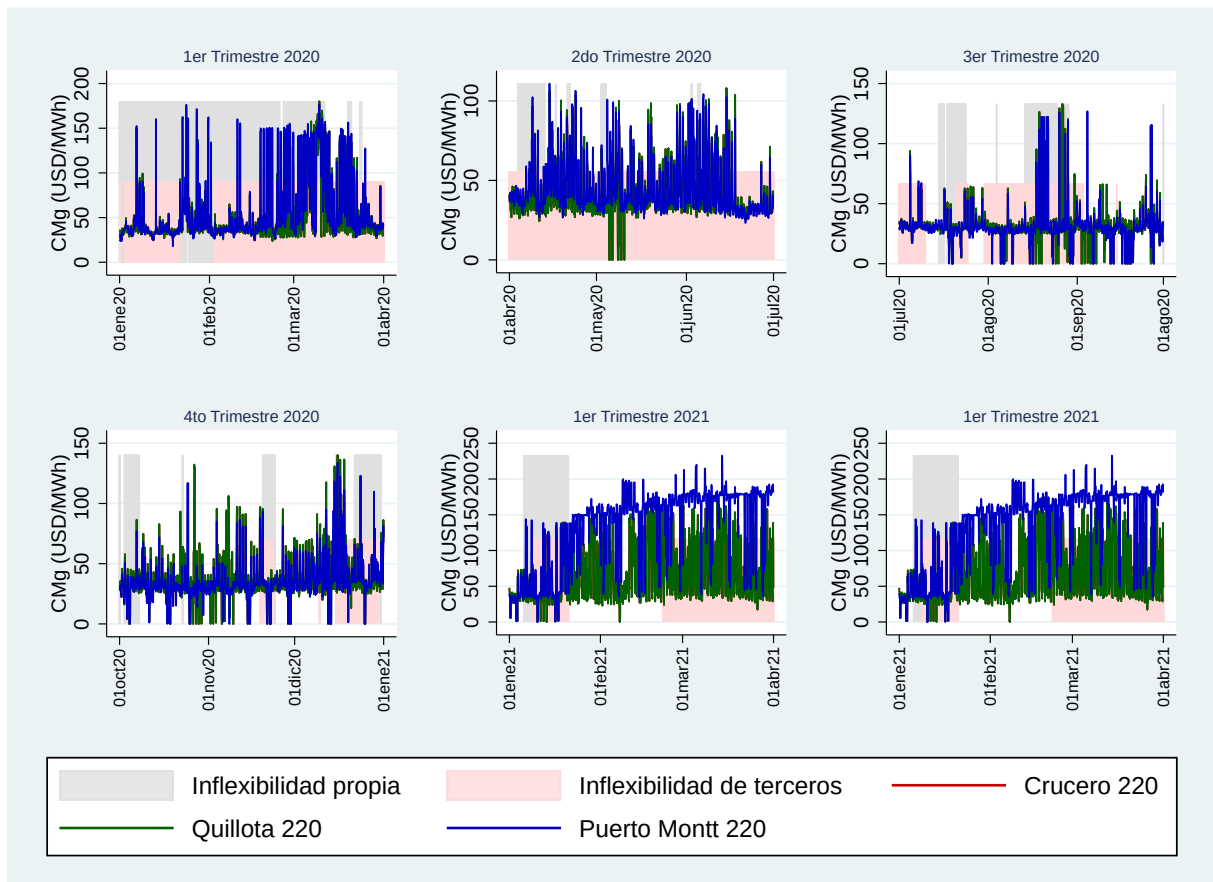




GRÁFICO B4.2

Costos marginales principales barras y períodos de generación inflexible de BHP y de terceros



ANEXO C:

COSTOS ASOCIADOS A ANTIGUO ESQUEMA DE SUBASTAS DE SSCC DE CONTROL DE FRECUENCIA

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

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

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

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

C.1 SERVICIOS DE SUBIDA

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

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

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

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

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

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

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



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

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

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

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

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

b) $E(CMg_{i,h}) < CV_{i,h}$: En este caso, al tratarse de servicios de subida, no existiría costo de oportunidad asociado a energía por disponibilidad del servicio, ya que la unidad se encontraría generando a mínimo técnico. Sin embargo, existiría un costo esperado relacionado con el sobre costo de generación, ya que estos no son remunerados cuando se trata de subastas, equivaliendo este a $MT_{i,h} * \alpha_{i,j,h} * (CV_{i,h} - E(CMg_{i,h}))$, donde $\alpha_{i,j,h}$ es la proporción de capacidad adjudicada por disponibilidad del servicio j sobre el total de capacidad adjudicada en otros servicios⁵¹.

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

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

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

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

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

Se observa de la expresión anterior que las ofertas en caso de estimar que se generará a mínimo técnico pueden ser significativamente elevadas, al tener que distribuir todo el mínimo técnico, o la proporción correspondiente al servicio en cuestión, en la capacidad que se espera será adjudicada⁵².

⁵¹ $\alpha_{i,j,h} = \frac{E(MWAdj_{i,j,h})}{\sum_{j \in SSCC} E(MWAdj_{i,j,h})}$ donde SSCC es el conjunto de todos los servicios complementarios, esto es, CSF+, CSF-, CTF+ y CTF-.

⁵² A modo de ejemplo, si una unidad espera ser adjudicada en un solo servicio por una cuantía de 20MWh y que sea activada por 10MWh, posee un mínimo técnico de 150MW, un costo directo de 2 USD/MWh y espera que el costo variable de la unidad sea 5USD/MWh superior al costo marginal, entonces su oferta mínima por disponibilidad correspondería a 40 USD/MW, sin internalizar una prima por riesgo.

C.2 SERVICIOS DE BAJADA

La remuneración de los servicios de bajada comprende solo activación, y al igual que en el caso de los de bajada, los sobre costos no se remuneran, por lo que se deben internalizar en la oferta en la eventualidad de esperar que esto suceda, por lo que el desarrollo se divide en dos partes, como en la sección previa.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Como se aprecia, las ofertas de bajada cuando se espera generar a mínimo técnico debiesen ser superiores a las de subida, al prorratarse los sobre costos sobre la activación esperada más que la adjudicación⁵³.

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

53 Continúa con el mismo ejemplo de la nota al pie 49, en este caso la oferta mínima correspondería a 82 USD/MWh, sin internalizar una prima por riesgo.



Considerando que las ofertas en la práctica eran por bloques, que la adjudicación era horaria, y por lo tanto cada componente a estimar poseía dicha frecuencia, se esperaba que un agente neutral al riesgo valorizara su oferta unitaria considerando el costo total de todas las horas del bloque y la cantidad esperada adjudicada y factor de activación dependiendo del servicio que se trate⁵⁴.

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

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

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

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

ANEXO D: COSTOS ASOCIADOS AL ACTUAL ESQUEMA DE SUBASTAS DE SSCC DE CONTROL DE FRECUENCIA

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

D.1 SERVICIOS DE SUBIDA

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

D.2 SERVICIOS DE BAJADA

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

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

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

Al remunerar solo activación:

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

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

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

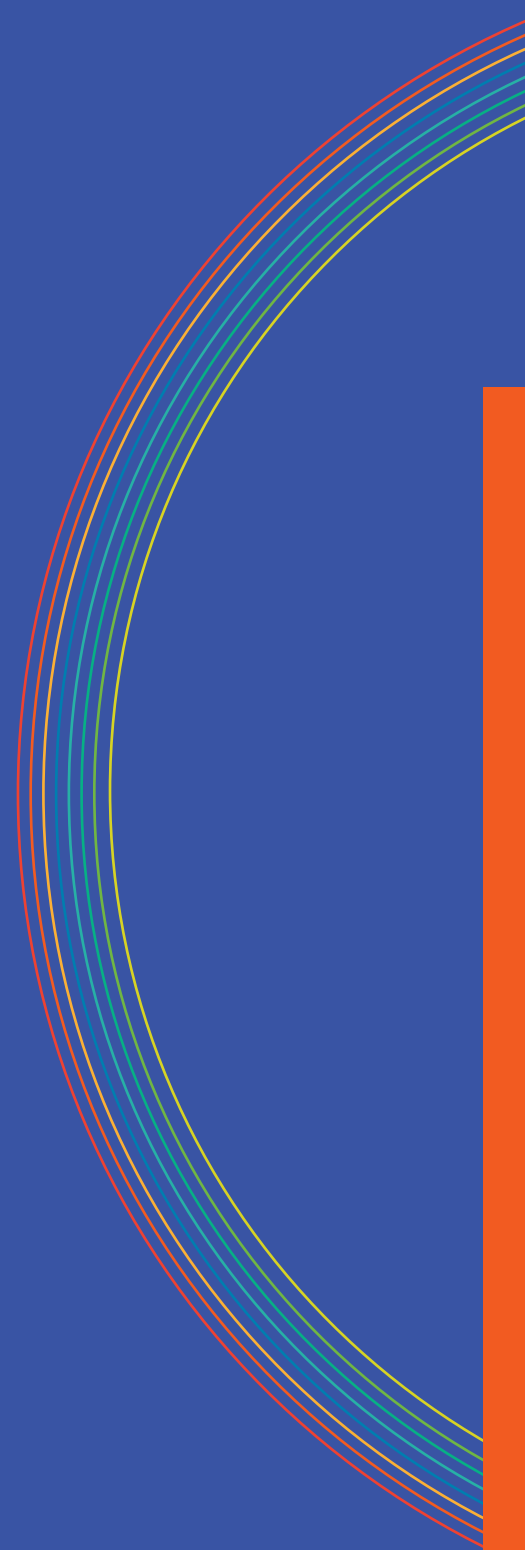


ANEXO E: CENTRALES ENTREGADAS A OPERACIÓN PRIMER SEMESTRE 2021

<i>Central</i>	<i>Propietario</i>	<i>Tipo</i>	<i>Potencia (MW)</i>	<i>Entrada Operación</i>	<i>Región</i>
Hidromocho	Hidromocho S.A.	Hidro Pasada	15,0	ene-21	Los Ríos
Central de Respaldo Pajonales	Prime Energía Quickstar SpA	Diesel	107,2	ene-21	Atacama
Taltal Solar	Taltal Solar S.A.	PMGD Solar	9,0	ene-21	Maule
Betel SpA	Betel SpA	PMGD Solar	3,0	ene-21	Metropolitana
PMGD Ciprés	Ciprés SpA	PMGD Solar	9,0	ene-21	Maule
Villa Solar	Villaprat SpA	PMGD Solar	2,7	ene-21	Maule
Pelequén Sur	Pelequén Sur SpA	PMGD Solar	9,0	ene-21	Metropolitana
Casa Bermeja	Casa Bermeja SpA	PMGD Solar	6,9	ene-21	Metropolitana
Las Tortolas	PFV Las Tortolas SpA	PMGD Solar	3,0	ene-21	Ñuble
Central Quitralman	Cinergia Chile SpA	PMGD Térmico	2,4	ene-21	Biobío
PMGD Lingue	Lingue SpA	PMGD Solar	3,0	ene-21	Valparaíso
Berrueco Energía	Berrueco Energía SpA	PMGD Solar	9,0	feb-21	Ñuble
Eléctrica Pinares Limitada	Eléctrica Pinares Limitada	PMGD Térmico	8,6	feb-21	Maule
Parque Solar San Javier	Parque Solar El Paso SpA	PMGD Solar	6,0	feb-21	Maule
Venturada Energía	Venturada Energía SpA	PMGD Solar	9,0	feb-21	Ñuble
Parque Fotovoltaico San Pedro	GPG Solar Chile 2017 SpA	Solar	106,0	feb-21	Antofagasta
Don Andrónico	Parque Solar Cancha SpA	PMGD Solar	2,7	feb-21	Metropolitana
Parque Eólico Cabo Leones II	Ibereólica Cabo Leones II SpA	Eólica	205,8	feb-21	Atacama
Etersol	Energía Morro Guayacán SpA	PMGD Térmico	0,7	mar-21	Metropolitana
PMGD SDSI (Sol de Santa Ines)	Sanbar Solar SpA	PMGD Solar	2,6	mar-21	Biobío
Los Libertadores Solar	Los Libertadores Solar SpA	PMGD Solar	3,0	abr-21	Maule
GR Pilo	GR Pilo SpA	PMGD Solar	9,0	abr-21	Metropolitana
PMGD Llay Llay	Xue Solar SpA	PMGD Solar	9,0	abr-21	Valparaíso
PFV Nuevo Quillagua	Parque Eólico Quillagua SpA	Solar	100,0	abr-21	Antofagasta
PFV Las Torcazas	PFV Las Torcazas SpA	PMGD Solar	3,0	abr-21	O'Higgins
Parque Solar Ovalle Norte	Parque Solar Ovalle Norte SpA	PMGD Solar	9,0	abr-21	Coquimbo
PMGD PFV Santa Rita	Parque Fotovoltaico Santa Rita Solar SpA	PMGD Solar	2,7	abr-21	Ñuble
PFV Atacama Solar II	Atacama Solar S.A.	Solar	170,7	abr-21	Tarapacá



<i>Central</i>	<i>Propietario</i>	<i>Tipo</i>	<i>Potencia (MW)</i>	<i>Entrada Operación</i>	<i>Región</i>
Parque Solar Meco	Parque Solar Meco Chillan SpA	PMGD Solar	6,0	may-21	Ñuble
SLK 808	FV Rinconada SpA	PMGD Solar	3,0	may-21	Valparaíso
Malinke Solar	Malinke Solar SpA	PMGD Solar	3,0	may-21	Metropolitana
Digua	Eléctrica Digua SpA	Hidro Pasada	20,0	may-21	Maule
EESA	Ebco Energía S.A.	PMGD Térmico	2,9	may-21	Biobío
Linares Solar	Linares Generación SpA	PMGD Solar	9,0	may-21	Maule
Membrillo	Fotovoltaica Avellano SpA	PMGD Solar	2,5	jun-21	O'Higgins
GR Pitao	GR Pitao SpA	PMGD Solar	9,0	jun-21	Maule
FV Trinidad	SPV P4 SpA	PMGD Solar	3,0	jun-21	O'Higgins
Saturno Norte	Los Libertadores Solar SpA	PMGD Solar	4,5	jun-21	Maule
PRP Las Quemas	Genersur SpA	PMGD Térmico	9,0	jun-21	Los Lagos
Parque Solar Huape	Farmdo Energy Chile SpA	PMGD Solar	3,0	jun-21	Ñuble
Orion Solar	Orion Solar SpA	PMGD Solar	3,0	jun-21	Ñuble
Los Lagos X	Los Lagos SpA	PMGD Solar	2,2	jun-21	O'Higgins
Las Cabras	RCL Solar SpA	PMGD Solar	3,0	jun-21	O'Higgins
Curacaví	Parque Fotovoltaico Curacaví SpA	PMGD Solar	2,7	jun-21	Metropolitana
Paine	Paine Energy SpA	PMGD Solar	9,0	jun-21	Antofagasta
Tamarugo	Baobab Energías Renovables SpA	PMGD Solar	3,0	jun-21	Tarapacá
PFV El Piuquen	PFV El Piuquen SpA	PMGD Solar	3,0	jul-21	Ñuble
PFV La Huella	AustrianSolar Chile Seis SpA	Solar	85,2	jul-21	Coquimbo



**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](https://twitter.com/coord_electrico)



Coordinador Eléctrico Nacional