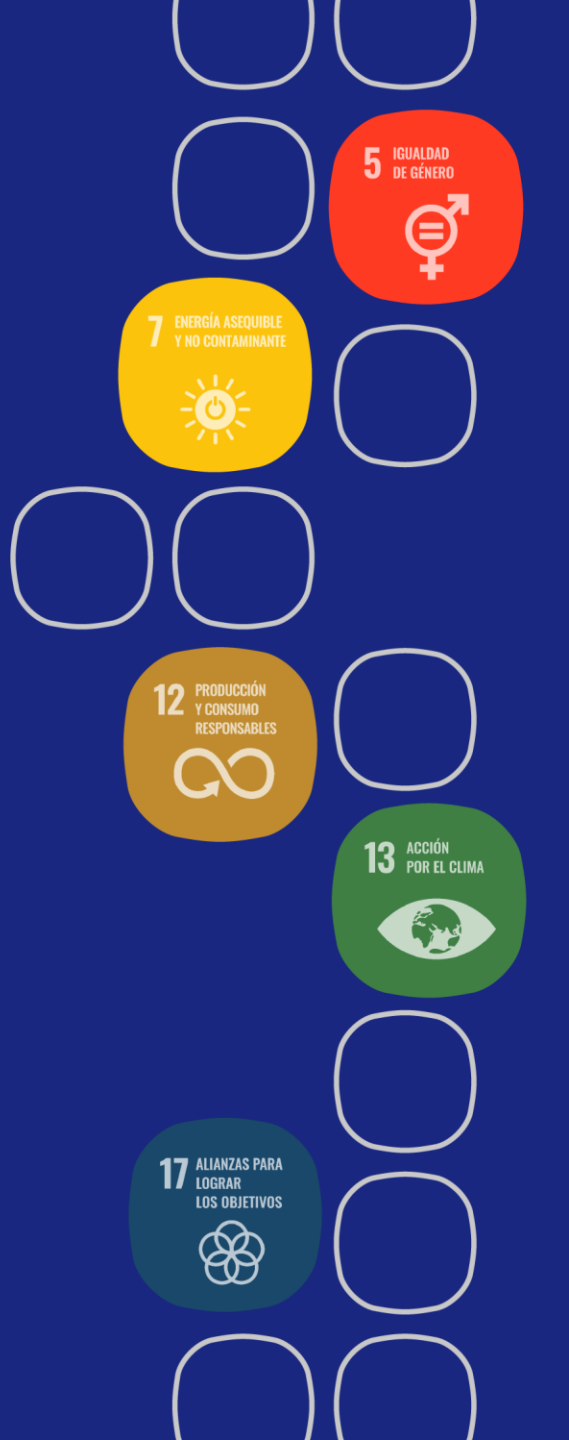
COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL

SERVIMOS A CHILE CON ENERGÍA

Informe Semestral Monitoreo de la Competencia en el Mercado Eléctrico 2026

Unidad de Monitoreo de la Competencia



Contenido

CAPACIDAD

50,5%

Capacidad instalada solar y eólica. Almacenamiento subió de 2,6 a 5 GW en el semestre.

TRANSMISIÓN

31,9%

de las obras de ampliación quedó desierta por superar el valor máximo (20,4% antes). El 65% de las obras en construcción tiene atrasos.

CADENA DE PAGOS

33,4%

de la deuda del MCP está en las 20 mayores deudoras sin garantía, aunque la deuda promedió solo 1,59% de lo facturado.

SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

75%

del CPF+ se adjudicó por ofertas en junio. Renovables y baterías ganan participación y los precios ofertados subieron.

GAS NATURAL Y DIÉSEL

~250 h

marginó Trapén en Puerto Montt 220 kV en el 1S 2026. El GNL inflexible no tuvo incidencia relevante.

PMGD

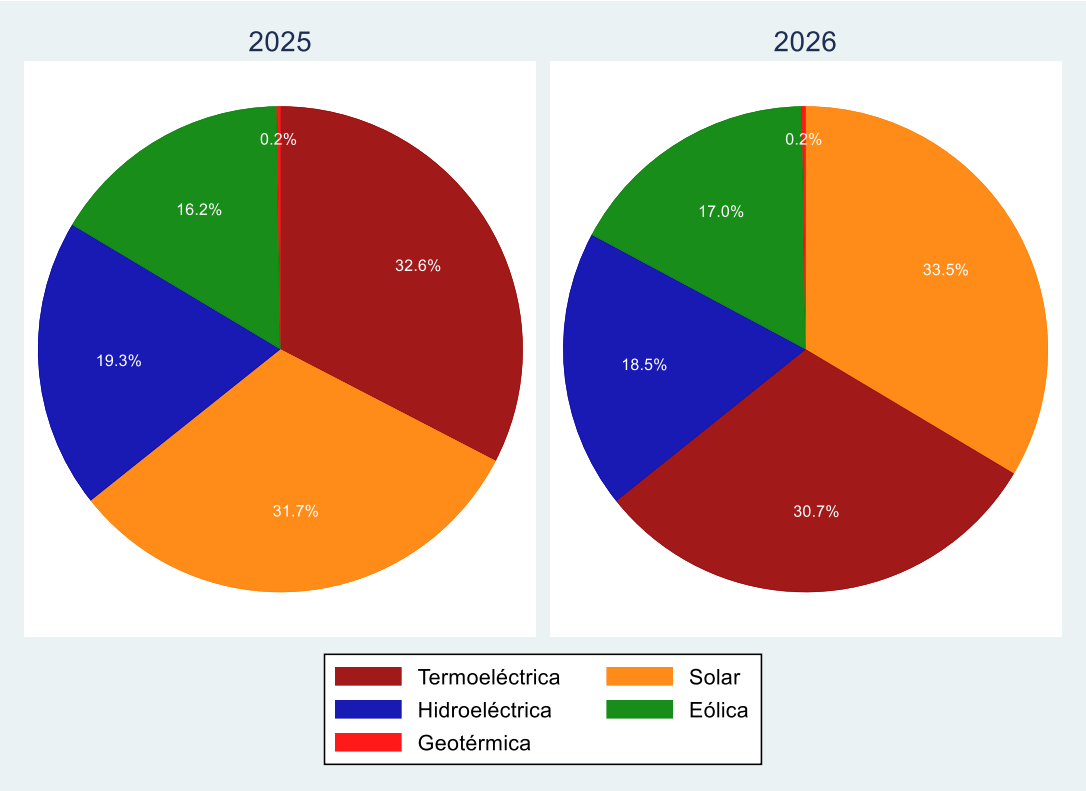
3.871 MW

9,9% de la capacidad del SEN. El DS N°1 crea un nuevo mecanismo de estabilización con restitución anual de saldos.

Evolución del mercado eléctrico

La capacidad solar superó a la térmica: solar y eólica ya suman el 50,5% de los 40,8 GW instalados

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



40,8 GW
capacidad instalada a jun 2026
(+4,3% vs dic/25; +7,9% jun/25

33,5%
participación solar, frente a 30,7% de la térmica

- **Crecimiento renovable:** el alza de capacidad se explica principalmente por solar y eólica.
- **Parque térmico:** gas 43,0%, carbón 25,1%, diésel 24,1% y biomasa 6,4%.
- **Generación mensual:** entre ~6.800 GWh (febrero) y ~7.600 GWh (junio).

Evolución del mercado eléctrico

El almacenamiento casi se duplicó en el semestre

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

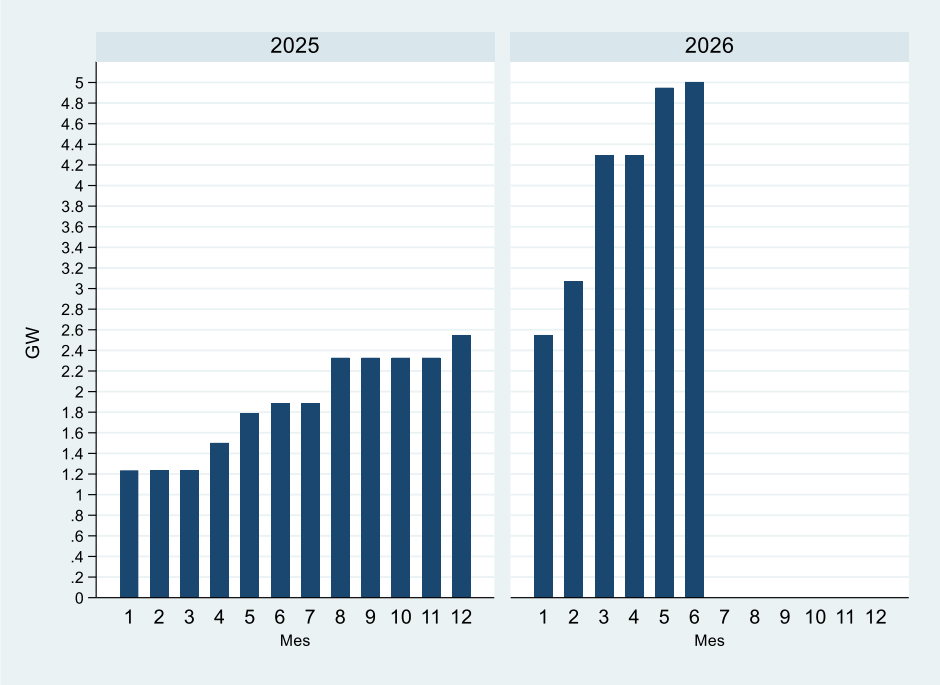
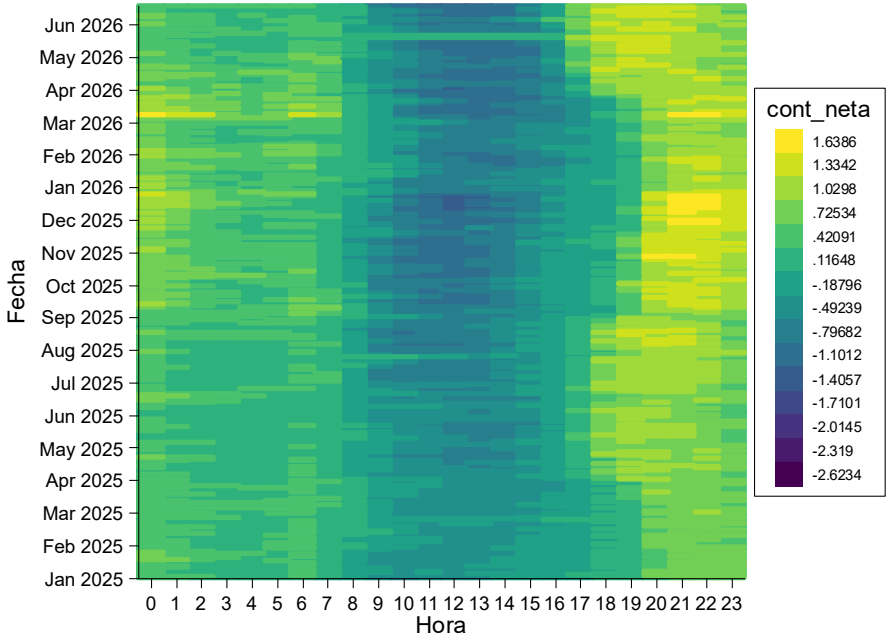


Gráfico 1.B.3 Distribución horaria contribución neta en GWh al sistema de BESS · Enero 2025 – Junio 2026



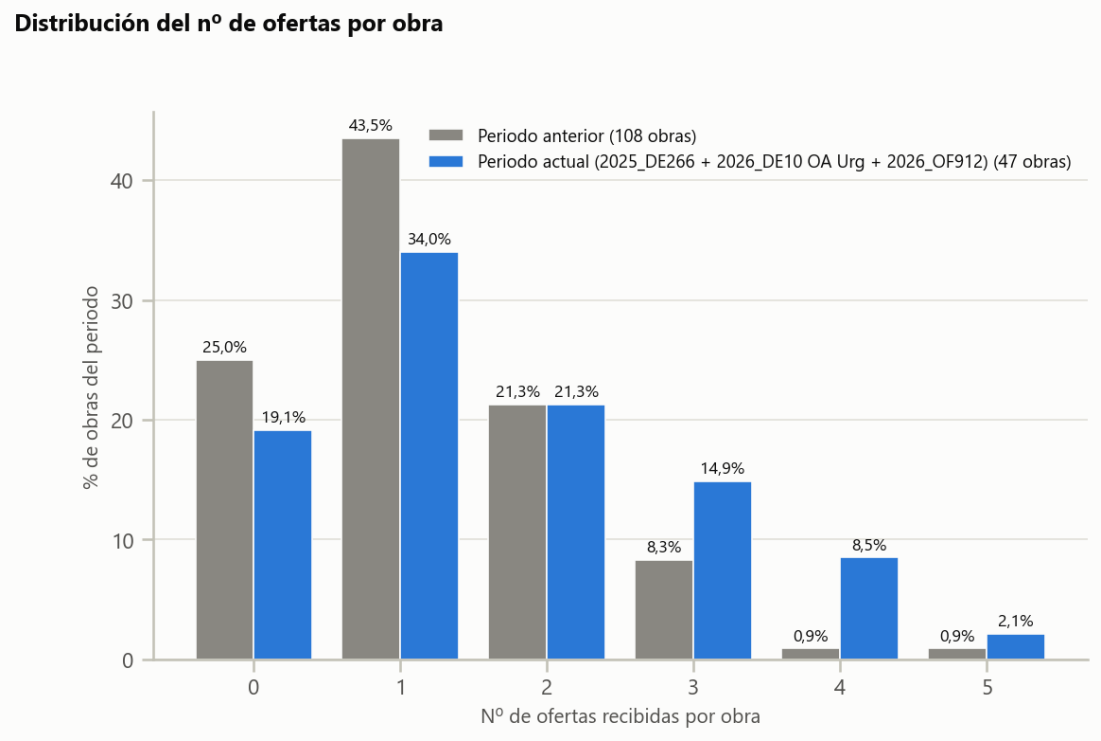
Obras de ampliación: Posterior a la reforma, se recibieron más ofertas por obra que en el período previo, pero los procesos desiertos subieron.

Tabla 1.C.2 Indicadores de licitaciones de obras de ampliación

Indicador	Período anterior	Período actual
Obras licitadas	108	51
Ofertas por obra con ofertas	1,59	2,05
Obras con 3 o más ofertas	10,1%	25,5%
Obras adjudicadas	47,2%	42,6%
Desiertas por superar valor máximo	20,4%	31,9%
Desiertas por falta de ofertas	24,1%	19,1%
Adjudicado / VI referencial (promedio)	2,15	2,54

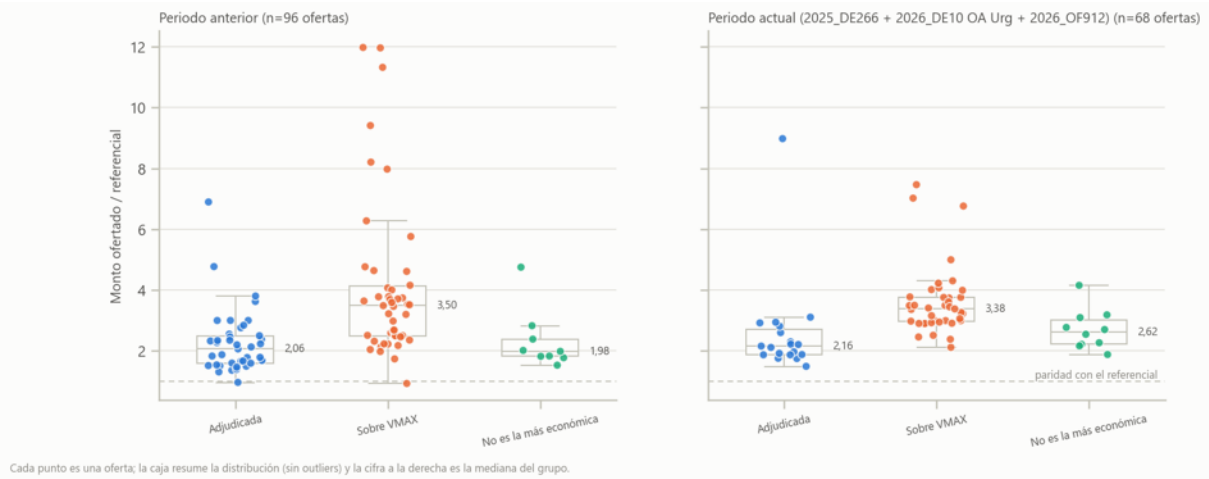
Período anterior: procesos DE 200, DE 185, DE 04 y art. 157 (108 obras). Período actual: DE 266, DE 10 urgentes y Oficio CNE 912 (51 obras; 47 con resultado al 15 sep 2026).

Gráfico 1.C.2 Distribución de obras según número de ofertas recibidas



Ofertas adjudicadas duplicaron el valor de inversión referencial

Gráfico 1.C.4 Distribución de la razón oferta/VI referencial según estado de la oferta



Propuesta UMC: actualizar los VI con costos vigentes, indexar materiales, tipo de cambio y mano de obra entre adjudicaciones. Se deben internalizar riesgos.

2,16×

Mediana Valor oferta adjudicada / VI referencial (2,06× en el período anterior)

1,69× → 2,16×

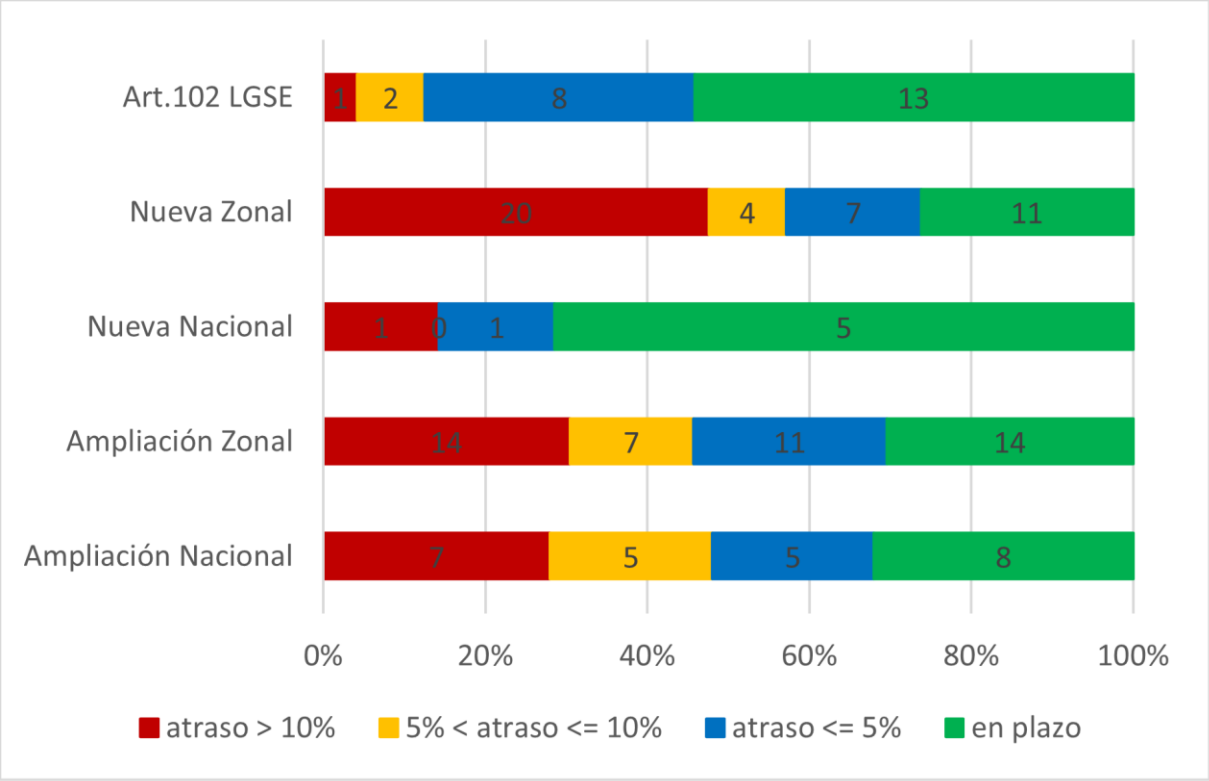
Mediana Valor máximo / VI en obras relicitadas

8

obras de ampliación detenidas; 5 esperan revisión de VI y plazo

El 65% de las obras en construcción presenta atrasos y las obras nuevas zonales son las más rezagadas

Gráfico 1.C.9 Distribución del atraso de las obras de transmisión por tipo · Septiembre 2026



93 de 144

obras con atraso a septiembre de 2026

74%

de las obras Nueva Zonal fuera de plazo (48% sobre 10% atraso)

5 de 7

Obras Nuevas Nacionales en plazo (71%)

13 de 24

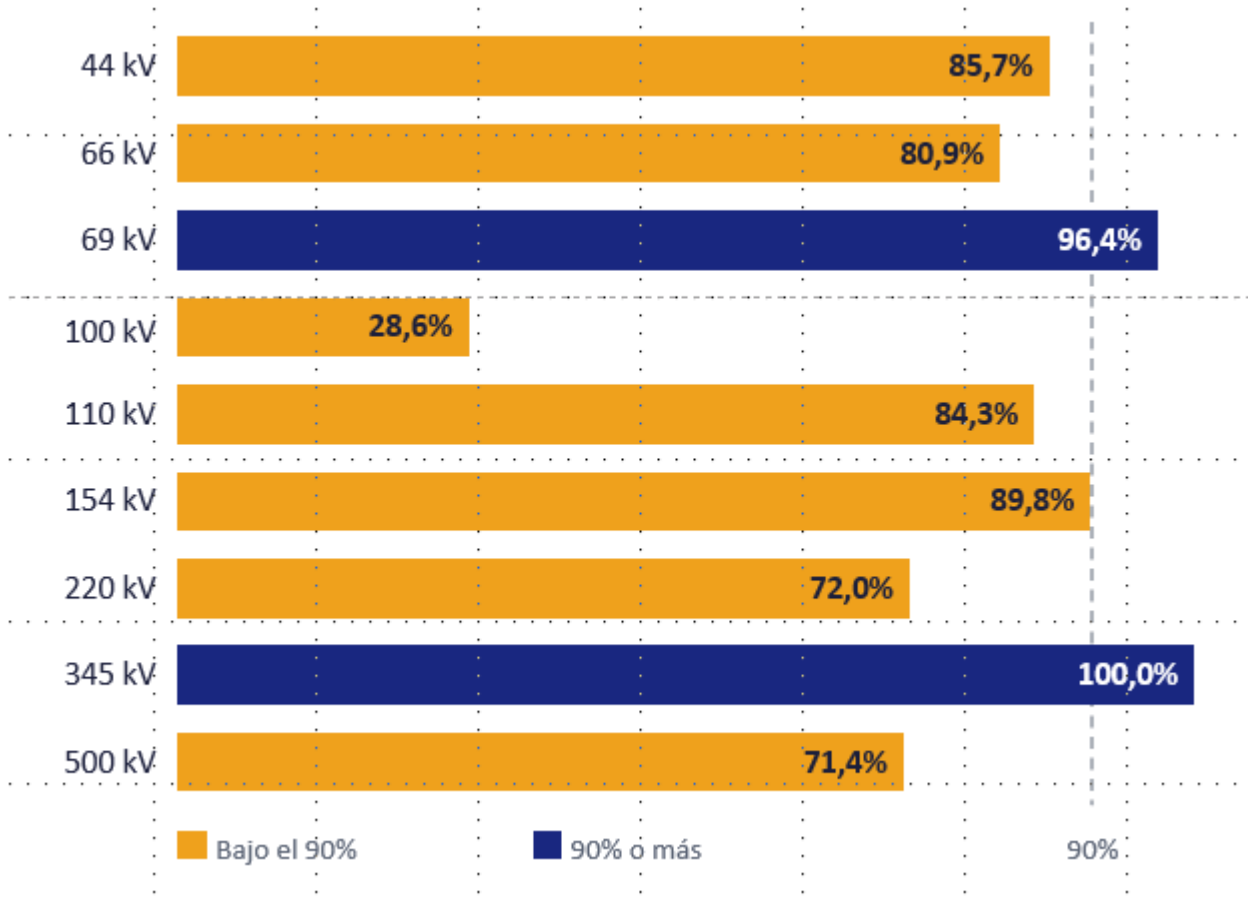
obras urgentes Art. 102 en plazo (54%)

Causas: en las zonales predominan construcción, montaje, suministros y trabas administrativas; en las nuevas, permisos, servidumbres y calificación ambiental.

Transmisión

Cumplimiento en índices de indisponibilidad de líneas: 7 de 9 niveles de tension están bajo 90%. (jul/26)

Tabla 1.C.4 Cumplimiento del índice HPRO (horas de indisponibilidad programada) por nivel de tensión · % de instalaciones que cumple



28,6%
cumplimiento HPRO en 100 kV, el más bajo

1.225%
desviación máxima: HFORt en Ancoa – Alto Jahuel

> 27%
de las líneas de 500 kV incumple algún índice de duración

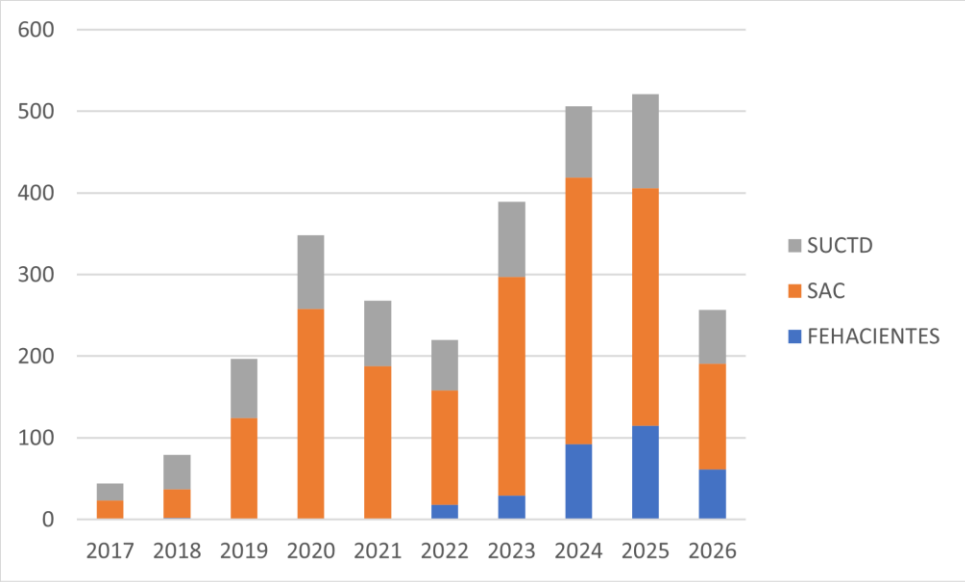
71,4%
Cumplimiento en HPRO, 89,3% HFOR, 100% FFOR en líneas de 500 kV (jul/2026)

Propuesta UMC: índice complementario de desempeño y criticidad que vincule gradualmente la indisponibilidad de los activos con su remuneración anual.

Transmisión

Las solicitudes de acceso abierto casi se multiplicaron por doce desde 2017 a 2025

Gráfico 1.C.10 Solicitudes de acceso abierto recibidas por el Coordinador por tipo y año · Al 24 de septiembre de 2026



44 → 521
solicitudes en 2017 y 2025

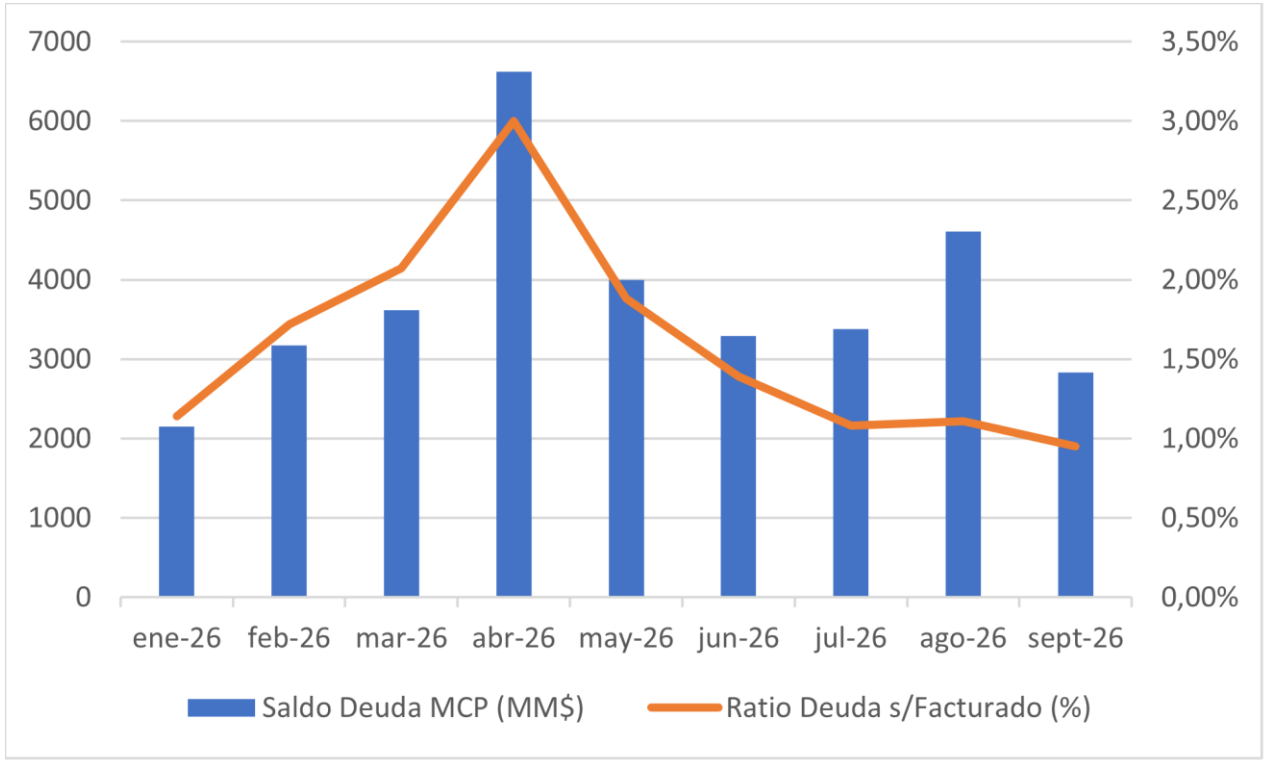
257
solicitudes en 2026, al 24 de septiembre

Propuesta UMC: asignación competitiva de capacidad

1. **Convocatorias periódicas** coordinadas con la planificación de la transmisión.
2. **Evaluación preliminar** según lineamientos por tipo de proyecto (consumo o generación).
3. **Admisibilidad** técnica y administrativa de las solicitudes.
4. **Subasta** donde la demanda supere la capacidad disponible; la recaudación financia el VATT.

Cadena de pagos: la deuda es acotada (1,59% de lo facturado), pero proporción importante de agentes sin garantía

Saldo de deuda del MCP (MM$) y razón deuda/facturado · Enero – septiembre 2026



MM$ 945
33,4% de la deuda, en 20 deudoras sin garantía (sep/26)

10 de 11
empresas suspendidas en 12 meses no tenían garantías

MM$ 6.623
deuda máxima, en abril (3,0% de lo facturado)

53
cartas de incumplimiento enviadas en agosto

Procedimiento de Cadena de Pagos (preliminar, 15 sep 2026): suma la Potencia de Suficiencia al cálculo de garantías e incorpora a los titulares de SGC y SAE.

SSCC de Control de Frecuencia

→ Aumentó la adjudicación a ERV y Baterías.

→ CPF+ se subasta desde el 24 de febrero de 2026. Desde mayo supera el 70% de adjudicación a unidades que presentaron ofertas.

→ Adjudicación a BESS es particularmente relevante en CSF-. Han existido días de adjudicaciones de casi 100% a BESS.

Gráfico 2.C.1 Proporción adjudicaciones por subastas e instrucción directa CPF+ · Ene 2025 – Jun 2026

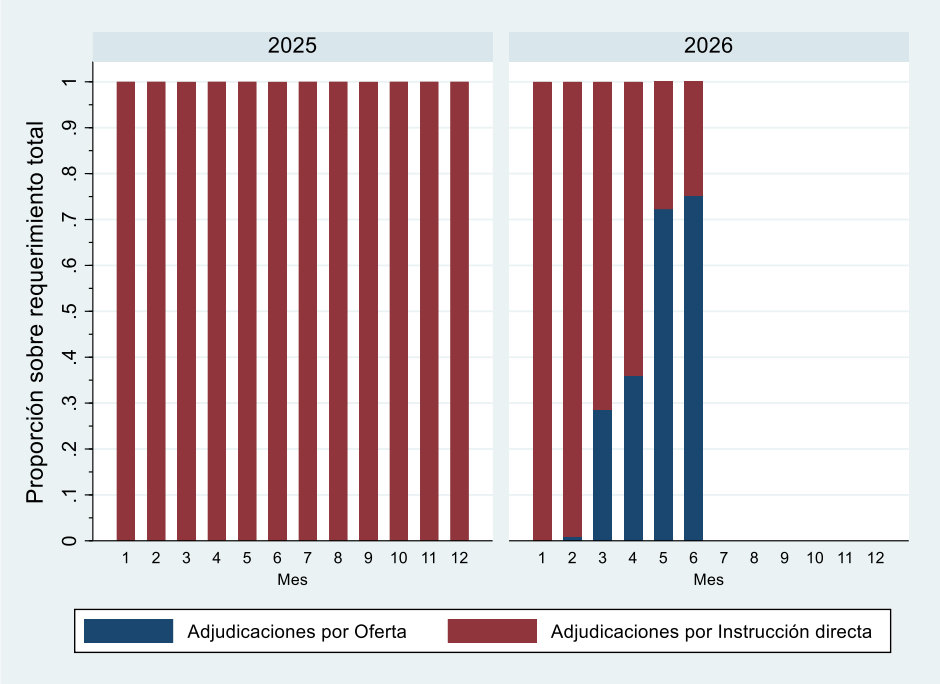
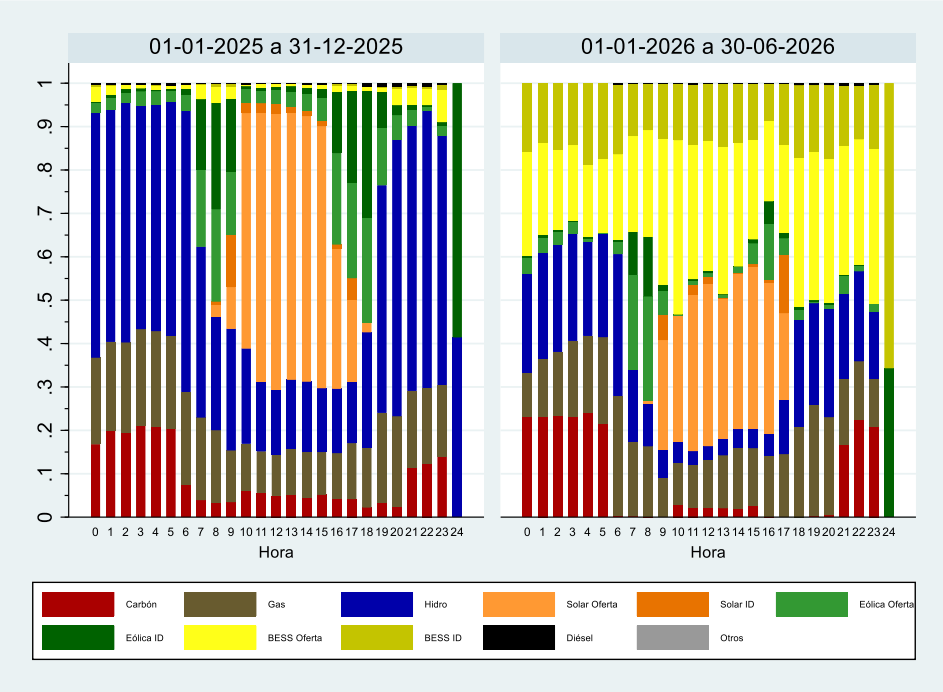


Gráfico 2.C.16 Proporción adjudicaciones horarias por tecnología CSF-



SSCC de Control de Frecuencia

Tabla 2.C.1 Promedio de ofertas filtradas, USD/MWh

Servicio	2025	1S 2026
CPF−	2,23	3,88
CPF+	–	3,29
CSF−	3,23	4,38
CSF+	3,41	4,32
CTF−	2,53	4,07
CTF+	3,46	4,38

El valor máximo usa costos de desgaste de 2 USD/MWh (hidro, eólica, solar, geotermia y almacenamiento) a 10 USD/MWh (carbón), RE CNE 352/2021.

Los **precios promedio ofertados** subieron en 2026, principalmente por disminución de ofertas iguales a cero de parte de centrales térmicas.

Gas y Diésel

El GNL inflexible no incidió en el período; el diésel sigue marcando precio en el sur

Gráfico 3.C.4 Horas marginando de configuraciones diésel en barra Pto Montt 220 en períodos de desacople · Ene - Jun 2026

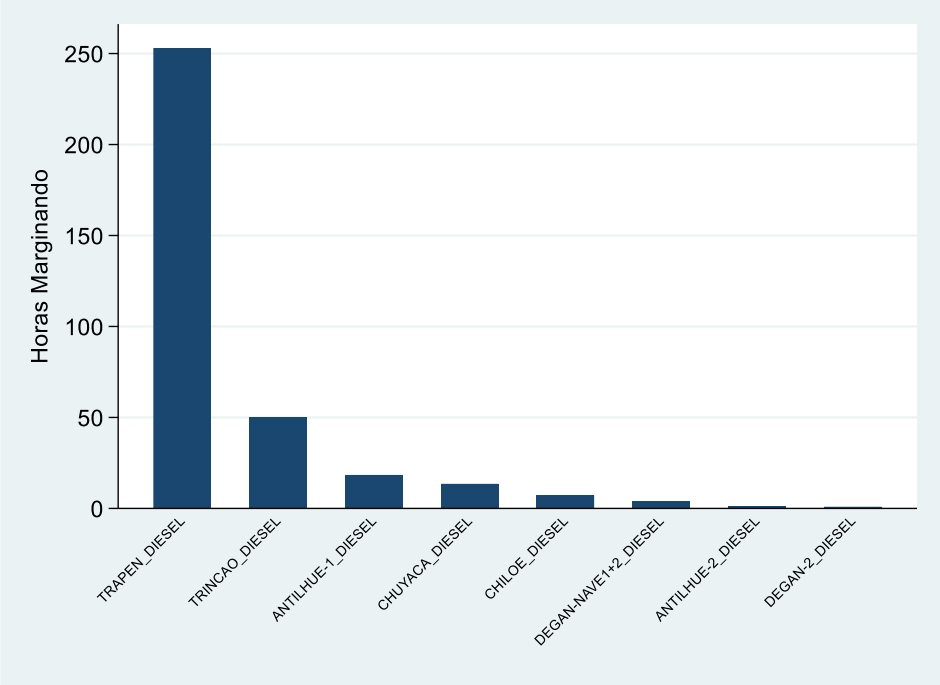


Gráfico 3.C.8 Costo de combustible diésel Trapén y precio de Paridad ENAP · Ene 2025 – Jun 2026

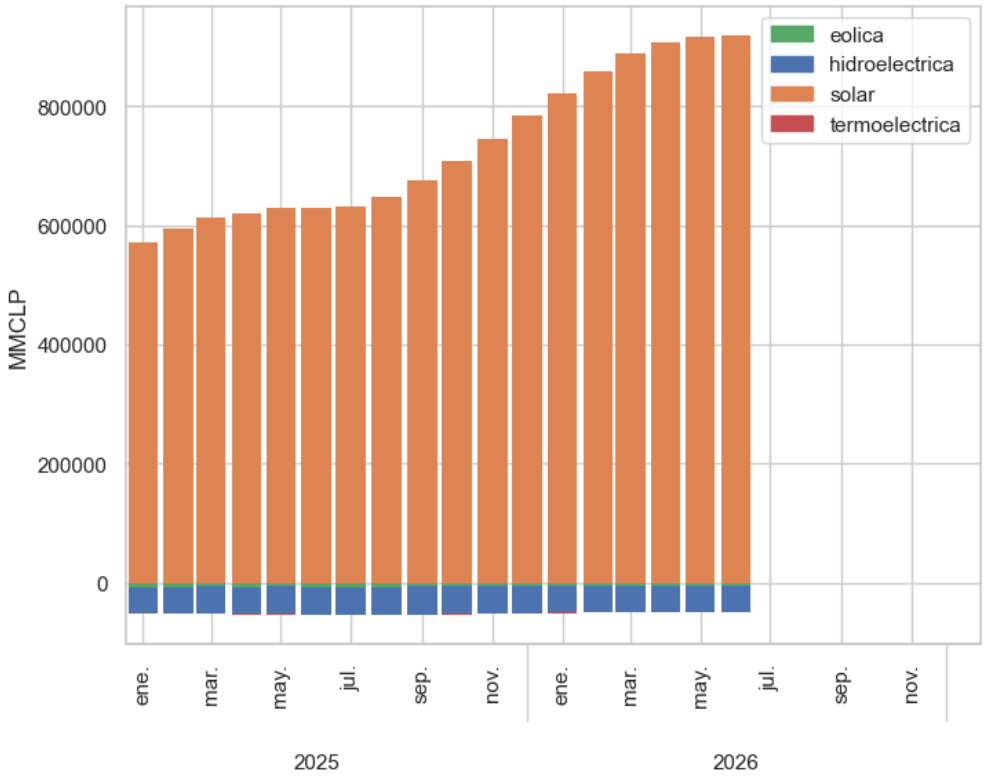


Procedimiento Factor de Incertidumbre Diésel suspendido (SEC 21 ago; Consejo 23 sep). Se considerará como recomendación normativa

PMGD

Capacidad instalada: 3.871 MW (9,9% del SEN). Compensaciones solares acumuladas de $918.278 millones desde 2020

Gráfico 4.C.2 Compensaciones acumuladas por precio estabilizado · Enero de 2025 a junio de 2026, acumuladas desde 2020



85,4%
Capacidad instalada solar

0,1 – 5,6
CLP/kWh de retiro: costo de las compensaciones en el 1S 2026

- **Generación PMGD:** En 2025 7,95% de gx total y máxima horaria 28,4%, en 1S 2026 máxima horaria 25,4%.
- **Régimen Valorizacion Iny.:** a jun/2026 72% PNCP, 26% Cmg, 2% PE bloque.
- **Compensaciones bloque solar:** 0,1 – 11,1 CLP/kWh
- **DS N°1:** Nuevo mecanismo de estabilización, valorización a precio básico por intervalo; el Saldo MEP se restituye en 12 cuotas.

Recomendaciones

TRANSMISIÓN

Actualizar VI e indexar costos

VI actualizados a costos vigentes, indexación entre adjudicación y operación, y valores de reserva a precios de mercado.

TRANSMISIÓN

Índice de desempeño y criticidad

Vincular gradualmente la indisponibilidad de los activos con su remuneración anual.

TRANSMISIÓN

Acceso Abierto

Reemplazar el mecanismo de asignación administrativa por uno de mercado que incluya subastas de puntos de conexión donde la demanda exceda la capacidad de conexión.
.

MERCADO DE CORTO PLAZO

Crear incentivo para información oportuna de disconformidades

Se necesitan incentivos para que las empresas informen oportunamente sus disconformidades.

DIÉSEL

Incentivos de disponibilidad

Alinear incentivos regulatorios y comerciales para asegurar el abastecimiento.

COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL

SERVIMOS A CHILE CON ENERGÍA

Gracias

Unidad de Monitoreo de la Competencia
confidencialumc@coordinador.cl