



REPORTE MENSUAL

Sector Eléctrico

Mayo 2026

REPORTE MENSUAL

Sector Eléctrico

• Editorial	3-4
• 1. Análisis de Operación	5-6
Generación	
Hidrología	
Costos Marginales	
• 2. Proyección de Costos Marginales Systep	7
• 3. Análisis por Empresa	8-9
• 4. Suministro a Clientes Regulados	10
• 5. Energías Renovables No Convencionales	11
• 6. Expansión del Sistema	12
• 7. Proyectos en SEIA	13
• 8. Seguimiento Regulatorio	14

CONTENIDOS

© Systep Ingeniería y Diseños elabora este Reporte Mensual del Sector Eléctrico en base a información de dominio público. El presente documento es para fines informativos únicamente, por lo que los clientes podrán considerar este informe sólo como un factor en la toma de sus decisiones de inversión, desligándose Systep de los resultados obtenidos, directa o indirectamente, producto de dichas acciones. La veracidad de la información recopilada en el presente documento no es puesta en duda por Systep, no haciéndose responsable por su exactitud ni su integridad. Los análisis, proyecciones y estimaciones que se presentan en este Reporte reflejan distintos supuestos definidos por Systep, los cuales podrán o no estar sujetos a discusión. Systep no se hace responsable por las consecuencias derivadas del uso de los análisis, proyecciones y estimaciones publicados en este Reporte. La frecuencia de publicación de este Reporte queda a discreción de Systep. Se autoriza la reproducción parcial o total de este informe sujeta a que se cite como fuente a Systep.

Generación renovable en expansión: ¿Cuáles son los nuevos tipos de demanda para contrarrestar el vertimiento?

El Sistema Eléctrico Nacional (SEN) cerró el mes de marzo de 2026 con una capacidad instalada (potencia máxima bruta) de aproximadamente 39,6 GW¹ (considerando las centrales en prueba), de las cuales el 75,8% corresponde a fuentes renovables. La energía solar lidera con 13 GW, seguida por la eólica con 6,4 GW, mientras que la capacidad instalada de los sistemas de almacenamiento (BESS) alcanzó los 3,2 GW². Durante el año 2025, el SEN tuvo una generación bruta acumulada de 85,4 TWh con una participación ERNC del 44% (24% solar y 14,3% eólica). Como contraparte, la demanda eléctrica registró un crecimiento marginal de apenas 0,4% en 2025³, con una demanda máxima de 13 GWh/h⁴. A esto se suma otro factor fundamental del sistema, la demanda y generación no están distribuidas de forma uniforme y simétrica a lo largo del SEN

La brecha entre la capacidad de producir (generar) y lo que efectivamente se demanda en el norte del país, sumado a las restricciones de transmisión existentes, es una de las principales causas de vertimiento de energía que enfrenta el SEN. La concentración de demanda en la Región Metropolitana y la alta penetración solar en el norte del país ha reforzado el comportamiento operacional del sistema, marcando durante el día flujos Norte→Sur, mientras que durante la noche los flujos se invierten en sentido Sur→Norte, aunque habrá que ver cómo evolucionará esto con el ingreso masivo de proyectos de almacenamiento. La sobre instalación de centrales renovables ha incrementado las exigencias sobre el sistema de transmisión y agrava la congestión en los principales corredores del SEN. La consecuencia directa es el vertimiento, en 2025 se registró una reducción de generación hidráulica, solar y eólica equivalente a 6,2 TWh⁵ (en 2024 el vertimiento fue de 5,4 TWh, lo que representa un incremento del 14%), de los cuales 4,4 TWh corresponden a generación solar.

La gran concentración geográfica y el crecimiento de cargas en el norte, principalmente mineras, ayudan a contrarrestar el vertimiento de la generación de centrales renovables, aunque no ha sido suficiente vista la sobre instalación de generadores. Una consecuencia directa de este desequilibrio quedó en evidencia durante el apagón del 25 de febrero de 2025, cuando una perturbación en el sistema derivó en un colapso total que afectó gran parte del país, desconectando la generación del norte con la gran demanda de la zona centro-sur. Esto expuso lo vulnerable que es el sistema y lo dependiente que es en su sistema de 500 kV (que actualmente no cuenta con redundancias ante eventos de contingencia extrema) para la operación diaria y habitual.

El crecimiento de la demanda permite absorber parte de la energía actualmente vertida y potencialmente reducir, dependiendo de su ubicación, la congestión en los corredores de

transmisión. Aquellas cargas que se encuentran próximas a las centrales renovables del norte, donde se encuentra el mayor nivel de vertimiento, contribuyen mejor al equilibrio operacional del sistema. Por lo tanto, atraer demanda al sistema de forma estratégica representaría un beneficio económico, de eficiencia operacional y de seguridad para el sistema.

Nuevos proyectos de demanda

El Servicio de Evaluación Ambiental (SEA) cerró el año 2025 con un monto histórico de aprobación ambiental de US\$41.530⁶ millones en 356 proyectos. El sector energético lideró con un monto de US\$19.669 millones, que corresponde al 47,3% de la inversión total, en 124 proyectos aprobados y el sector de minería con un monto de US\$9.131 millones, equivalentes al 21,9% del monto total, en 41 proyectos aprobados. En la siguiente tabla se muestran los principales proyectos de energía y minería aprobados por el SEIA en 2025:

Tabla E.1:
Principales proyectos aprobados por el SEIA en 2025

Proyecto	Inversión MMUSD\$	Consumo [MW]	Punto de conexión
Planta de Hidrógeno y Amoniaco Verde – Volta	2.500	≈600	S/E Los Changos
Modificaciones Minera Escondida	2.300	20	S/E OGP1
Modernización de la Fundición Paipote	1.378	≈126	S/E Cardones
Modificaciones a minera Los Bronces	1.104	≈47	S/E Las Tórtolas S/E Santa Filomena

Tras el cambio de gobierno, el Servicio de Evaluación Ambiental volvió a ser foco en el debate económico y energético. La administración del ejecutivo tiene una agenda enfocada en acelerar inversiones, reducir tiempo de tramitación y destrabar proyectos. Uno de los efectos visibles fue el ingreso de 58 proyectos por US\$22.258 millones⁷, la mayor parte corresponde a minería, energía y obras de infraestructura estratégica. En la siguiente tabla se muestran las principales obras ingresadas en el SEIA entre marzo y mayo de 2026:

Tabla E.2:
Principales proyectos ingresados en el SEIA en marzo-mayo 2026

Proyecto	Inversión MMUSD\$	Consumo [MW]	Punto de conexión
Continuidad Operacional Minera El Abra	7.500	565	S/E Chuquicamata
Nueva Planta Concentradora Minera Escondida	5.150	200 ⁸	S/E EGP
Modificación Proyecto TED	3.100	≈160	S/E Nueva Salar
Proyecto Minero Lobo Marte	1.500	≈80	S/E La Coipa S/E Carrera Pinto

La tabla refleja una reactivación de proyectos mineros, asociados a altos consumos energéticos y nuevas exigencias para el sistema de transmisión. En la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2025 del Coordinador Eléctrico Nacional, se proyecta que la

¹ Fuente: [Informe mensual CEN abril 2026](#).

² Fuente: [Informe monitoreo 2025 CEN](#)

³ Fuente: [Balance 2025 ACERA](#)

⁴ Fuente: [Reporte Energético SEN enero 2026 CEN](#)

⁵ Fuente: [Reducciones ERV diciembre 2025](#)

⁶ Fuente: [Servicio de Evaluación Ambiental](#)

⁷ Fuente: [Inversión SEIA marzo-mayo](#)

⁸ Fuente: [DIA; 00.Capítulo 01](#)

demanda de la Región de Antofagasta podría aumentar desde 30 TWh hasta 70 TWh⁹ hacia 2044, impulsada principalmente por proyectos mineros, desaladoras e hidrógeno verde.

Otros grandes clientes

Las plantas desaladoras son instalaciones que extraen la sal y otros minerales del agua de mar para producir agua potable o agua para uso industrial. En el contexto del norte de Chile, donde la escasez hídrica es una realidad y la industria minera requiere altos volúmenes de agua para sus operaciones, las desaladoras son una solución estratégica y esencial. Sin embargo, su operación requiere un alto consumo energético, una planta desaladora puede consumir 2,5 a 3 kWh por cada metro cúbico de agua¹⁰. En Chile, la capacidad total de desalación alcanza aproximadamente los 10.583 L/s¹¹, lo que equivale a un consumo eléctrico estimado entre 834 y 1.168 GWh anuales¹², transformándose en cargas importantes para el SEN. En el contexto actual, con múltiples proyectos mineros nuevos o en expansión que se encuentran en calificación por el SEIA, implicarán la proliferación de desaladoras en la franja costera del norte del país, concentrando un polo de demanda eléctrica.

El hidrógeno verde es otra fuente de demanda estratégica con alto potencial en el norte del país. Se obtiene mediante la electrólisis del agua utilizando energía proveniente de energías renovables. Puede utilizarse como combustible en la industria pesada, transporte (incluyendo camiones y buques) y como materia prima para producir amoniaco verde destinado a fertilizantes¹³. Su producción requiere tres insumos fundamentales; energía eléctrica renovable, agua y acceso a puertos para la exportación. En este contexto, la gran generación renovable, la industria minera del norte y la infraestructura portuaria de la región, conforman una base para proyectos de hidrógeno verde.

A lo anterior se suma el impacto que tendrá la electromovilidad en la demanda eléctrica del sistema durante las próximas décadas en la zona centro del país. La incorporación masiva de vehículos eléctricos podría elevar su consumo desde cerca de 120 GWh en 2025 hasta más de 15.650 GWh¹⁴ en 2045, de los cuales 3.000 GWh estarían en la ciudad de Santiago, impulsada principalmente por las instalaciones de las distribuidoras Enel Distribución y CGE.

Por último, el crecimiento de los *data centers* en Chile se ha acelerado por la expansión de la inteligencia artificial, los servicios *cloud* y la digitalización. La demanda de estos proyectos podría alcanzar los 2,4 GW hacia 2032¹⁵, con inversiones proyectadas superiores a US\$4.000 millones. La expansión proyectada de los *data centers* convertirá a estas instalaciones en una de las cargas principales del SEN en la zona centro. No obstante, este crecimiento de demanda en la zona centro no solucionaría el problema de vertimiento de energías renovables en el norte del país.

En unos años más, la incorporación de la línea de transmisión de corriente continua de alta tensión (HVDC) permitiría aumentar significativamente la capacidad de transmisión¹⁶, reducir las pérdidas de transmisión ante distancias largas y robustecer el control de flujo de potencia, lo que es favorable para los proyectos actuales y futuros que requieran un alto consumo en la zona

centro. Sin embargo, cabe preguntarse si esta infraestructura será suficiente para abastecer las nuevas cargas que se proyectan en la zona centro del país, considerando que el dimensionamiento del enlace HVDC se definió en un contexto sistémico distinto al actual.

Estado actual de la normativa

La conexión de nuevas cargas al SEN inicia con el proceso de acceso abierto conforme a la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE). Si no existe espacio en el punto de conexión solicitado, las vías para habilitarlo se encuentran en el Plan de Expansión de la Transmisión (PET) y en los mecanismos de obras urgentes; el artículo 102° de la LGSE, que permite a desarrolladores proponer nuevas obras y con la reciente Ley 21.721 permite también a desarrolladores de proyectos de generación (pero no de demanda) proponer obras de ampliación en instalaciones de transmisión de uso público, y el artículo 91° bis, que establece un procedimiento exclusivo para la ejecución de obras liderado por la CNE. En este contexto, quizás sea importante que se flexibilice el mecanismo de obra urgente para obras de ampliación, incluyendo a desarrolladores de proyectos de demanda.

Por otro lado, existen también otros detalles en la normativa que deben ser resueltos, como sería lo relacionado con la calificación de instalaciones del SEN, en caso de que un proyecto de gran escala requiera conectarse directamente al sistema de 500 kV. Este deberá considerar que sus instalaciones en dicha tensión pasarán a ser automáticamente instalaciones de transmisión nacional¹⁷, sujetas a remuneración tarifaria pagada por todos los clientes del sistema, por lo que la normativa vigente debería adecuarse para regular este tipo de situaciones.

Reflexiones finales

El Sistema Eléctrico Nacional ha avanzado en adoptar una matriz con generación renovable, pero el verdadero desafío está en alcanzar un punto de equilibrio eficiente entre oferta y demanda, ayudado con la regulación y la normativa. La incorporación de nuevas cargas, como la minería y las desaladoras en la zona norte, junto con la electromovilidad y *data centers* en la zona centro, debe desarrollarse de manera coordinada con la expansión de la generación y la transmisión, permitiendo, eventualmente reducir el vertimiento de generación.

En paralelo, revisar los criterios tradicionales de seguridad del sistema, en particular del criterio N-1, cobra especial relevancia cuando se trata de consumidores estratégicos o de carácter especial, como los *data centers* y las grandes mineras, cuyas exigencias de continuidad podrían requerir esquemas específicos de suministro, sin necesariamente trasladar sus costos al resto de la demanda. Estas instalaciones demandan niveles de calidad, seguridad y continuidad de suministro que el SEN, en su configuración actual, probablemente no está en condiciones de garantizar. Entonces, la pregunta que emerge, ¿se quiere avanzar hacia un sistema eléctrico más confiable y atractivo para grandes consumidores estratégicos? Y, de ser así, ¿cuáles deben ser los mecanismos necesarios para garantizar una expansión eficiente del sistema que facilite su incorporación y al mismo tiempo asigne adecuadamente los costos entre los beneficiarios?

⁹ Fuente: [Propuesta Final PET 2025](#)

¹⁰ Fuente: [The state of desalination and brine production, CE](#)

¹¹ Fuente: [Catastro ACADES](#)

¹² Considerando únicamente el proceso de desalación.

¹³ Fuente: [Estrategia nacional del hidrógeno verde](#)

¹⁴ Fuente: [Informe Definitivo Previsión de Demanda 2025-2045](#)

¹⁵ Fuente: [Reporte Sector Eléctrico – octubre 2025](#)

¹⁶ Fuente: [Reporte anual de desempeño del SEN, CEN abril 2026](#)

¹⁷ Fuente: [ITD calificación 2024-2027](#)

GENERACIÓN

En abril, la generación total del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) alcanzó los 6.880 GWh/mes, lo que representa una disminución de -6,9% en comparación con marzo de 2026 (7.389 GWh/mes) y un incremento del 1,6% en relación con abril de 2025 (6.775 GWh/mes) (Ver Figura 1.1).

La participación de la generación hidráulica de embalse, hidráulica de pasada, gas, diésel se redujo en 25%, 13%, 13%, 58%, respectivamente, en comparación con abril de 2025. En contraste, la generación eólica, solar, carbón aumentó en un 24%, 26%, 9%, respectivamente, respecto al mismo período del año anterior.

En cuanto a la generación bruta registrada en abril, la potencia máxima alcanzó los 10.915 MW el día 27, mientras que la mínima fue de 7.712 MW el día 19. La Figura 1.2 ilustra el ciclo de generación a lo largo del mes, evidenciando una mayor producción durante los días hábiles y una disminución durante los fines de semana y días festivos.

Durante el mes de abril estuvieron en mantenimiento mayor las centrales hidráulicas: Pehuenche (30 días), Pangue (30 días), Ralco (30 días), Colbún (25 días), Angostura (23 días), La Confluencia (5 días), Rucue (4 días) y Cipreses (3 días); a carbón: IEM (30 días), Guacolda 4 (18 días), Angamos-ANG1 (5 días) y Angamos-ANG2 (2 días); a gas: Nehuenco 9B (11 días), Tocopilla-U16 (7 días), Nehuenco II (7 días) y San Isidro II (3 días); solares: Cerro Dominador (4 días); y diésel: Llanos Blancos (1 día).

Figura 1.1:
Energía mensual generada en el SEN

Fuente: CEN

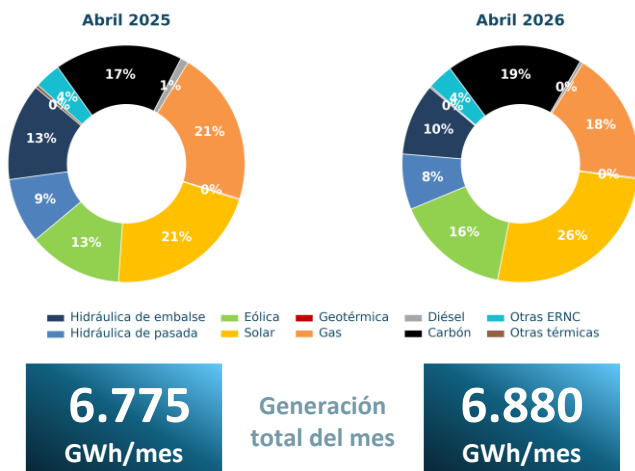
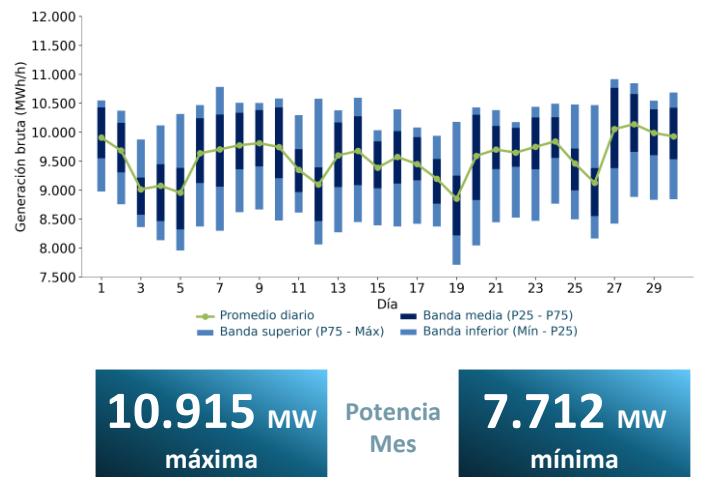


Figura 1.2:
Generación bruta del SEN

Fuente: CEN



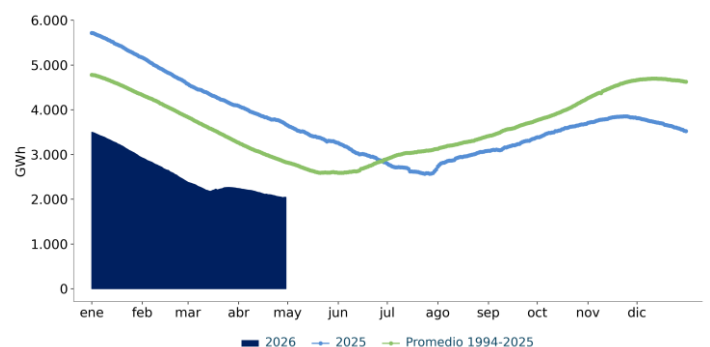
HIDROLOGÍA

En abril, la energía embalsada en el SEN fue inferior en comparación con 2025 (con una variación de -44,3%) y se ubicó por debajo del promedio histórico (1994-2025) (con una variación de -27,7%) (ver Figura 1.3).

La probabilidad de excedencia de este mes fue de 89,7%, es decir, el 10,3% de los registros fueron meses más secos que el mes actual.

Figura 1.3:
Energía almacenada en principales embalses

Fuente: CEN



Para mayor detalle de la operación del Sistema, ver [Estadísticas System](#), sección Datos de Operación del SEN.

COSTOS MARGINALES

En abril de 2026 el costo marginal de la barra Crucero 220 fue de 36,6 US\$/MWh, lo cual registró una variación de 10,7% con respecto a marzo de 2026 (33,1 US\$/MWh), y una variación de -52,4% respecto a abril de 2025 (77,0 US\$/MWh).

En abril de 2026 el costo marginal de la barra Alto Jahuel 220 fue de 43,0 US\$/MWh, lo cual registró una variación de 5,4% con respecto a marzo de 2026 (40,8 US\$/MWh), y una variación de -55,0% respecto a abril de 2025 (95,5 US\$/MWh).

Figura 1.4:
Principales costos variables* y costo marginal promedio diario para Crucero 220 kV

Fuente: CEN

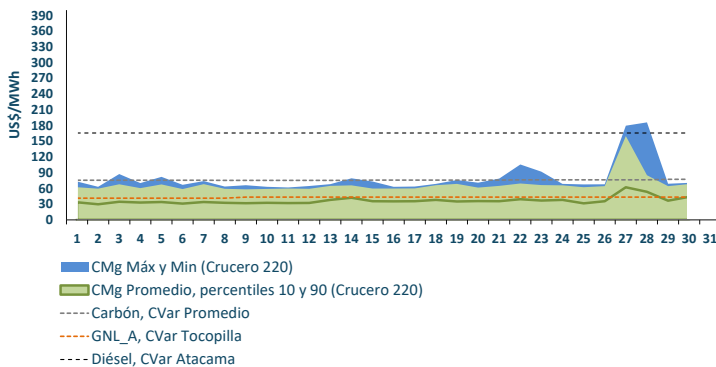
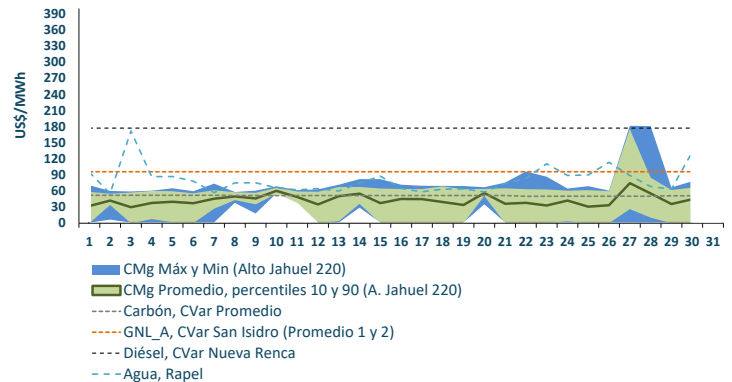


Figura 1.5:
Principales costos variables* y costo marginal promedio diario para Alto Jahuel 220kV

Fuente: CEN

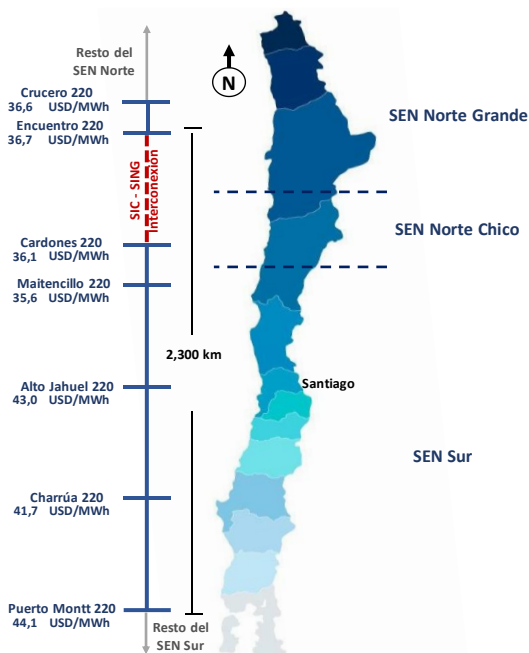


*Los costos variables corresponden al mes de enero de 2026, debido al retraso en la actualización del formato del Programa de Operación del Coordinador, cuya versión anterior se mantuvo vigente hasta el 31-01-2026.

Durante el mes de abril se observaron variaciones de costos marginales a lo largo del SEN, fundamentalmente debido a la congestión en las líneas de transmisión que unen el centro y sur del sistema (ver Figura 1.6).

Figura 1.6:
Costo marginal promedio de abril en barras representativas del sistema

Fuente: CEN



Para mayor detalle de la operación del Sistema, ver [Estadísticas System](#), sección Datos de Operación del SEN.

2.

PROYECCIÓN SYSTEP DE COSTOS MARGINALES A 12 MESES

Conforme a los antecedentes publicados en los últimos balances e informes de programación y operación del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), se realizó una proyección de la operación del SEN y los respectivos costos marginales a 12 meses. Considerando el comportamiento real del sistema a la fecha, la proyección de la demanda considera un crecimiento total de 0,86% para mayo de 2026 respecto a mayo de 2025. Se definieron tres escenarios de operación distintos: un Caso Base, que considera los supuestos descritos en la Tabla 2.1; un Caso Bajo, que considera una baja de 10% de los costos de combustibles; y un Caso Alto, en el cual solamente San Isidro y U16 tienen disponibilidad de gas, junto con un aumento de 10% de los costos de combustibles.

Es importante mencionar que, dadas las posibles modificaciones al plan de obras de generación y transmisión considerado, junto a la postergación de los mantenimientos informados por el Coordinador, no es posible garantizar que los supuestos anteriores se verifiquen en la práctica exactamente como se modelaron, pudiendo existir divergencias en los costos marginales proyectados con respecto de los valores reales.

En los siguientes 12 meses se espera la entrada en operación comercial de 7.012 MW de nueva capacidad, de los cuales 1.380 MW son solares, 508 MW son eólicos, 40 MW son diésel, 348 MW son gas y 4.736 MW son almacenamiento.

La Figura 2.1 muestra un análisis estadístico de los costos marginales proyectados por Systep para barras representativas del SEN en los siguientes 12 meses, con distintos percentiles que dan cuenta del efecto de considerar simultáneamente tanto la variabilidad hidrológica, como los niveles de demanda que pueden ocurrir dentro de cada mes.

La línea azul muestra el promedio estadístico de los costos marginales para cada barra. El área azul contiene el 90% de los costos marginales proyectados (registros entre el percentil 5% y 95%), contabilizando todos los bloques e hidrologías simuladas, mientras que el área celeste incluye el 100% de los valores estimados (registros entre el percentil 0% y 100%).

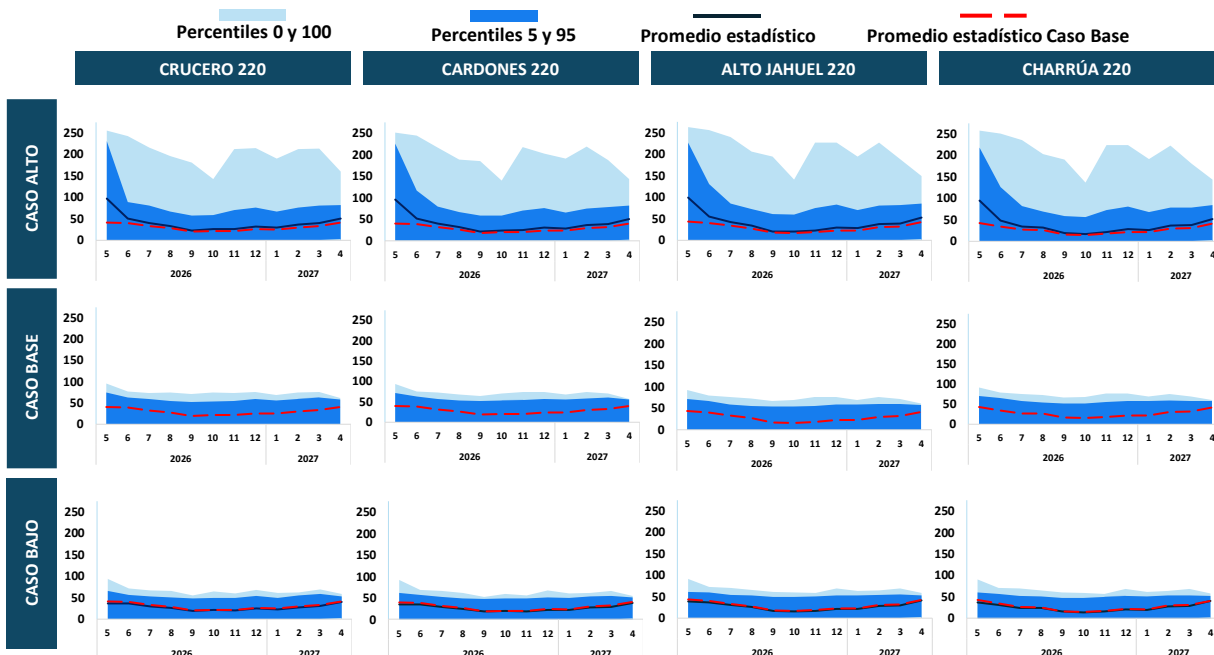
El 21 de mayo se realizaron trabajos de mantención en el circuito N°2 de 500 kV entre Pan de Azúcar y Polpaico, los que se extendieron por 4 días. Producto de esta situación, se registraron desacoples norte-centro en horas de alta penetración solar.

Tabla 2.1:
Supuestos considerados en las simulaciones

SUPUESTOS		BAJO	BASE	ALTO
Precios Combustibles				
CARBÓN US\$/Ton	Campiche	126	140	154
	Angamos*	106	118	130
	Guacolda*	110	122	135
	Andina	104	116	127
	Hornitos	104	116	127
	Santa María	141	157	172
	N. Ventanas	145	162	178
DIESEL US\$ / Bbl	Quintero	131	146	160
	Mejillones	128	142	156
GNL US\$ / MMBtu	San Isidro 1	8	9	10
	Nehuenco 1	7	8	-
	Mejillones CTM3	7	8	-
	U16	7	8	9
	Kelar	6	7	-
GN US\$ / MMBtu	San Isidro 2	6	6	-
	U16	6	7	-
	Nehuenco 2	7	7	-
	Nueva Renca	7	8	-

*Se considera el promedio de las unidades

Figura 2.1:
Costos marginales proyectados por barra (US\$/MWh)



Fuente: Systep

3.

ANÁLISIS POR EMPRESA

En abril, Enel aumentó su generación en base a diésel, eólico y geotérmica, mientras que disminuyó su generación en base a gas natural, hidro y solar. Por su parte, Colbún aumentó su producción en base a diésel, hidro y eólico, mientras que disminuyó su generación en base a carbón, gas natural y solar. AES Andes aumentó su generación solar y eólico, mientras que disminuyó su generación en base a carbón e hidro. Engie aumentó su producción en base a carbón, hidro y eólico, mientras que disminuyó su generación en base a gas natural y

solar. Por último, Tamakaya aumentó su producción en base a diésel.

En abril, las empresas Enel, Colbún, AES Andes, Engie, y Tamakaya fueron excedentarias.

Empresa: ENEL CHILE

GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

TECNOLOGÍA	Abr 2025	Mar 2026	Abr 2026
Diésel	0	0	1
Carbón	0	0	0
Gas Natural	702	645	627
GNL	0	0	0
Hidro	797	612	575
Solar	244	355	306
Eólico	150	155	178
Geotérmica	10	7	10
TOTAL	1.902	1.773	1.696

VALOR DEL AGUA PROMEDIO (US\$/MWh)

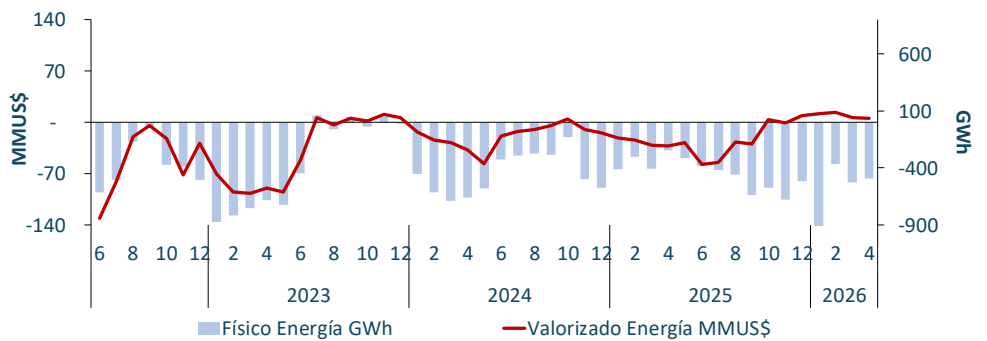
CENTRAL	Ene 2025	Ene 2026
Embalse Ralco	85	74

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Ene 2025	Ene 2026
San Isidro GNL_A (TG1+TV1, prom. I y II)	97,3	95,8
San Isidro GN_A (TG1+TV1, prom. I y II)	47,8	35,9
Taltal Diésel (Prom. I y II)	0,0	0,0
Atacama Diésel (TG1A+TG1B+TV1C)	174,5	0,0

TRANSFERENCIA DE ENERGIA

ÍTEM	Abr 2026
Total Generación (GWh)	1.696
Total Retiros (GWh)	2.192
Transf. Físicas (GWh)	-496
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	5



Empresa: COLBÚN

GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

TECNOLOGÍA	Abr 2025	Mar 2026	Abr 2026
Diésel	16	1	1
Carbón	0	183	172
Gas Natural	333	324	269
GNL	0	0	0
Hidro	388	269	304
Solar	42	44	29
Eólico	110	125	160
Total	888	946	936

VALOR DEL AGUA PROMEDIO (US\$/MWh)

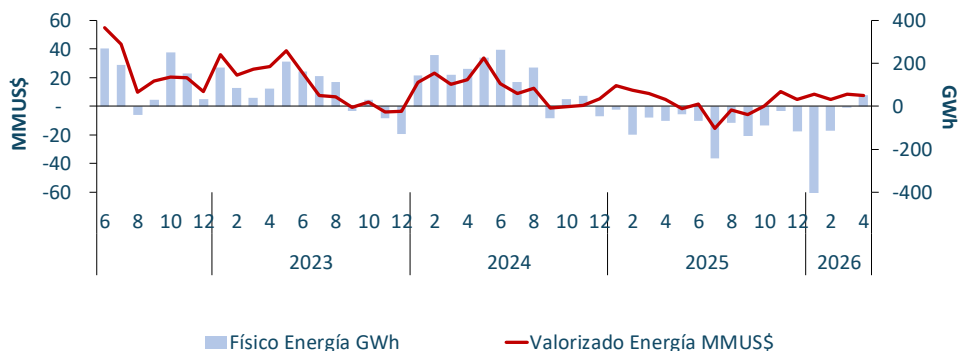
CENTRAL	Ene 2025	Ene 2026
Embalse Colbún	70	68

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Ene 2025	Ene 2026
Santa María	61,0	67,2
Nehuenco GNL_A (TG1+TV1, Prom. I y II)	102,5	102,5
Nehuenco GN_A (TG1+TV1, Prom. I y II)	52,1	42,6
Nehuenco Diesel (TG1+TV1, Prom. I y II)	180,3	0,0

TRANSFERENCIA DE ENERGIA

ÍTEM	Abr 2026
Total Generación (GWh)	936
Total Retiros (GWh)	885
Transf. Físicas (GWh)	51
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	7,30



*Los costos variables corresponden al mes de enero de 2026, debido al retraso en la actualización del formato del Programa de Operación del Coordinador, cuya versión anterior se mantuvo vigente hasta el 31-01-2026.

GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

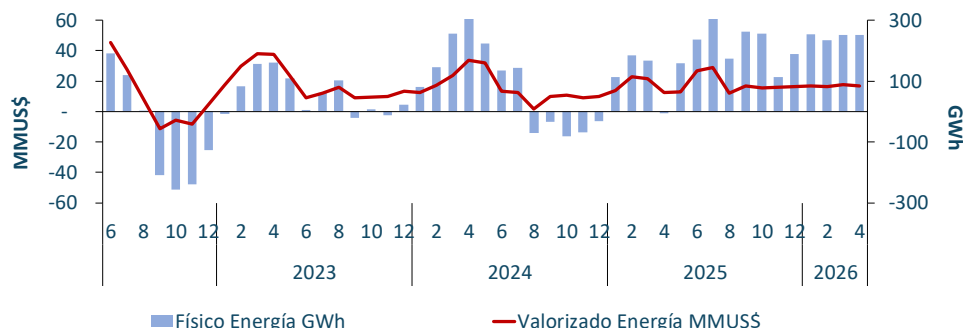
TECNOLOGÍA	Abr 2025	Mar 2026	Abr 2026
Diésel	0	0	0
Carbón	500	763	664
Gas Natural	0	0	0
GNL	0	0	0
Hidro	77	98	93
Solar	33	58	63
Eólico	37	51	55
Total	648	970	874

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Ene 2025	Ene 2026
N. Ventanas y Campiche	65,2	50,9
Angamos (prom. 1 y 2)	57,3	47,0
Norgener (prom. 1 y 2)	0,0	0,0

TRANSFERENCIA DE ENERGIA

ÍTEM	Abr 2026
Total Generación (GWh)	874
Total Retiros (GWh)	622
Transf. Físicas (GWh)	252
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	17



GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

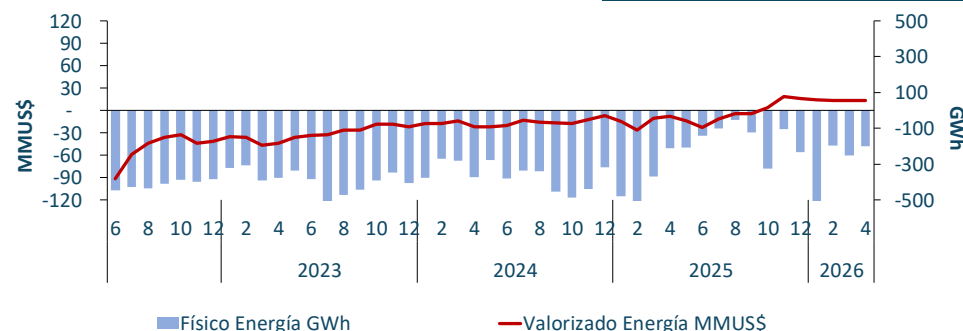
TECNOLOGÍA	Abr 2025	Mar 2026	Abr 2026
Diésel	0	0	0
Carbón	358	183	188
Gas Natural	135	164	115
GNL	0	0	0
Hidro	8	6	7
Solar	39	81	69
Eólico	80	69	78
Total	620	503	457

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Ene 2025	Ene 2026
Andina Carbón	75,0	50,2
Mejillones Carbón	180,0	0,0
Tocopilla GNL_A (U16-TG1+TV1)	37,3	42,9

TRANSFERENCIA DE ENERGIA

ÍTEM	Abr 2026
Total Generación (GWh)	457
Total Retiros (GWh)	659
Transf. Físicas (GWh)	-202
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	13



GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

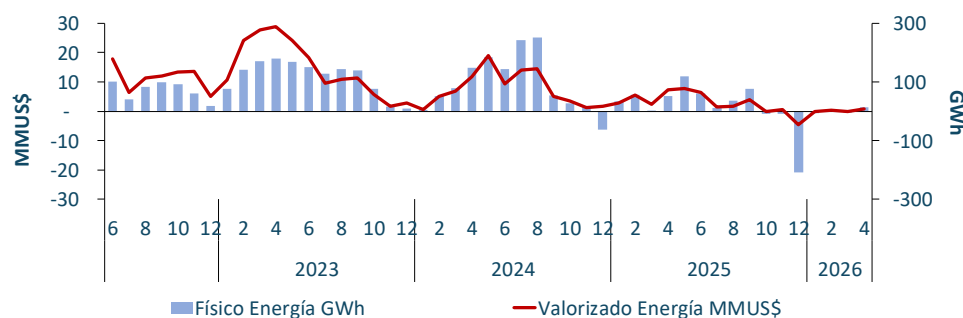
TECNOLOGÍA	Abr 2025	Mar 2026	Abr 2026
Diésel	30	2	20
Carbón	0	0	0
Gas Natural	0	0	0
GNL	25	0	0
Hidro	0	0	0
Solar	0	0	0
Eólico	0	0	0
Total	55	2	20

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Ene 2025	Ene 2026
Kelar GNL_A (TG1 + TG2 + TV)	57,4	60,1
Kelar Diesel (TG1 + TG2 + TV)	138,6	0,0

TRANSFERENCIA DE ENERGIA

ÍTEM	Abr 2026
Total Generación (GWh)	20
Total Retiros (GWh)	8
Transf. Físicas (GWh)	12
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	1



*Los costos variables corresponden al mes de enero de 2026, debido al retraso en la actualización del formato del Programa de Operación del Coordinador, cuya versión anterior se mantuvo vigente hasta el 31-01-2026.

4.

SUMINISTRO A CLIENTES REGULADOS

El precio promedio de los contratos firmados entre generadores y empresas distribuidoras para el suministro de clientes regulados, indexado a abril de 2026, es de 98 US\$/MWh para el Sistema Eléctrico Nacional, referidos a barra de oferta (ver Tabla 4.1).

En la Tabla 4.2 se muestran los precios de licitación promedios de algunas empresas distribuidoras, utilizando como referencia la barra de oferta. Se observa que actualmente CGE accede a menores precios, mientras que Enel accede a los precios más altos en comparación con las distribuidoras restantes.

Los valores de la Tabla 4.1 y 4.2 consideran los contratos adjudicados hasta el proceso 2021/01*, y los contratos del proceso 2025/02, que corresponde a los contratos vigentes al mes de abril de 2026.

Tabla 4.1:
Precio medio de licitación indexado a abril de 2026 por generador, en barra de oferta*

Fuente: CNE
Elaboración: Systep

EMPRESA GENERADORA	PRECIO MEDIO CONTRATOS US\$/MWh	ENERGÍA AÑO GWh
E-CL	130	7.597
ENEL GENERACIÓN	71	8.585
ENDESA	118	1.870
El Campesino	134	4.021
ACCIONA	106	1.111
Abengoa	157	955
IBEREÓLICA CABO LEONES II S.A.	65	860
Aela Generación S.A.	104	858
HUEMUL ENERGÍA (Caman)	53	640
HUEMUL ENERGÍA (Coihue)	54	640
PANGUIPULLI	132	165
CONDOR ENERGÍA (Esperanza)	59	530
CONDOR ENERGÍA (C° Tigre)	57	463
CONDOR ENERGÍA (Tchamma)	54	441
San Juan SpA.	140	422
WPD MALLECO (Malleco)	68	398
Pelumpén S.A.	116	350
SONNEDIX COX	72	265
Iberealica Cabo Leonos I S.A.	122	196
WPD MALLECO (Malleco II)	68	192
Otros	63	3.672
Precio Medio de Licitación	98	34.230

* Todos los procesos hasta la fecha indexados a abril de 2026, ponderado por energía contratada del año 2026

Tabla 4.2:
Precio medio de licitación indexado a abril de 2026 por distribuidora, en barra de oferta*

Fuente: CNE
Elaboración: Systep

EMPRESA DISTRIBUIDORA	PRECIO MEDIO CONTRATOS US\$/MWh	ENERGÍA AÑO GWh
Enel Distribución	101	10.569
CGE Distribución	93	9.294
Chilquinta	98	2.731
SAESA	100	1.949
Precio Medio Muestra	98	24.543

* Todos los procesos hasta la fecha indexados a abril de 2026, ponderado por energía contratada del año 2026

*Para efectos del análisis no han sido considerados aquellos contratos con término anticipado de contratos aprobado.

En abril de 2026, la mayor generación renovable corresponde a la producción solar que representó 42,5% (1.803,6 GWh), seguida por la generación eólica que representó 25,5% (1.083,5 GWh), luego, hidráulica de embalse que representó 16,0% (677,6 GWh), hidráulica de pasada que representó 12,3% (523,8 GWh), bio masa que representó 3,2% (136,4 GWh), bio gas que representó 0,3% (13,3 GWh), y finalmente, geotérmica que representó 0,2% (10,0 GWh).

Durante abril de 2026 se registraron 364,5 GWh de energía solar y eólica vertida. Esto representa una disminución de 26,6% en comparación con marzo de 2026 (496,9 GWh) y un aumento de 9,9% en relación con abril de 2025 (331,6 GWh). Véase la Figura 5.2.

Figura 5.1:
Generación renovable histórica

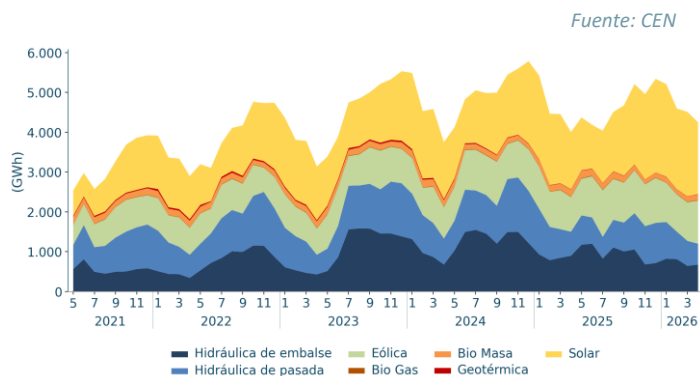
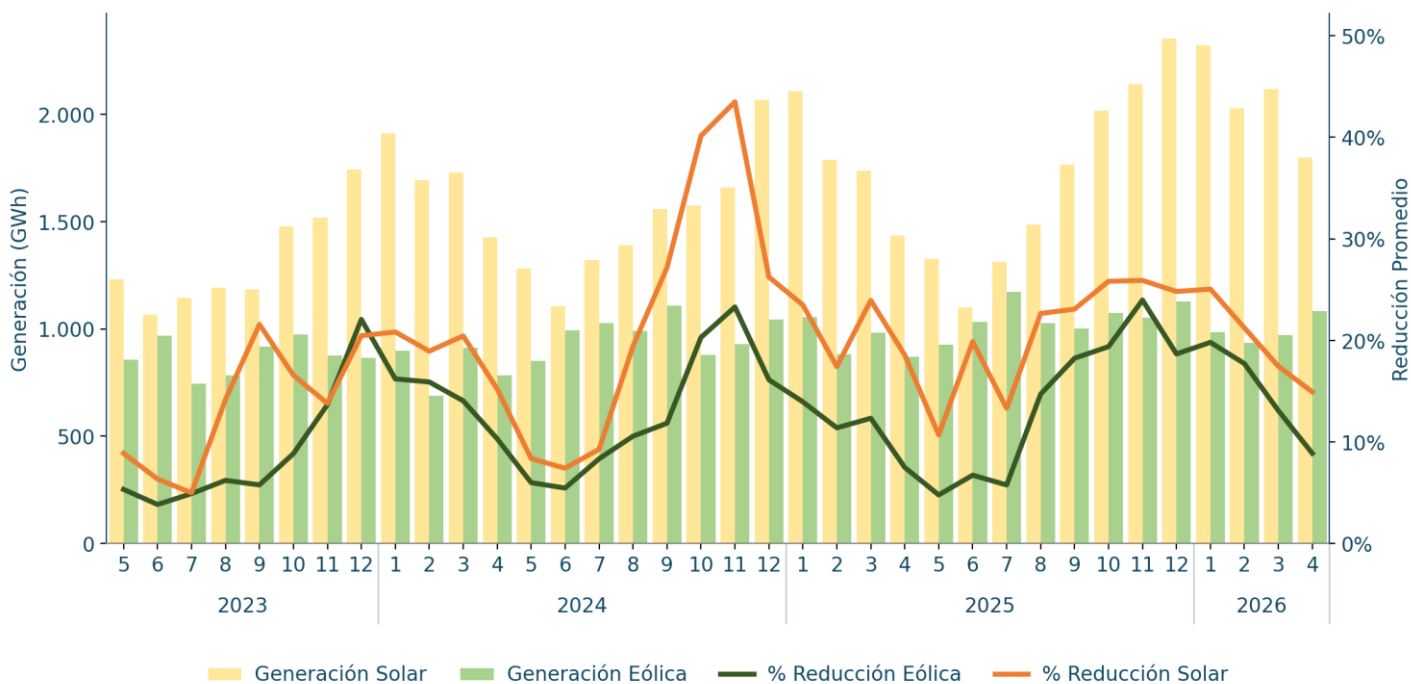


Figura 5.2:
Vertimiento renovable histórico

Fuente: CEN



6.

EXPANSIÓN DEL SISTEMA

PLAN DE OBRAS

De acuerdo con la RE N° 221 CNE (30-04-2026) que declara y actualiza instalaciones de Generación y Transmisión en construcción, se espera la entrada de 7.009 MW de capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional. De estos, 13% corresponde a tecnología solar (890 MW), un 7% a tecnología eólica (473 MW), un 0% de tecnología hidráulica (0 MW), un 16% de tecnología solar con BESS (1.096 MW), un 64% de tecnología BESS (4.510 MW) y un 1% de tecnología térmica (40 MW).

De acuerdo con la información anterior, la Tabla 6.1 muestra las principales centrales (potencia mayor a 10 MW) del plan de obras de generación de la CNE para los próximos 12 meses.

Tabla 6.1:
Centrales mayores a 10 MW en Plan de Obras a 12 meses

Fuente: CNE

PROYECTO	FECHA ESTIMADA	TIPO DE	POTENCIA NETA (MW)
	DE INTERCONEXION	TECNOLOGIA	
BESS Atacama II	ago-26	BESS	150,0
BESS Azabache	dic-26	BESS	58,1
BESS Cardonal	jul-26	BESS	20,0
BESS Copiapó Solar	ago-26	BESS	233,0
BESS Cristales	jun-26	BESS	340,0
BESS de Generación Solar – Etapa 2	ene-27	BESS	15,0
BESS Diego de Almagro Sur II	jun-26	BESS	228,0
BESS DUNE	mar-27	BESS	306,3
BESS Estela	may-26	BESS	187,0
BESS Estepa II	jun-26	BESS	230,0
BESS Gran Teno	sept-26	BESS	200,0
BESS Kallpa (Ex Santa Lya)	jul-26	BESS	57,0
BESS La Pampina	mar-27	BESS	159,0
BESS Las Salinas	oct-26	BESS	200,0
BESS Lile	abr-26	BESS	140,0
BESS Luna de Verano	sept-26	BESS	300,0
BESS Luz del Norte	oct-26	BESS	141,0
BESS Mirlo	nov-26	BESS	16,4
BESS Parque Fotovoltaico Margarida II	abr-27	BESS	200,0
BESS Proyecto Algarrobal 200 MW	ene-27	BESS	200,0
BESS Sol de Los Andes	may-26	BESS	89,7
BESS Tarapacá	mar-27	BESS	336,0
BESS Valle de los Vientos	ene-27	BESS	36,0
BESS Valle del Sol	ene-27	BESS	150,0
Copiapó Solar	ago-26	Solar + BESS	255,0
CRCA La Pampina	mar-27	Solar + BESS	159,0
CRCA Luna de Verano	sept-26	Solar + BESS	82,0
Cristales	jun-26	Solar + BESS	400,0
Doña Luzma	dic-26	Térmica	40,0
Librillo BESS	ene-27	BESS	117,0
Pampas (almacenamiento)	oct-26	BESS	340,0
Pampas (componente eólico)	oct-26	Eólica	128,0
Pampas (componente Solar)	oct-26	Solar	220,0

Para mayor detalle sobre expansión del Sistema, ver *Estadísticas System*, sección Infraestructura del SEN.

PROYECTOS EN EVALUACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL (SEIA)

En el Sistema Eléctrico Nacional, los proyectos de generación en calificación, a abril de 2026, totalizan 14.257 MW con una inversión de MMUS\$ 20.564, mientras que los proyectos aprobados históricos totalizan 97.284 MW con una inversión de MMUS\$ 158.501 (ver Tabla 7.1).

Durante el mes de abril, 2 proyectos entraron en calificación aportando una capacidad de 330 MW, de los cuales destaca el proyecto eólico de "Parque Eólico Las Lilas" de 240 MW, ubicado en las comunas de Los Ángeles, Yungay, Tucapel y Quilleco.

Durante este mes se aprobaron 3 proyectos híbridos solar + BESS (27.46 MW). Por último, durante este mes no se rechazó ni desistió ningún proyecto de generación.

Tabla 7.1:

Proyectos de generación aprobados y en calificación de estudio de impacto ambiental en el Sistema Eléctrico Nacional

Fuente: SEIA

TIPO DE COMBUSTIBLE	EN CALIFICACIÓN		APROBADOS	
	POTENCIA (MW)	INVERSIÓN (MMUS\$)	POTENCIA (MW)	INVERSIÓN (MMUS\$)
Eólico	2.981	4.853	18.693	30.564
Hidráulica	0	0	3.926	6.654
Solar	2.420	2.776	44.713	70.779
Gas Natural	60	59	7.506	6.343
Geotérmica	0	0	170	710
Diesel	0	5	2.980	6.575
Biomasa/Biogás	0	0	463	932
Carbón	-128	12	7.030	13.603
Termosolar	0	0	1.635	8.450
Mixto (Solar + Eólico)	1.520	1.707	3.147	2.906
Mixto (Solar + Diesel)	9	2	0	0
Híbrido (Solar + BESS)	5.255	7.531	5.730	9.070
Híbrido (Eólico + BESS)	1.940	3.269	1.234	1.748
Almacenamiento	200	350	50	160
Total	14.257	20.564	97.284	158.501

Para mayor detalle sobre Proyectos en Evaluación SEIA, ver [Estadísticas System](#), sección Infraestructura.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA



- Se publica la resolución exenta N° 249, que modifica el Informe Técnico Definitivo de Valorización de las Instalaciones de los Sistemas de Transmisión para el cuatrienio 2020-2023 ([ver más](#)).
- Se publica la resolución exenta N° 247, que aprueba el Informe Técnico Definitivo para la fijación de Precios Nudo Promedio del Sistema Eléctrico Nacional, correspondiente al segundo semestre de 2026 ([ver más](#)).
- Se publica el Informe de Avance N° 2 versión 2 del Estudio de Valorización de las Instalaciones de los Sistemas de Transmisión Nacional, elaborado en el marco del proceso tarifario 2024-2027 ([ver más](#)).
- Se publica la resolución exenta N°250, que aprueba el Informe Técnico Preliminar para la fijación de cargos por el uso de sistemas de transmisión ([ver más](#)).

MINISTERIO DE ENERGÍA



- Se publica la resolución exenta ministerial N° 39, que determina el plazo de postulación al subsidio transitorio al pago del consumo de energía eléctrica del segundo semestre de 2026 ([ver más](#)).
- Se publica la resolución exenta ministerial N° 32, que aprueba solicitudes de renuncia al listado de hogares beneficiarios al subsidio transitorio al pago de consumo de energía del primer semestre de 2026 ([ver más](#)).
- Se presentó el documento “Ruta Energética 2026-2030”, agenda que define ejes estratégicos y prioridades del sector eléctrico para los próximos cuatro años de gobierno ([ver más](#)).

Superintendencia de Electricidad y Combustibles



- Mediante oficio ordinario electrónico N° 333585, la SEC solicitó al Coordinador Eléctrico Nacional desarrollar una metodología de evaluación de riesgos para clasificar los incumplimientos a la NTSyCS según su impacto en la coordinación y seguridad del sistema eléctrico. El análisis deberá considerar aspectos como telecomunicaciones, protecciones, calidad de información, planes de recuperación y estándares de disponibilidad de generación y transmisión ([ver más](#)).

Coordinador Eléctrico Nacional



- El CEN publica resultados de auditoría técnica a la línea Cardones – Polpaico 2x500 kV, con el objetivo de evaluar el estado e integridad de la línea tras las fallas ocurridas durante el año 2025 ([ver más](#)).
- El CEN publica procedimiento para hacer cumplir la cadena de pagos en el mercado de corto plazo, estableciendo monitoreo permanente, cobro de garantías y suspensión de empresas morosas ([ver más](#)).
- El CEN publica el balance preliminar de compensaciones referidas al impuesto asociado a las emisiones al aire de material particulado ([ver más](#)).
- El CEN publicó una guía técnica para verificar instalaciones con tecnología *Grid Forming*, orientada principalmente a sistemas de almacenamiento en baterías y plantas renovables. El documento establece criterios de pruebas, monitoreo y conexión segura para fortalecer la estabilidad del sistema eléctrico ante el creciente ingreso de energías renovables y almacenamiento ([ver más](#)).

Panel de Expertos



- EDELMAG presentó una discrepancia contra la Comisión Nacional de Energía para que las Bases Definitivas de los estudios de SSMM incorporaran explícitamente los criterios N-1 y de suficiencia diésel en la planificación eléctrica de Magallanes. El Panel de Expertos rechazó la solicitud, concluyendo que esos aspectos ya pueden ser evaluados bajo la normativa vigente y no corresponde fijarlos como exigencias rígidas en las bases del estudio.



Descargue las estadísticas del Reporte System y del sector eléctrico desde nuestro sitio web:

Datos de
la Operación

Precios

Resumen
por Empresa

Suministro a
Clientes Regulados

Datos de
Infraestructura

Revisa SystemAI, nuestra nueva plataforma para el monitoreo del
mercado eléctrico:



CONTÁCTENOS PARA MAYOR INFORMACIÓN:

Iván Rudnick G.

Director

irudnick@system.cl

Pablo Lecaros V.

Gerente de Mercados
Eléctricos y Regulación

plecaros@system.cl

Guillermo Retamal V.

Líder de Proyectos de Mercados
Eléctricos y Regulación

gretamal@system.cl

reporte@system.cl

| www.system.cl

| RRSS

