

INFORME SEMESTRAL MONITOREO DE LA COMPETENCIA EN EL MERCADO ELECTRICO 2026

UNIDAD DE MONITOREO DE LA COMPETENCIA

Noviembre 2026

CONTENIDO

1.	**DESCRIPCIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO NACIONAL**	**7**
	A. GENERACIÓN ELÉCTRICA	7
	B. SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO	13
	C. MERCADO DE CORTO PLAZO	15
2.	**TRANSMISIÓN**	**22**
	A. LICITACIONES	22
	B. OBRAS DETENIDAS Y CON ATRASOS CONSTRUCTIVOS	33
	C. INDISPONIBILIDAD DE INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN	35
	D. ACCESO ABIERTO	38
3.	**ANÁLISIS DEL MERCADO DE SSCC DE CONTROL DE FRECUENCIA**	**42**
	A. ANTECEDENTES GENERALES	42
	B. ESTRUCTURA DE MERCADO	44
	C. EVOLUCIÓN SSCC CF 2025 - PRIMER SEMESTRE 2026	51
	D. CONCLUSIONES	61
4.	**GENERACIÓN CON GAS NATURAL Y DIÉSEL**	**63**
	A. GNL INFLEXIBLE	63
	B. GAS NATURAL POR ORIGEN	65
	C. COMBUSTIBLE DIÉSEL	66
	D. CONCLUSIONES	76
5.	**PEQUEÑOS MEDIOS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA**	**78**
	A. EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN Y CAPACIDAD INSTALADA	78
	B. RÉGIMEN DE VALORIZACIÓN DE PMG/PMGD	81
	C. COMPENSACIONES POR PRECIO ESTABILIZADO	85
	D. CENTRALES PMGD CON CONTRATOS A CLIENTES FINALES	88
6.	**RECOMENDACIONES**	**91**
ANEXO A: COSTOS ASOCIADOS A ANTIGUO ESQUEMA DE SUBASTAS DE SSCC DE CONTROL DE FRECUENCIA		**94**
	A.1 SERVICIOS DE SUBIDA	95
	A.2 SERVICIOS DE BAJADA	97
ANEXO B: COSTOS ASOCIADOS AL ACTUAL ESQUEMA DE SUBASTAS DE SSCC DE CONTROL DE FRECUENCIA		**100**
	B.1 SERVICIOS DE SUBIDA	100
	B.2 SERVICIOS DE BAJADA	101
ANEXO C: REVELACIÓN DE COSTOS EN OFERTAS DE SSCC		**102**
ANEXO D: TRATAMIENTO DE SOBRECOSTOS		**104**

ANEXO E: CENTRALES ENTREGADAS A OPERACIÓN, PRIMER SEMESTRE 2026 **107**

ANEXO F: GAS INFLEXIBLE Y COMPETENCIA **109**

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 (CEN), 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 pública del Coordinador. Este documento corresponde a un informe de avance considerando la mejor información disponible y cuyos resultados pueden variar en el documento anual que desarrolla la UMC.

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

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

Resumen Ejecutivo

La capacidad instalada del Sistema Eléctrico Nacional alcanzó cerca de 40,7 GW a junio de 2026. Las centrales solares y eólicas representaron conjuntamente 50,5% del total, con la capacidad solar superando a la capacidad térmica; mientras la generación mensual del primer semestre se ubicó entre aproximadamente 6.800 y 7.600 GWh. En el mismo período, la potencia de los sistemas de almacenamiento aumentó desde cerca de 2,6 GW en enero hasta 5 GW en junio y la energía diaria descargada se aproximó a 10 GWh al cierre del semestre. Su operación se concentró en retiros durante las horas solares e inyecciones fuera de ese bloque, especialmente después de la puesta del sol.

En transmisión, al 4 de agosto de 2026 se contabilizaban 518 obras de expansión, de las cuales 466 habían sido licitadas al menos una vez y 93 permanecían en proceso. Entre las 373 obras con procesos concluidos, 332 estaban adjudicadas. En las obras de ampliación aumentó el promedio de ofertas por obra y la proporción de procesos con tres o más ofertas. Sin embargo, la proporción de obras adjudicadas disminuyó de 47,2% a 42,6% y la de obras desiertas por superar el valor máximo aumentó de 20,4% a 31,9%. Las ofertas adjudicadas se ubicaron, en mediana, por sobre dos veces el valor referencial y las obras de menor valor recibieron menos ofertas. A septiembre, 65% de las 144 obras cuyo avance era objeto de seguimiento presentaba atrasos y más de 27% de las líneas de 500 kV incumplía algún índice de duración de indisponibilidades. Los antecedentes respaldan la actualización de valores referenciales y de reserva, la incorporación de fórmulas de indexación, el fortalecimiento del seguimiento de atrasos y la evaluación de mecanismos de asignación de acceso abierto que consideren el valor de la capacidad disponible.

En el mercado de servicios complementarios de control de frecuencia, el CPF+ comenzó a subastarse en febrero de 2026 y en junio cerca de 75% de sus adjudicaciones estuvo asociado a ofertas. Las energías renovables variables y los sistemas de almacenamiento adquirieron una participación relevante, con períodos de adjudicación completamente renovable en horario solar y una presencia elevada de BESS en los servicios de bajada, observándose además un aumento en los precios de las ofertas filtradas respecto de 2025. El informe reitera la necesidad de avanzar hacia un esquema Pay as Clear para el componente ofertado y de revisar

la metodología de remuneración de sobrecostos, materias que han sido objeto de dos recomendaciones normativas dirigidas a la CNE[1].

El GNL inflexible no constituyó un factor relevante, habiéndose registrado generación en dicha condición de suministro solo en agosto de 2025 en una proporción reducida respecto del total. El gas argentino mantuvo una participación elevada en la generación con este combustible, lo que refuerza la importancia de verificar la disponibilidad efectiva de contratos interrumpibles.

En el segmento de medios de generación de pequeña escala, la potencia instalada alcanzó 3.871 MW a junio de 2026; los PMGD representaron 9,9% de la capacidad del sistema y 85,4% de su potencia correspondió a tecnología solar. La modificación del DS N°88 mediante el DS N°1 introdujo un nuevo mecanismo de estabilización con restitución anual de saldos, en un contexto en que las compensaciones continúan concentrándose en generación fotovoltaica y en horas solares.

El diésel mantuvo mayor incidencia en la zona sur y en los desacoples asociados a Puerto Montt 220 kV. Trapén concentró la mayor cantidad de horas marginando, mientras que los costos declarados mostraron diferencias regionales y ajustes con rezago respecto de los precios de paridad de ENAP. La concentración de la importación y distribución, junto con el acceso limitado a infraestructura de almacenamiento de combustibles líquidos, mantiene la necesidad de incorporar restricciones logísticas y contractuales en la programación y de resguardar la disponibilidad efectiva del parque térmico de respaldo.

En conjunto, el informe identifica como prioridades la adecuación de parámetros económicos y mecanismos de asignación en transmisión, el perfeccionamiento de las señales de precio y de los criterios de disponibilidad en servicios complementarios, el seguimiento del nuevo régimen de estabilización de los MGPE y la incorporación de restricciones físicas y contractuales en el suministro de combustibles. Estas medidas buscan reducir riesgos de ejecución, mejorar la asignación de recursos y mantener condiciones de competencia compatibles con una matriz con mayor presencia de generación renovable y almacenamiento.

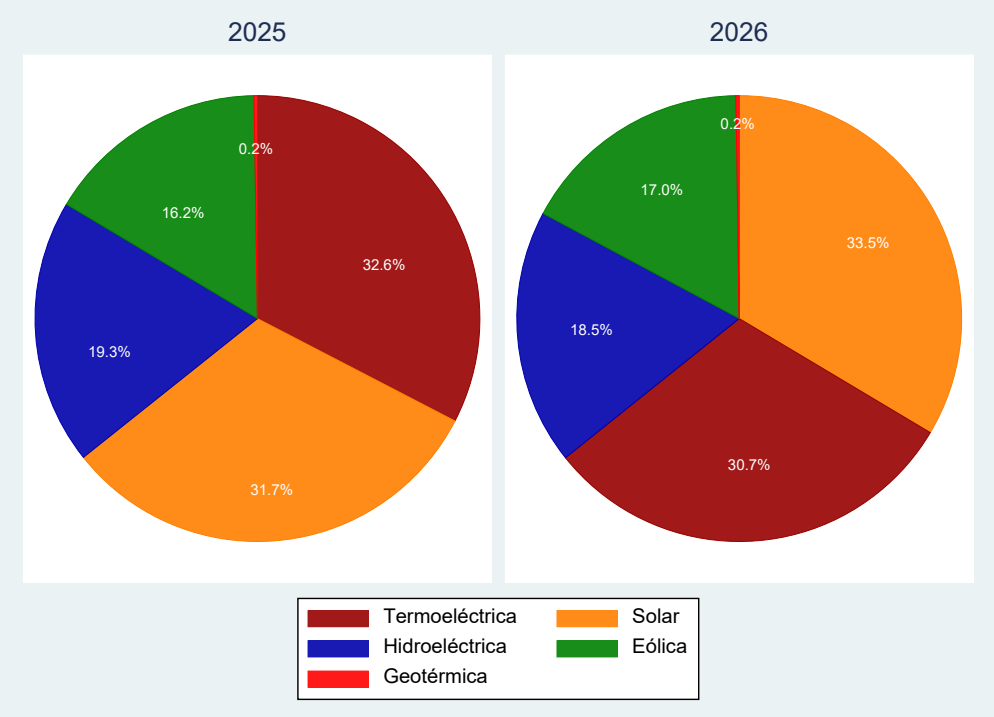
[1] En carta CD 00051-26 y CD 00052-26, ambas del 1 de abril de 2026, se propuso Transitar de Pay as Bid a Pay as Clear en las subastas de servicios complementarios de control de frecuencia y modificar el tratamiento de los pagos laterales pasando a una evaluación por ciclo de despacho respectivamente.

1. DESCRIPCIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO NACIONAL

A. GENERACIÓN ELÉCTRICA

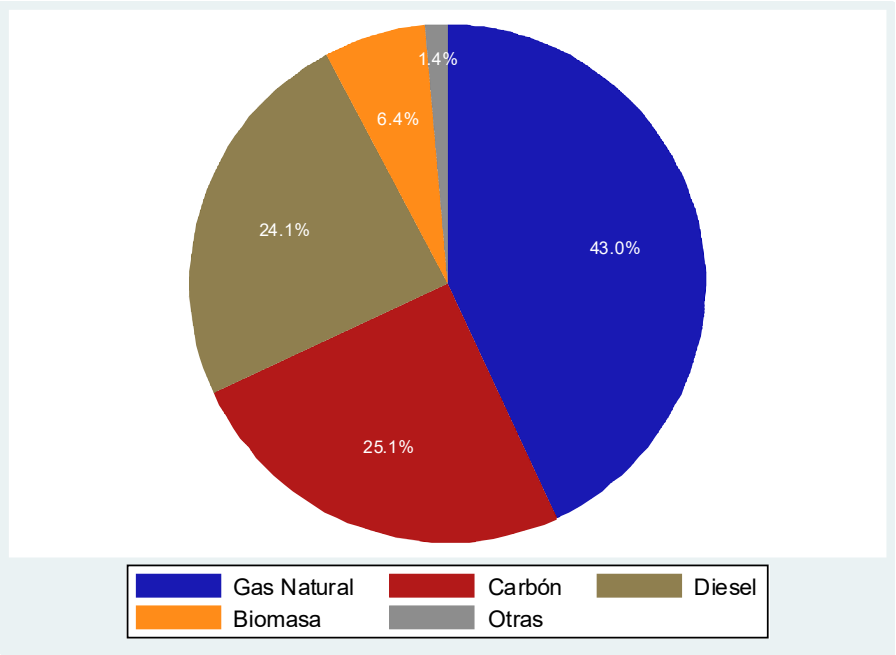
Como se muestra en el Gráfico 1.A.1, durante el primer semestre del año 2026 la participación de la capacidad solar aumentó 1,8 puntos porcentuales, pasando de 31,7% a 33,5%, posicionándose como la tecnología con mayor capacidad instalada, superando a la térmica, la cual descendió de 32,6% en diciembre de 2025 a 30,7% en junio de 2026. Le siguió la capacidad hidráulica, con 18,5%, lo que significó una disminución de 0,8 puntos porcentuales; y la eólica con 17%, que sufrió un leve incremento en comparación con el 16,2% de diciembre de 2025.

Gráfico 1.A.1
Distribución de capacidad instalada (MW) por tecnología
31 diciembre 2025 – 30 de junio 2026



De manera conjunta, las centrales solares y eólicas dieron cuenta de 50,5% de la capacidad instalada al 30 de junio de 2026, en comparación con un 47,9% al 31 de diciembre de 2025.

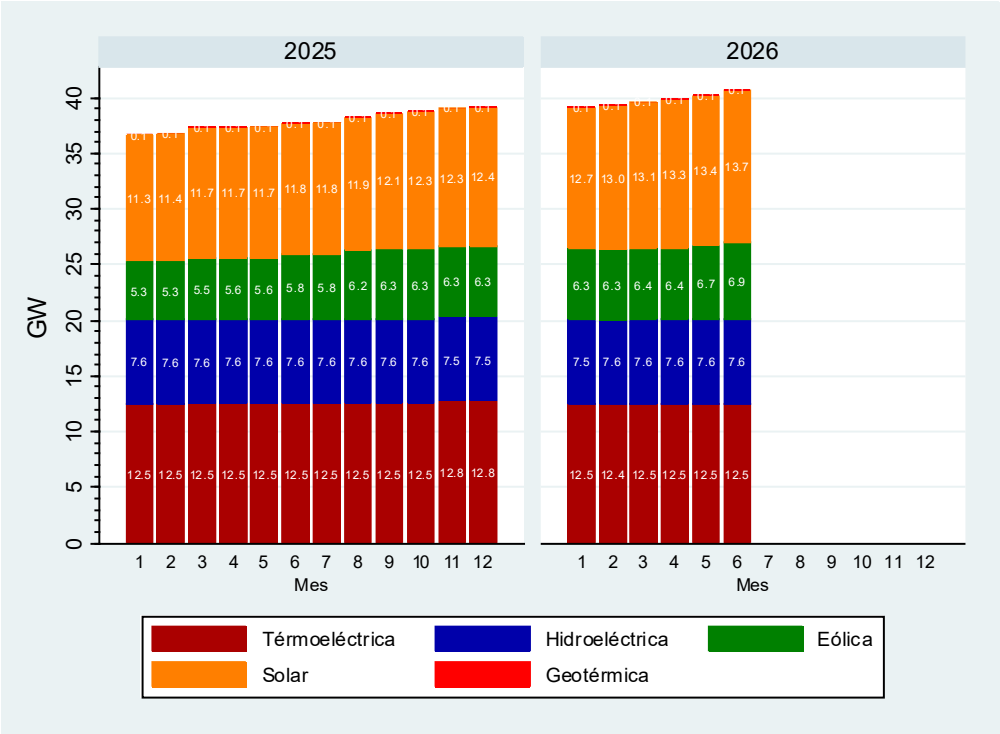
Gráfico 1.A.2
Distribución de capacidad térmica instalada (MW) por fuente
Junio 2026



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 43,0%, alrededor de 17,9 puntos porcentuales sobre el carbón, que alcanzó un 25,1%. Por su parte, el diésel tuvo una participación de 24,1%, seguido por biomasa y otras fuentes, con un 6,4% y 1,4%, respectivamente.

La capacidad instalada del Sistema Eléctrico Nacional alcanzó un total aproximado de 40,7 GW a junio de 2026, representando un aumento cercano a 4,3% en comparación con diciembre del año previo y de 7,9% respecto del mismo mes de 2025. 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.

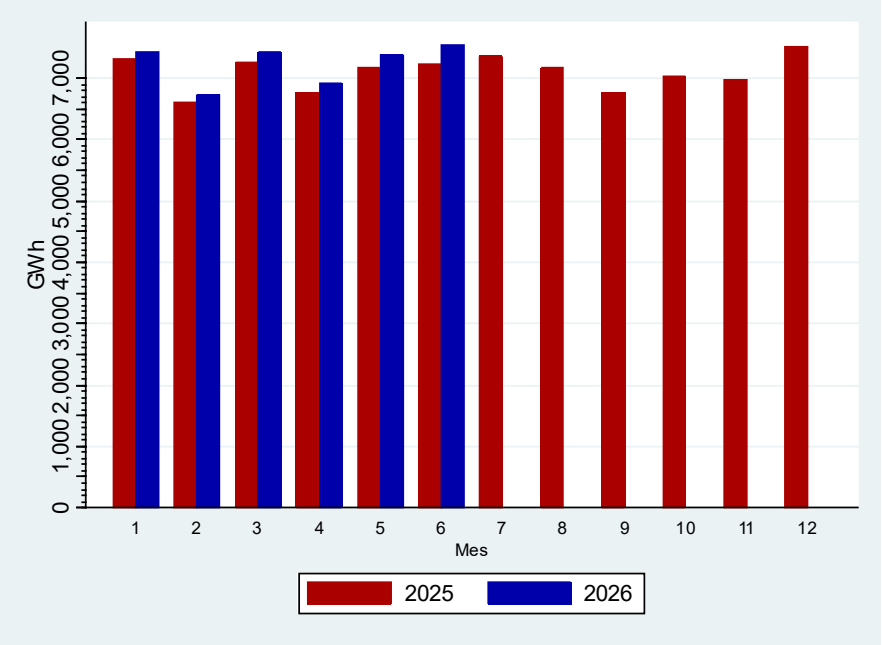
Gráfico 1.A.3
Capacidad instalada por tecnología
2025 – 1er semestre 2026



En cuanto a nuevas centrales, en Anexo E se presenta una lista con las centrales entregadas a la operación durante el primer semestre del año 2026.

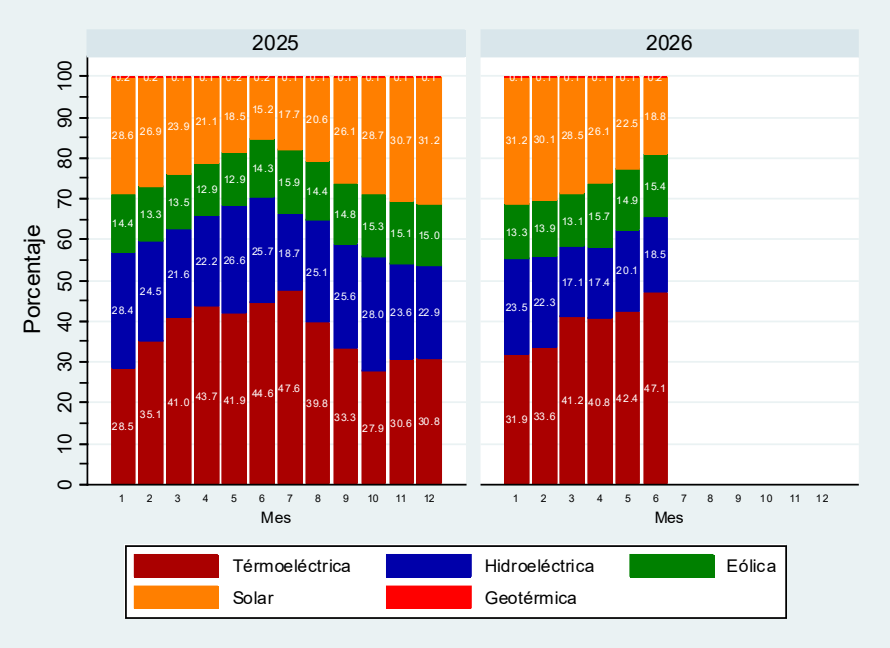
En lo referente a generación mensual, esta osciló entre aproximadamente 6.800 GWh y 7.600 GWh a lo largo del primer semestre del año, habiendo alcanzado el mínimo y máximo en los meses de febrero y junio, respectivamente, frente a valores aproximados de entre 6.700 GWh y 7.400 GWh durante igual período de 2025, tal como se muestra en el Gráfico 1.A.4.

Gráfico 1.A.4
Generación mensual
2025 – 1er semestre 2026



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).

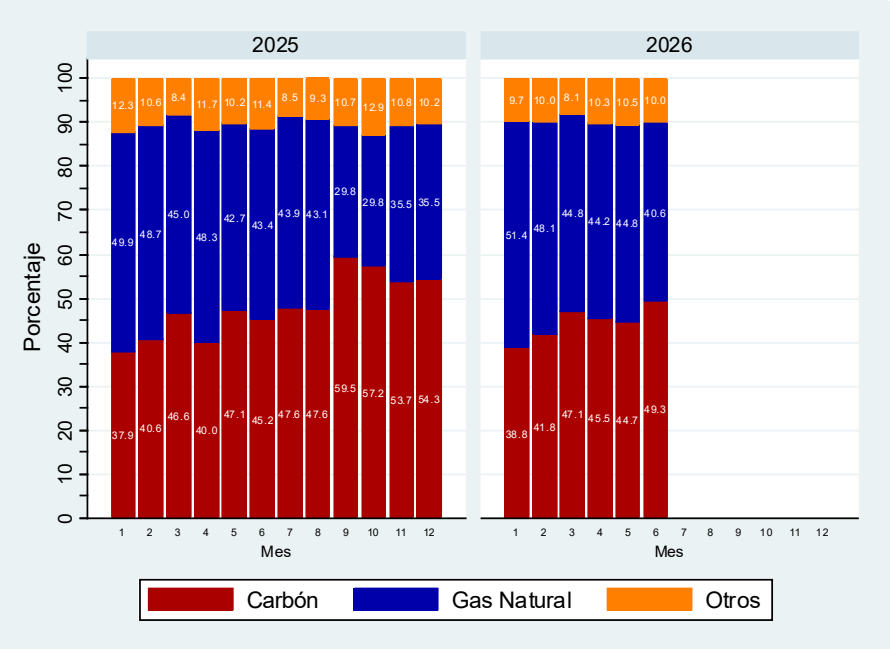
Gráfico 1.A.5
Distribución generación por tecnología
2025 – 1er semestre 2026



Las tecnologías que presentan una mayor variación relativa en su contribución a la generación total del sistema corresponden a la solar y termoeléctrica, con un coeficiente de variación de 0,202 y 0,165, respectivamente. Por su parte, el coeficiente de variación de las tecnologías hidroeléctrica y eólica alcanzó 0,147 y 0,067. Asimismo, durante enero y febrero de 2026 la participación solar aumentó en 2,6 y 3,2 puntos porcentuales respecto de los mismos meses del año anterior, mientras que la participación eólica disminuyó en 1,1 puntos porcentuales en enero y aumentó en 0,6 puntos porcentuales en febrero.

En cuanto a las fuentes de generación termoeléctrica, el gas natural alcanzó su mayor participación del primer semestre de 2026 en enero, con un 51,4%, superando en 12,6 puntos porcentuales al carbón, que registró un 38,8%. A partir de marzo, la participación del carbón fue superior a la del gas natural, salvo en mayo, mes en que ambas fuentes registraron participaciones cercanas a 45%, tal como se muestra en el Gráfico 1.A.6.[2]

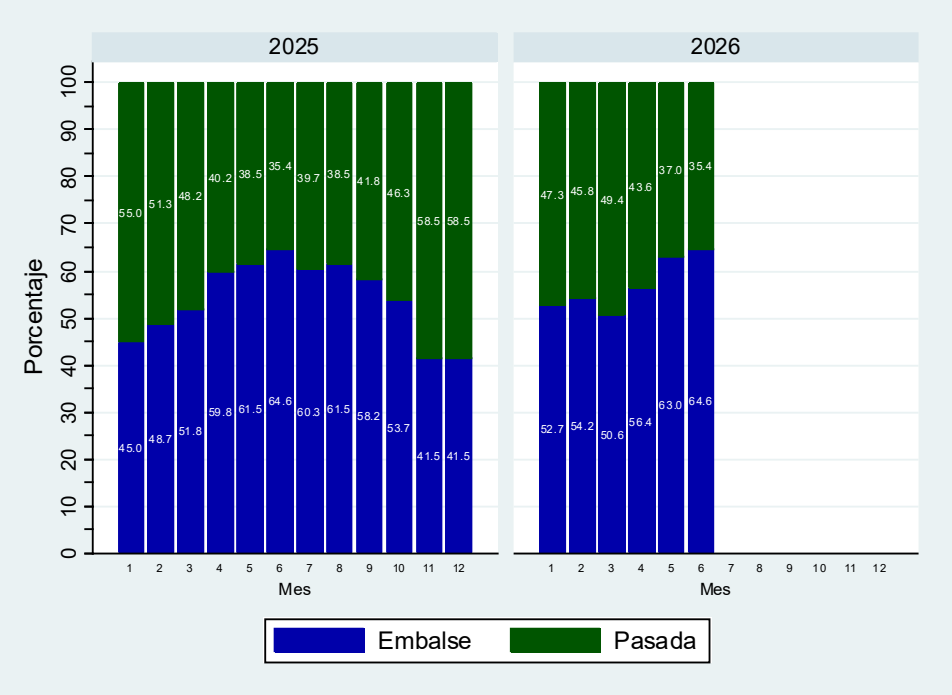
Gráfico 1.A.6
Distribución generación térmica por fuente
2025 – 1er semestre 2026



[2] La generación con gas natural incluye generación con gas argentino, que osciló entre un 80% y 55% de la generación total con dicho combustible en los meses de enero a junio de 2026, y gas natural licuado. En el capítulo 4 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. Durante todos los meses del primer semestre de 2026 se registró una mayor participación de la generación de embalse, que aumentó desde 52,7% en enero hasta 64,6% en junio.

Gráfico 1.A.7
Distribución generación hidroeléctrica por fuente
2025– 1er semestre 2026



B. SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO

Durante el año 2026, la potencia de sistemas de almacenamiento pasó de cerca de 2,6 GW en enero a 5 GW en junio, mostrando una aceleración significativa respecto de la evolución del mismo período del año previo (Ver Gráfico 1.B.1). Este aumento de capacidad tuvo su correlato en la energía diaria inyectada, la cual llegó a cerca de 10 GWh a finales del mes de junio de 2026 (Ver Gráfico 1.B.2).

Gráfico 1.B.1
Capacidad instalada de sistemas de almacenamiento de energía
Enero 2025 – Junio 2026

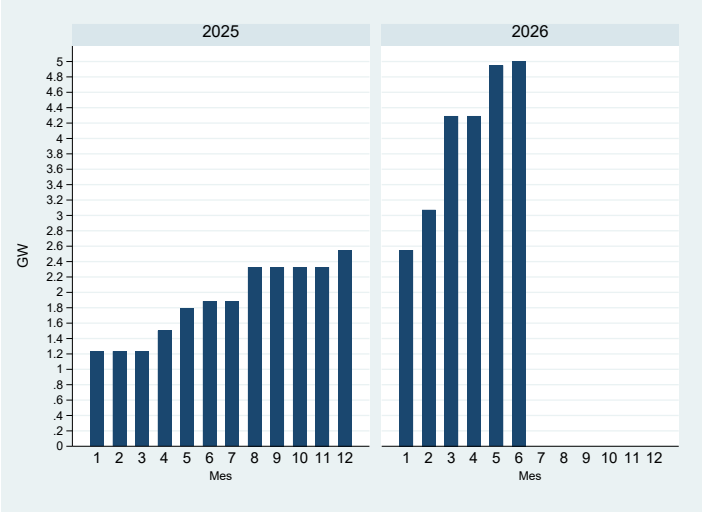
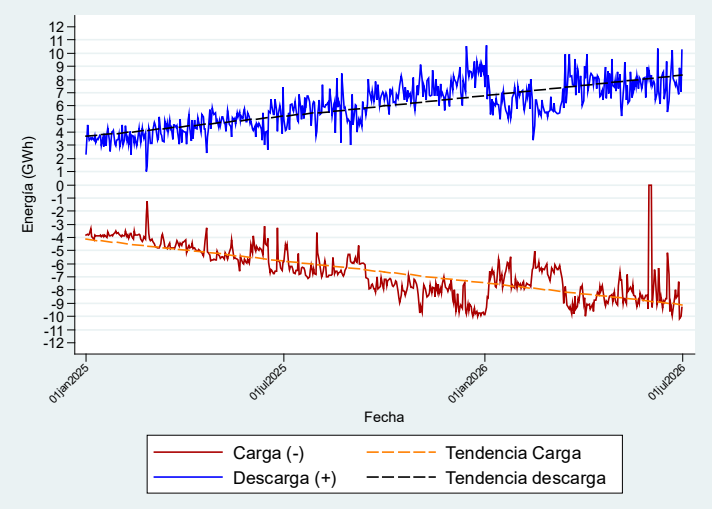


Gráfico 1.B.2
Energía diaria BESS (Descarga + / Carga -)
Enero 2025 – Junio 2026



Como es de esperar, la contribución neta de la totalidad de las baterías del sistema correspondió a retiros durante el horario solar, mientras que se trató de inyecciones fuera de este, con las mayores inyecciones durante las horas siguientes a la puesta del sol (ver gráfico 1.B.3 y 1.B.4).

Gráfico 1.B.3
Distribución horaria contribución neta en GWh al sistema de BESS
Enero 2025 – Junio 2026

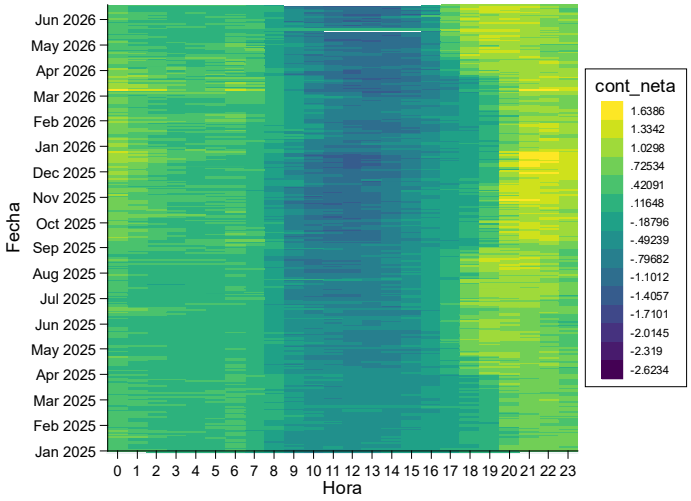
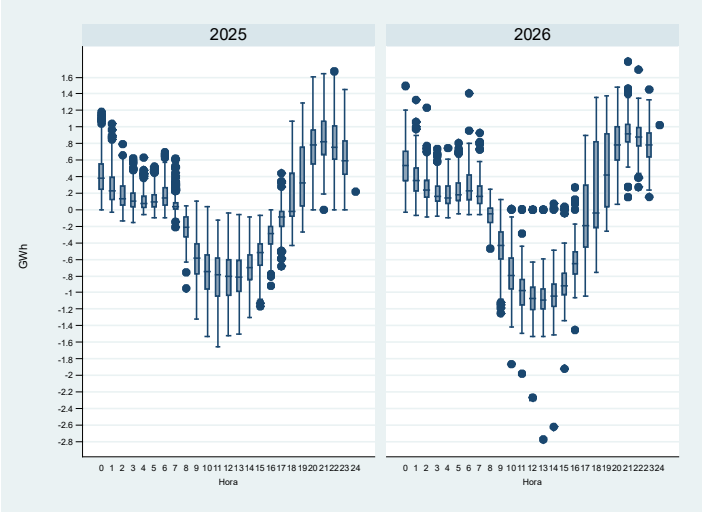


Gráfico 1.B.4
Contribución horaria neta al sistema de BESS
Enero 2025 – Junio 2026

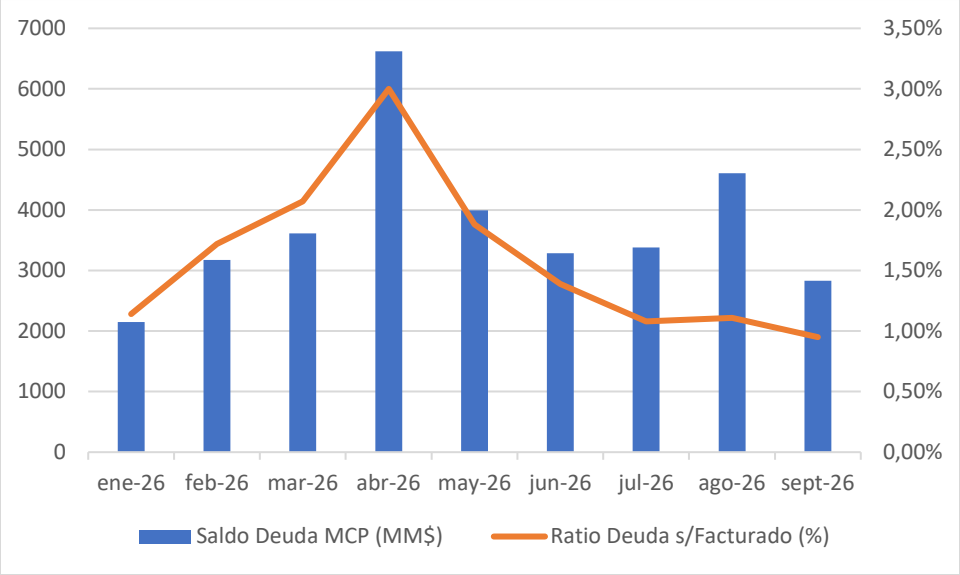


C. MERCADO DE CORTO PLAZO

Considerando los informes mensuales de disconformidades de corto plazo[3] para el año 2026, se observa que el saldo mensual de deuda total MCP promedió MM$ 3.740 en los nueve meses del ejercicio, con una mediana de MM$ 3.381,00 y una desviación estándar de MM$ 1.282,47. El valor mínimo se registró en enero de 2026 (MM$ 2.150) y el máximo nominal en abril de 2026 (MM$ 6.623), cerrando septiembre en MM$ 2.830.

En relación al ratio deuda total / Monto Facturado en el MCP este presentó un valor promedio de 1,59%, alcanzando un máximo puntual de 3% en abril de 2026 y luego convergiendo en torno al 1% durante el tercer trimestre, como se observa en el siguiente gráfico.

Gráfico 1.C.1: Saldo de deuda según facturación



Concentración de Deuda por Empresa

Al cierre del 30 de septiembre de 2026, el saldo de deuda vencida experimentó una reducción mensual del 38,6%, pasando de MM$ 4.609 en agosto a MM$ 2.830 en septiembre. La estructura de concentración muestra que las 20 principales empresas deudoras representan el 54,4% del total (MM$ 1.540), mientras que las 5 primeras acumulan el 31,2% (MM$ 882):

[3] Disponible en https://www.coordinador.cl/mercados/documentos/seguimiento-de-la-cadena-de-pago/informe-mensual-de-disconformidades-cne/

- Energy Asset SpA, con MM$ 271 (9,6% de la deuda total del MCP), luego de disminuir su saldo en un 88% respecto de los MM$ 2.182 registrados en agosto. La compañía mantiene una garantía vigente en custodia por MM$ 1.594, exhibiendo una razón Deuda/Garantía del 17,0%.
- Transchile Charrúa Transmisión S.A., acumula MM$ 183 (6,5% del total del MCP), operando bajo la condición "Sin Garantía".
- Empresa Eléctrica Carén S.A., registra MM$ 154 (5,4% del total del MCP) frente a una garantía custodiada de MM$ 79, lo que determina una razón Deuda/Garantía en zona de alerta del 196,4%.
- Parque Eólico Punta de Talca SpA: Presenta una deuda de MM$ 151 (5,3% del total del MCP), operando bajo la categoría "Sin Garantía".
- El Pelícano Solar Company SpA: Mantiene MM$ 123 (4,3% del total del MCP), respaldada por una garantía en custodia de MM$ 1.199 (razón Deuda/Garantía de 10,2%).

Si bien la serie enero – septiembre de 2026 muestra alzas nominales puntuales pero significativas, ninguna de las cuales correspondió necesariamente a un evento de insolvencia. Por ejemplo, en el caso de Energy Asset SpA, en agosto de 2026, la revisión de trazabilidad en el Portal de Pagos acreditó que, al 31 de agosto, el 93% de la deuda de dicha empresa ya contaba con solicitudes de cierre ingresadas en plataforma y dentro del plazo reglamentario de 5 días hábiles establecido para la revisión de sus acreedores y, en efecto, una vez completado el ciclo administrativo de validación, la deuda total del MCP cayó un 38,6% en septiembre hasta MM$ 2.830.

En cumplimiento del Procedimiento Interno de Cumplimiento de la Cadena de Pagos, el Coordinador identifica semanalmente a las empresas con mayor perfil de riesgo, evaluando el volumen de deuda, la razón Deuda/Garantía y la acumulación de saldos en agentes "Sin Garantía" y a los coordinados que superan los umbrales críticos se les remite una Carta de Incumplimiento otorgando un plazo de 10 días para subsanar la mora, bajo apercibimiento de ejecutar sus garantías y suspenderlos del MCP.

En este caso, un elemento relevante de este diseño procedimental es que la carta que se remite con copia formal a los Clientes Libres del suministrador deudor, además de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) y la Comisión Nacional de Energía (CNE).

En ausencia de esta notificación, existiría una asimetría de información: el Cliente Libre continuaría pagando su factura eléctrica mensual ignorando que su

suministrador se encuentra en cesación de pagos en el mercado mayorista y próximo a una suspensión que obligaría al propio cliente industrial a conseguir un nuevo suministrador en 24 horas para no ser desconectado físicamente del Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

Así, al transparentar el riesgo de incumplimiento ante el cliente final, como ocurrió con las 44 cartas enviadas en junio y las 53 cartas emitidas en cinco tandas durante agosto de 2026, el procedimiento genera la disciplina de pago sin necesidad de llegar a la ejecución forzosa en la gran mayoría de los casos.

Sin embargo, la efectividad de este mecanismo preventivo depende, en gran medida, de que las empresas acreedoras informen oportunamente sus acreencias impagas a través de la Plataforma de Portal de Pagos. Cuando estas empresas no registran las disconformidades dentro de los plazos establecidos, el Coordinador no dispone de información completa sobre la exposición financiera de los agentes deudores, lo que puede retrasar la identificación de situaciones de riesgo y la adopción de medidas preventivas. Esta situación se vuelve especialmente problemática cuando, ante la eventual ejecución de una garantía o suspensión de un coordinado, numerosos acreedores que mantenían deudas impagas desde períodos anteriores proceden a informar simultáneamente sus acreencias, incrementando significativamente el monto de la deuda conocida y evidenciando que el riesgo de incumplimiento era mayor al inicialmente detectado. En consecuencia, resulta necesario fortalecer los incentivos para que las empresas acreedoras cumplan oportunamente con su obligación de informar las disconformidades, de manera que el monitoreo del Coordinador refleje adecuadamente la exposición real de los agentes y permita anticipar situaciones que puedan comprometer la continuidad de la cadena de pagos.

Adicionalmente, la serie de enero a septiembre de 2026 deja en evidencia que varios agentes operan bajo la condición "Sin Garantía". En particular, en septiembre de 2026, las 20 mayores deudoras “sin garantía” acumularon MM$ 945, lo que equivale al 33,4% de la deuda total del sistema y dentro de este grupo se observan dos perfiles de agentes:

- Empresas de Transmisión: Coordinados como Transchile Charrúa Transmisión S.A., Transelec Concesiones S.A., Transmisora Eléctrica Cordillera SpA, Sociedad Transmisora Metropolitana S.A. y Alfa Transmisora de Energía S.A. aparecen de manera recurrente entre los mayores deudores sin garantía. Ello se vincula directamente con las liquidaciones reguladas por el Decreto Supremo N° 37/2019: en septiembre de 2026, el concepto de Recaudación por Ingresos Tarifarios de Energía y Potencia sumó MM$ 448

(15,8% de toda la deuda del MCP), ubicándose inmediatamente después de las Transferencias Económicas de Energía (MM$ 2.033; 71,8%).

- Generadores Renovables Puros sin Clientes Libres: Proyectos solares o eólicos sin contratos con clientes finales o cuyos retiros no activan el umbral de caución, pero que resultan deudores netos por compras spot en bloques horarios sin recurso renovable, reliquidaciones de potencia o pago de servicios complementarios, cuyo listado histórico se muestra a continuación:

Tabla 1.C.1: Empresas suspendidas del MCP (septiembre 2026)

Rut	Razón Social	Fecha de suspensión	Carta de referencia[4]
76.468.419-2	Enerkey SpA	1 de junio de 2022	DE04568-23
76.102.539-2	María Elena Solar SA (MARIA ELENA SOLAR EN LIQUIDACION CONCURSAL S.A.)	29 de septiembre de 2022	DE04752-22
76.483.827-0	ANTUKO GENERACIÓN S.A.	1 de enero de 2023	DE06222-22
76.582.515-6	Copihue Energía SpA	31 de mayo de 2023	DE02439-23
76.228.787-0	Parque Solar Los Puquios SpA	1 de noviembre de 2025	DE06973-25
76.732.233-K	Duero Energía Copiulemu SpA	1 de noviembre de 2025	DE06972-25
76.205.368-3	Sunenergreen S.A.	1 de noviembre de 2025	DE06975-25
76.272.689-0	EERM Energías del Futuro S.A.	20 de enero de 2026	DE00266-26
96.827.870-3	On-Group S.A.	1 de febrero de 2026	DE00677-26
76.522.139-0	Candelaria Solar SpA	1 de septiembre de 2026	DE05827-26

[4] Cartas disponibles en e sistema de correspondencias: https://correspondencia.coordinador.cl/

Tabla 1.C.2.: Empresas suspendidas y reingresadas del mercado de corto plazo (septiembre 2026)

Rut	Razón Social	Fecha		Carta[5]
76.202.178-1	Ibereólica Cabo Leones II S.A.	**Fecha de suspensión**	7 de octubre de 2022	DE04925-22
		Fecha de reingreso	12 de julio de 2023	DE03149-23
76.567.717-3	Likana Solar SpA	**Fecha de suspensión**	21 de febrero de 2024	DE01020-24
	Hidroeléctrica Piedras Negras SpA	**Fecha de reingreso**	12 de agosto de 2024	DE04060-24
76.466.857-K	Santa Catalina Solar SpA	**Fecha de suspensión**	1 de noviembre de 2025	DE06970-25
		Fecha de reingreso	24 de noviembre de 2025	DE11846-25
76.117.591-2	RTS Energía S.A	**Fecha de suspensión**	1 de noviembre de 2025	DE06974-25
		Fecha de reingreso	26 de noviembre de 2025	DE11880-25
76.440.337-1	Chester Solar IV SpA	**Fecha de suspensión**	1 de noviembre de 2025	DE06971-25
		Fecha de reingreso	15 de diciembre de 2025	DE07952-25
76.045.491-5	Enernuevas S.A.	**Fecha de suspensión**	1 de abril de 2026	DE02165-26
		Fecha de reingreso	15 de abril de 2026	DE02485-26
76.281.947-3	Hidroeléctrica Lleuquereo S.A.	**Fecha de suspensión**	1 de septiembre de 2026	DE05828-26
		Fecha de reingreso	15 de septiembre de 2026	DE06125-26

A efectos de actualizar las reglas aplicables al seguimiento de la cadena de pagos e incorporar las modificaciones establecidas por el Decreto Supremo N°32, de 2026,

[5] Cartas disponibles en sistema de correspondencias: https://correspondencia.coordinador.cl/

se publicó el 15 de septiembre de 2026, la versión preliminar del Procedimiento Interno de Cumplimiento de la Cadena de Pagos en el Mercado de Corto Plazo.

En primer lugar, la modificación más relevante desde el punto de vista del cálculo de solvencia se encuentra en el numeral 8.1 sobre el Cálculo Anual de Garantías, mientras que la versión de junio de 2026 restringía la valorización de la exposición de riesgo de las empresas generadoras al componente exclusivamente energético (modelación hidrológica valorizada al costo marginal promedio horario), la versión preliminar de septiembre de 2026 reestructura la metodología incorporando una suma binómica que añade formalmente el componente de Potencia de Suficiencia, valorizado al *Precio Nudo de Corto Plazo* de la barra respectiva. Esta adecuación corrige un tema analizado en los anteriores informes de monitoreo de la competencia y que también se constató en el ejercicio 2026, donde los descalces en los balances de potencia mensual y anual constituían una fuente significativa de disconformidades no cubiertas plenamente por las cauciones puramente energéticas, alineando el requerimiento patrimonial con la exposición real neta compradora de los agentes en el *pool*.

En segundo lugar, el procedimiento preliminar amplía de manera expresa los sujetos obligados y responsables patrimonialmente en la cadena de pagos. En las definiciones del numeral 3.1 y en el alcance del numeral 5.1, se incorpora a los titulares de Sistemas de Generación-Consumo (SGC) y a los titulares de Sistemas de Almacenamiento de Energía (SAE). Asimismo, se robustece el régimen de responsabilidad civil al estipularse expresamente que, en caso de ejecución de garantías que resulten insuficientes para cubrir los montos impagos, la empresa generadora, titular de SGC o de almacenamiento en incumplimiento permanecerá civilmente responsable de los saldos pendientes, sujetándose a los mecanismos del Artículo 146° ter de la LGSE en escenarios de liquidación concursal. Esta previsión resulta plenamente coherente con los principios de libre competencia, pues evita que la insolvencia de agentes integrados mediante almacenamiento o generación distribuida externa socialice sus pasivos operativos a prorrata entre el resto de los coordinados del sistema.

En tercer lugar, en el ámbito de la flexibilidad financiera y los instrumentos de caución (Anexo 1), la versión preliminar de septiembre de 2026 incorpora formalmente a la Carta de Crédito *Stand by* dentro del catálogo de instrumentos aceptados para garantizar el cumplimiento en el MCP. Al establecer exigencias rigurosas de emisión local, fiscalización por la Comisión para el Mercado Financiero (CMF), clasificación de riesgo categoría "A" y ejecutoriedad a primer requerimiento, la norma reduce las barreras de financiamiento y optimiza el costo de capital de los

coordinados, facilitando el cumplimiento de las garantías sin comprometer la liquidez inmediata que exige el resguardo de la cadena de pagos.

Complementariamente, la sección 7.3 fue ajustada para extender el tratamiento de los contratos de compraventa física desde la mera energía hacia los contratos de compraventa física de Energía y Potencia, cautelando que los respaldos de suficiencia se mantengan adecuadamente en los balances ante la eventual suspensión de un suministrador.

2. TRANSMISIÓN

A. LICITACIONES

Desde el año 2017, el Coordinador Eléctrico Nacional ha llevado a cabo más de una veintena de procesos licitatorios públicos internacionales destinados a la construcción de obras nuevas (ON) y obras de ampliación (OA) incluidas en los decretos de expansión del sistema de transmisión, de los cuales, a la fecha de elaboración de este informe, solo uno permanece pendiente de adjudicación.

Con la entrada en vigencia de la Ley N°21.721, promulgada el 20 de diciembre de 2024 y publicada en el Diario Oficial el 27 de diciembre del mismo año, se modificó el régimen aplicable a las licitaciones de OA. Conforme al nuevo artículo 95 de la LGSE, las obras de ampliación fijadas en los decretos de expansión y aquellas calificadas como necesarias y urgentes de conformidad con el artículo 91 bis deben ser licitadas y adjudicadas por los propietarios de las instalaciones objeto de ampliación. A estos les corresponde elaborar las respectivas bases de licitación y son responsables de la supervisión y correcta ejecución de las obras hasta su entrada en operación.

El primer conjunto de procesos desarrollado bajo este nuevo esquema correspondió principalmente a las obras contenidas en el Decreto Supremo Exento N°266, de 12 de noviembre de 2024, correspondiente al Plan de Expansión de la Transmisión del año 2023. Durante el primer semestre de 2026 se publicaron las actas de adjudicación correspondientes a los distintos bloques de este proceso, con fechas 30 de abril, 25 de mayo y 30 de junio de 2026.

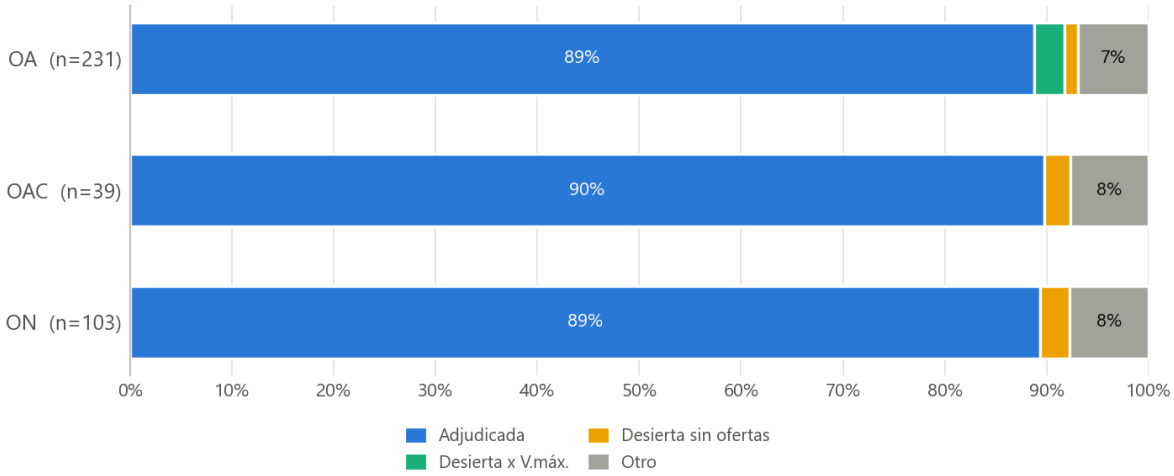
Durante el mismo período se iniciaron o desarrollaron procesos de licitación correspondientes a nuevos conjuntos de obras de ampliación. Estos comprendieron las obras del Decreto Exento N°276, de 28 de octubre de 2025, correspondiente al Plan de Expansión de la Transmisión del año 2024; las obras de ampliación necesarias y urgentes contenidas en el Decreto Exento N°10, de 12 de enero de 2026; y aquellas individualizadas por la Comisión Nacional de Energía mediante el Oficio Ordinario N°912/2025, de 10 de octubre de 2025.

Dentro del conjunto de procesos licitatorios iniciados por el Coordinador, durante el primer semestre de 2026 se convocó una licitación para las obras contenidas en el Decreto de Expansión 354 y Decreto de Expansión DE10 de obras urgentes, totalizando 19 obras en el primer caso y 2 en el segundo.

Al 4 de agosto de 2026 se contabilizaban 518 obras incorporadas en procesos de expansión. De ellas, 466 habían sido licitadas al menos una vez y 93 se encontraban en proceso de licitación. Entre las 373 obras con procesos concluidos, 332 estaban

adjudicadas, 14 habían quedado desiertas en su último llamado por superar el valor máximo o por no recibir ofertas, y 27 se encontraban en otra situación.

Gráfico 2.A.1
Resumen del estado de las obras de procesos licitatorios concluidos
Al 4 de agosto de 2026



Nota: cada obra se contabiliza una vez. Se excluyen las 52 obras que no habían sido licitadas y las 93 obras que se encontraban en proceso de licitación.

Del total de obras licitadas, 148, equivalentes a un 32%, participaron en más de un proceso. A la fecha del análisis, 74 se encontraban adjudicadas y 50 continuaban en proceso de licitación. Las obras con mayor número de llamados correspondían a la Ampliación en S/E Río Blanco y al Aumento de capacidad de transmisión en línea 1x66 kV El Maitén, El Paico y El Monte, con seis llamados cada una, seguidas por las ampliaciones en S/E Catemu y S/E San Felipe, con cinco llamados.

Tabla 2.A.1
Obras con participación en más de un proceso licitatorio

Tipo de obra	N° de veces licitada	Total de obras	Adjudicada	En proceso de licitación
OA	2	58	41	12
OA	3	46	17	20
OA	4	12	1	11
OA	5	2	0	2
OA	6	2	0	2
OAC	2	13	10	0
OAC	3	3	0	3
ON	2	11	5	0
ON	3	1	0	0

Durante 2026 se iniciaron, además, procesos para obras nuevas correspondientes al Decreto de Expansión N°354 y al Decreto Exento N°10 de obras urgentes, que comprendieron 19 y 2 obras, respectivamente. Las dos obras urgentes fueron adjudicadas, mientras que las obras del Decreto N°354 permanecían en proceso de licitación a la fecha de corte.

Como ya fuera mencionado, las licitaciones de obras de ampliación en la actualidad son administradas y ejecutadas por parte de los propietarios de las obras, quedando el Coordinador solo como encargado de los procesos de licitación de obras nuevas. Como consecuencia de ello, resulta pertinente realizar un análisis pormenorizado de las primeras, para evaluar los potenciales efectos de la modificación legal que gatilló este cambio.

Obras de Ampliación

El análisis de las licitaciones de obras de ampliación distingue un período anterior, integrado por los procesos 200 OA, 185 OA, 04 OA y los tres procesos efectuados en aplicación del artículo 157 del DS N°37/2019, y un período actual, compuesto por los procesos 2025_DE266, 2026_DE10 OA Urg. y 2026_OF912. El período anterior comprende 108 obras licitadas y 108 ofertas económicas, mientras que el período actual comprende 51 obras y 76 ofertas. Al 15 de septiembre de 2026, 47 de las obras del período actual contaban con resultado y cuatro permanecían en proceso.

Cuando una oferta comprendió un grupo de obras, esta se asoció a cada obra incluida en el grupo. Para efectos de comparación, el valor referencial corresponde a la suma de los valores de inversión referenciales del grupo y el valor adjudicado se distribuye entre sus obras en proporción a dichos valores. El mismo criterio se aplicó a las ofertas por grupos o subgrupos del período anterior, manteniendo los montos a la escala de la unidad licitada.

a) Resultados generales y participación

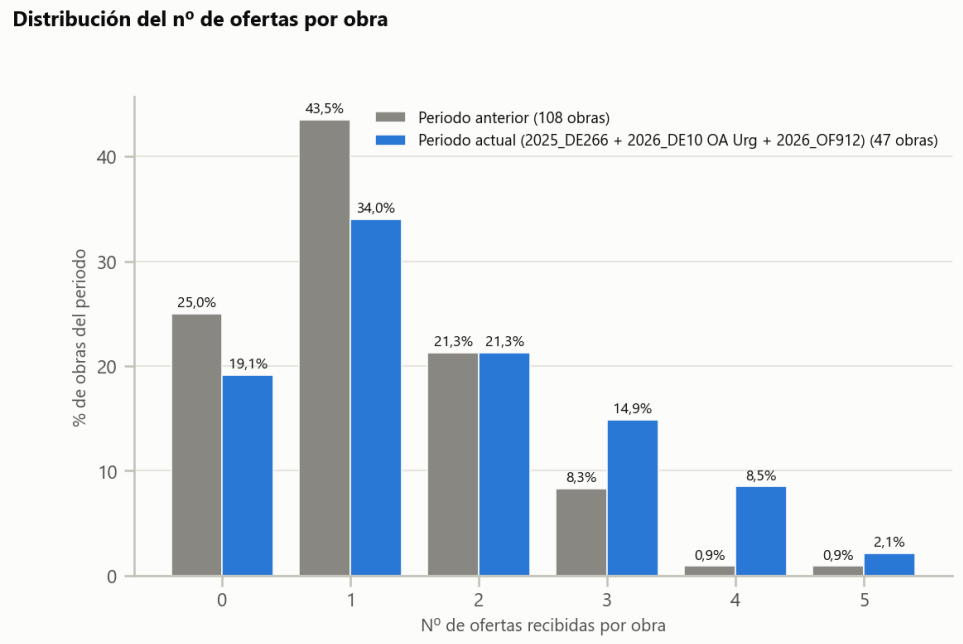
La Tabla 2.A.2 resume los principales resultados de ambos períodos. El promedio de ofertas por obra aumentó de 1,19 a 1,66 al incluir las obras que no recibieron ofertas, y de 1,59 a 2,05 entre aquellas que recibieron al menos una. La proporción de obras adjudicadas disminuyó de 47,2% a 42,6%, debido principalmente al aumento de las obras desiertas por superar el valor máximo, cuya participación pasó de 20,4% a 31,9%. En el mismo período, la proporción de obras sin ofertas disminuyó de 24,1% a 19,1% y aquella asociada a descalificaciones administrativas o técnicas se redujo de 8,3% a 6,4%.

Tabla 2.A.2
Indicadores comparativos de las licitaciones de obras de ampliación

Indicador	Período anterior	Período actual
Obras licitadas	108	51
Con resultado resuelto	108	47
Ofertas económicas	108	76
Promedio adjudicado / VI REF	2,15	2,54
Promedio de ofertas por obra, incluidas obras sin ofertas	1,19	1,66
Promedio de ofertas en obras con ofertas	1,59	2,05
Obras adjudicadas	47,2%	42,6%
Desiertas por VMAX	20,4%	31,9%
Desiertas por ausencia de ofertas	24,1%	19,1%
Desiertas por descalificación administrativa o técnica	8,3%	6,4%

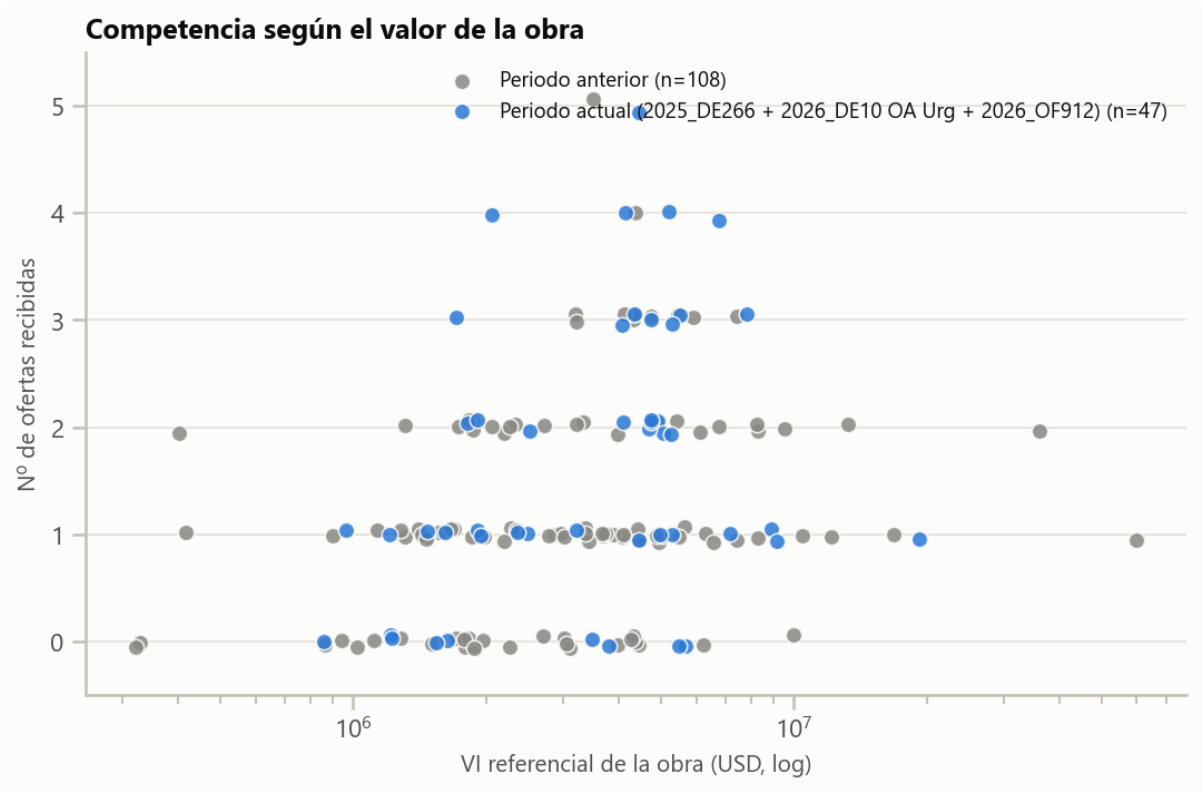
La distribución del número de ofertas, presentada en el Gráfico 2.A.2, permite precisar este cambio. En el período actual, 53,1% de las obras recibió una oferta o ninguna, proporción inferior al 68,5% del período anterior. A su vez, las obras que recibieron tres o más ofertas aumentaron desde 10,1% a 25,5%. Los resultados dan cuenta de una ampliación de la participación, aunque más de la mitad de las obras del período actual continuó recibiendo como máximo una oferta.

Gráfico 2.A.2
Distribución de obras según número de ofertas recibidas



La participación también presenta una asociación con el tamaño de las obras. Como se observa en el Gráfico 2.A.3, el número de ofertas tiende a aumentar con el valor de inversión referencial. La correlación de Spearman entre ambas variables fue de 0,30 en el período anterior ($p = 0,001$; $n = 108$) y de 0,32 en el período actual ($p = 0,029$; $n = 47$). La magnitud y significancia de estas correlaciones indican que las obras de mayor valor resultaron más atractivas para los proponentes, mientras que las obras de menor escala concentraron una mayor proporción de resultados con una oferta o sin ofertas.

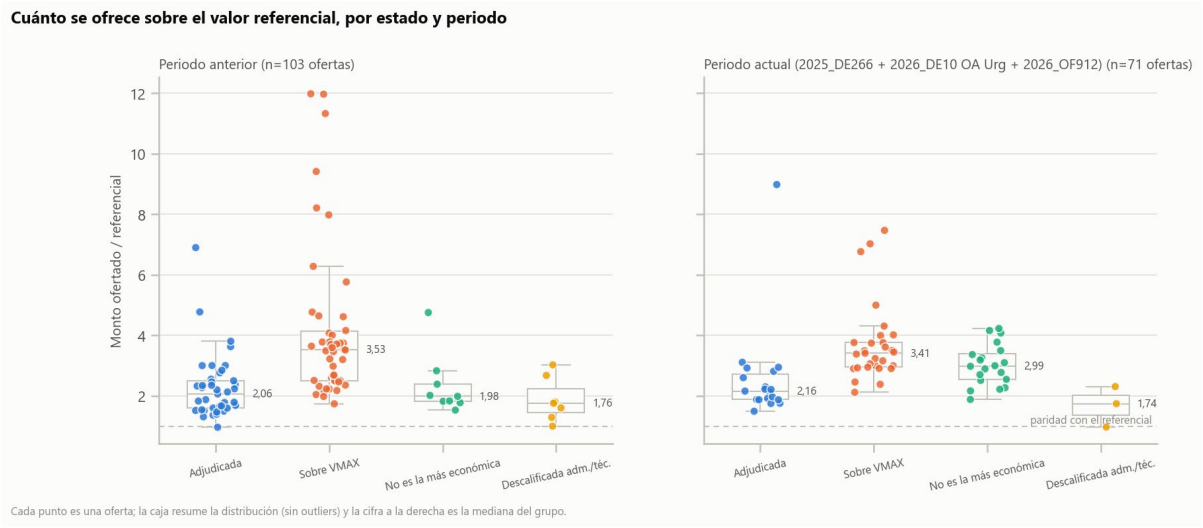
Gráfico 2.A.3
Número de ofertas y valor de inversión referencial por obra



b) Precios ofertados y valor máximo

La mediana de la razón entre el valor ofertado y el valor referencial aumentó desde 2,46 en el período anterior hasta 2,94 en el período actual. El Gráfico 2.A.4 muestra que las ofertas adjudicadas presentaron medianas de 2,06 y 2,16 veces el valor referencial, respectivamente, mientras que las ofertas que superaron el valor máximo registraron medianas de 3,53 y 3,41. La mayor parte de las ofertas se ubicó por sobre el valor referencial en ambos períodos, de modo que los referenciales utilizados constituyeron una base inferior a las valorizaciones presentadas por los participantes.

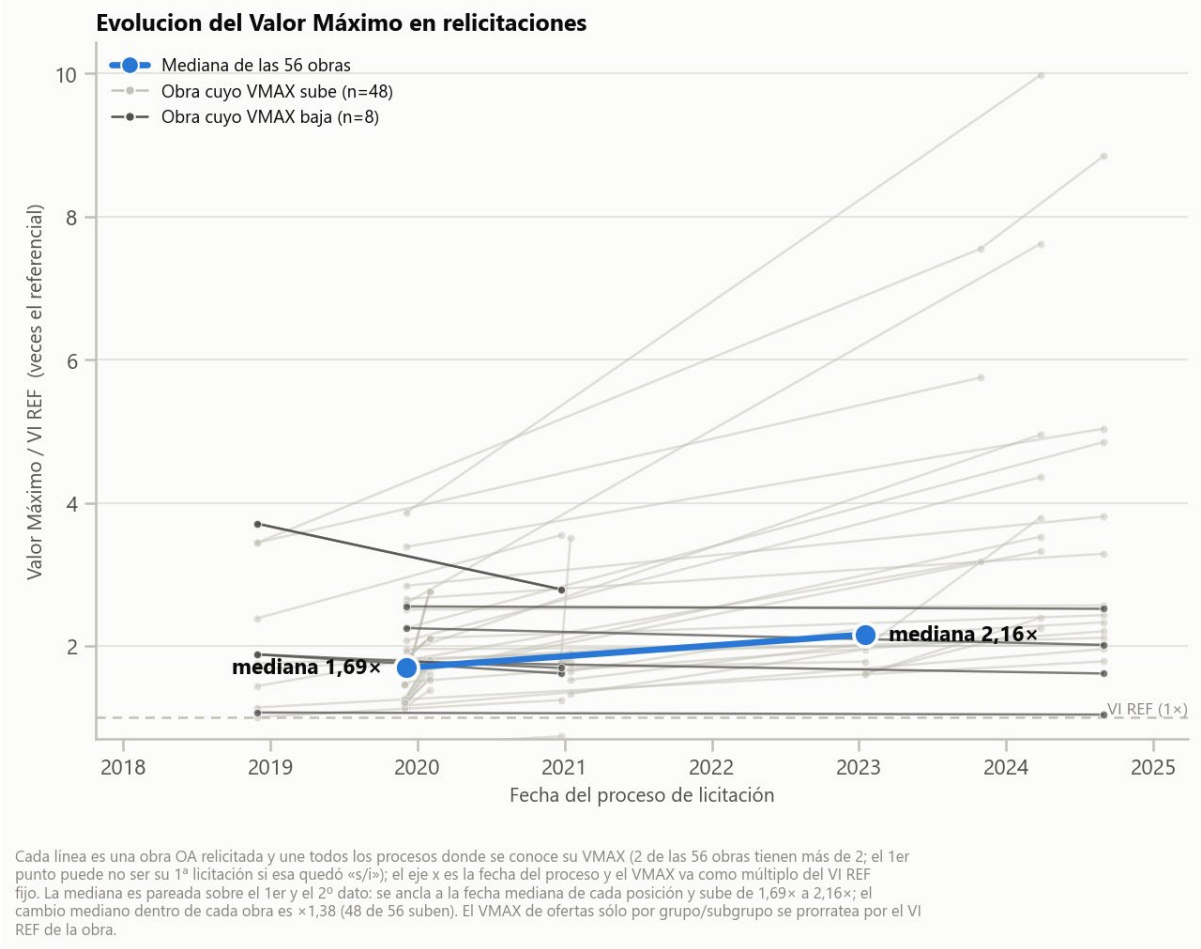
Gráfico 2.A.4
Distribución de la razón oferta/VI referencial según estado de la oferta



En el período anterior, 46 ofertas, equivalentes a 42,6% del total, superaron el valor máximo. En el período actual, esta situación se registró en 29 ofertas, equivalentes a 38,2%. La disminución de esta proporción coexistió con un aumento de las obras desiertas por valor máximo, debido a que ambos indicadores se calculan sobre unidades distintas. La proporción de ofertas superiores al techo considera todas las ofertas presentadas, mientras que una obra se declara desierta cuando ninguna oferta válida se ubica bajo dicho valor.

La evolución de las obras relicitadas aporta antecedentes adicionales sobre la relación entre los valores referenciales, los valores máximos y las condiciones observadas por los oferentes. Un total de 110 obras participó en más de una licitación y, para 56 de ellas, se dispone de información de valor máximo en al menos dos procesos. En este conjunto, la mediana de la razón entre el valor máximo y el valor referencial aumentó desde 1,69 en la primera observación hasta 2,16 en la segunda. El factor mediano de variación por obra fue de 1,38, con aumentos en 48 obras y disminuciones en ocho.

Gráfico 2.A.5
Evolución del valor máximo en obras relicitadas, en múltiplos del valor referencial



La trayectoria observada muestra que, en la mayoría de las obras con información comparable, el valor máximo fue revisado al alza en procesos posteriores. Este patrón es consistente con la necesidad de actualizar los parámetros económicos utilizados en las relicitaciones, especialmente cuando los procesos previos no revelaron ofertas admisibles bajo el techo establecido.

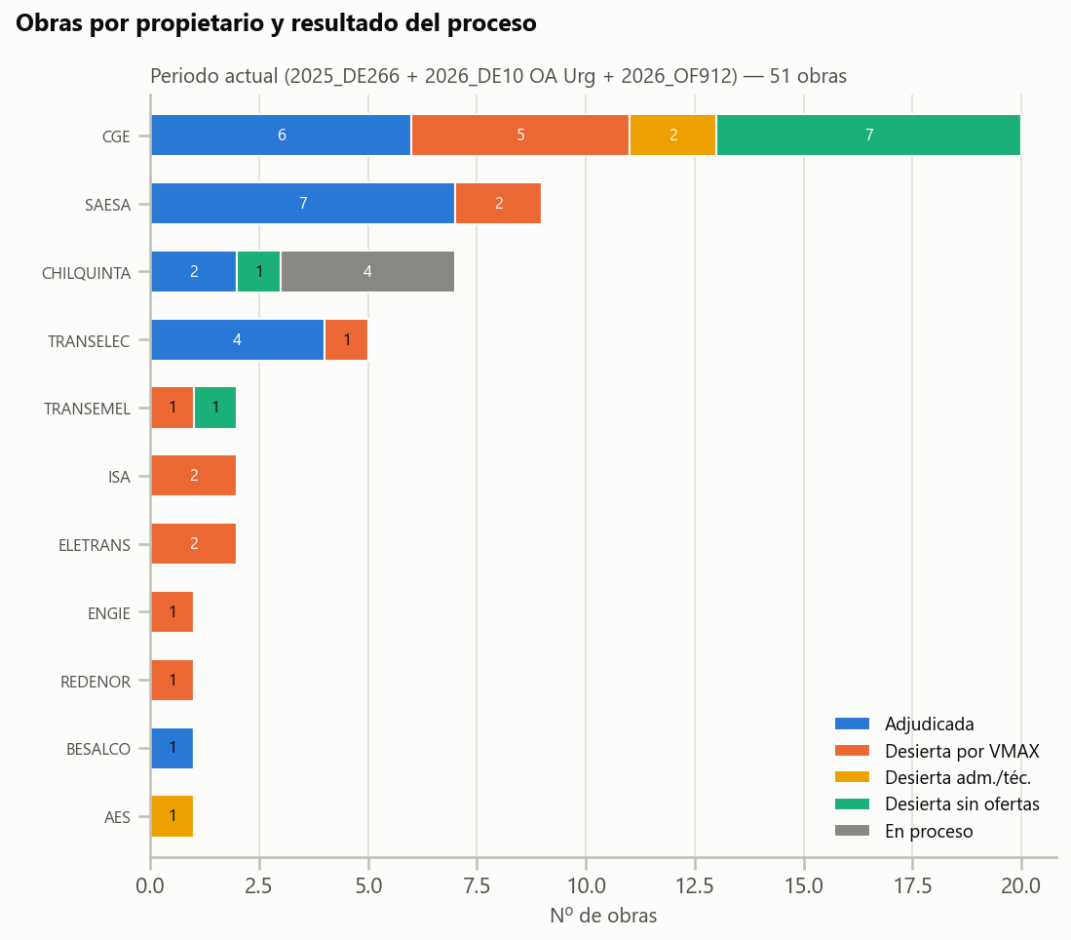
Lo anterior, pone de manifiesto la necesidad de actualizar tanto valores máximos como valores referenciales, siendo esto último particularmente relevante, ya que los valores referenciales funcionan como una guía general para el mercado, permitiendo a los oferentes discriminar el tipo de obras a las cuales asignarán presupuesto. Consecuentemente, a pesar de la existencia de un valor máximo varias veces superior a los valores referenciales, el interés podría verse reducido por el solo hecho de no reflejar los valores referenciales todos los costos y riesgos asociados efectivamente a la construcción de las obras. En adición, también se

propone analizar como alternativa la construcción directa por parte de los propietarios cuando se trate de obras de menor valor.

c) Resultados por propietario y actividad de los proponentes

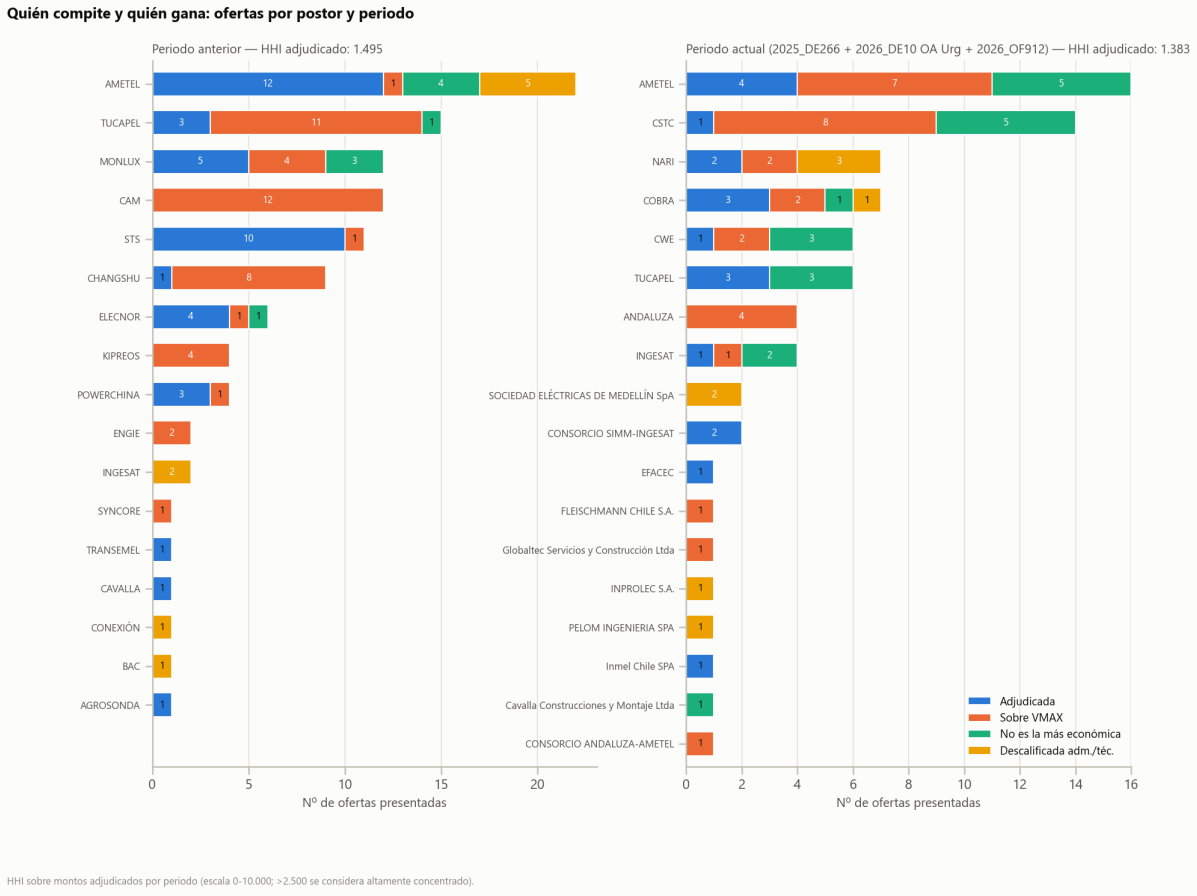
Los resultados del período actual presentan diferencias entre los propietarios de las instalaciones. El Gráfico 2.A.6 muestra que CGE concentró 20 de las 51 obras licitadas y 14 de las 27 obras desiertas, distribuidas entre siete procesos sin ofertas, cinco con ofertas superiores al valor máximo y dos con descalificaciones administrativas o técnicas. Esta concentración debe interpretarse considerando que CGE también reunió el mayor número de obras del período. En las carteras de SAESA y Transelec se adjudicaron siete de nueve y cuatro de cinco obras, respectivamente, mientras que cuatro obras de Chilquinta permanecían en proceso a la fecha de corte.

Gráfico 2.A.6
Obras licitadas por propietario en el período actual



La actividad de los proponentes se concentró en un grupo acotado de empresas. Como se observa en el Gráfico 2.A.7, AMETEL presentó 22 ofertas en el período anterior y 16 en el período actual, mientras que CSTC registró 14 ofertas en este último. Los restantes participantes presentaron siete ofertas o menos. El índice HHI calculado sobre los montos adjudicados disminuyó desde 1.495 a 1.383 entre ambos períodos, de modo que la concentración de las adjudicaciones no aumentó pese a la participación recurrente de los principales oferentes.

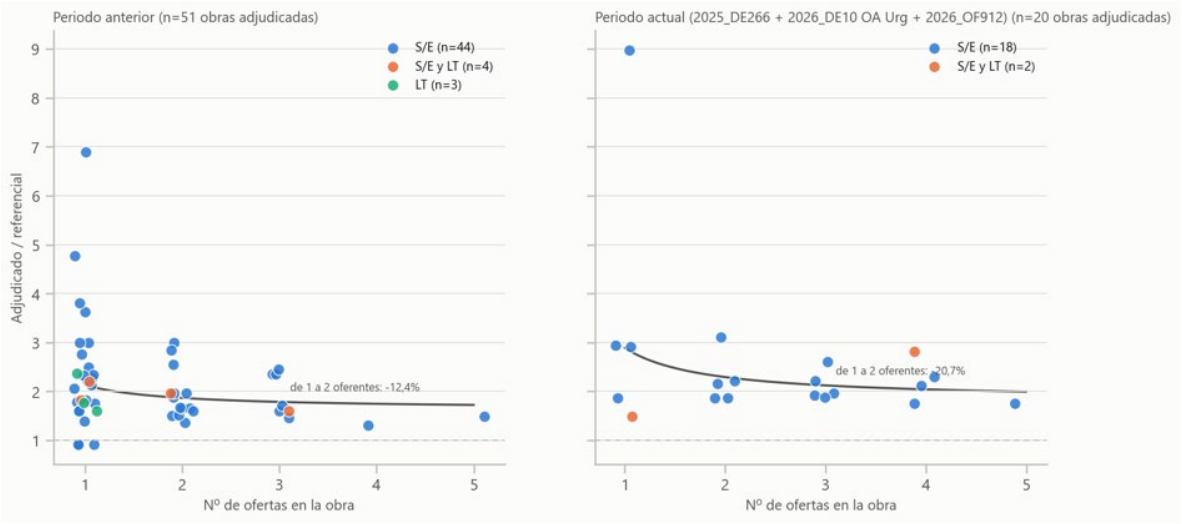
Gráfico 2.A.7
Actividad de los proponentes por período



d) Competencia y precio de adjudicación

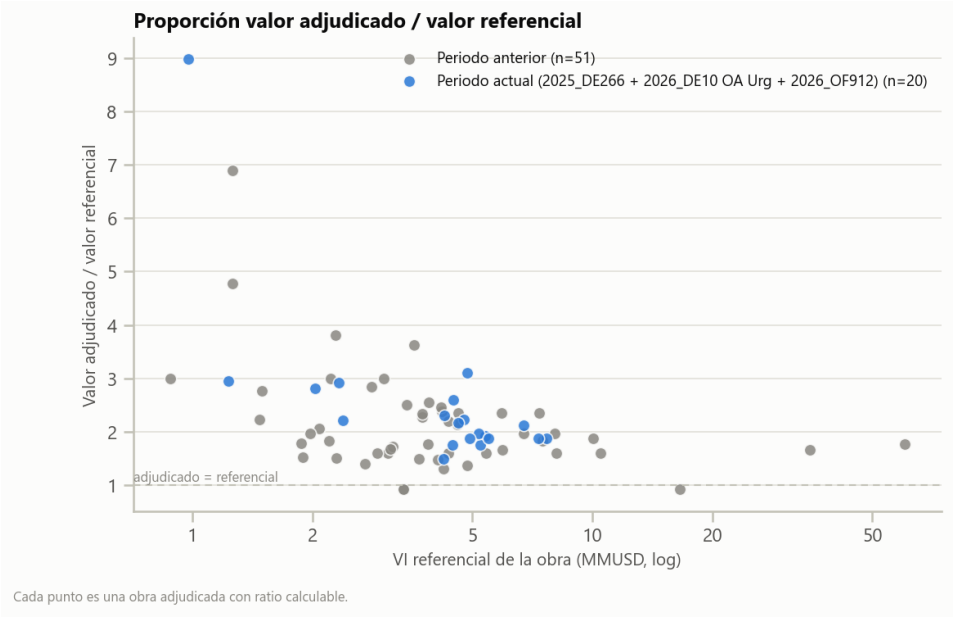
El Gráfico 2.A.8 presenta la relación entre el número de oferentes y la razón entre el valor adjudicado y el valor referencial. La relación es aproximadamente plana en el período anterior y descendente en el período actual. En este último, el ajuste descriptivo indica una disminución cercana a 20,7% al pasar de uno a dos oferentes, mientras que para el período anterior la reducción estimada es de 12,4%.

Gráfico 2.A.8
Número de oferentes y razón entre valor adjudicado y valor referencial



La relación anterior se complementa con el gráfico 2.A.9, donde se observa que obras con mayor valor referencial presentan adjudicaciones con un menor múltiplo sobre el valor referencial, lo que podría estar relacionado, a su vez, con el mayor número de oferentes.

Gráfico 2.A.9
Razón entre valor adjudicado y VI referencial vs VI referencial



B. OBRAS DETENIDAS Y CON ATRASOS CONSTRUCTIVOS

Hasta la entrada en vigencia de la Ley N°21.721, la parte inconclusa de una obra de ampliación podía ser relicitada por el Coordinador en aplicación del artículo 157 del DS N°37/2019 cuando el adjudicatario incumplía las obligaciones establecidas en las bases o en el decreto de adjudicación. Bajo ese régimen se tramitaron y concluyeron tres procesos de relicitación.

La Ley N°21.721 y la Resolución Exenta N°98 de 2025 asignaron a los propietarios de las instalaciones la responsabilidad de licitar y relicitar las obras de ampliación. Las obras cuyo proceso resulte desierto y aquellas cuyo contrato termine anticipadamente deben ser continuadas por el propietario, mediante ejecución directa o una nueva licitación a terceros, informando la decisión a la Comisión Nacional de Energía, al Ministerio de Energía, al Coordinador y a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

Entre los procesos licitados por el Coordinador se registran ocho obras de ampliación detenidas. Cinco se encuentran a la espera de la revisión de un aumento del valor de inversión y ajuste de plazo en el marco de la Resolución N°99; dos cuentan con solicitudes pendientes de aplicación del artículo 151 del Reglamento de Transmisión; y una permanece detenida mientras se resuelven materias ambientales.

Tabla 2.B.1
Obras de transmisión detenidas en procesos licitados por el Coordinador

N°	Obra	Decreto	Propietario	Adjudicatario
1	Ampliación en S/E Punta de Cortés (NTR ATAT)	185	Compañía General de Electricidad S.A.	CAM Chile SpA
2	Aumento de capacidad línea 2x500 kV Alto Jahuel, Lo Aguirre y ampliación en S/E Lo Aguirre	198	Transelec S.A.	PowerChina Ltda.
3	Ampliación en S/E Don Héctor 220 kV y seccionamiento línea 2x220 kV Nueva Maitencillo, Punta Colorada	185	Transelec S.A.	Ingeniería Agrosonda SpA
4	Seccionamiento línea 1x110 kV Arica, Pozo Almonte en S/E Dolores	198	Engie Energía S.A.	Engie Energía S.A.
5	Ampliación S/E Capricornio	418	Engie Energía S.A.	Engie Energía S.A.
6	Ampliación en S/E Tamarugal y aumento de capacidad línea 1x66 kV Pozo Almonte, Tamarugal	198	Engie Energía S.A.	Engie Energía S.A.
7	Doble vinculación transformador N°1 220/110 kV en S/E Cardones	293	Transelec S.A.	Transelec S.A.
8	Aumento de capacidad línea 2x220 kV Ciruelos, Cautín	293	Transelec S.A.	Transelec S.A.

Propuesta para obras abandonadas o desiertas

La experiencia de los procesos desiertos o abandonados muestra un posible desajuste entre los valores de inversión referenciales y los costos de construcción, equipos y suministros vigentes al momento de presentar las ofertas. Esta diferencia puede reducir la participación o determinar que las ofertas superen el valor de reserva. Para favorecer la ejecución oportuna de las obras, se propone considerar las siguientes medidas:

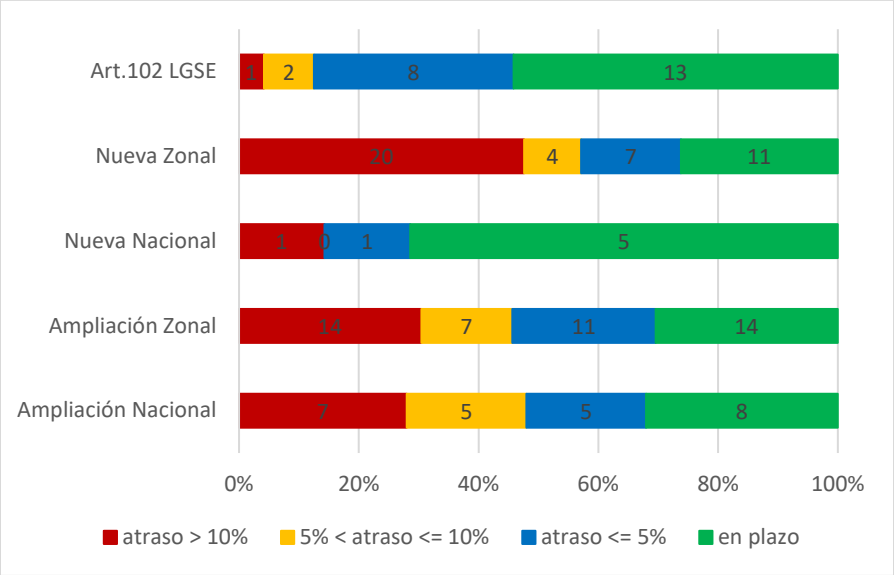
1. Actualizar los valores referenciales de inversión de las obras que deban relicitarse, utilizando antecedentes de costos vigentes.
2. Incorporar una fórmula de indexación aplicable entre la adjudicación y la finalización de la obra, con parámetros asociados a materiales, tipo de cambio y mano de obra.
3. Determinar los valores de reserva sobre la base de los costos disponibles al momento de la adjudicación.

En cuanto a los atrasos constructivos, a septiembre de 2026 el 65% de las 144 obras de transmisión cuyo avance constructivo era objeto de seguimiento por el Coordinador presentaba atrasos de distinta magnitud. El conjunto incluye obras nuevas, obras de ampliación y obras urgentes ejecutadas al amparo del artículo 102 de la LGSE.

La entrada en operación posterior a la fecha prevista puede incrementar las congestiones y los costos de operación, restringir la integración de generación renovable y reducir los márgenes de seguridad del suministro. En las redes zonales, estos atrasos también pueden limitar la conexión de nueva demanda y el desarrollo de proyectos regionales.

El Gráfico 2.B.1 presenta la distribución del atraso por tipo de obra. Cinco de las siete obras nuevas nacionales se encontraban en plazo, equivalentes a 71%. Entre las obras urgentes del artículo 102, 13 de 24 estaban en plazo y ocho presentaban atrasos de hasta 5%; solo una registraba un atraso superior a 10%. Las obras nuevas zonales presentaban la mayor proporción de atrasos: 74% se encontraba fuera de plazo y 48% registraba una desviación superior a 10%.

Gráfico 2.B.1
Distribución del atraso de las obras de transmisión por tipo
Septiembre de 2026



Las causas difieren según el tipo de obra. En las ampliaciones nacionales se identifican materias ambientales, suministros, ingeniería, construcción, relicitaciones y dificultades de interconexión. En las ampliaciones zonales predominan la construcción y montaje, los suministros y situaciones administrativas o regulatorias que han impedido iniciar o continuar las obras. En las obras nuevas nacionales se observan restricciones territoriales, concesiones eléctricas y desviaciones de suministros y construcción. En las obras nuevas zonales se agregan retrasos en resoluciones de calificación ambiental, permisos, servidumbres, dependencias con otras obras e interconexión.

C. INDISPONIBILIDAD DE INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN

La disponibilidad de las instalaciones de transmisión incide en la operación segura y económica del Sistema Eléctrico Nacional. La salida de servicio de líneas, transformadores, equipos de compensación u otras instalaciones redistribuye los flujos hacia el resto de la red y puede originar congestiones, restricciones de transmisión, desacoples de costos marginales y vertimientos. La magnitud del efecto depende de la función de la instalación, de las alternativas de transferencia disponibles y de las condiciones de operación durante la desconexión[6].

[6] Antecedentes aportados inicialmente mediante las cartas ACC.ECH.036.26, ACC.ECH.074.26 y ACC.ECH.084.26, y analizados en el contexto del monitoreo de la competencia.

La Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio evalúa la disponibilidad mediante los índices HPROt, HFORt y FFORt, referidos a la duración de las indisponibilidades programadas, la duración de las indisponibilidades forzadas y la frecuencia de estas últimas. Los índices se calculan sobre una ventana móvil de 60 meses y se aplican, entre otras instalaciones, a líneas de transmisión, transformadores de poder y equipos de compensación.

De acuerdo con el reporte mensual de indisponibilidad de líneas de transmisión del mes de julio publicado en la página web del Coordinador[7], se presentan los siguientes porcentajes de cumplimiento respecto de los índices de indisponibilidad de transmisión.

Tabla 2.C.1
Porcentaje de Cumplimiento de Índices de Indisponibilidad

Nivel de tensión [kV]	HPRO	HFOR	FFOR
44	85.7%	92.9%	98.2%
66	80.9%	98.2%	99.4%
69	96.4%	98.2%	100.0%
100	28.6%	57.1%	100.0%
110	84.3%	94.9%	99.8%
154	89.8%	88.8%	96.9%
220	72.0%	92.2%	99.6%
345	100.0%	100.0%	100.0%
500	71.4%	89.3%	100.0%

La tabla muestra que los porcentajes de cumplimiento de los índices de indisponibilidad presentan diferencias importantes según el nivel de tensión y el índice evaluado. En general, el cumplimiento es elevado para HFOR y FFOR en la mayoría de los niveles de tensión, mientras que HPRO presenta mayores brechas, especialmente en instalaciones de 100 kV, 220 kV, y 500 kV.

En particular, las instalaciones de 100 kV, que corresponden a instalaciones de transmisión dedicadas, presentan los menores porcentajes de cumplimiento de HPRO y HFOR, con un 28,6% y un 57,1%, respectivamente. En las instalaciones de 500 kV, que en su mayoría corresponde a instalaciones de transmisión nacional, el cumplimiento alcanza un 71,4% en HPRO y un 89,3% en HFOR, mientras que FFOR llega al 100%.

En términos generales, los resultados sugieren que las principales brechas de cumplimiento se concentran en la duración de las indisponibilidades, tanto

[7] https://www.coordinador.cl/mercados/documentos/indices-de-desempeno/calidad-de-suministro-indices-de-indisponibilidad/2026-calidad-de-suministro-indices-de-indisponibilidad/julio-2026-calidad-de-suministro-indices-de-indisponibilidad/

programadas como forzadas, más que en la frecuencia de las indisponibilidades forzadas. Destaca especialmente el caso de HPRO, cuyo cumplimiento es inferior al 90% en siete de los nueve niveles de tensión considerados.

La evaluación del desempeño de las instalaciones de transmisión no debe limitarse a determinar si cumplen o no con los índices de indisponibilidad establecidos en la normativa técnica, sino que también debe considerar la magnitud de la desviación respecto de los estándares exigidos. Esto permite distinguir entre incumplimientos de distinta severidad y dimensionar adecuadamente las brechas de desempeño, entregando una señal más precisa sobre el nivel de incumplimiento de cada instalación y su relevancia para efectos de una eventual medida regulatoria.

En el caso particular de las líneas de 500 kV, al considerar la magnitud de la desviación respecto de los estándares de cumplimiento, se observa que más del 27% registraba incumplimientos en alguno de los índices de duración. Las desviaciones respecto de los límites establecidos alcanzaban valores de entre 7,2% para HPROt y 1.225,2% para HFORt, lo que evidencia diferencias significativas en la magnitud de los incumplimientos. Por su parte, el índice FFORt no registraba incumplimientos.

Tabla 2.C.2
Líneas de 500 kV con incumplimientos de los índices de indisponibilidad

Línea de transmisión 500 kV	Desviación HPROt	Desviación HFORt
Cumbre, Nueva Cardones 500 kV C1	190,6%	
Los Changos, Kimal 500 kV C2	185,9%	
Los Changos, Kimal 500 kV C1	185,2%	
Nueva Maitencillo, Nueva Pan de Azúcar 500 kV C1	89,4%	
Nueva Cardones, Nueva Maitencillo 500 kV C2	62,2%	
Nueva Pan de Azúcar, Polpaico 500 kV C1	18,6%	583,0%
Nueva Cardones, Nueva Maitencillo 500 kV C1	17,8%	
Nueva Pan de Azúcar, Polpaico 500 kV C2	7,2%	870,1%
Ancoa, Alto Jahuel 500 kV L2 C1		1.225,2%

Propuesta de cambio del marco regulatorio

Los índices vigentes permiten medir la frecuencia y duración de las indisponibilidades, pero no incorporan directamente sus consecuencias económicas y operacionales. Instalaciones con niveles similares de indisponibilidad pueden generar efectos diferentes debido a su ubicación, función y alternativas de

transferencia. Por esta razón, se propone evaluar un índice complementario de desempeño y criticidad que combine HPROt, HFORt y FFORt con variables asociadas a costos adicionales de operación, congestiones, desacoples de costos marginales, vertimientos, reducción de los márgenes de seguridad y horario de ocurrencia.

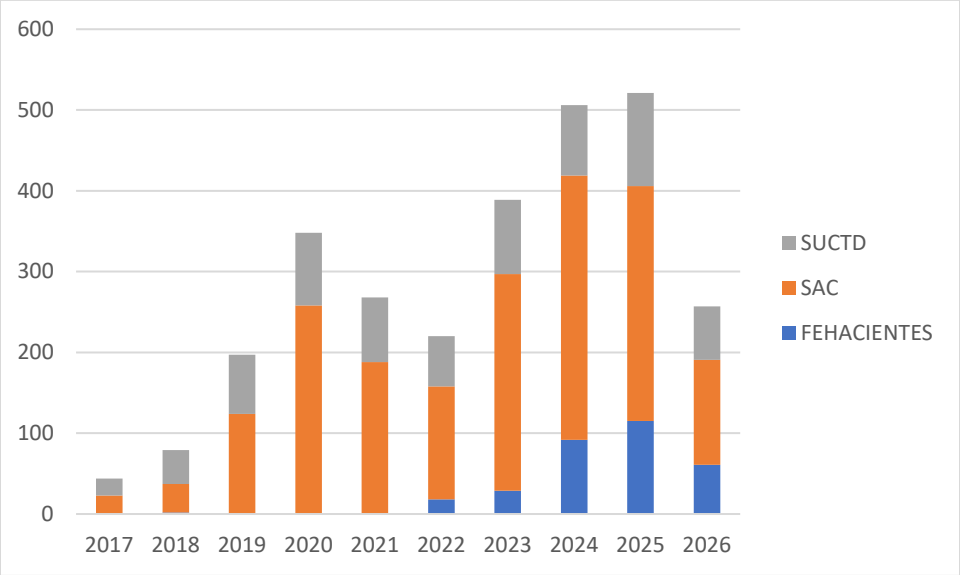
El índice podría utilizarse como una señal económica vinculada al desempeño de las instalaciones, con ajustes graduales que consideren la magnitud del incumplimiento y su criticidad sistémica. Una modificación que limite o reduzca la remuneración asociada a una instalación requeriría un cambio legal, dado que el artículo 114 de la LGSE dispone que los propietarios deben percibir el Valor Anual de la Transmisión por Tramo y que dicho valor constituye la totalidad de su remuneración anual.

D. ACCESO ABIERTO

Las instalaciones de transmisión se encuentran sometidas a un régimen de acceso abierto y pueden ser utilizadas por terceros bajo condiciones técnicas y económicas no discriminatorias. Corresponde al Coordinador garantizar dicho acceso, aprobar las solicitudes presentadas respecto de instalaciones de servicio público o dedicadas y autorizar las conexiones que cumplan los requisitos aplicables.
El mecanismo vigente asigna prioridad según el orden de recepción de las solicitudes. El registro debe identificar la fecha y hora de ingreso e incluye las solicitudes asociadas a obras autorizadas conforme al inciso segundo del artículo 102 de la LGSE. El Gráfico 2.D.1 muestra la evolución de las solicitudes de autorización de conexión a instalaciones de servicio público (SAC), las solicitudes de uso de capacidad técnica disponible en instalaciones dedicadas (SUCTD) y los proyectos fehacientes.

El total anual aumentó desde 44 solicitudes y proyectos en 2017 hasta 521 en 2025. Las SAC representaron la mayor parte del total, mientras que los proyectos fehacientes adquirieron una participación creciente desde 2022. A septiembre de 2026 se contabilizaban 257 solicitudes y proyectos, cifra correspondiente a un período parcial del año.

Gráfico 2.D.1
Solicitudes de acceso abierto recibidas por el Coordinador por tipo y año
Al 24 de septiembre de 2026



El criterio administrativo de prelación es objetivo, pero presenta dificultades cuando la capacidad de conexión es escasa y el número de interesados aumenta. Las solicitudes respecto de instalaciones existentes pueden presentarse en cualquier momento, mientras que aquellas vinculadas a nuevas instalaciones de servicio público se reciben después de la publicación del acta de adjudicación. En proyectos de especial interés, esta regla concentra múltiples ingresos en un período acotado y determina la prioridad por la rapidez de acceso a la plataforma, sin incorporar las características o el aporte de los proyectos.

Propuesta de modificación del mecanismo de asignación

La escasez de capacidad también puede otorgar valor económico a los derechos de conexión y favorecer transacciones secundarias, con efectos sobre las barreras de entrada, los costos de acceso y la transparencia del proceso. Para abordar estas dificultades, se propone evaluar un procedimiento que incorpore criterios de mercado y permita revelar el valor que los proyectos atribuyen a los puntos de conexión, particularmente cuando las solicitudes excedan la capacidad susceptible de asignación.

1. Convocatoria: apertura de un período para recibir solicitudes en una zona determinada o en el conjunto del Sistema Eléctrico Nacional, coordinado con la planificación de la transmisión y los decretos de expansión.

2. Evaluación preliminar: clasificación de los proyectos según su naturaleza, ya sea consumo o generación, y conforme a lineamientos regulatorios vinculados con las condiciones y necesidades del sistema.
3. Admisibilidad: verificación del cumplimiento de los requisitos y antecedentes exigidos para participar en el mecanismo de asignación, incluyendo la presentación de garantías.
4. Asignación competitiva: adjudicación de los puntos disponibles entre los proyectos admisibles, por ejemplo, mediante subastas. Los recursos recaudados podrían destinarse al financiamiento del VATT de las instalaciones de servicio público, reduciendo los cargos que deben financiar los usuarios.

Una metodología de esta naturaleza permitiría asignar los puntos de conexión considerando el valor que representa para cada proyecto y reduciría la incidencia de la velocidad de ingreso de las solicitudes. También disminuiría los incentivos para adquirir derechos con fines de transferencia posterior, debido a que los interesados habrían podido participar directamente en el proceso competitivo. Con ello, parte del valor actualmente susceptible de capturarse mediante transacciones secundarias se trasladaría al mecanismo formal de asignación.

Si bien esta medida podría favorecer a entidades con mayor capacidad financiera, se debe destacar que, en un ambiente competitivo, la disposición a pagar de los participantes tendería a reflejar el valor económico privado que atribuyen a sus proyectos, favoreciendo una asignación más eficiente del recurso escaso. Asimismo, los ingresos obtenidos podrían beneficiar a los usuarios mediante una reducción de los cargos de transmisión. Por otra parte, aunque las subastas incrementarían el costo de acaparar capacidad respecto del actual sistema de prelación por orden de llegada, sería recomendable complementarlas con garantías asociadas al cumplimiento de hitos de desarrollo y ejecución de los proyectos, de manera de desincentivar la retención especulativa de capacidad.

No obstante, un mecanismo de asignación competitiva también podría generar incentivos para que determinados agentes incorporen en sus ofertas, además del valor económico de sus proyectos, los beneficios estratégicos derivados de impedir la entrada de competidores. Para mitigar estos riesgos, podría evaluarse la aplicación de medidas similares a las adoptadas en la asignación del espectro radioeléctrico, donde el H. Tribunal de Defensa de la Libre Competencia (TDLC) ha establecido límites a la concentración de derechos de uso con el objetivo de prevenir su acaparamiento y resguardar las condiciones de competencia. En este sentido, podría contemplarse la intervención del H.TDLC para evaluar las condiciones de participación en los procedimientos competitivos de asignación de puntos de conexión y, de considerarlo necesario, establecer restricciones generales y proporcionales a los riesgos identificados.

Finalmente, cabe destacar que los problemas asociados al actual mecanismo de asignación de puntos de conexión, junto con potenciales medidas de corto plazo para abordar la especulación y el acaparamiento, fueron analizados en el Informe Semestral de Monitoreo de la Competencia 2024[8].

[8] En particular, en la sección “Acceso Abierto”, dentro del apartado 1.B, páginas 18 a 22.

3. ANÁLISIS DEL MERCADO DE SSCC DE CONTROL DE FRECUENCIA

A. ANTECEDENTES GENERALES

En la actualidad, los servicios complementarios (SSCC) pueden ser materializados a través de subastas o licitaciones en caso de existir condiciones de competencia, o mediante instrucción directa si no se cumpliera dicha premisa[9].

En particular, como resultado del Informe de Servicios Complementarios 2026, versión de junio de 2025[10], el servicio de control primario de frecuencia de subida (CPF+) se comenzó a subastar a partir del 24 de febrero de 2026, tal como sucede con los servicios de control primario de frecuencia de bajada (CPF-) y ambas categorías de los servicios de control secundario y terciario de frecuencia. Ello, al ser requerimientos de cortísimo plazo según lo establecido en la normativa.

Asimismo, el 14 de mayo de 2026 se publicó el informe justificativo sobre el establecimiento de un mínimo de 10 MW para la adjudicación de servicios de CTF[11]. Si bien este tipo de medidas podría tener un impacto en la competencia del mercado, no es el caso de la medida adoptada, ya que, tal como se explicita en el informe justificativo publicado por el Coordinador, *"(…) de una oferta total de 14394 MW el número de unidades que quedarían impedidas de participar de la prestación del servicio asciende a 4 unidades por un monto total de oferta de 22,5 MW, es decir un 0,15% de la oferta."*. Esto es, el impacto es mínimo, y el valor mínimo se justifica en términos de eficiencia operacional.

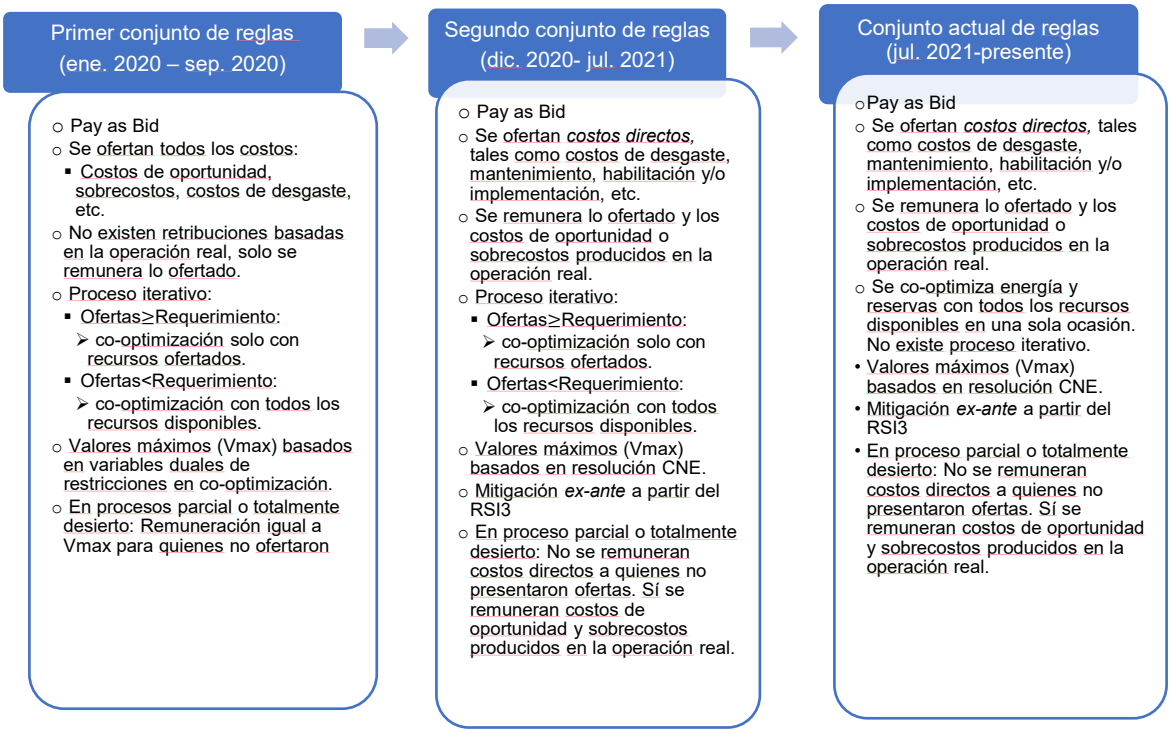
Los agentes participantes deben ofertar sus costos directos de prestación, tales como costos de desgaste, mantenimiento, habilitación y/o implementación, entre otros. Los costos de oportunidad, sobrecostos y costos de combustible adicional son calculados ex post y no son parte de las ofertas.

Un resumen de la evolución de las reglas de subastas puede ser observado en el siguiente esquema.

[9] Artículo 7 Reglamento de Servicios Complementarios.

[10] Disponible en https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/servicios-complementarios/isscc/ano-2026/informe-de-sscc-2026-version-definitiva-junio-2025/

[11] https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2026/05/Informe_Justificativo_CTF_Minimo.pdf



Debido a la coexistencia de un mercado de energía basado en costos auditados y un mercado de SSCC basado en ofertas, los participantes de este último tienen incentivos a incluir en sus ofertas de SSCC costos no internalizados en sus costos variables de energía.

Por lo mismo, si bien la definición contenida en el Informe de Definición de SSCC limita el componente ofertado a costos directos, en la práctica, el mecanismo de remuneración incentiva a los participantes a no incluir en las ofertas los costos de oportunidad, sobrecostos y costos de combustible adicional asociados directamente a los SSCC, al asegurar la recuperación de estos ex-post[12], así como también a incorporar cualquier diferencia entre costos variables privados efectivos y costos variables internalizados en la co-optimización.

Por su parte, cumpliendo con los artículos 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

[12] Con motivo de esto, los valores máximos están ligados solo a los potenciales costos directos de cada tecnología.

en la versión vigente de las bases administrativas de subastas de SSCC de control de frecuencia[13].

B. ESTRUCTURA DE MERCADO

Todos los recursos disponibles y habilitados para la prestación de estos servicios son incluidos en la co-optimización de energía y reservas, tanto en la programación del día siguiente como en la programación intradiaria, de corresponder.

Lo anterior quiere decir que no se puede afectar el equilibrio de mercado directamente a través de la no presentación de ofertas, ya que ello no altera la disponibilidad de recursos en la co-optimización.

Esto implica que no pueden existir despachos forzados, en horario solar por ejemplo, solo porque un agente ofertó un precio reducido. Ello por cuanto al tratarse de co-optimización de energía y reservas, si existiese la posibilidad de adjudicar un servicio complementario a una central renovable, el programa privilegiaría a dicha unidad. Por lo mismo, el único escenario alternativo a adjudicar una unidad térmica que ofertó un precio reducido, en un caso extremo cero, es la adjudicación de otra central con costo variable mayor a cero. Ergo, una oferta de estas características tampoco podría gatillar escenarios de recortes.

Ello se puede visualizar claramente al considerar un ejemplo simplificado para un solo servicio de subida y su expresión en la función objetivo de una unidad particular i para un período t.

$$CV_{i,t}Gen_{i,t} + \left(p_{i,t} + CV_{i,t}\gamma\right)R_{i,t} + CP_i\alpha_{i,t} + CD_i\beta_{i,t}$$

Donde $CV_{i,t}$ es el costo variable, $Gen_{i,t}$ la generación, $p_{i,t}$ la oferta por el servicio respectivo o el costo imputado en caso de no haber presentado oferta, γ el factor de activación del servicio, $R_{i,t}$ la reserva, CP_i el costo de partida, CD_i el costo de

[13] 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 co-optimización 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.

detención, $\alpha_{i,t}$ y $\beta_{i,t}$ las variables binarias asociadas a la partida y detención de la unidad i en el período t respectivamente.

Se debe tener presente que, en un escenario de recortes donde la demanda puede ser abastecida sin la unidad térmica i, ésta será detenida en períodos de costo marginal igual a cero si los costos de encendido y apagado son menores que el costo de generación a mínimo técnico durante dicho período, esto es, si se cumple lo siguiente

$$\sum_{t \in T} CV_{i,t} Gen_{i,t} > CP_i \alpha_{i,t_0} + CD_i \beta_{i,t_1}$$

Donde $T = [t_0, t_1]$ es el conjunto de horas consecutivas con costo marginal igual a cero.

De igual forma, es directo que, si en el conjunto T existe capacidad de provisión de reservas con unidades con costo variable igual a cero, y se cumple la desigualdad anterior, entonces sólo convendría mantener encendida dicha unidad exclusivamente por SSCC en caso de que el costo de provisión de reservas de parte de unidades renovables sea mayor al costo de generación de la unidad térmica sumado a su costo de provisión de reserva.

Si se asume que la misma cantidad de reservas puede ser prestada por una unidad térmica i y una unidad con costo cero j, así como también, por simplicidad, que la cantidad de reservas, el costo variable y los precios de las reservas son constantes en la ventana T, la condición anterior podría expresarse como

$$p_j R > CV_i Gen_{i,} + (p_i + CV_i \gamma) R$$

Si la unidad térmica ofertara cero, e incluso si la probabilidad de activación no fuese internalizada como sucedía antiguamente, o tendiera a cero en la actualidad, para que fuese más barato para el sistema mantener la unidad térmica encendida solo para adjudicar servicios complementarios tendría que cumplirse que $p_j > \frac{CV_i Gen_i}{R}$, lo cual no ha sucedido en la práctica, al menos durante el período comprendido entre el 1 de enero de 2025 y 30 de junio de 2026, para las centrales térmicas candidatas

a ser detenidas en episodios de costo marginal igual a cero, como lo son las unidades generadoras que utilizan gas y diésel[14].

En cuanto a la remuneración, ésta asegura que ningún recurso comprometido, utilizado y que se haya desempeñado adecuadamente, obtenga ingresos inferiores a los que habría recibido de no haber sido empleado para la prestación de SSCC.

Para lograr lo anterior, la modificación del Informe de Definición de SSCC de 2020 definió el "valor adjudicado" para cada servicio como sigue[15]:

$$ValorAdjudicado = C.O + S.C + C.O.A + V.O$$

Donde,

$\boldsymbol{C.O}$: Costo de oportunidad real, entendido como *"(…) el costo en que incurre una instalación adjudicada por la pérdida de ventas de energía en el mercado de corto plazo, debido a la utilización limitada o nula de la capacidad de producción de la instalación por estar prestando un servicio complementario. Este costo será calculado por el Coordinador con ocasión de la realización de los balances de remuneración de servicios complementarios.".*

$\boldsymbol{S.C}$: Costos por operación a un Costo Variable mayor al costo marginal real, también conocido como Sobrecostos, entendido como *"(…) el costo en que incurre una instalación adjudicada por la prestación de un servicio complementario cuando el Costo Variable de la instalación resulta ser mayor al costo marginal del sistema en el mercado de corto plazo. Este costo será calculado por el Coordinador, cuando corresponda, con ocasión de la realización de los balances de remuneración de servicios complementarios".*

$\boldsymbol{C.O.A}$: Costo de operación adicional real, el cual se entiende como *"(…) el costo en que incurre una instalación adjudicada por la prestación de un servicio complementario cuando ésta opera en un punto de operación en que su rendimiento es menor, o su consumo específico de combustible es mayor, al considerado por el Coordinador en el proceso de programación de operación para dicha instalación, considerando una operación en que sólo vendería energía sin prestar el servicio*

[14] Solo se consideraron centrales diésel que prestaron al menos CPF+ o CSF+, excluyendo los eventos donde fueron adjudicadas exclusivamente CTF+, ya que este último servicio puede ser adjudicado incluso a centrales en frío, razón por la cual no es relevante si son o no encendidas en el proceso de co-optimización.

[15] La primera versión del Informe de Definición de SSCC que incorporó el actual mecanismo de remuneración fue la RE N° 442 de 23 de noviembre de 2020 de la CNE, para luego ser modificada y reemplazada por la RE N° 189 de 23 de abril de 2024. Posteriormente, la RE N° 545 de 4 de septiembre de 2025 modificó y reemplazó dicho informe, incorporando una metodología de costo de oportunidad para sistemas de almacenamiento y para el componente de almacenamiento de centrales renovables con capacidad de almacenamiento. En las versiones señaladas se mantiene la estructura de componentes del "valor adjudicado".

complementario. Este costo será calculado por el Coordinador con ocasión de la realización de los balances de remuneración de servicios complementarios".
$\boldsymbol{V.O}$: Valor ofertado, definido como *"(…) el valor ofertado por el Coordinado titular de la instalación adjudicada para la prestación de un servicio complementario. En este valor el Coordinado deberá incluir todos aquellos costos no considerados en los puntos anteriores tales como costos de desgaste, mantenimiento, habilitación y/o implementación, entre otros.".*

Debido a que el costo de oportunidad, costos adicionales de combustible y potenciales sobrecostos son asegurados en la remuneración, se crean incentivos para que dichos componentes no sean internalizados en las ofertas, y se evita de esta manera que se internalicen premios por riesgo innecesarios, además de evitar distorsionar la co-optimización[16].

En cuanto a los componentes que constituyen la remuneración de SSCC de CF, lo evidenciado en el mercado chileno no difiere drásticamente de lo que sucede en otros mercados como CAISO. En este, la remuneración también asegura la recuperación de los costos de oportunidad, aunque los potenciales sobrecostos son tratados en el plano general de "Bid Cost Recovery", el cual difiere del tratamiento de sobrecostos generales de Chile, pero sigue siendo consistente con su propio mercado de energía, que es efectivamente lo que se logra en el caso chileno[17].

En particular, el pago de servicios complementarios de CAISO puede ser resumido de manera simplificada en la siguiente ecuación:

$$ASMP_s = \max\left\{max\left\{ASBid_{s,i} + \max\{0, LMP - EnergyBid_i\}\right\}_{i=1}^{N}, ShadowPrice_s\right\}$$

[16] Ver Anexo A y B.

[17] Por lo mismo, para realizar una comparación efectiva de los costos de SSCC entre el mercado chileno y CAISO, se debería separar la remuneración por costo de oportunidad y valor ofertado de los sobrecostos registrados, ya que, la metodología de cálculo de sobrecostos difiere en su totalidad a la existente en CAISO.

Igualmente, se debe tener en consideración que los sobrecostos asociados a la prestación de SSCC que son presentados por el Coordinador no corresponden en su totalidad a SSCC, sino que es solo una convención contable. Esto, por cuanto se identifica cada unidad que prestó algún servicio complementario, y todo el sobrecosto se le asigna, a prorrata de la reserva total, a cada servicio, independiente de si dicha unidad generadora hubiese sido despachada a mínimo técnico incluso de no haber sido adjudicada servicios complementarios.

Donde,

$\boldsymbol{ASMP_s}$: Precio marginal del servicio s (Ancillary Service Marginal Price) del período respectivo.
$\boldsymbol{ASBid_{s,i}}$: Oferta del generador i para el servicio s.
$\boldsymbol{LMP}$: Costo marginal del nodo respectivo.
$\boldsymbol{EnergyBid_i}$: Oferta de energía del generador i.
$\boldsymbol{ShadowPrice_s}$: Precio sombra del servicio s.

Esto es, si bien se considera el precio sombra de la restricción de reserva del servicio respectivo, se asegura que para ningún recurso el ASMP sea inferior a la oferta de capacidad de SSCC más el costo de oportunidad medido como la diferencia positiva entre el LMP en el nodo del recurso y la oferta de energía[18].

Como la remuneración corresponde a precio uniforme, el ASMP sería el máximo valor de todos los participantes adjudicados.

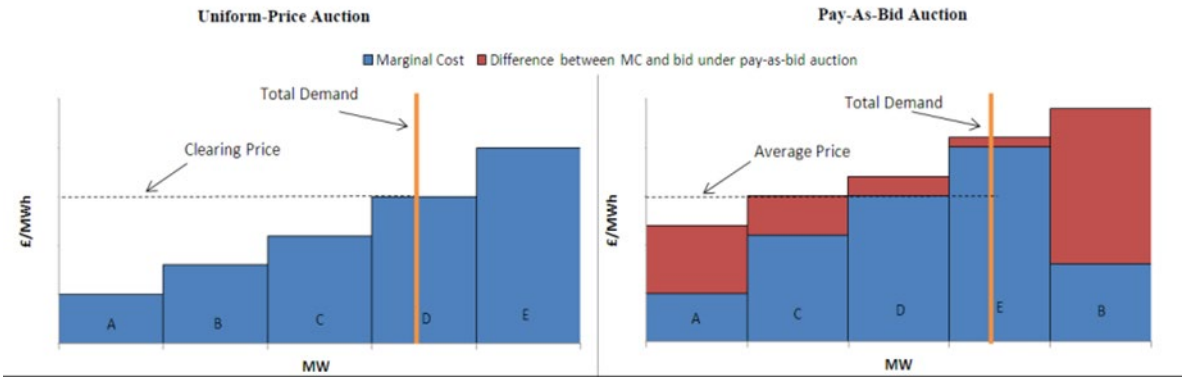
A pesar de no existir limitaciones a "los componentes de la oferta" en CAISO, en un escenario competitivo los agentes deberían converger a solo ofertar costos directos de capacidad de reserva, ya que el ASMP les asegura recibir el costo de oportunidad enfrentado en cada mercado, y recuperar de esta manera todos los costos respecto del mercado en tiempo real.

Si bien los componentes de la remuneración son similares a lo existente en Chile, una diferencia crucial corresponde a que en CAISO se trata de un mecanismo "Pay as Clear" (PaC), mientras que en Chile de uno "Pay as Bid" (PaB). En términos teóricos, se dice que el primero es más eficiente, ya que los agentes tendrían incentivos a ofertar sus propios costos, al recibir como remuneración el valor adjudicado más alto. Esto, sin embargo, no puede garantizarse en subastas multi-unidad, como es el caso de los SSCC, ya que en este tipo de subastas existen incentivos a no revelar el verdadero costo según la probabilidad de ser el agente que defina el precio de adjudicación.

En contraste, en un esquema PAB, todos los agentes tendrían incentivos a no revelar su verdadero costo, dependiendo cada oferta de la probabilidad asignada a ser adjudicado. Esta diferencia en los esquemas de remuneración, sin tener en

[18] Ver Sección 27.1.2 de "Fifth Replacement Electronic Tariff" del 3 de agosto de 2024 de CAISO.

cuenta los incentivos a “sombrear las ofertas” al tratarse de PAC, se ve reflejada en el siguiente esquema:



Fuente: https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2012/10/pay-as-bid-or-pay-as-clear-presentation.pdf

Asimismo, debido a que el mercado de energía es basado en costos auditados, mientras que los SSCC de CF son basados en ofertas, los agentes tienen incentivos a internalizar elementos no considerados en los costos variables de energía en las ofertas de SSCC, al ser el único “grado de libertad” que poseen para ajustar sus estrategias en el corto plazo. Consecuentemente, en un escenario donde existan asimetrías entre los costos auditados y los costos realmente enfrentados por los generadores, es esperable que las ofertas recibidas no reflejen en un 100% los costos directos de prestación de estos servicios, incluso bajo un escenario de competencia perfecta (ver Anexo C para la formalización de esta conclusión).

Esto, sin embargo, no implica que el diseño híbrido sea peor que uno totalmente basado en costos auditados. Si las diferencias entre lo auditado y lo real son significativas, incluso bajo competencia reducida el diseño híbrido producirá mejores resultados. Por el contrario, solo ante la inexistencia de asimetrías entre los costos auditados y los costos privados reales se podría garantizar que un esquema híbrido sería superado en todo evento por uno 100% auditado.

En cualquier caso, al ser PaB el valor de remuneración y existir valores máximos diferenciados por tecnología[19], a menos que se trate de un escenario con costos marginales iguales a cero, los oferentes no podrán capturar la totalidad del

[19] Según los costos contenidos en la RE N° 352 de 22 de septiembre de 2021 de la CNE, el costo de desgaste para la determinación del valor máximo oscila entre 2 USD/MWh para las tecnologías hidráulica, eólica, solar, geotérmica y almacenamiento; y 10 USD/MWh para para el carbón.

excedente del productor que sí obtendrían de tratarse de un esquema PaC, lo que podría alterar los incentivos existentes en el mercado[20].

Por lo tanto, para permitir la captura del excedente del productor, una alternativa sería implementar un mecanismo PaC para el valor ofertado, o crear dos valores de remuneración, uno que solo involucre el valor ofertado más el costo de oportunidad, y otro que permita la recuperación de costos por operación fuera de mérito, siendo solo el primero PaC[21].

De esta manera, el valor adjudicado para el generador i podría expresarse como:

$$ValorAdjudicado_i = C.O_i + S.C_i + C.O.A_i + \max\{V.O_i\}_{i=1}^{N}$$

O alternativamente, de considerar la suma entre el valor ofertado y el costo de oportunidad con un mecanismo PaC, el valor adjudicado podría corresponder a lo siguiente:

$$ValorAdjudicado_i = S.C_i + C.O.A_i + \max\{C.O_i + V.O_i\}_{i=1}^{N}$$

La segunda alternativa, no obstante, debe ser analizada con cautela, ya que, si bien se estaría adoptando un mecanismo similar al existente en CAISO para el componente de oferta y costo de oportunidad, el pago de sobrecostos difiere totalmente. Este último en el caso chileno siempre es remunerado, mientras que en el caso del CAISO todos los sobrecostos son analizados de manera conjunta y se determina si las rentas inframarginales obtenidas por un agente particular le permitieron recuperarlos, y se remunera solo en caso de no ocurrir aquello. Esto es, el tratamiento de todos los sobrecostos es similar al tratamiento de los costos de partida y detención en el mercado chileno.

Por lo mismo, los actores del mercado de generación en Chile estarían obteniendo rentas que generadores en otros mercados no, razón por la que, de adoptar de forma íntegra un mecanismo de remuneración como el de CAISO, también se

[20] En una situación en la que el CMg es igual a cero, no existiría costo de oportunidad y probablemente los SSCC serían adjudicados a unidades con costos directos similares, por lo que el excedente del productor sería nulo o mínimo.

[21] En un esquema Pay as Clear, la existencia de precios máximos diferenciados por tecnología para mitigar potenciales manipulaciones de mercado podría no afectar la asignación eficiente de recursos. Esto, por cuanto bajo un esquema PaC no se limita la habilidad para capturar el excedente del productor, a diferencia de lo que podría suceder con valores máximos diferenciados por tecnologías en un esquema PaB.

debería considerar la adopción de los mismos criterios para la remuneración de sobrecostos.

En efecto, la estructura más eficiente correspondería a una en que la metodología de recuperación de costos considere la ventana de despacho de una unidad más que realizar los cálculos hora a hora, lo cual permitiría estructurar la remuneración para servicios complementarios como

$$ValorAdjudicado_i = max\{V.O_i + \max\{0, CMg_{b_i} - CV_i\}\}_{i=1}^{N}$$

Donde CMg_{b_i} es el costo marginal en la barra de inyección b_i del generador i.

En este contexto, existirían pagos laterales solo en caso de que, dentro de un ciclo de despacho, todos los ingresos del generador respectivo no sean suficientes para cubrir sus costos, internalizando en los primeros tanto ingresos de energía como de servicios complementarios, y en los segundos los costos variables de generación, costos de prestación de SSCC - existiendo mayores incentivos para revelar el verdadero costo con un esquema Pay as Clear -, y de encendido y apagado. Para mayor detalle, ver Anexo D[22].

En la siguiente subsección, se presenta la evolución de las adjudicaciones y ofertas de los SSCC de CF desde el año 2025 hasta el primer semestre de 2026.

C. EVOLUCIÓN SSCC CF 2025 - PRIMER SEMESTRE 2026

En los gráficos siguientes, se presenta la proporción de MW adjudicados por instrucción directa y ofertas para el período comprendido entre el 1 de enero de 2025 y 30 de junio de 2026. Cabe destacar que, desde el 24 de febrero de 2026, el servicio de CPF+ comenzó a ser materializado a través de subastas, por lo que solo a partir de marzo del mismo año las estadísticas de adjudicaciones por ofertas o instrucción directa son relevantes para el citado servicio.

[22] En carta CD 00051-26 y CD 00052-26, ambas del 1 de abril de 2026, se propuso Transitar de Pay as Bid a Pay as Clear en las subastas de servicios complementarios de control de frecuencia y modificar el tratamiento de los pagos laterales pasando a una evaluación por ciclo de despacho respectivamente.

Gráfico 3.C.1
Proporción adjudicaciones por subastas e instrucción directa CPF+

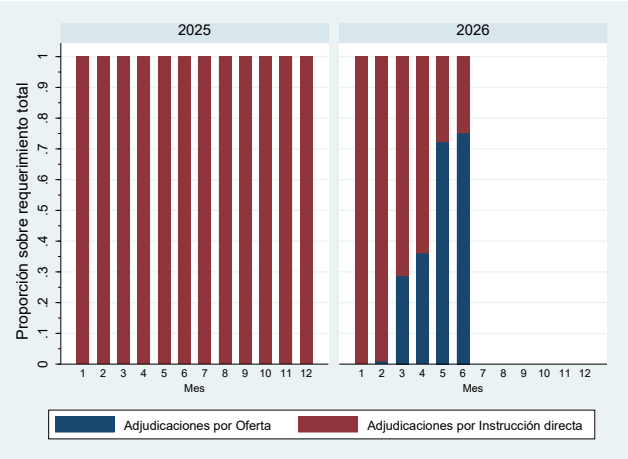


Gráfico 3.C.2
Proporción adjudicaciones por subastas e instrucción directa CPF-

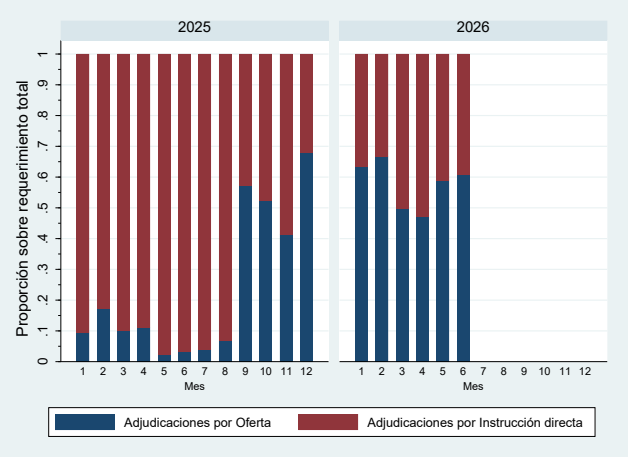


Gráfico 3.C.3
Proporción adjudicaciones por subastas e instrucción directa CSF+

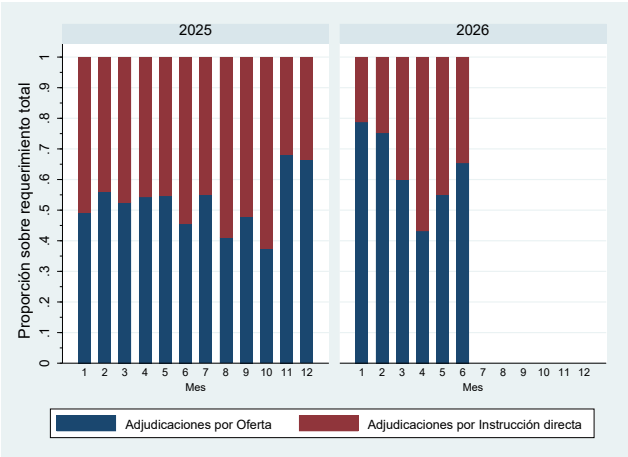


Gráfico 3.C.4
Proporción adjudicaciones por subastas e instrucción directa CSF-

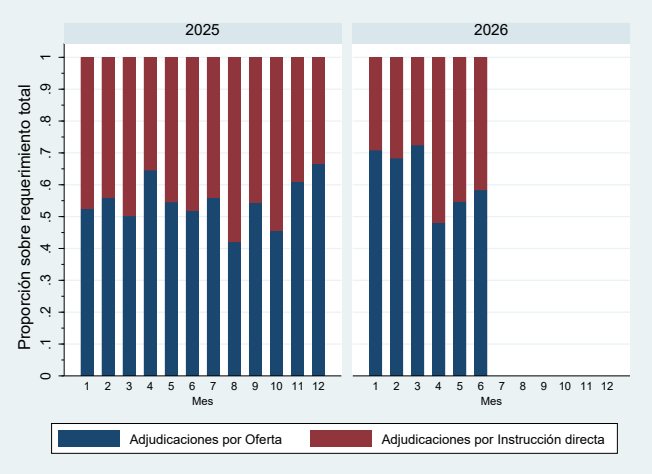


Gráfico 3.C.5
Proporción adjudicaciones por subastas e instrucción directa CTF+

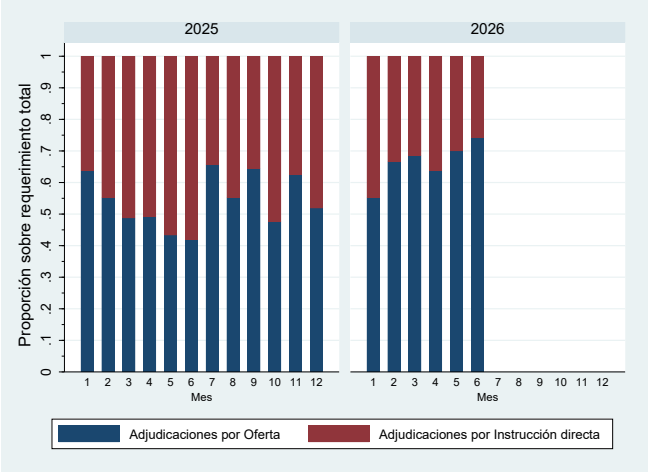
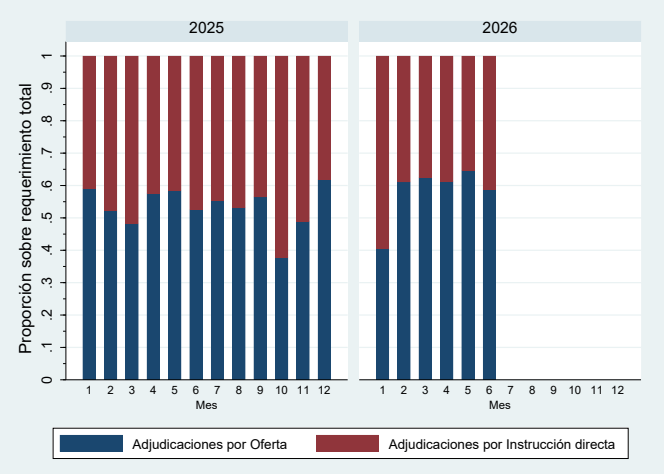


Gráfico 3.C.6
Proporción adjudicaciones por subastas e instrucción directa CTF-



Como se observa, las adjudicaciones asociadas a ofertas para CPF+ aumentaron de aproximadamente 29% en marzo a 75% en junio de 2026, mientras que para CPF- oscilaron entre 47% y 67% durante el primer semestre. El CSF de subida registró proporciones de entre 43% y 79%, mientras que el de bajada osciló entre 48% y 72%. Por su parte, el CTF+ aumentó de alrededor de 55% en enero a 74% en junio, mientras que el CTF- pasó de aproximadamente 41% a 59%.

Cabe hacer notar que la circunstancia de que algunos servicios hayan registrado adjudicaciones mayoritariamente por ID en determinados meses, **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, durante el primer semestre de 2026 las unidades hidráulicas mantuvieron la mayor participación en CPF+, salvo en marzo, cuando fueron superadas por las ERV. Para CPF-, el carbón continuó siendo relevante, mientras que los BESS alcanzaron participaciones cercanas a 35% entre abril y junio. Para CSF+, la mayoría de las adjudicaciones correspondió a unidades hidráulicas y ERV, mientras que para CSF- los BESS alcanzaron entre 48% y 64% durante el segundo trimestre. En CTF- las ERV mantuvieron la mayor participación, mientras que en CTF+ el diésel continuó siendo relevante, debido a que pueden ser asignadas “reservas en frío”.

Gráfico 3.C.7
Proporción adjudicaciones por tecnología CPF+

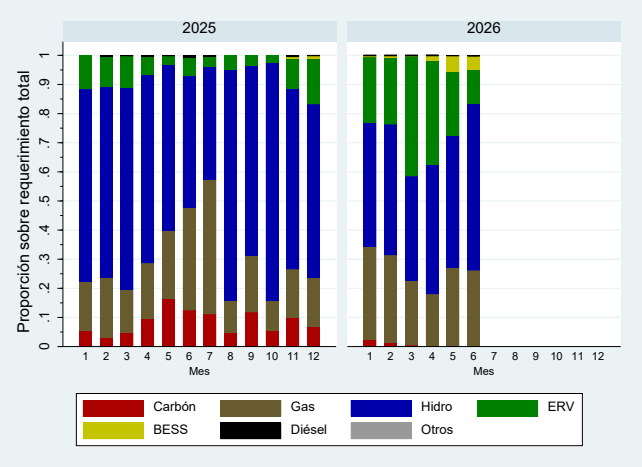


Gráfico 3.C.8
Proporción adjudicaciones por tecnología CPF-

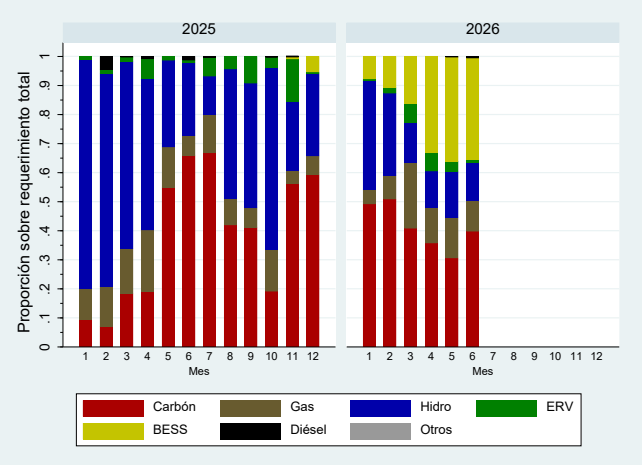


Gráfico 3.C.9
Proporción adjudicaciones por tecnología CSF+

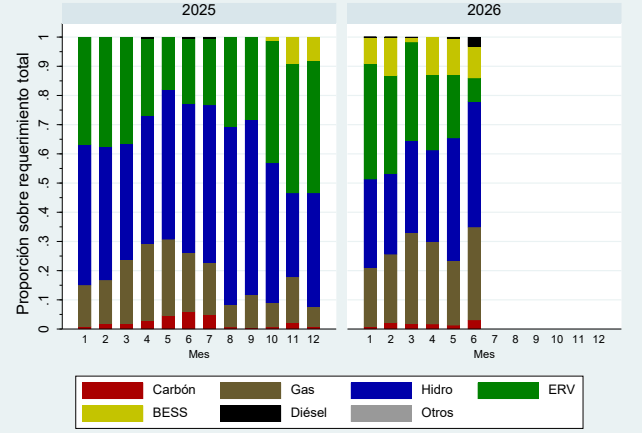


Gráfico 3.C.10
Proporción adjudicaciones por tecnología CSF-

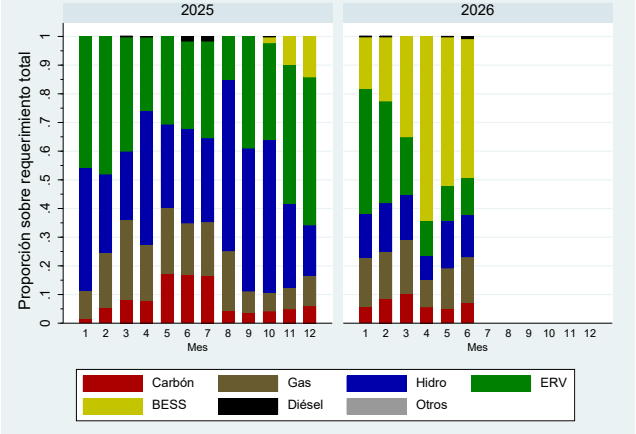


Gráfico 3.C.11
Proporción adjudicaciones por tecnología CTF+

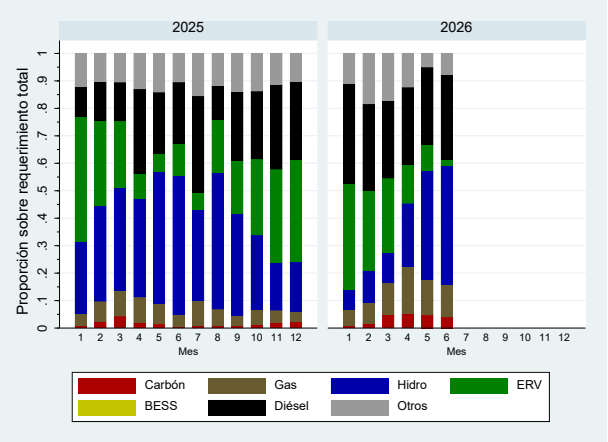
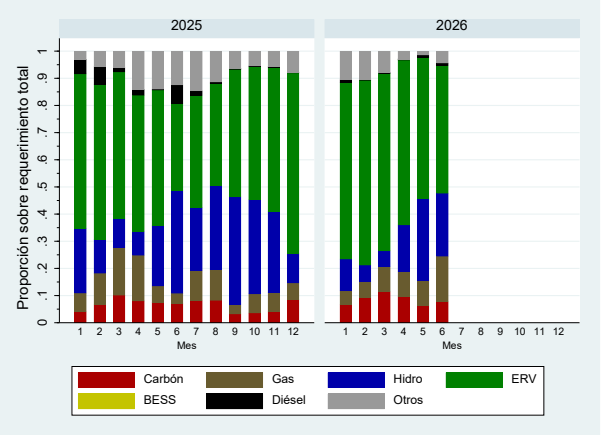


Gráfico 3.C.12
Proporción adjudicaciones por tecnología CTF-



Al considerar las adjudicaciones horarias por tecnología (gráficos 3.C.13 al 3.C.18), se puede apreciar que durante 2025 y el primer semestre de 2026 las adjudicaciones a centrales solares se concentraron en horario solar, lo cual tiene sentido, debido a que el costo de oportunidad en períodos de costo marginal igual a cero es nulo, por lo que para el programa del día siguiente, que internaliza probabilidades de activación, es más económico adjudicar centrales ERV, incluso para servicios de subida, que centrales térmicas. Durante el primer semestre de 2026 aumentó la participación solar en CPF+ en dicho bloque horario, mientras que los BESS adquirieron una mayor participación en CPF- y CSF- a lo largo del día.

A este respecto, resulta necesario destacar que las adjudicaciones a centrales eólicas son significativas en CSF y CTF, siendo este el recurso con mayores errores de predicción y con mayor curtosis, razón por la cual sería recomendable limitar la capacidad disponible del recurso eólico para la prestación de reservas, ajustándola por el percentil 95 de la distribución de los errores de pronósticos.

Igualmente, con la entrada y verificación para prestación de SSCC de control de frecuencia de sistemas de almacenamiento, esta tecnología adquirió un rol relevante en las adjudicaciones de CPF y CSF[23], particularmente en los servicios de bajada.

En efecto, durante la primera mitad del año 2026 la adjudicación a centrales ERV y medios de almacenamiento fue significativa en todos los servicios, incluyendo CPF. Más aún, existieron períodos con adjudicaciones 100% renovables en horario solar para CSF+ y CPF+, y durante la segunda quincena de abril existieron días donde casi el 100% del tiempo las adjudicaciones de CSF- fueron a BESS.

Gráfico 3.C.13
Proporción adjudicaciones horarias por tecnología CPF+

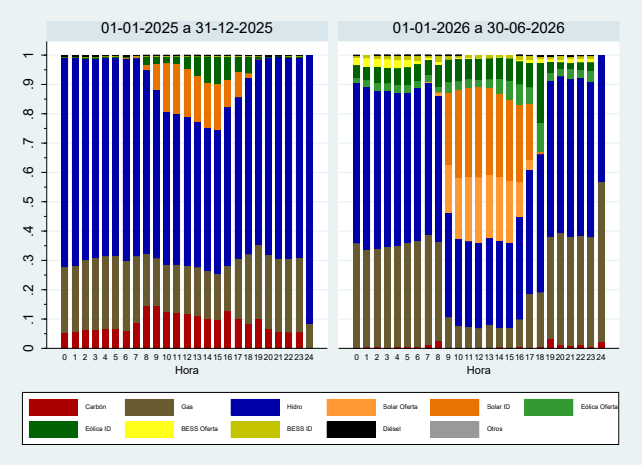
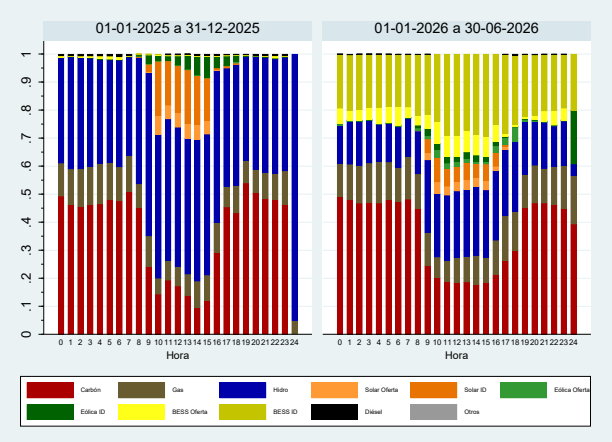


Gráfico 3.C.14
Proporción adjudicaciones horarias por tecnología CPF-



[23] Para el detalle de las instalaciones habilitadas y sus recursos técnicos disponibles, ver Anexo C, "Control de Frecuencia", del Informe de SSCC 2026, publicado por el Coordinador en junio de 2026.

Gráfico 3.C.15
Proporción adjudicaciones horarias por tecnología CSF+

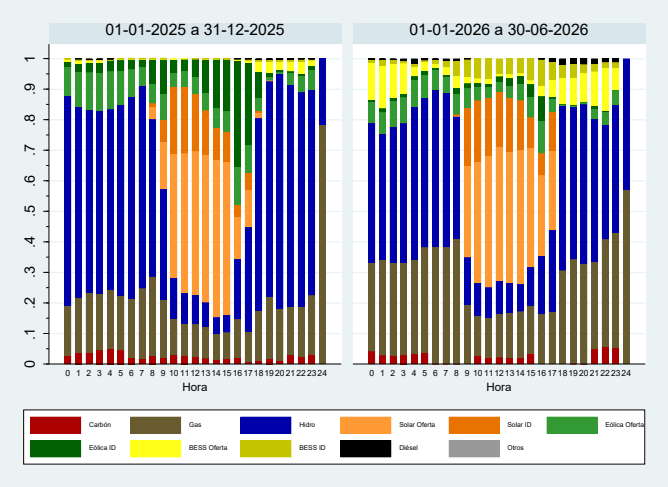


Gráfico 3.C.16
Proporción adjudicaciones horarias por tecnología CSF-

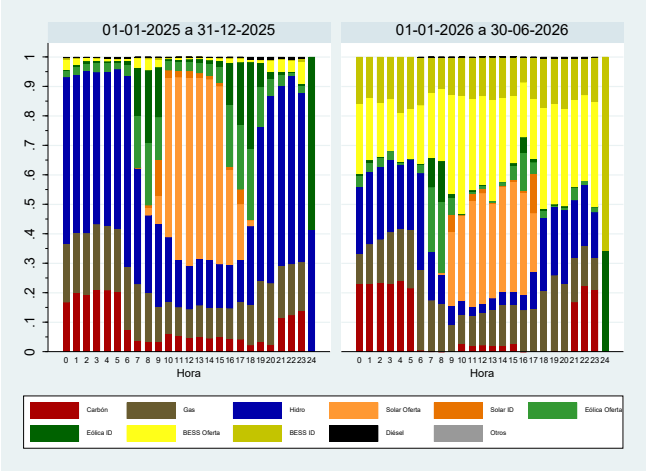


Gráfico 3.C.17
Proporción adjudicaciones horarias por tecnología CTF+

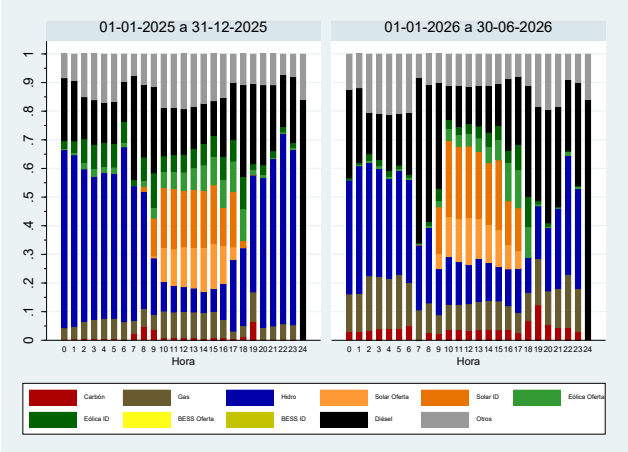
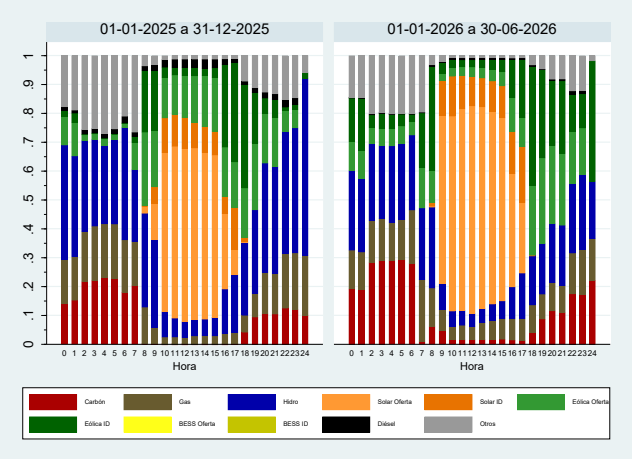


Gráfico 3.C.18
Proporción adjudicaciones horarias por tecnología CTF-



En cuanto a precios ofertados y adjudicados, la distribución general se puede apreciar en el siguiente gráfico. Como se observa, durante el primer semestre de 2026 los precios fueron superiores a los de 2025 en gran parte de la distribución, mientras que disminuyó la proporción de ofertas iguales a cero. Las centrales térmicas presentaron una mayor proporción de ofertas de precios elevados, mientras que en las no térmicas aumentó la proporción de ofertas en torno a 2.

Gráfico 3.C.19
Curva duración ofertas adjudicadas 2025-1er semestre 2026

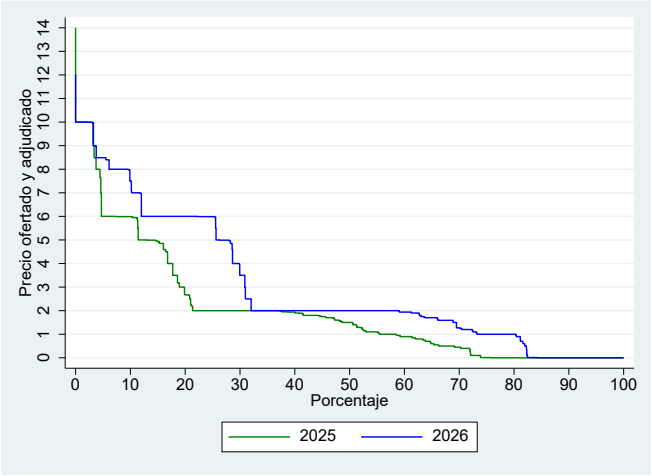
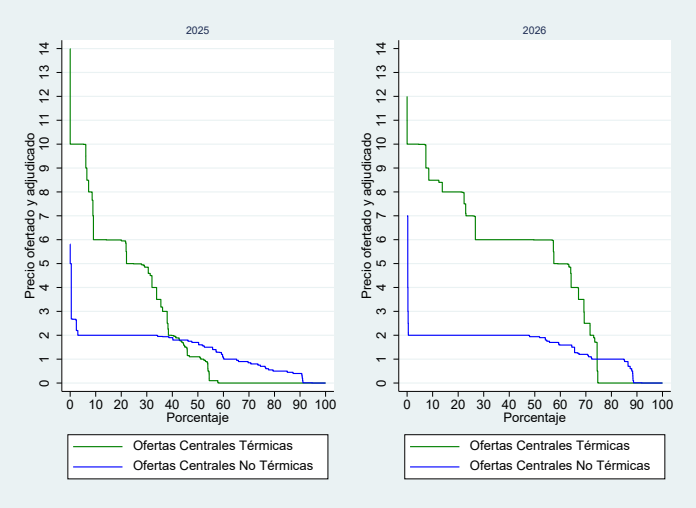


Gráfico 3.C.20
Curva de duración ofertas adjudicadas por tecnología térmica y no térmica



Cabe destacar que, tal como fuese explicado en la sección precedente, las ofertas iguales a cero de centrales térmicas **no fuerzan el despacho de centrales térmicas, y por lo tanto no desplazan generación renovable**, solo contribuyendo a modificar la probabilidad de adjudicación entre el mismo tipo de centrales.

En cuanto a ofertas recibidas y filtradas por las medidas de mitigación[24], estas aumentaron respecto de 2025, promediando durante el primer semestre de 2026 3,9 USD el CPF-; 3,3 USD el CPF+; 4,4 USD el CSF+; 4,3 USD el CSF- y CTF+; y 4,1 USD el 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. Estos aumentos se debieron tanto a incrementos de adjudicaciones a mayor valor de centrales térmicas como no térmicas, y al efecto de una menor proporción de ofertas iguales a cero adjudicadas a las primeras.

[24] 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.

Tabla 3.C.1
Estadísticas descriptivas ofertas "filtradas" recibidas en 2025 - 1er semestre 2026
USD/MW[h]

Año	Servicio	Promedio	Desv. Est.
2025	CPF-	2,231	1,947
	CPF+	-	-
	CSF-	3,230	2,768
	CSF+	3,412	2,698
	CTF-	2,527	3,026
	CTF+	3,460	2,913
1er Semestre 2026	CPF-	3,883	2,037
	CPF+	3,291	2,062
	CSF-	4,376	2,342
	CSF+	4,317	2,213
	CTF-	4,073	2,627
	CTF+	4,378	2,548

D. CONCLUSIONES

Durante el primer semestre de 2026, las adjudicaciones asociadas a ofertas para el servicio de CPF- oscilaron entre aproximadamente 47% y 67%, mientras que, en CSF, de subida y bajada, se observaron variaciones a lo largo del período. En el servicio CTF+, la proporción aumentó de alrededor de 55% en enero a 74% en junio, mientras que el CTF- pasó de aproximadamente 41% a 59%. Por su parte, el CPF+, que comenzó a subastarse en febrero, alcanzó una proporción de adjudicaciones por ofertas cercana a 75% en junio de 2026.

Se observó una participación relevante en la adjudicación de SSCC de control de frecuencia por parte de unidades renovables, en particular en horario solar. Debido a que la fuente de generación más variable corresponde a la eólica, con una distribución de errores de pronóstico que usualmente no está centrada en cero y posee una alta curtosis, se recomienda limitar la capacidad disponible para la

prestación de estos servicios, ajustándola de acuerdo con el percentil 95 de la distribución de errores de pronóstico, con tal de minimizar el impacto sobre los reemplazos de estas unidades.

Finalmente, con el fin de alinear los incentivos para un proceso de verificación más expedito de nuevas tecnologías para la prestación de SSCC, particularmente el CPF y CSF, así como también para entregar las señales de precios más adecuadas, se envió una recomendación de modificación normativa a la CNE para transitar a un esquema Pay as Clear para los SSCC de control de frecuencia respecto del componente ofertado, además de reevaluar la metodología de remuneración de pago de sobrecostos, con tal de evitar potenciales conductas oportunistas por parte de generadores con parques térmicos, y garantizar una asignación más eficiente de recursos. Esto último, además, permitiría remunerar como precio uniforme el conjunto de la oferta más los costos de oportunidad remunerados expost, lo que permitiría capturar adecuadamente el excedente del productor a los distintos participantes.

4. GENERACIÓN CON GAS NATURAL Y DIÉSEL

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 encuentra regulada en la NT GNL, respecto de la cual el H. TDLC[25] rechazó la demanda presentada en contra de la CNE mediante la Sentencia N° 211/2026, de 31 de marzo de 2026, en contra de la cual se interpuso un recurso de reclamación ante la Excma. Corte Suprema.

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[26]. 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[27]. 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

[25] Ver “Demanda de Eléctrica Puntilla S.A. e Hidromaule S.A. contra la Comisión Nacional de Energía”, ROL C-435-2021.Sentencia N° 211/2026, de 31 de marzo de 2026, del H. Tribunal de Defensa de la Libre Competencia,

[26] 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.

[27] 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*)[28].

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, podrían 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:

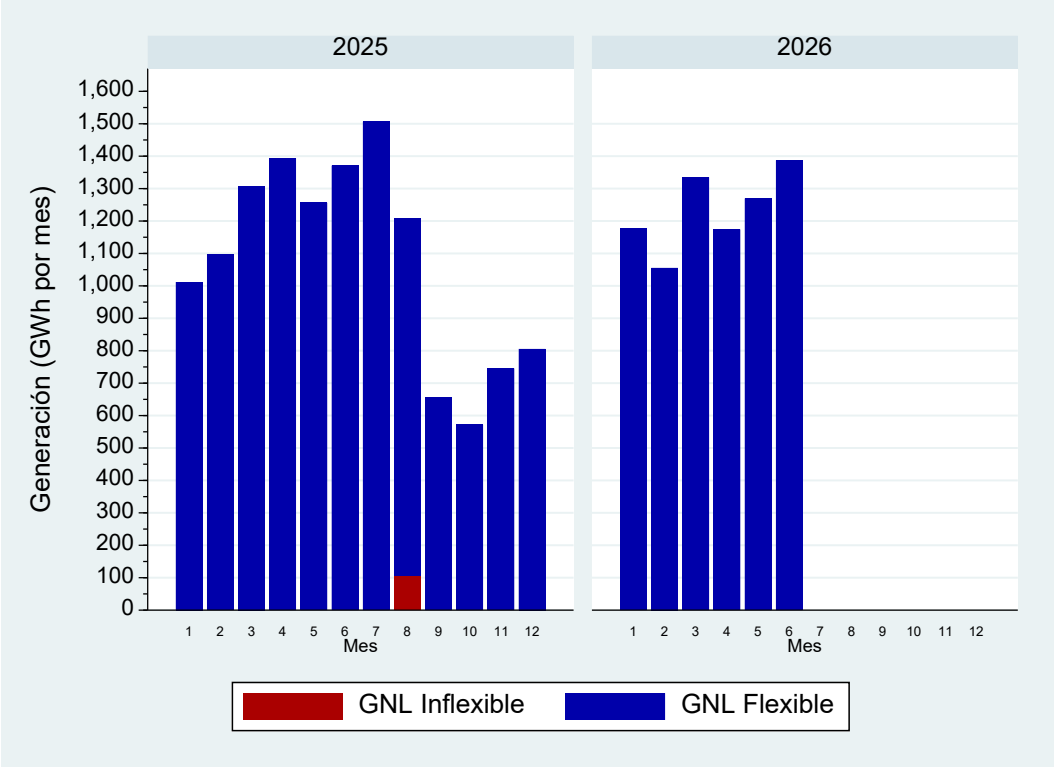
- Limitación al volumen que puede ser declarado inflexible, en función de un estudio realizado ex ante.
- Establece la determinación de un costo de oportunidad para el despacho de las centrales inflexibles, como resultado de la optimización del uso del GNL inflexible durante una ventana amplia de tiempo. 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.

[28] En el Anexo F 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 2025 y el primer semestre de 2026, se observa que solo existió generación con gas inflexible en agosto de 2025, aunque la proporción de generación respecto del total fue reducida, tal como se puede apreciar en el Gráfico 4.A.1.

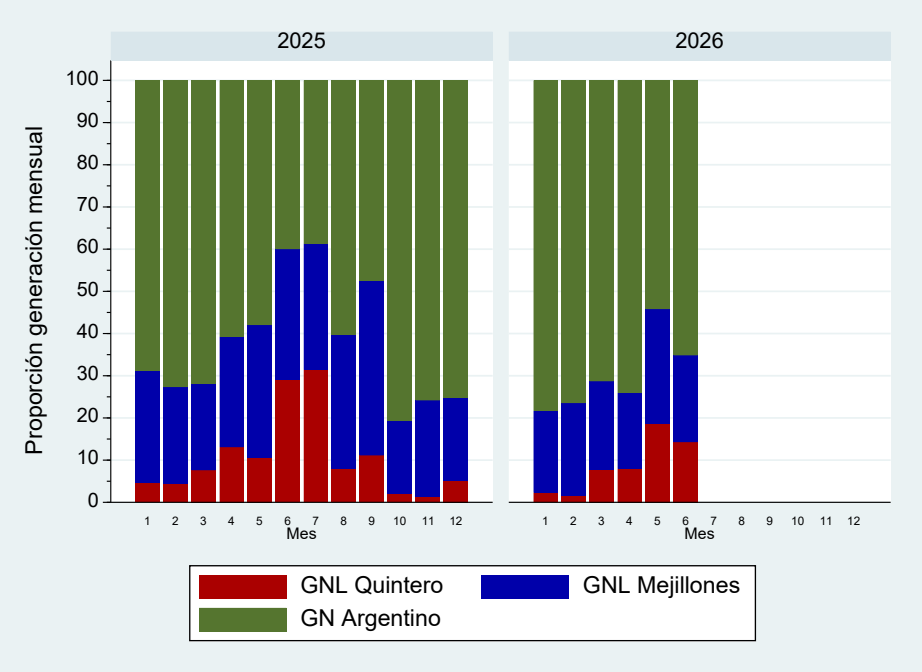
Gráfico 4.A.1
Generación mensual con GNL inflexible vs GNL flexible
2025 – 1er semestre 2026



B. GAS NATURAL POR ORIGEN

De la generación con gas natural, el gas natural argentino dio cuenta de cerca del 80% en enero y febrero, de alrededor del 70% en marzo y abril; y de aproximadamente un 55% y 65% durante mayo y junio respectivamente. Esto da cuenta de una relevancia sostenida observada desde comienzos del 2025.

Gráfico 4.B.1
Proporción de generación con gas natural por origen del gas
2025 – 1er semestre 2026

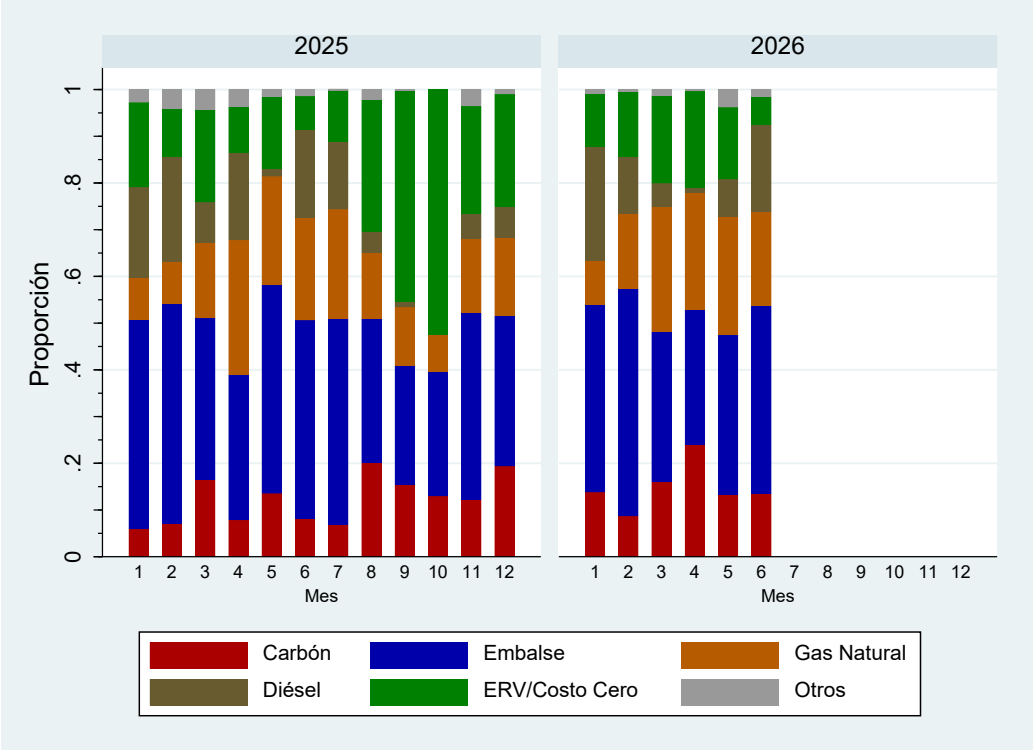


Con motivo de la relevancia para el sistema del gas argentino, se publicó la Minuta GM N° 01-2025, "Tratamiento Declaración del Costo Variable Combustible y Disponibilidad del Gas Natural por Ducto" de febrero de 2025, donde se determina el tratamiento de las declaraciones del gas por ducto en caso de que existan múltiples contratos. Igualmente, se ha adoptado un criterio de ajuste de las declaraciones provenientes de contratos interrumpibles, con tal de minimizar el impacto de declaraciones con volúmenes que finalmente no se disponían en la operación real.

C. COMBUSTIBLE DIÉSEL

Durante el primer semestre del año 2026, el combustible diésel fue más importante dentro de las centrales marginales en la zona sur, representada por el subsistema asociado a la barra Puerto Montt 220, siendo similar a lo observado durante la primera mitad del año 2025.

Gráfico 4.C.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 existen en el sistema entre la zona sur y el resto del territorio nacional.

Gráfico 4.C.2
Combustible centrales marginales barra Crucero 220

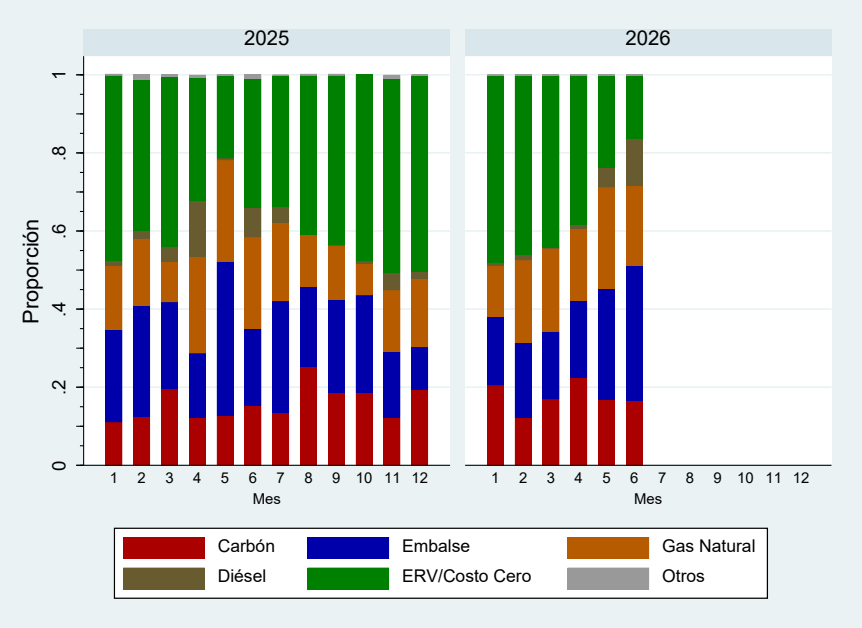
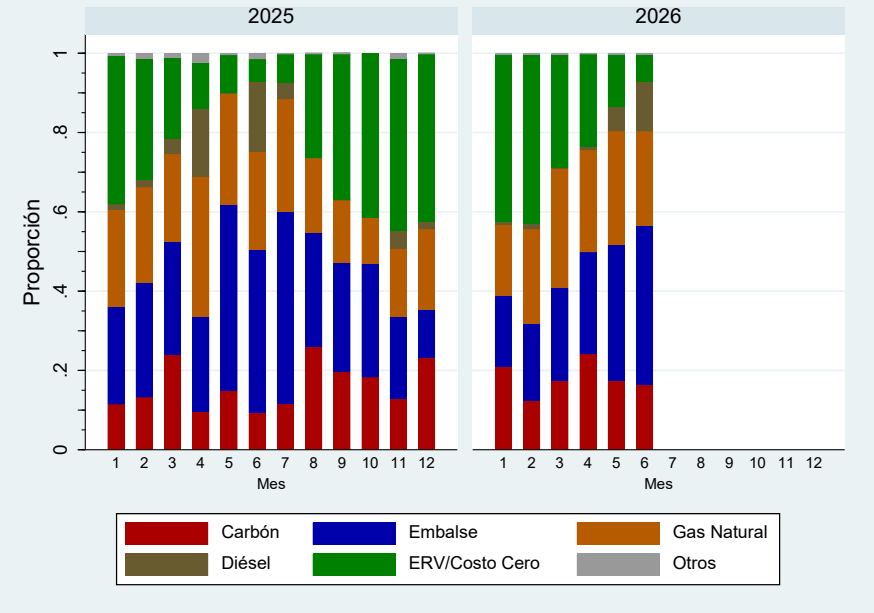


Gráfico 4.C.3
Combustible centrales marginales barra Quillota 220



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 2025 y la primera mitad del año 2026 se presentan en los siguientes gráficos.

Gráfico 4.C.4
Horas marginando de configuraciones diésel en barra Pto Montt 220 en períodos de desacople
Ene - Jun 2026

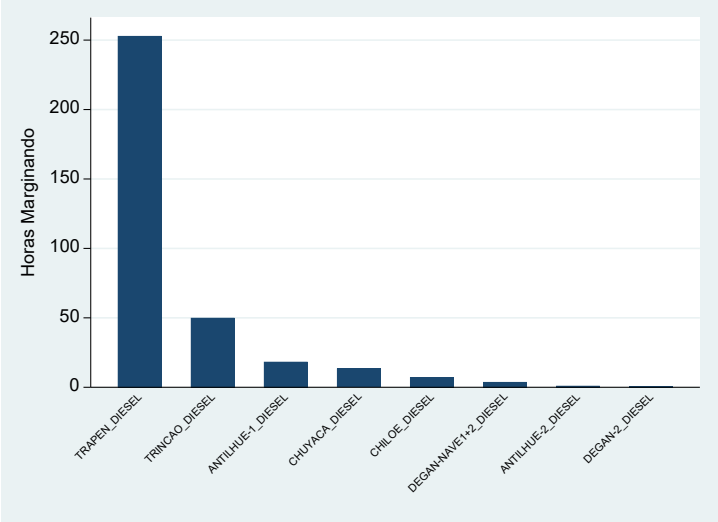
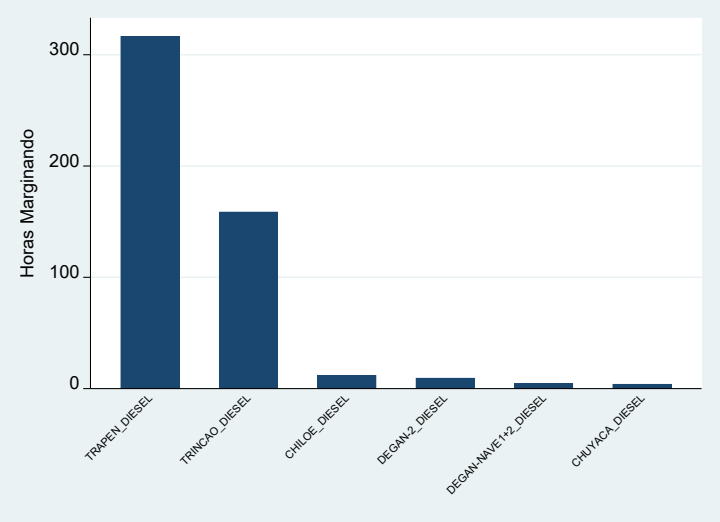


Gráfico 4.C.5
Horas marginando de configuraciones diésel en barra Pto Montt 220 en períodos de desacople
Ene - Dic 2025



Como se aprecia, la central Trapén fue la que más tiempo marginó durante el primer semestre del año 2026, así como también durante la totalidad del año 2025, alcanzando cerca de 250 y algo más de 300 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 2026 no superaron las 5 horas acumuladas, siendo los Pinos la unidad que marcó el marginal más frecuentemente, al igual que durante el año 2025.

Gráfico 4.C.6
Horas marginando de configuraciones diésel en barra Quillota 220 en períodos de desacople
Ene - Jun 2026

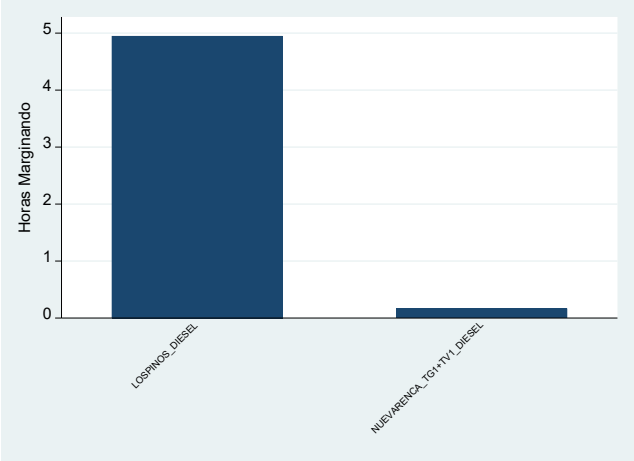
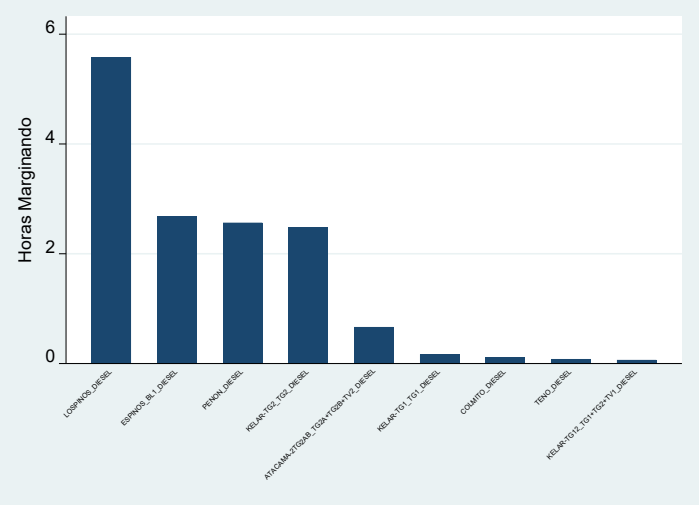
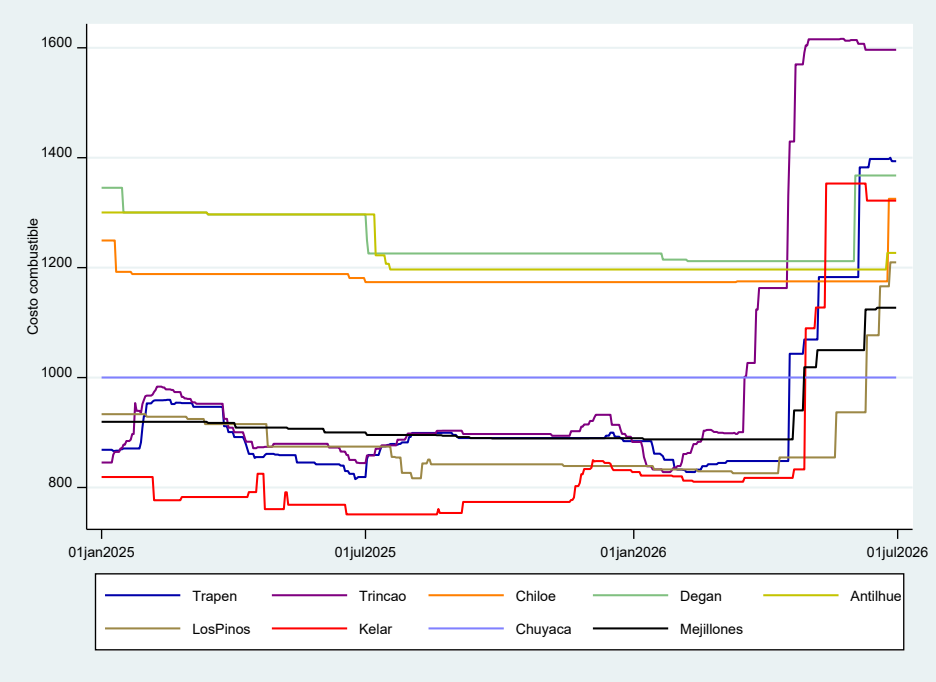


Gráfico 4.C.7
Horas marginando de configuraciones diésel en barra Quillota 220 en períodos de desacople
Ene - Dic 2025



En cuanto a los costos declarados del combustible diésel, en el Gráfico 4.C.8 se exponen las series para las centrales presentadas en los gráficos 4.C.4 y 4.C.5, así como también para la central Los Pinos, Kelar y Mejillones, como referencia del subsistema asociado a la barra Quillota 220.

Gráfico 4.C.8
Costo de combustible diésel
Ene 2025 – Jun 2026



Se desprende del gráfico que los costos de combustible más baratos se registraron en el norte, con Kelar, declarando consistentemente los valores más bajos, aunque dicho escenario cambió a finales del primer semestre de 2026, aumentando los valores declarados por la mayoría de las centrales, siendo Los Pinos la que declaró el menor costo en dicho período.

Si se comparan los precios declarados por Trapén con los precios de paridad de ENAP, se aprecia que estos siguen una tendencia similar, aunque con rezagos relativamente amplios. Se aprecia que los aumentos registrados por estos últimos desde marzo de 2026 fueron seguidos por incrementos en los costos declarados por la central a partir de abril. El precio de paridad alcanzó su máximo en abril y posteriormente disminuyó, mientras que los costos declarados por Trapén continuaron aumentando hasta junio, ampliándose la diferencia entre ambas series hacia el cierre del semestre.

Gráfico 4.C.9
Costo de combustible diésel Trapén y precio de Paridad ENAP
Ene 2025 – Jun 2026



El desacople de algunas series de precios 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 4.C.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[29]:

- 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.

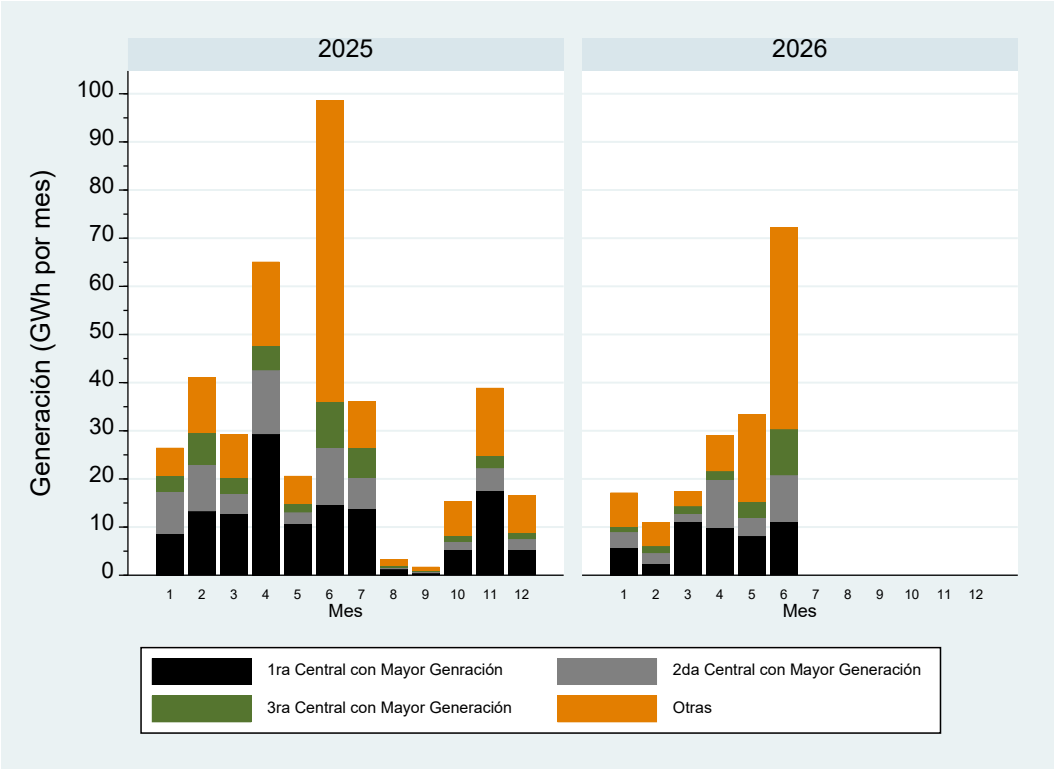
En la mayoría de estas zonas, solo uno o dos competidores potenciales están presentes, y con escasa posibilidad de acceso a las instalaciones de plantas de almacenamiento de combustibles líquidos.

Al analizar la generación mensual con combustible diésel (Gráfico 4.C.10), se observa una disminución agregada durante el primer semestre de 2026 respecto del año anterior, sin perjuicio de evidenciar una trayectoria al alza a partir de febrero. Asimismo, con excepción del incremento sustantivo registrado en el mes de junio de ambos años, no se identifica un patrón temporal consistente. Este comportamiento refuerza el rol que juega la disponibilidad y confiabilidad de este combustible como respaldo ante escenarios de estrechez.

A su vez, también se puede observar que la generación diésel se concentró mayoritariamente en tres centrales. Desde la perspectiva del monitoreo de la competencia y el despacho económico, esta concentración estructural durante ciertos escenarios es relevante, ya que dichas unidades podrían adquirir la condición de proveedores pivotales, con capacidad para incidir en la formación del costo marginal del sistema. No obstante, esto depende, evidentemente, del nivel de generación; mientras mayor es la generación requerida con combustible diésel, mayor el número de unidades requeridas para generar.

[29] 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.

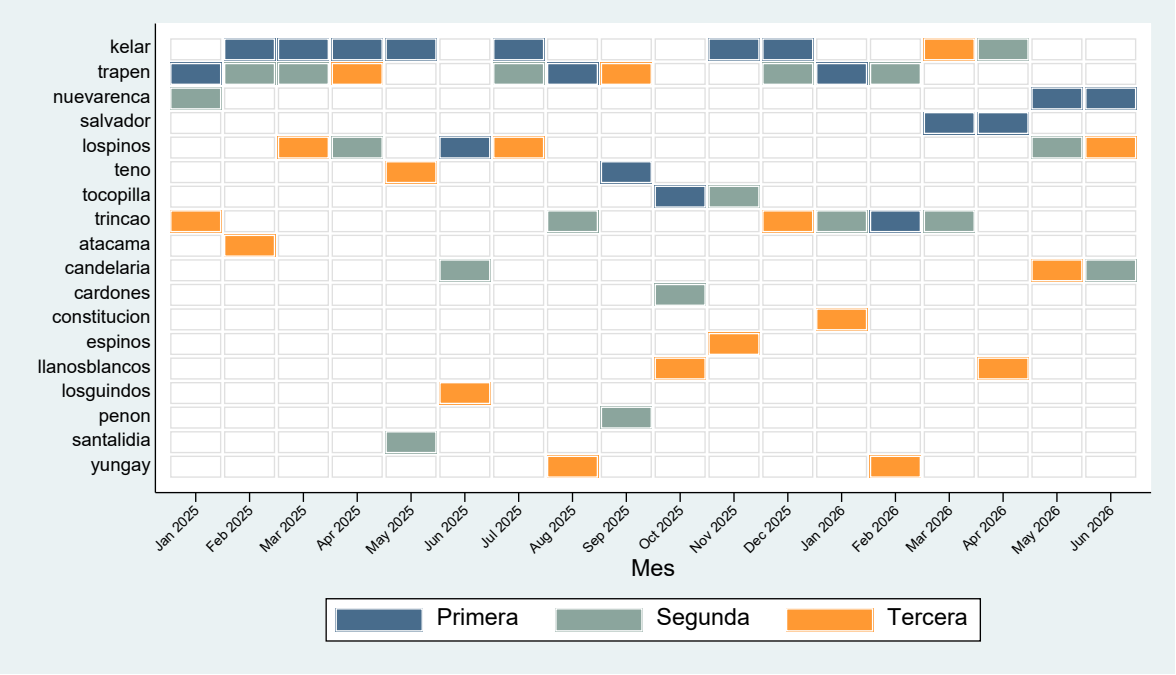
Gráfico 4.C.10
Generación mensual con combustible diésel
Enero 2025 – junio 2026



En cuanto a las centrales que mayor generación representaron en cada mes, en el Gráfico 4.C.11 se presentan las 3 centrales con mayor generación a nivel mensual.

Durante el 2025, Kelar fue la central que presentó mayor generación durante la mayoría del año. Esto cambió durante el 2026, donde Nueva Renca y Salvador fueron las que presentaron mayor generación durante 2 meses cada una.

Gráfico 4.C.11
Ranking mensual de centrales según generación con combustible diésel.
Enero 2025 – junio 2026



En síntesis, si bien la incidencia directa del diésel en el costo marginal promedio no ha experimentado un incremento significativo a nivel sistémico, este energético mantiene una relevancia operacional, particularmente en la zona sur como resultado de los desacoples de la barra Puerto Montt 220 kV. En este escenario, resulta necesario alinear los incentivos regulatorios y comerciales para garantizar la disponibilidad efectiva de inventarios y logística de combustibles líquidos ante condiciones de estrechez.

Atendiendo a lo señalado en Informes de Monitoreo previos, el Coordinador Eléctrico Nacional sometió a consulta pública, el 15 de julio de 2026, la versión preliminar del Procedimiento Interno relativo al 'Factor de Incertidumbre de Disponibilidad de Combustible Diésel', cuyo objetivo apuntaba a internalizar la capacidad real de reposición de inventario en la programación. No obstante, mediante Oficio Ordinario Electrónico N° 346563 del 21 de agosto de 2026, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles dispuso, como medida provisional en el marco de una denuncia, suspender su tramitación y aplicación. En consideración a lo señalado, el Consejo Directivo del Coordinador acordó de manera unánime el 23 de septiembre de 2026 suspender la tramitación del procedimiento, encomendando a la Dirección Ejecutiva el estudio de acciones

alternativas que logren cautelar los objetivos de seguridad y eficiencia perseguidos por el instrumento.

D. CONCLUSIONES

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

No obstante, también existen beneficios asociados a la posibilidad de declarar inflexibilidades en casos debidamente justificados, 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_2, 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 2025 y junio de 2026, solo existió generación con gas inflexible en una proporción menor durante el mes de agosto de 2025, 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 gatilló la emisión de la Minuta GM N° 01-2025, “Tratamiento Declaración del Costo Variable Combustible y Disponibilidad del Gas Natural por Ducto” de febrero de 2025, y el ajuste de la disponibilidad del gas proveniente de acuerdos de carácter interrumpible en la programación, ajustándola por las desviaciones pasadas entre lo declarado y disponible en la operación en tiempo real.

El aumento de generación diésel en períodos acotados de estrechez confirma que el sistema requiere que la capacidad térmica de respaldo y sus inventarios de combustible estén efectivamente disponibles cuando son convocados. Dado que diversas unidades de punta perciben la mayor parte de sus ingresos por concepto de potencia de suficiencia y enfrentan mercados regionales concentrados en la distribución y almacenamiento de combustibles líquidos, persiste la necesidad de incorporar en la normativa sectorial mecanismos que internalicen la capacidad efectiva de reposición de inventario en la determinación de la disponibilidad del insumo principal, en línea con los criterios técnicos que motivaron la elaboración del procedimiento sobre Factor de Incertidumbre de Disponibilidad de Combustible Diésel.

Por lo anterior, se reitera la necesidad de una modificación normativa para incorporar estas condiciones y alinear los incentivos de las centrales diésel, a fin de que estén efectivamente disponibles.

Desde la óptica de libre competencia, es preciso señalar que limitar los requerimientos de disponibilidad efectiva sobre el parque térmico conlleva un riesgo de traspaso ineficiente de costos y riesgo moral. Si bien la decisión de una empresa generadora de operar sin respaldo logístico o sin contratos a firme de suministro de gas natural o diésel, confiando en la disponibilidad del mercado spot o en proyecciones hidrológicas favorables, constituye una estrategia comercial lícita, el diseño de mercado no debe permitir que los sobrecostos derivados del fracaso de dicha estrategia recaigan sobre el resto de los coordinados ni sobre los consumidores finales. La seguridad del sistema eléctrico es un objetivo habilitante esencial, pero las regulaciones tendientes a protegerla no pueden erigirse como un seguro de rentabilidad que socialice el costo de inversión en almacenamiento, logística y contratos de firmeza que las propias unidades de generación térmica requieren para operar de manera confiable.

5. PEQUEÑOS MEDIOS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Los Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD) corresponden a medios de generación o sistemas de almacenamiento conectados a instalaciones de distribución, cuya capacidad de inyección de excedentes es igual o inferior a 9.000 kW. Junto con los Pequeños Medios de Generación (PMG), conforman el segmento de los Medios de Generación de Pequeña Escala (MGPE).

La potencia instalada de este segmento aumentó desde menos de 200 MW a comienzos de 2014 hasta 3.871 MW al cierre del primer semestre de 2026. Su desarrollo se ha apoyado en un marco regulatorio que establece los procedimientos de conexión, energización y puesta en servicio, así como las reglas de valorización de las inyecciones y el mecanismo de estabilización de precios.

El marco regulatorio aplicable se encuentra contenido principalmente en la Ley General de Servicios Eléctricos y en el Reglamento para Medios de Generación de Pequeña Escala, aprobado mediante el Decreto Supremo N°88 de 2019 del Ministerio de Energía (DS N°88), que reemplazó al Decreto Supremo N°244 de 2005. Durante 2026 entró en aplicación una actualización de la Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en instalaciones de Media Tensión, mediante la Resolución Exenta N°69 de la Comisión Nacional de Energía, y en junio del mismo año se publicó el Decreto Supremo N°1, que modificó el DS N°88.

El Decreto Supremo N°1 modificó el mecanismo de valorización y estabilización de las inyecciones e incorporó expresamente a los sistemas de almacenamiento dentro de los MGPE, incluyendo reglas para su operación y para los retiros de energía destinados a carga. El crecimiento del segmento también exige gestionar congestiones en las redes zonales, restricciones de inyección y requerimientos de visibilidad, monitoreo y control, especialmente por la concentración de la generación fotovoltaica durante las horas solares.

A. EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN Y CAPACIDAD INSTALADA

Durante el primer semestre de 2026 se incorporaron 112,2 MW de capacidad en MGPE, de los cuales 91,6 MW correspondieron a PMGD. La potencia instalada total del segmento alcanzó 3.871 MW a junio de 2026, con un crecimiento de 2% respecto del cierre del año anterior. A esa fecha, la capacidad PMGD representó un 9,9% de la potencia total instalada en el Sistema Eléctrico Nacional.

El Gráfico 5.A.1 presenta la evolución de la potencia instalada por tecnología y el Gráfico 5.A.2 su distribución regional a junio de 2026.

Gráfico 5.A.1
Potencia instalada PMGD por tecnología
2010 - junio 2026

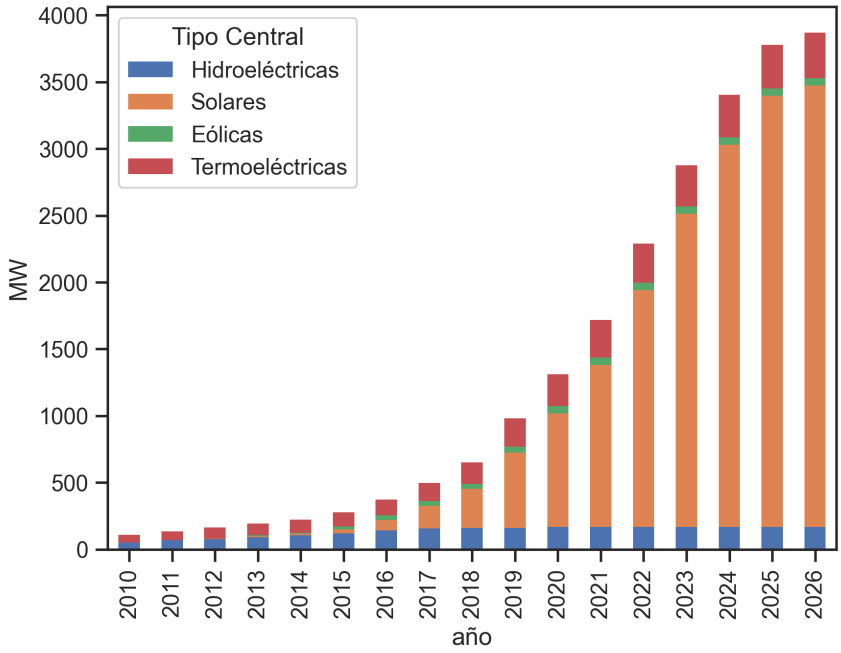
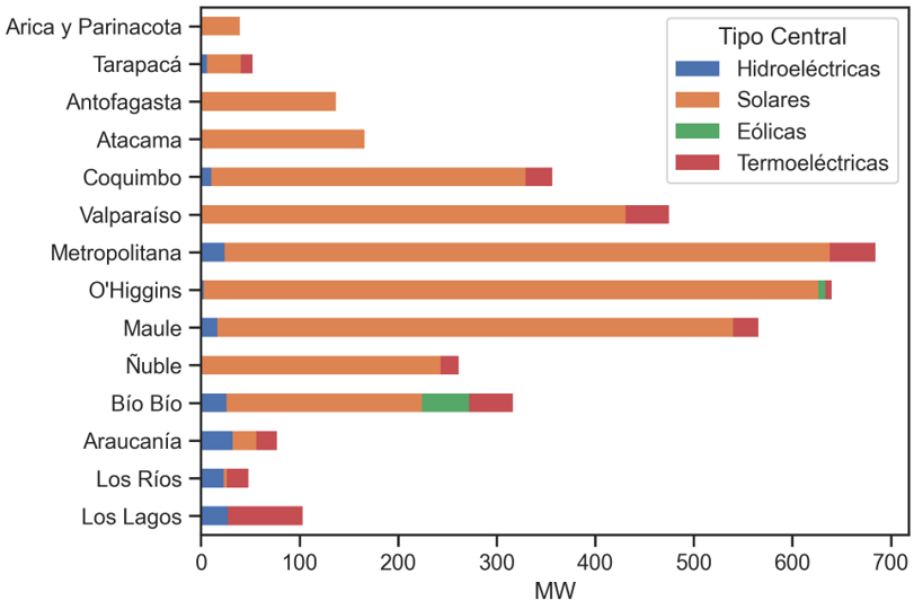


Gráfico 5.A.2
Potencia instalada PMGD por región
A junio de 2026

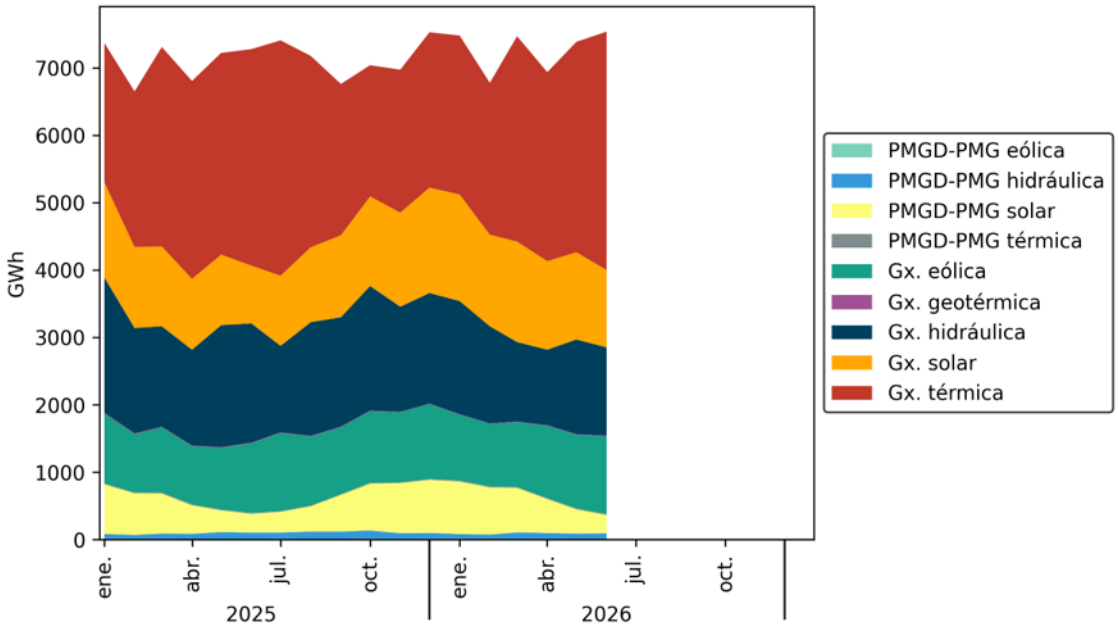


La tecnología solar concentró la mayor proporción de la capacidad instalada del segmento PMGD en junio de 2026, con un 85,4%. Las tecnologías termoeléctrica, hidroeléctrica y eólica representaron 8,8%, 4,4% y 1,4%, respectivamente.

El Gráfico 5.A.3 muestra la generación mensual entre enero de 2025 y junio de 2026, distinguiendo la generación de PMG y PMGD por tecnología y la del resto del parque. Durante 2025, la generación PMGD representó un 7,95% de la generación total del sistema y alcanzó su mayor participación mensual en noviembre, con 10,9%. Esta participación se mantuvo en 7.9% durante el primer semestre de 2026 respecto de la generación total del SEN.

La participación horaria fue mayor debido a la predominancia de la generación solar. El máximo de 2025 alcanzó un 28,42% de la generación horaria a las 17:00 horas del 12 de octubre. Durante el primer semestre de 2026, el máximo fue de 25,35% a las 17:00 horas del 1 de enero.

Gráfico 5.A.3
Generación mensual por tecnología
Enero de 2025 a junio de 2026



B. RÉGIMEN DE VALORIZACIÓN DE PMG/PMGD

El Decreto Supremo N°1 de 2026 modificó el DS N°88 e introdujo un nuevo mecanismo de estabilización para los MGPE, junto con disposiciones transitorias aplicables a las instalaciones previamente acogidas al régimen anterior. Bajo el nuevo mecanismo, las inyecciones de energía y los retiros destinados a la carga de sistemas de almacenamiento se valorizarán al precio básico de energía correspondiente a cada intervalo temporal.

El Coordinador deberá calcular mensualmente la diferencia entre esa valorización y la que resultaría de aplicar el costo marginal, determinando el Saldo MEP. Este saldo se asignará mensualmente a prorrata de los retiros del sistema. Al cierre de cada año, el saldo acumulado se dividirá en doce cuotas reajustadas por IPC, las que se incorporan en los balances mensuales del año siguiente. El mecanismo mantendrá una señal de ingresos más estable, contemplando la restitución periódica de las diferencias acumuladas.

Las instalaciones que habían optado por el mecanismo de estabilización antes de la publicación del Decreto Supremo N°1 pueden mantener las reglas del Capítulo III del DS N°88 hasta julio de 2034, salvo que modifiquen sus condiciones de conexión y operación. Antes del término de ese plazo deberán optar por uno de los regímenes previstos en el nuevo artículo 9°, informándolo al Coordinador con al menos seis meses de anticipación. Durante la transición coexistirán el precio estabilizado por bloque, el precio de nudo de corto plazo y el nuevo mecanismo por intervalo temporal.

Los Gráficos 5.B.1 a 5.B.3 comparan los costos marginales con los precios estabilizados en las barras Crucero 220 kV, Quillota 220 kV y Puerto Montt 220 kV. La comparación distingue las horas solares, comprendidas entre las 08:00 y las 20:00 horas, y las horas restantes.

Gráfico 5.B.1
Costo marginal, precio de nudo de corto plazo y precio estabilizado por intervalo temporal, barra Crucero 220 kV
2025 a junio de 2026

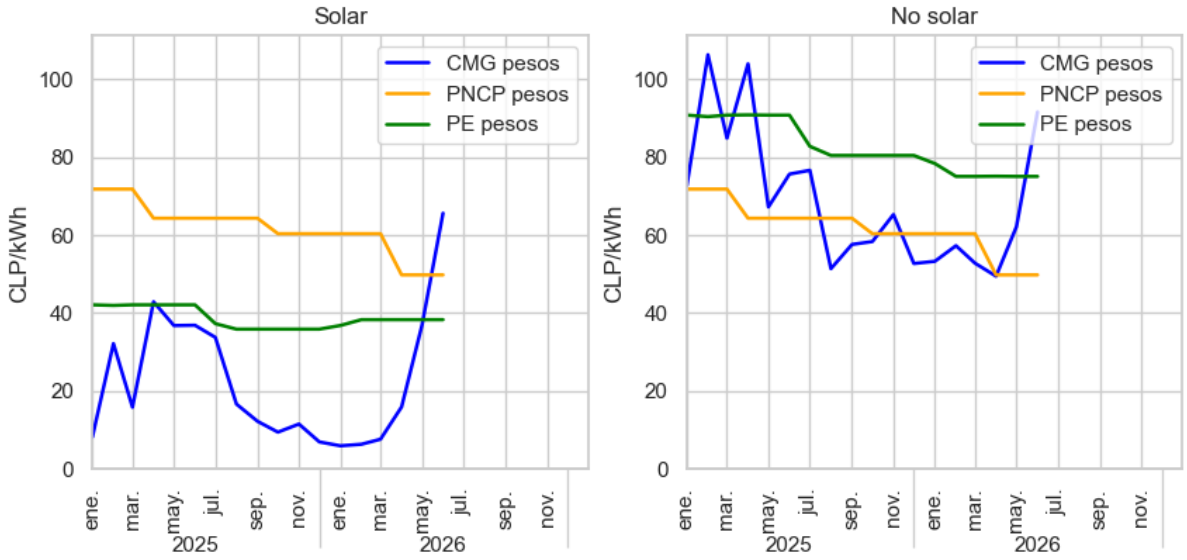


Gráfico 5.B.2
Costo marginal, precio de nudo de corto plazo y precio estabilizado por intervalo temporal, barra Quillota 220 kV
2025 a junio de 2026

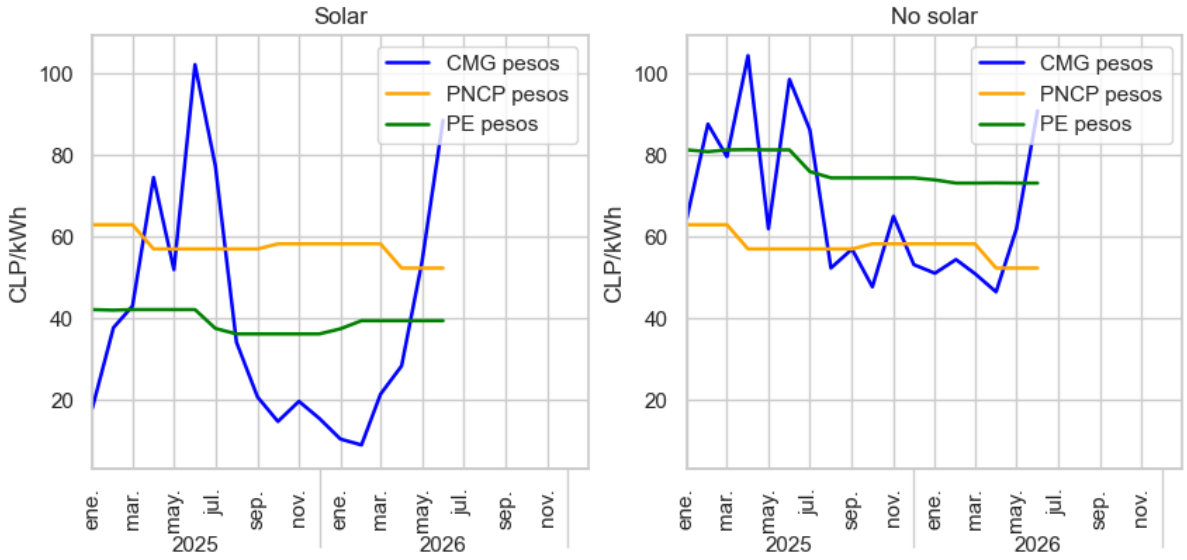
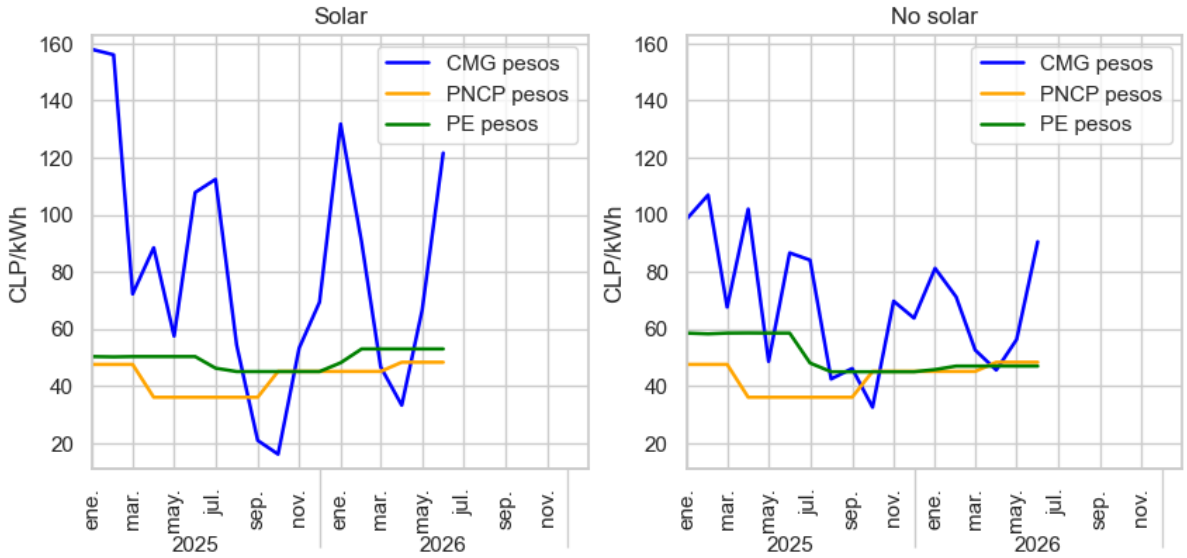


Gráfico 5.B.3
Costo marginal, precio de nudo de corto plazo y precio estabilizado por intervalo temporal, barra Puerto Montt 220 kV
2025 a junio de 2026



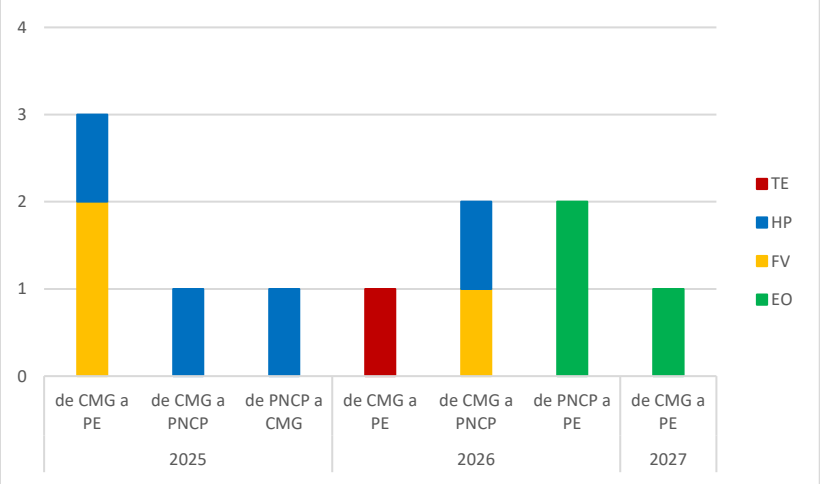
En las barras Crucero y Quillota, los costos marginales de las horas solares se ubicaron generalmente por debajo de los correspondientes a las horas no solares, en línea con la mayor disponibilidad de generación fotovoltaica. La barra Puerto Montt, sin embargo, presentó un patrón diferente en algunos meses debido a desacoples de transmisión y a una menor incidencia de la generación solar.

Tanto el precio de nudo de corto plazo como el precio estabilizado por bloque se ubicaron generalmente por sobre el costo marginal, especialmente en Crucero y Quillota durante las horas solares. En ese bloque, el precio de nudo de corto plazo fue usualmente superior al precio estabilizado; en las horas no solares se observó con mayor frecuencia la relación inversa.

1. Cambio de régimen de precios

El Decreto Supremo N°1 redujo de cuatro años a un año el período mínimo de permanencia en el régimen de precio estabilizado. Durante 2025 se ejecutaron cinco cambios de régimen, correspondientes a febrero, marzo, agosto y dos cambios en diciembre. Durante el primer semestre de 2026, se habían registrado adicionalmente cinco solicitudes con inicio previsto entre marzo y septiembre de ese año, además de una solicitud con inicio en 2027.

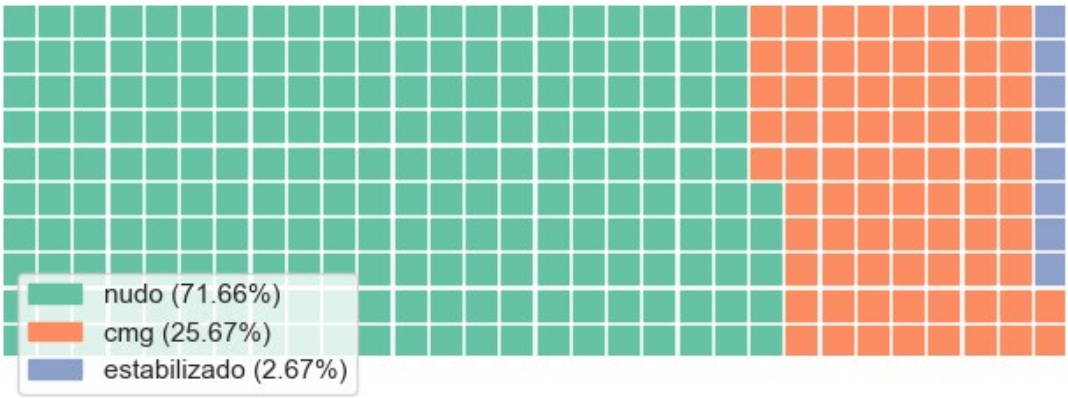
Gráfico 5.B.4
Cambios de régimen de valorización ejecutados o solicitados
2025 a junio de 2026



2. Distribución por régimen de valorización

A junio de 2026, el 72% de las centrales PMG y PMGD se encontraba acogido al precio de nudo de corto plazo, y el 97% de ese conjunto correspondía a centrales fotovoltaicas. Un 26% se valorizaba a costo marginal, principalmente centrales termoeléctricas e hidroeléctricas. Las 25 centrales acogidas al precio estabilizado por bloque comprendían dos centrales eólicas, seis hidroeléctricas, 16 solares fotovoltaicas y una central a biomasa.

Gráfico 5.B.5
Distribución de centrales PMG y PMGD por régimen de valorización
Junio de 2026



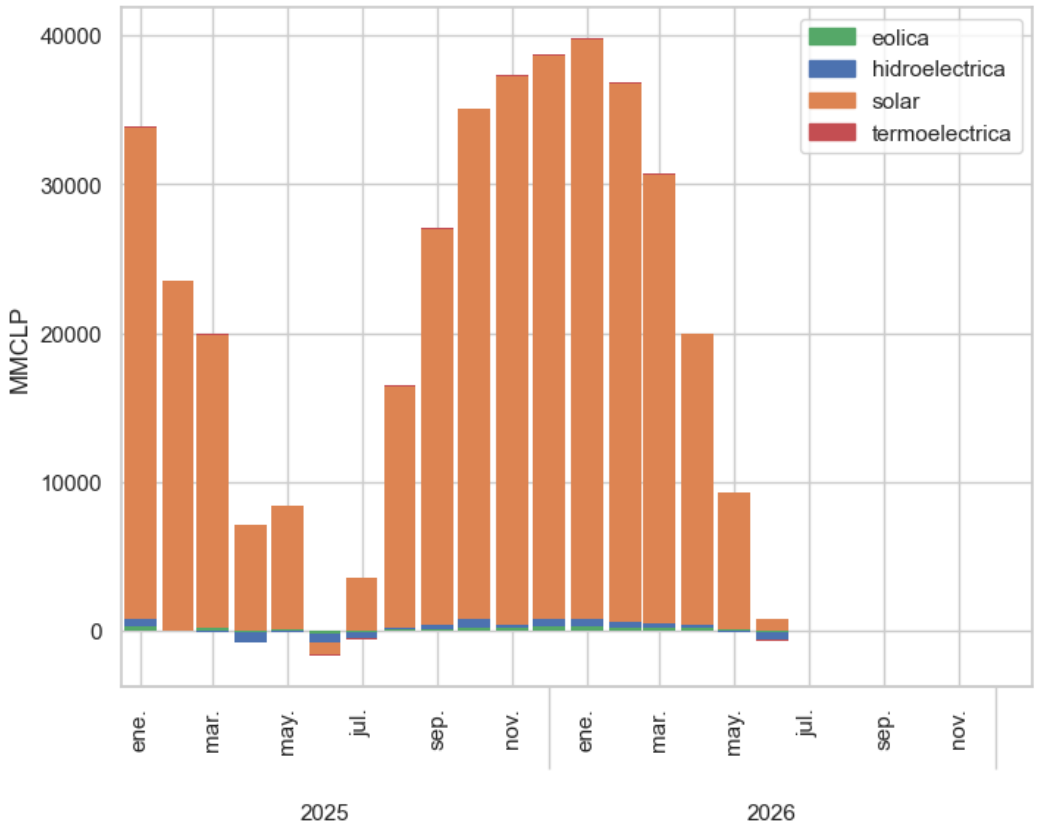
C. COMPENSACIONES POR PRECIO ESTABILIZADO

1. Compensaciones mensuales

Para los medios acogidos a un régimen de precio estabilizado, la diferencia entre la valorización de sus inyecciones a dicho precio y al costo marginal se asigna entre quienes realizan retiros de energía, a prorrata de esos retiros. Cuando el precio estabilizado supera al costo marginal, el medio de generación recibe una compensación; cuando es inferior, debe enterar la diferencia correspondiente.

El Gráfico 5.C.1 presenta las compensaciones mensuales por tecnología entre enero de 2025 y junio de 2026. La concentración de capacidad solar dentro del segmento y la ocurrencia de diferencias positivas entre el precio estabilizado y el costo marginal durante las horas solares explican que esta tecnología reciba la mayor parte de las compensaciones.

Gráfico 5.C.1
Compensaciones mensuales por precio estabilizado
Enero de 2025 a junio de 2026

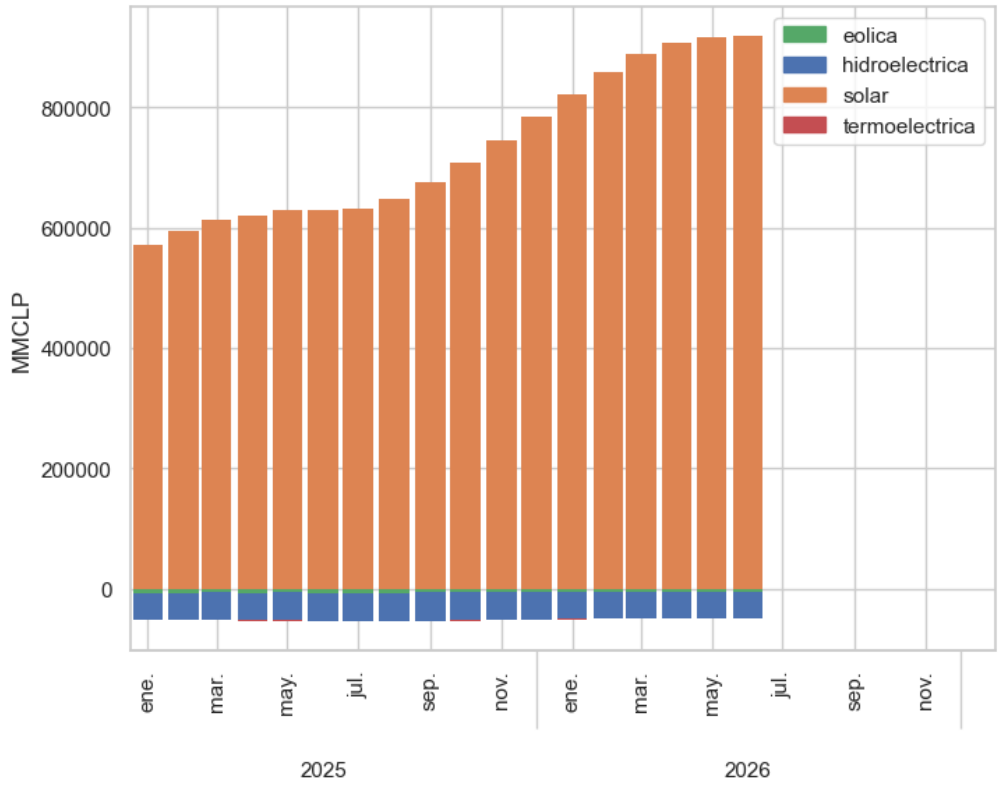


En el balance de energía, todas las inyecciones se valorizan al costo marginal. Por ello, las instalaciones acogidas a un régimen estabilizado requieren un proceso adicional que liquide las diferencias con el precio que les resulte aplicable.

2. Compensaciones acumuladas

Los regímenes anteriores de precio estabilizado por bloque y precio de nudo de corto plazo no contemplan una restitución periódica de las diferencias con el costo marginal, por lo que los saldos pueden acumularse en el tiempo. Para las instalaciones que opten por el nuevo régimen, el Saldo MEP incorpora una etapa de cálculo mensual y una restitución anual mediante doce cuotas reajustadas.
A junio de 2026, las centrales solares acumulaban compensaciones recibidas por 918.278 MMCLP desde 2020. Las demás tecnologías presentaban, en conjunto, un saldo neto pagado de 49.271 MMCLP. Este último monto era inferior al registrado a diciembre de 2025, debido a que durante parte del primer semestre de 2026 dichas tecnologías pasaron a recibir compensaciones.

Gráfico 5.C.2
Compensaciones acumuladas por precio estabilizado
Enero de 2025 a junio de 2026, acumuladas desde 2020

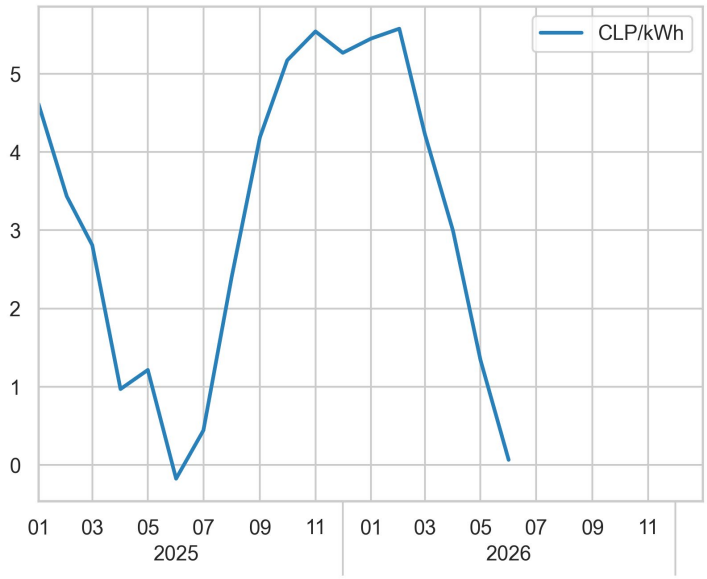


3. Costo de las compensaciones

Las empresas generadoras que efectúan retiros pagan mensualmente las compensaciones por precio estabilizado. El monto de cada empresa corresponde a la suma de las compensaciones horarias asignadas a prorrata de sus retiros.

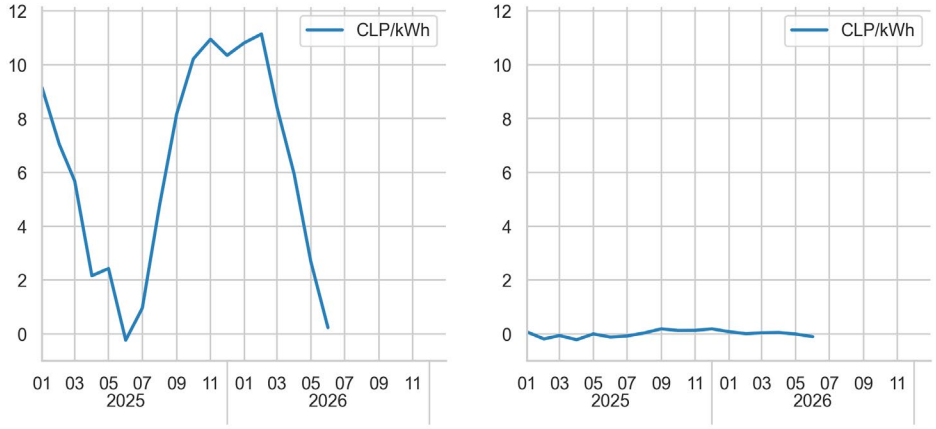
Durante 2025, el costo mensual promedio se ubicó entre -0,2 y 5,5 CLP/kWh. En el primer semestre de 2026 varió entre 0,1 y 5,6 CLP/kWh y registró una trayectoria decreciente, alcanzando 0,1 CLP/kWh en junio.

Gráfico 5.C.3
Costo de las compensaciones por kWh de retiro
Enero de 2025 a junio de 2026



Al separar los bloques horarios, el costo de las compensaciones durante las horas solares se ubicó entre -0,2 y 11,1 CLP/kWh, mientras que durante las horas no solares se situó entre -0,2 y 0,2 CLP/kWh. La diferencia se relaciona con la concentración de las inyecciones fotovoltaicas y de las compensaciones asociadas en el período solar.

Gráfico 5.C.4
Costo de las compensaciones por kWh de retiro en horas solares y no solares
Enero de 2025 a junio de 2026



D. CENTRALES PMGD CON CONTRATOS A CLIENTES FINALES

El mecanismo de estabilización fue incorporado como una medida de fomento para los pequeños medios de generación mediante la Ley N°19.940 y posteriormente desarrollado en el Decreto Supremo N°244 de 2005. El régimen permitió optar entre la venta a costo marginal y un precio estabilizado, con el objeto de reducir la exposición a la volatilidad del mercado de corto plazo y facilitar el financiamiento de los proyectos. El DS N°88 reemplazó ese marco e introdujo precios diferenciados por bloques horarios.

La aplicación del régimen mostró que la estabilización podía generar diferencias persistentes respecto del costo marginal, especialmente para instalaciones fotovoltaicas que inyectan durante horas con precios bajos o nulos. Parte de los propietarios de PMGD pertenece, además, a empresas o conglomerados con capacidad para acceder al mercado de contratos y a fuentes de financiamiento. El Decreto Supremo N°1 modificó el mecanismo para mantener la previsibilidad de ingresos e incorporar la restitución de las diferencias bajo el nuevo régimen.

Los Gráficos 5.D.1 y 5.D.2 presentan las inyecciones de centrales PMG y PMGD y los retiros destinados a clientes libres de empresas que, en junio de 2026, solo registraban inyecciones provenientes de este tipo de instalaciones.

Gráfico 5.D.1
Retiros e inyecciones de empresas PMG/PMGD con clientes libres
Junio de 2026, empresas con mayores retiros

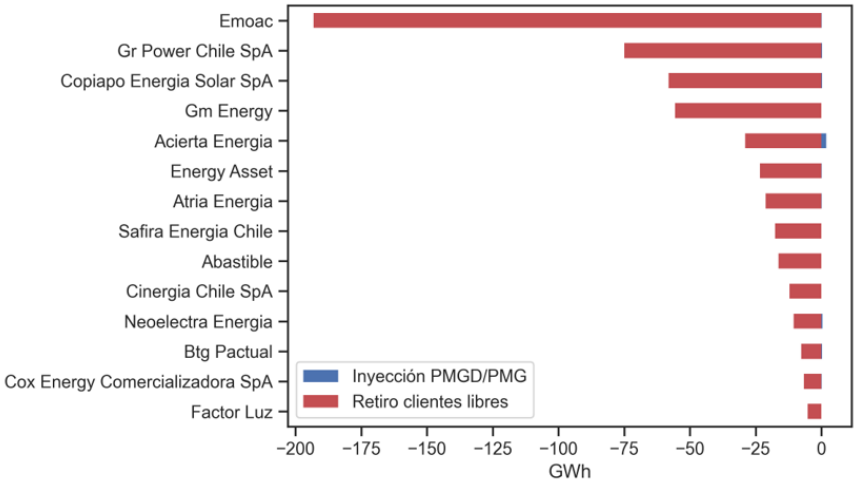
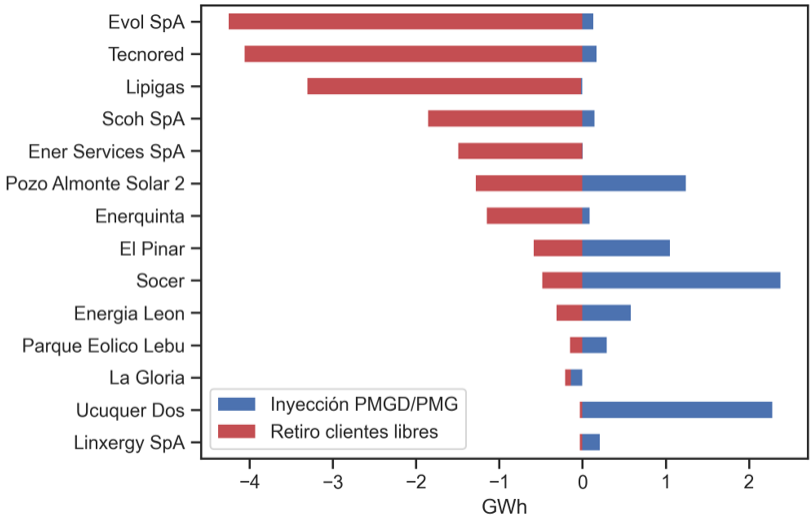


Gráfico 5.D.2
Retiros e inyecciones de empresas PMG/PMGD con clientes libres
Junio de 2026, empresas con retiros de menor magnitud



En la mayoría de las empresas representadas, los retiros para clientes libres superaron ampliamente las inyecciones de sus MGPE. Los antecedentes muestran que una parte de estas empresas participa en el mercado de contratos con una actividad de comercialización que excede la energía producida por sus instalaciones de pequeña escala.

Las modificaciones introducidas por el DS N°1 de 2026 al DS N°88 refuerzan las exigencias de monitoreo, control y coordinación operativa de los PMGD, con el

objeto de mejorar su integración y permitir una operación segura y eficiente del sistema eléctrico. En particular, se establecen obligaciones para que los PMGD dispongan de medios de comunicación que permitan a las empresas distribuidoras y al Coordinador Eléctrico Nacional conocer su estado de operación, las inyecciones, los consumos propios y los retiros de energía y potencia. Asimismo, se refuerza la coordinación entre los PMGD y las distribuidoras para resguardar la seguridad y calidad de servicio de las redes de distribución, y se faculta al Coordinador para requerir información y medidas a los propietarios u operadores de estas instalaciones, conforme a la normativa vigente.

En este contexto, el artículo 96° dispone expresamente que cada PMGD debe contar con los medios de comunicación necesarios para que tanto la distribuidora como el Coordinador conozcan su estado operacional y accedan a la información requerida, cuyos requisitos técnicos se definirán en la norma técnica respectiva. A su vez, el artículo 94° distingue las funciones de ambos actores: la coordinación técnica para resguardar la seguridad y calidad de servicio en las redes de distribución se efectúa entre el PMGD y la distribuidora, mientras que el Coordinador mantiene sus atribuciones de coordinación del sistema eléctrico en su conjunto.

Por su parte, el artículo segundo transitorio del DS N°1, establece la obligación de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles de presentar ante el H.Tribunal de Defensa de la Libre Competencia, una solicitud conforme al artículo 147, numeral 4, de la Ley General de Servicios Eléctricos[30]. Esta disposición permite que el TDLC califique expresamente determinados servicios como sujetos a fijación de precios cuando las condiciones de mercado no sean suficientes para garantizar un régimen de libertad tarifaria.

En particular, la solicitud debe considerar, al menos, los estudios de conexión de los PMGD y su revisión, contemplados en el artículo 55 del DS N°88, así como las actividades relacionadas con su operación, monitoreo y control. El objetivo es que el TDLC determine si estos servicios se prestan en condiciones de mercado suficientes para mantener un régimen de libertad tarifaria o si, por el contrario, corresponde someterlos a regulación de precios. En cumplimiento a lo señalado precedentemente, en septiembre del presente año, la SEC presentó dicha consulta ante el TDLC, dando inicio al análisis de las condiciones de competencia en la prestación de estos servicios.

[30] Ver procedimiento no contencioso NC-564-2026, “Solicitud de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles en relación con el numeral 4 del artículo 147° de la Ley General de Servicios Eléctricos”, disponible en https://www.tdlc.cl/.

6. RECOMENDACIONES

1. Licitaciones de transmisión, indisponibilidad de instalaciones y acceso abierto

En relación con el desarrollo de la infraestructura de transmisión y con el fin de reducir el riesgo de procesos desiertos o de paralización de obras, se recomienda:

- **Actualización de parámetros económicos e indexación en licitaciones:** Actualizar los valores de inversión referenciales (V.I.) de las obras que deban licitarse o relicitarse sobre la base de antecedentes de costos vigentes; incorporar fórmulas de indexación entre la adjudicación y la entrada en operación que reflejen la evolución de los costos de materiales, tipo de cambio y mano de obra, además de incorporar o informar los potenciales riesgos que no estarían siendo incluidos en los valores referenciales. Fijar los valores máximos de reserva conforme a las condiciones de mercado al momento de la adjudicación, evaluando además mecanismos de ejecución directa por parte de los propietarios para obras de menor valor referencial.
- **Señales económicas asociadas a la indisponibilidad de activos de transmisión:** Dado que más del 27% de las líneas de 500 kV presentó incumplimientos en los índices de duración de indisponibilidades programadas o forzadas (HPROt y HFORt), se recomienda evaluar la incorporación de un índice complementario de desempeño y criticidad. Dicho indicador debiera combinar la frecuencia y duración de las desconexiones con sus efectos operacionales y económicos, tales como congestiones, desacoples de costos marginales, vertimientos de energía renovable y reducción de márgenes de seguridad; vinculando gradualmente el desempeño de la instalación con su remuneración anual, lo cual es una materia de recomendación normativa de conformidad al Art. 190 del Reglamento de Operación y Coordinación.
- **Mecanismo competitivo para la asignación de capacidad en acceso abierto:** Ante la escasez de puntos de conexión en determinadas zonas del sistema, el criterio administrativo de prelación por orden de ingreso incentiva la concentración de solicitudes simultáneas tras la publicación de las actas de adjudicación y favorece la formación de transacciones secundarias sobre derechos de conexión. Se propone sustituir dicho criterio por un mecanismo de asignación de mercado estructurado en cuatro etapas: (i) convocatorias periódicas coordinadas con la planificación de la transmisión; (ii) evaluación preliminar según lineamientos regulatorios por tipo de proyecto (consumo o generación); (iii) verificación de admisibilidad técnica y administrativa,

incluyendo la presentación de garantías; y (iv) adjudicación mediante subastas competitivas en aquellos nudos donde las solicitudes admisibles superen la capacidad disponible, destinando la recaudación al financiamiento del Valor Anual de la Transmisión por Tramo (VATT) en beneficio de los usuarios finales. Como medida de mitigación al potencial uso estratégico de estas subastas, se recomienda que la medida sea complementada con una solicitud al Tribunal de Defensa de la Libre Competencia (TDLC) para evaluar las condiciones de participación en los procedimientos competitivos de asignación de puntos de conexión y, de considerarlo necesario, establezca restricciones generales y proporcionales a los riesgos identificados.

2. Resguardo de la cadena de pagos y régimen de garantías en el Mercado de Corto Plazo

Si bien la deuda vencida, según la información de las disconformidades del Mercado de Corto Plazo (MCP) promedió un 1,59% del monto total facturado, durante el periodo enero-septiembre del presente año, se constató que en septiembre de 2026 las 20 principales empresas deudoras que operan bajo la condición regulatoria "Sin Garantía" acumularon MM$ 945, equivalentes al 33,4% de la deuda total del sistema.

Este grupo se compone principalmente de empresas de transmisión, asociadas a saldos de Recaudación por Ingresos Tarifarios regulados por el DS N° 37/2019 y de generadores que resultan deficitarios por compras en el mercado spot, reliquidaciones de potencia o pago de servicios complementarios.

En consecuencia, junto con la necesidad de incorporar prontamente las modificaciones contenidas en la versión preliminar de septiembre de 2026 del *Procedimiento Interno de Cumplimiento de la Cadena de Pagos*, que incorpora entre otros: el componente de Potencia de Suficiencia en el cálculo anual de garantías e integra expresamente a los titulares de Sistemas de Generación-Consumo (SGC) y de Sistemas de Almacenamiento de Energía (SAE), se recomienda evaluar mecanismos regulatorios que extiendan la exigencia de cauciones operacionales a aquellos agentes actualmente exentos que registren saldos deudores recurrentes en los balances de transferencias económicas.

3. Otras recomendaciones

Alineación de incentivos de disponibilidad y reposición de inventario en centrales diésel: La concentración del despacho real de diésel en ventanas acotadas de estrechez y el hecho de que diversas unidades de punta perciban su principal ingreso por concepto de potencia de suficiencia, enfrentando mercados regionales concentrados en la importación, distribución y almacenamiento de combustibles líquidos, reducen sus incentivos para suscribir contratos a firme o asegurar logística de reposición. Tras la suspensión de la tramitación del *Procedimiento Interno sobre Factor de Incertidumbre de Disponibilidad de Combustible Diésel* acordada en septiembre de 2026 a raíz de la medida provisional dispuesta por la SEC, se reitera la necesidad de una modificación normativa por parte de la autoridad sectorial que incorpore la capacidad efectiva de reposición de inventario en la determinación de la disponibilidad del insumo principal y en el reconocimiento de la potencia de suficiencia.

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

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

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

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

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) $E\left(CMg_{i,h}\right) < CV_{i,h}$: 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[31].

Cabe destacar que los costos de $CDF_{i,h}$ solo debiesen ser internalizados por los agentes en caso de que se espere que su despacho dependa de la adjudicación de servicios complementarios. De lo contrario, el despacho a mínimo técnico

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

dependería simplemente del mercado de la energía, y por ende su desviación del punto óptimo de generación sería un costo hundido.

En caso de activarse el servicio, a diferencia del caso desarrollado en el literal que antecede, existiría un sobrecosto adicional por la cuantía de $E\left(MWAdj_{i,j,h}\right) * E(FA_{i,j,h}) * (CV_{i,h} - E\left(CMg_{i,h}\right) + CD_{i,h})$. 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

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

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.

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

Se observa de la expresión anterior que las ofertas en caso de estimar que se generará a mínimo técnico pueden ser significativamente elevadas, al tener que distribuir todo el mínimo técnico, o la proporción correspondiente al servicio en cuestión, en la capacidad que se espera será adjudicada[32].

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 subida, 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.

[32] 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.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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[33].

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

Considerando que las ofertas en la práctica eran por bloques, que la adjudicación era horaria, y por lo tanto cada componente a estimar poseía dicha frecuencia, se esperaba que un agente neutral al riesgo valorizara su oferta unitaria considerando el costo total de todas las horas del bloque y la cantidad esperada adjudicada y factor de activación dependiendo del servicio que se trate[34].

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

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

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 intrabloque para una misma unidad y entre unidades, así como también de la aversión al riesgo de los agentes.

[33] Continuando con el mismo ejemplo de la nota al pie 31, en este caso la oferta mínima correspondería a 82 USD/MWh, sin internalizar una prima por riesgo.

[34] 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:

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

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

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

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) $E\left(CMg_{i,h}\right) < CV_{i,h}$: 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

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

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

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

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

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

Al remunerar solo activación

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

b) $E\left(CMg_{i,h}\right) < CV_{i,h}$: En esta situación, a pesar de esperar que la unidad sea instruida a generar $MT_{i,h} + E\left(MWAdj_{i,j,h}\right)$, 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: REVELACIÓN DE COSTOS EN OFERTAS DE SSCC

Considérese un mercado con co-optimización de energía y servicios complementarios de reserva, donde la energía se remunera según costos auditados y los agentes solo deciden sus ofertas para el servicio de regulación de subida.

El operador audita los costos según los parámetros definidos en la normativa, y observa CV_i^{ISO} y la oferta entregada por los participantes b_i, mientras que los agentes enfrentan verdaderos costos equivalentes a CV_i^{real}.

El operador busca minimizar el costo total de energía y reservas usando los costos auditados y ofertas de los agentes:

$$\min_{G_i, R_i^u} \sum_i \left[CV_i^{ISO} G_i + b_i R_i^u \right]$$
$$s.a. \sum_i G_i = D,$$
$$\sum_i R_i^u \geq R_{req}^u$$
$$G_i + R_i^u \leq \bar{G}_i$$
$$G_i \geq 0, R_i^u \geq 0$$

Donde:
G_i: Generación programada de la unidad i.
R_i^u: Reservas de subida i.
CV_i^j: Costo variable de energía de i, con $j = ISO, real$.
k_i^u: Costo real de provisión de reserva.
$\bar{G}_i$: Límite superior de generación.
R_{req}^u: Requerimientos totales de reserva.
$\lambda, \mu^u, \nu^u, \alpha_i, \beta_i^u$: Variables duales asociadas al balance de energía, requerimiento de reserva de subida, restricción técnica de capacidad no negatividad de G_i y R_i^u.
El Lagrangiano del problema es:

$$\mathcal{L} = \sum_i \left[CV_i^{ISO} G_i + b_i^u R_i^u \right] + \lambda \left(D - \sum_i G_i \right) + \mu^u \left(R_{req}^u - \sum_i R_i^u \right)$$
$$+ \sum_i \left[\nu_i^u (G_i + R_i^u - \bar{G}_i) - \alpha_i G_i - \beta_i^u R_i^u \right]$$

De las condiciones KKT se obtiene:

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial G_i} = CV_i^{ISO} - \lambda + \nu_i^u - \alpha_i = 0$$

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial R_i^u} = b_i^u - \mu^u + \nu_i^u - \beta_i^u \ = 0$$

Si $G_i > 0 \Rightarrow \ \alpha_i = 0 \Rightarrow \ \nu_i^u = \lambda - CV_i^{ISO}$
Si $R_i^u > 0 \Rightarrow \ \beta_i^u = 0 \Rightarrow \mu^u = b_i^u + \nu_i^u$

De lo anterior se obtiene que la remuneración correspondería a

$$\mu^u = b_i^u + \lambda - CV_i^{ISO}$$

Bajo competencia perfecta, se asume que cada agente es tomador de precios, y por lo tanto no tiene influencia sobre los precios. La ganancia marginal por 1 MW de reserva corresponderá a:

$$\pi_i^{'} \ = \left[b_i^u + \left(\lambda - CV_i^{ISO}\right)\right] - \left(\lambda - CV_i^{real}\right) - k_i^u$$

El precio de equilibrio se obtiene cuando $\pi_i^{'} \ = 0$, por lo que:

$$b_i^{u,*} = k_i^u + CV_i^{ISO} - CV_i^{real}$$

Lo anterior refleja que, la regla de despeje del coordinador mantendrá indiferente al generador entre participar en SSCC y en energía, por lo que se cumpliría

$$b_i^u + \left(\lambda - CV_i^{ISO}\right) = k_i^u + \left(\lambda - CV_i^{real}\right)$$

Si $CV_i^{ISO} = CV_i^{real}$, la oferta corresponderá a los verdaderos costos directos de prestar SSCC. Pero, si existe una sobreestimación de los costos variables reales por parte del operador, los generadores presentarán ofertas superiores a su costo real; y si los costos son subestimados, entonces las ofertas de equilibrio resultarán inferiores al verdadero costo de prestación de SSCC. Todo ello, incluso bajo un escenario de competencia perfecta.

ANEXO D: TRATAMIENTO DE SOBRECOSTOS

Los costos convexos crean un “duality gap”, donde en general los precios marginales uniformes derivados de la solución de la co-optimización no son suficientes para cubrir los costos sin pagos laterales, por lo mismo, en teoría se debe recurrir a “uplift payments” para cubrir dicha diferencia, y por ende se debe minimizar ese pago (convex-hull/mínimum uplift pricing).

Para lograr esto, la ventana de cálculo debería corresponder al periodo de despacho (commitment episode), ya que los costos de partida, detención, e incluso los sobrecostos por generación a mínimo técnico están anclados a la decisión binaria de despacho.
Así, para alcanzar el segundo mejor estándar en problemas no convexos del mercado eléctrico, se requiere: i) determinar el costo marginal nodal y ii) satisfacer el principio de “racionalidad individual” con pagos laterales mínimos calculados para cada episodio de despacho[35].

Lo anterior sería consistente con la metodología de recuperación de costos de ISOs norteamericanos como el CAISO, PJM, NYISO y SPP, correspondiente a “Bid Cost Recovery”, “Balancing Operating Reserve”, “Bid Production Cost Guarantee” y “Make-Whole Payment” respectivamente.

Con un diseño de estas características, se garantiza que los ingresos de las plantas generadoras por energía y SSCC cubran los costos durante el período de despacho, y de esta manera se evitan incentivos para la imposición de restricciones que afecten el equilibrio de corto plazo solo para evitar costos no cubiertos, además de minimizar las distorsiones en las ofertas de SSCC al ser el mercado de energía basado en costos auditados. Igualmente, se minimiza el incentivo que podrían tener empresas generadoras para maximizar la generación forzada en ciertas horas con tal de optimizar su balance comercial, ya que con la metodología actual se les garantiza la recuperación de sobrecostos en cada período de liquidación del balance, manteniendo las rentas inframarginales intactas, perjudicando de esta forma directamente a los clientes o competidores que deben asumir dichos cargos.

Al cambiar la metodología a una consistente con la ventana de despacho, si una empresa declarara una limitación de encendido y apagado, o de tiempo mínimo de generación, y además fuese adjudicada SSCC, solo se le remuneraría los sobrecostos como pagos laterales en la eventualidad de que sus rentas inframarginales no le permitan recuperar dichos costos. De esta manera, si bien no se garantiza la inexistencia de este tipo de conductas oportunistas, sí aumentaría el costo de su ejecución, ya que solo recibirían pagos

[35] Ver por ejemplo O’Neill et al. (2005): *Efficient market-clearing prices in markets with nonconvexities*; Gribik–Hogan–Pope (2007): *Market-Clearing Electricity Prices and Energy Uplift*; Schiro et al. (2016): *Convex Hull Pricing in Electricity Markets: Formulation, Analysis, and Implementation Challenges*

laterales por el monto que exceda las rentas inframarginales, disminuyendo así el impacto en el mercado, y pudiendo potencialmente desincentivar su práctica.

Propuesta

Modificar la metodología de recuperación de costos, para que solo existan pagos laterales en caso de que los ingresos en el mercado de energía y SSCC de un período de despacho no cubran los costos de operación en dichos mercados. El período de despacho sería independiente del ciclo de cálculo del balance. Por lo tanto, si un período de despacho queda inconcluso al cierre del balance, los costos e ingresos acumulados hasta dicha fecha de corte se deben considerar para la potencial remuneración, descontando dichos valores de los pagos laterales del ciclo del balance siguiente.

Lo anterior puede ser formalizado como sigue:

Para la unidad i, los despachos (*commitments*) se indexan por $k \in \mathcal{K}$

Para cada episodio o período de despacho $D^{(k)} = \left[t_0^{(k)}, t_1^{(k)}\right]$, donde el intervalo está definido en la granularidad del cálculo del balance (hora, 15 minutos u otro), se identifica:

- Costo de encendido (caliente, tibio o frío según corresponda): $CP^{(k)}$.
- Costo de detención: $CD^{(k)}$
- Costo de inyección de energía (utilizando curva de consumo específico): $C(E_t)$.
- Costo de SSCC: $C(SSCC_t)$.
- Ingresos por energía: $R(E_t)$
- Ingresos por SSCC: $R(SSCC_t)$

Para una extensión de tiempo sobre la cual el balance es calculado b, se permite que $t_1^{(k)} - t_0^{(k)} > b$. Por lo tanto, se debe determinar la función de costo acumulada a la fecha de corte del cálculo del balance τ, definida como

$$CC_i(\tau) = \sum_{k \in \mathcal{K}} \left(CP^{(k)} 1_{\left\{\tau \geq t_0^{(k)}\right\}} + CD^{(k)} + \sum_{t=t_0^{(k)}}^{\min\{\tau, t_1^k\}} [C(E_t) + C(SSCC_t)] \right)$$

Por su parte, la función de ingresos acumulada hasta la fecha de corte τ puede definirse como

$$CR_i(\tau) = \sum_{k \in \mathcal{K}} \sum_{t=t_0^{(k)}}^{\min\left\{\tau, t_1^{(k)}\right\}} [R(E_t) + R(SSCC_t)]$$

Así, el pago lateral acumulado a la fecha de corte del balance corresponderá a

$$U_i^{cum}(\tau) = \max\{0, CC_i(\tau) - CR_i(\tau)\}$$

Definiendo τ_p como la fecha de corte para el cálculo del balance del período p (un mes, por ejemplo), el pago lateral para dicho caso correspondería a $U_i^{cum}(\tau_p)$ de no existir ningún "episodio abierto" de despacho del período $p-1$. De lo contrario, el pago lateral para el período p correspondería a $U_i^{cum}(\tau_p) - U_i^{cum}(\tau_{p-1})$. Equivalentemente, si en el período p existe un período abierto, en el período $p+1$ se deberá descontar $U_i^{cum}(\tau_p)$. Cuando el episodio abierto culmina ($\tau \geq t_1^{(k)}$), el costo de detención sería internalizado, tal como se desprende de la función de costos acumulada.

Adicionalmente, debido a que se internalizarían tanto los mercados de energía como SSCC, sería necesario modificar los componentes de remuneración de SSCC para que sea consistente con la nueva metodología de pagos laterales.

ANEXO E: CENTRALES ENTREGADAS A OPERACIÓN, PRIMER SEMESTRE 2026

Central	Propietario	Tipo	Potencia [MW]	Entrada Operación	Región
PMGD Cetus	La Viña Solar SpA	Solar	3	ene-26	O'Higgins
PRP Melipulli	Energy Partners SpA	Diésel	9	ene-26	Los Lagos
Drux	Nain Solar SpA	Solar	9	feb-26	Maule
BESS Tocopilla	Engie Energía Chile S.A.	BESS	116	feb-26	Antofagasta
PMGD Monte Ampliación	Callaqui de Verano SpA	Solar	6	feb-26	Metropolitana
PMGD Parque Las Penitas	La Pena Solar SpA	Solar	9	feb-26	Valparaíso
PMGD Lo Conty	Maui Solar SpA	Solar	8	mar-26	O'Higgins
Don Renato	Fotovoltaica Don Renato SpA	Solar	2,86	mar-26	Valparaíso
PMGD PFV Salamanca	Maite Solar SpA	Solar	9	mar-26	Maule
PMGD Licura	Solar Las Golondrinas SpA.	Solar	3	mar-26	Biobío
Las Romazas (Ex Estancilla)	Fotovoltaica Estancilla SpA	Solar	2,9	mar-26	Valparaíso
BESS Víctor Jara	GR Chañar SpA	BESS	200	mar-26	Tarapacá
PFV Víctor Jara	GR Chañar SpA	Solar	200	mar-26	Tarapacá
BESS Andes Solar III	Andes Solar III SpA	BESS	171,3	mar-26	Antofagasta
Parque Andes Solar III	Andes Solar III SpA	Solar	175,9	mar-26	Antofagasta
PMGD Ballota	Manzanares Energía SpA	Solar	6	abr-26	Maule
PSF Lota II	Tedlar Marte SpA	Solar	2,35	abr-26	Metropolitana
Parque Eólico Antofagasta	Parque Eólico Antofagasta SpA	Eólica	364	abr-26	Antofagasta
PE Ckhuri	AR Alto Loa SpA	Eólica	109,2	abr-26	Antofagasta
PMGD Mulchen Santa Barbara	Tierra Solar SpA	Solar	9	may-26	Biobío
Central Hidroeléctrica Don Eugenio	Hidroeléctrica Don Eugenio SpA	Hidro Pasada	3	may-26	O'Higgins
Minicentral Hidroeléctrica Las Nieves	Hidroeléctrica Las Nieves SpA	Hidro Pasada	6,5	may-26	La Araucanía
PMGD PFV AGUAS CLARAS	Planta Solar Aguas Claras SpA	Solar	9	may-26	Metropolitana
PMGD Waraira	Waraira SpA	Solar	2,8	may-26	O'Higgins
PMGD Porota Solar	Porota Solar SpA.	Solar	6	may-26	Valparaíso
Diésel Quetalmahue	Bepatagonia Generación S.A.	Diésel	3	jun-26	Los Lagos
Parque Solar Raulí	Empresa Eléctrica Raulí SpA	Solar	9	jun-26	Ñuble
Punta de Talca BESS	Parque Eólico Punta de Talca SpA	BESS	60	jun-26	Coquimbo
PFV Los Naranjos (Ex Cipres)	Empresa Eléctrica Cipres SpA.	Solar	9	jun-26	Ñuble

Arena BESS	CI GMF II Arena ProjectCo SpA	BESS	220	jun-26	Antofagasta
BESS Arica II	Engie Energía Chile S.A.	BESS	30	jun-26	Arica y Parinacota

ANEXO F: GAS INFLEXIBLE Y COMPETENCIA

El efecto de las declaraciones de inflexibilidad puede manifestarse primordialmente en una baja del costo marginal o ser neutro[36]. 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"* [37].

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 constatase 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

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

[37] https://stats.oecd.org/glossary/detail.asp?ID=3280

elevado aguas arriba (y/o arbitrariamente bajo aguas abajo) con tal finalidad exclusoria, como ocurre en los casos en que se verifica la práctica antedicha[38].

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[39], 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.

F.1 EMPRESAS EXCEDENTARIAS

Al tratarse de una empresa excedentaria[40], 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.

---

[38] 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

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

[40] 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.

F.2 EMPRESAS DEFICITARIAS

En cuanto a las empresas deficitarias[41], 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."*[42].

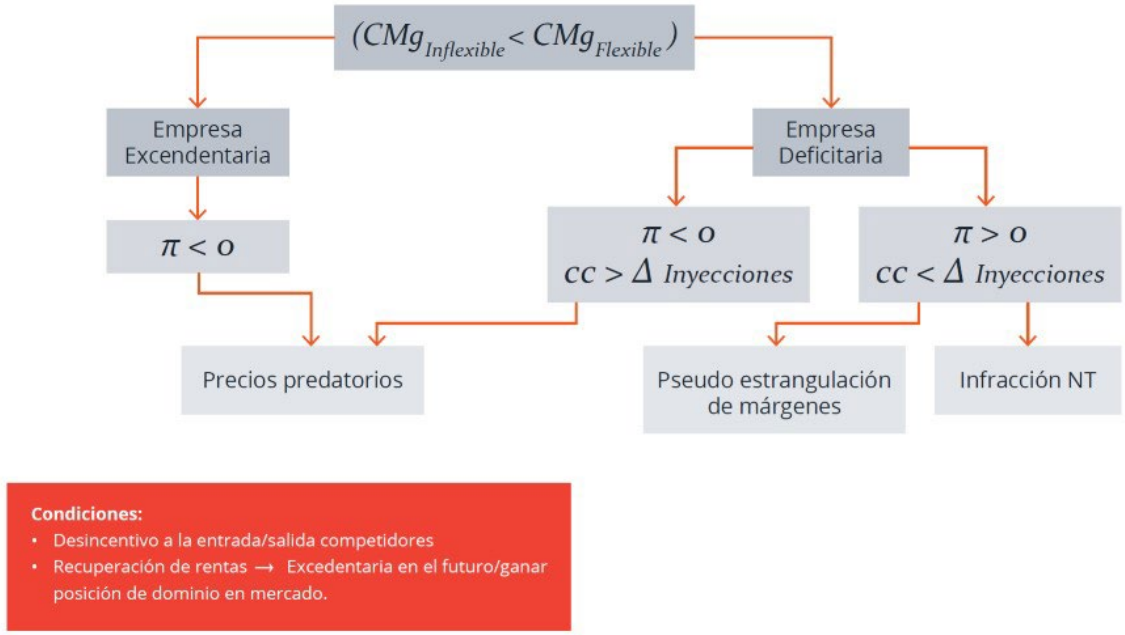
Finalmente, es preciso señalar que de tratarse de una empresa verticalmente integrada con el terminal GNL, podrían existir incentivos a forzar la firma de contratos con cláusulas *Take or Pay* o uso exclusivo del gas en el mercado eléctrico con tal de provocar escenarios de inflexibilidad que beneficien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

---

[41] 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.

[42] 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



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.

F.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

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

Donde G el conjunto de unidades del conglomerado a en el subsistema z[43]; $Cmg_{i,h,z}$ 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; $\gamma_{i,h,z} = I\left[Cmg_{i,h,z} < CV_{i,h}; \forall\, i \in \{G - INF\}\right]$ 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[44]; C es el conjunto de clientes del conglomerado en cuestión[45]; P_j es el precio recibido del contrato con el cliente j, el cual puede estar indexado o no al costo marginal, por lo que podría adoptar la forma general $P_j = \alpha_j + \beta_j Cmg_{j,h,z}$; $Cmg_{j,h,z}$ es equivalente al costo marginal en la barra de retiro del cliente j durante la hora h en el subsistema z; $ER_{j,h,z}$ es la energía retirada para el cliente j en la hora h; y θ_h corresponde a otros ingresos y costos asociados a la empresa en cuestión, como servicios complementarios no relacionados con sobrecostos, potencia de suficiencia, etc[46].

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

[43] 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.

[44] $\{GT - G - INF\}$ 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.

[45] 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.

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

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[47]; 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 $\pi^{r}_{a,h,z} - \pi^{cf}_{a,h,z}$:

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

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

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 $E^{r}_{i,h,z} = E^{cf}_{i,h,z} = E_{i,h,z}$. Asimismo, como en ninguno de los escenarios se generaría a mínimo técnico, $\gamma^{r}_{i,h,z} = \gamma^{cf}_{i,h,z} = 0$. Con ello, la expresión de la primera sumatoria de $\pi^{r}_{a,h,z} - \pi^{cf}_{a,h,z}$ correspondería a:

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

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

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

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

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

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

[47] 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 $Cmg^{r}_{i,h,z} - Cmg^{cf}_{i,h,z}$ 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) $CV_{i,h} > Cmg^{r}_{i,h,z}$ y $Cmg^{cf}_{i,h,z} \geq CV_{i,h}$

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 $E^{r}_{i,h,z} < E^{cf}_{i,h,z}$; $\gamma^{r}_{i,h,z} = 1$; $\gamma^{cf}_{i,h,z} = 0$.

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:

$$\left(Cmg^{r}_{i,h,z} - CV_{i,h}\right)E^{r}_{i,h,z}\mu_{h,z} - \left(Cmg^{cf}_{i,h,z} - CV_{i,h}\right)E^{cf}_{i,h,z}$$

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.

F.3.2 PAGOS POR SOBRECOSTOS DE TERCEROS (SEGUNDA SUMATORIA DE LA ECUACIÓN DE INGRESOS)

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

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, $E^{r}_{i,h,z} = E^{cf}_{k,h,z} = E_{k,h,z}$ y $\gamma^{r}_{k,h,z} = \gamma^{cf}_{k,h,z} = 1$. 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:

$$\mu_{h,z}\left(Cmg^{cf}_{k,h,z} - Cmg^{r}_{k,h,z}\right)E_{k,h,z}$$

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

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

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 $E^{r}_{k,h,z} < E^{cf}_{k,h,z}$; $\gamma^{r}_{k,h,z} = 1$; $\gamma^{cf}_{k,h,z} = 0$ 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

$$\mu_{h,z}\left(CV_{k,h} - Cmg^{r}_{k,h,z}\right)E^{r}_{k,h,z}$$

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

F.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:

$$\left(\beta_j - 1\right)\left(Cmg^{r}_{j,h,z} - Cmg^{cf}_{j,h,z}\right)ER_{j,h,z}$$

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.

F.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.

F.3.5 LA UNIDAD i GENERA CON GAS INFLEXIBLE

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

En este caso, al ser el costo marginal contrafactual mayor al costo variable de la unidad inflexible, el costo marginal real debiese ser igual al contrafactual, razón por la que no habría afectación del sistema. Esto podría suceder 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) $CV_{i,h} > Cmg_{i,h,z}^{cf} \geq Cmg_{i,h,z}^{r}$

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:

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

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.