



INFORME SEMESTRAL MONITOREO DE LA COMPETENCIA EN EL MERCADO ELECTRICO 2022

UNIDAD DE MONITOREO DE LA
COMPETENCIA

CONTENIDO

1.	DESCRIPCIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO NACIONAL	6
	A. GENERACION ELÉCTRICA	6
	B. LICITACIONES DE INFRAESTRUCTURA DE TRANSMISIÓN	12
2.	ANÁLISIS DEL GNL INFLEXIBLE	14
	A. ANTECEDENTES GENERALES	14
	B. GNL INFLEXIBLE Y COMPETENCIA EN EL MERCADO ELÉCTRICO	15
	B.1 EMPRESAS EXCEDENTARIAS	17
	B.2 EMPRESAS DEFICITARIAS	18
	C. GENERACIÓN CON GNL INFLEXIBLE Y BALANCE DE TRANSFERENCIAS	22
	D. CONCLUSIONES	30
3.	CADENA DE PAGOS Y GARANTÍAS	32
	A. ANTECEDENTES GENERALES	32
	B. EQUIITOS DE PARTICIPACIÓN EN EL MERCADO A CORTO PLAZO	33
	C. MECANISMO DE DETERMINACIÓN DE GARANTÍAS	34
	D. INTERRUPCIÓN DE CADENA DE PAGOS	36
	E. MONTO DE GARANTÍAS PARA EL MERCADO DE CORTO PLAZO	39
	F. EFECTOS DE LA INTERRUPCIÓN EN LA CADENA DE PAGO	41
	G. PLATAFORMA DE DISCONFORMIDADES	43
	H. CONCLUSIONES	46
	I. RECOMENDACIONES	49
4.	ANÁLISIS DEL MERCADO DE SSCC DE CONTROL DE FRECUENCIA	51
	A. ANTECEDENTES GENERALES	51
	B. EVOLUCIÓN SUBASTAS 2021- PRIMER SEMESTRE 2022	55
	C. CONCLUSIONES	60
5.	PEQUEÑOS MEDIOS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA	62
	A. ANTECEDENTES GENERALES	62
	B. MECANISMO DE PRECIO ESTABILIZADO DE LOS PMG/PMGD	64
	C. EFECTO DE PMGD EN REDES DE TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN	66
	ANEXO A: INGRESOS POR GNL INFLEXIBLE	68
	A.1 INYECCIONES DE ENERGÍA Y SOBRECOSTOS PROPIOS (PRIMERA SUMATORIA DE LA ECUACIÓN DE INGRESOS)	69
	A.2 PAGOS POR SOBRECOSTOS DE TERCEROS (SEGUNDA SUMATORIA DE LA ECUACIÓN DE INGRESOS)	71
	A.3 CONTRATOS (TERCERA SUMATORIA DE LA ECUACIÓN DE INGRESOS)	73
	A.4 OTROS INGRESOS O PAGOS	73
	A.5 LA UNIDAD <i>i</i> GENERA CON GAS INFLEXIBLE	74
	ANEXO B: COSTOS ASOCIADOS A ANTIGUO ESQUEMA DE SUBASTAS DE SSCC DE CONTROL DE FRECUENCIA	76

B.1 SERVICIOS DE SUBIDA	77
B.2 SERVICIOS DE BAJADA	81
<hr/>	
ANEXO C: COSTOS ASOCIADOS AL ACTUAL ESQUEMA DE SUBASTAS DE SSCC DE CONTROL DE FRECUENCIA	84
C.1 SERVICIOS DE SUBIDA	84
C.2 SERVICIOS DE BAJADA	85
<hr/>	
ANEXO D: CENTRALES ENTREGADAS A OPERACIÓN PRIMER SEMESTRE 2022	87

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 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. Dicha información tendrá el carácter de confidencial y obligará al Coordinador a tomar todas las medidas que correspondan a fin de garantizar su confidencialidad y reserva.

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

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

Dentro de las diversas funciones entregadas al Coordinador por la Ley General de Servicios Eléctricos (“LGSE” o “la Ley”)², se encuentra la labor establecida en el Artículo 72°-10 del citado cuerpo legal, correspondiente a monitorear “(...) permanentemente las condiciones de competencia existentes en el mercado eléctrico[.]” con el fin de “(...) garantizar los principios de la coordinación del sistema eléctrico, establecidos en el artículo 72°-1 (...)” de la misma Ley, a saber: (i) preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico; (ii) garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico; y, (iii) garantizar el acceso abierto a todos los sistemas de transmisión.

Esta labor de monitoreo comenzó a regir el 1 de julio de 2018, a través de una unidad dedicada especialmente a ese efecto, denominada Unidad de Monitoreo de la Competencia (“UMC”). El inciso segundo del artículo 71-10 de la LGSE establece que, en caso de detectar indicios de actuaciones que podrían llegar a ser constitutivas de atentados contra la libre competencia, conforme a las normas del DL 211³, el Coordinador deberá poner los antecedentes en conocimiento de la Fiscalía Nacional Económica (FNE) o de las autoridades que corresponda, para que dichas instituciones lleven a cabo el proceso de investigación que estimen necesario.

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

² 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.

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”).

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 ellos⁴. Tales propuestas son útiles para solucionar fallas de mercado existentes o evitar su materialización futura, 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. Así, por ejemplo, la UMC ha organizado jornadas con académicos y un ex representante de ERCOT (Electric Reliability Council of Texas), en las cuales participaron diversas gerencias del Coordinador, donde se trataron temas de libre competencia en general y desafíos futuros que se enfrentarán en el mercado eléctrico nacional.

En el contexto de sus funciones, la UMC presenta este informe, en el cual, junto con exponer los principales datos del mercado eléctrico nacional, se aborda en mayor detalle aspectos relacionados con el gas inflexible/gestionable, servicios complementarios, cadena de pagos y PMGD (Pequeños medios de generación distribuida).

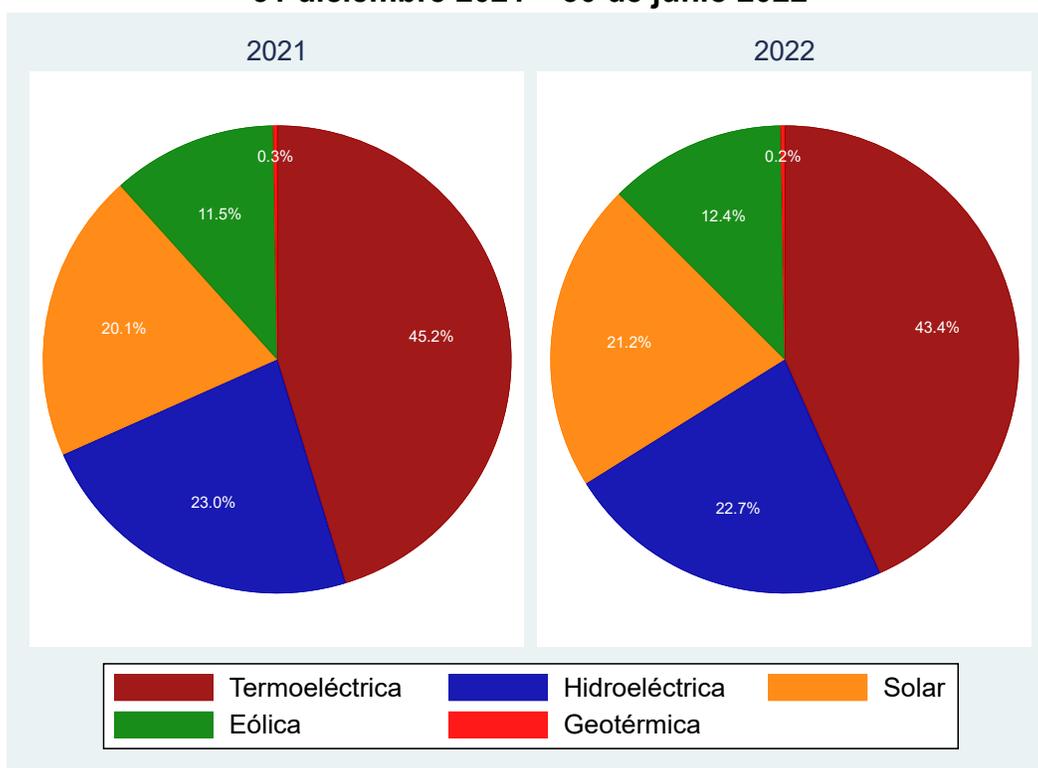
⁴ Artículo 190 del DS 125/2019 que contiene el Reglamento de Operación y Coordinación del Sistema Eléctrico Nacional.

1. DESCRIPCIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO NACIONAL

A. GENERACION ELÉCTRICA

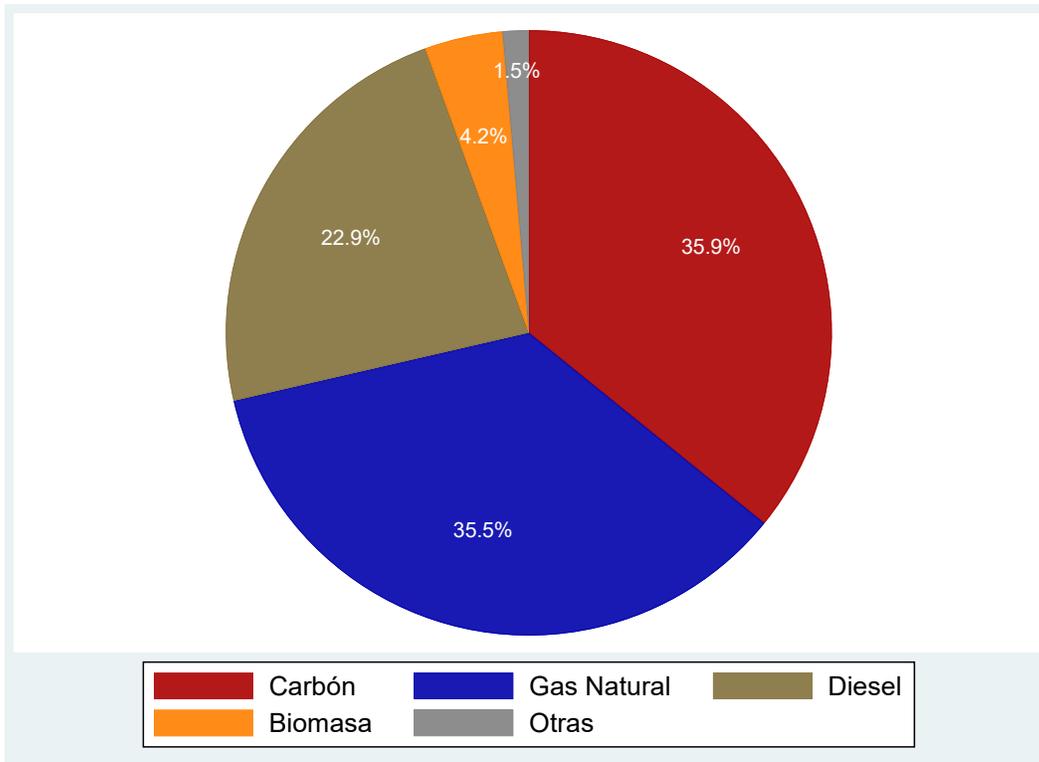
Como se muestra en el Gráfico 1.A.1, la tecnología predominante en términos de capacidad instalada corresponde a Térmica, con cerca de 43,4% a junio de 2022; seguida por Hídrica con una participación de 22,7%; Solar con cerca de un 21,2%; Eólica con alrededor de un 12,4% y Geotérmica con un 0,2%.

Gráfico 1.A.1
Distribución de capacidad instalada (MW) por tecnología
31 diciembre 2021 – 30 de junio 2022



En comparación al año 2021, se observa una ligera reducción de la participación de capacidad instalada correspondiente a centrales Térmicas e Hídricas, continuando la tendencia de aumento de ERV (Energía renovable variable).

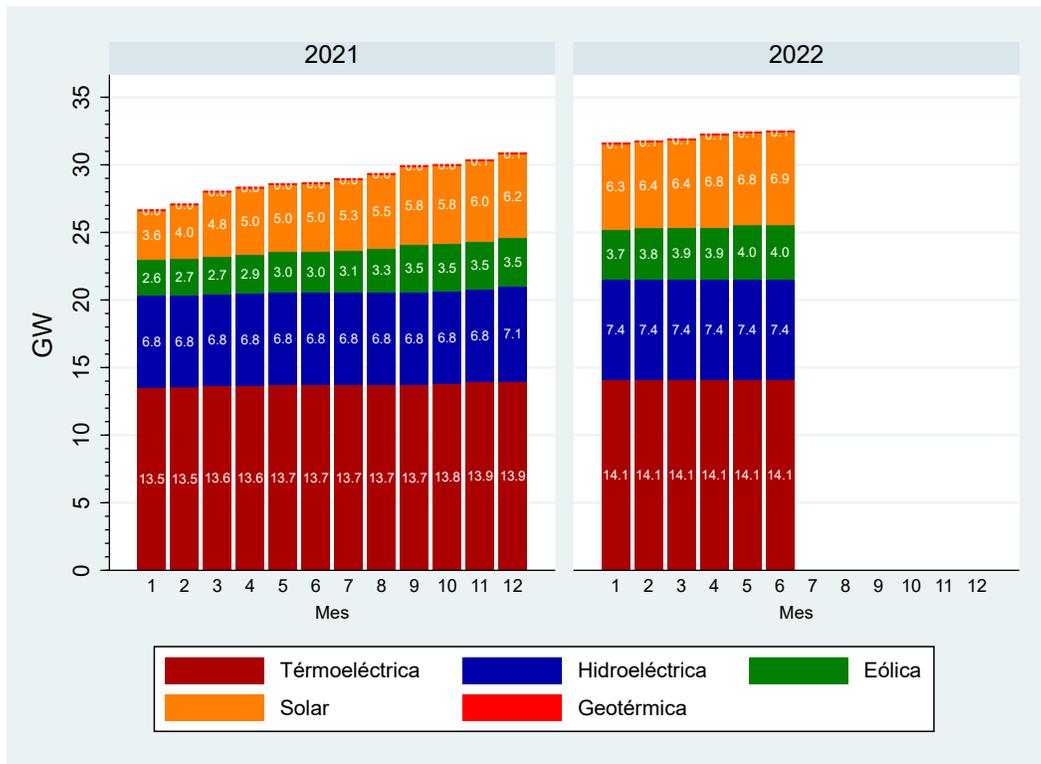
Gráfico 1.A.2
Distribución de capacidad térmica instalada (MW) por fuente
Junio 2022



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 35,9%; similar a la participación de centrales a gas natural, con 35,5%. Por su parte, el diésel alcanzó un 22,9% de participación, ligeramente inferior a la cifra registrada a diciembre de 2021. Asimismo, biomasa pasó de un 2,7% a 4,2%. El resto de las fuentes da cuenta de 1,5% aproximadamente.

Por su parte, la capacidad instalada del Sistema Eléctrico Nacional alcanzó un total de 32,5 GW a junio de 2022, con un aumento de cerca de 5,3% en comparación a diciembre del año previo. Al igual que en períodos anteriores, el aumento de capacidad se debió primordialmente a una mayor penetración de energía eólica y solar, lo que se refleja en el Gráfico 1.A.3.

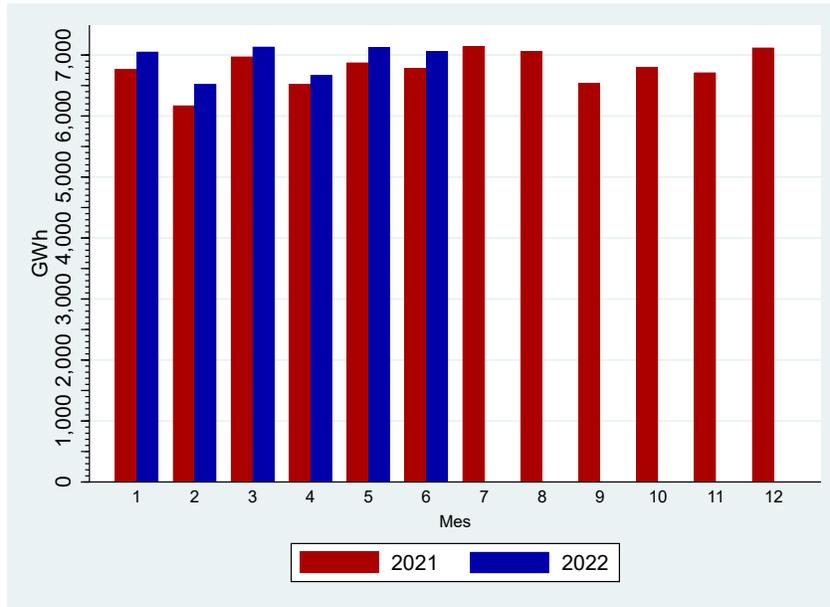
Gráfico 1.A.3
Capacidad instalada por tecnología
2021 – 1er semestre 2022



En cuanto a nuevas centrales, en Anexo D se presenta una lista con las centrales entregadas a la operación durante el primer semestre del año 2022.

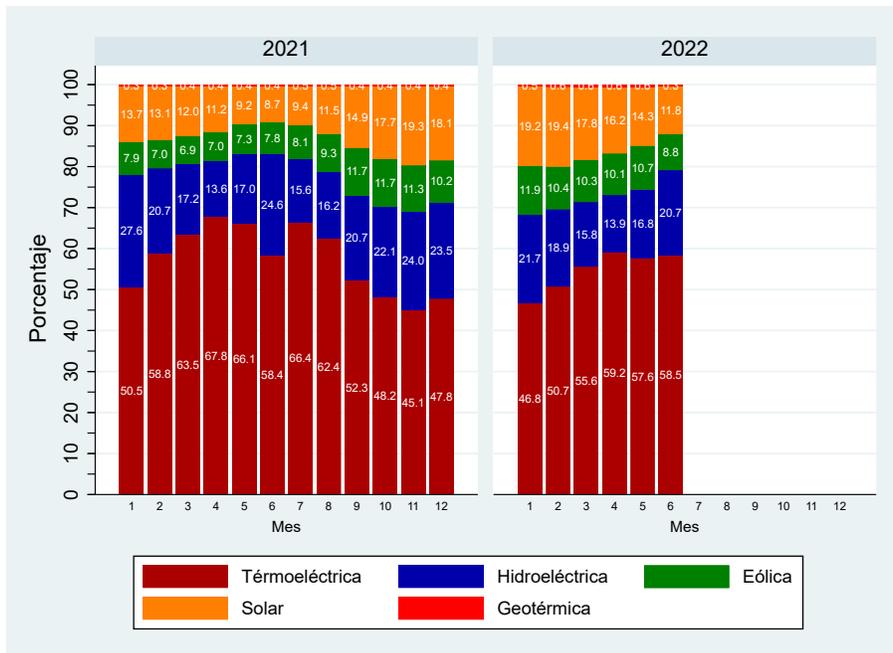
En lo referente a generación mensual, ésta osciló entre 6.523 GWh y 7.137 GWh a lo largo del primer semestre del año, habiendo alcanzado el mínimo y máximo en los meses de febrero y marzo respectivamente, en contraste con valores que se situaron entre 6.174 GWh y 7.142 GWh en el año 2021, tal como se muestra en el gráfico 1.A.4.

Gráfico 1.A.4
Generación mensual
2021 – 1er semestre 2022



En cuanto a la distribución de la energía inyectada por tecnología, esta puede llegar a variar de forma sustantiva a lo largo del año (ver Gráfico 1.A.5).

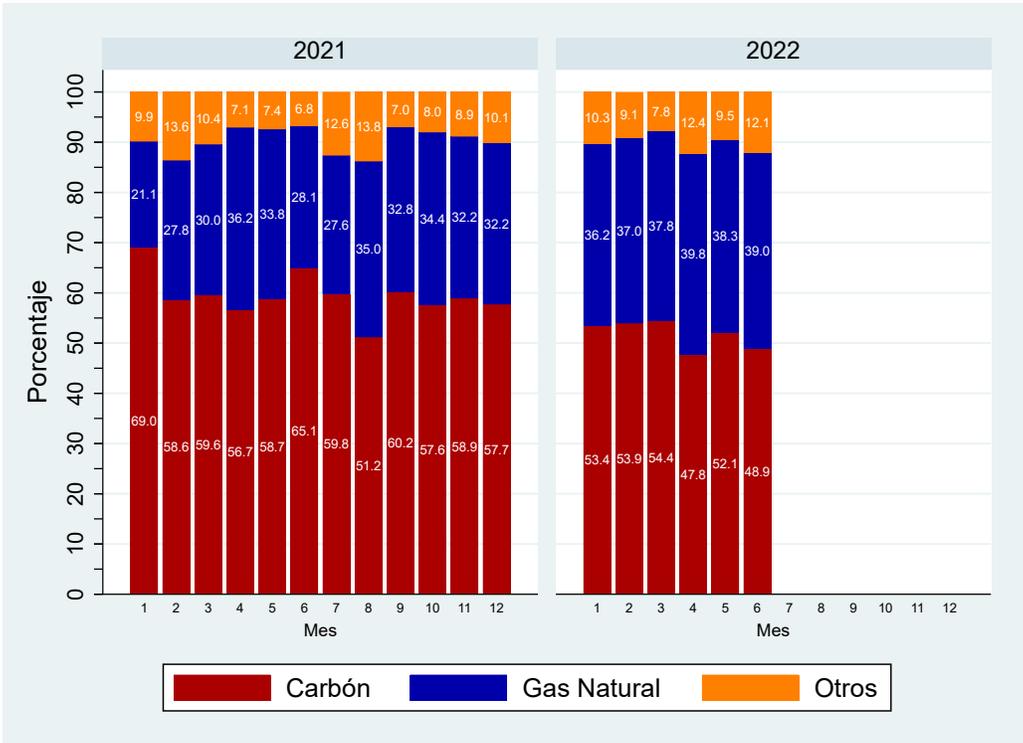
Gráfico 1.A.5
Distribución generación por tecnología
2021 -1er semestre 2022



Las tecnologías que presentan una mayor variación en su contribución a la generación total del sistema corresponden a la termoeléctrica e hidroeléctrica. Lo anterior se debe a que en los períodos donde existe menor disponibilidad del recurso hídrico, son las centrales térmicas las que cubren dicha disminución de generación. Por su parte, la participación de la energía eólica y solar aumentó consistentemente respecto de los mismos meses del año anterior, mostrando el mayor incremento durante febrero, con 9,7 puntos porcentuales por sobre igual mes del año 2021.

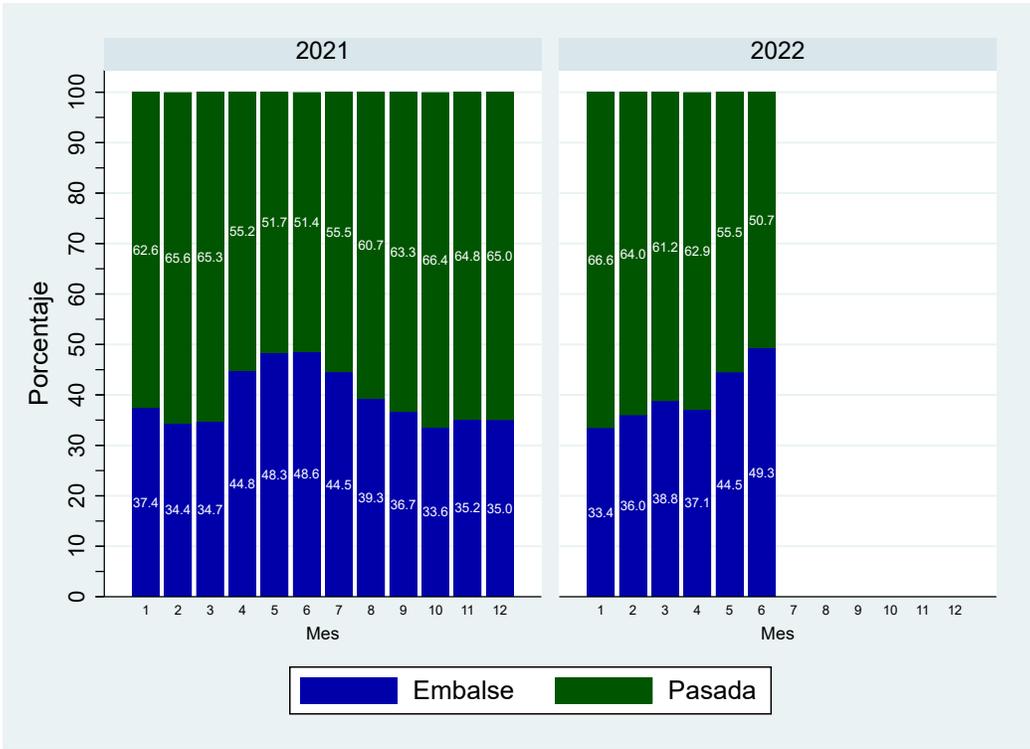
En cuanto a las fuentes de generación termoeléctrica, el carbón continuó siendo la de mayor participación, aunque con niveles inferiores a lo presenciado durante el primer semestre de 2021, variando entre 47,8% y 54,4% durante los seis primeros meses del año (ver gráfico 1.A.6.).

Gráfico 1.A.6
Distribución generación térmica por fuente
2021 – 1er semestre 2022



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 60% aproximadamente, sin mayor variación respecto del año previo, en que dicha participación ascendió a niveles equivalentes.

Gráfico 1.A.7
Distribución generación hidroeléctrica por fuente
2021 – 1er semestre 2022



B. LICITACIONES DE INFRAESTRUCTURA DE TRANSMISIÓN

En la Tabla IV.1.1 se presenta un resumen de las licitaciones que se han llevado a cabo en los años 2020, 2021 y primer semestre de 2022.

Tabla 1.B.1
Procesos de Licitación de Transmisión 2020- 1er semestre 2022

	Obras Nuevas y Ampliación Condicionadas Decretos 231 - 198	Obras de Ampliación Decreto 171	Obras Nuevas y Ampliación Condicionadas Decretos 185 -171	Obra Nueva HVDC Decreto 231	Obras de Ampliación Decreto 185 - 171
N° de Obras Licitadas	10	56	27	1	38
Obras que reciben Ofertas	10	48	22	1	35
N° de Obras Adjudicadas	10	37	20	1	26
Porcentaje de Obras Adjudicadas	100%	66%	74%	100%	68%
N° de Obras Desiertas	0	19	5	0	12
Porcentaje de Obras Desiertas	0%	34%	19%	0%	32%
N° Obras desiertas por aplicación de Valor Máximo	0	11	0	0	8
N° de Participantes	17	28	16	23	22
N° de Oferentes	9	18	12	2	13
Oferentes que calificaron para la Apertura de Ofertas Económicas*	9	18	12	2	13
Porcentaje de oferentes que aprueban etapa de evaluación Administrativa y Técnica	100%	100%	100%	100%	100%
VATT promedio obras nuevas adjudicadas [USD]	828.801	-	962.017	116.300.000	-
VI promedio obras ampliación adjudicadas [USD]	3.261.459	5.474.425	2.211.762	-	6.256.156

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

Durante el primer semestre de 2022 concluyó el proceso licitatorio de las obras de ampliación de los decretos 185-2021 y 171-2020. Se licitó un total de 38 obras, resultando adjudicadas 26 obras, lo que constituye el 68% del total. De las 12 obras no adjudicadas, solo una no recibió ofertas, 8 de ellas no fueron adjudicadas por aplicación del valor máximo. Este resultado fue similar al visto en el Decreto 171, donde solo fueron adjudicadas el 66% de las obras.

En particular respecto de las obras de ampliación, se reitera la propuesta de cambio normativo presentada en el Informe de Monitoreo de la Competencia 2021, a fin de que los responsables de efectuar la licitación y la elaboración de las respectivas bases de licitación de obras de ampliación contenidas en los decretos de expansión de la transmisión sean las empresas transmisoras propietarias de las instalaciones, sin perjuicio de la supervisión que el Coordinador realizaría del proceso.

Alternativamente, se plantea establecer un criterio sobre valor mínimo de las obras cuya licitación debería realizar el Coordinador, valor que pueda viabilizar un contrato de construcción (EPC) al menor costo, por ejemplo 5 MMUSD.

2. ANALISIS DEL GNL INFLEXIBLE

A. ANTECEDENTES GENERALES

En esta sección, se describen los potenciales indicios de atentados a la libre competencia que podrían encontrarse con ocasión de la generación con GNL inflexible.

Para esto, y tal como se ha efectuado en otros informes de esta Unidad, resulta relevante presentar ciertas definiciones básicas de libre competencia, necesarias para ilustrar el alcance de los análisis efectuados.

Un primer concepto para tener en consideración es el *poder de mercado*. Este se define como **la habilidad de una firma para elevar los precios por sobre un nivel competitivo de forma rentable**⁵. Dicha alteración del equilibrio competitivo se considera como nociva para la sociedad y, en consecuencia, es 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.

Las estimaciones de daño se basan en el impacto potencial que las conductas anticompetitivas tienen sobre los consumidores, más que en los efectos en la estructura de mercado⁶. 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.

⁵ “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.

⁶ Aunque esto último podría tener un efecto anticompetitivo también, pero nuevamente, éste se vería reflejado en los consumidores.

Teniendo en consideración lo anterior, y en línea con los ejemplos de 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 colusorias y prácticas unilaterales**, y, dentro de estas últimas, es posible distinguir entre **abusos explotativos y abusos exclusorios**⁷.

En este contexto, a continuación, se abordan las potenciales conductas unilaterales que podrían derivarse del uso de gas inflexible y las condiciones que se requieren para su configuración, luego se analizan los datos derivados de la operación del sistema y se exponen las conclusiones obtenidas. En cuanto a potenciales prácticas colusorias, atendida las necesidades especiales de confidencialidad que plantea la detección, investigación y persecución de las mismas, conforme a lo establecido en los artículos 39, letra n), y 39 bis del DL 211, éstas no serán abordadas en el presente documento.

B. GNL INFLEXIBLE Y COMPETENCIA EN EL MERCADO ELÉCTRICO

La generación con gas inflexible puede tener como efecto una baja del costo marginal o ser neutra⁸. En el primer caso, de existir alguna conducta anticompetitiva, esta se categorizaría como una de carácter exclusorio, en particular como precios predatorios o estrangulamiento de márgenes. Lo anterior, en el supuesto de que con la generación inflexible se estaría subvalorando un costo (costo igual a cero en el contexto de la NT GNL 2019 o costo de oportunidad calculado por el Coordinador, en el caso de la NT GNL 2021⁹, actualmente vigente), de modo de asegurar el despacho de una central que en otro caso no habría sido despachada por tener un

⁷ Una descripción breve de las conductas que son analizadas por la FNE puede ser encontrada en: <https://www.fne.gob.cl/antimonopolios/que-hacemos/>.

⁸ Se considera como neutro el hecho de que las diferencias al alza del costo marginal que puedan producirse serían mínimas y ocurrirían en casos excepcionales.

⁹ Disponible en: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2021/10/NT-GNL-Oct-2021.pdf>.

costo mayor, provocando así una disminución del costo marginal del sistema, con el objeto de evitar la entrada de futuros competidores o provocar la salida del mercado de competidores existentes, de modo de incrementar el poder de mercado que tiene la empresa generadora en el mercado spot y/o en el mercado de contratos.

Según la OCDE, los precios predatorios se definen de la siguiente manera: *“Predatory pricing is a deliberate strategy, usually by a dominant firm, of driving competitors out of the market by setting very low prices or selling below the firm’s incremental costs of producing the output (often equated for practical purposes with average variable costs). Once the predator has successfully driven out existing competitors and deterred entry of new firms, it can raise prices and earn higher profits”*¹⁰.

De acuerdo con lo anterior, para que una conducta sea considerada de precios predatorios, no sólo se requiere que el ejecutante tenga el poder de fijar un precio bajo el costo, sino que, también debe tener la habilidad para recuperar las rentas perdidas como consecuencia del mayor poder de mercado. En el caso del GNL Inflexible, consecuentemente, no existiría este tipo de conducta anticompetitiva si los niveles de precios bajan y en el futuro las pérdidas no pueden ser recuperadas, o si no pueden ser incrementados los precios de manera unilateral como resultado del ejercicio de poder de mercado de la empresa que genera con gas inflexible.

Por otro lado, se entiende que existe la figura del estrangulamiento de márgenes cuando una empresa integrada verticalmente que posee un insumo esencial fija un precio arbitrariamente elevado aguas arriba con el objeto de provocar la salida o desincentivar la entrada o expansión de competidores, debido a los reducidos márgenes que estos obtendrían¹¹. En el caso del gas inflexible, sin embargo, esta

¹⁰ <https://stats.oecd.org/glossary/detail.asp?ID=3280>.

¹¹ 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

conducta no es completamente homologable, ya que la disminución de márgenes no nacería a partir de la provisión de un insumo esencial por parte de un competidor integrado verticalmente, como debería ocurrir según la definición de la práctica antedicha, pero los efectos serían equivalentes, por lo que se denominará *pseudo estrangulación de márgenes*.

Así las cosas, la generación con gas inflexible sólo podría ser calificada como conducta anticompetitiva de existir evidencia sobre su efecto en la salida actual o potencial de competidores y/o cuando haya desincentivado o esté desincentivando el ingreso o expansión de nuevos competidores, y exista evidencia de los potenciales beneficios actuales o futuros de quienes hayan generado con dicha condición especial de suministro de GNL.

De esta manera, las potenciales conductas anticompetitivas que podrían ejercerse dependen del balance actual de las empresas¹², de la competitividad del mercado de contratos, de la posición comercial que las empresas 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 la hipótesis antedicha, tanto desde la perspectiva de las empresas excedentarias, como de las empresas deficitarias.

B.1 EMPRESAS EXCEDENTARIAS

En el caso de una empresa excedentaria¹³, no existirían incentivos en el corto plazo para generar con condición de suministro inflexible de manera estratégica, ya que

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>.

¹² Esto incluye contratos con clientes y entre empresas generadoras, ya sean físicos o financieros.

¹³ Esto es, una empresa cuyas inyecciones y energía contratada a precios indexados al costo marginal son mayores a la cantidad contratada que no se encuentra indexada al costo marginal.

ello podría resultar en una disminución de los costos marginales y, consecuentemente, en una caída en sus beneficios. Por lo tanto, en este caso, para que una declaración de inflexibilidad pudiera ser calificada como una conducta de precios predatorios se requiere que el costo marginal observado que internaliza los episodios de inflexibilidad sea menor al LCOE de las plantas generadoras que podrían ingresar al mercado, bajando el costo marginal de equilibrio, pues en ese caso, la empresa que opera con gas inflexible estaría sacrificando ingresos presentes ante la posibilidad de aumentar ingresos en el futuro luego de la salida o disuasión a la expansión de actuales generadores, o disuasión a la entrada de potenciales competidores que pudiesen llevar a la baja el costo marginal.

B.2 EMPRESAS DEFICITARIAS

En cuanto a las empresas deficitarias¹⁴, si bien estas podrían beneficiarse de la baja potencial del costo marginal, al tener que pagar menos por los retiros, ello no implicaría directamente y necesariamente la obtención de un beneficio comercial de las inflexibilidades, ya que, para que esto ocurra, los ingresos atribuidos a un menor pago por retiros debe ser mayor que las pérdidas en las cuales se incurre al recibir solo el costo marginal como ingreso y no la totalidad de los costos variables de las máquinas. En caso de que dicho cálculo derivara en pérdidas para la empresa que genera con gas inflexible, se podría estar en presencia de una potencial conducta predatoria, siempre que dicha empresa tenga la habilidad para **recuperar dichas pérdidas en el futuro a través de mayores precios como consecuencia de una menor cantidad de competidores.**

Sin embargo, ello no podría ocurrir si la posición comercial de la empresa se mantuviese deficitaria en el largo plazo, ya que un incremento en el costo marginal solo implicaría un mayor pago por retiros. De esta manera, la empresa debería contar con posición de dominio en el mercado de los contratos, de modo de

¹⁴ Esto es, las inyecciones y la energía contratada a precios indexados al costo marginal son menores a la cantidad contratada que no se encuentra indexada al costo marginal.

compensar las mayores pérdidas por un incremento en el costo marginal o, eventualmente, transitar hacia una posición excedentaria¹⁵.

Ahora bien, si las inflexibilidades resultaran en beneficios netos para las empresas deficitarias, estas tendrían incentivos a aumentar la generación con dicha condición especial de suministro sin necesidad de buscar mantener o aumentar su posición de dominio¹⁶. No obstante, de tratarse de esto último, se podría estar en presencia de una *pseudo estrangulación de márgenes* en caso de disminuir de forma consistente los costos marginales al punto de, como resultado de aquello, evitar la entrada, excluir o evitar la expansión de un competidor. Se debe notar, sin embargo, que tal como en la figura de precios predatorios, se requiere que la empresa transite a una posición excedentaria en el futuro, o alternativa que se adquiriera una posición dominante en el mercado de los contratos como consecuencia de esto.

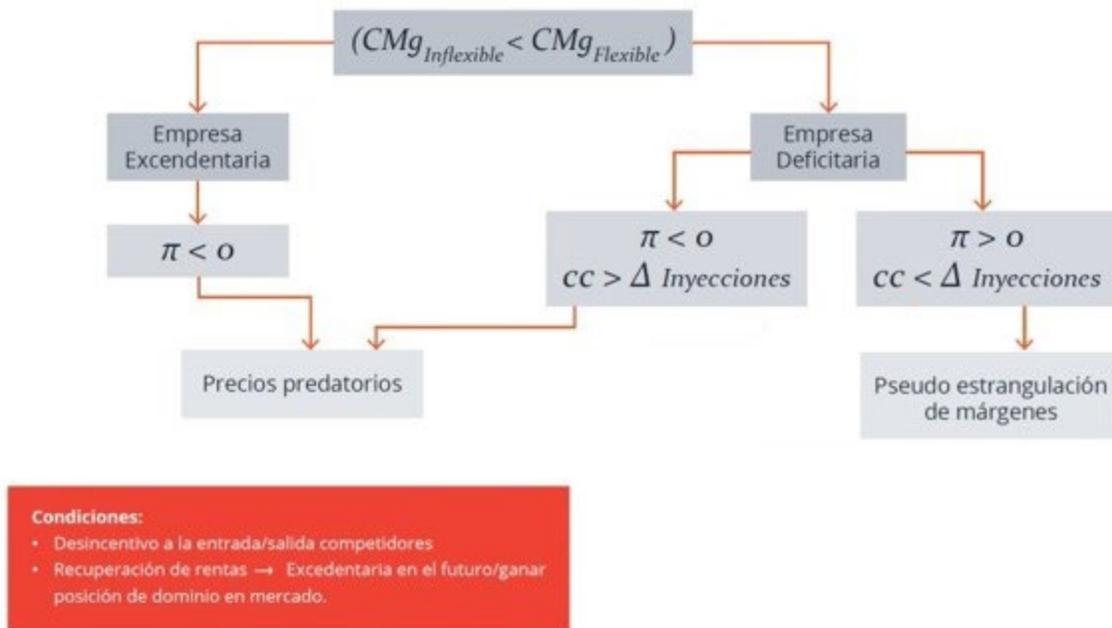
Finalmente, en el caso de una empresa verticalmente integrada con el terminal GNL, podrían existir incentivos a forzar la firma de contratos con cláusulas *Take or Pay* o uso exclusivo del gas en el mercado eléctrico, con el objeto de provocar escenarios de inflexibilidad que beneficien a la empresa integrada, independientemente de los incentivos enfrentados por la empresa compradora de GNL.

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

¹⁵ En términos generales, esto podría ser logrado aumentando la capacidad de generación a un mayor ritmo que los contratos, o derechamente no renovando contratos.

¹⁶ Bajo la NT GNL 2019, el declarar gas inflexible con el solo propósito de optimizar la posición comercial constituía una infracción a la misma, en cuanto disponía que “[L]a utilización del volumen declarado como inflexible no debe corresponder al resultado de una optimización de la posición comercial de la empresa que lo declarara en el mercado de transferencia de energía y potencia.”. 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>.

Figura 2.B.1
Potenciales infracciones a la libre competencia



Esto es, si las inflexibilidades resultan en un costo marginal inferior a un escenario contrafactual donde no existe el cambio de condición de suministro ($CMg_{Inflexible} < CMg_{Flexible}$), derivarían inmediatamente en pérdidas para empresas excedentarias ($\pi < 0$), por lo que podría tratarse de precios predatorios. De ser empresas deficitarias, podría resultar en pérdidas en caso de que el costo de combustible (CC) no cubierto por el costo marginal sea mayor al menor pago por inyecciones ($\Delta Inyecciones$) y, por ende, también podría encapsularse dentro de la figura de precios predatorios. Si existieran beneficios al generar con gas inflexible, es decir, el costo de combustible no cubierto por el costo marginal es inferior al menor pago por inyecciones, podría tratarse de una *pseudo estrangulación de márgenes*. En todas estas situaciones, la condición para que se configure una conducta anticompetitiva es que exista un desincentivo a la entrada o expansión o se provoque la salida de competidores actuales del mercado, y que exista la posibilidad de recuperar rentas con el fin de aumentar el poder de mercado actual, lo que requeriría una posición excedentaria en el futuro que permitiera a la empresa que declara la inflexibilidad beneficiarse de mayores costos marginales o de una menor

caída de estos que la prevista sin escenarios de inflexibilidad; o, alternativamente, ganar poder de mercado en el mercado de los contratos que permitan aumentar los precios unilateralmente.

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

En cualquier caso, para minimizar el riesgo de ocurrencia de las conductas descritas con antelación o los efectos indirectos que pudiese haber tenido la antigua NT GNL en los diferentes agentes económicos, se llevó a cabo un proceso de reforma de dicha norma técnica, cuya versión final fue publicada en octubre de 2021¹⁷.

Los principales cambios de dicha norma se resumen en los siguientes puntos:

- Limitación del volumen que puede ser declarado inflexible
- Determinación de un costo de oportunidad para el despacho de las centrales inflexibles, como resultado de la optimización del uso del GNL inflexible durante una ventana amplia de tiempo.
- El coordinador es el que determina las inflexibilidades a partir de simulaciones del SEN.

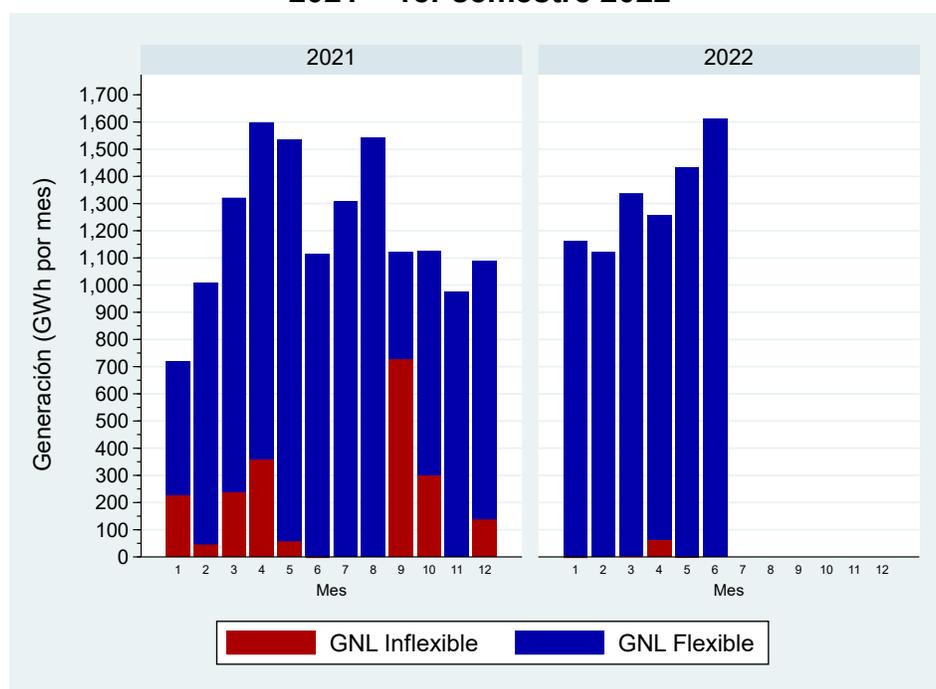
Con las citadas medidas no solo se disminuye la discrecionalidad de las empresas para declarar inflexibilidades, sino que además se minimiza el impacto que tales declaraciones tienen en el sistema, al considerar un período amplio de optimización.

¹⁷ Disponible en: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2021/10/NT-GNL-Oct-2021.pdf>.

C. GENERACIÓN CON GNL INFLEXIBLE Y BALANCE DE TRANSFERENCIAS

Si se consideran los datos de inflexibilidades para el año 2021 y el primer semestre del año 2022, se evidencia que la proporción de generación con gas inflexible disminuyó drásticamente respecto de lo evidenciado en el mismo período del año 2021¹⁸.

Gráfico 2.C.1
Generación mensual con GNL inflexible vs GNL flexible
2021 – 1er semestre 2022

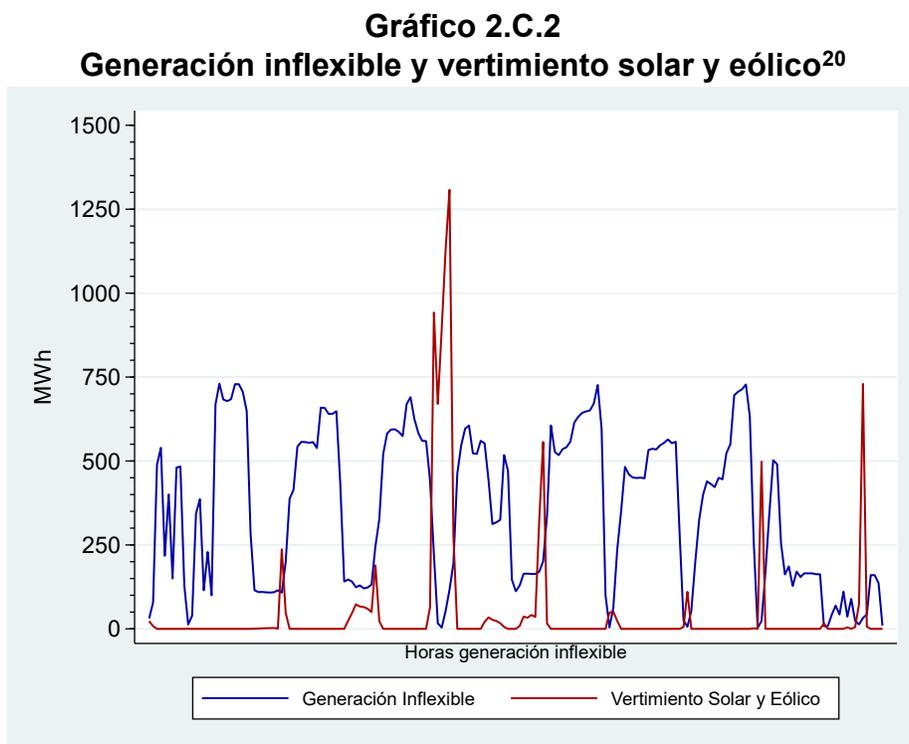


Cabe destacar que la generación con gas inflexible, al menos durante la primera mitad del año 2022, no estuvo asociada directamente con vertimientos de energía solar y eólica. En efecto, de las 189 horas de generación inflexible, solo 57 coincidieron con períodos de vertimiento (30% del tiempo) y, de dichas 57 horas, 15 presentaron un nivel de vertimiento mayor al de generación inflexible, razón por la

¹⁸ La generación inflexible también considera los períodos de generación con gas gestionable, previos a la entrada en vigor de la nueva NT GNL.

que, incluso de no haber existido dicha condición de suministro, habría existido vertimiento¹⁹.

Tanto la generación inflexible como los vertimientos durante las horas de dicha condición de suministro pueden ser apreciados en el Gráfico 2.C.2.



Si se considera la posición comercial de los 4 actores del mercado con mayor participación que han generado con GNL inflexible (Enel, Grupo Matte a través de Colbun, Engie y BHP a través de Tamakaya Energía), solo el Grupo Matte ha

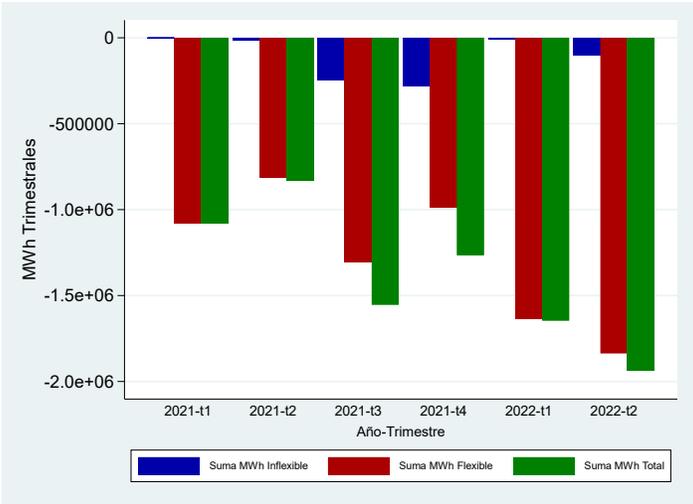
¹⁹ Cabe destacar que, la sola existencia de vertimientos no implica que estos deban ser abordados a través de la expansión de infraestructura de transmisión. Para que esto gatille la construcción de nueva infraestructura, es necesario que el costo de esta sea inferior al costo que enfrenta el sistema por materia de congestiones. En esta misma línea, los costos marginales iguales a cero que se evidencian en ciertos subsistemas son señales de mercado necesarias que reflejan la abundancia de generación en dicha extensión geográfica, indicando que un proyecto adicional en el subsistema saturado no posee el mismo aporte para el sistema que uno que se instale en una zona no saturada. A su vez, esta potencial sobreinversión no solo provoca congestiones, sino que también puede comprometer la operación segura y económica del sistema al aumentar los requerimientos de reservas para el control de frecuencia y los requerimientos de potencia de cortocircuito.

²⁰ La generación y vertimientos son graficados solo en las horas donde existió generación inflexible, por lo que el eje horizontal representa un correlativo de dichas horas.

presentado balances excedentarios a nivel agregado durante todo el 2021 y el segundo semestre de 2022²¹, y BHP presentó balances excedentarios los dos primeros trimestres del año 2022. No obstante, enfocarse en el balance a nivel agregado es erróneo, ya que este puede variar hora a hora, dependiendo del nivel de generación y demanda de sus propios clientes y el efecto en el costo marginal de la generación inflexible, de ocurrir, no es permanente.

Así, por ejemplo, en el Gráfico 2.C.3 se presentan los MWh agregados por trimestre de Enel, donde puede ser apreciado que en los períodos de generación con gas inflexible el balance de la empresa fue prácticamente neutro durante el primer y segundo trimestre de 2021 y el primer trimestre de 2022, levemente deficitario el segundo trimestre de 2022, siendo el tercer y cuarto trimestre del año 2022 los que presentaron un mayor déficit.

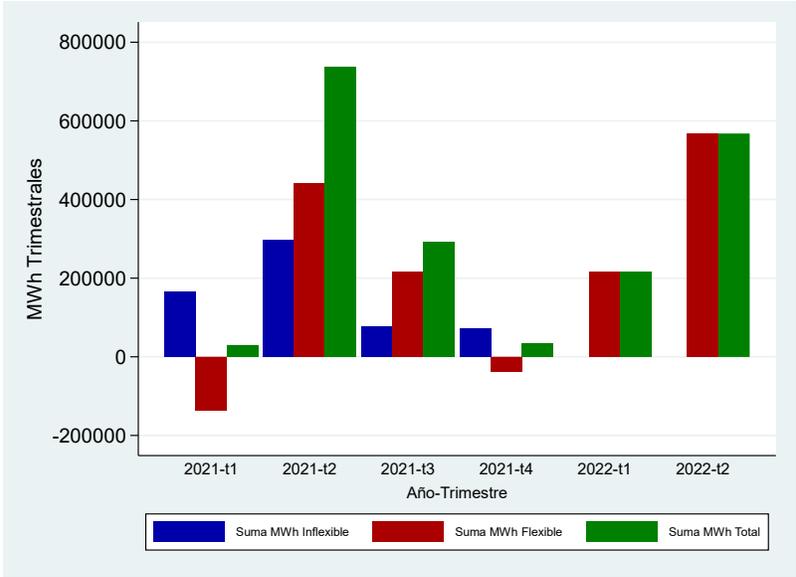
Gráfico 2.C.3
Balance trimestral total de Enel, por períodos de generación con gas flexible e inflexible



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.

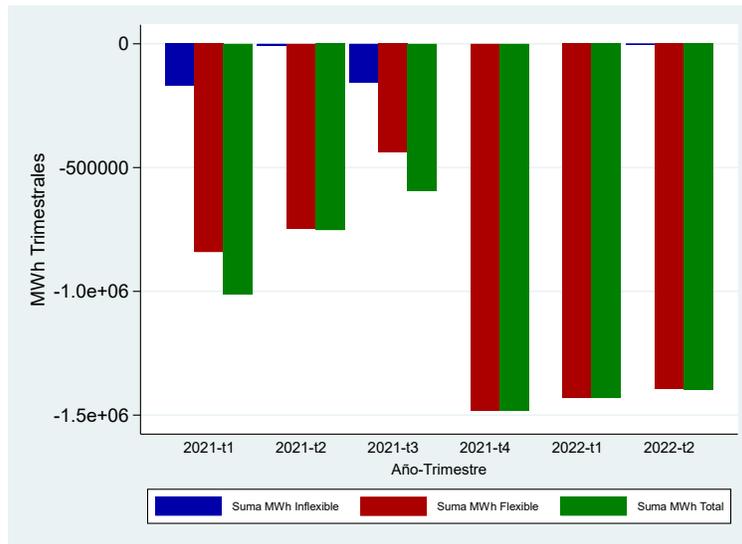
En cuanto al Grupo Matte (ver Gráfico 2.C.4), todos los trimestres donde existió generación con gas inflexible fueron excedentarios, no habiendo generado bajo dicha condición de suministro durante el primer semestre de 2022.

Gráfico 2.C.4
Balance trimestral total del Grupo Matte, por períodos de generación con gas flexible e inflexible



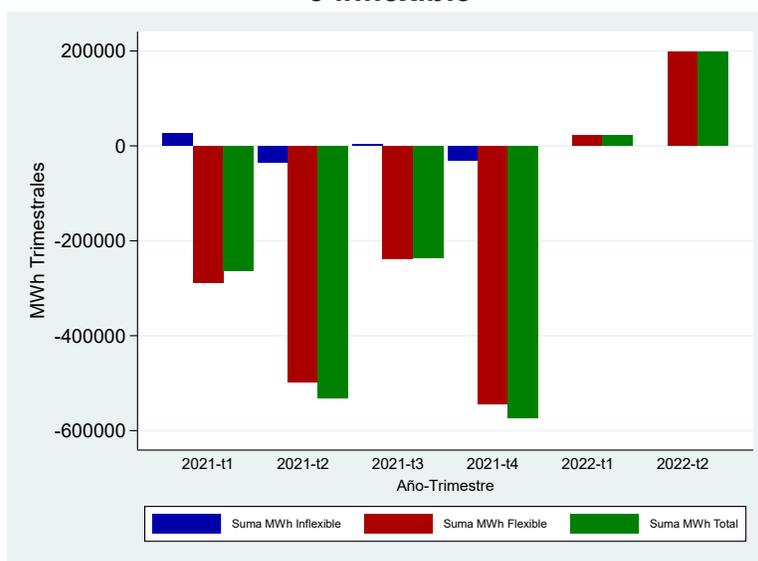
A su vez, Engie ha sido deficitaria la mayor parte del período considerado (ver Gráfico 2.C.5). La excepción se produjo el segundo trimestre del 2021, donde la generación con gas inflexible de mediados de abril coincidió con un período excedentario, mientras que, durante el 2022, el período en que generó con gas inflexible el balance fue levemente deficitario.

Gráfico 2.C.5
Balance trimestral total de Engie, por períodos de generación con gas flexible e inflexible



Por su parte, BHP, a través de Tamakaya Energía, presentó un escenario similar al de Engie durante el año 2021, contrastando dicho período con la primera mitad del año, donde el balance fue incrementalmente excedentario en cada trimestre (ver Gráfico 2.C.6).

Gráfico 2.C.6
Balance trimestral total de BHP, por períodos de generación con gas flexible e inflexible



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, en estos últimos casos, la magnitud del balance deficitario es relativamente menor en comparación con los períodos no inflexibles.

Al analizar la distribución horaria del balance, separando los períodos de inflexibilidad, se aprecia que, en términos generales, el balance de las horas en que existió generación inflexible fue menos deficitario o más excedentario (gráficos 2.C.7 a 2.C.10).

En el caso particular de Engie, si bien el episodio de inflexibilidad del segundo trimestre de 2022 ocurrió en un escenario de mayor déficit, la cuantía de la generación inflexible fue reducida.

A su vez, el Grupo Matte no presentó inflexibilidades durante el primer semestre del 2022, y las inflexibilidades del año previo en general eran declaraciones asociadas a la naturaleza del contrato más que a la necesidad de asegurar el despacho de una unidad con costo variable superior al costo marginal, por lo que en general, se trataba de una restricción inactiva, que no poseía efectos en el mercado.

En cuanto a BHP, este tampoco presenta generación inflexible en el segundo semestre del 2022, lo que podría estar asociado al cambio de normativa que gatilló la no búsqueda de contratos de largo plazo por parte del coordinado, derivando esto en un escenario de baja generación con GNL, provocando la concentración en un punto durante el segundo trimestre que muestra el Gráfico 2.C.10.

Gráfico 2.C.7
Distribución trimestral balance horario de Enel, por períodos de generación con gas flexible e inflexible

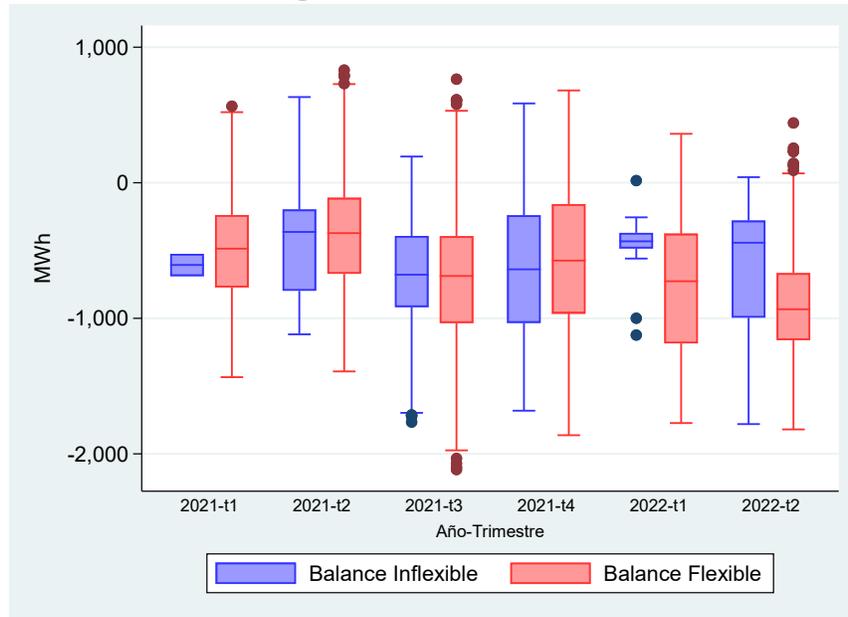


Gráfico 2.C.8
Distribución trimestral balance horario del Grupo Matte, por períodos de generación con gas flexible e inflexible

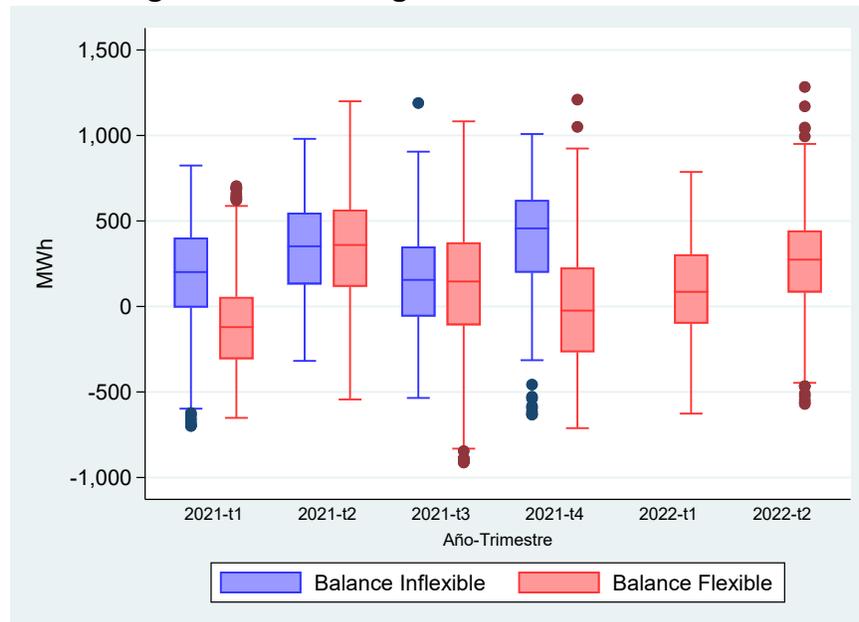


Gráfico 2.C.9
Distribución trimestral balance horario de Engie, por períodos de generación con gas flexible e inflexible

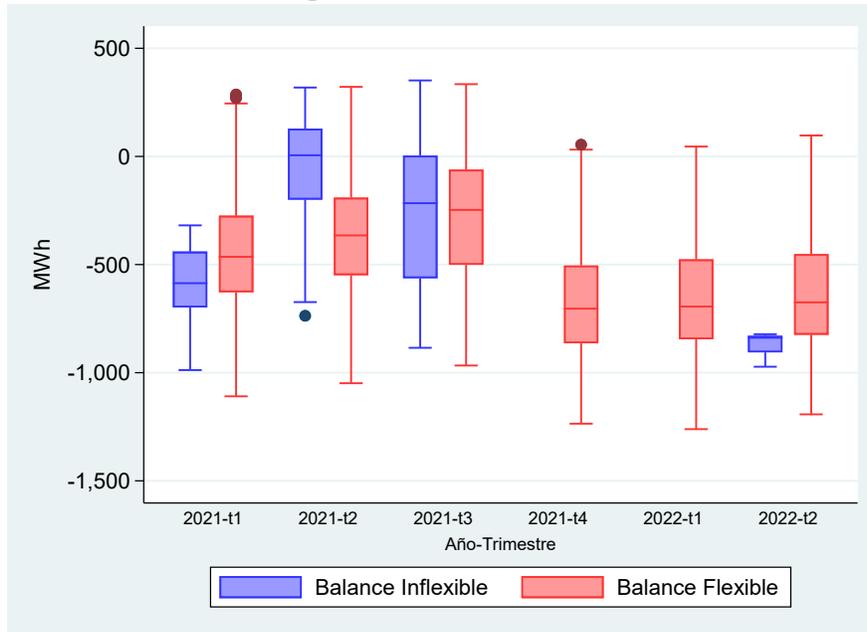
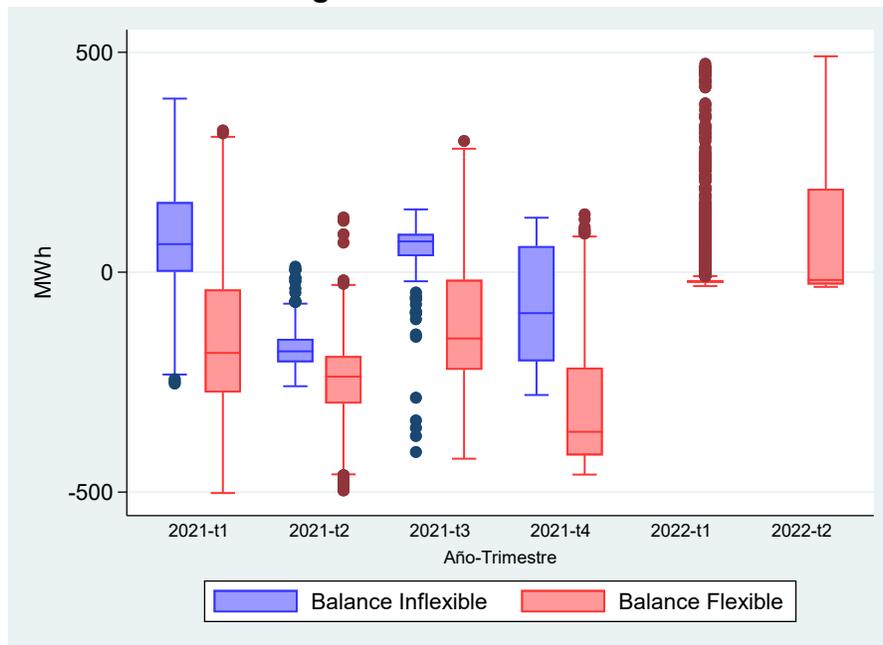


Gráfico 2.C.10
Distribución trimestral balance horario de BHP, por períodos de generación con gas flexible e inflexible



Cabe destacar que, los análisis realizados por la UMC consideran, además de la posición comercial de las empresas, los costos marginales, la revisión de forma *ex post* de las declaraciones de inflexibilidad realizadas por las empresas y los contratos de GNL asociados, ya sean de largo plazo o asociados a barcos spot, los antecedentes aportados por terceros²², y antecedentes solicitados a empresas cargadoras, entre otros.

D. CONCLUSIONES

La generación con gas inflexible puede generar una distorsión en las señales de precios de corto plazo, y, eventualmente, también en las de largo plazo de transformarse en un hecho recurrente. En el primer caso, puede ocasionar un traspaso de rentas entre diferentes agentes económicos dada las variaciones en el costo marginal, mientras que, en el segundo, podría afectar la competencia en el mercado al limitar la entrada u ocasionar la salida de diferentes competidores.

No obstante, también existen beneficios asociados a la posibilidad de declarar inflexibilidades, ya que ello disminuye el riesgo asociado a la importación de gas y mitiga de igual manera los potenciales costos asociados no solo para el mercado eléctrico, sino que también para los sectores comercial, industrial y residencial, derivados de una limitada capacidad de almacenamiento y regasificación.

Más aún, teniendo en consideración que las inflexibilidades son gatilladas por restricciones de almacenamiento y que el GNL es un combustible clave en la transición de la matriz energética para minimizar las emisiones de CO₂, las inflexibilidades deben ser consideradas en un contexto general de política pública, en conjunto con la evaluación de incentivos adecuados para la potencial expansión de la capacidad de almacenamiento que permita lograr dichos objetivos de transición energética.

²² Se consideran 3 aportes de antecedentes realizados por terceros a la casilla confidencialumc@coordinador.cl.

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 Eléctricos²³, con el objetivo de detectar indicios de eventuales conductas anticompetitivas a fin de ponerlas en conocimiento de la autoridad de competencia respectiva. En particular, estos análisis consideran la evolución del balance de transferencias horario de las empresas, la generación con gas inflexible, desvíos de buques, los costos marginales, entre otros, y hasta la fecha no se han detectado indicios de atentados unilaterales a la competencia, al ser un requisito que los costos marginales 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 se puedan encontrar potenciales indicios en el futuro, incluyendo actuaciones conjuntas, para lo cual la UMC seguirá analizando la información pertinente, tal como balances de transferencias, incluyendo transferencias físicas y financieras, contratos de suministro, capacidades de los terminales, entre otras.

²³ 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.

3. CADENA DE PAGOS Y GARANTÍAS

A. ANTECEDENTES GENERALES

De acuerdo a lo establecido en el Reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional²⁴ (Reglamento), para que un coordinado participe en el mercado de corto plazo debe cumplir con las medidas que establezca el Coordinador para garantizar la cadena de pagos. Por su parte, la Norma Técnica de Coordinación y Operación (NTCyO) establece los tipos de instrumentos que debe solicitar el Coordinador para garantizar la cadena de pagos, así como el mecanismo de determinación de las garantías, plazos y el procedimiento ante incumplimiento en los pagos.

En diciembre de 2021, los Coordinados presentaron por primera vez los documentos, por los montos determinados por el Coordinador para garantizar la cadena de pagos del mercado de corto plazo, cuya vigencia inicial abarcó hasta mayo de 2022. En el mismo mes de mayo de 2022, los Coordinados debieron presentar los nuevos documentos de garantía, con vigencia para todo el periodo restante del año 2022.

El 29 de septiembre y 6 de octubre del presente año el Coordinador recibió notificaciones de parte de las empresas María Elena Solar S.A. e Ibereólica Cabo Leones II S.A., respectivamente, en las que las referidas empresas señalan no poder dar cumplimiento a sus obligaciones de pago derivadas de los Balances de Transferencias Económicas, solicitando la ejecución de sus respectivas boletas de garantía y que el pago a sus acreedores se realice mediante estos instrumentos. Ambas empresas poseen contratos con clientes regulados, asociados a la Licitación de Suministro 2015/01, con inicio de suministro el año 2021 y vigencia hasta el 31

²⁴ El D.S. 125, de Energía, de 2017, en su artículo primero, contiene el Reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional.

de diciembre de 2041. Las características de ambos contratos y los proyectos de generación asociados se muestran en la Tabla 3.A.1.

Tabla 3.A.1. Contratos clientes regulados empresas suspendidas mercado corto plazo.

Empresa	Energía contratada [GWh-año]	Bloque	Precio indexado [USD/MWh]	Proyectos asociados	Potencia proyectos [MW]
María Elena Solar S.A.	280	B	33.9	Granja Solar (PV)	105
Ibereólica Cabo Leones II S.A.	858	A, B, C	55.1	San Pedro (PV) Cabo Leones II (EO)	104 207

B. EQUISITOS DE PARTICIPACIÓN EN EL MERCADO A CORTO PLAZO

El Mercado de Corto Plazo corresponde a los mercados de Energía, Potencia y Servicios Complementarios (SSCC), según lo establece el artículo 139 del Reglamento²⁵ y la NTCyO. Por su parte, el artículo 142 del Reglamento, señala los requisitos que deben cumplir los Coordinados para participar en el Mercado de Corto Plazo²⁶ y, en particular, el literal d) indica que aquellos Coordinados que efectúen retiros de energía para abastecer suministros a usuarios finales, deben

²⁵ “Artículo 139.- *El Coordinador deberá determinar y coordinar las transferencias económicas entre las empresas sujetas a su coordinación, resultantes de la operación coordinada de las instalaciones interconectadas, en cumplimiento de los objetivos de la coordinación a que se refiere el artículo 72º-1 de la Ley, debiendo elaborar los balances de energía, potencia y servicios complementarios, lo que a efectos del presente reglamento se entenderá como Mercado de Corto Plazo (...)*”.

²⁶ “Artículo 142.- *Para participar en el Mercado de Corto Plazo, los Coordinados deberán:* a Ser titulares de una instalación de generación, Sistema de Almacenamiento de Energía o instalación para la prestación de SSCC, energizada e interconectada al sistema eléctrico;

b Contar con el equipamiento de medida que permita registrar sus inyecciones y retiros de acuerdo a los requerimientos técnicos y protocolos que establezca la norma técnica y el Coordinador, según corresponda;

c Cumplir con los pagos de las transferencias económicas que determine el Coordinador en los plazos y formas que establezca la norma técnica; y

d En caso de efectuar retiros de energía con el objeto de abastecer contratos de suministro destinados a Clientes Finales, disponer de garantías de acuerdo con lo establecido en el Capítulo 3 del presente Título.”.

contar con: (i) un contrato de suministro destinado a esos efectos y (ii) cumplir con las medidas que determine el Coordinador para garantizar la continuidad de la cadena de pagos.

Los artículos 156 y siguientes del Reglamento se refieren a la cadena de pagos en el Mercado de Corto Plazo y, en particular, a **la obligación del Coordinador de garantizar** su continuidad entre los Coordinados que participan de las transferencias económicas en este. Para ello, el Coordinador puede²⁷ solicitar garantías, tales como (i) certificados de depósito a la vista, (ii) boletas bancarias de garantía a la vista, (iii) certificados de depósitos de menos de trescientos sesenta días, (iv) carta de crédito *stand by* emitida por un banco cuya clasificación de riesgo sea a lo menos A o su equivalente, o (v) seguros, caucionando al menos tres meses de facturación de los balances de transferencias de energía para el año inmediatamente siguiente al que se adopten las medidas.

C. MECANISMO DE DETERMINACIÓN DE GARANTÍAS

Las garantías son establecidas anualmente, y se determinan efectuando una proyección de la operación del sistema eléctrico, que debe considerar tres escenarios hidrológico, húmedo, medio y seco, con probabilidad de excedencia de 20%, 50%, y 90% respectivamente. Para cada periodo de facturación del año siguiente y para cada Empresa Generadora, se evalúa la diferencia entre la valorización de inyecciones y retiros destinados a Usuarios Finales, considerando los contratos de compraventa físicos entre Empresas Generadoras para cada escenario hidrológico; finalmente, el monto de la garantía corresponde a la suma de los tres meses con mayor déficit considerando los conceptos anteriores del escenario con mayor déficit.

²⁷ Si bien el DS125 señala que el Coordinador “podrá” pedir garantías la obligación del Coordinador de **garantizar** la continuidad de la cadena de pagos, la NTCyO dispone que el Coordinador “deberá” solicitar garantías.

El monto de las garantías para el año 2022, calculado en conformidad a la normativa, se encuentra contenido en el documento “Resumen Garantías V3”²⁸⁻²⁹, publicado en la página web del Coordinador el día 25 de mayo de 2022.

El artículo 158 del Reglamento establece que las garantías deben:

- a. Corresponder a un instrumento de ejecución inmediata a primer requerimiento y de carácter irrevocable;
- b. Ser emitidas a nombre del Coordinador; y
- c. **Tener una vigencia tal que permita cumplir con las obligaciones de la Empresa Generadora respectiva para el año calendario en curso o siguiente, según corresponda, y por el período señalado.**

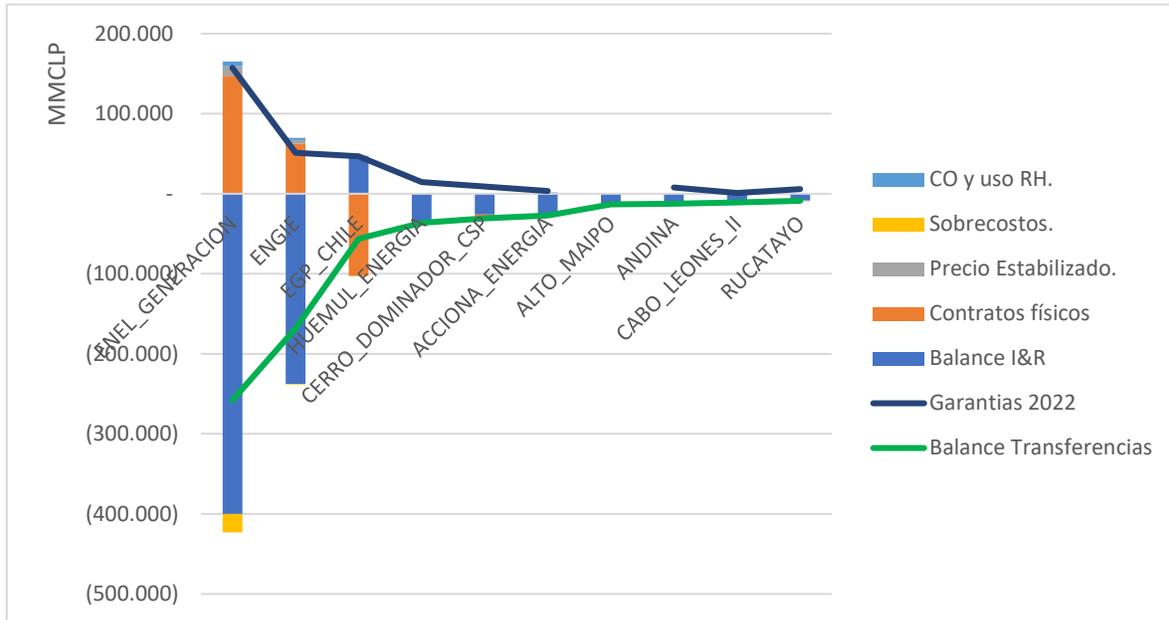
En el gráfico 3.C.1 se muestra el agregado de los 3 meses más deficitarios del balance de transferencias para las 10 empresas con mayor déficit considerando el periodo de enero a agosto de 2022, siendo este último mes uno de los tres peores para cinco de las diez empresas y se compara con las garantías determinadas para éstas.

²⁸ Sitio web Coordinador <https://www.coordinador.cl/mercados/documentos/garantias/2022-garantias/definitivo-v3/>.

²⁹ Artículo 157.- *Para efectos de dar cumplimiento a lo señalado en el artículo anterior, el Coordinador deberá determinar anualmente los montos correspondientes. Para ello, deberá efectuar una proyección de la operación del sistema eléctrico y determinar, para cada Empresa Generadora, la diferencia entre inyecciones y retiros destinados a Usuarios Finales, considerando los contratos de compraventa entre Empresas Generadoras que den cuenta de inyecciones y retiros físicos, valorizados para cada período de facturación del año siguiente. **El monto se determinará como la suma de los tres meses en que la empresa se encuentre con mayor déficit coincidente entre la valorización a costo marginal de su generación y los retiros esperados destinados a abastecer a sus contratos de suministro incluidos los contratos de compraventa antes señalados.** La proyección de la operación del sistema eléctrico señalada deberá considerar tres escenarios hidrológicos, húmedo, medio y seco, con probabilidades de excedencia de 20%, 50% y 90%, respectivamente. Los tres meses que se seleccionen deberán corresponder al del escenario con mayor déficit para la empresa en análisis.*

Gráfico 3.C.1

Empresas con Balances de Transferencias más deficitarios (3 meses) y Garantías de cadena de pagos desde enero a agosto 2022



(*) En Balance I&R están incluidas inyecciones, retiros para clientes libres y regulados e IT de energía.

Como puede observarse de la figura anterior, las garantías de ninguna de estas 10 empresas cubren los pagos del balance de transferencias³⁰, la cobertura de los pagos va desde 0 a 83%. Esta situación podría verse empeorada si se consideraran los demás pagos del mercado de corto plazo: servicios complementarios y potencia.

D. INTERRUPCIÓN DE CADENA DE PAGOS

Corresponde al Coordinador el monitoreo del cumplimiento de la cadena de pagos por parte de las empresas deudoras e informar a los Clientes Finales con contrato con empresas deudoras de los impagos en que éstas hayan incurrido. Las garantías pueden ser ejecutadas en caso de incumplimientos de instrucciones de pagos del

³⁰ Como se observa en el gráfico, para las 10 empresas más deficitarias mostradas, la garantía (línea negra) a que más cubre es el 83% del balance de transferencia.

mercado de corto plazo, previa verificación de estos incumplimientos y vencimiento del plazo de regularización otorgado.

Las empresas a las que se les haya ejecutado las garantías o seguros no pueden participar en el mercado de corto plazo a contar de la extinción del monto de las garantías. Y, para que el Coordinado al que se le hayan ejecutado las garantías sea rehabilitado para participar en el mercado de corto plazo, debe pagar lo adeudado y hacer entrega de nuevas garantías o seguros por el mismo monto antes determinado o un valor actualizado.

El efecto de la suspensión del mercado de corto plazo para una empresa generadora implica lo siguiente:

- Suspensión de la representación en los balances de energía de sus clientes finales.
- Suspensión en la participación de las subastas de SSCC.
- Retención de las instrucciones de pago en las que el suspendido participe en la figura de Acreedor asociado al mercado de corto plazo, hasta que se levante la suspensión.

Sin perjuicio de lo anterior, una empresa generadora suspendida del mercado de corto plazo sigue sujeta a instrucciones y obligaciones con el Coordinador.

Por otro lado, los clientes finales a cuyos suministradores se les hayan ejecutado las garantías, serán suministrados por éstos hasta que se extinga el monto total de la correspondiente garantía o seguro. Si la empresa generadora no puede participar en el mercado de corto plazo, se suspenderá el reconocimiento de dichos clientes una vez vencido el plazo de regularización, dispuesto por el Coordinador. El procedimiento de suministro posterior a los clientes finales depende del tipo de

cliente de que se trate: cliente libre conectado en transmisión, cliente libre conectado en distribución, o cliente regulado³¹.

Finalmente, la NTCyO, en su artículo 3-71 indica claramente que ninguna suspensión del mercado implicará desconexión de unidades de generación. Estas seguirán disponibles para la operación, sea para suministro de demanda o prestación de SSCC:

“De igual manera el Coordinado inhabilitado de participar en el Mercado de Corto Plazo, seguirá sujeto a las instrucciones y obligaciones con el Coordinador, el cual podrá solicitar la prestación de SSCC por instrucción directa, o convocar al despacho alguna de sus instalaciones respondiendo a motivos de seguridad y eficiencia económica.”

³¹ En el caso de los clientes libres, el Coordinador debe dar aviso al cliente y luego la respectiva empresa de transmisión o distribución, según sea el lugar de conexión del cliente, debe proceder a su desconexión del SEN, por instrucción del Coordinador; en ambos dentro de un plazo de 24 horas y siempre que el cliente no posea un contrato con un nuevo suministrador.

Si se trata de clientes regulados abastecidos por empresas distribuidoras, estos deberán ser suministrados por el resto de los suministradores con contrato vigente de la empresa distribuidora en caso de que las holguras de estos contratos permitan cubrir el retiro del suministrador suspendido; en caso contrario, podrán ser cubiertos con el traspaso de excedentes de suministro contratado de otras empresas distribuidoras. El exceso de retiros sobre los montos anteriores debe ser reconocido por todas las empresas generadoras del sistema eléctrico.

Un tratamiento especial tienen hospitales y cárceles que sean clientes libres cuyo suministrador haya sido suspendido del mercado de corto plazo. En este caso son los otros suministradores con los que tenga contrato vigente los que tienen que asumir la parte del retiro del suministrador está suspendido. Si lo anterior no es posible, el retiro de estos clientes especiales lo deben asumir las empresas distribuidoras de su zona de concesión a precios regulados, hasta que el cliente cuente con un nuevo suministrador.

E. MONTO DE GARANTÍAS PARA EL MERCADO DE CORTO PLAZO

La garantía determinada según lo establece la normativa, está enfocada a cubrir tres meses de retiros según la información estimada del balance. No obstante, esto no garantiza que se cubran todos los pagos que se derivan de la operación en el sistema, por las razones que a continuación se enumeran:

a) *Cálculo de garantías no incluye todos los pagos del Mercado de Corto Plazo.*

La garantía se calcula efectuando una modelación y proyección de la operación del SEN para el año inmediatamente siguiente, determinando para cada empresa la diferencia entre inyecciones y retiros, incluyendo cada unidad generadora, clientes finales y contratos de compraventa físicos de energía, según corresponda, valorizados al costo marginal promedio horario resultante de la proyección para cada periodo de facturación de las simulaciones. Por lo tanto, quedan excluidos de la determinación de las garantías, los pagos por sobrecostos del mercado de energía, los pagos en el mercado de Potencia y los pagos del mercado de Servicios Complementarios.

Eventualmente una empresa podría ser excedentaria en el mercado de energía -sin considerar el pago por sobrecostos-, por lo que no debería constituir garantías, pero tener un balance total deficitario al incorporar sobrecostos, pagos por potencia o SSCC, por lo que esa empresa no estaría garantizando la cadena de pagos.

b) Para las centrales ERV, en particular centrales eólicas, el perfil de generación simulado para el cálculo de garantías, correspondiente al escenario promedio, puede desviarse de forma significativa de la generación real,

siendo frecuentes los episodios en los cuales se encuentra bajo el promedio³².

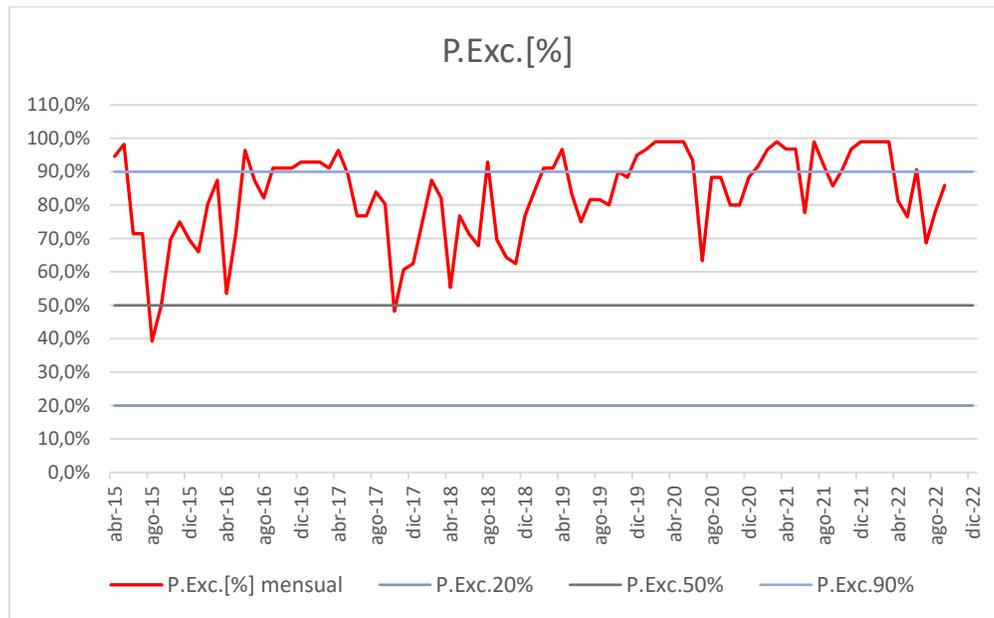
- c) Eventuales fallas que impidan o limiten la generación de una central, no están consideradas en el cálculo de su garantía. Estas podrían cambiar considerablemente el balance de inyecciones y retiros usado para la determinación de garantías, transformando a la empresa en deficitaria en el balance real o incrementando la cuantía del déficit. Lo anterior ya que, si bien la metodología de cálculo considera actualizaciones del monto de las garantías, los plazos establecidos para la determinación de nuevas garantías podrían impedir que la actualización cubriera oportunamente una situación como la señalada. Un ejemplo de esto es lo acaecido en la línea de 500 kV Nueva Pan de Azúcar–Polpaico durante el mes de julio del presente año.

- d) Si bien para el cálculo de las garantías se deben considerar 3 escenarios con probabilidad de excedencia hidrológica de 90%, 50%, y 20%, en los últimos tres años la probabilidad de excedencia mensual ha superado el 90%, en el 57% del período tal como se muestra en el Gráfico 3.E.1.

³² Esta diferencia entre el escenario promedio y otros más restrictivos puede ser menos significativa en el caso de las centrales solares.

Gráfico 3.E.1

Probabilidad de excedencia hidráulica mensual del SEN



Dado que, para las centrales hidráulicas, la situación real ha sido más estresante que la del escenario proyectado más desfavorable, las garantías determinadas podrían estar aún más subvaloradas.

F. EFECTOS DE LA INTERRUPCIÓN EN LA CADENA DE PAGO

Uno de los efectos de la suspensión de una empresa generadora del mercado de corto plazo es la suspensión de la representación de sus clientes finales. Como consecuencia, los clientes libres se ven en la necesidad de suscribir un nuevo contrato de suministro con otro Coordinado para evitar ser desconectados del sistema. A su vez, los retiros de clientes regulados deben ser asumidos por el resto de las empresas suministradoras de la distribuidora correspondiente.

La suspensión del mercado de corto plazo de una empresa generadora solo conlleva la suspensión de sus contratos de suministro con clientes finales. Así, la empresa incumplidora no queda imposibilitada de seguir inyectando en el mercado spot como productor pudiendo, por tanto, regresar a participar del mercado de corto

plazo una vez que regularice su situación, ahora sin los contratos previos a su suspensión.

El incumplimiento de los compromisos de pagos relacionados con el mercado de corto plazo no tiene asociada por lo tanto una penalización o castigo, como podría ser la imposición de una multa, lo que puede constituir un incentivo perverso para forzar el término de contratos vigentes, y tener la posibilidad, en el futuro, de obtener mejores condiciones comerciales que las de los contratos antiguos.

Como se indicó anteriormente, los retiros regulados asociados a un suministrador que ha sido suspendido del mercado de corto plazo deben ser cubiertos por el resto de los suministradores de clientes regulados, ya sea de la misma empresa distribuidora que había contratado con el suministrador suspendido, o mediante traspasos de excedentes de contratos regulados de otras empresas distribuidoras.

En la actualidad, los contratos con clientes regulados cuentan con holguras que van desde cerca de un 40% de la energía contratada en 2022 a un 8% en 2026, suficiente para cubrir los retiros asociados a contratos con clientes regulados de las dos empresas que han sido suspendidas del mercado de corto plazo por presentar impagos, los cuales suman alrededor de 1.100 GWh año. A partir del año 2027 comenzaría el suministro de una nueva licitación a realizarse en 2023; por lo tanto, la suspensión del mercado de las empresas antes mencionadas no provocaría riesgo de abastecimiento.

Por otro lado, el precio de la energía que se traspasa a los clientes regulados es un precio único por empresa distribuidora que corresponde a un promedio ponderado de los precios de los contratos de suministro a este tipo de clientes determinado para cada empresa distribuidora. Respecto de los volúmenes de los contratos de las empresas suspendidas, estos son menores de un 7% de la energía contratada total para una de las empresas distribuidoras que suministran hasta el año 2026, por lo que se estima no influirían fuertemente en el precio nudo promedio.

G. PLATAFORMA DE DISCONFORMIDADES

Tal como lo indica la normativa son las empresas que participan del mercado de corto plazo, las que tienen que dar aviso en forma individual al Coordinador en caso de que se produzca un incumplimiento de pagos no acordado.

Para estos efectos el Coordinador dispone de la Plataforma de Disconformidades en la que se pueden registrar y notificar al Coordinador las disconformidades en los pagos del mercado de corto plazo y de pagos por transmisión.

De las disconformidades por no pago reportadas hasta el 06 de octubre de 2022, aún existe un total de 6.235 pendientes en el mercado de corto plazo, lo que representa un total de 8.448 millones de pesos. De ellas la empresa con mayor monto informado por no pago es María Elena, con 951, acumulando un 33% del total de disconformidades pendientes, que corresponde a 2.789 [MMCLP]. En el Gráfico 3.G.1 se muestran las 5 empresas con el mayor número y monto de disconformidades pendientes.

Gráfico 3.G.1

Montos y numero de las 5 empresas con mayor monto de disconformidades pendientes al 06-10-2022.

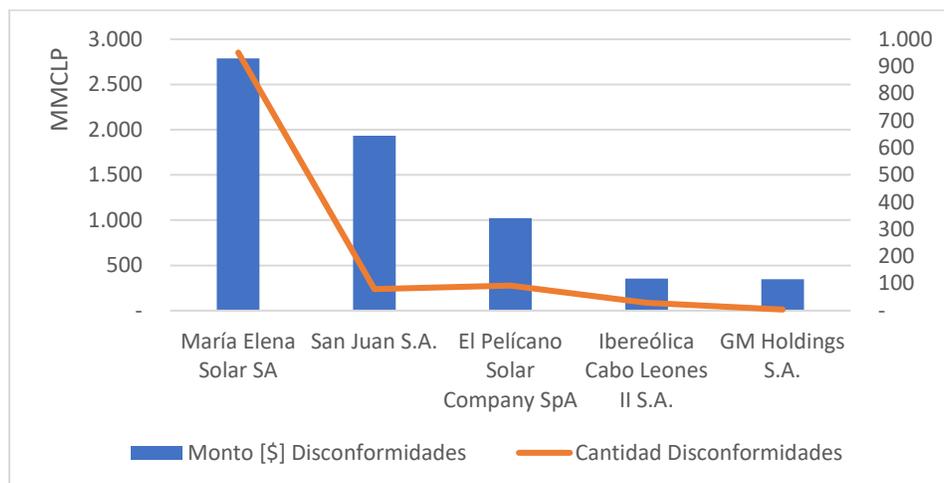
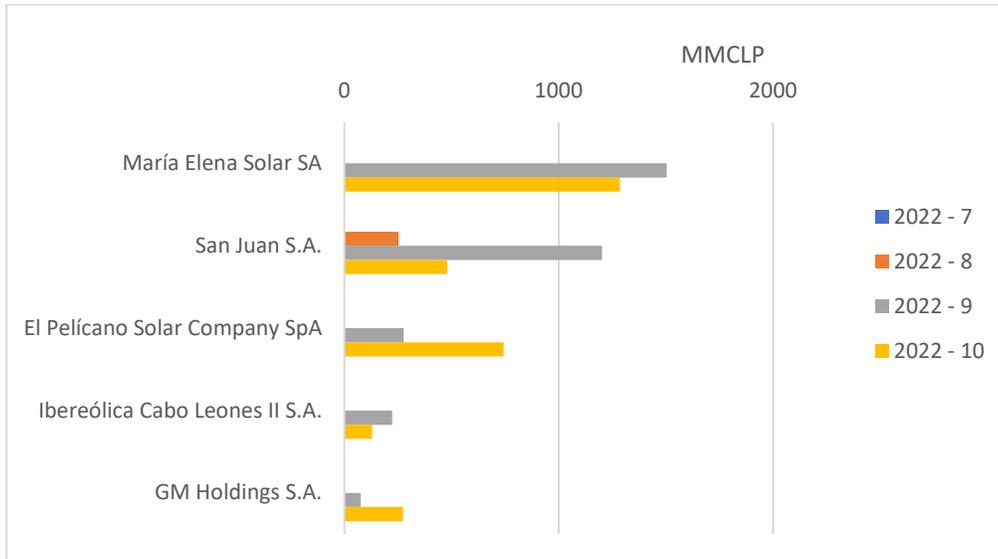


Gráfico 3.G.2

Montos de disconformidades mensual para las 5 empresas con mayores montos informados al 06-10-2022.

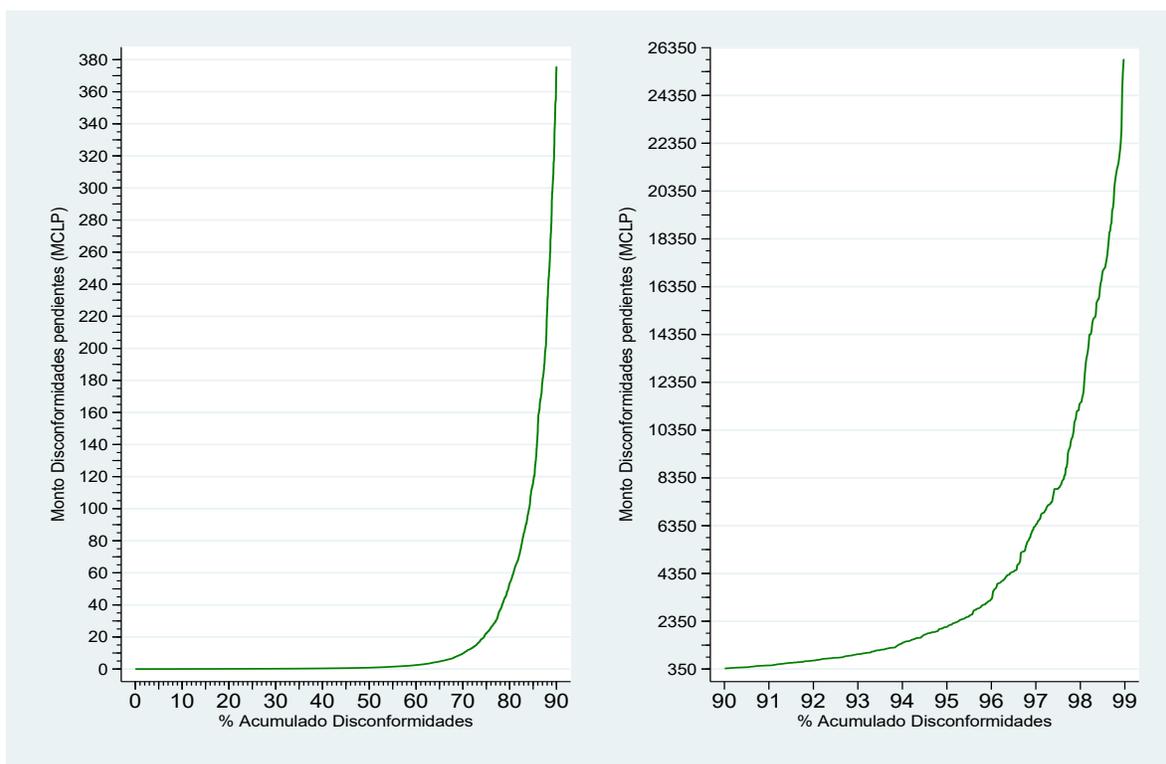


El Gráfico 3.G.2 muestra las disconformidades informadas por mes de las 5 empresas deudoras de los mayores montos, y como se observa en la figura la mayoría de las disconformidades se presentaron en el mes de septiembre y los primeros días de octubre.

Si bien una vez que se informó al Coordinador la cesación de pagos de María Elena aumentaron los montos de las disconformidades, en la práctica estos han sido de poca cuantía, como se muestra en el Gráfico 3.G.3.

Gráfico 3.G.3

Gráfico de duración monto de disconformidades no resueltas al 6 de octubre de 2022



Como se observa, el 90% de las disconformidades fue menos a 380.000 CLP, el 80% correspondió a montos inferiores a 11.000 CLP.

Sobre este punto resulta necesario reiterar que la NT de Operación y Coordinación es clara al establecer que *“cada Empresa Acreedora, dispondrá de un máximo de 15 días, contados desde la fecha de pago establecida, para informar el incumplimiento de un pago que no haya sido acordado, al Coordinador mediante una disconformidad en la Plataforma de Cadena de Pagos y Garantías”*³³. Vale decir, para importante del proceso recae en la oportunidad en que se informen al Coordinador los incumplimientos de pagos por medio de la plataforma.

³³ Ver Artículo 3-62 Norma Técnica de Coordinación y Operación del SEN.

Si bien en otros mercados ante situaciones similares se han adoptado liquidaciones semanales o mecanismos de pagos anticipados para la detección temprana de problemas³⁴, este tipo de directrices no es posible de implementar en el mercado chileno, ya que para ello se requiere necesariamente la mejora en los sistemas de medida de forma previa. En efecto, según la información recopilada por esta Unidad, no existen dichas mediciones remotas en todas las barras del sistema, en particular las de 110kV, como se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 3.G.1
Cobertura sistema de medidas por nivel de tensión

Nivel de Tensión (kV)	Cantidad de Barras	Barras Completas	Barras Completas %
500	12	9	75%
345	1	0	0%
220	221	118	53%
154	53	23	43%
110	262	67	26%
Total General	549	217	40%

Recientemente, con fecha 20 de septiembre, el Coordinador mediante carta DE 04064-2022 solicitó la incorporación de esquemas de medidas con el objeto de dar cumplimiento a lo establecido en la Norma Técnica de Coordinación y Operación. Situación que se encuentra en desarrollo.

H. CONCLUSIONES

1. En el año en curso el sistema se encuentra bajo condiciones particularmente estresadas: a) se tiene el efecto de alza de los precios de los combustibles tanto diésel, carbón y gas natural, que han sufrido un alza sostenida a partir de mediados de 2020; b) La dictación de un decreto de racionamiento preventivo durante el año 2021, lo cual se traduce en un encarecimiento de los costos para los generadores;

³⁴ Ver <https://www.cnmec.es/prensa/dcoor-9-21-garantias-comercializadoras-20220926>.

c) Trabajos en líneas de transmisión como por ejemplo la línea de Nueva Puerto Montt-Puerto Montt que han presentado retrasos respecto a su programación inicial. Todo lo anterior deriva en costos marginales altos en todo el sistema, mayores montos de transferencias entre empresas y mayores costos para las empresas generadoras y podrían incidir finalmente en aumentar las brechas entre las garantías determinadas de acuerdo a la normativa y los pagos derivados de los balances del mercado de corto plazo.

2. El mecanismo de garantías de la cadena de pago no penaliza de ningún modo a las empresas que presenten impagos ni tampoco a las empresas que interrumpan la cadena de pagos y sean suspendidas de mercado de corto plazo. Las garantías solo se utilizan para pagar la deuda de las empresas que presentan impagos por lo que no constituye un incentivo para cumplir con las instrucciones de pagos emanadas del Coordinador lo que puede observarse de la gran cantidad casos de disconformidades abiertos por las empresas.
3. Debido a que el mecanismo de suspensión del mercado de las empresas termina con el reconocimiento de los contratos con clientes finales, las empresas podrían tener incentivos perversos a usar este mecanismo como herramienta para terminar con sus contratos indeseados por malas condiciones comerciales con clientes finales, dado que no existe penalización por este hecho.
4. Cabe destacar que, si bien la problemática de las garantías se presenta como consecuencia de una conjunción de circunstancias de corto plazo, incluyendo la indisponibilidad de la línea Polpaico-Nva Pan de Azúcar 500kV, esto puede dar cuenta de una problemática mayor de largo plazo en caso de no tomarse las medidas adecuadas. En particular, existe un efecto de “canibalización” de las ERV, lo que se acentúa en el caso de la energía solar, ya que la generación se concentra en las horas de día propiciando además asimetrías en los costos marginales³⁵. Por

³⁵ Ver por ejemplo, Javier López Prol, Karl W. Steininger y David Zilberman (2020), *The cannibalization effect of wind and solar in the California wholesale electricity market*, Energy

lo mismo, mientras mayor sea el ingreso de centrales ERV localizadas al norte de la S/E Pan de Azúcar, mayor será el efecto de reducción de sus ingresos por inyección.

Lo anterior, no obstante, no es motivo para cambiar la estructura marginalista actual del mercado, ya que es necesario tener señales locales efectivas sobre la escasez de recursos a través de los precios nodales. Al contrario, de eliminarse estas, no se estaría internalizando el diferente valor que entrega al sistema cada recurso. Así, por ejemplo, no tendría sentido el establecimiento de un precio único para evitar episodios de costos marginales iguales a cero, ya que ello desconocería e invisibilizaría el costo de congestión, entregando el mismo valor al proyecto marginal que quiera instalarse en una zona altamente saturada, como es el norte del país, versus otro que podría utilizar líneas con capacidad disponible³⁶.

En efecto, si los costos marginales iguales a cero se tornan frecuentes y están en su mayoría asociados al bloque solar, dicha señal de exceso de recursos debería incentivar la inversión en medios de almacenamiento para arbitrar precios.

Lo que debe evitarse, en cualquier caso, es que este tipo de efecto de canibalización no se preste para incurrir en conductas anticompetitivas de las empresas dominantes, las cuales poseen una situación financiera que les permitiría asumir pérdidas en el corto plazo con el fin de excluir a sus competidores existentes a través de “sobreinversión” en nuevos proyectos gatillando congestiones o episodios de costos marginales iguales a cero a nivel sistémico.

De igual manera, se debe evitar el efecto que podría tener en la cadena de pagos esta estructura de libre entrada de ERV, efecto que puede ser mitigado a través de

Economics 85, 104552. Lion Hirth (2013), *The market value of variable renewables: The effect of solar wind power variability on their relative price*, Energy Economics 38, 218-236.

³⁶ Al respecto, ver Rodrigo Pérez Odeh y David Watts (2019), *Impacts of wind and solar spatial diversification on its market value: A case study of the Chilean electricity market*, Renewable and Sustainable Energy Reviews 111, 442-461.

la reformulación propuesta de las garantías, pero en adición y para el mediano plazo, se puede pensar en exigir a los nuevos proyectos ERV, que posean la capacidad de inyectar las 24 horas del día, lo cual requeriría algún medio de almacenamiento, y además contribuir a la operación segura del sistema condicionando su conexión a exigencias técnicas que les permitan aportar al control de frecuencia del sistema y a la potencia de corto circuito, ya que de lo contrario, no solo se puede acentuar el efecto de canibalización, sino que también se pueden incrementar los costos de SSCC de forma exponencial y afectar la operación segura del sistema³⁷.

I. RECOMENDACIONES

Sin perjuicio de las funciones de monitoreo de la competencia y la obligación de remitir eventuales indicios de prácticas anticompetitivas a la autoridad pertinente, se consideran las siguientes recomendaciones a realizar en el corto plazo:

- a) Dado que el monto de las garantías de la cadena de pagos se calcula sin incluir la totalidad de los conceptos de pagos del mercado de corto plazo, en algunos casos resultan ser muy inferiores a las deudas reales, por lo que se recomienda una modificación normativa que permita incluir dentro del cálculo de la garantía los pagos por algunos otros conceptos como sobrecostos, servicios complementarios o potencia.
- b) Con el mismo objetivo de disminuir las brechas entre las garantías calculadas y pagos reales en particular para las centrales de tipo ERV, se recomienda que la

³⁷ También se podría pensar en diseñar un sistema de cuotas, considerando el costo de expandir el sistema de transmisión, pero ello requeriría un diseño apropiado de expansión del sistema de generación, lo cual podría ser ineficiente. Por lo mismo, es preferible imponer exigencias de generación las 24 horas del día en adición a establecer exigencias técnicas que condicionen la conexión de los proyectos al no empeoramiento de los niveles de tensión ni de frecuencia del sistema. A modo de ejemplo, este tipo de exigencias son establecidas en Australia: <https://aemo.com.au/en/newsroom/news-updates/challenges-to-generation-connection-in-the-west-murray-zone>

modelación de su generación para el cálculo de las garantías se realice con el percentil de la generación real más conservador que el actualmente utilizado.

- c) A fin de que lo anterior y actualizaciones de garantías por cambios en los perfiles de generación, limitaciones temporales u otros, sean incorporadas en la cadena de pago, el Coordinador está desarrollando un procedimiento interno para efectos de abordar este tipo de eventos en condiciones generales, transparentes y no discriminatorias, para los distintos agentes del mercado.

- d) Para desincentivar el posible uso del mecanismo de las garantías para terminar con contratos, se requiere por parte de la Autoridad medidas para impedir que una empresa a la cual se le han ejecutado las garantías, y ha sido desvinculada de sus contratos con clientes finales, vuelva al mercado sin entregar algún tipo de indemnización a clientes finales por los posibles perjuicios dado sus nuevos contratos.

4. ANÁLISIS DEL MERCADO DE SSCC DE CONTROL DE FRECUENCIA

A. ANTECEDENTES GENERALES

En la actualidad, los servicios complementarios de control primario de frecuencia por sobrefrecuencia, secundario de subida y bajada y terciario de sub y sobrefrecuencia se materializan a través de subastas incorporando una serie de reformas implementadas en el esquema de éstas, a saber: modificación del mecanismo de cálculo de precios máximos y medidas de mitigación, eliminación de distorsión asociada a los costos de oportunidad de las ofertas, asimetría en el CPF, entre otras. Los principales cambios fueron reflejados en la RE N° 443 *que fija y comunica los mecanismos de determinación de los valores máximos para las ofertas de subasta de Servicios Complementarios de Control Secundario y Terciario de Frecuencia*, de fecha 23 de noviembre de 2020, la RE N°442 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 agentes³⁸, 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 B). 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

³⁸ 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/>.

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 desgaste³⁹, sujetas a valores máximos y medidas de mitigación de corto plazo⁴⁰⁻⁴¹.

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

³⁹ Ver Resolución Exenta N° 443/20 y N° 493/20, de la Comisión Nacional de Energía.

⁴⁰ 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.

⁴¹ Una aproximación a los costos involucrados en la generación de ofertas del esquema actual se presenta en el Anexo C.

corto plazo. Este costo será calculado por el Coordinador, cuando corresponda, con ocasión de la realización de los balances de remuneración de servicios complementarios.

- **Costo de operación adicional real:** Se entenderá como el costo en que incurre una instalación adjudicada por la prestación de un servicio complementario cuando ésta opera en un punto de operación en que su rendimiento es menor, o su consumo específico de combustible es mayor, al considerado por el Coordinador en el proceso de programación de operación para dicha instalación, considerando una operación en que sólo vendería energía sin prestar el servicio complementario. Este costo será calculado por el Coordinador con ocasión de la realización de los balances de remuneración de servicios complementarios.
- **Valor ofertado:** Es el valor ofertado por el Coordinado titular de la instalación adjudicada para la prestación de un servicio complementario. En este valor el Coordinado deberá incluir todos aquellos costos no considerados en los puntos anteriores tales como costos de desgaste, mantenimiento, habilitación y/o implementación, entre otros.”

En adición, como medidas de mitigación de corto plazo, la CNE definió en su RE N° 443 del 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 uno **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 tratarse de conglomerados no pivotales, si sus ofertas se encontraran por sobre el precio de reserva aludido en el párrafo precedente, las ofertas son descartadas, 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. Los conglomerados pivotales son calculados según el RSI⁴², utilizando la capacidad habilitada disponible y los requerimientos establecidos en el Informe de SSCC respectivo.

Al tratarse de conglomerados pivotales, entonces las ofertas son descartadas si superan el valor de costo de desgaste “teórico” contenido en la resolución y actualizado por el Coordinador cuando corresponda.

Por su parte, al tratarse de 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.

Consecuentemente, existirían incentivos a la participación para evitar no recibir remuneración por dicho concepto, lo que, en teoría, tendería a generar un ambiente más competitivo.

⁴² 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.

En efecto, tal como puede constatarse en el Anexo C, asumiendo que el factor de desempeño es 1, lo cual depende exclusivamente de la empresa generadora, con el actual esquema de licitación no existiría riesgo alguno para centrales que usualmente son inframarginales y ofertan para servicios de bajada, como centrales ERV, ya que el costo de desgaste solo se incurre en caso de ser activados. Asimismo, para servicios de subida, el único factor de incertidumbre estaría asociado a la estimación de veces que se activaría el servicio, al ofertarse disponibilidad, siendo esto relevante solo si el número de activaciones afectara de forma significativa el costo de desgaste.

Por lo mismo, la participación en el mercado de subastas de SSCC se justifica desde un punto de vista económico, ya que, de no ofertar, los agentes estarían dejando de percibir ingresos en caso de ser adjudicados, ingresos que no estarían sujetos a riesgo alguno en la prestación de servicios de bajada, al menos para las centrales que puedan cumplir con los requisitos establecidos en los factores de desempeño, o sujetos a niveles de incertidumbre no significativos en el caso de los servicios de subida.

B. EVOLUCIÓN SUBASTAS 2021- PRIMER SEMESTRE 2022

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

Gráfico 4.B.1
Proporción adjudicaciones por subastas e instrucción directa CPF-



Gráfico 4.B.2
Proporción adjudicaciones por subastas e instrucción directa CSF+

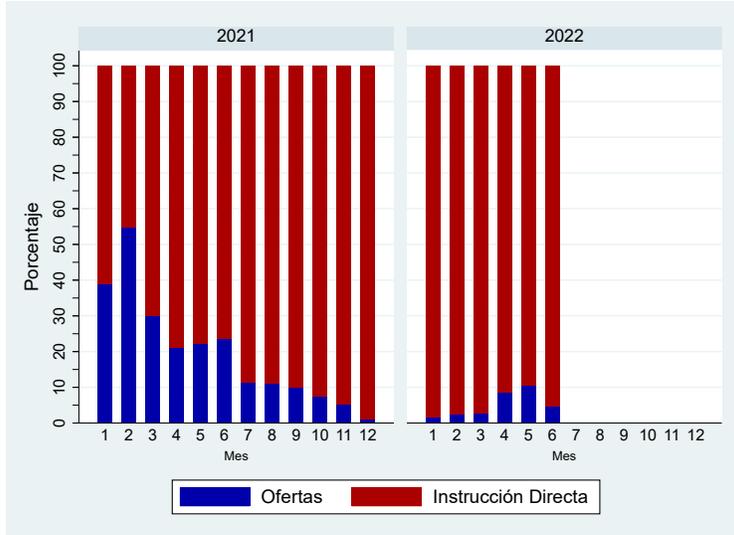


Gráfico 4.B.3
Proporción adjudicaciones por subastas e instrucción directa CSF-



Gráfico 4.B.4
Proporción adjudicaciones por subastas e instrucción directa CTF+

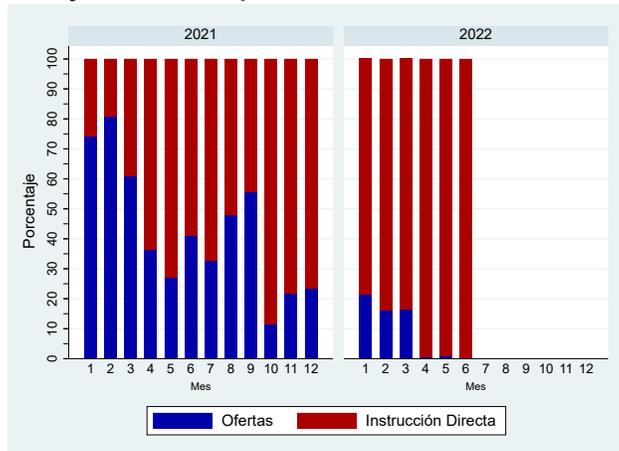
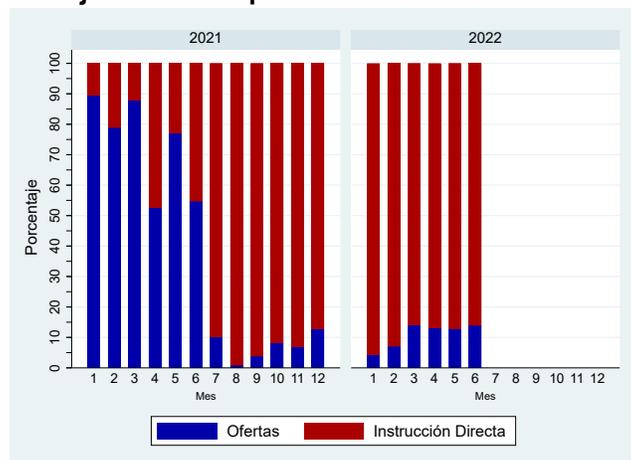


Gráfico 4.B.5
Proporción adjudicaciones por subastas e instrucción directa CTF-



Como se observa, la mayor parte de las adjudicaciones han sido por instrucción directa para todos los servicios, alcanzando incluso cerca de 100% para el CPF a partir de julio de 2021. El resto de los servicios, han mostrado una tendencia creciente de adjudicación por ofertas durante la primera mitad del año 2022, con excepción del CTF+.

Cabe destacar que lo anterior no es un reflejo de falta de competitividad potencial en el mercado, ya que esta se ve reflejada en la habilidad para alterar el precio de equilibrio de un agente particular, y el resultado de un proceso declarado desierto o parcialmente desierto converge al de instrucción directa. Asimismo, existen medidas de mitigación que limitan los potenciales abusos que podrían ocurrir en las ofertas de costos de desgaste.

En cualquier caso, para fomentar la participación, se procurará entregar más información sobre el funcionamiento del mercado a todos los agentes, ya que los costos administrativos o de transacción de participar en las ofertas es mínimo, y en teoría existen incentivos a la participación, ya que los adjudicatarios por instrucción directa no reciben los costos de desgaste al momento de la realización del balance, a diferencia de lo que ocurre con quienes sí ofertan y son adjudicados.

En cuanto a las adjudicaciones por tecnología, se aprecia en los siguientes gráficos que en su mayoría han correspondido a unidades térmicas e hidráulicas, habiendo casos esporádicos en los cuales centrales ERV han sido adjudicadas en los servicios de control secundario de subida y bajada y control terciario de subida. La mayor proporción de adjudicaciones a centrales ERV se ha presenciado en el control terciario de frecuencia de bajada.

Gráfico 4.B.6
Proporción adjudicaciones por tecnología CPF-

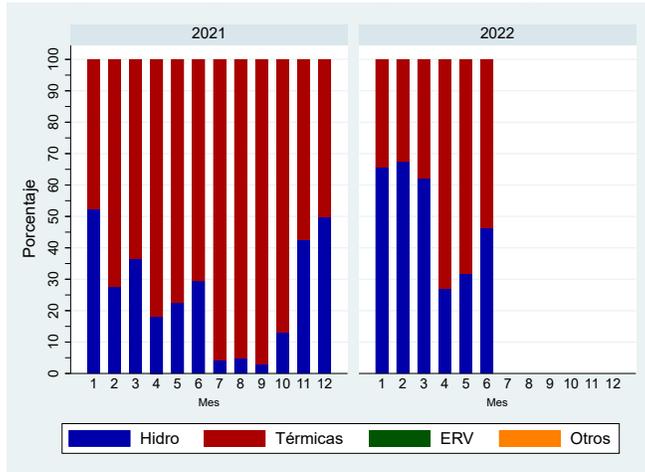


Gráfico 4.B.7
Proporción adjudicaciones por tecnología CSF+

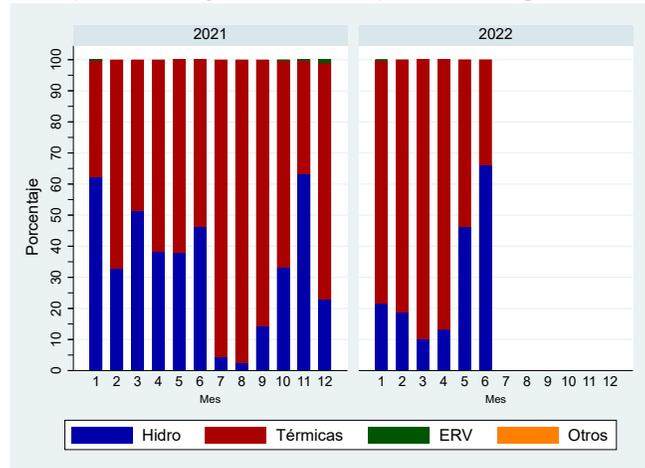


Gráfico 4.B.8
Proporción adjudicaciones por tecnología CSF-

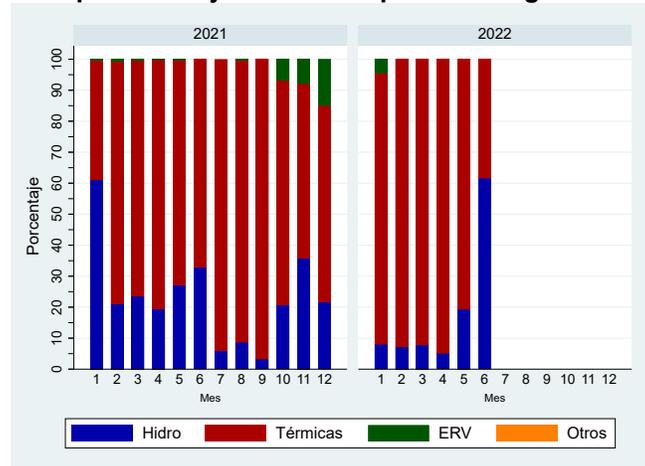


Gráfico 4.B.9
Proporción adjudicaciones por tecnología CTF+

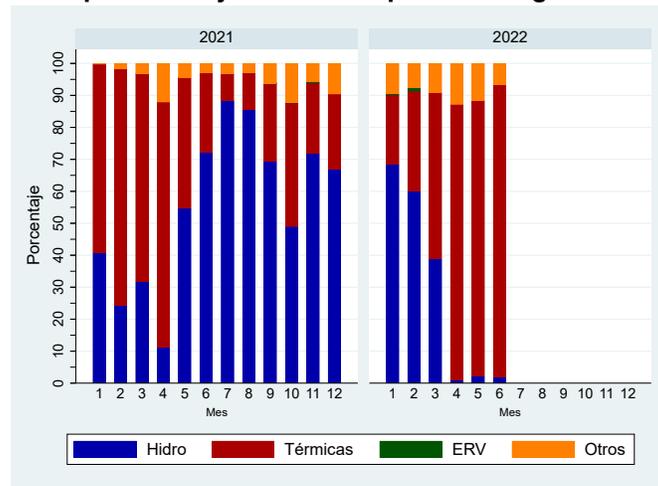
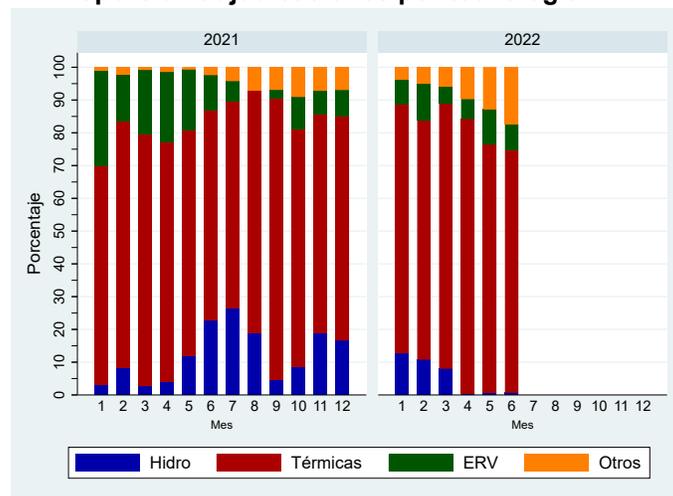


Gráfico 4.B.10
Proporción adjudicaciones por tecnología CTF-



C. CONCLUSIONES

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. Por lo mismo, se reitera los reducidos riesgos asociados a la participación en las subastas de SSCC y consecuentemente la existencia de incentivos a ofertar.

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.

Por último y en relación con el servicio de cargas interrumpibles, si bien la licitación previa fue declarada desierta por falta de participantes, en el futuro proceso licitatorio se considerarán las siguientes modificaciones para efecto de promover la competencia:

- a) Modificar el requisito que los que participan sean clientes en transmisión y aumentar el mercado relevante a clientes en distribución con sistemas de medidas adecuados para la prestación de este servicio.
- b) Aumentar el tiempo entre la publicación de las bases y la fecha de adjudicación para efectos de poder dar tiempo a una mayor participación de los agentes de mercado.
- c) Reevaluar la participación de agregadores sin instalaciones en el SEN, modificando eventualmente las garantías o condiciones para la prestación del servicio.
- d) Una campaña de difusión más adecuada entre los Coordinados, además de evaluar la posibilidad de permitir la participación de la demanda en distribución.

5. PEQUEÑOS MEDIOS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA

A. ANTECEDENTES GENERALES

El segmento de pequeños medios de generación distribuido, PMGD, correspondiente a generadores hasta 9 MW conectados en las redes de distribución, junto a los pequeños medios de generación, PMG, conforman el segmento de medios de generación de pequeña escala de acuerdo con la clasificación dada en el Decreto N°88 de 2020.

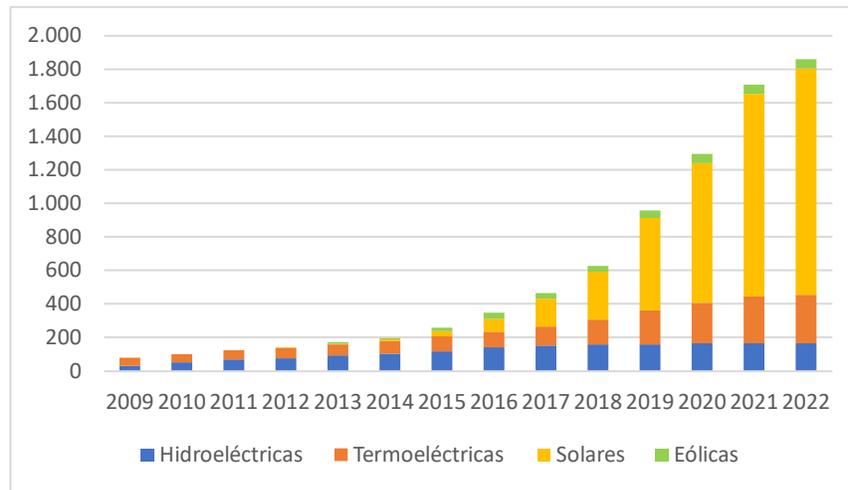
Durante el primer semestre de 2022, se instalaron 153 MW de generación de tipo PMGD, lo que representa un 8.2% de la potencia total instalada en el sistema en el mismo periodo y alcanza a un 38% de la potencia total instalada en este segmento PMGD durante el 2021.

El total de potencia instalada del segmento PMGD corresponde a un 6.2% de la potencia total del sistema a junio de 2022.

El gráfico 5.A.1 muestra la potencia instalada por tipo de tecnología del segmento PMGD desde el año 2009 a junio de 2022.

La tecnología solar es la tecnología dominante en este segmento, de la potencia instalada en el primer semestre de 2022, la tecnología solar alcanzó un 94% de la potencia instalada total en el mismo periodo para el segmento PMGD y se distribuyó principalmente en las regiones de Coquimbo, Valparaíso, Metropolitana, Libertador General Bernardo O'Higgins y Maule.

Gráfico 5.A.1
Potencia instalada por tipo de tecnología del segmento PMGD desde el año 2009 a junio de 2022



El gráfico 5.A.2 muestra la distribución por región de la potencia instalada de tipo PMGD, contrastando con la distribución de la potencia instalada no PMGD mostrado en el grafico 5.A.3. La distribución geográfica del segmento PMGD se concentra en las regiones con redes de distribución de mayor extensión y demanda y como se indicó anteriormente es predominantemente solar.

Gráfico 5.A.2
Distribución por región potencia instalada PMGD

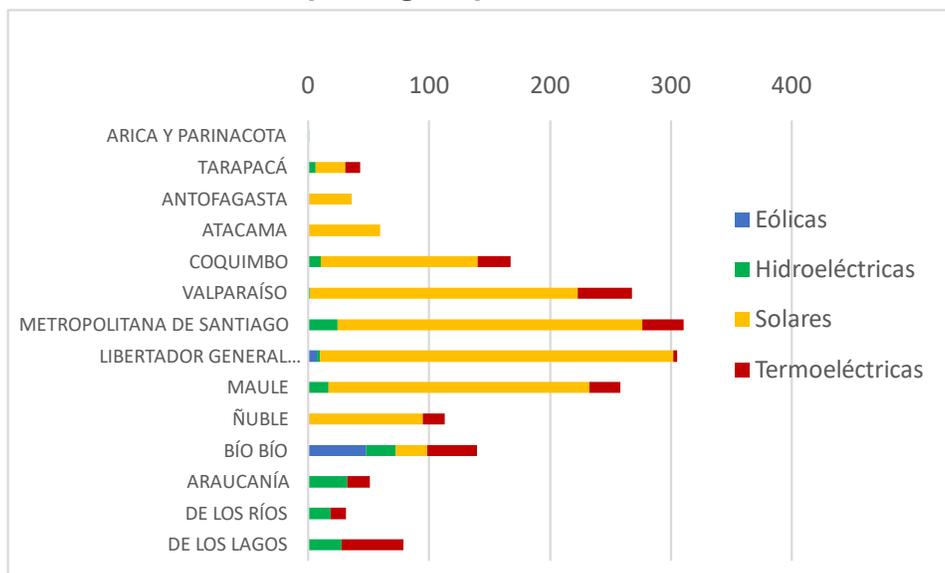
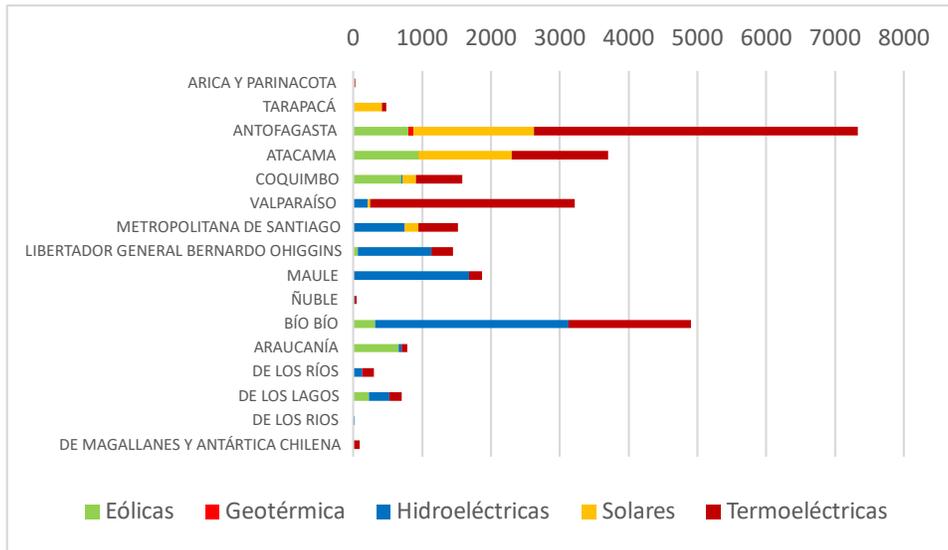


Gráfico 5.A.3
Distribución por región potencia instalada no PMGD



B. MECANISMO DE PRECIO ESTABILIZADO DE LOS PMG/PMGD

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

Al igual que el reglamento anterior, el reglamento vigente permite a los medios de generación de pequeña escala optar por valorar sus inyecciones a un precio estabilizado o al costo marginal real del sistema. En los gráficos del 5.B.1 al 5.B.2 se muestra una comparación de los costos marginales del sistema y los precios estabilizados determinados de acuerdo con su reglamento vigente a la fecha.

Gráfico 5.B.1
Costo marginal real y precio estabilizado barra Crucero 220

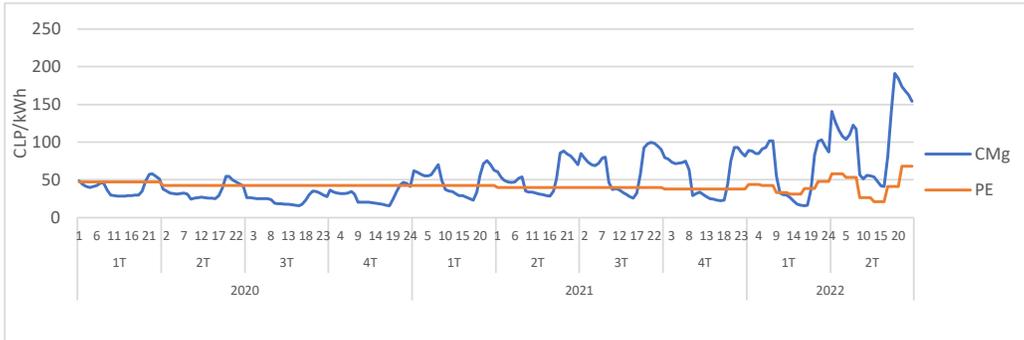


Gráfico 5.B.2
Costo marginal real y precio estabilizado barra Quillota 220

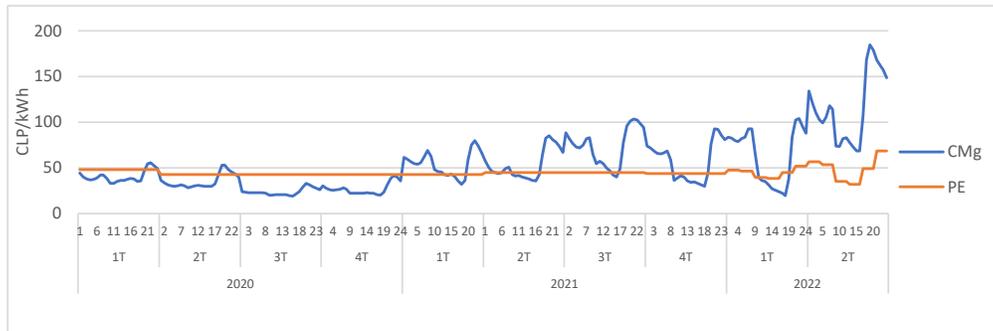
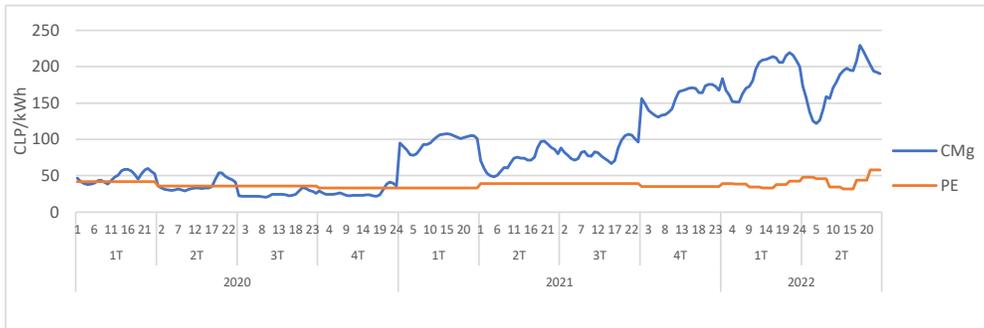


Gráfico 5.B.3
Costo marginal real y precio estabilizado barra Puerto Montt 220



El reglamento vigente modificó el cálculo de los precios estabilizados respecto del anterior reglamento, definiendo 6 intervalos temporales representativos durante el día para su determinación. El primer decreto con los nuevos precios estabilizados por intervalo temporal corresponde al Decreto 14T de 2021, publicado en febrero de 2022.

Este mecanismo de estabilización de precios ha sido materia de análisis en sede competencia, por cuanto el 8 de abril del 2021, el H. Tribunal de Defensa de la Libre Competencia inició un expediente de recomendación normativa para evaluar si es necesario y oportuno proponer la modificación del D.S. N°88 del Ministerio de Energía en lo referido al mecanismo de estabilización de precios para medios de generación de pequeña escala.

El 31 de agosto de 2022 el H. Tribunal de Defensa de la Libre Competencia, publicó su resolución de la causa indicando que de acuerdo con su análisis no existen antecedentes que ameriten proponer una modificación normativa respecto del Mecanismo de Precio Estabilizado, contemplado en el artículo 149 inciso quinto de la Ley General de Servicios Eléctricos y en el D.S. N°88 de 2020 del Ministerio de Energía, resolviendo no ejercer la facultad que le entrega el artículo 18° N°4 del Decreto Ley N°211.

C. EFECTO DE PMGD EN REDES DE TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN

Una de las características frecuentemente mencionada de los recursos de generación distribuidos, segmento al que pertenecen los PMGD, es que, dada su cercanía a la demanda, contribuiría a reducir las pérdidas que el flujo de energía y potencia provoca en las redes del sistema especialmente en las redes de distribución como también contribuirían a postergar las inversiones en incrementos de capacidad en las redes de transmisión y distribución. Ambos efectos deseables para el sistema están condicionados entre, otros factores, a la ubicación eficiente de estos recursos.

La regulación actual no impone una planificación centralizada respecto de la ubicación de estos recursos, la única limitante para su instalación es la disponibilidad del recurso primario y las restricciones de capacidad de las redes a

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

Como medida de mitigación a las posibles congestiones producto de la inyección de PMGD⁴³ detectadas en los estudios realizados por los PMGD, el Coordinador debe elaborar un estudio semestral para ratificar su existencia y en caso de verificarlas, debe instruir el tratamiento técnico que tendrán estas inyecciones para solucionar estas posibles congestiones.

De acuerdo con el Informe Verificación Congestionamiento en Transmisión Zonal por Inyección de PMGD que emitió el Coordinador en mayo de 2022, se verificaría la existencia de congestiones en 46 instalaciones del sistema de transmisión zonal producto de la inyección de PMGD, casi el doble de las instalaciones respecto del informe semestral anterior actualizado en marzo del mismo año.

Conforme a los antecedentes anteriores es posible verificar que los problemas de congestión en las redes producto de la inyección de PMGD podrían seguir aumentando rápidamente conforme el este segmento se siga desarrollando sin las señales adecuadas de localización que le permitan contribuir al desarrollo de las redes en forma eficiente.

⁴³ De acuerdo con lo indicado en la Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en Instalaciones de Media Tensión en su artículo 2-14.

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

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

Donde G el conjunto de unidades del conglomerado a en el subsistema z ⁴⁴; $Cmg_{i,h,z}$ 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 generador⁴⁵; C es el conjunto de clientes del conglomerado en cuestión⁴⁶; P_j es el precio recibido del contrato con el cliente j , el cual puede estar indexado o no al costo marginal, por lo

⁴⁴ El conjunto de unidades generadoras puede ser interpretado de manera general, en caso de que corresponda, 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.

⁴⁵ $\{GT - G - INF\}$ 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.

⁴⁶ C puede ser interpretado de manera general para incluir como cliente a las empresas generadoras que concretan transacciones financieras con el conglomerado a en caso de que corresponda.

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, etc⁴⁷.

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 inflexibilidad⁴⁸; 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 $\pi_{a,h,z}^r - \pi_{a,h,z}^{cf}$:

A.1 INYECCIONES DE ENERGÍA Y SOBRECOSTOS PROPIOS

(PRIMERA SUMATORIA DE LA ECUACIÓN DE INGRESOS)

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

⁴⁷ 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.

⁴⁸ Cada caso se identificará con el supra índice r o cf según corresponda.

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 o, 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.

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

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

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:

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

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)

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

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 $\gamma_{k,h,z}^r = \gamma_{k,h,z}^{cf} = 1$. 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) $CV_{k,h} > Cmg_{k,h,z}^r$ 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 $E_{k,h,z}^r < E_{k,h,z}^{cf}$; $\gamma_{k,h,z}^r = 1$; $\gamma_{k,h,z}^{cf} = 0$ 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

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

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

$$a) \text{Cmg}_{i,h,z}^{cf} > CV_{i,h}$$

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 porque las estimaciones tenidas a la vista al momento de la declaración de inflexibilidad no se cumplieron en la realidad, y a pesar de tener condición de suministro inflexible, la central hubiese sido despachada por orden de mérito de todas formas.

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

Si bien la unidad estaría operando con un costo variable superior al marginal, ello no ocasionaría un pago por sobrecostos, ya que no existe remuneración de estos según lo establecido en la NT vigente. 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:

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

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, al ser el costo marginal contrafactual superior al real, y el nivel de inyecciones inferior.

Por lo tanto, al tratarse de una empresa que genera con gas inflexible, 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 gatillan el cambio en la condición de suministro como para las que no poseen generación con gas inflexible.

ANEXO B: 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.

B.1 SERVICIOS DE SUBIDA

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

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

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

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

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

la energía, por unidad adjudicada, que enfrentaría la unidad i correspondería a $E(CMg_{i,h}) - CV_{i,h}$.

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

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

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

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

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

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

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

- b) $E(CMg_{i,h}) < CV_{i,h}$:** En este caso, al tratarse de servicios de subida, no existiría costo de oportunidad asociado a energía por disponibilidad del servicio, ya que la unidad se encontraría generando a mínimo técnico. Sin embargo, existiría un costo esperado relacionado con el sobrecosto de generación, ya que estos no son remunerados cuando se trata de subastas, equivaliendo este a $MT_{i,h} * \alpha_{i,j,h} * (CV_{i,h} - E(CMg_{i,h}))$, donde $\alpha_{i,j,h}$ es la proporción de capacidad adjudicada por disponibilidad del servicio j sobre el total de capacidad adjudicada en otros servicios⁴⁹.

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.

⁴⁹ $\alpha_{i,j,h} = \frac{E(MWAdj_{i,j,h})}{\sum_{j \in SSCC} E(MWAdj_{i,j,h})}$, donde $SSCC$ es el conjunto de todos los servicios complementarios, esto es, CSF+, CSF-, CTF+ y CTF-.

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

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

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

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

Se observa de la expresión anterior que las ofertas en caso de estimar que se generará a mínimo técnico pueden ser significativamente elevadas, al tener que distribuir todo el mínimo técnico, o la proporción correspondiente al servicio en cuestión, en la capacidad que se espera será adjudicada⁵⁰.

⁵⁰ 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.

B.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 sobrecostos, y solo ser pagada la activación, este caso puede derivar en ofertas particularmente elevadas, ya que sí existiría un costo por disponibilidad. Ello, ya que de esperar ser

adjudicada $E(MWAdj_{i,j,h})$, la unidad debiese generar $MT_{i,h} + E(MWAdj_{i,j,h})$, generación expuesta a un sobre costo equivalente a $[MT_{i,h} * \alpha_{i,j,h} + E(MWAdj_{i,j,h})] (CV_{i,h} - E(CMg_{i,h}))$, atribuible al servicio j .

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

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

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

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

Como se aprecia, las ofertas de bajada cuando se espera generar a mínimo técnico debiesen ser superiores a las de subida, al prorratearse los sobrecostos sobre la activación esperada más que la adjudicación⁵¹.

⁵¹ Continuando con el mismo ejemplo de la nota al pie 50, en este caso la oferta mínima correspondería a 82 USD/MWh, sin internalizar una prima por riesgo.

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

Considerando que las ofertas en la práctica eran por bloques, que la adjudicación era horaria, y por lo tanto cada componente a estimar poseía dicha frecuencia, se esperaba que un agente neutral al riesgo valorizara su oferta unitaria considerando el costo total de todas las horas del bloque y la cantidad esperada adjudicada y factor de activación dependiendo del servicio que se trate⁵².

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

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

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

⁵² Esto es equivalente al promedio ponderado de las ofertas expuestas en los apartados correspondientes.

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

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

C.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 podría ocurrir con el esquema antiguo, donde podían existir grandes diferencias en los pagos recibidos, al involucrar sobrecostos.

C.2 SERVICIOS DE BAJADA

En el caso de los servicios de bajada solo existe remuneración 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 D: CENTRALES ENTREGADAS A OPERACIÓN PRIMER SEMESTRE 2022

Central	Propietario	Tipo	Potencia [MW]	Entrada Operación	Región
San Javier Etapa I	Prime Energía Quickstart SpA	Diesel	26,0	ene-22	Maule
San Javier Etapa II	Prime Energía Quickstart SpA	Diesel	26,2	ene-22	Maule
PMGD Taranto	Sonnedix Taranto SpA	PMGD Solar	9,0	ene-22	Valparaíso
Salerno Solar	PMGD Salerno SpA	PMGD Solar	2,8	ene-22	Metropolitana
PFV Tamaya Solar	Engie Energía Chile S.A.	Solar	114,0	ene-22	Antofagasta
Las Tórtolas del Verano	Calbuco de Verano SpA	PMGD Solar	3,0	ene-22	Valparaíso
PE Los Olmos	Energía Eólica Los Olmos SpA	Eólica	100,0	ene-22	Biobío
PMGD FV Puelche	Puelche Flux Sphera SpA	PMGD Solar	2,6	ene-22	Biobío
PFV Sol del Desierto	Parque Solar Fotovoltaico Sol del Desierto SpA	Solar	201,4	ene-22	Antofagasta
PFV Sol de los Andes	AustrianSolar Chile Uno SpA	Solar	82,4	ene-22	Atacama
PE Malleco Norte	WPd Malleco SpA	Eólica	137,9	feb-22	La Araucanía
FV El Monte	Callaqui de Verano SPA	PMGD Solar	3,0	feb-22	Metropolitana
PE Tchamma	AR Tchamma SPA	Eólica	157,5	feb-22	Antofagasta
San Carlos Solar	San Carlos Solar SpA	PMGD Solar	2,6	feb-22	Metropolitana
Lo Boza	Imelsa Energía SpA	PMGD Solar	0,8	feb-22	Metropolitana
Aggreko	Aggreko Chile Limitada	PMGD Térmico	3,0	feb-22	Metropolitana
Gabardo del Verano Solar	Salado Energy SpA	PMGD Solar	3,0	mar-22	Metropolitana
Trebo	Solar TI Diecisiete SpA	PMGD Solar	3,0	mar-22	Metropolitana
PE Cerro Tigre	AR Cerro Tigre SpA	Eólica	184,8	mar-22	Antofagasta
FV Faramalla	Parque Fotovoltaico Faramalla SpA	PMGD Solar	3,0	mar-22	Metropolitana
Manao	Solar TI Doce SpA	PMGD Solar	3,0	mar-22	Valparaíso

Parque Fotovoltaico Pelvín	Parque Fotovoltaico Condor Peñaflor SpA	PMGD Solar	3,0	mar-22	Biobío
Ampliación Piquero	Piquero SpA	PMGD Solar	6,0	mar-22	Valparaíso
Las Lajas	Alto Maipo SpA	Hidro Pasada	277,7	mar-22	Metropolitana
PFV Los Tordos	PFV Los Tordos SpA	PMGD Solar	5,0	abr-22	Maule
Central Alfalfal II	Alto Maipo SpA	Hidro Pasada	264,0	abr-22	Metropolitana
Central de Respaldo Egido	Tacora Energy SpA	PMGD Térmico	3,0	abr-22	Valparaíso
Curicura	Parque Solar Aurora SpA	PMGD Solar	9,0	may-22	Maule
Parque Valparaíso	Parque Solar La Rosa SpA	PMGD Solar	6,0	may-22	Valparaíso
Ventisquero Solar	Chimbarongo Solar SpA	PMGD Solar	9,0	may-22	O'Higgins
San Emilio Solar I	San Emilio Solar SpA	PMGD Solar	3,0	may-22	Maule
PFV Central Lliu Lliu (Foster)	Andina Solar 6 SpA	PMGD Solar	3,0	may-22	Valparaíso
Generadora Lagunitas	Empresa Eléctrica Lagunitas SpA	PMGD Térmico	2,5	may-22	Los Lagos
El Brinco	Hidro Munilque SpA	Hidro Pasada	0,2	may-22	Biobío
FV San José	Impulso Solar San José II SpA	PMGD Solar	3,0	may-22	Ñuble
Cabildo Sunlight	Cabildo Sunlight SpA	PMGD Solar	9,0	may-22	Valparaíso
Helios (Llay Llay 1Y)	Parsosy Helios SpA	PMGD Solar	3,0	may-22	Valparaíso
PFV Las Catitas	PFV Las Catitas SpA	PMGD Solar	9,0	jun-22	Maule