



# INFORME SEMESTRAL MONITOREO DE LA COMPETENCIA EN EL MERCADO ELECTRICO 2024

UNIDAD DE MONITOREO DE LA  
COMPETENCIA

NOVIEMBRE 2024

# CONTENIDO

<b>1.</b>	<b>DESCRIPCIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO NACIONAL</b>	<b>6</b>
	A. GENERACION ELÉCTRICA	6
	B. LICITACIONES DE INFRAESTRUCTURA DE TRANSMISIÓN	11
<b>2.</b>	<b>ANÁLISIS DEL MERCADO DE SSCC DE CONTROL DE FRECUENCIA</b>	<b>23</b>
	A. ANTECEDENTES GENERALES	23
	B. INCENTIVOS ASOCIADOS A LA PARTICIPACIÓN EN EL MERCADO DE SSCC.	25
	C. EVOLUCIÓN SSCC CF 2023- PRIMER SEMESTRE 2024	37
	D. CONCLUSIONES	49
<b>3.</b>	<b>GENERACIÓN CON GAS NATURAL</b>	<b>51</b>
	A. GNL INFLEXIBLE	51
	B. GAS NATURAL POR ORIGEN	53
	C. CONCLUSIONES	55
<b>4.</b>	<b>PEQUEÑOS MEDIOS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA</b>	<b>57</b>
	A. ANTECEDENTES GENERALES	58
	B. REGIMEN DE VALORIZACIÓN DE PMG/PMGD	60
	C. COMPENSACIONES POR PRECIO ESTABILIZADO DE LOS PMG/PMGD	64
	D. CONCLUSIÓN	68
<b>5.</b>	<b>COMBUSTIBLE DIESEL</b>	<b>71</b>
	<b>ANEXO A: COSTOS ASOCIADOS A ANTIGUO ESQUEMA DE SUBASTAS DE SSCC DE CONTROL DE FRECUENCIA</b>	<b>80</b>
	A.1 SERVICIOS DE SUBIDA	81
	A.2 SERVICIOS DE BAJADA	84
	<b>ANEXO B: COSTOS ASOCIADOS AL ACTUAL ESQUEMA DE SUBASTAS DE SSCC DE CONTROL DE FRECUENCIA</b>	<b>87</b>
	B.1 SERVICIOS DE SUBIDA	87
	B.2 SERVICIOS DE BAJADA	88
	<b>ANEXO C: CENTRALES ENTREGADAS A OPERACIÓN PRIMER SEMESTRE 2023</b>	<b>89</b>
	<b>ANEXO D: GAS INFLEXIBLE Y COMPETENCIA</b>	<b>91</b>

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 Eléctrico Nacional, 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 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](mailto: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, por favor remitirlos al correo electrónico [confidencialumc@coordinador.cl](mailto: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-SIC<sup>1</sup>, 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”)<sup>2</sup>, se encuentra la 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 72-10 de la LGSE establece que, en caso de detectar indicios de actuaciones que pudieran llegar a ser constitutivas de atentados contra la libre competencia, conforme a las normas del DL 211<sup>3</sup>, 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.

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

---

<sup>1</sup> 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).

<sup>2</sup> 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.

<sup>3</sup> 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”).

de los mercados analizados y la libre competencia en ellos<sup>4</sup>. Tales propuestas son útiles para solucionar fallas de mercado existentes o evitar su materialización futura, en cuanto se relacionan 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 lleva a cabo el Coordinador

Así también, se continúa con la participación en foros internacionales, como el EISG (*Energy Intermarket Surveillance Group*) de Pensilvania, la cual ha dado lugar a discusiones fructíferas sobre temas relevantes para la transición energética, como medios de almacenamiento, resiliencia ante eventos críticos y servicios como rampa.

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 abordan en mayor detalle aspectos relacionados con servicios complementarios, gas natural, PMGD (pequeños medios de generación distribuida) y diésel.

---

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

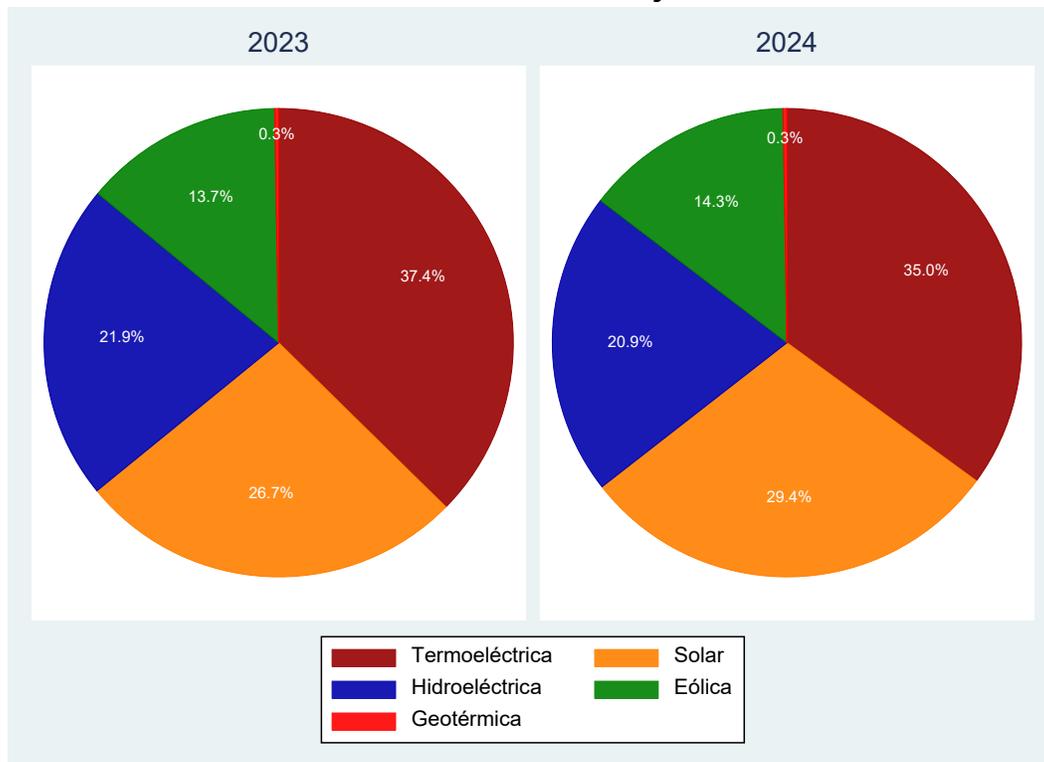
# 1. DESCRIPCIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO NACIONAL

---

## A. GENERACION ELÉCTRICA

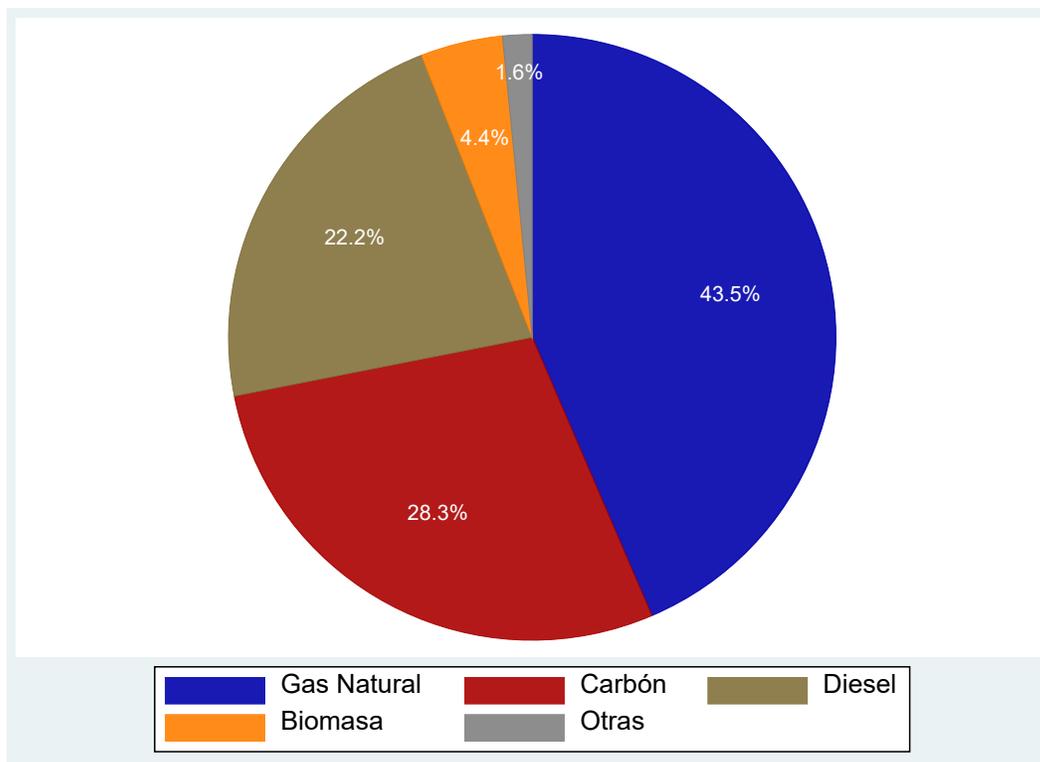
Como se muestra en el Gráfico 1.A.1, el incremento más significativo de capacidad instalada lo evidenció la tecnología solar, al aumentar ésta 2,7 puntos porcentuales, de 26,7% al 31 de diciembre de 2023 a 29,4% al 30 de junio de 2024, acortando de esta forma la brecha con la tecnología térmica, la cual representó un 35,0% a junio de 2024, con una baja de 2,4 puntos porcentuales respecto del período de referencia previo. La tecnología hídrica fue la tercera en relevancia, detrás de la térmica y solar, con un 20,9%, seguida por la eólica y geotérmica con un 14,3% y 0,3% respectivamente.

**Gráfico 1.A.1**  
**Distribución de capacidad instalada (MW) por tecnología**  
**31 diciembre 2023 – 30 de junio 2024**



Se observa que la tendencia de aumento de ERV (Energía renovable variable) continúa. Al comparar la capacidad instalada al 30 de junio de 2024 con su valor al 31 de diciembre de 2023, la participación conjunta de centrales solares y eólicas superó por 8,7 puntos porcentuales la capacidad instalada de centrales térmicas, representado un 43,7% del total.

**Gráfico 1.A.2**  
**Distribución de capacidad térmica instalada (MW) por fuente**  
**Junio 2024**

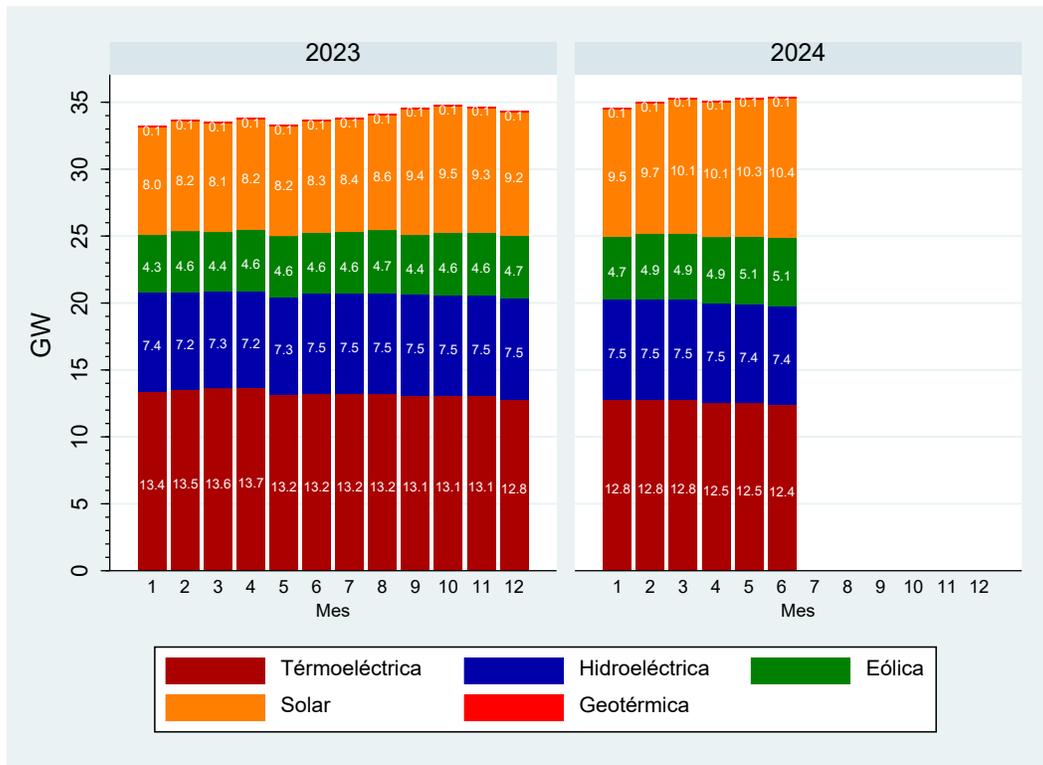


De la totalidad del parque térmico, como se observa en el gráfico 1.A.2, las centrales a gas son las de mayor participación, con un 43,5%; alrededor de 15 puntos porcentuales sobre el carbón, que alcanzó un 28,3%. Por su parte, el diésel logró una participación de 22,2%, seguido por biomasa y otras fuentes con un 4,4% y 1,6% respectivamente.

La capacidad instalada del Sistema Eléctrico Nacional alcanzó un total de 35,4 GW a junio de 2024, con un aumento de cerca de 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 solar y eólica, lo que se refleja en el Gráfico 1.A.3<sup>5</sup>.

<sup>5</sup> Cabe destacar que, al 30 de junio de 2024, la capacidad de energía neta de las baterías incluidas en el proceso de co-optimización de la programación diaria, ascendió a un valor horario acumulado de 511,78 MWh.

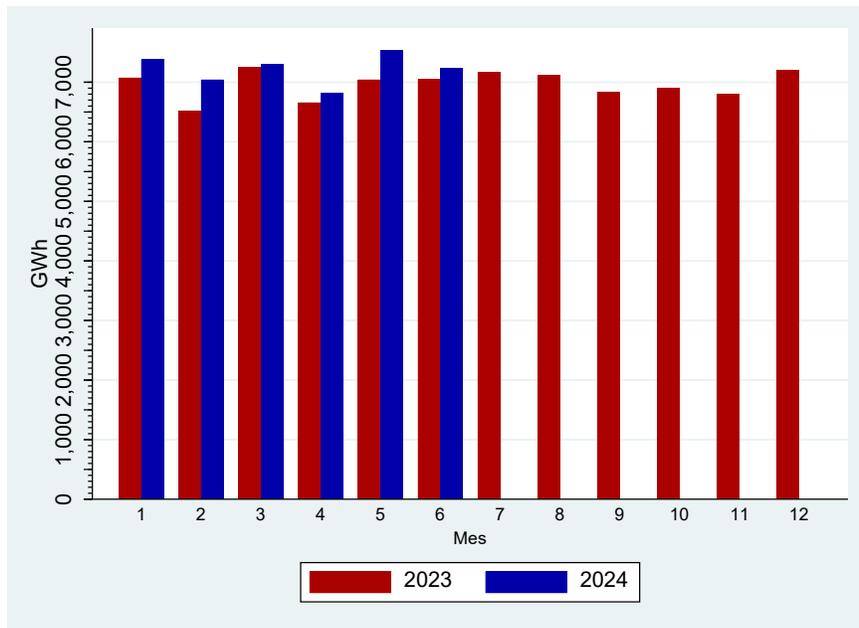
**Gráfico 1.A.3**  
**Capacidad instalada por tecnología**  
**2023 – 1er semestre 2024**



En cuanto a nuevas centrales, en Anexo C se presenta una lista con las centrales entregadas a la operación durante el primer semestre del año 2024.

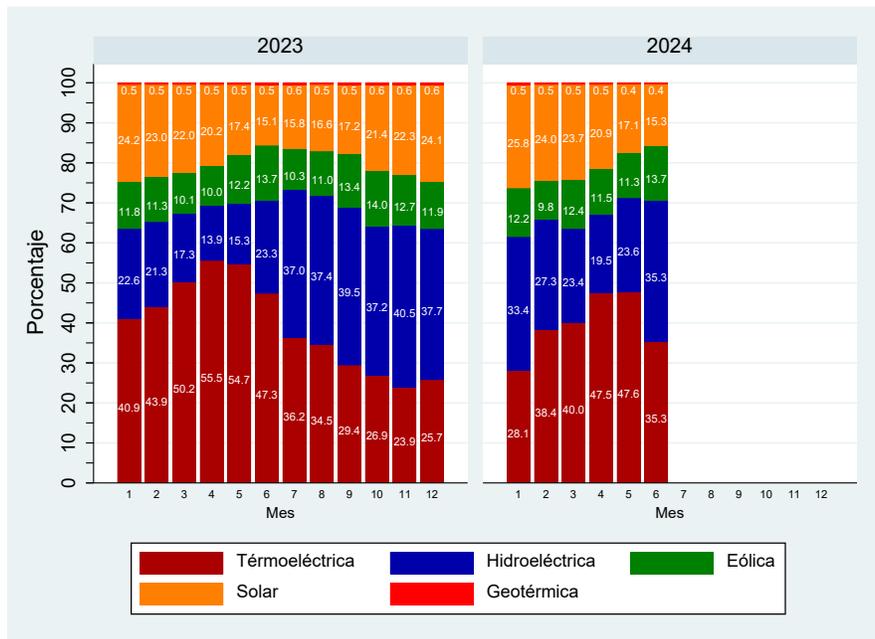
En lo referente a generación mensual, ésta osciló entre 6.820 GWh y 7.540 GWh a lo largo del primer semestre del año, habiendo alcanzado el mínimo y máximo en los meses de abril y mayo respectivamente, en contraste con valores que se situaron entre 6.521 GWh y 7.255 GWh en el año 2023, tal como se muestra en el gráfico 1.A.4.

**Gráfico 1.A.4**  
**Generación mensual**  
**2023 – 1er semestre 2024**



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).

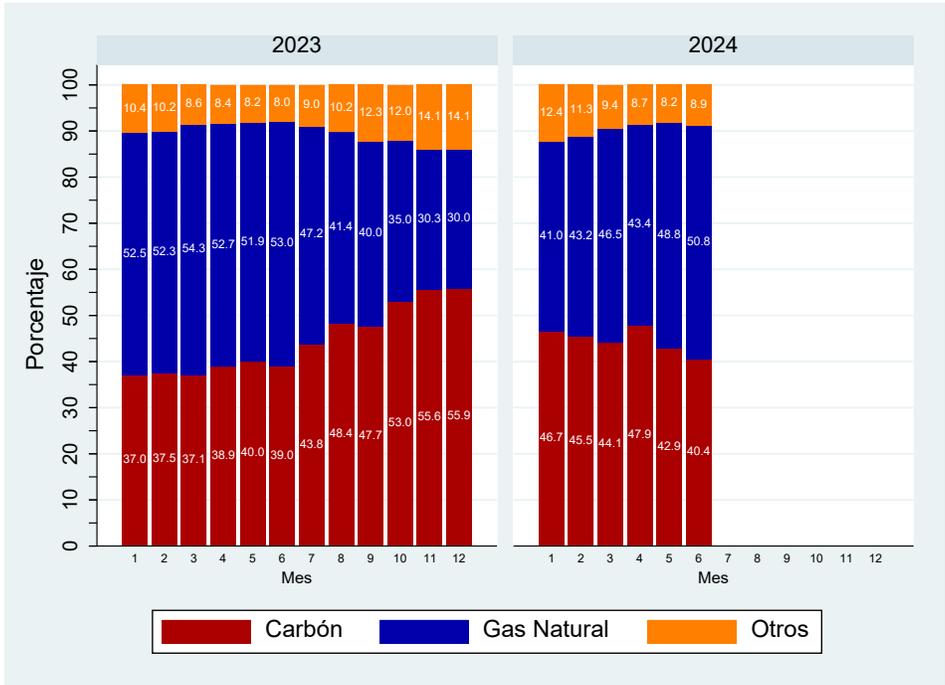
**Gráfico 1.A.5**  
**Distribución generación por tecnología**  
**2023 -1er semestre 2024**



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 solar aumentó de forma sustantiva durante los primeros 3 meses del año respecto de los mismos meses del año anterior, con un máximo de 7,7% en marzo. Entre abril y junio no existieron diferencias significativas respecto del mismo período previo.

En cuanto a las fuentes de generación termoeléctrica, el gas disminuyó su participación a partir de la segunda mitad del año 2023, para aumentar nuevamente desde enero de 2024, habiendo alcanzado su máximo en junio de 2024 con 50,8%<sup>6</sup>, superando por cerca de 10 puntos porcentuales la participación de las centrales que utilizan carbón. (ver gráfico 1.A.6.).

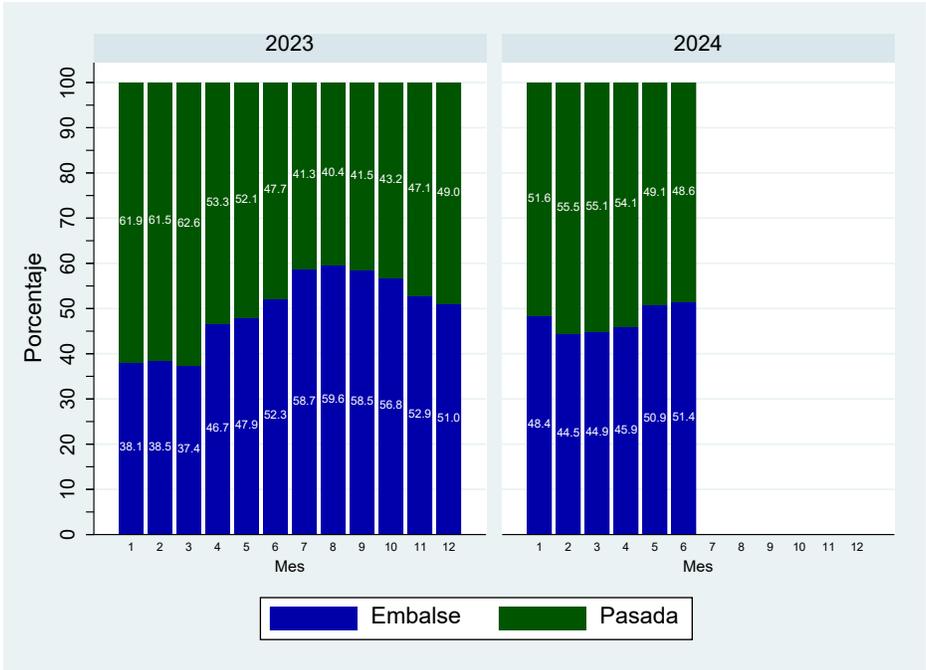
**Gráfico 1.A.6**  
**Distribución generación térmica por fuente**  
**2023 – 1er semestre 2024**



<sup>6</sup> La generación con gas natural incluye generación con gas argentino, que osciló entre un 70% y 40% en los meses de enero a junio de 2024, y gas natural licuado. En el capítulo 3 se presentan estadísticas relacionadas a las diversas fuentes de este combustible.

Por su parte, en el Gráfico 1.A.7 es posible observar la distribución de la generación hidroeléctrica entre centrales de embalse y pasada. Con excepción de mayo y junio, todos los meses de la primera mitad del año registraron una mayor proporción de generación por parte de las centrales de pasada.

**Gráfico 1.A.7**  
**Distribución generación hidroeléctrica por fuente**  
**2022– 1er semestre 2023**



**B. LICITACIONES DE INFRAESTRUCTURA DE TRANSMISIÓN**

Desde el año 2017 el Coordinador Eléctrico Nacional ha convocado una veintena de procesos licitatorios públicos internacionales para la construcción de obras nuevas (ON) y obras de ampliación (OA) contempladas en los decretos de expansión de la transmisión, de los cuales 17 se encuentran cerrados<sup>7</sup>.

Durante el primer semestre de 2024, se convocaron dos procesos de nuevos decretos de expansión, a saber:

<sup>7</sup> Información de los procesos de licitación, disponibles en: <https://www.coordinador.cl/desarrollo/documentos/licitaciones/>

- Obras de Ampliación Decreto Exento N° 4/2024, que además incluye la relicitación de obras del decreto exento n°200/2022, y relicitación de obras de ampliación vía art. 157 del reglamento de los sistemas de transmisión y de la planificación de la transmisión. El total de obras licitadas son 39 obras de ampliación.

El llamado a licitación fue el 26 de marzo de 2024 y la publicación del acta de adjudicación está programada para el 22 de noviembre de 2024.

- Obras Nuevas Decreto Exento N°58/2024, y obras de ampliación del decreto exento N° 4/2024. Se licitan 20 obras, 15 de las cuales corresponden a obras nuevas y 5 a obras de ampliación.

El llamado a licitación fue el 27 de junio de 2024 y la adjudicación se espera concretar el 30 de enero de 2025.

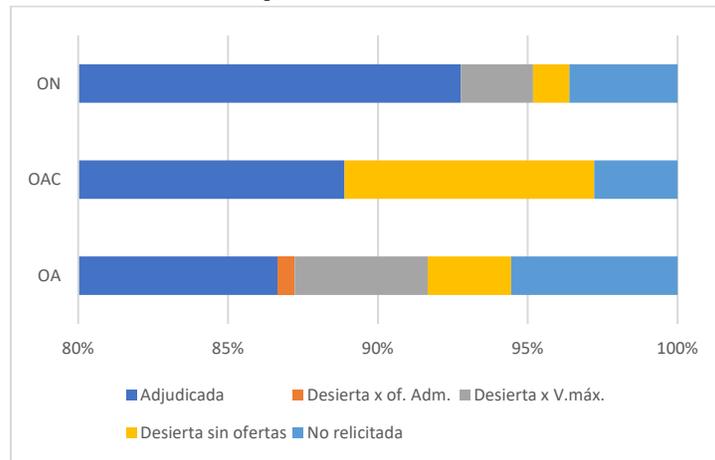
Del análisis de los resultados de los procesos licitatorios realizados y cerrados por el Coordinador desde 2017 al primer semestre de 2024, se destaca que las obras nuevas han registrado la mayor tasa de adjudicación, con 77 adjudicadas de un total de 83 obras licitadas (93%). Por otro lado, en el caso de las obras de ampliación y ampliación condicionada, de las 216 licitadas, 188 han sido adjudicadas (87%, porcentaje que no considera las obras que han sido adjudicadas anteriormente, pero que luego fueron abandonadas y hoy se encuentran en un nuevo proceso licitatorio).

Las obras no adjudicadas corresponden a obras declaradas desiertas, ya sea porque las ofertas superaron el valor máximo establecido, porque no recibieron propuestas, o a pesar de haber recibido ofertas, estas fueron descalificadas en la evaluación administrativa. Parte de las obras desiertas no fueron relicitadas, ya que, debido a su carácter urgente, fueron ejecutadas por los propietarios en conformidad con lo estipulado en el artículo 102 de la Ley; fueron excluidas debido a modificaciones en el respectivo decreto que establece los proyectos de expansión; o no fueron relicitadas por condicionamiento.

A continuación, el Gráfico 1.B.1 proporciona una visión general del resultado de los procesos licitatorios concluidos en ese período, ofreciendo una perspectiva detallada de la evolución de estos proyectos que han sido objeto de licitación por parte del Coordinador desde el año 2017 hasta junio de 2024.

### Gráfico 1.B.1

#### Resumen del estado de las obras de procesos licitatorios concluidos hasta junio de 2024.



En conformidad con lo establecido en el Artículo 146 del Decreto 37/2021, que rige el Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión, en caso de que una obra quede desierta en una primera instancia, el Coordinador debe realizar una nueva licitación y en caso de que las obras no sean adjudicadas en una segunda oportunidad, es la Comisión Nacional de Energía quien decide sobre la necesidad de realizar un nuevo proceso licitatorio.

A continuación, se presenta un resumen que incluye el número de obras que han participado en múltiples procesos licitatorios y la cantidad de obras adjudicadas en cada uno de estos procesos considerando solo los procesos cerrados.

**Tabla 1.B.1**

#### Obras con participación en más de un proceso licitatorio

Tipo de Obra	Nº procesos	Total obras	Adjudicadas
OA	2	33	21
	3	17	13
	4	1	-
OAC	2	7	5
ON	2	7	4

Un número considerable de las obras relicitadas, a pesar de participar en más de un proceso de licitación, no han sido adjudicadas ya sea por falta de proponentes,

o teniendo propuestas, las ofertas han superado el precio de reserva. Un factor que puede estar contribuyendo a este problema, es que los valores de inversión referenciales de las obras no son actualizados por ningún indexador de precios, por lo que ya no son coherentes con los precios actuales de las obras de transmisión, desincentivando a las empresas en la presentación de propuestas.

## **Obras Detenidas**

De los antecedentes presentados, se observa que, a pesar de la alta adjudicación de las obras de transmisión, su construcción no siempre es exitosa. Existe un importante número de proyectos, en particular los asociados a obras de ampliación, los cuales aún cuando fueron adjudicados e incluso comenzaron su proceso de construcción, se encuentran detenidos debido a diversos problemas en su ejecución. A este respecto, el artículo 157 del Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión establece que en el caso que el adjudicatario de una obra de ampliación incumpla las obligaciones establecidas en las bases de licitación o en el decreto de adjudicación, el Coordinador puede disponer la realización de un nuevo proceso de licitación para la parte de la obra inconclusa. A la fecha, se han llevado a cabo los siguientes dos procesos licitatorios bajo la aplicación del artículo ya señalado, a saber:

- **Licitación n° 1 por Artículo 157- DS 37/2019**, cuyo llamado fue el 30 de octubre de 2023 y la adjudicación el 27 de junio de 2024. En esta licitación se incluyeron 2 obras de ampliación del decreto 198 y 3 del decreto 293. La licitación resultó con todas las obras desiertas ya sea por no presentación de ofertas o por aplicación de Valor Máximo.
- **Licitación n° 2 por Artículo 157- DS 37/2019**, cuyo llamado fue el 30 de agosto de 2024 y la adjudicación se realizará el 24 de abril de 2025. En esta licitación se incluyeron 32 obras de ampliación de los decretos 198, 293, y 418.

La Tabla 1.B.2 siguiente muestra un resumen, con referencia al decreto respectivo, de las 50 obras de ampliación que han solicitado la aplicación del artículo 157.

**Tabla 1.B.2**  
**Resumen obras con solicitud de aplicación de Art. 157**  
**(a junio de 2024)**

Decreto	Propietario	Adjudicatario	Total
198	CGE S.A.	Consorcio Cobra	3
198	CGE S.A.	Consorcio Electrico Andes del Sur	1
198	CGET	Andes del Sur	6
198	CGET	Cobra	6
198	CGET	Semi Chile SpA	2
198	Chilquinta	Andes del Sur	1
198	Eletrans S.A.	Consorcio Cobra	1
198	Engie	Cobra	3
198	Sociedad Transmisora Metropolitana II	Cobra	4
198	Transemel	Cobra	2
293	Alfa Transmisora	Inprolec	1
293	CGET	Inprolec	2
293	Chilquinta	Semi Chile SpA	2
293	Chilquinta	Tecnet	1
293	Litoral Transmisión	Semi Chile SpA	1
293	Sociedad Transmisora Metropolitana II	Cobra	2
293	Transelec	Inprolec	3
293	Transelec	Semi Chile SpA	1
418	CGET	Quanta Services Chile SpA	1
418	Chilquinta	Tecnet	3
418	Compañía Transmisora del Norte Grande S.A.	GE-Isotron	1
418	Engie	GE-Isotron	1
418	STM	GE-Isotron	1
418	Transelec	GE-Isotron	1
<b>Total</b>			<b>50</b>

Los principales motivos de la detención y abandono de las obras son de carácter económico: mayores costos de construcción, controversias técnicas entre el propietario y el adjudicatario que derivan en controversias económicas, y también problemas con las mallas de puesta a tierra en las subestaciones. Otros motivos de controversias menos comunes son: abandono de una de las empresas del consorcio adjudicatario, dependencia de la entrada en operación de una obra retrasada, dificultades en la obtención de permisos, entre otros.

Este tema es complejo, ya que implica tratar con un sector – contratistas o empresas EPC, que no necesariamente están relacionadas de manera permanente con el mercado eléctrico, y se requiere un mayor análisis para entender las razones que

complican la relación entre contratistas y mandantes, considerando que, a ocho años del cambio de Ley del año 2016, los problemas diagnosticados en dicha fecha persisten y eventualmente podrían incidir en una baja en ofertas por partes de estos contratistas. A fin de establecer mecanismos expeditos para la resolución de controversias, se recomienda explorar la incorporación de mecanismos del tipo *Dispute Board* en los contratos, cuyas características se pueden ver en el Centro de Arbitraje y Mediación (CAM) de la Cámara de Comercio de Santiago. Este mecanismo, utilizado en países como Perú, Panamá, EE.UU., y otros, no es un arbitraje, sino un comité de una a tres personas que acompaña a las partes durante el proyecto para resolver conflictos, evitando que escalen a arbitrajes o disputas mayores.

Los problemas en la ejecución de las obras en los decretos de expansión limitan la capacidad de transmisión, afectando el desarrollo económico y la confiabilidad del sistema eléctrico. Debido a lo anterior, el 4 de septiembre de 2024 el Coordinador propuso al Ministerio de Energía las siguientes medidas<sup>8</sup>:

- Actualizar valores referenciales de inversión de las obras de transmisión a relicionar de acuerdo con los precios vigentes del mercado.
- Incorporar la indexación de los valores de las obras de transmisión para el periodo entre la fecha de adjudicación y la fecha de finalización de la obra.
- Que los valores de reserva de las obras sean definidos sobre la base de los costos vigentes en el mercado al momento de la adjudicación.

Las medidas anteriores podrían implementarse en el corto plazo y se estima que tendrían un impacto favorable, permitiendo la adjudicación de las obras que están próximas a relicitarse.

Una medida de mediano plazo que podría contribuir a solucionar de manera estructural el problema es la propuesta de cambio normativo realizada por la UMC en versiones anteriores del Informe de Monitoreo de la Competencia, la cual consiste en que las empresas transmisoras propietarias de las instalaciones sujetas a ampliación sean las responsables de licitar y elaborar las bases de licitación de las obras de ampliación contenidas en los decretos de expansión de la transmisión, sin perjuicio de que el Coordinador mantendría la supervisión del proceso licitatorio.

---

<sup>8</sup> Carta Coordinador CD00081-24

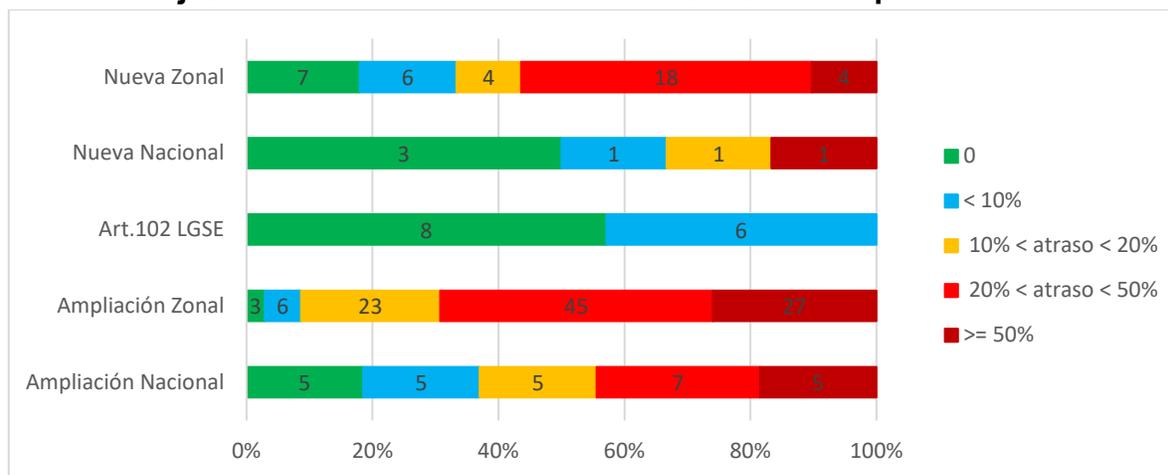
## Obras con atrasos constructivos

Por otro lado, la mayoría de las obras en proceso de construcción presenta retrasos de diversas magnitudes en sus cronogramas, tanto para obras nuevas como de ampliación y de carácter urgente. Estos retrasos se deben principalmente a dificultades en la obtención de permisos ambientales y, en menor medida, a demoras en la fabricación de equipos.

El no contar con las obras de transmisión en los plazos requeridos podría tener diversos impactos en el sistema eléctrico, dependiendo del tipo de obra. Los atrasos constructivos podrían provocar problemas de congestiones en la red, aumento de costos operativos, problemas de seguridad de suministro, limitaciones en la integración de energías renovables, etc. Y, en particular, los atrasos en las redes zonales limitan la electrificación de la demanda y el desarrollo económico de las regiones.

El Gráfico 1.B.2 presenta la proporción respecto del total de las obras, de los porcentajes de atrasos de las obras de transmisión de acuerdo al tipo de obra.

**Gráfico 1.B.2**  
**Porcentajes de atraso de las obras de transmisión a septiembre de 2024<sup>9</sup>**



Las obras en construcción por aplicación del artículo 102 son las que presentan un menor porcentaje de atraso. De 14 obras, solo 6 están retrasadas, y todas ellas con

<sup>9</sup> Los porcentajes de atraso representan la diferencia entre el porcentaje de avance programado de la obra y el porcentaje de avance real de la misma.

un porcentaje de retraso de avance de las obras inferior al 10%. En contraste, las obras que presentan un mayor porcentaje de atraso son las de ampliación zonal. De un total de 104 obras, 101 presentan algún grado de atraso (97% del total), y de estas, 27 (26% del total) tienen un atraso respecto del avance programado superior al 50%, 45 (43% del total) entre el 20% y 50%, 23 (22% del total) entre 10% y 20%, y 6 menor al 10%. Le siguen las obras nuevas zonales, con el 82% de las obras en seguimiento presentando retrasos, las obras de ampliación nacional con 81% y las obras nuevas nacionales, con la mitad presentando algún grado de atraso.

Como se observa, existe una clara disparidad entre obras zonales y nacionales, y dentro de estos grupos, entre obras de ampliación y nuevas, siendo las primeras, en ambos casos, las que presentan más retrasos y siendo la diferencia incluso más evidente cuando se consideran los atrasos más extremos, superiores al 20% de lo programado.

Finalmente, cabe destacar que se han observado casos particulares en donde existen diversos atravesos de líneas existentes, lo que puede generar costos de transacción que retrasen la ejecución de las obras en cuestión. En particular, se ha informado por parte de diversos agentes del mercado que la Coordinación con empresas mineras es dificultosa. Por lo mismo, una forma de abordar esta creciente problemática, sería establecer de manera explícita en las propias bases de licitación reuniones de coordinación al inicio del proceso, para explicar las responsabilidades de cada involucrado en los atravesos, así como también delinear de manera más clara las obligaciones de los propietarios con los terceros involucrados

## **Acceso Abierto**

La conexión y el acceso a la red son conceptos fundamentales para la gestión de la infraestructura eléctrica. La conexión se refiere a la instalación física necesaria para vincular una parte interesada con la red, mientras que el acceso trata de los derechos para inyectar o extraer energía de la red. Estos conceptos, aunque se gestionan a través de procesos separados, están estrechamente ligados: sin acceso, la conexión pierde valor, y sin una conexión adecuada, el acceso es ineficaz. Este vínculo implica que los procesos de conexión deben considerar las limitaciones de la red para garantizar un acceso eficiente y sostenible.

De los últimos procesos de solicitud de acceso abierto realizados por el Coordinador, se han identificado dificultades en el mecanismo de solicitud de puntos de conexión por orden de llegada. Por un lado, según algunos desarrolladores, estos se relacionan con problemas en la plataforma empleada para realizar la solicitud de puntos de conexión; y por otra parte, desde la óptica de competencia,

está generando incentivos perversos a la especulación y/o acaparamiento, dando paso a la creación de un mercado secundario de puntos de conexión.

Debido a que se trata de un régimen de acceso abierto para un bien donde existe “rivalidad” desde la óptica económica, es necesario fortalecer el proceso de solicitud de antecedentes y la exigencia de requisitos para una solicitud de punto conexión, estableciendo criterios técnicos y no discriminatorios de selección para su asignación, entre otras medidas. De igual modo, establecer puntos o etapas vinculantes de supervisión y revisión del avance del proyecto durante el proceso de conexión, con el objetivo de identificar de manera temprana aquellos proyectos no fehacientes que den paso a aquellos proyectos en lista de espera que pueden iniciar su proceso de conexión.

En la tabla 1.B.3 se presentan los puntos de conexión que han recibido más de una solicitud de conexión en el segmento de transmisión nacional y zonal.

**Tabla 1.B.3**  
**Puntos de Conexión con más de una solicitud en instalaciones nacionales y zonales años 2023-2024. (al 16/sep/2024)**

<b>año</b>	<b>mes</b>	<b>Punto de Conexión</b>	<b>n° de solicitudes</b>
2023	enero	S/E Santa Rosa Sur 12 kV	2
2023	marzo	S/E El Laurel 23 kV	5
2023	marzo	S/E Fuentecilla 15 kV	2
2023	abril	S/E Laja 13,2 kV	2
2023	abril	S/E Los Varones 220 kV	2
2023	mayo	S/E El Laurel 23 kV	5
2023	junio	S/E Chicureo 23 kV	2
2023	julio	S/E Maipo 220 kV	2
2023	agosto	S/E Panimavida 13,2 kV	2
2023	septiembre	S/E Alto Bonito 23 kV	2
2023	septiembre	S/E Hualqui 220 kV	2
2023	septiembre	S/E Hualqui 220kV	3
2023	septiembre	S/E Hualte 66 kV	3
2023	septiembre	S/E Nueva Pozo Almonte 220 kV	5
2023	septiembre	S/E Nueva Pozo Almonte 220kV	2
2023	septiembre	SE Hualte 66kV	2
2023	octubre	S/E Carrera Pinto 220 kV	2
2023	octubre	S/E Nueva Pozo Almonte 220kV	2

<b>año</b>	<b>mes</b>	<b>Punto de Conexión</b>	<b>n° de solicitudes</b>
2023	octubre	S/E Puerto Varas 23 kV	3
2023	noviembre	Nueva S/E Litueche 110 kV	5
2023	noviembre	Nueva S/E Seccionadora Lullaillaco 500 kV	6
2023	noviembre	S/E Montenegro 13,2 kV	2
2023	noviembre	S/E Nueva Litueche 110 kV	2
2023	noviembre	S/E Santa Cruz 66 kV	2
2023	noviembre	S/E Seccionadora El Pimiento 220 kV	4
2023	noviembre	S/E Seccionadora Las Delicias 220 kV	15
2023	noviembre	S/E Tinguiririca 220 kV	2
2023	noviembre	Tinguiririca 220 kV	2
2023	diciembre	S/E Pan de Azúcar 220 kV	2
2024	abril	S/E Longavi 13.2 kV	2
2024	abril	S/E Los Varones 220 kV	2
2024	abril	S/E Valdivia 23 kV	2
2024	junio	S/E Agua Amarga 220 kV	2
2024	julio	S/E Monterrico 13,8 kV	3
2024	julio	S/E San Carlos 13,8 kV	2
2024	septiembre	S/E Copayapu 110 kV	2

Asimismo, se propone que el Coordinador pueda exigir al solicitante un polígono del proyecto -y un trazado preliminar de conexión- para asegurar, con esto, la factibilidad y la posición del solicitante en el punto de conexión. En adición, podría exigirse -como demostración de fehaciencia- algunos instrumentos legales que aseguren la viabilidad del proyecto (como contratos de arriendo, promesas de compraventa, etc.), o bien el establecimiento de boletas de garantía o multas progresivas según el tiempo que medie entre la solicitud del punto de conexión y su declaración en construcción y otros hitos relevantes, así como un costo compensatorio por el desistimiento de solicitudes.

Respecto del caso particular de las garantías, la actualmente asociada a caucionar los costos de conexión a las instalaciones del Transmisión de servicio público es distinta a la garantía que se debe presentar para la conexión a las instalaciones del sistema de transmisión dedicado. En la primera el costo es determinado a partir de una metodología indicada por el CEN, el cual generalmente define un valor bajo de garantía, lo cual no permite garantizar la seriedad de la propuesta y conlleva a que se produzca especulación, y/o una intención de venta de los puntos de conexión.

De esta manera -y con el fin de poder garantizar la seriedad de las propuestas-, en las boletas de garantía de conexión vía SAC debiese ser, al menos, similar al monto asociado a las conexiones por medio de SUCTD<sup>10</sup>, es decir, un 10% del valor de la inversión.

Si bien actualmente existe un procedimiento para tramitar las garantías por el régimen de acceso abierto, el Coordinador deja al arbitrio del transmisor o dueño de la infraestructura su cobro. Debido a ello, se recomienda establecer un proceso claro por el cual el CEN instruya su cobro cuando se cumplan determinadas exigencias o requisitos y, de este modo, evitar incómodas negociaciones o solicitudes de la devolución de estas boletas. También se recomienda condicionar la renovación de la misma, es decir, que sea responsabilidad del interesado renovar la vigencia de la boleta de garantía -o que la misma esté vigente durante todo el proceso- y, en caso de que éste no cumpla, se procederá a cobrar la boleta y se entenderá por desistida la solicitud de conexión. Lo anterior, por cuanto los cronogramas pueden ser modificados y no siempre se ha exigido la renovación de la boleta de garantía en tal situación.

A su vez, los seccionamientos en líneas de transmisión implican que instalaciones de las líneas existentes queden desconectados del sistema (lo que se agrava en instalaciones de mayor tensión como 500 kV) y dichos elementos desconectados se dejan de remunerar a través del cargo único, produciéndose un perjuicio económico para las empresas de transmisión, particularmente por aquellas instalaciones con pocos años de operación -y que no han alcanzado su vida útil o 5 periodos tarifarios-. Al respecto, se requiere que existan los incentivos para que, en caso de construirse una seccionadora, dicho proyecto afecte lo menos posible a las instalaciones existentes donde este se conecta, a través de requerimientos específicos de ingeniería; estableciendo una compensación, por ejemplo, en las bases de licitación de las obras; o bien, estableciendo que las adecuaciones en instalaciones existentes deban ser realizadas por sus propietarios.

Por otro lado, actualmente, la modificación de instalaciones existentes se encuentra contenida en el capítulo de acceso abierto del Reglamento, en el cual se indican que cuando las obras del plan de expansión se van a conectar a la red y es necesario realizar adecuaciones en las instalaciones existentes, éstas deben estar

---

<sup>10</sup> SUCTD: Solicitud de Uso de Capacidad Técnica Disponible; SAC: Solicitud de Autorización de Conexión. Ver Definición de criterios de cálculo, términos y condiciones de garantías en el régimen de acceso abierto, disponible en <https://www.coordinador.cl/desarrollo/documentos/acceso-abierto/aplicacion-del-regimen-de-acceso-abierto/procedimiento-interno-criterios-para-la-aplicacion-del-regimen-de-acceso-abierto/>

dentro del alcance de la obra. Eso genera que se deban realizar esas “adecuaciones” por parte de un tercero y no del propietario de las instalaciones existentes, generando problemas asociados a la seguridad y mantenimiento del sistema, debido a la multiplicidad de propietarios, y también se genera un perjuicio económico en el dueño de las instalaciones existentes que deben ser modificadas o reemplazadas por un tercero. Considerando todo lo anterior, es necesario analizar un cambio regulatorio para establecer que cualquier cambio o modificación en las instalaciones existentes deberían ser realizados por sus propietarios.

Todo lo señalado previamente, corresponde a medidas de corto plazo que podrían ser adoptadas para hacer más costosa la especulación y acaparamiento de los puntos de acceso, manteniendo la priorización por orden de llegada. Si bien esto último es la norma predominante para gestionar conexiones a nivel comparado, por ser un enfoque simple y transparente, presenta limitaciones en situaciones de alta demanda de capacidad como las que se han presenciado de forma incremental en el SEN. Por lo mismo, se encuentra en proceso la elaboración de una propuesta de cambio normativo donde no solo se considerarán las medidas previamente señaladas, sino que también otras alternativas de largo plazo para afrontar estos escenarios, como subastas u *open seasons*.

## 2. ANALISIS DEL MERCADO DE SSCC DE CONTROL DE FRECUENCIA

---

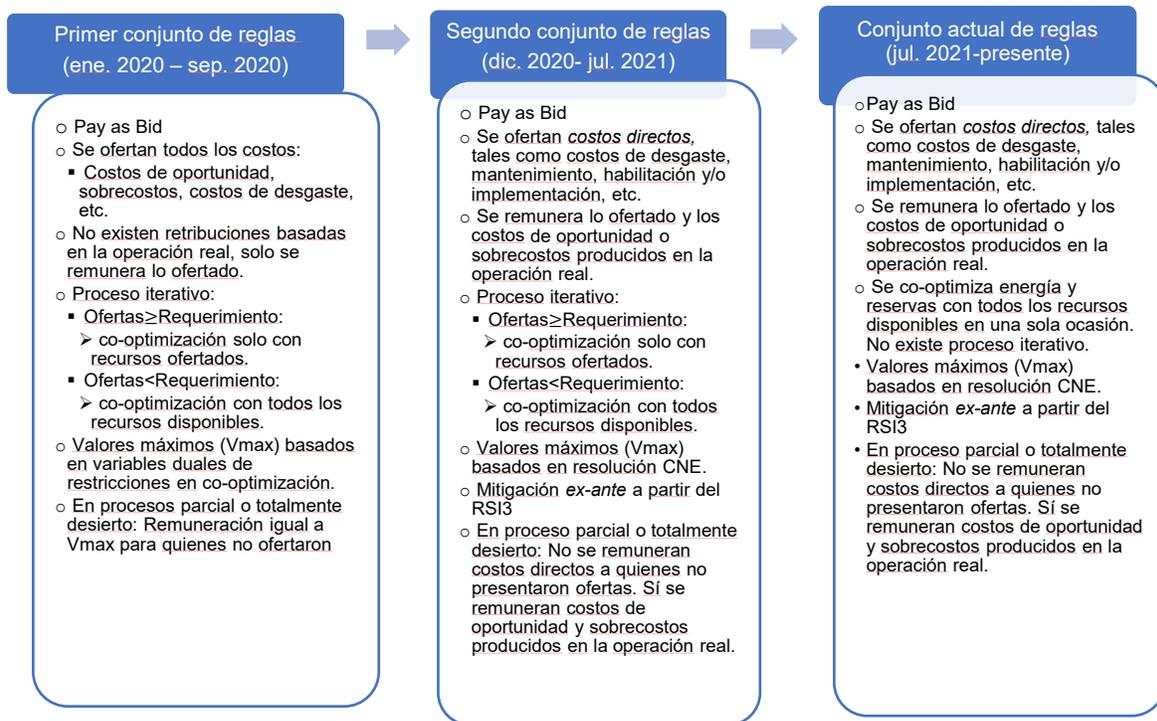
### A. ANTECEDENTES GENERALES

En la actualidad, los servicios complementarios de control primario de frecuencia (“CPF”) por sobrefrecuencia, secundario (“CSF”) de subida y bajada y terciario (“CTF”) de sub y sobrefrecuencia se materializan a través de subastas, debiendo ofertar los agentes participantes sus costos directos de prestación, tales como costos de desgaste, mantenimiento, habilitación y/o implementación, entre otros. Los costos de oportunidad, sobrecostos y costos de combustible adicional son calculados *ex post* y no deben ser ofertados. Asimismo, cumpliendo con el Artículo 35° y 18° del Reglamento de SSCC, energía y reservas son co-optimizados para determinar la adjudicación de los respectivos SSCC, considerando como recursos disponibles todas las unidades generadoras habilitadas para prestar los servicios en cuestión, según lo establecido en la versión vigente de las bases administrativas de subastas de SSCC de control de frecuencia<sup>11</sup>.

La evolución de las reglas de las subastas de SSCC de control de frecuencia (“CF”) se resume en el siguiente esquema, desde su introducción en enero de 2020, hasta la última modificación de las bases administrativas el 7 de julio de 2021.

---

<sup>11</sup> La última modificación fue realizada el 7 de julio de 2021, la cual actualizó la definición de proceso parcial o totalmente desierto en los siguientes términos: “Se declarará una subasta como total o parcialmente desierta, si como resultado de la cooptimización de energía y reservas, acorde a los criterios descritos previamente, la adjudicación resultante en un bloque horario específico considera en su totalidad o parcialmente configuraciones operativas que no hayan presentado una oferta válida o no hayan presentado oferta.”. Con ello, el proceso de co-optimización de energía y reservas dejó de ser iterativo o secuencial, considerando todo el parque disponible para la prestación de SSCC de control de frecuencia.



Con el conjunto actual de reglas de subastas, vigente desde el 7 de julio de 2021, se eliminó el riesgo innecesario que debían internalizar los participantes en sus ofertas, al no ser necesario estimar los costos marginales y aproximar los sobrecostos y costos de oportunidad que enfrentarían. Más aún, tal como puede constatarse en el Anexo B, asumiendo que el factor de desempeño es 1, lo cual depende exclusivamente de la empresa generadora, con el actual esquema de subastas 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.

Finalmente, cabe destacar que con el esquema actual no pueden existir “despachos forzados” de unidades por el solo hecho de haber presentado una oferta. Esto, por cuanto se consideran todas las unidades disponibles, hayan ofertado o no, para la co-optimización. De esta manera, si una unidad que no oferta no es despachada por energía ni servicios complementarios, quiere decir que su despacho sería ineficiente para el sistema, y ello no cambiaría por el solo hecho de presentar una

oferta, ya que todas las alternativas para proveer energía en conjunto con reservas están disponibles, y la combinación más económica para el sistema será seleccionada. Por tanto, para que una unidad de tales características sea despachada y adjudicada, debería cumplirse que el costo de desgaste ofertado sea menor al ofertado por la competencia, o al valor de referencia asignado a las unidades que no ofertaron, y que los sobrecostos y costos de oportunidad que se produzcan sean más que compensados por el ahorro en costos de desgaste.

Consecuentemente, teniendo en consideración que los costos de transacción para participar en las subastas son prácticamente nulos, solo deben registrarse en la plataforma respectiva y enviar las ofertas cumpliendo con los plazos respectivos, al menos las unidades actualmente habilitadas para la prestación de los SSCC y consideradas como disponibles en la programación de la operación, tienen incentivos a ofertar para asegurar la remuneración de costos de desgaste, la cual no recibirían de no ofertar y ser adjudicados, como ya fuese mencionado con antelación.

Ahora bien, en lo que respecta a centrales que actualmente no se encuentran habilitadas para la prestación de SSCC de CF, como las centrales ERV para los servicios de CPF y CSF, tanto de subida como bajada, se deben ponderar los diferentes incentivos que hay en juego, los cuales son descritos, a grandes rasgos, en la siguiente subsección.

## **B. INCENTIVOS ASOCIADOS A LA PARTICIPACIÓN EN EL MERCADO DE SSCC.**

Una materia relevante en relación con el mercado de SSCC de CF es la que se refiere a la creación de incentivos adecuados para promover la participación de los agentes y fomentar la competencia.

Luego de las reformas realizadas en el diseño original de las subastas de servicios de control de frecuencia, las unidades generadoras habilitadas para su prestación, y que se incluyen en la co-optimización del programa diario, tienen claros incentivos para participar en estas subastas, ya que las unidades adjudicadas solo serán remuneradas por concepto de costo de desgaste en caso de que hubieren presentado una oferta válida, mas no si fueren adjudicadas por instrucción directa.

Asimismo, las nuevas unidades que ingresen al sistema deben cumplir por norma con las condiciones técnicas que les permitan prestar SSCC, por lo que, dado que el costo de habilitación es un costo hundido una vez que entran en operación,

tendrían incentivos a participar por las mismas razones esgrimidas en el párrafo que antecede. Esto, claro está, asumiendo que los valores máximos estén correctamente representados.

En términos generales, los generadores reciben ingresos por energía, potencia y SSCC, y enfrentan costos asociados retiros de energía, de poseer contratos, y costos de operación. Si bien los “costos sistémicos” asociados a SSCC se distribuyen a prorrata de retiros entre los diversos generadores que participan en el balance de transferencias, algunos pueden trasladar dichos “pagos laterales” directamente a sus clientes, lo que significa que no tienen un incentivo directo claro para prestar los SSCC de manera eficiente, ya que son los clientes finales quienes asumen todo el costo de los SSCC y de la generación fuera de orden de mérito necesaria para que esos servicios se puedan ofrecer. En este sentido, este grupo de generadores enfrentaría el mismo conjunto de incentivos que aquellos que no poseen contratos y están expuestos en un 100% al mercado spot, al no hacerse cargo de dichos costos.

Por otro lado, los generadores que poseen retiros pero que no pueden trasladar esos costos a terceros porque sus contratos no lo permiten, como en el caso de los contratos de suministro a clientes regulados, sí podrían tener incentivos a prestar de manera eficiente los SSCC, ya que se verían directamente beneficiados. Esto es más evidente en horario solar con costo marginal igual a cero cuando existe “generación térmica reemplazable”, como generación con gas natural. En este caso, centrales renovables que ya se encuentren habilitadas, y además posean contratos de suministro, enfrentarían incentivos directos a participar en SSCC, ya que incluso podrían llegar a reemplazar dicha generación térmica en su totalidad, y con ello disminuir los sobrecostos.

Para ilustrar lo anterior, los ingresos y costos relacionados con SSCC de CF que enfrentan los generadores se pueden expresar de forma simplificada como sigue:

$$\pi_G = \left( \sum_{i \in G} (Of_i + PagosSSCC_i) \right) (1 - \alpha_G) - \left( \sum_{i \in G} (CD_i + CostosSSCC_i) + \alpha_G \sum_{j \in GT-G} (Of_j + PagosSSCC_j) \right)$$

Donde,

$G, GT$ : empresa  $G$ , y todas las empresas del sistema  $GT$ , incluyendo  $G$ ;

$Of_i$ : es la oferta adjudicada de la unidad  $i$ ;

$PagosSSCC_i$ : son los pagos recibidos por la unidad por concepto de costos de oportunidad, sobrecosto y combustible adicional;

$CD_i$ : es el verdadero costo de desgaste,

$CostosSSCC_i$ : costos de oportunidad, sobrecosto y combustible adicional (es igual al término  $PagosSSCC_i$ )

$\alpha_G$ : es la proporción de retiros de la empresa  $G$ .

Simplificando la expresión anterior, se tiene:

$$\pi_G = \sum_{i \in G} (Of_i - CD_i) - \alpha_G \left( \sum_{k \in GT} (Of_k + PagosSSCC_k) \right)$$

Esto es, para una empresa generadora que no posee contratos ( $\alpha_G = 0$ ), la expresión de ingresos se reduciría a  $\pi_G = \sum_{i \in G} (Of_i - CD_i)$ . Por lo tanto, no existirían incentivos a ser eficiente en la prestación de SSCC, ya que nunca asumirán directamente todos los costos de su prestación. Lo mismo sucede con empresas que, a pesar de poseer retiros, poseen cláusulas de traspaso de pagos laterales. En la práctica, ello actúa anulando el valor de  $\alpha_G$  en la ecuación de ingresos.

Por el contrario, de poseer contratos sin cláusulas de traspaso, los generadores efectivamente se harían cargo, en proporción a sus retiros, de los propios costos, así como también de los costos del resto del sistema, teniendo incentivos, por tanto, de disminuir su valor. En este caso, no se trataría de un incentivo directo reflejado en un pago, sino que, en una disminución de costos, lo que, evidentemente, es equivalente a poseer un ingreso de la misma cuantía, y finalmente es equivalente a un flujo positivo en términos financieros.

Debido a que la resolución de valores máximos de la CNE establece precios diferenciados por tecnología, en general la obtención de “rentas de eficiencia” entre diversas tecnologías se ve mitigada, y por lo tanto los flujos de ingresos directos que puedan ser capturados por los participantes se ven limitados. Con motivo de aquello, diversos agentes del mercado han propuesto realizar modificaciones de corto plazo al esquema actual de SSCC, con tal de poder asegurar un flujo de ingresos a quienes invierten en nuevas tecnologías, como baterías, y así viabilizar financieramente los proyectos. Las propuestas van desde pasar de un esquema *Pay as Bid* a uno de precio uniforme, también conocido como *Pay as Clear*, a implementar contratos de largo plazo, ya sea contratos “tradicionales” o contratos por diferencias (CfD), y así permitir un flujo estable de ingresos en el largo plazo, lo que se haría cargo de la imposibilidad de poder capturar directamente rentas

asociadas a la disminución de sobrecostos y costos de oportunidad que enfrenta el sistema.

Respecto de pasar de *Pay as Bid* a *Pay as Clear*, se debe tener en consideración que este último derivaría en una asignación eficiente de recursos en caso de que los agentes revelen sus verdaderos costos directos para la prestación de servicios complementarios en las ofertas. Sin embargo, este supuesto no se cumpliría necesariamente en la práctica, ya que existen unidades térmicas que han sido adjudicadas con un costo de desgaste igual a cero.

En este caso, con el actual sistema *Pay as Bid*, una oferta de cero podría resultar en el despacho de la unidad en caso de que el “ahorro” del costo directo de SSCC sea mayor al aumento de costo de operación gatillado por esta acción, por lo que el sistema vería un menor costo en general, y la unidad oferente enfrentaría de manera efectiva el *trade-off* entre no recibir remuneración por costo de desgaste y enfrentar un mayor costo de ciclado en el mercado de la energía<sup>12</sup>.

Con un esquema *Pay as Clear*, no obstante, el generador del escenario precedente solo enfrentaría dicho *trade-off* en caso de que todos los actores adjudicados hubiesen ofertado cero de igual manera, al resultar de este escenario un precio de remuneración igual a cero. En caso de que ello no sucediera, recibiría como remuneración el precio adjudicado más alto, por lo que el despacho se vería modificado en comparación a un escenario en donde se revelara el verdadero costo, sin que el ahorro en el costo de SSCC se vea materializado en la realidad.

En un escenario de recortes, también pueden existir incentivos para centrales ERV a ofertar cero para servicios de bajada, y con ello aumentar su colocación, al respetarse la adjudicación del servicio respectivo. Esto sucedería en el caso de, por ejemplo, poseer contratos que comprometen generación, y el castigo por una menor generación sea mayor que el no recibir remuneración por el costo directo de prestar el servicio<sup>13</sup>.

Cabe destacar, sin embargo, que en ambos casos se trata de un escenario particular debido a la combinación de un mercado de ofertas en SSCC y de costos auditados en el mercado de energía. De existir un mercado de ofertas en energía,

---

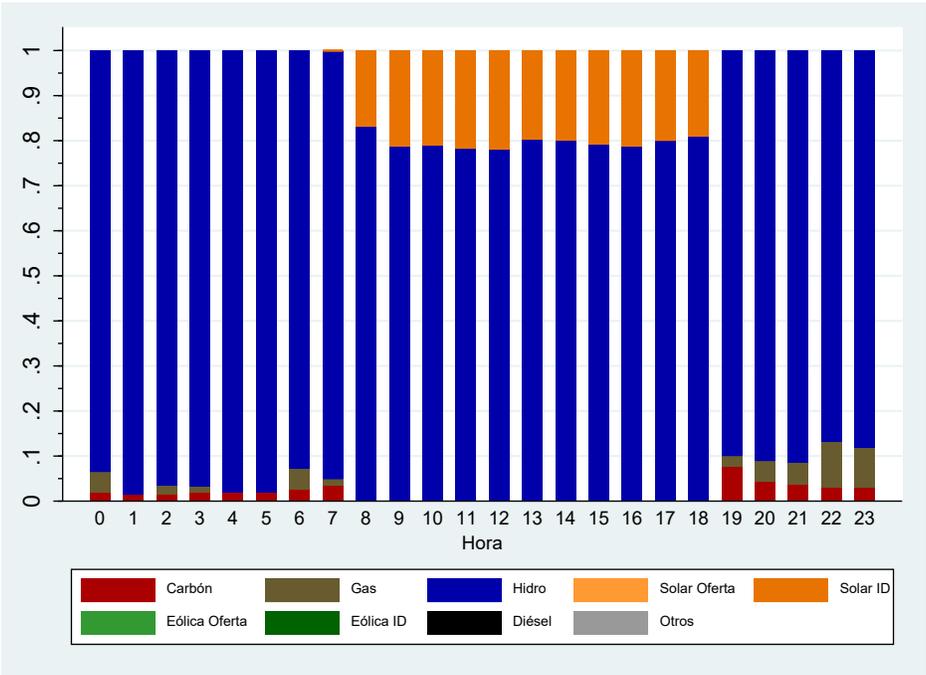
<sup>12</sup> Cuando se hace referencia a despacho, puede ser el no detener una unidad en horario solar, incluso ante eventos de vertimiento, así como también el encender una unidad que no estaba generando. En ambos casos, la co-optimización internaliza los costos de partida y detención.

<sup>13</sup> Una forma de abordar estos incentivos podría corresponder a permitir la transferencia de recortes entre unidades generadoras que se conecten a un conjunto de barras que defina el propio Coordinador como sustituibles.

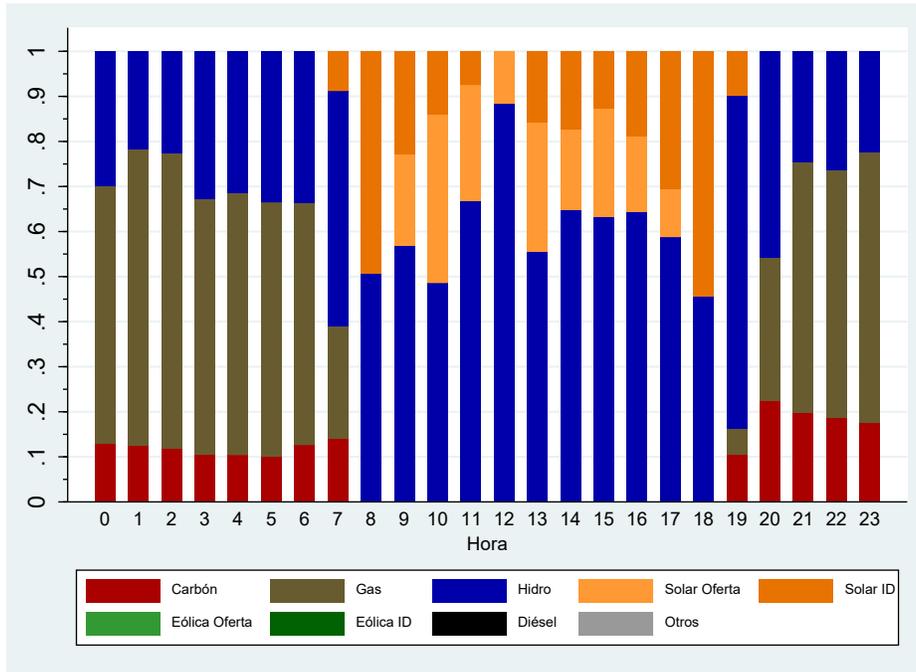
incluso en la situación planteada sería más eficiente un esquema *Pay as Clear*, ya que los competidores podrían responder con sus ofertas en el mercado de la energía, y la propia unidad térmica podría internalizar en su oferta de manera directa, por ejemplo, los costos de ciclado adicionales que podría enfrentar en el mercado de la energía, o cualquier otro costo de oportunidad que la empresa oferente considere pertinente, y las centrales ERV podrían internalizar en sus ofertas el costo del castigo por generar menos de lo comprometido en sus contratos.

Huelga destacar que el escenario descrito para las centrales térmicas puede ser contrarrestado por generadores ERV participando en la prestación de SSCC en horario solar, tal como ha sido evidenciado en las adjudicaciones entre el 21 de octubre de 2024 y 31 de octubre de 2024, donde no existieron centrales térmicas asignadas para la prestación de SSCC de control de frecuencia de ningún tipo durante horario solar, llegando incluso a ser adjudicadas centrales ERV en un 100% en las horas 14 a 16 (ver Gráficos 2.B.1 a 2.B.6).

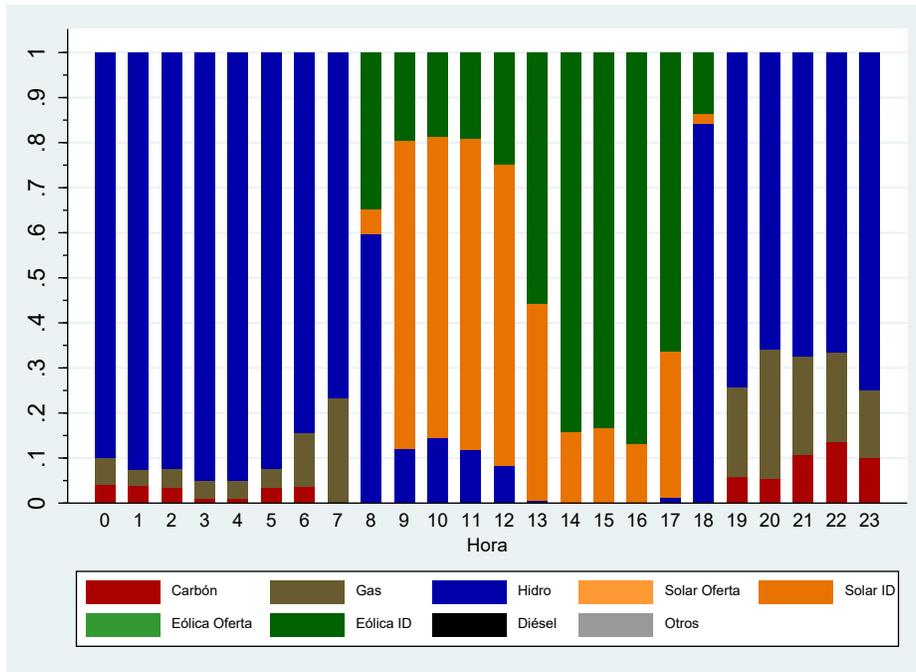
**Gráfico 2.B.1**  
**Proporción adjudicación horaria acumulada por tecnología CPF+**  
**21 octubre 2024- 31 noviembre 2024**



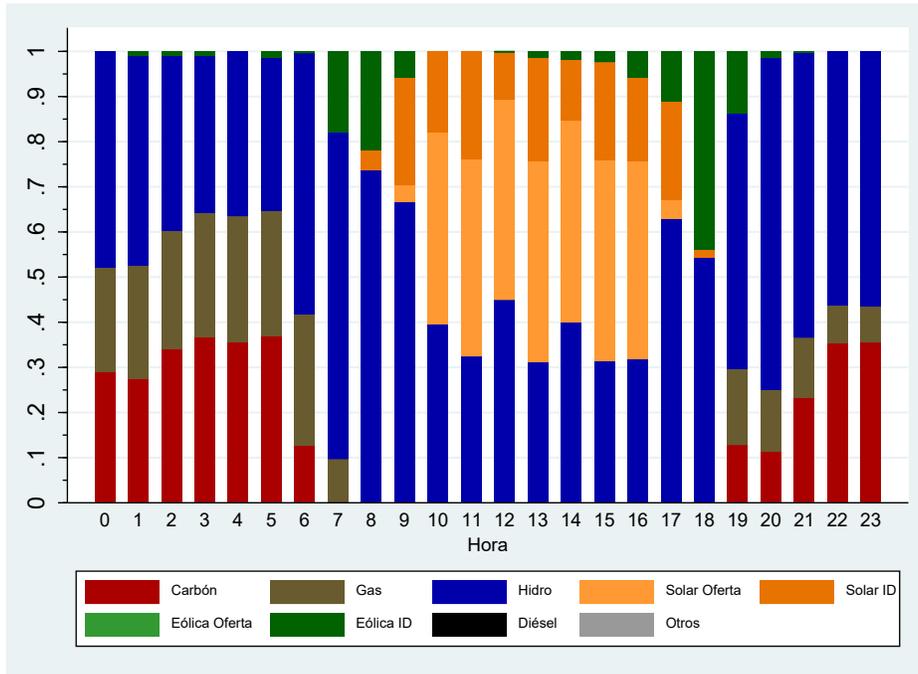
**Gráfico 2.B.2**  
**Proporción adjudicación horaria acumulada por tecnología CPF-**  
**21 octubre 2024- 31 noviembre 2024**



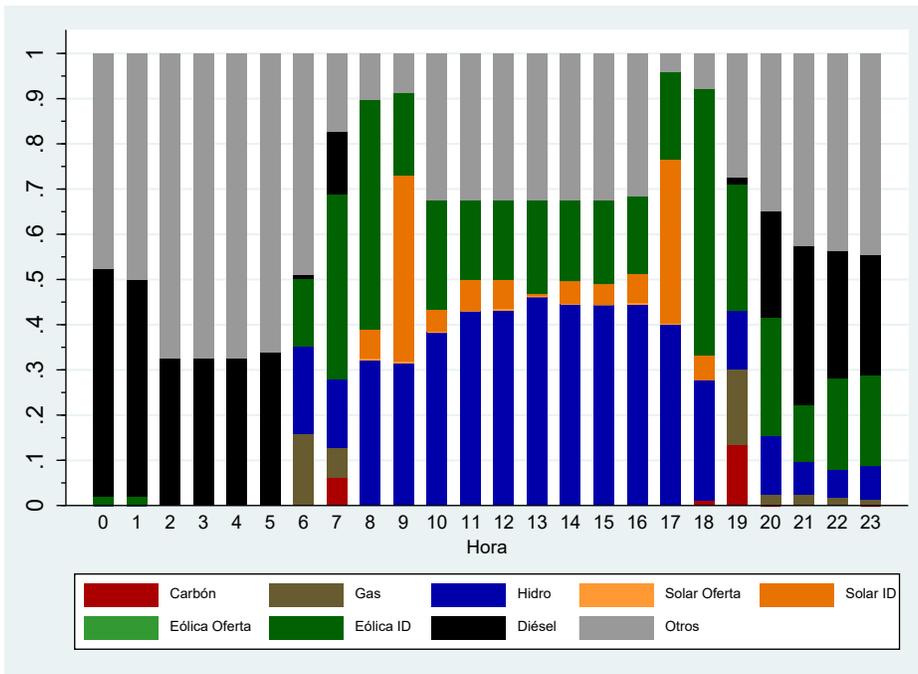
**Gráfico 2.B.3**  
**Proporción adjudicación horaria acumulada por tecnología CSF+**  
**21 octubre 2024- 31 noviembre 2024**



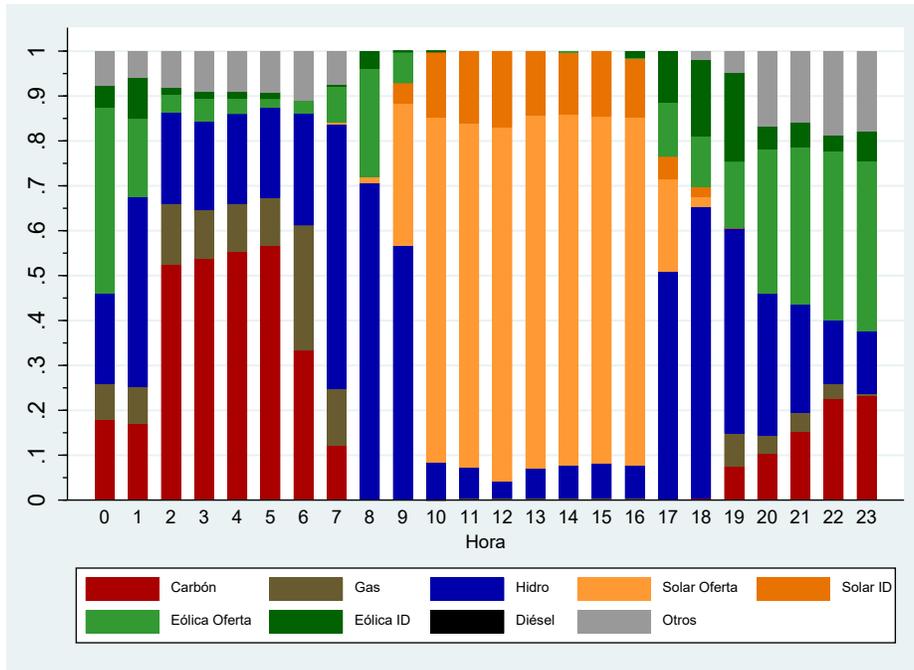
**Gráfico 2.B.4**  
**Proporción adjudicación horaria acumulada por tecnología CSF-**  
**21 octubre 2024- 31 noviembre 2024**



**Gráfico 2.B.5**  
**Proporción adjudicación horaria acumulada por tecnología CTF+**  
**21 octubre 2024- 31 noviembre 2024**



**Gráfico 2.B.6**  
**Proporción adjudicación horaria acumulada por tecnología CTF-**  
**21 octubre 2024- 31 noviembre 2024**



Asimismo, al ser un requisito para la entrada en operación el estar habilitado y verificado para la prestación de todos los servicios complementarios, el escenario presentado en los gráficos previos debería ser el más común en el futuro<sup>14</sup>.

A mayor abundamiento, se debe tener en consideración el proceso de verificación de centrales que actualmente se encuentran en operación. Al respecto, el Coordinador informó sobre la actualización del cronograma de verificación de SSCC en instalaciones existentes de Generación y Almacenamiento a través carta DE 05006-24 del 30 de septiembre de 2024<sup>15</sup>. De un total de 119 unidades ERV contenidas en el cronograma (51 eólicas y 68 solares), se espera que 97 entreguen el informe respectivo al Coordinador a diciembre de 2025. (40 eólicas y 57 solares).

Esta verificación masiva aseguraría que cualquier oferta igual a cero de parte de centrales térmicas pueda ser desafiada por centrales ERV, razón por la que resulta pertinente revisar la estructura de valores máximos contenidas en las resoluciones

<sup>14</sup> 39 proyectos ERV con fecha programada de entrada en operación entre julio de 2024 y diciembre de 2025 deberían estar habilitados para la prestación de SSCC. De ellos, 15 corresponde a tecnología solar, 12 a solar+BESS, 9 a tecnología eólica y 3 a eólica+BESS.

<sup>15</sup> También se han emitido diversas comunicaciones solicitando el inicio del proceso de verificación y reiterando dicha solicitud en los casos correspondientes, por ejemplo, a través de las cartas DE 05701-23, DE01170-24, DE02742-24 y DE04674-24

exentas respectivas de la CNE, así como también la estructura de remuneración contenida en el Informe de Definición de Servicios Complementarios vigente<sup>16</sup>.

En cuanto a los contratos de largo plazo, las observaciones realizadas previamente sobre la inexistencia de incentivos para la prestación eficiente de SSCC, seguirán siendo válidas mientras exista la posibilidad de traspasar directamente los costos de su prestación a los clientes. En efecto, si las licitaciones de largo plazo se basaran en ofertas que incluyeran componentes de costos de oportunidad y sobrecostos, como en el esquema antiguo de subastas de SSCC de CF<sup>17</sup>, en vez de solo observar  $\pi_G = \sum_{i \in G} (Of_i - CD_i)$  quienes no poseen contratos o tienen cláusulas de *passthrough*, enfrentarían  $\pi_G = E(\sum_{i \in G} (Of_i - CD_i - CostosSSCC_i))$ .

En caso de un agente neutral al riesgo, y asumiendo que en promedio los errores de pronósticos convergen a cero, el resultado en el largo plazo sería equivalente a la existencia de pagos laterales para los componentes de sobrecostos, costos de oportunidad y combustible adicional. Sin embargo, un agente averso al riesgo valorará los peores casos, que serían derivados de la diferencia entre costos estimados y efectivos que dan origen a  $CostosSSCC_i$ , y evaluaría su oferta acorde, derivando ello en un mayor valor ofertado con tal de compensar la ocurrencia de los peores escenarios<sup>18</sup>.

Por supuesto, este escenario siempre será peor, en términos de precios observados, que eliminar el riesgo y realizar los pagos asociados a  $CostosSSCC_i$  basado en la operación real y retribuir los costos en los que efectivamente se incurrió para la prestación de los servicios, que es efectivamente lo que se realiza en otros mercados, pagando el costo de oportunidad observado según las ofertas

---

<sup>16</sup> Una propuesta de cambio normativo está siendo desarrollada al respecto.

<sup>17</sup> Al respecto, ver Capítulo 5 del Informe de SSCC disponible en [https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2020/09/2020.09.17-Informe\\_SSCC\\_2020.pdf](https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2020/09/2020.09.17-Informe_SSCC_2020.pdf), donde se analiza la evolución del mercado de SSCC con el esquema antiguo de subastas, donde se debía internalizar tanto costos de oportunidad como potenciales sobrecostos en las ofertas, y se entregan los argumentos de por qué se debió cerrar el mercado. Asimismo, ver Capítulo 5 de la versión de diciembre de 2020 del Informe de SSCC, disponible en [https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2020/12/2020.12.11-Informe\\_SSCC\\_2020.pdf](https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2020/12/2020.12.11-Informe_SSCC_2020.pdf), para revisar las condiciones habilitantes que se observaron para volver a subastar los SSCC.

<sup>18</sup> En general, los agentes maximizan el valor esperado de sus utilidades, lo que se puede representar, a modo de ejemplo, como  $\max(1 - \mu)E(X) + \mu\rho(X)$ ,  $\mu \in (0,1)$ , donde  $\mu$  es el parámetro de ponderación de riesgo y  $\rho(X)$  es la medida de riesgo, que usualmente se modela como *CVaR (Conditional Value at Risk)*. En este caso, un agente neutral al riesgo sería equivalente a  $\mu = 0$ , donde la medida de riesgo no sería tomada en consideración y la decisión se basaría solo en el retorno esperado, mientras que uno completamente averso al riesgo estaría representado por  $\mu = 1$ , indicando que solo la medida de riesgo tiene relevancia.

recibidas<sup>19</sup>. Ello, debido a que existen agentes aversos al riesgo, y los errores de pronósticos de cada agente podrían no converger a cero en el largo plazo.

Como se trataría de contratos de largo plazo, el nivel de incertidumbre es evidentemente superior. Mientras mayor es el período de estimación, mayor es la incertidumbre y el error de pronóstico. Por lo tanto, esto podría dar origen incluso a distorsiones mayores a las observadas en el diseño original de subastas implementado el año 2020.

Más aún, los contratos de largo plazo forzarían el despacho de centrales incumbentes que fueran adjudicadas, pudiendo resultar en una asignación ineficiente de recursos en el mercado de la energía con repercusiones en su estructura competitiva, sin posibilidad de contrarrestar dichos efectos por parte del resto de los agentes del mercado.

Ahora bien, si las licitaciones de largo plazo solo se trataran de costos directos, como los de desgaste, si bien la distorsión gatillada por la incertidumbre asociada a la estimación de los costos marginales desaparecería, el último escenario descrito no cambiaría, ya que también derivaría en el despacho forzado de centrales. En este caso la posibilidad de manipular el mercado de energía a través de SSCC sería incluso mayor, ya que centrales que no son despachadas normalmente podrían ser forzadas en su despacho para cumplir con el contrato de largo plazo, sin necesidad de competir por los sobrecostos y costos de oportunidad esperados en el proceso de licitación.

De esta forma, cuando se trata de servicios para los cuales existe capacidad disponible en el sistema, los contratos de largo plazo para prestación de SSCC podrían distorsionar el equilibrio competitivo del mercado, ya sea que estos incluyan costos de oportunidad y sobrecostos en las ofertas o no, al ser forzado el despacho de las unidades. En caso de no forzar su despacho, entonces se trataría de una solución ineficiente, ya que implicaría tener que pagar sobrecostos, costos de oportunidad, costos de desgaste, etc. a las unidades que efectivamente están prestando el servicio y a las que fueran adjudicadas en la licitación de largo plazo. Incluso si se consideraran contratos por diferencia (CfD), las ineficiencias señaladas no desaparecerían. En caso de que no sea obligatorio pagar lo ofertado en la licitación de largo plazo, entonces se perdería su propósito.

---

<sup>19</sup> Una vez más, los componentes de las ofertas en el esquema antiguo en comparación con el esquema nuevo son presentados en el Anexo A y B.

Lo anterior no quiere decir que los contratos de largo plazo no tengan lugar en la provisión de SSCC, pero, tal como sucede en la experiencia comparada, estos se utilizan para servicios o necesidades de otra naturaleza. El propio Coordinador llevó a cabo un proceso de licitación de largo plazo de potencia de corto circuito, al haber previsto la escasez de recursos para la operación segura del SEN en el futuro; y un eventual requerimiento de CRF determinado no por motivos técnicos, sino que económicos, podría ser implementado a través de licitaciones de largo plazo.

Más aún, se debe tener presente que este tipo de propuestas ha nacido, primordialmente, para poder facilitar la integración de baterías al sistema, ya que, se argumenta, para hacer rentable su instalación, se necesitan diversas fuentes de ingresos, no solo el arbitraje de energía. No obstante, la experiencia de CAISO muestra que, si bien gran parte de los SSCC de control de frecuencia son prestados por baterías, el año 2023 menos del 20% de la capacidad de las baterías fue programada para la prestación de estos servicios<sup>20</sup>, y todas compiten en el mercado sin tener rentas aseguradas, por lo que esto no sería condición necesaria para su masificación.

Por la misma razón, pretender incentivar la inversión en nuevas tecnologías a través de SSCC utilizando estos mecanismos, con el riesgo de distorsionar el equilibrio del mercado de energía, es una medida no recomendable de adoptar. Es preferible para esto, considerar incentivos generales asociados a aportes de atributos al sistema, sin “seleccionar un ganador” a través de licitaciones por tecnologías específicas, ya sea mediante requisitos técnicos a cada unidad generadora, y que el mercado decida por sí mismo cómo satisface dichos requisitos; a través de pagos por potencia que estén asociados a dichos atributos; licitaciones de suministro de clientes regulados que exijan generación las 24 horas, etc. Un efecto de esto es que el sistema contaría con mayores recursos para la prestación de SSCC de CF sin distorsionar el equilibrio de corto plazo.

Por otra parte, una vía alternativa para aumentar los recursos disponibles y la eficiencia en la prestación de SSCC de CF, es facilitar la participación de los agentes que se hacen cargo directamente de sus costos, esto es, la demanda. De existir rentas suficientes asociadas a la prestación de SSCC en el programa diario<sup>21</sup>, donde

---

<sup>20</sup> Al respecto, ver <https://www.caiso.com/documents/2023-special-report-on-battery-storage-jul-16-2024.pdf>

<sup>21</sup> Debido a que la adjudicación de SSCC es resultado de la programación de la operación, las “rentas disponibles” que podría observar la demanda corresponderían al diferencial de costos de operación entre un escenario con y sin SSCC. A modo ilustrativo, si se considera un caso extremo simplificado sin probabilidades de activación, donde todos los servicios de bajada son adjudicados a centrales a

se adjudica a los prestadores, los agentes de la demanda para los cuales los pagos laterales son significativos podrían tener incentivos a participar. Esto, a su vez, entregaría nuevas vías a los generadores para rentabilizar sus inversiones en almacenamiento, pero en un contexto de incentivos alineados para la reducción efectiva de pagos laterales, más que solo para la apropiación de rentas, sin ganancias de eficiencia de por medio. Con la participación de la demanda, también se conseguiría fomentar una mezcla de propiedad en medios de almacenamiento, lo cual podría ser beneficioso desde un punto de vista de bienestar social, debido a los diferentes incentivos para consumidores y generadores detrás de la inversión en este tipo de tecnología<sup>22-23</sup>.

En definitiva, son los agentes quienes deben internalizar sus propios niveles de aversión al riesgo, y con ello determinar si es conveniente o no invertir para disminuir los costos que enfrentan, mas no el Coordinador, quien no puede internalizar dentro de sus decisiones de operación del sistema los niveles de aversión al riesgo de cada agente por separado.

Con el fin de determinar los incentivos asociados a la participación de la demanda, se está realizando un estudio que estima las rentas que estarían implícitas en el *unit commitment* para ver si estas serían suficientes para incentivar la participación de la demanda, y si esta finalmente podría desplazar algunos recursos de generación a través de la prestación de estos servicios.

En la siguiente subsección, se presenta la evolución de las adjudicaciones y ofertas de los SSCC de CF desde el año 2023 hasta el primer semestre de 2024.

---

potencia máxima, y todos los de subida a centrales que se encuentran a mínimo técnico por restricciones de seguridad, incluso en un escenario sin SSCC los costos de operación continuarían siendo los mismos, por lo que las rentas disponibles para ser capturadas por la demanda serían inexistentes.

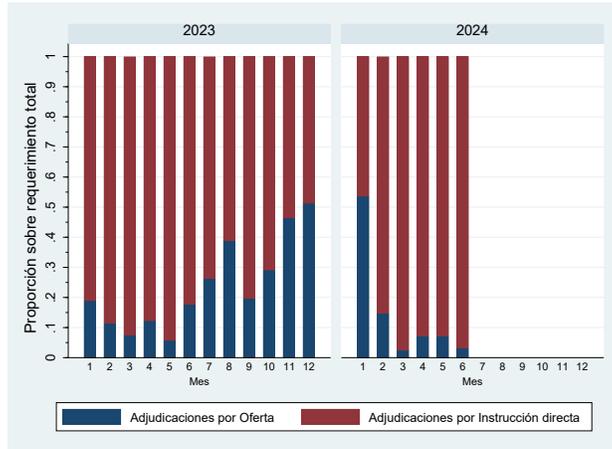
<sup>22</sup> A modo de ejemplo, ver Sioshansi, R. (2010). Welfare Impacts of Electricity Storage and the Implications of Ownership Structure. *The Energy Journal*, 31(2), 173–198.

<sup>23</sup> La participación de la demanda no solo puede verse materializada a través de la disminución de carga propiamente tal, sino que también a través de la disminución de carga observada por el sistema, supliendo la generación con medios propios, ya sea almacenamiento o cualquier otra tecnología.

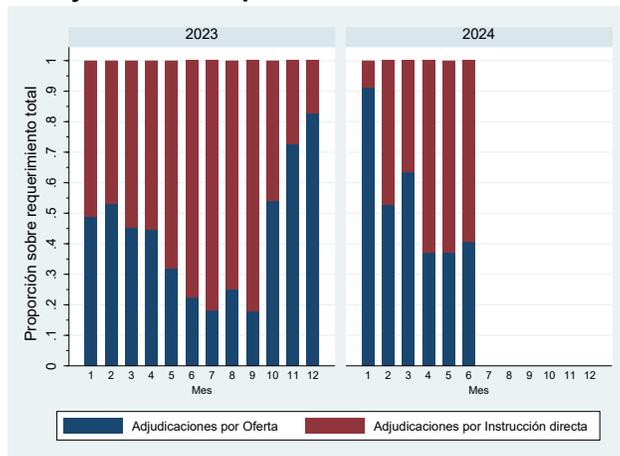
## C. EVOLUCIÓN SSCC CF 2023- PRIMER SEMESTRE 2024

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

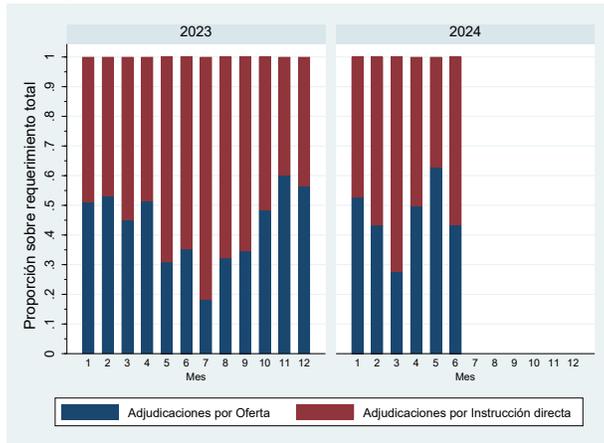
**Gráfico 2.C.1**  
**Proporción adjudicaciones por subastas e instrucción directa CPF-**



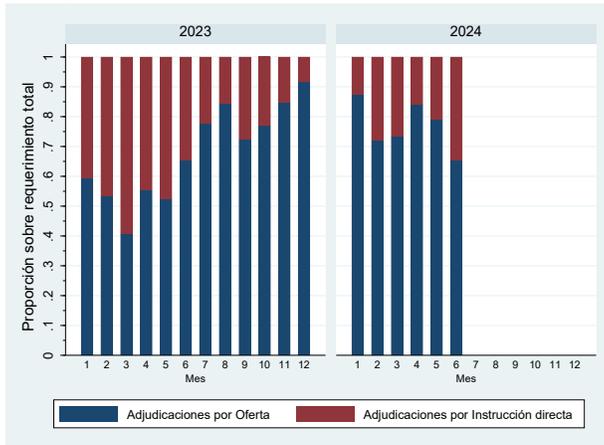
**Gráfico 2.C.2**  
**Proporción adjudicaciones por subastas e instrucción directa CSF+**



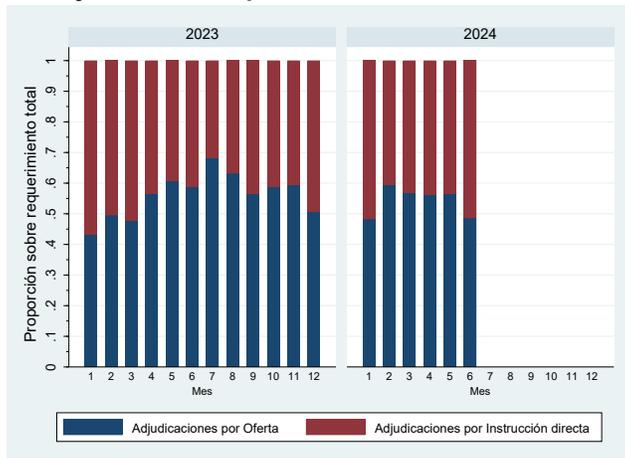
**Gráfico 2.C.3**  
**Proporción adjudicaciones por subastas e instrucción directa CSF-**



**Gráfico 2.C.4**  
**Proporción adjudicaciones por subastas e instrucción directa CTF+**



**Gráfico 2.C.5**  
**Proporción adjudicaciones por subastas e instrucción directa CTF-**



Como se observa, las adjudicaciones para el servicio de CPF- siguen siendo en su mayoría por instrucción directa, habiendo mostrado una baja significativa las asociadas a ofertas a partir del mes de febrero de 2024. El CSF de subida también sufrió una baja ostensible de las adjudicaciones por ofertas a partir del febrero, pero a diferencia del control primario, este cambio se produjo desde más de 90% en enero de 2024 a alrededor del 50% en febrero y marzo, para estabilizarse alrededor de 40%. A pesar de dicha baja, la proporción de adjudicaciones fue superior a la observada en el mismo período del año previo, con excepción del mes de abril. En cuanto al CSF de bajada, la proporción de adjudicaciones por ofertas se mantuvo entre 30% y 60%, con un promedio levemente superior al del primer semestre del año 2023. Por su parte, tanto el CTF de subida como de bajada mantuvieron una proporción de adjudicación por ofertas similar a la de los últimos meses del año 2023, entre 70% y 90% en el primer caso, y cercana al 60% en el segundo, siendo superior a lo observado durante el primer semestre del año anterior en ambos casos.

Cabe hacer notar que la circunstancia de que algunos servicios hayan sido adjudicados mayoritariamente por ID, como el de CPF-, **no es una muestra de falta de competitividad potencial en el mercado**, ya que esta se ve reflejada en la habilidad de un agente particular para alterar el precio de equilibrio, y el resultado de un proceso declarado desierto o parcialmente desierto converge al de instrucción directa al considerar la co-optimización la totalidad del parque habilitado para la prestación de SSCC, independiente de si presentaron ofertas o no. Asimismo, existen medidas de mitigación que limitan los potenciales abusos que podrían ocurrir en las ofertas de costos de desgaste.

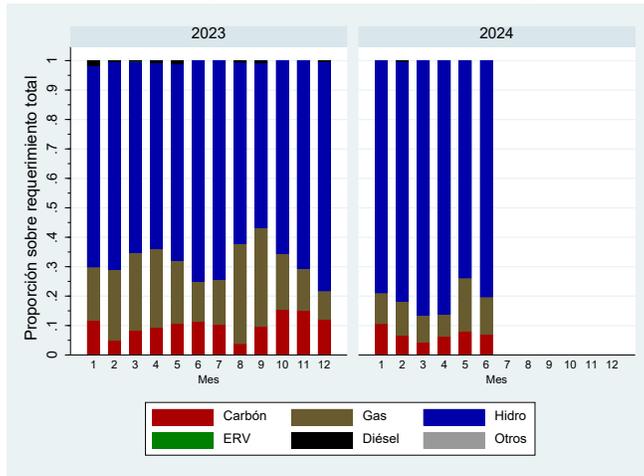
En cuanto a las adjudicaciones por tecnología, se muestra en los siguientes gráficos que en su mayoría correspondieron a unidades hidráulicas para CPF y CSF, mientras que para CTF- fueron las centrales ERV las adjudicadas en mayor proporción, con excepción del mes de junio, en donde las centrales hidroeléctricas concentraron una mayor adjudicación. El CTF+, por su parte, concentró en su mayoría adjudicaciones de centrales diésel, debido a que en el caso de CTF+ pueden ser asignadas “reservas en frío”.

Un hecho destacable respecto de CTF+, es que desde mayo de 2024 comenzaron a ser adjudicadas centrales ERV al haber comenzado a incluirlas en la programación, incluyendo además en la co-optimización una probabilidad de activación, lo cual es necesario para que sea efectiva su inclusión, ya que de lo contrario no serían adjudicadas frecuentemente fuera de horario solar, al ser más barato disminuir la generación de centrales con costo variable mayor para mantener

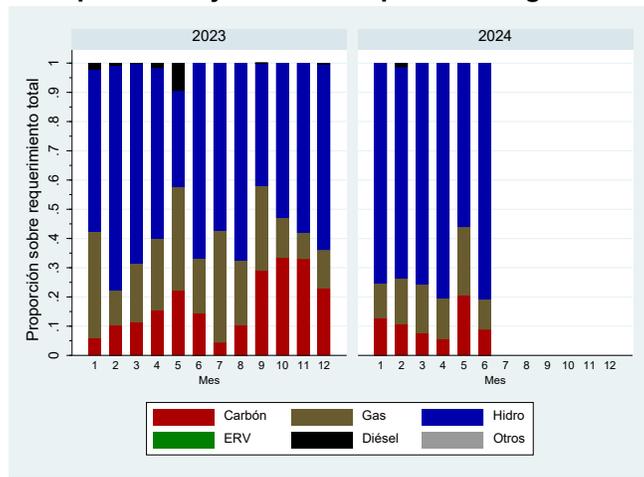
las reservas; y durante períodos de costo marginal cero, la asignación sería prácticamente aleatoria, al ser el costo de la reserva el mismo para las diferentes tecnologías. Al incluirse una probabilidad de activación, durante escenarios de recorte de energía renovable, siempre será más barato para el sistema asignar una central de costo cero, mientras que, en el resto de los escenarios, tendrían una mayor probabilidad de ser adjudicadas.

Asimismo, si bien no se integra dentro de las estadísticas presentadas en los gráficos, menester resulta destacar que, desde octubre de 2024 comenzaron a ser adjudicadas centrales ERV para la prestación de todos los servicios.

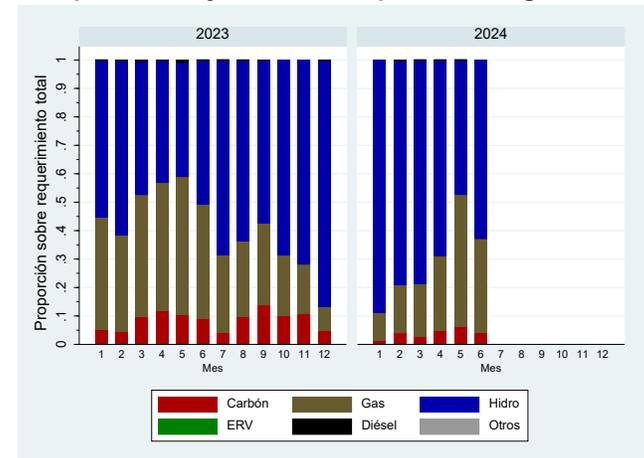
**Gráfico 2.C.6**  
**Proporción adjudicaciones por tecnología CPF+**



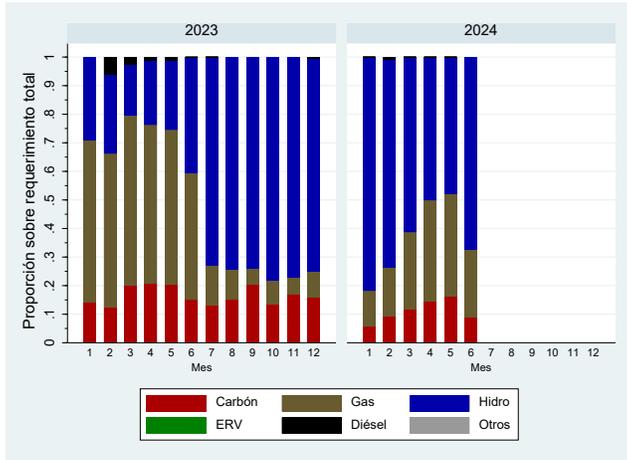
**Gráfico 2.C.7**  
**Proporción adjudicaciones por tecnología CPF-**



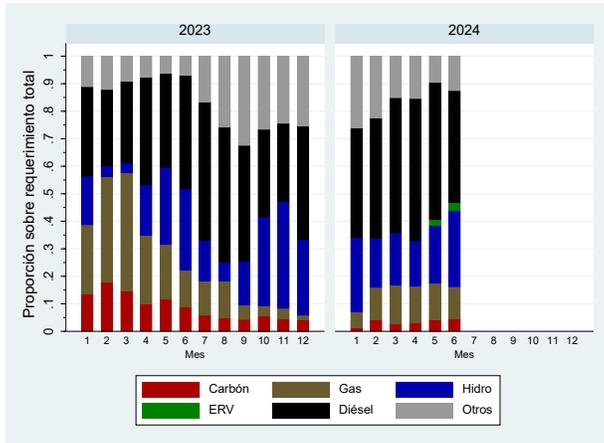
**Gráfico 2.C.8**  
**Proporción adjudicaciones por tecnología CSF+**



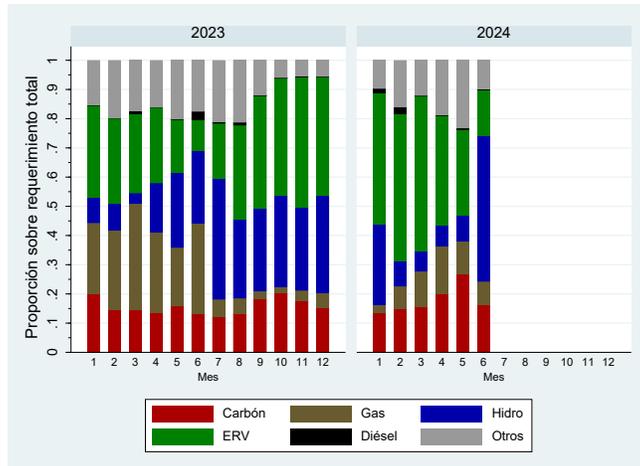
**Gráfico 2.C.9**  
**Proporción adjudicaciones por tecnología CSF-**



**Gráfico 2.C.10**  
**Proporción adjudicaciones por tecnología CTF+**

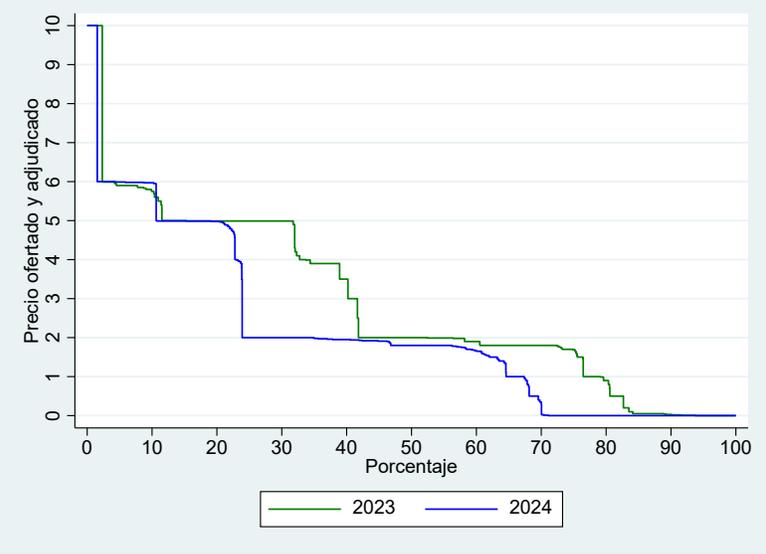


**Gráfico 2.C.11**  
**Proporción adjudicaciones por tecnología CTF-**

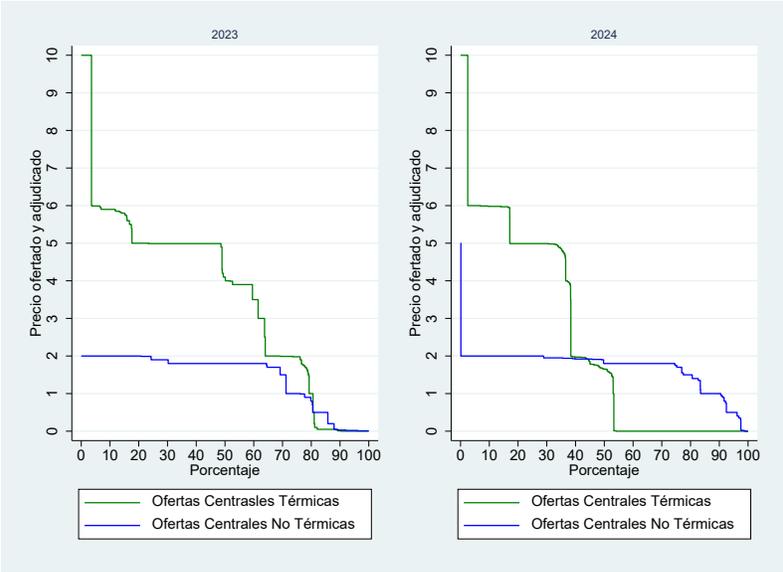


En cuanto a precios ofertados y adjudicados, la distribución general para todos los servicios se puede apreciar en el siguiente gráfico. Como se observa, existió una leve disminución de valores extremos durante el año 2024, y una disminución significativa de los precios en el rango entre 2 y 5 USD/MW o USD/MWh, principalmente debido a mayores ofertas adjudicadas con valor 0. Dicho cambio se vio primordialmente motivado por el comportamiento de las ofertas de unidades térmicas.

**Gráfico 2.C.12**  
**Curva duración ofertas adjudicadas 2022-1er semestre 2023**



**Gráfico 2.C.13**  
**Curva de duración ofertas adjudicadas por tecnología térmica y no térmica**



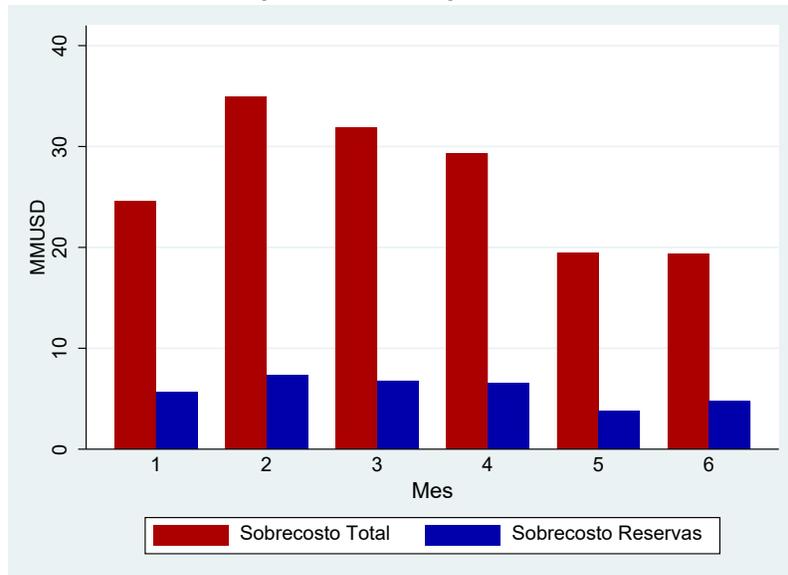
Cabe destacar que el número de centrales térmicas que fueron adjudicadas a un valor de 0 USD aumentó respecto del año 2023, encontrándose dentro de estas: Campiche, Candelaria 1, Candelaria 2, CMPC Cordillera, CMPC Laja, CMPC Pacífico, Nehuenco 1, Nehuenco 2, Nueva Ventanas, Quintero, San Isidro 2 y Santa Fe, pero su despacho no puede ser atribuido exclusivamente a su oferta por valores reducidos de SSCC, y en caso de ocurrir por dicha razón, al tratarse de un esquema *Pay as Bid*, los menores costos de las ofertas se traspasan de manera efectiva a los clientes que poseen cláusulas de *pass-through*, así como a los generadores que poseen retiros y deben asumir los costos de los servicios directamente. En cuanto a los potenciales sobrecostos derivados del despacho de estas centrales, los producidos en horario solar podrían ser desafiados por parte de los actores que se beneficiarían de aquello, como empresas que posean retiros, sobre todo aquellas con activos de generación ERV.

A modo ilustrativo, en el gráfico 2.C.14, en rojo, se presentan los sobrecostos de generación totales, incluidas las reservas, asociados a las centrales que prestaron algún servicio complementario, que son los que reporta usualmente el Coordinador<sup>24</sup>. En azul se presenta el costo directamente asociado a las reservas, es decir, al costo de las reservas no empleadas para los servicios de bajada, y de las reservas utilizadas para los servicios de subida, que corresponde a una fracción reducida de los sobrecostos totales de generación de las centrales adjudicadas al menos un servicio complementario.

---

<sup>24</sup> Estos costos son los que el coordinador luego prorrotea entre todos los servicios que haya prestado cierta unidad. Por ejemplo, si la unidad X generó 100 MWh con un costo variable de 50 USD/MWh, un CMg en la barra de inyección de 40 USD/MWh y fue adjudicada 10MWh para CPF-, todo el sobrecosto de 1.000 USD es asignado a CPF-. De haber sido asignada 10 MWh para CPF- y 10MW para CPF+, entonces los 1.000 USD son prorrateados por la cantidad adjudicada de ambos servicios, esto es 50% y 50%, por lo que contablemente, se registraría un sobrecosto para CPF- y CPF+ de 500 USD cada uno. No obstante, en la práctica no es posible designar de forma específica el sobrecosto a cada servicio, debido a que se trata de co-optimización, por lo que el sobrecosto es por concepto de energía y SSCC, pero contablemente solo se asigna a SSCC. El costo que sí puede ser aislado como netamente de SSCC, es el de las reservas cuando son utilizadas en el caso de subida, y cuando no son utilizadas en el caso de bajada.

**Gráfico 2.C.14**  
**Sobrecostos de generación totales y de reservas asociados a centrales que prestaron al menos un servicio complementario en el período correspondiente.**



Si bien no es posible separar de manera directa los sobrecostos asociados a energía y SSCC cuando el costo marginal es mayor a cero, debido a que se trata de co-optimización de energía y reservas, al tratarse de episodios de costos marginales iguales a cero, los sobrecostos de centrales que utilizan un combustible diferente del carbón se podrían asumir como “reemplazables” o desafiables<sup>25</sup> por parte de centrales renovables.

En el gráfico 2.C.15 se presentan dichos costos por tecnología y se muestra que, en su mayoría los sobrecostos estuvieron asociados a períodos de costo marginal igual a cero y relacionados a centrales térmicas a gas e hidroeléctricas, por lo que efectivamente podrían ser desafiados por parte de centrales ERV que estuviesen habilitadas para la prestación de SSCC<sup>26</sup>. Se debe tener en consideración, sin embargo, que la adjudicación de SSCC resulta de la co-optimización de energía y

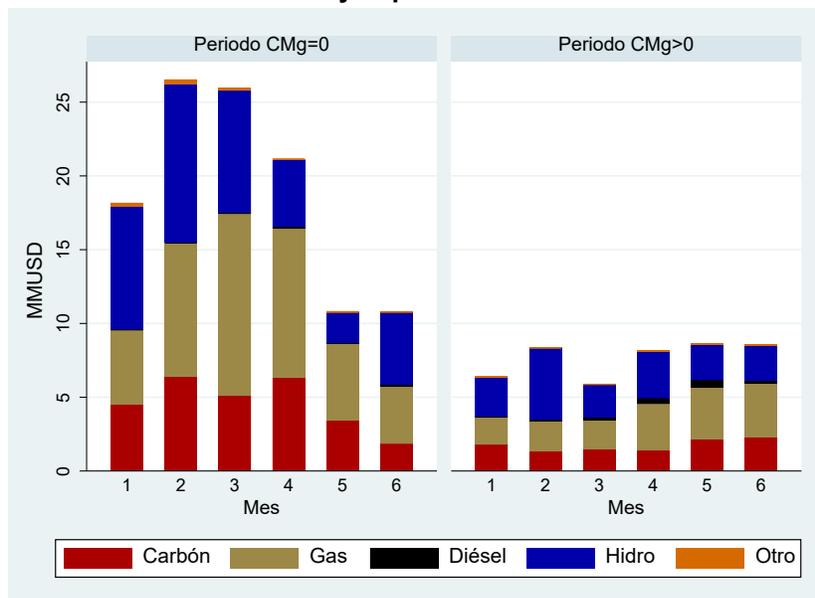
<sup>25</sup> Fudenberg, D., & Tirole, J. (1987). Understanding rent dissipation: on the use of game theory in industrial organization.

<sup>26</sup> Una central térmica que prestó SSCC en una hora de costo marginal cero, y que estuvo generando fuera de horario solar, podría ser desplazada por una central ERV, en ausencia de restricciones, en caso de que el sobrecosto acumulado en dichas horas sea mayor al costo de partida y detención, correspondiendo el primero, usualmente, al costo de partida en caliente por los tiempos involucrados.

reservas del programa de la operación, y los episodios de costo cero pueden diferir entre la programación y lo evidenciado en la realidad<sup>27</sup>.

Al menos al tratarse de la adjudicación derivada de la programación, como ya fuese presentado en la subsección que antecede, desde el 21 de octubre al 31 de octubre de 2024, no existieron adjudicaciones a unidades térmicas en hora solar (ver gráficos 2.B.1 a 2.B.6), y consecuentemente no pueden ser atribuidos los sobrecostos programados del bloque solar a la prestación de SS.CC.

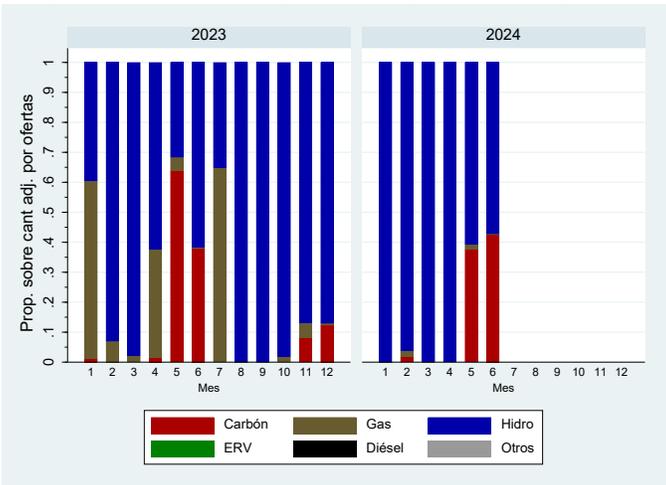
**Gráfico 2.C.15**  
**Sobrecostos totales por energía de unidades que prestaron al menos un servicio complementario en el periodo respectivo, en horas con CMg igual a cero y superior a cero**



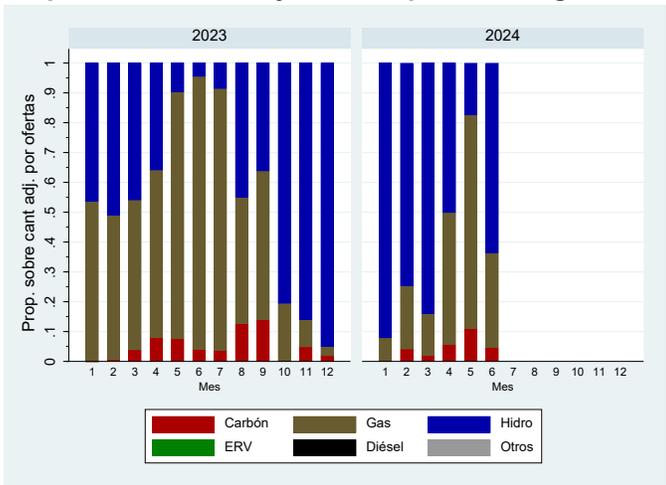
<sup>27</sup> Cabe destacar que, durante periodos de generación cuando no existen recortes de generación de unidades con costo cero, dado que se trata de co-optimización de energía y reservas, no es posible asignar un sobrecosto específicamente a SSCC o energía, ya que es la solución óptima para la provisión tanto de energía como de reservas. A modo ilustrativo, se podría asumir que una central que solo presta SSCC de reserva cuando opera a mínimo técnico es despachada solo para la prestación de SSCC, sin embargo, no es posible asegurar que ello sea así, ya que una central térmica podría estar generando a mínimo técnico durante una hora específica, ya sea porque los tiempos o costos de partida y detención hacen que sea más barato que se mantenga en funcionamiento, por restricciones técnicas propias de la máquina o sistémicas, y ante este escenario, la solución óptima de la co-optimización correspondería asignarle reservas de subida a dichas centrales térmicas, sobre todo si no se internaliza la probabilidad de activación como sucedía en el pasado, ya que para la programación sería equivalente a “un servicio gratis”, porque la unidad habría estado generando a mínimo técnico de todas formas, y la sumatoria de los costos de operación habría sido minimizada de esa manera.

En cuanto a la distribución mensual de adjudicaciones por tecnología, en general la mayoría de las ofertas adjudicadas correspondió a centrales hidroeléctricas para CPF y CSF. El CTF+ y CTF- siguieron una distribución similar a la adjudicación general por combustibles, con ofertas de centrales diésel y ERV siendo las adjudicadas con mayor frecuencia respectivamente.

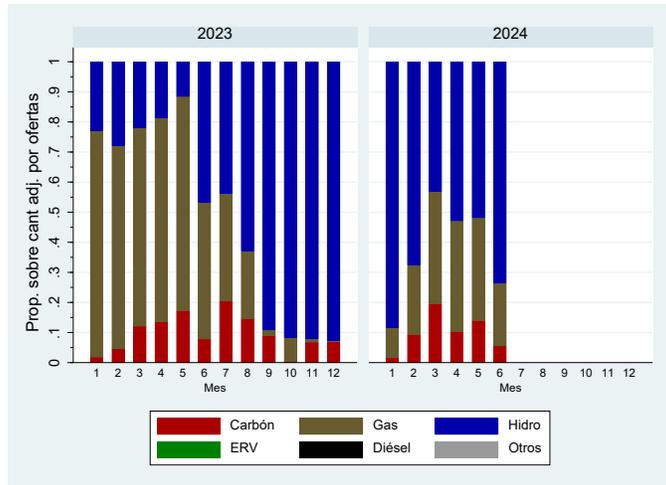
**Gráfico 2.C.16**  
**Proporción ofertas adjudicadas por tecnología CPF-**



**Gráfico 2.C.17**  
**Proporción ofertas adjudicadas por tecnología CSF+**

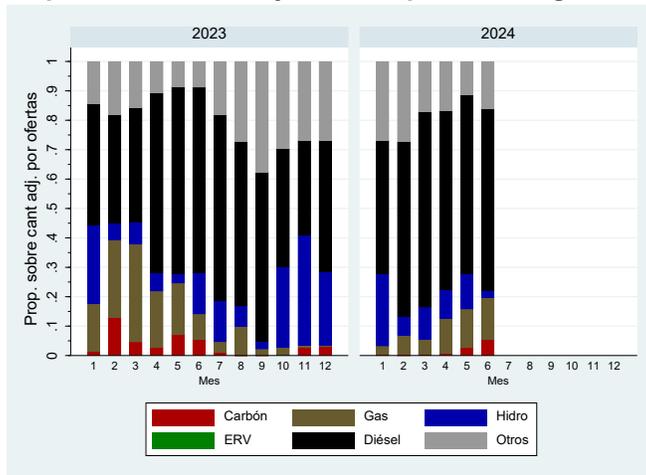


**Gráfico 2.C.18**  
**Proporción ofertas adjudicadas por tecnología CSF-**



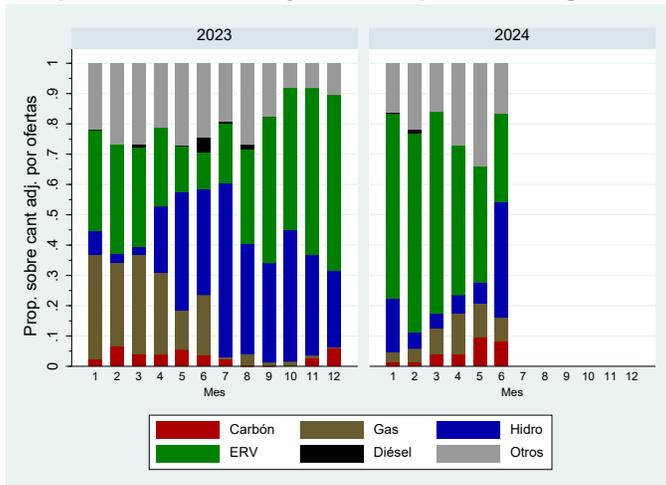
**Gráfico 2.C.19**

**Proporción ofertas adjudicadas por tecnología CTF+**



**Gráfico 2.C.20**

**Proporción ofertas adjudicadas por tecnología CTF-**



En cuanto a ofertas recibidas y filtradas por las medidas de mitigación<sup>28</sup>, estas disminuyeron en comparación con el año 2023, concentrándose en torno a 1,6 USD para ambos servicios de CSF, 1,1 USD para CTF- y 2,5 USD CTF+. El caso del CPF- es particular, ya que los precios de referencia establecidos por la CNE en la resolución de precios máximos pueden llegar a ser varias veces inferiores al del resto de los servicios. Así, el promedio del valor ofertado para CPF- durante el año 2024 rondó 0,86 USD, mientras que durante el primer semestre de 2024 alcanzó 0,62 USD.

**Tabla 2.C.1**  
**Estadísticas descriptivas ofertas “filtradas” recibidas en 2023 - 1er semestre 2024**

<b>Año</b>	<b>Servicio</b>	<b>Promedio</b>	<b>Desv. Est.</b>
2023	CPF-	0,855	0,672
	CSF-	2,528	2,542
	CSF+	2,647	2,673
	CTF-	2,231	2,389
	CTF+	3,351	2,334
1er Semestre 2024	CPF-	0,622	0,576
	CSF-	1,552	2,191
	CSF+	1,571	2,119
	CTF-	1,101	1,879
	CTF+	2,487	2,244

## **D. CONCLUSIONES**

Si bien las adjudicaciones por instrucción directa siguen siendo las de mayor proporción para el servicio de CPF-, en el servicio de CSF, de subida y bajada, incluso superó 50%, mientras que los servicios de CTF+ y CTF- siguieron siendo los con mayor participación de ofertas, rondando el 80% y 60% de las adjudicaciones durante el primer semestre de 2024.

Considerando la evolución de los costos de SSCC, se están estudiando los incentivos que existirían en la actualidad para la participación de la demanda, con el fin de evaluar la viabilidad de su participación en los mercados de CTF, CSF y CPF. Al ser la demanda la que asume los costos directamente a través de sus contratos, su participación fomentaría una prestación de SSCC de CF más eficiente,

<sup>28</sup> Una “oferta filtrada” se entiende como una oferta que cumple con las medidas de mitigación establecidas en la resolución de valores máximos de la CNE.

ya que no existen incentivos para los generadores de bajar los costos de prestación de servicios complementarios.

Asimismo, teniendo en consideración que gran parte de los sobrecostos se producen en horario de costos marginales iguales a cero, es relevante destacar que existe más de una centena de unidades ERV en proceso de verificación a diciembre de 2025, lo que debería contribuir a la disminución de los sobrecostos observados. Esta verificación masiva, además, hace pertinente revisar la estructura de valores máximos contenidas en las resoluciones exentas respectivas de la CNE, y converger idealmente a un valor único, ya que las potenciales rentas que podrían existir por las asimetrías de costos entre diversas tecnologías deberían tender solo a rentas de eficiencia. En relación a lo anterior, también resulta relevante que el estudio de costos realizado por el Coordinador, que es tomado como referencia para el establecimiento de los valores máximos, refleje de manera efectiva los costos directos de prestación de los servicios.

Finalmente, para incorporar tempranamente el ingreso de nuevas tecnologías que ayuden en la transición energética acelerada, se recomienda analizar el establecimiento de requisitos de atributos de red, como inercia y corto circuito, para el ingreso de nuevas unidades generadoras, permitiendo que el mercado decida qué tecnología es la más apropiada para cumplir con los requerimientos normativos.

Lo anterior podría ser logrado a través de diversas vías. Así, por ejemplo, las licitaciones de suministro a clientes regulados podrían incluir exigencia de generación las 24 horas; se podrían condicionar los pagos de potencia a atributos que permitan incentivar la instalación de recursos con las características requeridas para la operación segura y económica del sistema; o se podría facilitar la creación de un mercado de atributos donde se transen los excesos y déficits de atributos respecto de los niveles mínimos determinados en la normativa, entre otras.

Al enfocarse en los atributos que se aportan al sistema, condicional a que se trate de energías limpias, se evitaría privilegiar tecnologías particulares, o recurrir a un mercado conexo, como el de SSCC, para suplir las deficiencias actualmente existentes en la composición del parque generador, ya que ello podría terminar distorsionando de sobremanera el desempeño competitivo del mercado de energía y encareciendo innecesariamente la provisión de los propios SSCC.

### 3. GENERACIÓN CON GAS NATURAL

---

En esta sección, se presenta la evolución de la generación de centrales que usan gas natural, considerando su origen, ya sea de ducto o GNL, y su estado de suministro, flexible o inflexible. En particular, la condición de inflexibilidad se establece en la NT GNL, la que es actualmente objeto de un proceso contencioso ante el H. TDLC<sup>29</sup>.

#### A. GNL INFLEXIBLE

De conformidad a lo dispuesto en la NT GNL 2021, vigente desde octubre de 2021, el Coordinador debe realizar un estudio de GNL para determinar la cantidad máxima de gas a considerar como inflexible; y para modificar la condición de flexible a inflexible se debe constatar, en una ventana de múltiples semanas, que los consumos observados no permitirían la descarga del siguiente buque. Cambios en la condición de suministro de esta naturaleza pueden provocar una disminución de los costos marginales del sistema, al ser su origen la estimación de que las centrales en cuestión no podrían quemar todo el gas necesario por orden de mérito<sup>30</sup>. La magnitud del efecto, sin embargo, puede variar significativamente, dependiendo del tramo de la curva de oferta donde se produzca la intersección con la demanda. De estar en un sector plano, los efectos serían mínimos, mientras que, de estar en una vecindad con asimetrías elevadas, las diferencias podrían ser cuantiosas.

Consecuentemente, se esperaría que el efecto de las inflexibilidades se manifestara primordialmente en una baja del costo marginal o que fuese neutro<sup>31</sup>. De ser las disminuciones en el costo marginal significativas y prolongadas en el tiempo, existiría la posibilidad de que tuviesen un efecto anticompetitivo en el mercado, en

---

<sup>29</sup> Ver [www.tdlc.cl](http://www.tdlc.cl). “Demanda de Eléctrica Puntilla S.A. e Hidromaule S.A. contra la Comisión Nacional de Energía” ROL C-435-2021.

<sup>30</sup> También puede suceder que el costo marginal se eleve en caso de provocar que centrales a carbón dejen de ser despachadas, privilegiando incorporar centrales más caras en un número reducido de horas. Esto implicaría que el mayor costo marginal en algunas horas sería menor a los sobrecostos de las centrales de base. En cualquier caso, un escenario como este se espera sea poco frecuente.

<sup>31</sup> Se considera como neutro el hecho de que las diferencias al alza que pueden producirse serían mínimas y en casos excepcionales.

particular manifestado a través del equivalente de conductas exclusorias, como precios predatorios o un análogo a estrangulación de márgenes (*margin squeeze*)<sup>32</sup>.

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

Cabe destacar que las razones de por qué la norma técnica fue introducida escapan al análisis del presente informe, pero se debe tener en consideración que, a diferencia de otros combustibles, a pesar de que en la actualidad se observan más contratos spot y condiciones de flexibilidad en los contratos, posibles desajustes de inventario que redunden en un exceso de combustible, podría tener efectos indirectos en clientes residenciales y comerciales, ajenos al mercado eléctrico, por lo cual es necesario tener en cuenta potenciales externalidades negativas en este aspecto, y pensar en una solución integral a las restricciones de almacenamiento, considerando que es un combustible clave, además, para soportar una transición energética acelerada.

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

- Limitación al volumen que puede ser declarado inflexible, en función de un estudio realizado ex ante.
- Establece la determinación de un costo de oportunidad para el despacho de las centrales inflexibles, como resultado de la optimización del uso del GNL inflexible durante una ventana amplia de tiempo. Esto implicaría el desplazamiento de generación a carbón.
- El Coordinador debe validar la aceptación o rechazo de una solicitud de inflexibilidad.

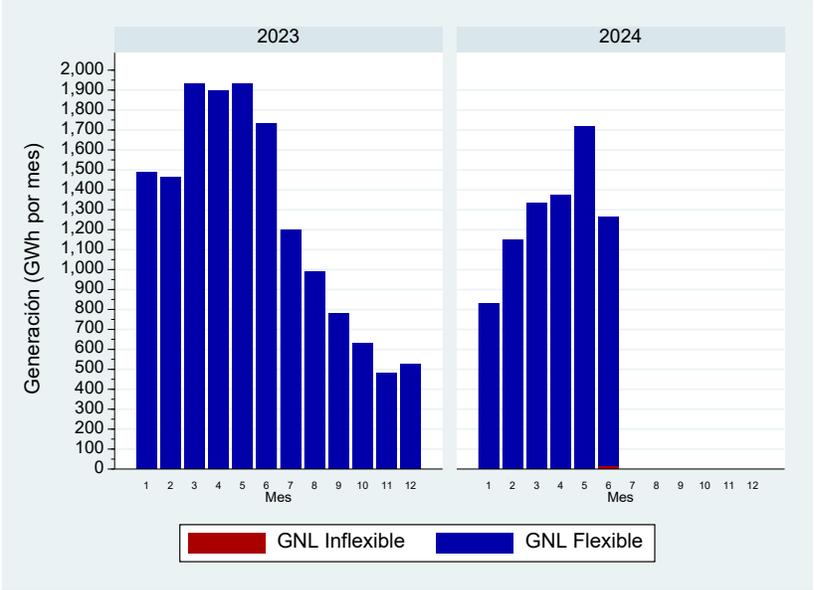
Con dichas medidas no solo se disminuye la discrecionalidad que antes poseía la empresa coordinada en la declaración de inflexibilidades, sino que, además, se minimiza el impacto en el sistema, al considerar una ventana amplia de optimización.

---

<sup>32</sup> En el Anexo D se presenta una explicación detallada de las potenciales conductas anticompetitivas que podrían manifestarse a través de una baja en los costos marginales, y los requisitos que debieran cumplirse para estar en presencia efectivamente de dichas conductas.

Con todo, si se consideran los datos de inflexibilidades para el año 2023 y el primer semestre de 2024, se observa que solo existió generación con gas inflexible en junio del 2024, correspondiente a la empresa Colbun con sus centrales Candelaria 1, Candelaria 2, Nehuenco 1 y Nehuenco 2, mientras que el año 2023 solo se generó en condición flexible (ver Gráfico 3.1).

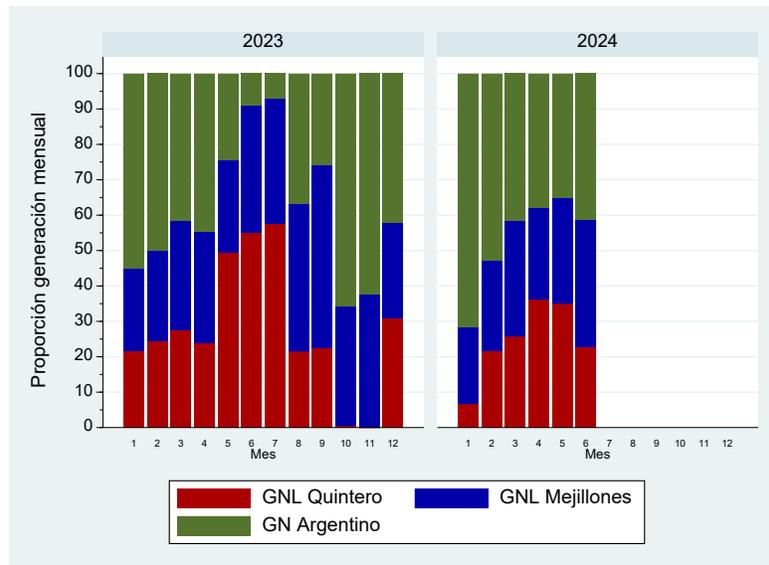
**Gráfico 3.1**  
**Generación mensual con GNL inflexible vs GNL flexible**  
**2023 – 1er semestre 2024**



**B. GAS NATURAL POR ORIGEN**

De la generación con gas natural, el gas natural argentino dio cuenta de más del 70% y 50% durante el mes de enero y febrero de 2024 respectivamente, mientras que el resto de los meses rondó el 40%, lo que corresponde a un aumento significativo respecto del mismo período del año anterior, tendencia que se espera continúe en los próximos años.

**Gráfico 3.1**  
**Proporción de generación con gas natural por origen del gas**  
**2023 – 1er semestre 2024**



Esto es relevante, ya que en la actualidad existen tanto contratos interrumpibles como “a firme”, y la NT de Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional, en su capítulo sobre declaración de costos variables, no es explícita en cómo tratar estas series que pueden provenir de diferentes contratos y pueden tener una varianza de precios muy elevada.

En específico, la citada norma técnica establece en su artículo 2-19, titulado “Proceso de Declaración del Costo de Combustible del gas natural por ducto”, que “[S]e deberá declarar el Costo de Combustible unitario en *USD/m<sup>3</sup>* puesto en la central, de acuerdo con lo establecido en los contratos, órdenes de compra u otros antecedentes relacionados con la adquisición de combustible, servicio de transporte o insumos que conforman el Costo del Combustible. Si el Coordinado recibe volúmenes de combustible de distintos contratos y, de forma justificada, el Costo de Combustible se compone del valor establecido en dos o más contratos, ordenes de compras u otro antecedente asociado a la adquisición de combustible o insumos, este costo deberá construirse en base al promedio ponderado de los costos de combustible individuales, conforme a los volúmenes adquiridos.”.

Lo anterior no diferencia entre tipo de contratos, a firme o interrumpibles, y da pie a que el costo de combustible declarado se componga de una ponderación de estos, incluso cuando existan diferenciales de precio elevados por su diferente naturaleza.

Esto podría utilizarse para manipular el mercado, ya que, se podría alterar el precio del gas a firme a través de un contrato interrumpible de precio elevado, aumentar el costo variable de la central de manera artificial, sin incurrir en ningún costo efectivo y con esto alterar el costo marginal, o recibir pagos por sobrecostos directamente, generando rentas sobrenormales<sup>33</sup>.

Más aún, la misma situación descrita previamente podría suceder con un contrato interrumpible de bajo costo que efectivamente desee utilizar la empresa generadora, y otro de la misma naturaleza con un precio elevado.

Por lo anterior, el Coordinador debe definir criterios objetivos y transparentes ante los cuales admitirá la declaración de un solo precio compuesto por múltiples contratos. En efecto, actualmente el Coordinador se encuentra en proceso de desarrollar una minuta con estos criterios, pero el escenario ideal es que no solo se considere la separación de gases a firme e interrumpible, sino que también se puedan separar diferentes contratos de la misma naturaleza según el diferencial de precios, con el fin de evitar la manipulación mencionada entre gases del mismo tipo.

En la misma línea, también es necesario que el Coordinador establezca de manera clara el criterio de uso del gas interrumpible, tanto en cantidad como en valor declarado, en las diferentes etapas de la programación, pudiendo internalizar estas series con una probabilidad bayesiana, así como en la programación intradiaria y también la operación real.

Asimismo, dada la creciente relevancia del gas argentino en la matriz de generación del SEN, es recomendable incorporar el gas a firme en los informes de seguridad, el cual, dado el nivel de incertidumbre que históricamente ha existido en su provisión, podría ser ponderado por alguna probabilidad.

### **C. 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.

---

<sup>33</sup> La mezcla de diferentes contratos también podría afectar los incentivos a adquirir gas a firme, considerando que se alteraría su precio a partir de gases interrumpibles.

No obstante, también existen beneficios asociados a la posibilidad de declarar inflexibilidades, ya que ello disminuye el riesgo relacionado con 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 CO<sub>2</sub>, 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.

Para el período comprendido entre enero de 2023 y junio de 2024, solo en el último mes del período existió generación con gas inflexible, en una proporción reducida, por lo que no ha sido un factor relevante en el desempeño del mercado.

Una evolución relevante del mercado del gas es el aumento de la importancia del gas argentino, lo que ha puesto en evidencia la relevancia de separar diferentes tipos de contratos al momento de declarar series de costos variables, con el fin de evitar posibles manipulaciones de los precios con el fin de extraer rentas sobrenormales.

Si bien el Coordinador está desarrollando una minuta con los criterios a considerar para aceptar una declaración que esté compuesta por dos o más contratos, es recomendable que la NT de Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional, en su capítulo de programación, cuando este sea publicado, entregue al Coordinador la posibilidad de determinar las condiciones bajo las cuales se podrá realizar una declaración de dicha naturaleza, o que al menos no limite la flexibilidad que actualmente el Coordinador, según se desprende del capítulo sobre declaración de costos variables.

Finalmente, se recomienda publicar los criterios que se emplean, o emplearán, para la incorporación del gas interrumpible en la programación (internalizándolo con una probabilidad) y operación real, así como también considerar la incorporación del gas argentino a firme en los informes de seguridad, ponderándolo por una probabilidad de disponibilidad para incorporar la potencial incertidumbre.

## 4. PEQUEÑOS MEDIOS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA

---

Los pequeños medios de generación distribuidos son aquellos generadores conectados a las redes de distribución que inyectan excedentes de potencia menores o iguales a 9000 kW y, junto a los pequeños medios de generación, constituyen los medios de generación de pequeña escala.

En los últimos 10 años, este segmento ha aumentado su presencia de manera sustancial, pasando de menos de 200 MW en potencia instalada a inicios de 2014 a más de 2.700 MW a comienzos de 2024, pasando a convertirse en un segmento considerable dentro de la matriz energética nacional. Este crecimiento ha estado impulsado principalmente por medidas establecidas en el marco regulatorio.

Si bien el desarrollo de este segmento puede traer beneficios al sistema, la poca visibilidad que tiene este tipo de centrales para el Coordinador, en conjunto con la existencia de congestiones en las redes de distribución y zonales, puede dificultar la operación del sistema.

Adicionalmente, debido al diseño del precio estabilizado al que pueden acceder estos medios de generación, se han distorsionado las señales de precios, entregando incentivos a la sobreinstalación de PMGD solares, ya que en la práctica reciben un ingreso garantizado en horas de costos marginales iguales a cero, período en el cual el sistema no tiene capacidad de colocación de energía suficiente.

El marco regulatorio está establecido en la Ley General de Servicios Eléctricos y en el Reglamento para medios de generación de pequeña escala que está contenido en el Decreto Supremo N° 88 emitido por el Ministerio de Energía en 2019 (“DS 88”), y que reemplazó al primer reglamento contenido en el Decreto Supremo N° 244 del Ministerio de Economía (“DS 244”).

El DS 88 regula los procedimientos de interconexión, energización y puesta en servicio de los pequeños medios de generación y de los pequeños medios de generación distribuida, así como también el mecanismo de estabilización de precios por el que pueden optar estos medios de generación.

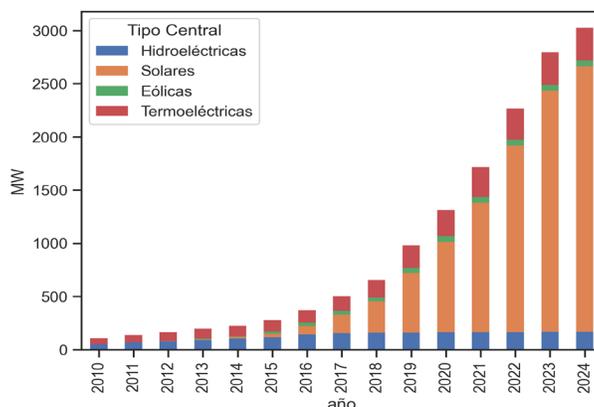
Por otro lado, los procedimientos, metodologías y exigencias para la conexión y operación de los Pequeños Medios de Generación Distribuidos están establecidos en la Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD, que tiene una reciente actualización en febrero del presente año.

## A. ANTECEDENTES GENERALES

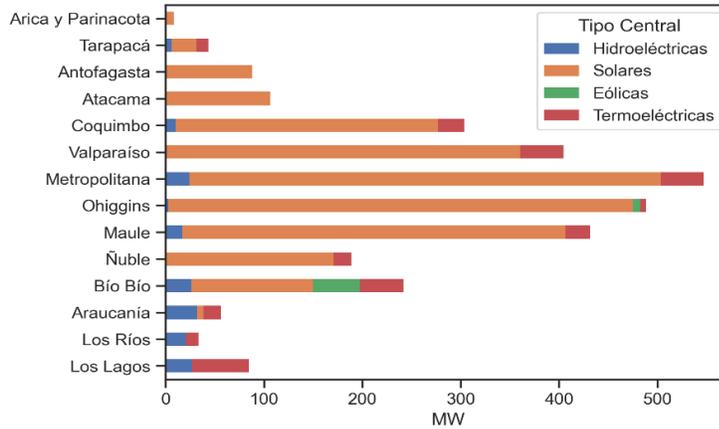
En el primer semestre de 2024 se instaló un total de 263.1 MW de medios de generación de pequeña escala, de los cuales 232 MW correspondieron a PMGD. La potencia instalada total de estos últimos alcanzó los 3.027 MW a junio de 2024, acumulando un 8.3% de crecimiento en el primer semestre. La potencia PMGD representó a junio de 2024 un 9.2% de la potencia total instalada del sistema eléctrico.

El gráfico 4.A.1 muestra la potencia instalada histórica en pequeños medios de generación distribuidos, mientras que el gráfico 4.A.2 muestra su distribución geográfica a junio de 2024.

**Gráfico A.1**  
**Potencia instalada por tipo de tecnología**  
**2010 – junio 2024**



**Gráfico A.2**  
**Potencia instalada por región**  
**A junio de 2024**

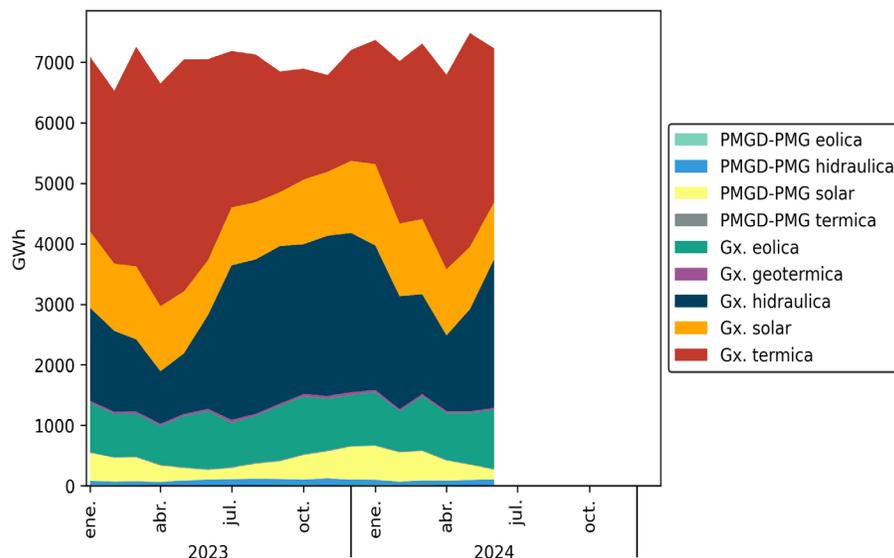


La tecnología solar representa la mayor proporción de la capacidad instalada del segmento PMGD con un 82.4%, seguida por la tecnología termoeléctrica con un 10.2%, la hidroeléctrica con un 5.5% y finalmente la eólica con un 1.8%.

Respecto de la generación, el gráfico 4.A.3 muestra su evolución mensual desde enero de 2023 a junio de 2024, diferenciando por tecnología tanto las centrales PMG y PMGD, como el resto del parque generador. Durante el año 2023, la generación acumulada de tipo PMGD representó un 5.51% de la generación total del sistema, siendo el mes de diciembre el que alcanzó la máxima proporción, con un 8.2% del total mensual. Por su parte, la proporción de generación acumulada durante el primer semestre del año 2024 alcanzó un 5.84% del total.

Las cifras señaladas en el párrafo que antecede aumentan ostensiblemente si se considera la participación a nivel horario, por cuanto la tecnología predominante es solar, habiendo alcanzado incluso un 21,41% y 20,92% del total en 25 de diciembre de 2023 y el 14 de enero de 2024 respectivamente.

**Gráfico 4.A.3**  
**Generación mensual por tecnología junio de 2024**



## B. REGIMEN DE VALORIZACIÓN DE PMG/PMGD

Los medios de generación de pequeña escala pueden comercializar la energía suministrada al costo marginal instantáneo, a un precio estabilizado o al precio de nudo de la potencia.

El Decreto Supremo 88 (DS 88) define el precio estabilizado en seis intervalos de tiempo, cada uno con una duración de cuatro horas. Estos son fijados por el Ministerio de Energía y calculados semestralmente por la Comisión Nacional de Energía.

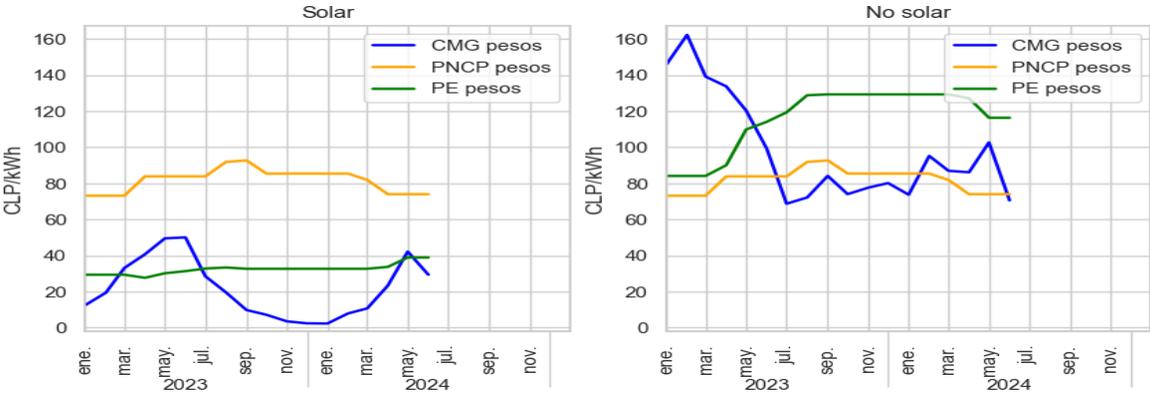
Además, este reglamento establece un régimen transitorio que permite a los medios de generación de pequeña escala, que cumplan con ciertos requisitos, optar por una valorización de sus inyecciones de energía al precio estabilizado definido en el DS 244, correspondiente al Precio de Nudo de Corto Plazo (PNCP). El plazo para cumplir con estos requisitos se encuentra vencido desde octubre de 2022.

Los medios de generación de pequeña escala que se encontraban en operación a la fecha de publicación del decreto, pueden elegir cualquiera de los regímenes de valorización energética —costo marginal, precio estabilizado por intervalo o PNCP— siempre que notifiquen su elección al Coordinador dentro de los cuatro años siguientes a la publicación del DS 88, es decir, hasta octubre de 2024.

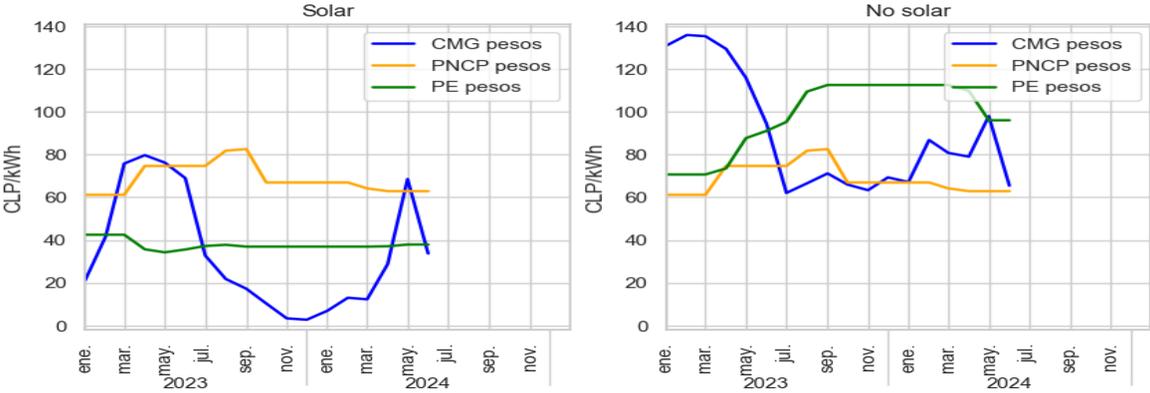
Este régimen transitorio tiene una duración de 165 meses (13 años y 9 meses) desde la publicación del DS 88, permitiendo a los PMG y PMGD que cumplan con los requisitos optar por la valorización al PNCP hasta julio de 2034.

Los gráficos 4.B.1, 4.B.2 y 4.B.3 muestran una comparación entre el costo marginal promedio mensual, el precio estabilizado por intervalo temporal y el precio nudo de corto plazo en las barras Crucero 220 kV, Quillota 220 kV y Puerto Montt 220 kV; representativas del norte, centro y sur, respectivamente. Esta comparación se realiza para el bloque horario solar, considerando el periodo de 8:00 a 20:00 horas, y para el bloque no solar, comprendido por las horas restantes.

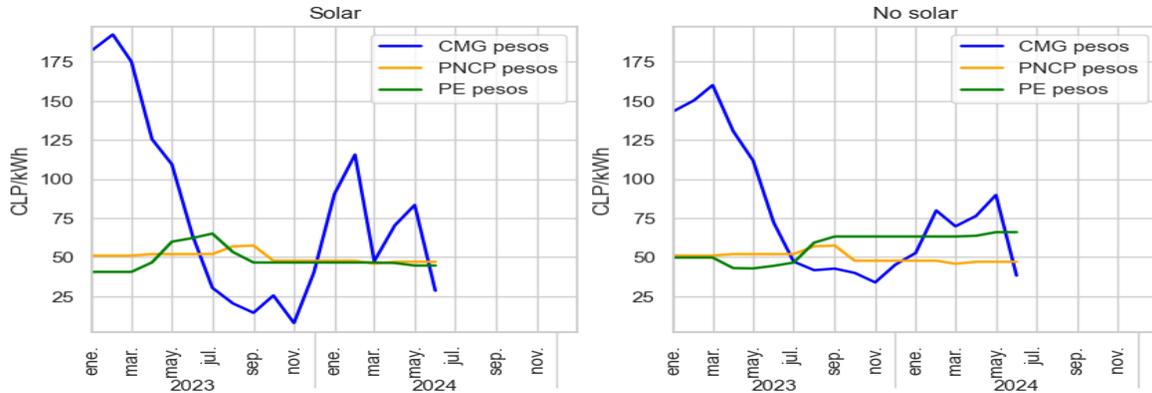
**Gráfico 4.B.1**  
**Costo marginal-PNCP-PE intervalo temporal barra Crucero 220 kV**  
**2023 a junio de 2024**



**Gráfico 4.B.2**  
**Costo marginal-PNCP-PE intervalo temporal barra Quillota 220 kV**  
**2023 a junio de 2024**



**Gráfico 4.B.3**  
**Costo marginal-PNCP-PE intervalo temporal barra Puerto Montt 220 kV**  
**2023 a junio de 2024**

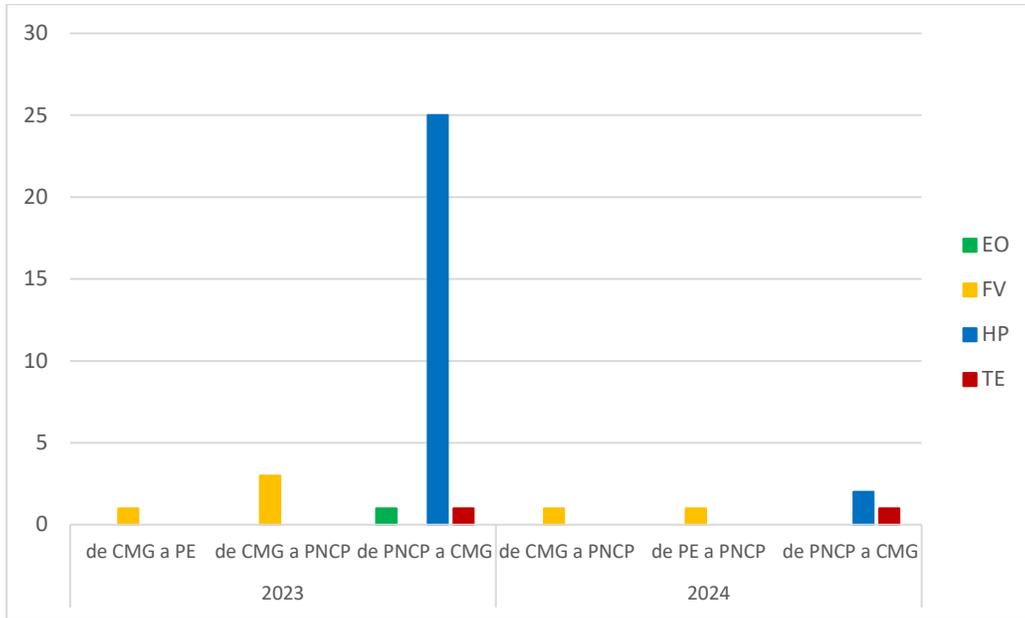


Se observa en los gráficos previos que el promedio mensual del costo marginal es menor en horario solar que en el resto de las horas, debido a la gran penetración de generación ERV en dicho bloque horario, lo que hace frecuente los episodios de costos marginales nulos. También se desprende que para los meses con mayor radiación el costo marginal promedio es menor que en meses de invierno. Por lo anterior, es frecuente que en las tres barras de referencia el precio estabilizado, tanto del DS 244 como del DS 88, sea mayor que el costo marginal. En lo respectivo a la relación entre el PNCP y el PE, el primero es generalmente superior al segundo solo en las barras de Crucero y Quillota, siendo relativamente similares en Puerto Montt.

El tiempo de permanencia mínimo en un régimen de valorización son 4 años. Si una central en operación quiere cambiar de régimen, debe avisar con un tiempo mínimo de antelación de 6 meses el nuevo régimen de valorización elegido.

El gráfico 4.B.4 muestra los cambios de régimen que se han presentado por tecnología desde el año 2018.

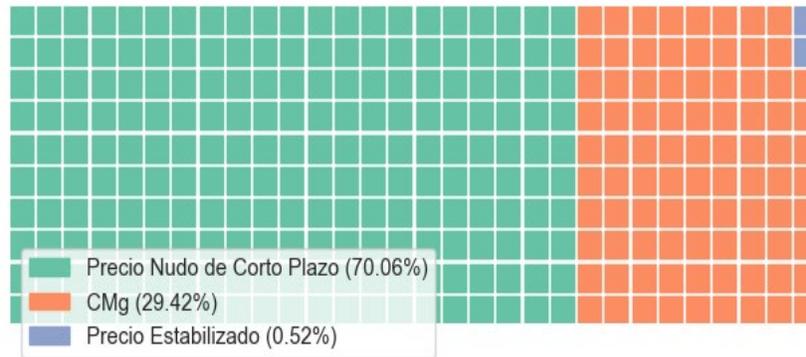
**Gráfico 4.B.4**  
**Cambios de régimen de precios**  
**2018 a junio de 2023**



Anualmente solo se solicitan unos pocos cambios de régimen, por lo que el año 2023 fue excepcional. La mayoría de estos cambios fueron llevados a cabo por centrales hidroeléctricas, pasando del régimen de precio nudo de corto plazo a costo marginal, lo que podría explicarse porque los PMGD con un perfil de generación más bien estable durante todo el día podrían terminar siendo pagadores netos con el antiguo régimen, al no compensar lo recibido durante horario solar, los pagos que se hacen en horario no solar.

A continuación, en el gráfico 4.B.5 se presenta la distribución de las centrales PMGD (incluye también las centrales de tipo PMG) según los diferentes regímenes de precios durante el mes de junio de 2024.

**Gráfico 4.B.5**  
**Régimen de precios centrales PMGD a junio de 2024**



Las centrales que se encuentran acogidas al precio nudo de corto plazo representan el 70% del total de los PMGD, de las cuales el 96% corresponde a centrales de tipo fotovoltaicas. Le siguen las centrales acogidas al costo marginal, que representan un 29%, siendo estas de tecnología termoeléctrica e hidroeléctrica. Finalmente, solo 4 centrales se encuentran acogidas al nuevo régimen de precio estabilizado por bloque horario, de las que 2 corresponden a centrales eólicas y 2 a tecnología de tipo biomasa.

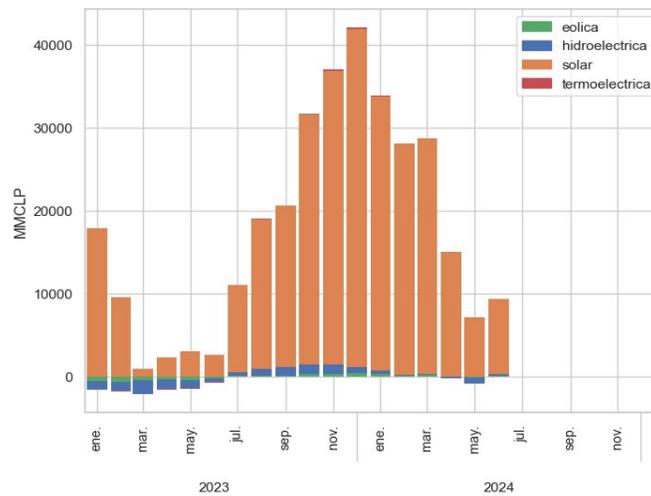
### **C. COMPENSACIONES POR PRECIO ESTABILIZADO DE LOS PMG/PMGD**

Para aquellos medios de generación de pequeña escala que se encuentren acogidos al régimen precio estabilizado, la diferencia entre la valorización de las inyecciones al precio estabilizado que corresponda y al costo marginal, debe ser asignada por el Coordinador a prorrata de los retiros de energía.

Lo anterior implica que, si en una hora el precio estabilizado es mayor que el costo marginal, el medio de generación recibe un pago o compensación, mientras que si el precio estabilizado es menor que el costo marginal, el medio de generación debe entregar esta diferencia en la valorización de sus inyecciones.

El gráfico 4.C.1 muestra las compensaciones mensuales por precio estabilizado por tipo de tecnología que se han producido desde 2023.

**Gráfico 4.C.1**  
**Compensaciones mensuales por precio estabilizado**  
**2023 a junio de 2024**



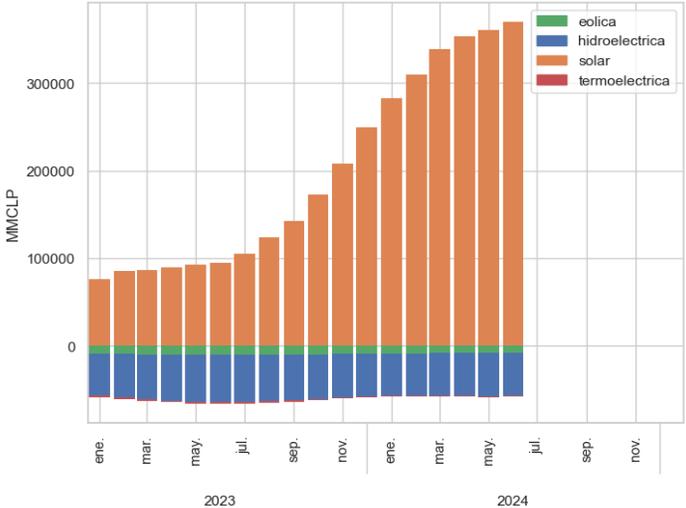
Debido a que la mayor parte de los PMGD y PMG son de tecnología solar, y dado que las diferencias entre el precio estabilizado y costo marginal resultan mayoritariamente positivas en las horas en que dichas centrales inyectan energía, estas generalmente reciben compensaciones por precio estabilizado, en contraste con el resto de las tecnologías, las que tuvieron que pagar por este concepto durante la primera mitad del año 2023, así como también durante algunos meses del primer semestre del año 2024.

Si bien en el periodo de marzo a junio de 2023 las compensaciones para la tecnología solar se vieron disminuidas, debido a que el costo marginal en promedio estuvo más cerca del precio nudo en las horas solares (ver Gráfico 4.B.1), para los meses con mayor radiación solar las compensaciones aumentaron enormemente, alcanzando 40.725 MMCLP en diciembre del 2023, coincidente con los meses con mayor diferencia entre precio nudo y costo marginal.

Considerando las cifras previas, y que las proyecciones de costos marginales de mediano plazo apuntan a que los episodios de costo nulo seguirán siendo frecuentes, debido a la evolución esperada de la composición tecnológica del SEN, se podría afirmar que el mecanismo de estabilización no garantiza que las compensaciones acumuladas en ambas direcciones tiendan a ser equivalentes. Bajo un diseño apropiado, se esperaría que un mecanismo de esta naturaleza fuera neutro en el largo plazo. Sin embargo, bajo el conjunto actual de reglas, es probable que las discrepancias en compensaciones observadas en la actualidad incluso se vean acentuadas.

El gráfico 4.C.2 muestra las compensaciones acumuladas desde enero de 2023 a la fecha, pero considerando las compensaciones desde el año 2018.

**Gráfico 4.C.2**  
**Compensaciones mensuales acumuladas por precio estabilizado**  
**2023 a junio de 2024**



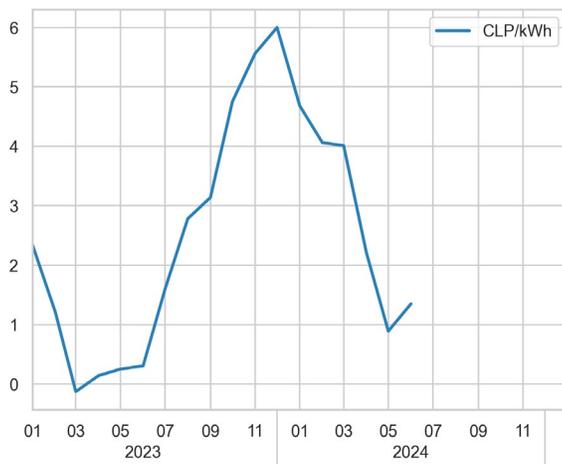
En todo el periodo observado, las centrales que se han visto beneficiadas con el pago de compensaciones han sido las centrales de tipo solar, que han recibido 369.755 MMCLP al mes de junio de 2024. Las demás tecnologías fueron acumulando un mayor pago de compensaciones netas durante el primer semestre del año 2023, para luego pasar a recibir pagos durante la segunda mitad de dicho año, aunque se mantuvieron con un saldo acumulado negativo. A partir de enero de 2024, el saldo de pago de compensaciones se mantuvo relativamente estable. Se concluye de esto, que el mecanismo de estabilización no es equitativo entre las distintas tecnologías, beneficiando particularmente a la tecnología solar.

Las compensaciones por precio estabilizado deben ser remuneradas mensualmente por las empresas generadoras que retiran energía del sistema. Esta compensación mensual corresponde a la suma de las compensaciones horarias que se calculan como la proporción de la compensación horaria total a prorrata de los retiros de la empresa generadora.

En el gráfico 4.C.3 se presentan los costos por kWh por compensaciones por precio estabilizado como promedio mensual que deben asumir las empresas que realizan retiros de energía desde el año 2023 a junio 2024.

**Gráfico 4.C.3**

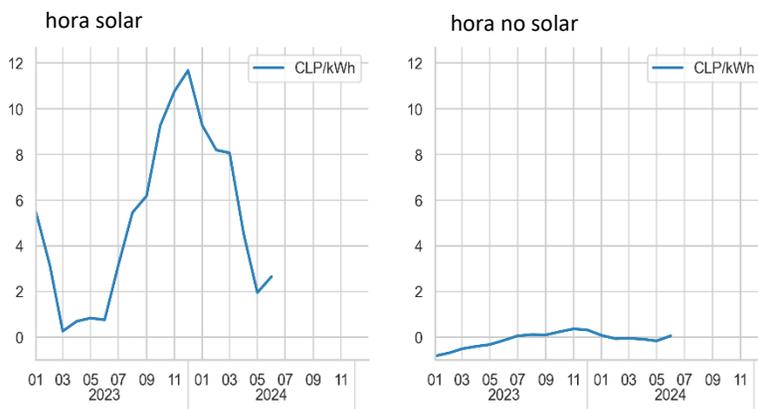
**Costos por compensaciones por kWh de retiro desde 2023 a junio de 2024**



Durante el año 2023, los costos mensuales promedio por compensaciones por precio estabilizado por kWh alcanzaron valores entre -0.1 y 6.0 CLP/kWh. En el primer semestre de 2024, dichos costos oscilaron entre 0.9 y 4.7 CLP/kWh. Si se descompone el costo en bloque solar y no solar, se tienen que el costo de las compensaciones en horas solares alcanzó valores entre 0.3 y 11.7 CLP/kWh en el periodo observado, mientras que en las horas no solares el rango fue de -0.8 y 0.4 CLP/kWh.

**Gráfico C.4**

**Costos por compensaciones por kWh de retiro desde 2023 a junio de 2024**



## D. CONCLUSIÓN

La magnitud de la potencia instalada en PMGD y sus aportes de energía al sistema eléctrico ha hecho que el mercado de los PMGD haya adquirido una gran relevancia en los últimos años, resaltando los desafíos que se enfrentan en términos de aspectos técnicos y operacionales, así como también en aspectos regulatorios y económicos.

Desde el punto de vista técnico y operacional es relevante destacar las congestiones que se presentan por inyección de excedentes desde las redes de distribución hacia la transmisión zonal, dada la gran cantidad de PMGD solares en algunas zonas y las dificultades actuales para realizar un control eficiente sobre los recortes a instruir. A lo anterior se suma la poca visibilidad que tienen los PMGD para el Coordinador, que debe instruir estos recortes, y la falta de coordinación y responsabilidades claras en la operación de estos medios de generación, los que deben interactuar con las empresas distribuidoras y el Coordinador.

Producto de lo anterior es que está en proceso la modificación de la Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en Instalaciones de Media Tensión, que busca mejorar aspectos como la operación, monitoreo y control de los PMGD, de modo de que su operación resguarde la calidad y seguridad de servicio. También se busca mejorar la coordinación y establecer responsabilidades entre PMGD, empresas distribuidoras y el Coordinador. Asimismo, se busca perfeccionar el tratamiento de las congestiones en transmisión zonal por inyecciones de PMGD y otros aspectos técnicos necesarios para una adecuada operación, monitoreo y control de estos medios de generación.

Por el lado de los aspectos regulatorios y económicos, el precio estabilizado, en particular el precio nudo de corto plazo, propició el gran desarrollo de los PMGD solares (al generar grandes rentabilidades con bajo riesgo), dando origen a compensaciones cuantiosas que deben ser pagadas por los retiros del sistema.

A pesar de que el precio nudo de corto plazo fue reemplazado por un nuevo precio estabilizado por bloque horario en el DS 88, el efecto solo se plasmará en el ingreso de nuevos PMGD. En efecto, son solo 3 las centrales que en la actualidad están acogidas a este régimen, y las centrales acogidas al precio nudo podrán permanecer en dicho régimen por 10 años más, considerando el artículo transitorio que le entregaba la facultad para mantener con ese precio por 165 meses. A este respecto, menester resulta señalar que, para poder mantener esta condición de precio estabilizado, las empresas debían comunicarlo al Coordinador con un plazo de 48 meses posterior a la fecha de publicación del Decreto 88, plazo que se

encuentra vencido desde el 8 de octubre del año 2024, por lo que próximamente podría verse reducido el número de empresas sujetas al precio nudo de corto plazo en caso de no haber realizado la comunicación respectiva en los plazos estipulados en el Reglamento. Por lo mismo, el impacto en el sistema de las compensaciones dependerá de la cifra total de confirmaciones que se haya recibido.

Otro aspecto a considerar sobre los efectos del precio estabilizado es la posibilidad de que un PMGD con almacenamiento pueda acceder a inyectar la energía de este al mismo precio estabilizado del PMGD<sup>34</sup>. Esto, por cuanto las distorsiones que actualmente ocasiona el precio estabilizado respecto de la tecnología solar podrían exacerbarse en caso de que se termine garantizando un diferencial de costos entre el precio de carga y descarga del medio de almacenamiento.

Por lo mismo, se recomienda que la modificación al reglamento de PMGD<sup>35</sup> considere transitar desde un precio estabilizado a un mecanismo general, que podría consistir en entregarles la capacidad de participar en licitaciones de clientes regulados, desarrollar una plataforma que facilite el *matching* entre la oferta agregada de PMGD y demanda agregada de clientes libres en distribución, o crear y licitar, de manera competitiva, servicios de fortaleza de red en distribución. Todo ello, les permitiría a los PMGD acceder a un contrato, que por construcción correspondería a un mecanismo de estabilización.

Evidentemente, quien opte por participar en estos nuevos mecanismos de estabilización, tendría que renunciar a las actuales versiones de precio estabilizado existentes en el mercado.

Ahora bien, en caso de permitirse a las baterías acceder al actual mecanismo de precio estabilizado, se recomienda al Ministerio evaluar el efecto que tendría en el equilibrio de largo plazo esta dinámica de precios, en cuanto a la composición tecnológica que se estaría incentivando, sobre todo si se tiene en cuenta que se pronostica que ingresarán numerosos proyectos de sistemas de almacenamiento que se conectarán en las redes de transmisión, y así evitar que se esté impulsando una medida que acelere la canibalización de estos medios de generación, sin que

---

<sup>34</sup> De acuerdo a las modificaciones introducidas por la ley 21505/2022 del Ministerio de energía, los sistemas de almacenamiento tienen derecho a acceder a un mecanismo de estabilización de precios para la energía inyectada por sistemas de almacenamiento con excedentes inferiores a 9000 kW.

<sup>35</sup> Ver Mesa de Trabajo Reglamentos D.S. N° 88 y D.S. N° 57. <https://energia.gob.cl/reglamentos-ds88-ds57>.

los proyectos conectados en distribución sujetos a precio estabilizado vean las señales adecuadas de precios, como ha sucedido con la generación solar.

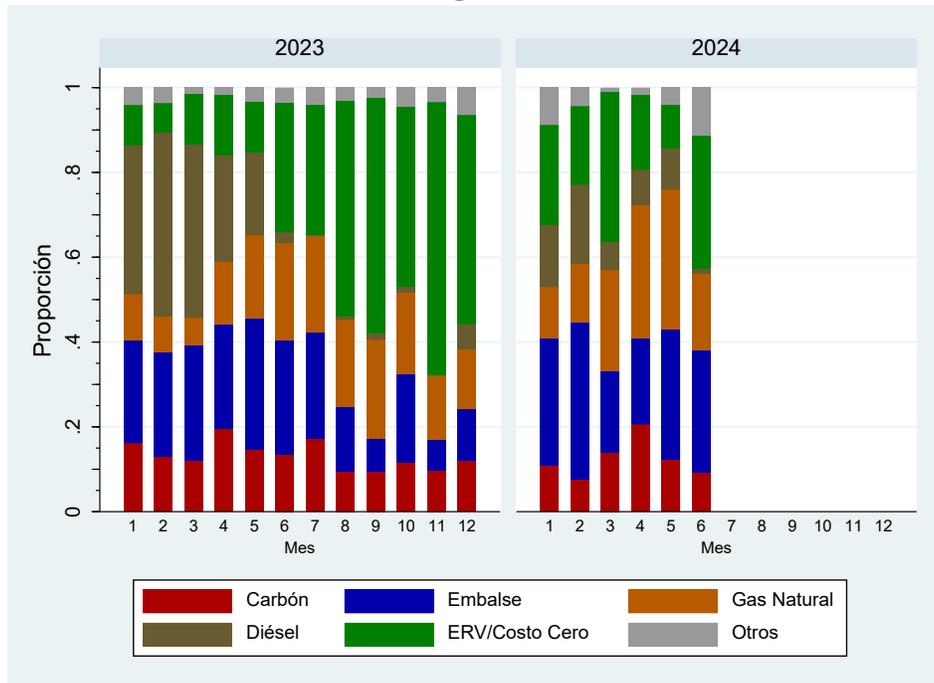
Por último, cabe destacar que dentro de los temas que se están abordando en la revisión del reglamento, se encuentran los siguientes:

- Revisión de coordinación de la operación para la gestión y prevención de congestiones;
- Incorporación de esquemas de monitoreo y control apropiados que permitan dar visibilidad y control a los PMGD;
- Mejoras en el procedimiento de conexión, donde uno de los problemas que se busca evitar son las reservas de capacidad de proyectos que no se construyen;
- Revisión del mecanismo de estabilización de precios, para minimizar las distorsiones que el actual precio estabilizado produce.

## 5. COMBUSTIBLE DIESEL

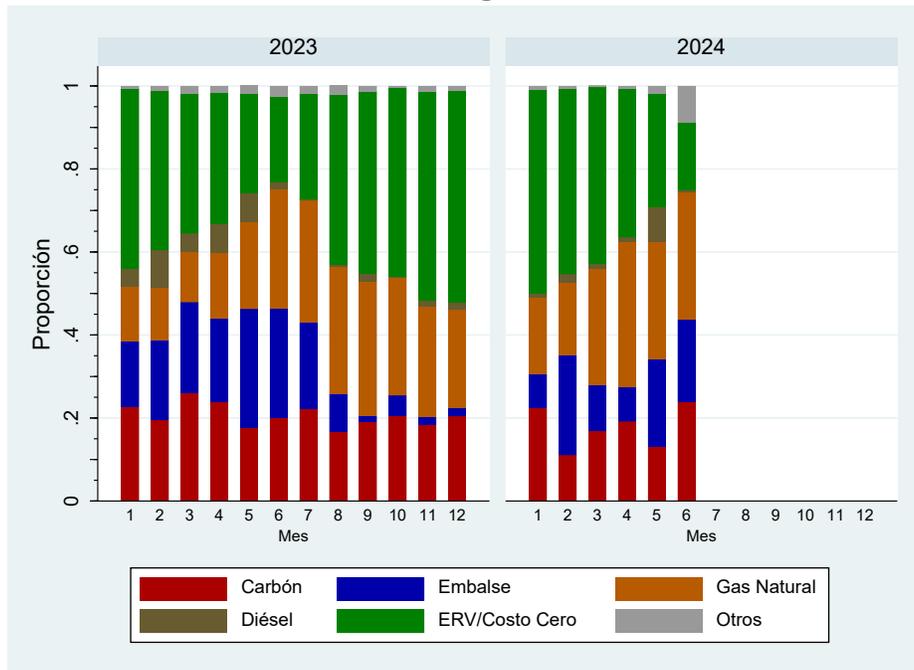
Durante el primer semestre del año 2024, el combustible diésel fue menos importante dentro de las centrales marginales en la zona sur, representada por el subsistema asociado a la barra Puerto Montt 220, en comparación con lo acaecido la primera mitad del año 2023. A pesar de esto, continuó siendo relevante, alcanzando cerca de 19% del tiempo durante febrero, el mes de mayor participación.

**Gráfico 5.1**  
**Combustible centrales marginales barra Puerto Montt 220**

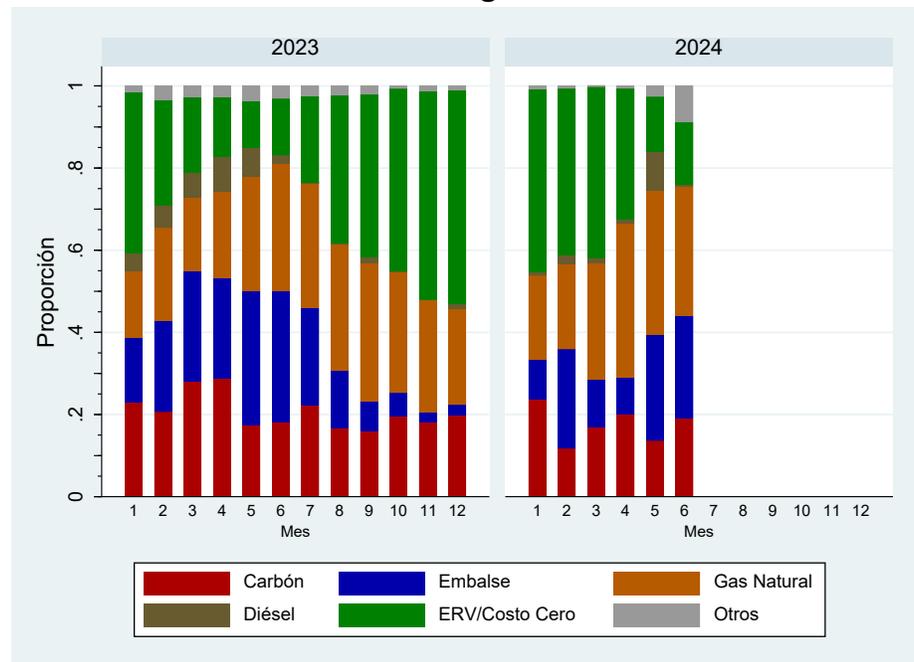


Se diferencia lo anterior de lo presenciado en la barra Quillota 220 y Crucero 220 debido a los desacoples que existentes en el sistema entre la zona sur y el resto del territorio nacional.

**Gráfico 5.2**  
**Combustible centrales marginales barra Crucero 220**



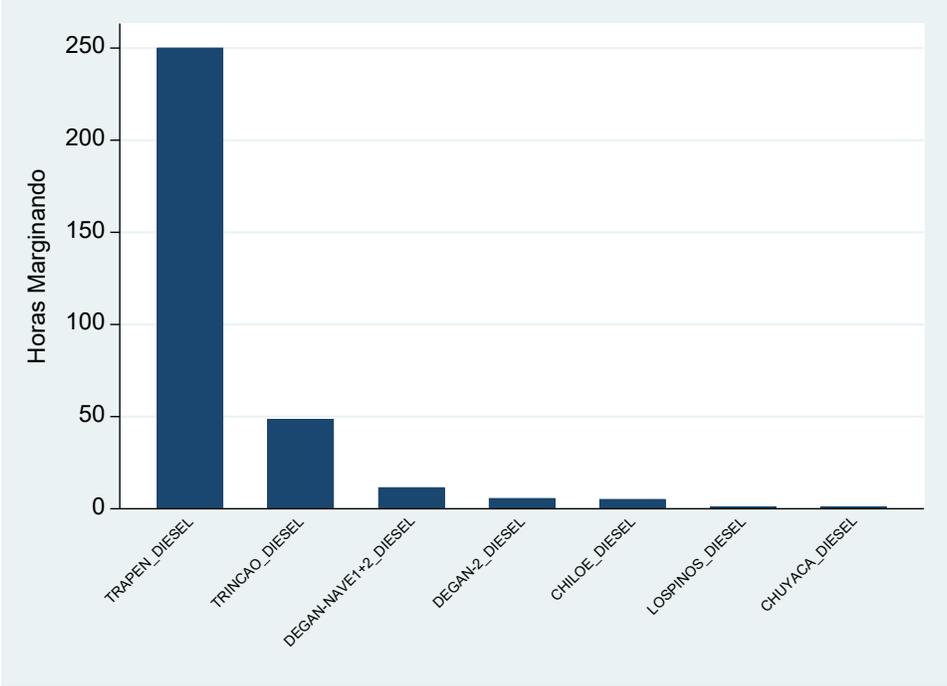
**Gráfico 5.3**  
**Combustible centrales marginales barra Quillota 220**



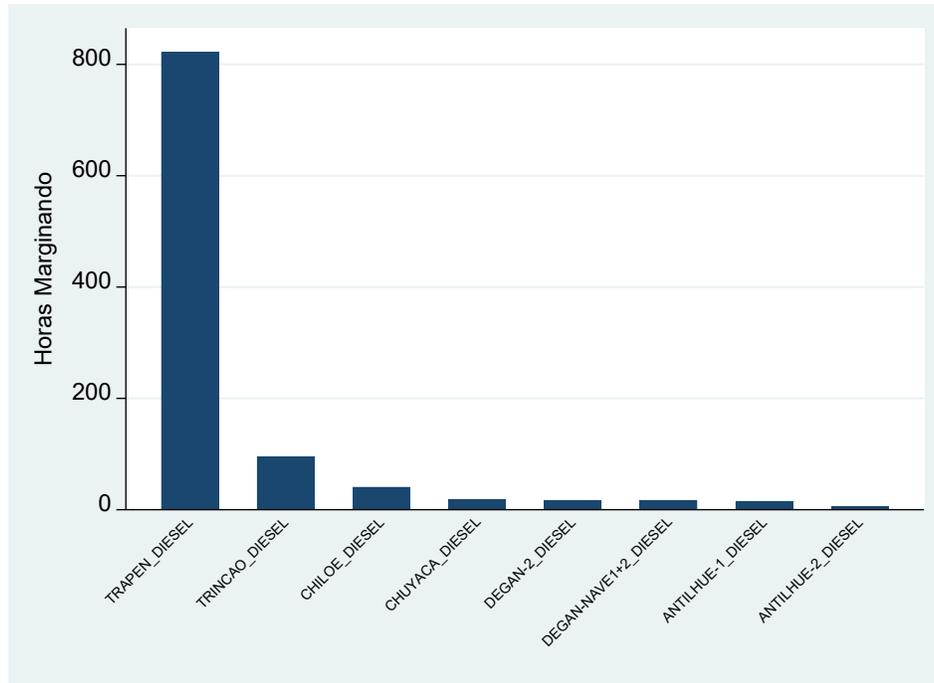
En particular, las configuraciones de centrales que marginaron con combustible diésel en los períodos de desacople en el subsistema asociado a la barra Puerto

Montt 220 durante 2023 y la primera mitad del año 2024 se presentan en los siguientes gráficos.

**Gráfico 5.4**  
**Horas marginando de configuraciones diésel en barra Pto Montt 220 en**  
**períodos de desacople**  
**Ene - Jun 2024**



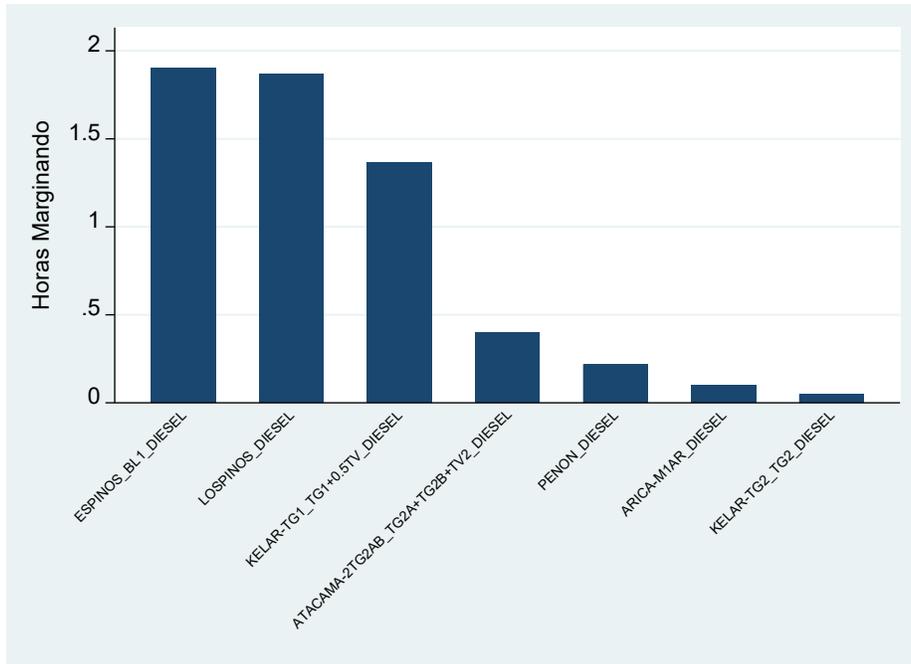
**Gráfico 5.5**  
**Horas marginando de configuraciones diésel en barra Pto Montt 220 en**  
**períodos de desacople**  
**Ene - Dic 2023**



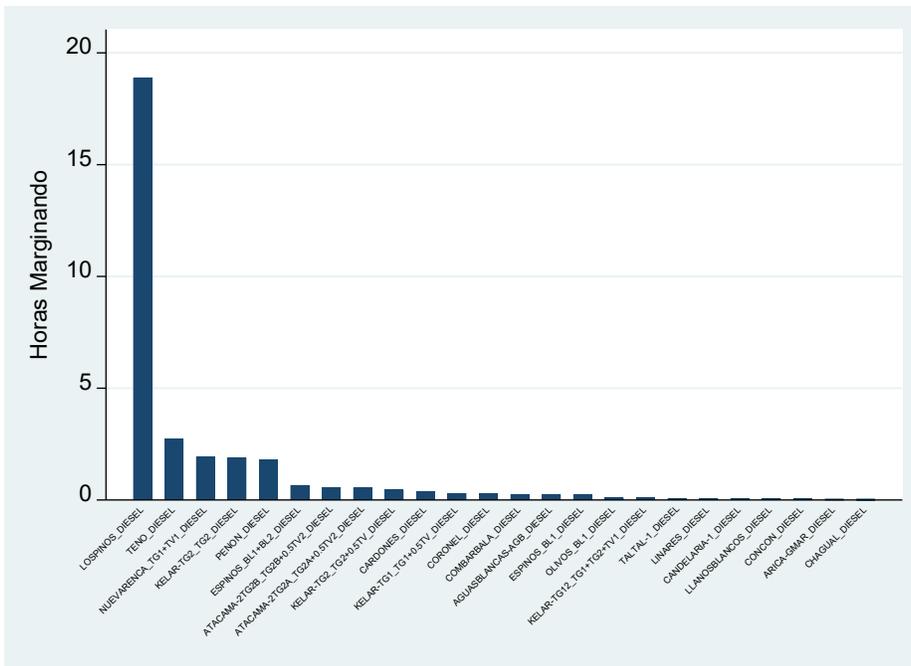
Como se aprecia, la central Trapén fue la que más tiempo marginó durante el primer semestre del año 2024, así como también durante la totalidad del año 2023, alcanzando alrededor de 250 y 800 horas respectivamente. En ambos períodos le sigue la central Trincao con una cantidad de horas significativamente menor.

Por su parte, las centrales que más marginaron en la barra Quillota en períodos de desacople con Puerto Montt 220 durante los primeros seis meses del año 2024 no superaron las dos horas acumuladas, y durante el año 2023 la central con mayor participación dentro de las centrales marginales en este contexto correspondió a Los Pinos, con menos de 20 horas, seguida por unidades que marcaron el marginal menos de 2,5 horas acumuladas durante todo el año.

**Gráfico 5.6**  
**Horas marginando de configuraciones diésel en barra Quillota 220 en**  
**períodos de desacople**  
**Ene - Jun 2024**

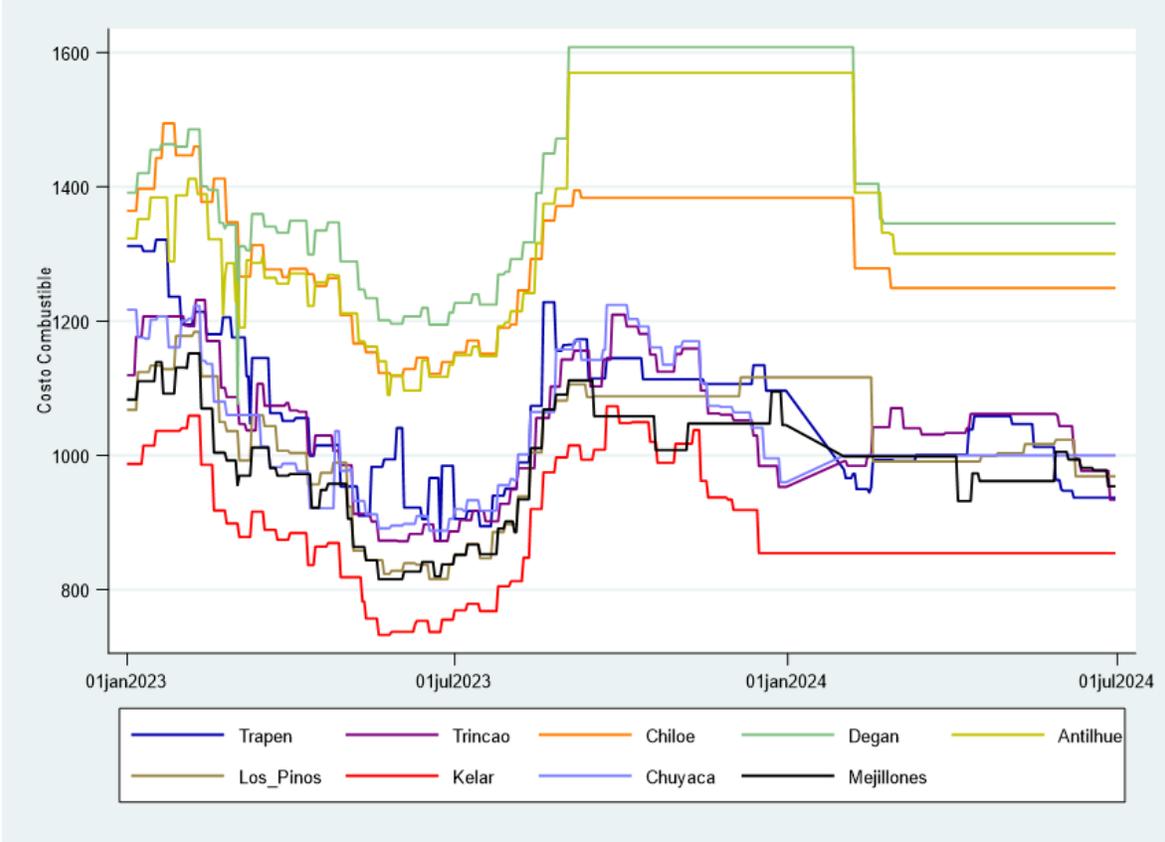


**Gráfico 5.7**  
**Horas marginando de configuraciones diésel en barra Quillota 220 en**  
**períodos de desacople**  
**Ene - Dic 2023**



En cuanto a los costos declarados del combustible diésel, en el Gráfico 5.8 se exponen las series para las centrales presentadas en los gráficos 5.4 y 5.5, así como también para la central Los Pinos, Kelar y Mejillones, como referencia del subsistema asociado a la barra Quillota 220.

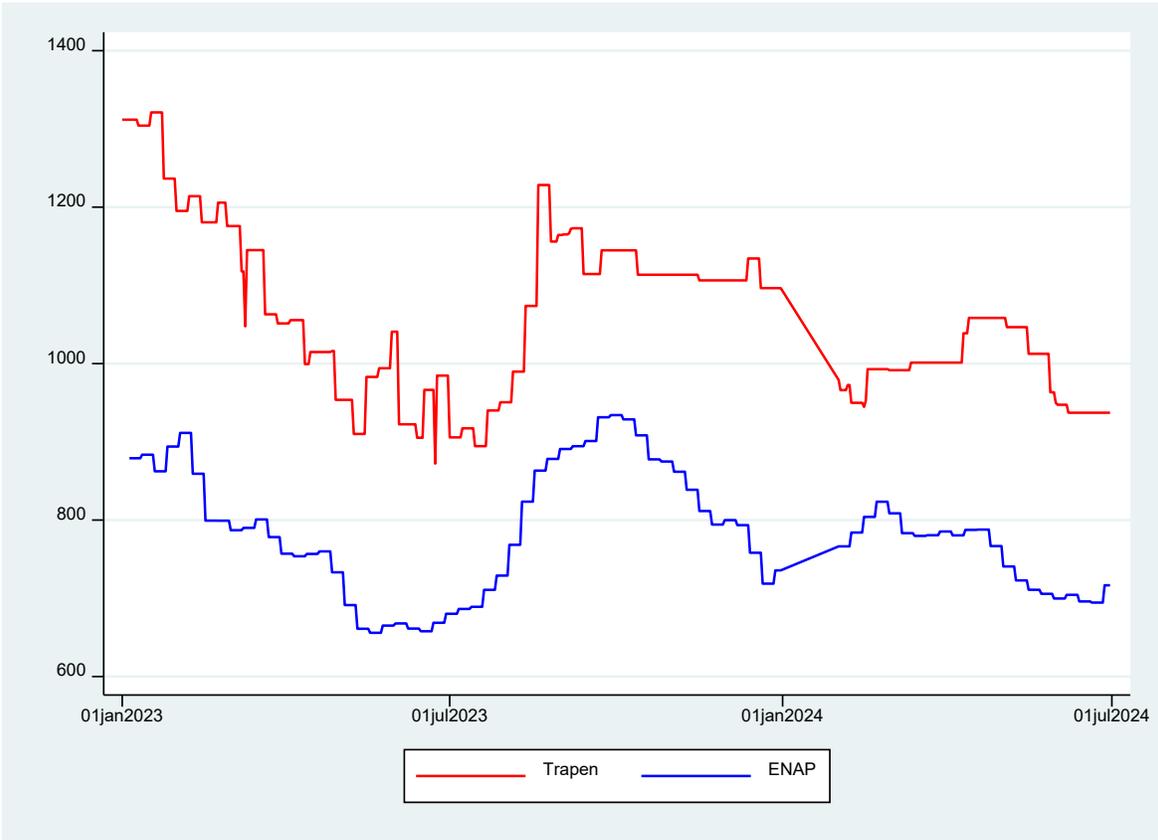
**Gráfico 5.8**  
**Costo de combustible diésel**  
**Ene 2023 – Jun 2024**



Se desprende del gráfico que los costos de combustible más baratos se registraron en el norte, con Kelar y Mejillones declarando consistentemente los valores más bajos. Los Pinos, por su parte, ubicada en la región del Bio Bio, declaró costos similares a los de Mejillones. Los costos más caros durante todo el período, por un margen significativo, fueron declarados por Degan, Chiloé y Antihue. Respecto de Trapén, central que concentró la mayor proporción de horas marginando con combustible diésel, declaró precios similares a Trincao y Chucaya, en un rango medio entre el máximo y mínimos registrados.

Si se comparan los precios declarados por Trapén con los precios de paridad de ENAP, se aprecia que estos siguen una tendencia similar hasta el tercer trimestre de 2023, pero luego responder con rezagos relativamente amplios desde el cuarto trimestre del mismo año hasta junio de 2024. Esta observación también es válida para los precios declarados por Degan, Chiloé, Antilhue y Los Pinos.

**Gráfico 5.9**  
**Costo de combustible diésel Trapén y precio de Paridad ENAP**  
**Ene 2023 – Jun 2024**



Lo anterior se ve reflejado en el R2 de una regresión simple entre los precios de cada central y los de ENAP. En el caso de Trapén, para los 3 primeros trimestres del período considerado (enero de 2023 a septiembre de 2023) es igual a 0,6985 y 0,7795 para una regresión sin rezagos y con rezagos de 4 semanas respectivamente<sup>36</sup>; mientras que para los últimos 3 trimestres del período (octubre

<sup>36</sup> El R2 de las regresiones sin rezagos para las centrales que declaran los mayores precios, como Degan, Chiloé y Antilhue, alcanza 0,8570; 0,8691 y 0,8377 respectivamente. Para el resto de las centrales, este valor asciende a 0,8838 en el caso de Chuyaca; 0,8838 para Kellar; 0,8776 para Los Pinos; 0,9170 para Mejillones; y 0,8497 en el caso de Trincao.

de 2023 a junio de 2024), el R2 asciende solo a 0,4148 para la regresión sin rezagos, mientras que al incluir 4 rezagos, uno por semana, alcanza 0,7711, valor solo levemente inferior a la cifra de los tres primeros trimestres<sup>37</sup>.

El desacople de las series más caras de precios, y la de Kelar, se debe a que las empresas coordinadas deben declarar el costo de combustible cuando se produce una compra. Por lo mismo, si no se utiliza la totalidad del combustible declarado, se replica dicho precio, siempre y cuando exista inventario disponible, hasta que se realice una nueva compra, en cuyo caso se actualiza el costo de combustible y su respectivo costo variable, razón por la cual el Gráfico 5.8 presenta varias series con “períodos planos”.

A este respecto, es necesario destacar que centrales como Antilhue, Chiloé y Degan, no poseen incentivos a negociar precios bajos con sus proveedores de combustibles, ya que su principal ingreso corresponde a pagos por potencia. Por lo mismo, la mayoría de estos generadores solo tiene incentivos a realizar compras spot. A su vez, el efecto anterior se potencia al existir limitada competencia en la distribución de diésel, ya que se observa que la infraestructura de importación y distribución de combustibles líquidos, especialmente el diésel, presenta diferencias significativas en términos de mercado geográfico<sup>38</sup>:

- En la zona norte, desde Arica hasta Coquimbo, Copec se destaca como el principal importador y distribuidor de combustible.
- En la zona central, que abarca la bahía de Quintero, tanto Copec como Enap son actores relevantes en las importaciones de combustibles líquidos.
- En la zona centro-sur, ENAP es el actor principal, seguido por Copec y Esmax.
- En la zona sur, prácticamente no hay importaciones de combustibles, aunque Copec posee la mayor capacidad logística en caso de ser necesario.

En la mayoría de estas zonas, solo uno o dos competidores potenciales están presentes, y con escasa posibilidad de acceso a las instalaciones de plantas de almacenamiento de combustibles líquidos.

---

<sup>37</sup> El R2 de las regresiones sin rezagos para las centrales que declaran los mayores precios, como Degan, Chiloé y Antilhue, alcanza 0,3233; 0,3346 y 0,3374 respectivamente. Para el resto de las centrales, este valor asciende a 0,6935 en el caso de Chuyaca; 0,6788 para Kelar; 0,1875 para Los Pinos; 0,2119 para Mejillones; y 0,6502 en el caso de Trincao. Dicho valor para las regresiones con 4 rezagos, manteniendo el mismo orden de todas las centrales mencionadas previamente, asciende a 0,5947; 0,5884; 0,5733; 0,8121; 0,8136; 0,3697; 0,3498; y 0,7399 respectivamente.

<sup>38</sup> A mayor abundamiento ver Resolución N° 84 del H. Tribunal de Defensa de la Libre Competencia, relativa al expediente “Consulta de FNE sobre operación conjunta de plantas de almacenamiento de combustibles líquidos” NC 517-2022.

Por lo mismo, se sugiere al Ministerio de Energía considerar la modificación del atributo de potencia de suficiencia, la cual debe enfocarse en la capacidad de suministrar potencia durante periodos de estrechez en el sistema eléctrico, garantizando una duración de una cierta cantidad de horas, con un contrato que asegure tal condición. La unidad de tiempo debe estar respaldada por un análisis técnico detallado y podría variar según la situación particular, ya sea en meses, días, horas u otra unidad relevante, siempre con un alto grado de probabilidad, por ejemplo, superior al 90%.

Asimismo, el Coordinador debería establecer un protocolo con criterios para solicitar pruebas de disponibilidad a las centrales que no hayan generado en un período de tiempo determinado, además de no solo considerar escenarios respecto al máximo consumo estadístico para los estudios de seguridad y abastecimiento, sino también escenarios relacionados a la capacidad contractual de reposición de diesel. Es decir una cifra que recoja la cantidad de suministro que puede considerarse en condición “a firme” de los contratos actualmente vigentes para el suministro de este combustible.

En resumen, si bien la relevancia del diésel ha disminuido en cuanto a su despacho y por tanto participación dentro de las centrales que marcan el costo marginal, este sigue siendo un combustible relevante en la zona sur asociada a la barra Puerto Montt 220, y probablemente recobre relevancia en caso de existir escasez de recursos hídricos.

Debido a lo anterior, es relevante que se evalúe modificar el atributo de potencia de suficiencia, y por parte del Coordinador, reevaluar los supuestos tenidos en consideración en el estudio de seguridad y abastecimiento, así como también establecer un protocolo para realizar pruebas de disponibilidad a centrales que no hayan generado durante un período de tiempo determinado.

## ANEXO A: COSTOS ASOCIADOS A ANTIGUO ESQUEMA DE SUBASTAS DE SSCC DE CONTROL DE FRECUENCIA

---

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

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

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

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

## A.1 SERVICIOS DE SUBIDA

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

- b)  $E(CMg_{i,h}) < CV_{i,h}$ :** En este caso, al tratarse de servicios de subida, no existiría costo de oportunidad asociado a energía por disponibilidad del servicio, ya que la unidad se encontraría generando a mínimo técnico. Sin embargo, existiría un costo esperado relacionado con el 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 servicios<sup>39</sup>.

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

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

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

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

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

Se observa de la expresión anterior que las ofertas en caso de estimar que se generará a mínimo técnico pueden ser significativamente elevadas, al

---

<sup>39</sup>  $\alpha_{i,j,h} = \frac{E(MWAdj_{i,j,h})}{\sum_{j \in SSCC} E(MWAdj_{i,j,h})}$ , donde  $SSCC$  es el conjunto de todos los servicios complementarios, esto es, CSF+, CSF-, CTF+ y CTF-.

tener que distribuir todo el mínimo técnico, o la proporción correspondiente al servicio en cuestión, en la capacidad que se espera será adjudicada<sup>40</sup>.

## A.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

---

<sup>40</sup> 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.

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 adjudicación<sup>41</sup>.

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

<sup>41</sup> Continuando con el mismo ejemplo de la nota al pie 40, en este caso la oferta mínima correspondería a 82 USD/MWh, sin internalizar una prima por riesgo.

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 trate<sup>42</sup>.

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.

---

<sup>42</sup> Esto es equivalente al promedio ponderado de las ofertas expuestas en los apartados correspondientes.

## ANEXO B: 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.

### B.1 SERVICIOS DE SUBIDA

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

## B.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 C: CENTRALES ENTREGADAS A OPERACIÓN PRIMER SEMESTRE 2023

	Propietario	Tipo	Tecnología	Potencia [MW]	Entrada Operación	Región
PMGD PFV El Carpintero	PFV El Carpintero SpA	PMGD	Solar	8,5	ene-24	Maule
PMGD PFV Sofia	GPG Generación Distribuida SpA	PMGD	Solar	2,4	ene-24	Coquimbo
Ampliación REN	Millaray Fotovoltaica SpA	PMGD	Solar	3,0	ene-24	La Araucanía
PMGD Santa Pamela		PMGD	Solar	7,7	ene-24	Biobío
Enami Solar	Enami Solar SpA	PMGD	Solar	5,4	ene-24	Valparaíso
PMGD Axel Solar	Fontus Prime Solar SpA	PMGD	Solar	2,7	ene-24	Coquimbo
Los Robles	Panguilemo SpA	PMGD	Solar	2,9	ene-24	Maule
SGT Catapilco	San Marino Solar SpA	PMGD	Solar	9,0	ene-24	Valparaíso
PMGD Aldebarán	Solar TI Treinta y Siete SpA	PMGD	Solar	6,0	ene-24	O'Higgins
PFV Willka	Inversiones Fotovoltaicas SpA.	Generador	Solar	98,0	feb-24	Arica y Parinacota
San Francisco Parral	Parque Solar Don Flavio SpA	PMGD	Solar	2,5	feb-24	Maule
PMG Quilmo	Parque Solar Quilmo SpA	PMG	Solar	9,0	feb-24	Ñuble
PMGD Quebrada de Talca	Quebrada de Talca Solar SpA	PMGD	Solar	9,0	feb-24	Coquimbo
PMG North West	Generadora North West SpA.	Generador	Solar	9,0	feb-24	Atacama
Ei Caiquén	PFV El Caiquén SpA	PMGD	Solar	9,0	feb-24	Maule
La Vendimia	Sociedad Energías Renovables El Boldo SpA	PMGD	Solar	9,0	feb-24	Maule
BESS Coya	Engie Energía Chile S.A.	BESS	BESS	139,0	feb-24	Antofagasta
Loma Tendida del Verano	Paruma del Verano SpA	PMGD	Solar	3,0	feb-24	Metropolitana
PMGD CE Caldera	Caldera Solar SpA	PMGD	Solar	9,0	mar-24	Atacama
Parque FV Hurtado	Patricia Solar SpA	PMGD	Solar	3,0	mar-24	Biobío
El Portal	Central El Atajo SpA	PMGD	Hídrico	1,1	mar-24	Biobío
BESS Diego de Almagro Sur	Colbun S.A.	BESS	BESS	8,0	mar-24	Atacama
PMGD Chequén Solar	Chequén Solar SpA	PMGD	Solar	9,0	mar-24	Metropolitana
PMGD Huinán (Ex Malloco)	Malloco Solar SpA	PMGD	Solar	9,0	mar-24	Metropolitana
El Trile	PFV El Trile SpA	PMGD	Solar	9,0	mar-24	Maule
Encino	Energía Renovable Encino SpA	PMGD	Solar	2,6	mar-24	O'Higgins
PMGD Parque PVP Mayos	Parque Solar Santa Cruz SpA	PMGD	Solar	2,3	mar-24	O'Higgins
Planta Fotovoltaica Teresita	Planta Solar Santa Teresita II SpA	PMGD	Solar	9,0	abr-24	Metropolitana
Parque FV San Eduardo	Joel Solar SpA	PMGD	Solar	2,7	abr-24	Ñuble
Lucas Solar	Don Arturo SpA	Generador	Solar	9,0	abr-24	Coquimbo
PMGD San Alberto	Draco Solar SpA	PMGD	Solar	9,0	abr-24	Ñuble
PMGD PFV Pesaro Solar	Pesaro Solar SpA	PMGD	Solar	3,0	abr-24	Valparaíso
PMGD Doña Regina Solar	Yanqui Solar SpA	PMGD	Solar	3,0	abr-24	Biobío
Patagua	Patagua SpA	PMGD	Solar	9,0	abr-24	Metropolitana
PMGD Solarpark Malloa	Chronos Solar SpA	PMGD	Solar	2,8	abr-24	O'Higgins
PMGD Ampliación Fotovolt LIN	Ailin Fotovoltaica SpA	PMGD	Solar	3,0	abr-24	Maule
PMGD PFV RCU (RTN)	RTN Solar SpA	PMGD	Solar	6,0	abr-24	Maule
PMGD PFV Jilguero	PFV Jilguero SpA	PMGD	Solar	1,7	abr-24	Maule
Chañar del Verano	Isluga de Verano SpA	PMGD	Solar	3,0	abr-24	Antofagasta
PMGD Parque solar Roma	Parque Solar Roma SpA	PMGD	Solar	2,8	abr-24	O'Higgins
Plaza Sunlight	Plaza Sunlight SpA	PMGD	Solar	9,0	abr-24	Coquimbo
PMGD Parque PVP Unihue	Parque Solar Unihue SpA	PMGD	Solar	2,7	abr-24	Maule
PF Pueblo Hundido	Fotovoltaico Pueblo Hundido SpA	PMGD	Solar	2,8	abr-24	O'Higgins
Ampliación Andes Solar II B	Andes Solar II SpA.	BESS	BESS	17,0	abr-24	Antofagasta
PFV Viñas del Sol (Ex Manzano II)	Andina Solar 1 SpA	PMGD	Solar	6,0	may-24	Valparaíso
Ampliación Parque Eólico Tchamma - Etapa 1	AR Tchamma SpA	Generador	Eólica	15,0	may-24	Antofagasta
PMGD Turquía	Tedlar Luna SpA	PMGD	Solar	1,5	may-24	Biobío

Emilia Solar	Fontus Prime Solar SpA	Generador	Solar	4,0	may-24	Coquimbo
Las Chilcas	Las Chilcas Solar SpA	PMGD	Solar	9,0	may-24	Arica y Parinacota
PMGD Quilmo Solar	Quilmo Solar SpA	PMGD	Solar	5,2	may-24	Ñuble
PMGD Lluta Solar	El Peral SpA	PMGD	Solar	2,7	may-24	Arica y Parinacota
PMGD Verona	Verona Solar SpA	PMGD	Solar	3,0	may-24	Maule
Nueva Central Solar Fotovoltaica Macao	Macao Solar SpA	PMGD	Solar	9,0	may-24	Metropolitana
PMGD San Clemente Fior del Llano	Vespa Solar SpA	PMGD	Solar	4,9	jun-24	Maule
PMGD Loncura	Tedlar Damos SpA	PMGD	Solar	9,0	jun-24	Valparaíso
PFV Albatros	PFV Albatros SpA	PMGD	Solar	1,3	jun-24	Maule
PMGD AHE Buenas Yervas	SETF Energías Renovables SpA	PMGD	Solar	9,0	jun-24	Metropolitana
PMGD San Rafael	San Rafael II SpA	PMGD	Solar	3,0	jun-24	Maule
Parque Eólico Cardonal	Statkraft Eólico S.A.	Generador	Eólica	33,0	jun-24	O'Higgins
PFV Salvador	Innergex Renewable Energy Chile SpA	BESS	BESS	49,9	jun-24	Atacama
PMGD Bellet	Energía Morro Guayacán SpA.	PMGD	Diésel	0,5	jun-24	Metropolitana

## ANEXO D: GAS INFLEXIBLE Y COMPETENCIA

---

El efecto de las declaraciones de inflexibilidad puede manifestarse primordialmente en una baja del costo marginal o ser neutro<sup>43</sup>. Esto implica que, de tratarse de alguna conducta anticompetitiva, las declaraciones de inflexibilidad podrían calificar como una conducta exclusoria, en particular como una de precios predatorios. Esta premisa se basa en que a partir de la generación con gas inflexible, se estaría subdeclarando un costo (costo igual a cero en el contexto de la NT GNL 2019 o costo de oportunidad calculado por el Coordinador en el caso de la NT GNL 2021), con el fin de asegurar el despacho de una central que en otro caso no habría sido despachada, al poseer un costo mayor, y con ello disminuyendo el costo marginal del sistema con tal de evitar la entrada de futuros competidores o provocar la salida del mercado de competidores existentes, con el fin de incrementar su poder de mercado en el mercado spot y/o en el mercado de contratos.

En efecto, según la OCDE, los precios predatorios se definen de la siguiente manera: *“Predatory pricing is a deliberate strategy, usually by a dominant firm, of driving competitors out of the market by setting very low prices or selling below the firm’s incremental costs of producing the output (often equated for practical purposes with average variable costs). Once the predator has successfully driven out existing competitors and deterred entry of new firms, it can raise prices and earn higher profits”*<sup>44</sup>.

Por tanto, para considerar una figura de precios predatorios, no sólo se requiere poder fijar un precio bajo el costo, sino que también se requiere tener la habilidad para recuperar las rentas perdidas como consecuencia del mayor poder de mercado. En el caso del GNL Inflexible, consecuentemente, no se trataría de este tipo de conductas anticompetitivas si los niveles de precios bajan y en el futuro las pérdidas no pueden ser recuperadas, o no pueden ser incrementados los precios de manera unilateral como resultado del ejercicio de poder de mercado.

Por otro lado, en una segunda hipótesis conductual, en caso de que a partir de la obtención de beneficios netos por la generación con gas inflexible en el corto plazo se constatare un eventual efecto exclusorio, podría intentar calificarse tales efectos con los propios de la figura del estrangulamiento de márgenes, ya que provocaría la salida o desincentivaría la entrada o expansión de competidores debido a los reducidos márgenes que estos obtendrían. Sin embargo, en el caso objeto de análisis no se está frente a una empresa integrada verticalmente que posee un insumo esencial y que fija un precio arbitrariamente

---

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

<sup>44</sup> <https://stats.oecd.org/glossary/detail.asp?ID=3280>

elevado aguas arriba (y/o arbitrariamente bajo aguas abajo) con tal finalidad exclusiva, como ocurre en los casos en que se verifica la práctica antedicha<sup>45</sup>.

Así las cosas, la generación con gas inflexible difícilmente podría ser calificada como conducta anticompetitiva de no existir evidencia sobre su efecto en la salida actual o potencial de competidores y/o que haya desincentivado o esté desincentivando el ingreso o expansión de nuevos competidores, y los potenciales beneficios actuales o futuros de quienes hayan generado con dicha condición especial de suministro.

De esta manera, las potenciales conductas que podrían ejercerse dependerán del balance actual de las empresas<sup>46</sup>, la competitividad del mercado de contratos, la posición comercial de las empresas que podrían tener en el futuro, al estar relacionado el costo marginal de largo plazo con el de los contratos, y de la relación entre el LCOE (*Levelized cost of energy*) de los competidores y los costos marginales observados en el mercado. Con este esquema analítico a la vista, resulta pertinente evaluar las hipótesis antedichas tanto desde la perspectiva de las empresas excedentarias, como de las empresas deficitarias.

## **D.1 EMPRESAS EXCEDENTARIAS**

Al tratarse de una empresa excedentaria<sup>47</sup>, no existirían incentivos en el corto plazo a generar con condición de suministro inflexible de manera estratégica, ya que podría resultar en una disminución de los costos marginales y con ello en una caída en los beneficios. Por lo tanto, en este caso, un eventual abuso podría ser clasificado como una conducta de precios predatorios típica, donde se estarían sacrificando ingresos presentes ante la posibilidad de aumentar ingresos en el futuro luego de la salida o disuasión a la entrada de potenciales competidores, o expansión de los actuales, que pudiesen llevar a la baja el costo marginal.

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

---

<sup>45</sup> Según la OCDE, “[A] margin squeeze occurs when there is such a narrow margin between an integrated provider’s price for selling essential inputs to a rival and its downstream price that the rival cannot survive or effectively compete. A margin squeeze can arise only when (a) an upstream firm produces an input for which there are no good economic substitutes, (b) the upstream firm sells that input to one or more downstream firms and (c) the upstream firm also directly competes in that downstream market against those firms”. Ver <https://www.oecd.org/daf/competition/sectors/46048803.pdf>

<sup>46</sup> Esto incluye contratos con clientes y entre empresas generadoras, ya sean físicos o financieros.

<sup>47</sup> Esto es, las inyecciones y la energía contratada que pudiese tener precios indexados al costo marginal son mayores a la cantidad contratada que no se encuentra indexada al costo marginal.

## D.2 EMPRESAS DEFICITARIAS

En cuanto a las empresas deficitarias<sup>48</sup>, si bien estas pueden beneficiarse de la baja potencial del costo marginal al tener que pagar menos por los retiros, ello no implicaría directamente un beneficio comercial de las inflexibilidades, ya que para que esto ocurra, los beneficios por un menor pago por retiros deben ser mayores que las pérdidas en las cuales se incurre al recibir solo el costo marginal como ingreso sin cubrir la totalidad de los costos variables de las máquinas. En caso de que dicho cálculo derivara en pérdidas, se podría estar en presencia de una potencial conducta predatoria. No obstante, para la ocurrencia de esta se debe tener la habilidad para **recuperar dichas pérdidas en el futuro a través de mayores precios como consecuencia de una menor cantidad de competidores.**

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

Ahora bien, si las inflexibilidades resultaran en beneficios netos para las empresas deficitarias, ello implicaría que cualquier empresa tendría incentivos a sobre importar GNL, sin necesidad de buscar mantener o aumentar su posición de dominio, razón por la que no podría argumentarse una potencial infracción a la libre competencia, pero sí podría haberse configurado, bajo la NT GNL 2019, una infracción a esta, en cuanto disponía que *“[L]a utilización del volumen declarado como inflexible no debe corresponder al resultado de una optimización de la posición comercial de la empresa que lo declarara en el mercado de transferencia de energía y potencia.”*<sup>49</sup>.

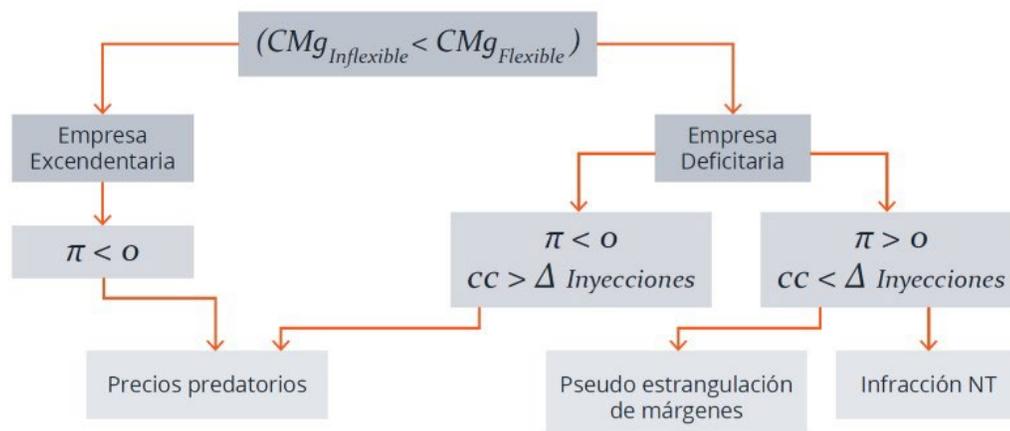
Finalmente, es preciso señalar que de tratarse de una empresa verticalmente integrada con el terminal GNL, podrían existir incentivos a forzar la firma de contratos con cláusulas *Take or Pay* o uso exclusivo del gas en el mercado eléctrico con tal de provocar escenarios de inflexibilidad que beneficien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

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

---

<sup>48</sup> Esto es, las inyecciones y la energía contratada que pudiese tener precios indexados al costo marginal son menores a la cantidad contratada que no se encuentra indexada al costo marginal.

<sup>49</sup> Norma técnica para la programación y coordinación de la operación de unidades que utilicen GNL regasificado, Junio 2019, CNE, Artículo 3-3, numeral 3. Disponible en <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2019/06/NT-GNL-Junio-2019.pdf>



**Condiciones:**

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

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

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

### D.3 INGRESO POR GNL INFLEXIBLE

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

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

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

Donde  $G$  el conjunto de unidades del conglomerado  $a$  en el subsistema  $z$ <sup>50</sup>;  $Cmg_{i,h,z}$  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 generador<sup>51</sup>;  $C$  es el conjunto de clientes del conglomerado en cuestión<sup>52</sup>;  $P_j$  es el precio recibido del contrato con el cliente  $j$ , el cual puede estar indexado o no al costo marginal, por lo que podría adoptar la forma general  $P_j = \alpha_j + \beta_j Cmg_{j,h,z}$ ;  $Cmg_{j,h,z}$  es equivalente al costo marginal en la barra de retiro del cliente  $j$  durante la hora  $h$  en el subsistema  $z$ ;  $ER_{j,h,z}$  es la energía retirada para el cliente  $j$  en la hora  $h$ ; y  $\theta_h$  corresponde a otros ingresos y costos asociados a la empresa en cuestión, como servicios complementarios no relacionados con sobrecostos, potencia de suficiencia, etc<sup>53</sup>.

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

<sup>50</sup> 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.

<sup>51</sup>  $\{GT - G - INF\}$  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.

<sup>52</sup>  $C$  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.

<sup>53</sup>  $\theta$  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.

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 inflexibilidad<sup>54</sup>; 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  $\pi_{a,h,z}^r - \pi_{a,h,z}^{cf}$ :

### D.3.1 INYECCIONES DE ENERGÍA Y SOBRECOSTOS PROPIOS (PRIMERA SUMATORIA DE LA ECUACIÓN DE INGRESOS)

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

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

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

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

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

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:

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

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

<sup>54</sup> Cada caso se identificará con el supra índice  $r$  o  $cf$  según corresponda.

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 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.

### **D.3.2 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.

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

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

### **D.3.3 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.

### **D.3.4 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.

### D.3.5 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, o a mínimo técnico cuando 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.