



REPORTE MENSUAL

Sector Eléctrico

Abril 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.

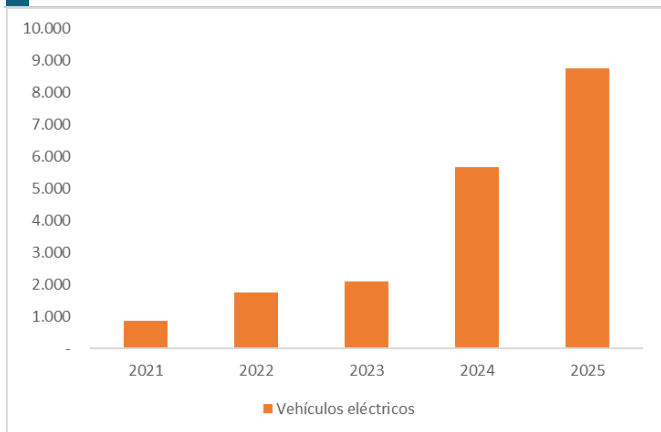
Alza de precios de combustibles: ¿acelerador real de la electromovilidad y nuevo desafío para el sistema eléctrico?

La adopción de vehículos eléctricos¹ ha crecido de forma sostenida en los últimos años. En 2024, las ventas mundiales superaron los 17 millones de unidades, representando algo más del 20 % del total de automóviles vendidos. China lideró ampliamente el mercado, con más de 11 millones de vehículos eléctricos vendidos, cerca del 50 % de sus ventas nacionales y casi dos tercios del total global. Le siguió Estados Unidos, con alrededor de 1,6 millones de unidades, equivalente a poco más del 10 % de sus ventas de vehículos ese año².

En Chile, la electromovilidad ha sido impulsada principalmente por políticas públicas enfocadas en el transporte público. Santiago cuenta con más de 4.000 buses eléctricos (62% de su flota³), mientras que Copiapó se convirtió en 2025 en la primera ciudad con flota 100% eléctrica (121 buses). A nivel nacional, operan cerca de 400 buses eléctricos que operan en distintas ciudades del país⁴. Asimismo, la modernización del transporte en Valparaíso considera la renovación de cerca de 600 buses desde 2027, con un 40% eléctrico⁵.

En cuanto a las ventas de vehículos eléctricos en Chile, a pesar de que se han implementados leyes que incentivan la electromovilidad⁶, la adopción de vehículos eléctricos aun es incipiente. Sin embargo, las ventas ido en aumento durante los últimos años, tal como muestra a continuación⁷:

Figura E.1:
Ventas de vehículos eléctricos en Chile años 2021 a 2025



La figura muestra que las ventas de vehículos eléctricos han crecido fuertemente en los últimos 5 años: de 856 unidades en 2021 a 8.754 en 2025.

Este crecimiento se intensificó tras el alza superior al 30% en los combustibles en Chile en marzo, lo que impulsó el interés por vehículos eléctricos ligeros⁸. Según la Asociación Nacional Automotriz de Chile (ANAC), las ventas crecieron 237,9% en marzo de 2026 respecto al mes anterior, acumulando 3.412 unidades entre enero y marzo⁹. Sin embargo, esto representa solo un 4,6%¹⁰ de las ventas del año y una fracción aún menor del parque automotriz total, estimado en 6,59 millones de vehículos motorizados con permiso de circulación vigente en 2024¹¹.

Dentro de los autos más vendidos, por tipo de tecnología, se encuentran:

Tabla E.1:
Ventas de vehículos eléctricos en Chile acumuladas a marzo 2026

Tipo de Vehículo Electrificado	Acumulado a Marzo 2026	% del total
Enchufable		
100% Eléctricos (BEV)	1.802	53%
Híbrido Enchufable (PHEV y PEREV)	1.610	47%
Total	3.412	100%

Este fenómeno plantea dudas sobre su magnitud, viabilidad económica y efectos en la demanda eléctrica.

Para evaluar la conveniencia de un vehículo eléctrico versus uno convencional, se presenta un ejemplo simplificado con los siguientes supuestos: combustible a \$1.600/litro, electricidad a \$222/kWh¹², mantenimiento de 1% cada 10.000 km (convencional) y 0,5% (eléctrico). Se analizan tres tipos de vehículos livianos¹³: city car, SUV compacto y SUV mediano, con inversiones y rendimientos basados en información de mercado y fichas técnicas, cuya información se presenta en la siguiente tabla:

Tabla E.2:
Características de vehículos convencionales

	Inversión Total MM\$	Rendimiento km/l	Costo Combustible \$/l	Costo unitario de operación \$/km	Costo de mantenimiento \$/10.000 km
Caso 1 VC	12,9	17,9	1600	89	150.000
Caso 2 VC	19,8	14,7	1600	109	250.000
Caso 3 VC	28,9	13,7	1600	117	300.000

Por otro lado, para un vehículo 100% eléctrico (similar a la versión convencional), se tienen las siguientes características:

¹ Para efectos de esta editorial, vehículos eléctricos se refiere a vehículos 100% e híbridos eléctricos.

² Fuente: [Global EV Outlook 2025. IEA.](#)

³ Fuente: [Red Movilidad. Febrero 2026.](#)

⁴ Fuente: [Ministerio de Transporte y Telecomunicaciones.](#)

⁵ Fuente: [Ministerio de Transporte y Telecomunicaciones.](#)

⁶ Como la Ley 21.505 que establece rebaja progresiva del permiso de circulación y la exención del impuesto verde.

⁷ Fuente: [ANAC. Diciembre 2025.](#)

⁸ Fuente: [Emol.com](#)

⁹ Fuente: [ANAC. Marzo 2026.](#)

¹⁰ Un 11,3% de las ventas corresponden a autos electrificados no enchufables y un 84,1% a vehículos convencionales a combustión.

¹¹ Fuente: [Parque de Vehículos en Circulación 2024. INE.](#)

¹² Equivalente a la tarifa BT1 en la comuna Colina. La carga en estaciones de bencina es más elevada y alcanza actualmente un valor de \$440/kWh.

¹³ Como referencia, se consideraron los vehículos: 1) Renault Kwid E-Tech, 2) Peugeot E-2008, 3) Toyota BZ4X, y sus respectivas versiones a combustible.

Tabla E.3:

Características de vehículos 100% eléctricos

	Inversión Total MM\$	Consumo específico kWh/100 km	Rendimiento km/kWh	Costo Energía \$/kWh	Costo unitario de operación \$/km	Costo de mantenimiento \$/10.000 km
Caso 1 VE	17	8,99	11,12	222	20	85.000
Caso 2 VE	27,7	14,57	6,86	222	32	138.500
Caso 3 VE	44,9	15,29	6,54	222	34	224.500

Tal como se puede observar en las Tablas E.2 y E.3, el costo unitario de operación para los vehículos convencionales se encuentra entre \$89 y \$117 por kilómetro, mientras que para el vehículo 100% eléctrico, este rango se encuentra entre los \$20 y \$34 por kilómetro. En cuanto a los costos de mantenimiento, estos son significativamente inferiores en los vehículos eléctricos.

Para evaluar si conviene un vehículo eléctrico frente a uno convencional, se realiza un cálculo simplificado, con tasa de descuento 0% (sin considerar valor del dinero en el tiempo) y sin incorporar valor residual ni exenciones en el permiso de circulación, que compara la diferencia del costo inicial y los costos unitarios de operación y mantenimiento (por km) entre ambos, obteniéndose lo presentado en la siguiente tabla:

Tabla E.4:

Costos vehículos eléctricos y convencionales y recorrido equilibrio

		Caso 1	Caso 2	Caso 3
Vehículo Convencional	Inversión Total (MM\$)	12,9	19,8	28,9
	Costo de Operación (\$/km)	89	109	117
	Costo de Mantenimiento (\$/km)	13	20	29
	Total Costo O&M (\$/km)	102	129	146
Vehículo Eléctrico	Inversión Total (MM\$)	17	27,7	44,9
	Costo de Operación (\$/km)	20	41	34
	Costo de Mantenimiento (\$/km)	9	14	22
	Total Costo O&M (\$/km)	28	55	56
Recorrido equilibrio (km)		55.540	107.217	179.205

En base a los resultados presentados en la Tabla E.4¹⁴, la recuperación del sobre costo asociado a un vehículo eléctrico depende directamente del uso. En términos de equilibrio, se requieren aproximadamente 55.540 km en el Caso 1, 170.217 km en el Caso 2 y 179.205 km en el Caso 3 para igualar costos con un vehículo convencional¹⁵.

Para determinar en cuantos años se puede recuperar dicho sobre costo, en la siguiente tabla se muestran distintos escenarios para la cantidad de kilómetros recorridos anualmente:

Tabla E.5:

Kilometraje recorrido anual para recuperar el sobre costo

	Cantidad de años para equilibrio en km/año					
	10.000	20.000	30.000	40.000	50.000	60.000
Caso 1	5,6	2,8	1,9	1,4	1,1	0,9
Caso 2	10,7	5,4	3,6	2,7	2,1	1,8
Caso 3	17,9	9,0	6,0	4,5	3,6	3,0

Al llevar esto a años de uso, en la Tabla E.5 se observa que, por ejemplo, en el Caso 2 (SUV compacto), el sobre costo asociado a la adquisición del vehículo eléctrico frente a uno convencional se recupera en torno a 5,4 años con un uso de 20.000 km/año; si el uso es menor, el período de recuperación se extiende, mientras que con mayores recorridos anuales se acorta (alcanzando, por ejemplo, los 2,7 años para un uso de 40.000 km/año).

¹⁴ Este ejercicio utiliza tarifas actuales no anualizadas y una tasa de descuento 0%, con el objetivo de estimar el payback del cambio de un vehículo convencional a uno eléctrico, y no evaluar su rentabilidad

¹⁵ Los kilómetros estimados dependen tanto del precio de la carga eléctrica como del combustible, ambos sujetos a variaciones futuras, en particular los precios de

Si el análisis considerara el precio del combustible previo al alza (\$1.300 por litro), el período de recuperación del sobre costo de adquisición del vehículo eléctrico se ampliaría a entre 1,2 y 23,7 años, según el caso y el uso. Retomando el mismo ejemplo anterior, en el Caso 2, dicho sobre costo se compensaría en torno a los 7,4 años con un uso de 20.000 km/año, y en torno a los 3,7 años para un uso de 40.000 km/año.

A partir del patrón de kilometraje anual previamente definido en la Tabla E.5, se obtiene un equivalente de uso diario que permite estimar la energía requerida para distintos niveles de uso, presentada en la Tabla E.6:

Tabla E.6:

Carga de energía diaria según recorrido

	Recorrido diario [km]					
	27	55	82	110	137	164
	Carga de energía diaria [kWh]					
Caso 1 VE	2,46	4,93	7,39	9,86	12,32	14,78
Caso 2 VE	5,07	10,15	15,22	20,29	25,37	30,44
Caso 3 VE	4,19	8,38	12,57	16,76	20,95	25,14

Para estimar las horas de recarga diaria, se asume una disponibilidad equivalente a la mitad de la capacidad de un empalme de 8 kW, es decir, 4 kW:

Tabla E.7:

Tiempo de recarga de vehículos eléctricos según recorrido diario

	Duración de recarga para sostener consumo diario					
	27	55	82	110	137	164
	Tiempo de recarga en horas empleando 4,0 kW					
Caso 1 VE	0,62	1,23	1,85	2,46	3,08	3,70
Caso 2 VE	1,27	2,54	3,81	5,07	6,34	7,61
Caso 3 VE	1,05	2,10	3,14	4,19	5,24	6,29

De la tabla anterior, se obtiene que un vehículo eléctrico, tanto city car, SUV compacto como SUV mediano, dependiendo de su uso diario, puede cargarse usando la red domiciliaria en entre 0,62 y 7,61 horas, es decir, en menos de 8 horas.

Los resultados muestran que la carga residencial es compatible con horarios nocturnos de baja demanda. Lo que está en línea con estudios internacionales que determinan que actualmente la mayoría de la carga eléctrica en el mundo es residencial, con proyecciones de que dos tercios (~65%) de los nuevos puntos de carga añadidos entre 2025 y 2030 serán residenciales¹⁶. Ante un escenario de mayor penetración de vehículos eléctricos, se tendría que evitar sobrecargar la red en horas punta, por lo que podrían crearse incentivos que desplacen la carga hacia horas de baja demanda, de manera de evitar riesgos de sobrecarga y tensiones en la infraestructura de distribución¹⁷.

En cuanto a las ventas de vehículos eléctricos, las cifras demuestran estas han aumentado a un ritmo más acelerado de enero a marzo de 2026, comparado con años anteriores. En el caso del transporte público, el impacto del alza de combustibles sobre las tarifas ha sido amortiguado por la existencia de un plan previo de electrificación de buses, junto con infraestructura ya implementada y reemplazos futuros asegurados mediante licitaciones adjudicadas, lo que reduce la presión inmediata sobre el sistema y facilita la transición.

los combustibles, que podrían reducirse ante una eventual disminución de las presiones en el mercado petrolero.

¹⁶ Fuente: [Global EV Outlook 2025. IEA.](#)

¹⁷ Por ejemplo, este tipo de esquemas se ha implementado en países como Estados Unidos mediante tarifas horarias (time-of-use) u otros incentivos.

1.

ANÁLISIS DE OPERACIÓN

GENERACIÓN

En marzo, la generación total del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) alcanzó los 7.389 GWh/mes, lo que representa un aumento de 10,1% en comparación con febrero de 2026 (6.708 GWh/mes) y un incremento del 1,7% en relación con marzo de 2025 (7.268 GWh/mes) (Ver Figura 1.1).

La participación de la generación hidráulica de embalse, hidráulica de pasada, eólica, geotérmica, diésel se redujo en 24%, 12%, 1%, 33%, 69%, respectivamente, en comparación con marzo de 2025. En contraste, la generación solar, gas, carbón aumentó en un 22%, 3%, 4%, respectivamente, respecto al mismo período del año anterior.

En cuanto a la generación bruta registrada en marzo, la potencia máxima alcanzó los 11.521 MW el día 11, mientras que la mínima fue de 8.151 MW el día 8. 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 marzo estuvieron en mantenimiento mayor las centrales hidráulicas: Pangué (30 días), Pehuenche (30 días), Angostura (25 días), Ralco (22 días), Abanico (20 días), La Higuera (13 días) y Rapel (4 días); a carbón: IEM (29 días); y solares: Sol de los Andes (9 días).

Figura 1.1:
Energía mensual generada en el SEN

Fuente: CEN

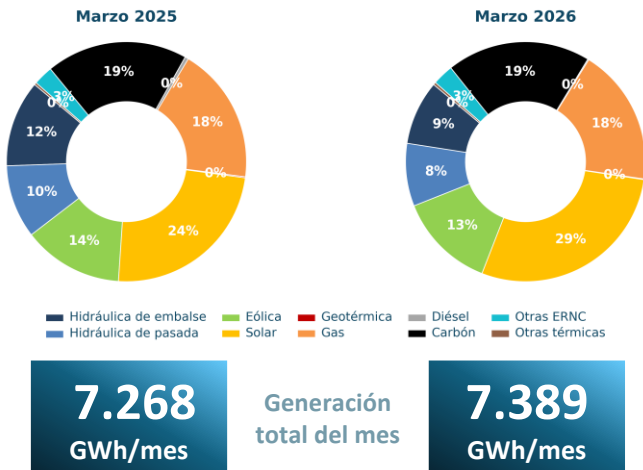
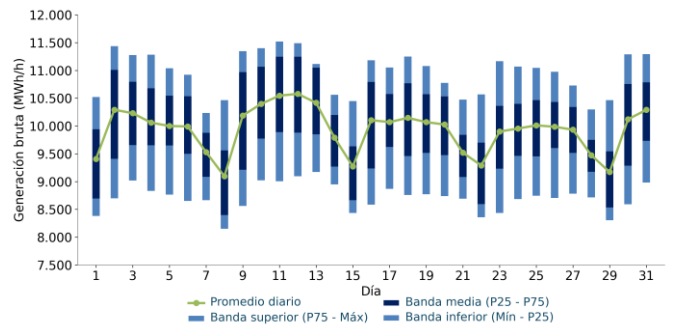


Figura 1.2:
Generación bruta del SEN

Fuente: CEN



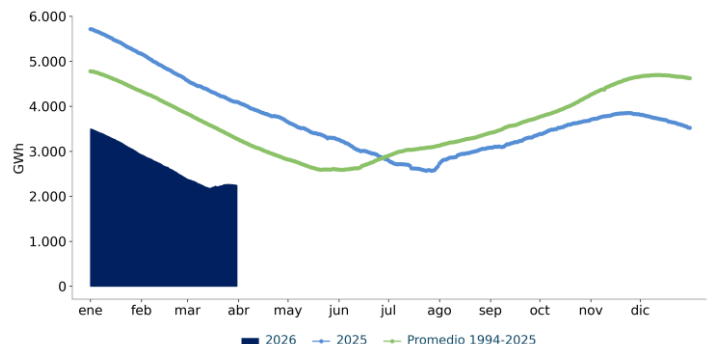
HIDROLOGÍA

En marzo, la energía embalsada en el SEN fue inferior en comparación con 2025 (con una variación de -45.2%) y se ubicó por debajo del promedio histórico (1994-2025) (con una variación de -31.5%) (ver Figura 1.3).

La probabilidad de excedencia de este mes fue de 93,8%, es decir, el 6,2% 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 marzo de 2026 el costo marginal de la barra Crucero 220 fue de 33,1 US\$/MWh, lo cual registró una variación de -9,8% con respecto a febrero de 2026 (36,7 US\$/MWh), y una variación de -38,8% respecto a marzo de 2025 (54,1 US\$/MWh).

En marzo de 2026 el costo marginal de la barra Alto Jahuel 220 fue de 40,8 US\$/MWh, lo cual registró una variación de 9,0% con respecto a febrero de 2026 (37,4 US\$/MWh), y una variación de -39,3% respecto a marzo de 2025 (67,3 US\$/MWh).

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

Fuente: CEN

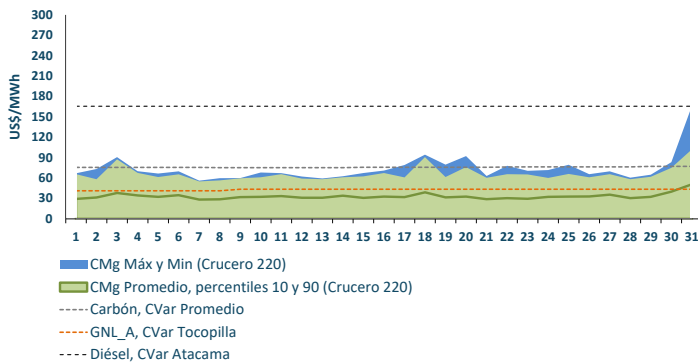
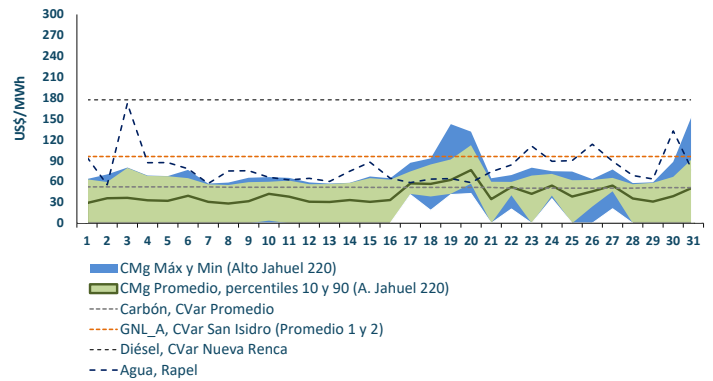


Figura 1.5:
Principales costos variables* y costo marginal promedio diario para Alto Jahuel 220kV

Fuente: CEN

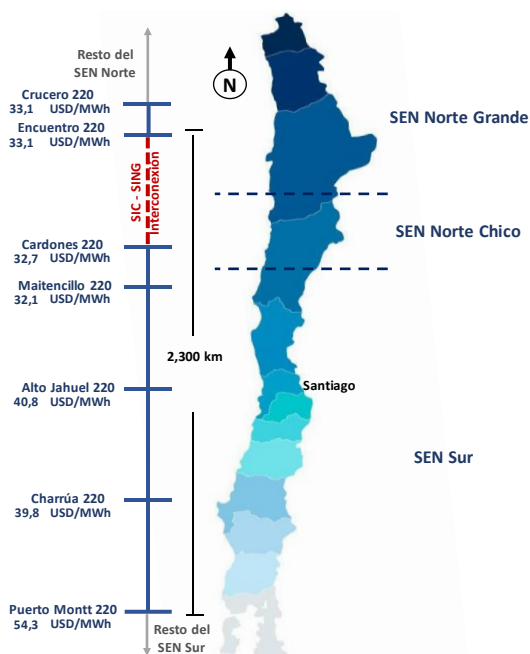


*Los costos variables corresponden al mes de enero de 2026, debido al retraso en la actualización del formato del Programa de Operación del Coordinador, cuya versión anterior se mantuvo vigente hasta el 31-01-2026.

Durante el mes de marzo 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 marzo 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 0,12% para abril de 2026 respecto a abril 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 7.333 MW de nueva capacidad, de los cuales 1.380 MW son solares, 979 MW son eólicos, 40 MW son diésel, 348 MW son gas y 4.586 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.

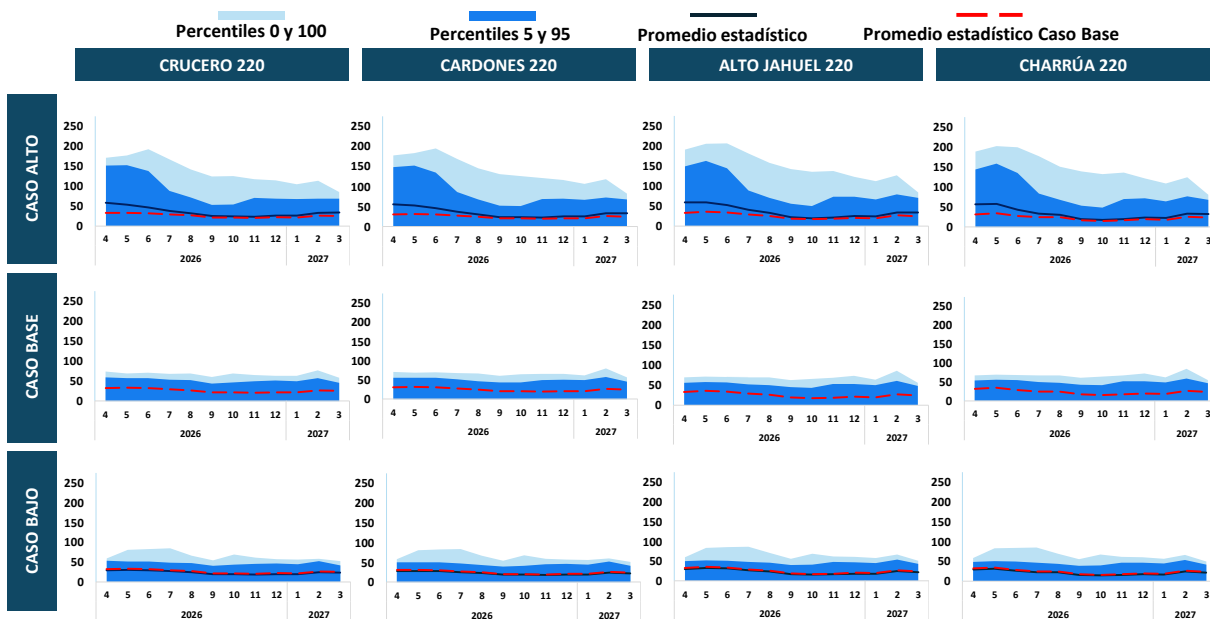
La línea azul muestra el promedio estadístico de los costos marginales para cada barra. El área azul contiene el 90% de los costos marginales proyectados (registros entre el percentil 5% y 95%), contabilizando todos los bloques e hidrologías simuladas, mientras que el área celeste incluye el 100% de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

Tabla 2.1:
Supuestos considerados en las simulaciones

SUPUESTOS		BAJO	BASE	ALTO
Precios Combustibles				
CARBÓN US\$/Ton	Campiche	121	135	148
	Angamos*	110	122	134
	Guacolda*	107	119	130
	Andina	100	111	122
	Hornitos	100	111	122
	Santa María	132	146	161
DIESEL US\$ / Bbl	N. Ventanas	122	135	149
	Quintero	131	146	160
	Mejillones	110	122	134
GNL US\$ / MMBtu	San Isidro 1	8	9	10
	Nehuenco 1	7	8	-
	Mejillones CTM3	10	11	-
	U16	10	11	12
	Kelar	6	7	-
GN US\$ / MMBtu	San Isidro 2	4	4	-
	U16	6	7	-
	Nehuenco 2	5	5	-
	Nueva Renca	5	6	-

*Se considera el promedio de las unidades

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



Fuente: Systep

3.

ANÁLISIS POR EMPRESA

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

Por último, Tamakaya aumentó su producción en base a diésel y disminuyó su generación en base a GNL.

En marzo, las empresas Enel, Colbún, AES Andes y Engie fueron excedentarias, mientras que Tamakaya fueron deficitarias.

Empresa: ENEL CHILE

GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

TECNOLOGÍA	Mar 2025	Feb 2026	Mar 2026
Diésel	1	0	0
Carbón	0	0	0
Gas Natural	585	496	645
GNL	0	0	0
Hidro	850	789	612
Solar	262	320	355
Eólico	184	158	155
Geotérmica	10	8	7
TOTAL	1.892	1.771	1.773

VALOR DEL AGUA PROMEDIO (US\$/MWh)

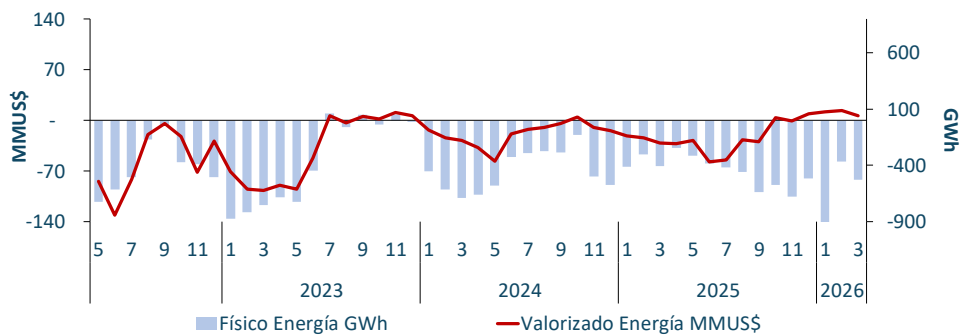
CENTRAL	Ene 2025	Ene 2026
Embalse Ralco	85	74

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	Mar 2026
Total Generación (GWh)	1.773
Total Retiros (GWh)	2.304
Transf. Físicas (GWh)	-531
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	6



Empresa: COLBÚN

GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

TECNOLOGÍA	Mar 2025	Feb 2026	Mar 2026
Diésel	3	1	1
Carbón	116	0	183
Gas Natural	408	234	324
GNL	0	0	0
Hidro	276	320	269
Solar	42	39	44
Eólico	91	123	125
Total	936	717	946

VALOR DEL AGUA PROMEDIO (US\$/MWh)

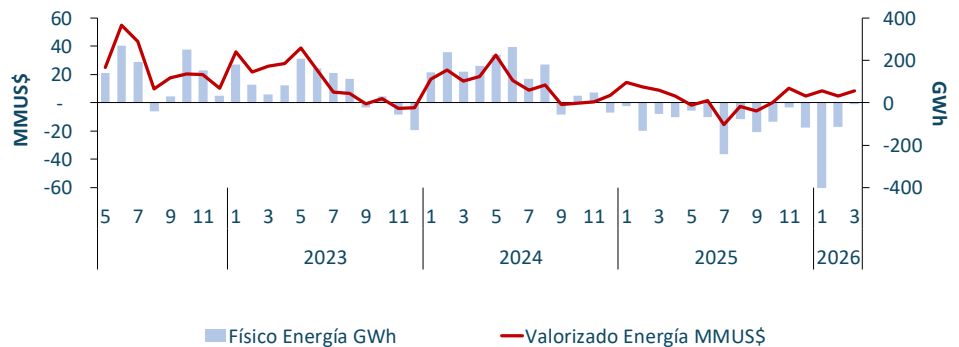
CENTRAL	Ene 2025	Ene 2026
Embalse Colbún	70	68

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	Mar 2026
Total Generación (GWh)	946
Total Retiros (GWh)	953
Transf. Físicas (GWh)	-7
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	8,24



*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)

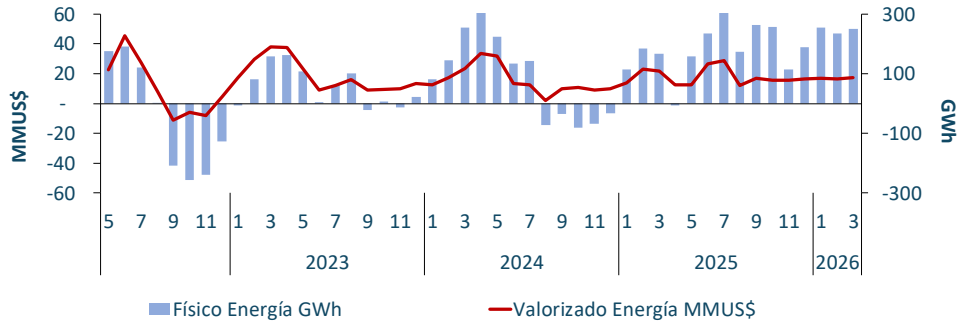
TECNOLOGÍA	Mar 2025	Feb 2026	Mar 2026
Diésel	0	0	0
Carbón	670	569	763
Gas Natural	0	0	0
GNL	0	0	0
Hidro	112	96	98
Solar	42	59	58
Eólico	58	51	51
Total	883	775	970

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	Mar 2026
Total Generación (GWh)	970
Total Retiros (GWh)	719
Transf. Físicas (GWh)	251
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	18



GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

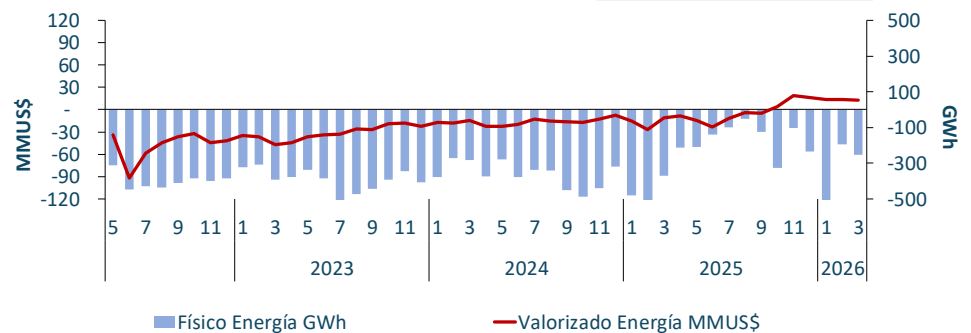
TECNOLOGÍA	Mar 2025	Feb 2026	Mar 2026
Diésel	0	0	0
Carbón	286	166	183
Gas Natural	105	156	164
GNL	0	0	0
Hidro	6	4	6
Solar	49	81	81
Eólico	67	76	69
Total	513	482	503

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	Mar 2026
Total Generación (GWh)	503
Total Retiros (GWh)	755
Transf. Físicas (GWh)	-253
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	13



GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

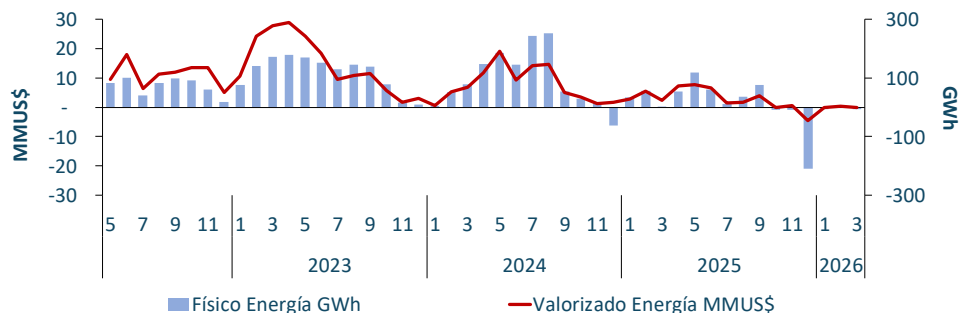
TECNOLOGÍA	Mar 2025	Feb 2026	Mar 2026
Diésel	13	1	2
Carbón	0	0	0
Gas Natural	0	0	0
GNL	4	8	0
Hidro	0	0	0
Solar	0	0	0
Eólico	0	0	0
Total	17	10	2

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	Mar 2026
Total Generación (GWh)	2
Total Retiros (GWh)	7
Transf. Físicas (GWh)	-5
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	0



*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 febrero de 2026, es de 96 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 marzo de 2026.

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

Fuente: CNE
Elaboración: Systep

EMPRESA GENERADORA	PRECIO MEDIO CONTRATOS US\$/MWh	ENERGÍA AÑO GWh
E-CL	124	7.597
ENEL GENERACIÓN	71	8.585
ENDESA	117	1.870
El Campesino	127	4.021
ACCIONA	106	1.111
Abengoa	156	955
IBEREÓLICA CABO LEONES II S.A.	64	860
Aela Generación S.A.	104	858
HUEMUL ENERGÍA (Caman)	53	640
HUEMUL ENERGÍA (Coihue)	54	640
PANGUIPULLI	131	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
Ibereolica Cabo Leones I S.A.	122	196
WPD MALLECO (Malleco II)	68	192
Otros	63	3.672
Precio Medio de Licitación	96	34.230

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

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

Fuente: CNE
Elaboración: Systep

EMPRESA DISTRIBUIDORA	PRECIO MEDIO CONTRATOS US\$/MWh	ENERGÍA AÑO GWh
Enel Distribución	100	10.569
CGE Distribución	92	9.294
Chilquinta	97	2.731
SAESA	98	1.949
Precio Medio Muestra	96	24.543

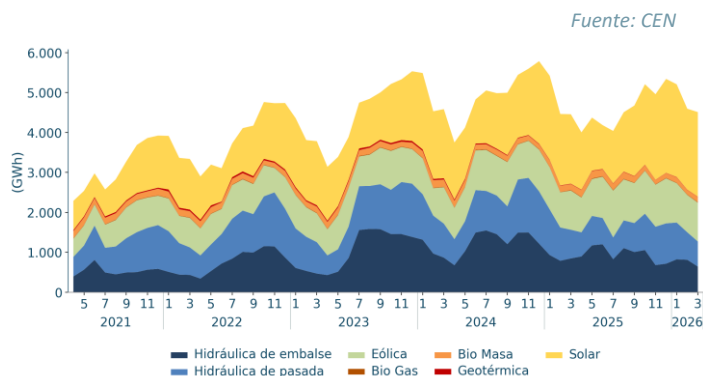
* Todos los procesos hasta la fecha indexados a marzo de 2026, ponderado por energía contratada del año 2026

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

En marzo de 2026, la mayor generación renovable corresponde a la producción solar que representó 47,0% (2.118,2 GWh), seguida por la generación eólica que representó 21,5% (971,8 GWh), luego, hidráulica de embalse que representó 14,3% (643,2 GWh), hidráulica de pasada que representó 13,9% (628,3 GWh), bio masa que representó 2,8% (126,8 GWh), bio gas que representó 0,3% (14,4 GWh), y finalmente, geotérmica que representó 0,2% (7,0 GWh).

Durante febrero de 2026* se registraron 595,8 GWh de energía solar y eólica vertida. Esto representa una disminución de 23,3% en comparación con enero de 2026 (776,4 GWh) y un aumento de 44,8% en relación con febrero de 2025 (411,5 GWh). Véase la Figura 5.2.

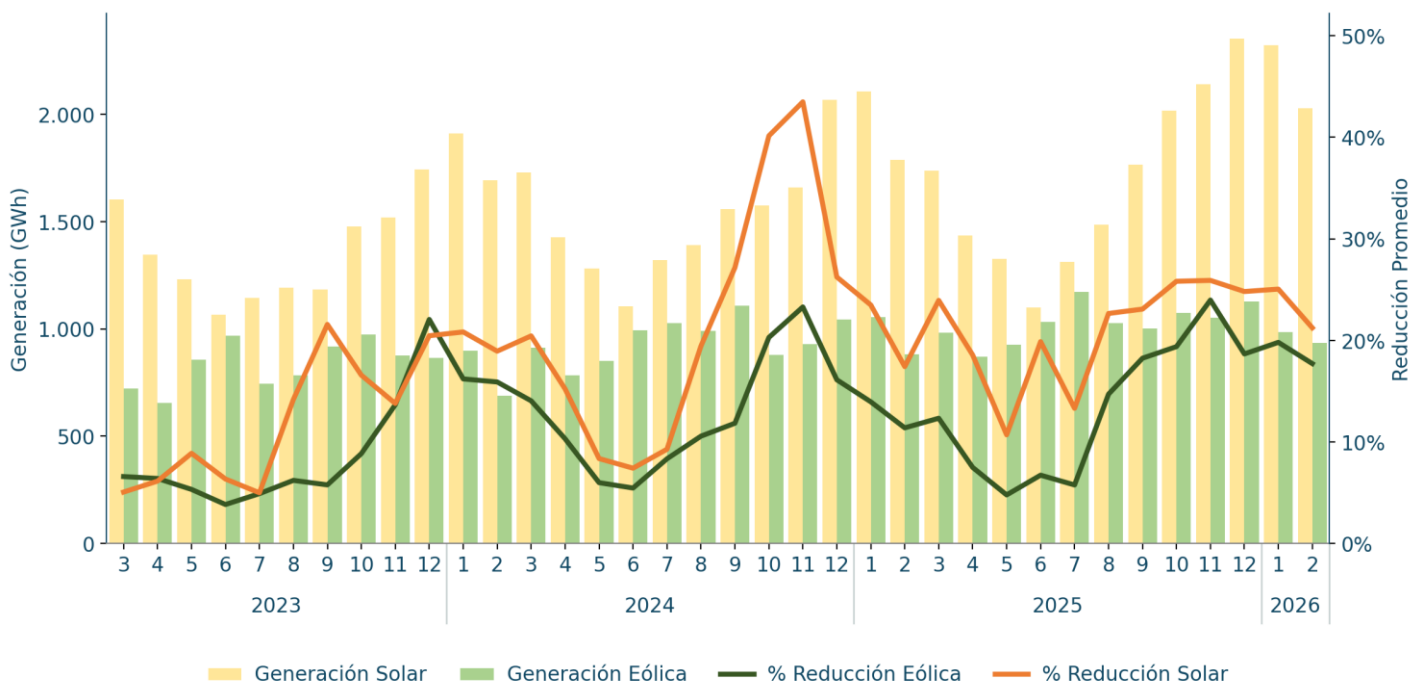
Figura 5.1:
Generación renovable histórica



*Las reducciones de energía eólica y solar corresponden al mes de febrero de 2026, debido al retraso en la actualización de la información.

Figura 5.2:
Vertimiento renovable histórico

Fuente: CEN



6.

EXPANSIÓN DEL SISTEMA

PLAN DE OBRAS

De acuerdo con la RE N° 163 CNE (31-03-2026) que declara y actualiza instalaciones de Generación y Transmisión en construcción, se espera la entrada de 7.123 MW de capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional. De estos, 12% corresponde a tecnología solar (880 MW), un 8% a tecnología eólica (599 MW), un 0% de tecnología hidráulica (0 MW), un 15% de tecnología solar con BESS (1.096 MW), un 63% de tecnología BESS (4.509 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 Tenó	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 Libélula	may-26	BESS	199,2
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 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 marzo de 2026, totalizan 14.190 MW con una inversión de MMUS\$ 20.274, mientras que los proyectos aprobados históricos totalizan 97.069 MW con una inversión de MMUS\$ 158.236 (ver Tabla 7.1).

Durante el mes de marzo, 5 proyectos entraron en calificación aportando una capacidad de 605 MW, de los cuales destaca el proyecto solar de “Ampliación y Modificaciones Parque Fotovoltaico Soles del Norte” de 220 MW, ubicado en la comuna de Ovalle.

Durante este mes se aprobaron 3 proyectos: 1 solar (9 MW), 1 eólico + BESS (114 MW), y 1 eólico (184 MW). Por último, se desistió 1 proyecto solar + BESS (47 MW).

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	2.741	4.343	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)	5.427	7.751	5.515	8.805
Híbrido (Eólico + BESS)	1.940	3.269	1.234	1.748
Almacenamiento	200	350	50	160
Total	14.190	20.274	97.069	158.236

Para mayor detalle sobre Proyectos en Evaluación SEIA, ver *Estadísticas System*, sección Infraestructura.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA



- Se publica la resolución exenta N° 173, que aprueba el Informe Técnico Definitivo para la Determinación de Precios Estabilizados de abril de 2026, de conformidad con el artículo 17 del DS N° 88 sobre MPG. El informe fija los precios estabilizados aplicables a estos medios y sus respectivas fórmulas de indexación ([ver más](#))
- Se publica la resolución exenta N° 187, que aprueba el Informe Técnico Preliminar para la Fijación de Precios de 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 Zonal y Dedicada, elaborado en el marco del proceso tarifario 2024-2027 ([ver más](#)).

MINISTERIO DE ENERGÍA



- Se publica el decreto N° 4T, que fija precios de nudo para suministros de electricidad, estableciendo el nuevo marco tarifario aplicable a suministros regulados y dando soporte normativo al ajuste de tarifas eléctricas del segundo semestre de 2026 ([ver más](#)).
- Se rectifica la resolución exenta ministerial N° 9/2026, que aprobó el monto total del subsidio transitorio al pago del consumo de energía eléctrica del primer semestre de 2026 y los listados de hogares beneficiarios, corrigiendo el acto y ordenando la publicación actualizada de los listados ([ver más](#)).
- Se publica el decreto N° 2T, que fija los precios máximos de servicios no consistentes en suministro de energía asociados a la distribución eléctrica, esto es, tarifas aplicables a prestaciones reguladas de las distribuidoras distintas del suministro mismo de electricidad ([ver más](#))
- Se publica el decreto N° 25T, que fija las empresas adjudicatarias de la construcción y ejecución de obras de ampliación de los sistemas de transmisión nacional y zonal contempladas en el decreto exento N° 4/2024, además de otras obras adjudicadas conforme al reglamento de transmisión ([ver más](#)).
- Se publica informe elaborado por expertos del sector para el ministerio de energía, que identifica brechas regulatorias en el sistema eléctrico y recomienda priorizar la reforma al sector distribución y la modernización institucional ([ver más](#)).

Superintendencia de Electricidad y Combustibles



- Mediante oficio ordinario electrónico N° 324983, la SEC ratifica que PMG/PMGD tienen derecho a suscribir contratos de suministro con clientes finales y participar del balance de transferencias económicas, pudiendo elegir entre el costo marginal o un precio estabilizado para las inyecciones, y con retiros valorizados a costo marginal.

Coordinador Eléctrico Nacional



- CEN informa a la SEC brechas de cumplimiento normativo de los coordinados que podrían afectar la seguridad del sistema eléctrico, en materias como información en tiempo real, teleprotecciones, esquemas automáticos ante contingencias, planes de recuperación de servicio y planes de contingencia ([ver más](#)).
- Se publica el Informe de Monitoreo de la Competencia en el Mercado Eléctrico 2025. En este, se identifica un mercado desconcentrado a nivel agregado, pero con desafíos estructurales al analizar el sistema por horas y subsistemas, incluyendo mayor frecuencia de escenarios altamente concentrados y persistencia de distorsiones en el segmento PMGD ([ver más](#))
- CEN realiza un llamado a licitación pública internacional para adjudicar los derechos de ejecución y explotación de 17 proyectos nuevos de expansión del sistema de transmisión, con una inversión referencial de US\$ 480 millones ([ver más](#)).
- El Coordinador introduce mejoras a las bases de licitación de obras de transmisión para fortalecer la competencia y acelerar el desarrollo de proyectos, incluyendo cambios al esquema de garantías, simplificación de requisitos administrativos y ajustes orientados a reducir barreras de entrada para los oferentes ([ver más](#)).
- El Coordinador remite al Ministerio de Energía su propuesta de obras necesarias y urgentes conforme al artículo 91° bis de la LGSE, identificando siete proyectos a promover, entre ellos ampliaciones con almacenamiento, refuerzos en subestaciones y nuevos reactores por razones de suficiencia, seguridad y resiliencia del suministro ([ver más](#)).



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

