



REPORTE MENSUAL
Sector Eléctrico

Diciembre 2025

REPORTE MENSUAL

Sector Eléctrico

SISTEMAS
- INGENIERIA
- DISEÑOS

• 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

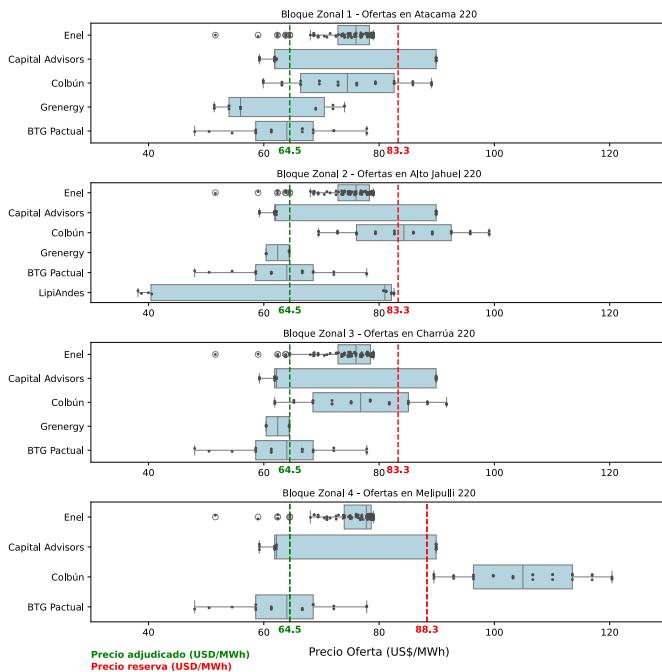
© Systep Ingeniería y Diseños elabora este Reporte Mensual del Sector Eléctrico en base a información de dominio público. El presente documento es para fines informativos únicamente, por lo que los clientes podrán considerar este informe sólo como un factor en la toma de sus decisiones de inversión, 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.

Licitaciones 2025/01 y 2025/02: Procesos exitosos, ¿pero a qué costo?

Desde julio de 2023 a la fecha se ha solicitado el término anticipado de contratos para el suministro de clientes regulados por un total de 4.581 GWh/año de energía contratada. Dado que, según estimaciones de la CNE en su último Informe de Licitaciones, esto implica una subcontratación de energía para los próximos años, la Comisión impulsó dos procesos de licitación orientados a satisfacer la demanda regulada al menos hasta 2028. El 11 de diciembre se adjudicó la licitación 2025/01, con un monto total licitado de 3.360 GWh/año. El proceso tuvo una serie de particularidades al ser el primero en su tipo, entre las cuales destacan: i) es la primera licitación de corto plazo, con energía licitada entre los años 2027 y 2030, por lo que dada la proximidad del inicio de suministro no se incluye la opción de desarrollar nuevos proyectos que respalden las ofertas, ii) se incorporó un cuarto bloque geográfico respecto de los tres considerados en la licitación 2023/01, correspondiendo a una subdivisión del área entre las subestaciones Itahue y Chiloé, y iii) la garantía de fiel cumplimiento del contrato ahora se extiende a todo el periodo de suministro más tres meses, a diferencia de procesos anteriores, donde la garantía debía tener una vigencia solo de 15 meses.

A la licitación 2025/01 se presentaron seis oferentes correspondientes a seis grupos empresariales, cuyas ofertas se resumen en la Figura E.1. Como resultado del proceso, se adjudicó el 100% de la energía a Enel Generación, a un precio base de 64,499 US\$/MWh para todos los bloques zonales/horarios, con una indexación de 70% al índice Henry Hub (HH) y un 30% al *Consumer Price Index* (CPI) de Estados Unidos. Al revisar la distribución zonal y horaria de las ofertas, el bloque Z4 (zona sur) es el que concitó menor interés por parte de los oferentes.

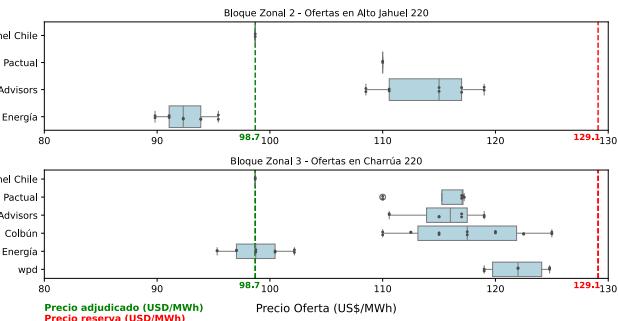
Figura E.1:
Ofertas presentadas en licitación 2025/01 por bloque zonal



Para cubrir los requerimientos del próximo año, se realizó en paralelo un segundo proceso licitatorio denominado 2025/02, el que fue adjudicado el 24 de diciembre, considerando un monto total licitado de 1.470 GWh/año. Entre las novedades de este proceso con respecto a la licitación 2025/01 destacan: i) la energía licitada solo corresponde al año 2026, por lo que, al ser una licitación excepcional, la normativa establece que el precio de reserva corresponde a la componente de energía del Precio Medio de Mercado (PMM) determinado en el Informe de Precios de Nudo de Corto Plazo vigente, incrementado en hasta un 50%¹, valor que queda definido en las bases, ii) solo se licitaron dos bloques zonales, correspondientes a las zonas 2 (centro) y 3 (centro-sur), dado que no se vislumbran déficits en otras áreas, iii) no se permitió ofertar en bloques horarios por separado, sino agrupados en pares: A y B (entre las 00:00 y 17:59, además de entre 23:00 y 23:59), o C y D (entre las 8:00 y 22:59), y iv) un mecanismo definido en la Ley para ajustar el precio de la energía efectivo que se pagará al suministrador, el que depende de la relación que se verifique entre los costos marginales reales en los puntos de oferta y el PMM.

A la licitación 2025/02 se presentaron siete oferentes, correspondientes a seis grupos empresariales, cuyas ofertas se resumen en la Figura E.2. Como resultado del proceso, nuevamente se adjudicó el 100% de la energía a Enel Generación, a un precio base de 98,699 US\$/MWh para todos los bloques zonales/horarios, con indexación completamente a CPI. Al contrario de la licitación 2025/01, al analizar la distribución zonal y horaria de las ofertas no hay grandes diferencias en la cantidad de energía ofertada en cada bloque zonal. Sin embargo, sí hubo una clara preferencia por la combinación de bloques horarios C/B por sobre la combinación A/B.

Figura E.2:
Ofertas presentadas en licitación 2025/02 por bloque zonal



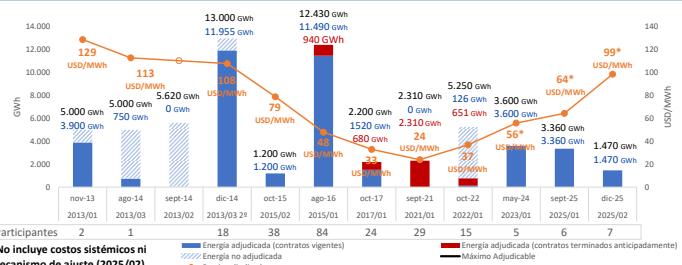
Si bien la adjudicación del 100% de la energía en ambos procesos supone en principio una buena noticia para los consumidores regulados, los resultados deben analizarse con cautela.

Como se puede ver en la Figura E.3, ambos procesos continúan con la tendencia al alza del precio base de la energía que viene desde la licitación 2022/01. A esto se debe agregar que las últimas tres licitaciones incorporan el traspaso de costos sistémicos o cargos laterales al cliente regulado, los que deben sumarse al precio base para hacerlo comparable a procesos anteriores, como analizamos en nuestra editorial de mayo de 2024².

¹ Art. 135 quinqueis, LGSE

² Editorial mayo 2024

Figura E.3:
Resultados de licitaciones de suministro para clientes regulados realizadas desde 2013 en adelante



Adicionalmente, el precio efectivo que se aplicará para la energía adjudicada en la licitación 2025/02 dependerá de los costos marginales reales, por lo que una comparación con otros procesos también requiere de una estimación de la evolución de dichos valores y el PMM. De acuerdo con la proyección que se muestra más adelante en este reporte, el precio efectivo promedio anual debiese oscilar entre 40 US\$/MWh y 80 US\$/MWh, dependiendo de la zona considerada, la condición hidrológica y disponibilidad de generación de costo cero (particularmente en horas de día). Esto explica en gran parte las diferencias que se vieron en los precios de ambas licitaciones (siendo en varios casos ofertas de las mismas empresas), ya que se debió ponderar el efecto que tendría este mecanismo de ajuste.

Con respecto al precio de reserva, gran parte de las ofertas presentadas en la licitación 2025/01 quedaron por debajo de éste. Esto marca una diferencia con procesos anteriores, donde varias ofertas no fueron evaluadas por superar el valor máximo permitido. Esto pareciera reflejar una menor brecha entre las expectativas de la CNE y la visión de los actores del mercado. Sin embargo, es necesario esperar a futuras licitaciones para ver si efectivamente esto responde a un ajuste de la visión de la autoridad, o a otras razones.

Con la adjudicación de ambos procesos a un precio ofertado menor al promedio de los contratos regulados vigentes a diciembre de 2025, se puede llegar a la conclusión errónea de una mejora en las condiciones de precios. Al respecto, la CNE mencionó en el comunicado de prensa del proceso 2025/01 una reducción del 2% al 4% del PMM regulado proyectado para el 2027. Si bien esto está en un rango razonable, se debe tener en cuenta el contexto que originó ambas licitaciones, que como se indicó más arriba responde al término anticipado de contratos por 4.581 GWh/año, los que tienen un precio ofertado promedio de cerca de 38 US\$/MWh. **Si tales contratos no se hubiesen terminado y estas licitaciones no se hubiesen realizado, el PMM proyectado para el 2027 hubiese bajado poco más de un 7% con respecto a la situación sin tales contratos³; respecto de ese valor, el reemplazo de energía por lo adjudicado en la licitación 2025/01 significa un aumento de 6% del PMM proyectado a 2027.** Este debiese ser el punto de comparación al evaluar la efectividad de las nuevas licitaciones.

Por otro lado, llama la atención que en dos procesos llevados a cabo durante el mismo año, y cerrados solo con semanas de diferencia, la indexación asociada a las ofertas adjudicadas a un mismo oferente difiera. En la licitación 2025/01 la indexación fue un 70% a HH y en un 30% a CPI, mientras que en la licitación 2025/02 la indexación fue 100% a CPI. La razón radica en las proyecciones de HH utilizadas por la CNE para el cálculo del precio nivelado: si bien ambas son de la misma fuente (EIA), para la licitación 2025/01 se utilizó el *Annual Energy Outlook 2025*, mientras que en la licitación 2025/02 se consideró la proyección

de corto plazo que el EIA publica mensualmente. Ambas curvas varían considerablemente, reflejando la primera una disminución del precio base, y la segunda un aumento, como se observa en la Figura E.4. Esto releva una posibilidad de mejora en futuros procesos, en el sentido de considerar un análisis más bien probabilístico para el precio nivelado: no es evidente que una u otra tendencia sean las que efectivamente se materialicen en los próximos años, lo que podría implicar que en la práctica no se haya seleccionado la oferta que efectivamente sea la más económica para los balances reales.

Figura E.4:
Diferencias entre los índices Henry Hub proyectados en cada licitación con respecto al precio base



Por último, el aumento de la vigencia mínima de la garantía de fiel cumplimiento del contrato apunta a una solución que entregue mayor certeza a los clientes resultados, reduciendo la posibilidad de futuros términos anticipados de contratos. No obstante, se debe ratificar si medidas como esta se aplicarán en futuras licitaciones con un período de suministro más largo. También se podrían considerar otras alternativas que hagan más robustos los procesos, pero manteniendo el fomento a la competitividad. Por ejemplo, aumentar las exigencias impuestas al informe de clasificación de riesgo, evaluar la posibilidad de un voto temporal en futuras licitaciones a empresas que hayan desistido de contratos anteriores, así como a sus matrices y subsidiarias, o exigir que los proyectos que respaldan las ofertas estén en etapas de desarrollo más avanzadas (RCA aprobada), entre otros.

En resumen, si bien estas dos licitaciones permiten cubrir el déficit de energía motivado por el término anticipado de contratos de procesos anteriores, el precio adjudicado se encuentra muy por encima del de aquellos contratos que se dieron de baja, los que más aún no incluyan el traspaso de cargos laterales, por lo que los clientes regulados están en una peor situación en comparación a un escenario donde dichos contratos siguieran vigentes.

Esto releva la importancia de un comentario planteado en nuestra editorial de agosto de 2022⁴: no todo es energía. Los contratos terminados anticipadamente evidencian el riesgo de adjudicar exclusivamente con criterio de menor precio, en desmedro de ponderar también otros aspectos que den cuenta de la robustez de la oferta. La creciente penetración de centrales renovables fue celebrada por distintos gobiernos como tecnologías que permitirían reducir las tarifas de los clientes regulados, pero en los últimos 10 años el PMM regulado muestra valores consistentemente en torno o por sobre los 100 US\$/MWh. ¿Estamos enfocando el problema de la manera adecuada? ¿La adjudicación al menor precio es el único factor que permitirá reducir las tarifas? ¿Existen otras variables importantes que estamos pasando por alto? Es urgente realizar modificaciones estructurales a los procesos de licitación que permitan reducir los costos de un insumo tan importante para la población como lo es la electricidad. El gobierno actual ya dio un paso con una mesa de trabajo con actores de la industria. Ahora la siguiente administración tiene la palabra.

³ Se consideraron cargos laterales equivalentes a 14 US\$/MWh.

⁴ Editorial agosto 2022

GENERACIÓN

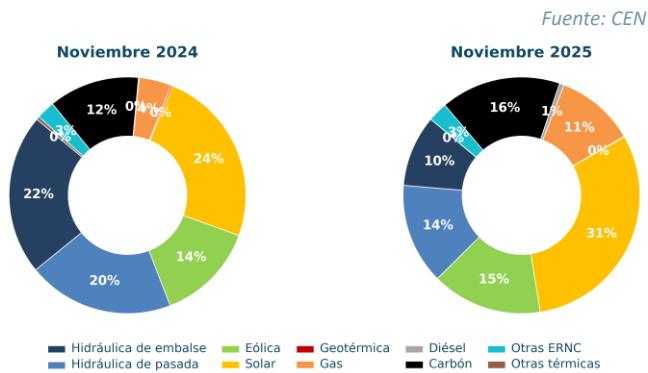
En noviembre, la generación total del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) alcanzó los 6.972 GWh/mes, lo que representa una disminución de -0,8% en comparación con octubre de 2025 (7.028 GWh/mes) y un incremento del 2,2% en relación con noviembre de 2024 (6.822 GWh/mes) (Ver Figura 1.1).

La participación de la generación hidráulica de embalse, hidráulica de pasada, geotérmica se redujo en 55%, 30%, 64%, respectivamente, en comparación con noviembre de 2024. En contraste, la generación eólica, solar, gas, diésel, carbón aumentó en un 13%, 29%, 152%, 547%, 35%, respectivamente, respecto al mismo período del año anterior.

En cuanto a la generación bruta registrada en noviembre, la potencia máxima alcanzó los 12.307 MW el día 24, mientras que la mínima fue de 7.434 MW el día 2. 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 noviembre estuvieron en mantenimiento mayor las centrales a gas: Mejillones-CTM3 (19 días), San Isidro I (16 días), Atacama 1 (11 días), Nehuenco I (9 días), San Isidro II (7 días) y Candelaria 1 (5 días); hidráulicas: Rapel (18 días) y Abanico (1 día); a carbón: Cochrane-CCH1 (13 días), Campiche (8 días), Guacolda 4 (8 días) y Guacolda 5 (3 días); diésel: Los Pinos (6 días), Antilhue (4 días), Pajonales (2 días) y Termopacífico (2 días); y eólicas: PE Los Olmos (3 días).

Figura 1.1:
Energía mensual generada en el SEN

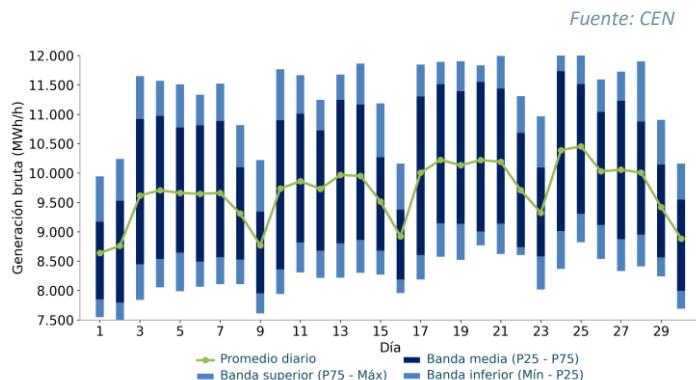


6.822
GWh/mes

Generación
total del mes

6.972
GWh/mes

Figura 1.2:
Generación bruta del SEN



12.307
MW
máxima

Potencia
Mes

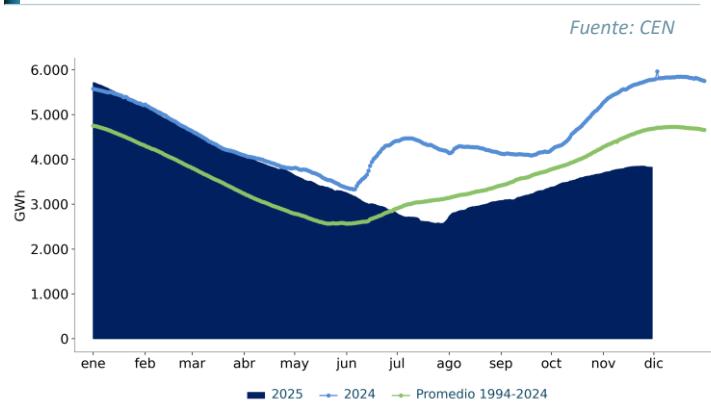
7.434
MW
mínima

HIDROLOGÍA

En noviembre, la energía embalsada en el SEN fue inferior en comparación con 2024 (con una variación de -33.8%) y se ubicó por debajo del promedio histórico (1994-2024) (con una variación de -18.3%) (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



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

COSTOS MARGINALES

En noviembre de 2025 el costo marginal de la barra Crucero 220 fue de 41,9 US\$/MWh, lo cual registró una variación de 18,1% con respecto a octubre de 2025 (35,5 US\$/MWh), y una variación de 5,0% respecto a noviembre de 2024 (39,9 US\$/MWh). Los costos en demanda baja fueron determinados por el gas, mientras que en demanda alta por el diésel (ver Figura 1.4).

En noviembre de 2025 el costo marginal de la barra Alto Jahuel 220 fue de 46,3 US\$/MWh, lo cual registró una variación de 41,3% con respecto a octubre de 2025 (32,8 US\$/MWh), y una variación de 77,2% respecto a noviembre de 2024 (26,2 US\$/MWh). Los costos en demanda baja fueron determinados por el carbón y gas, mientras que en demanda alta por el diésel (ver Figura 1.5).

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

Fuente: CEN

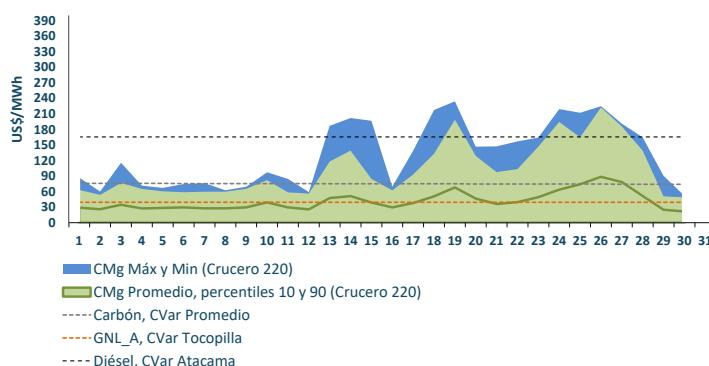
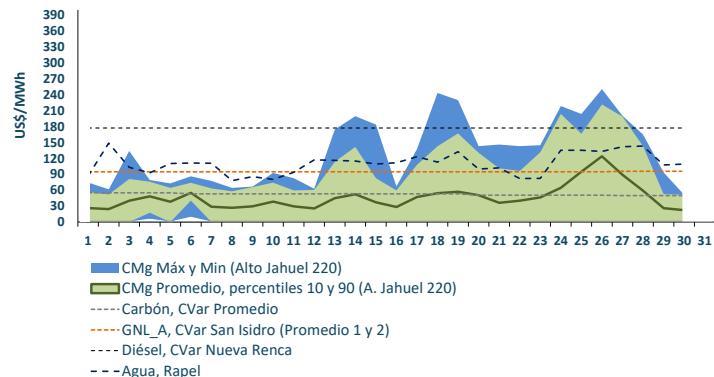


Figura 1.5:
Principales costos variables y costo marginal promedio diario de noviembre para Alto Jahuel 220kV

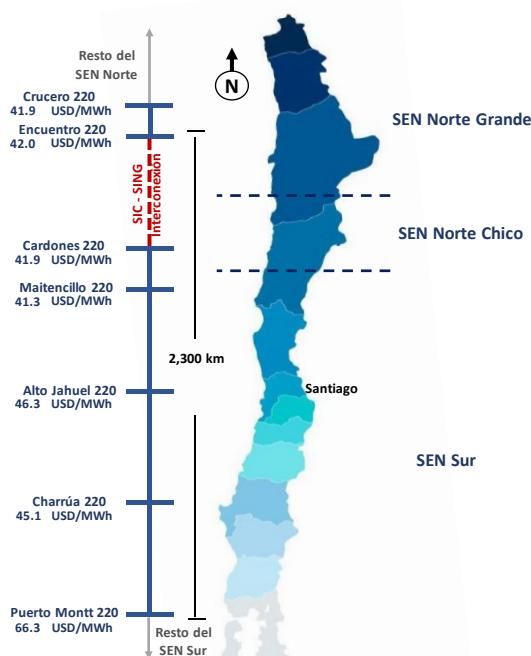
Fuente: CEN



Durante el mes de noviembre 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 noviembre en barras representativas del sistema

Fuente: CEN



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

PROYECCIÓN SYSTEMP 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 de la demanda a la fecha, la proyección de la demanda considera un crecimiento total de 0,0% para el año 2025 respecto del año 2024. 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 5.416 MW de nueva capacidad, de los cuales 1.501 MW son solares, 475 MW son eólicos, 40 MW son diésel y 3.400 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.

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

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%).

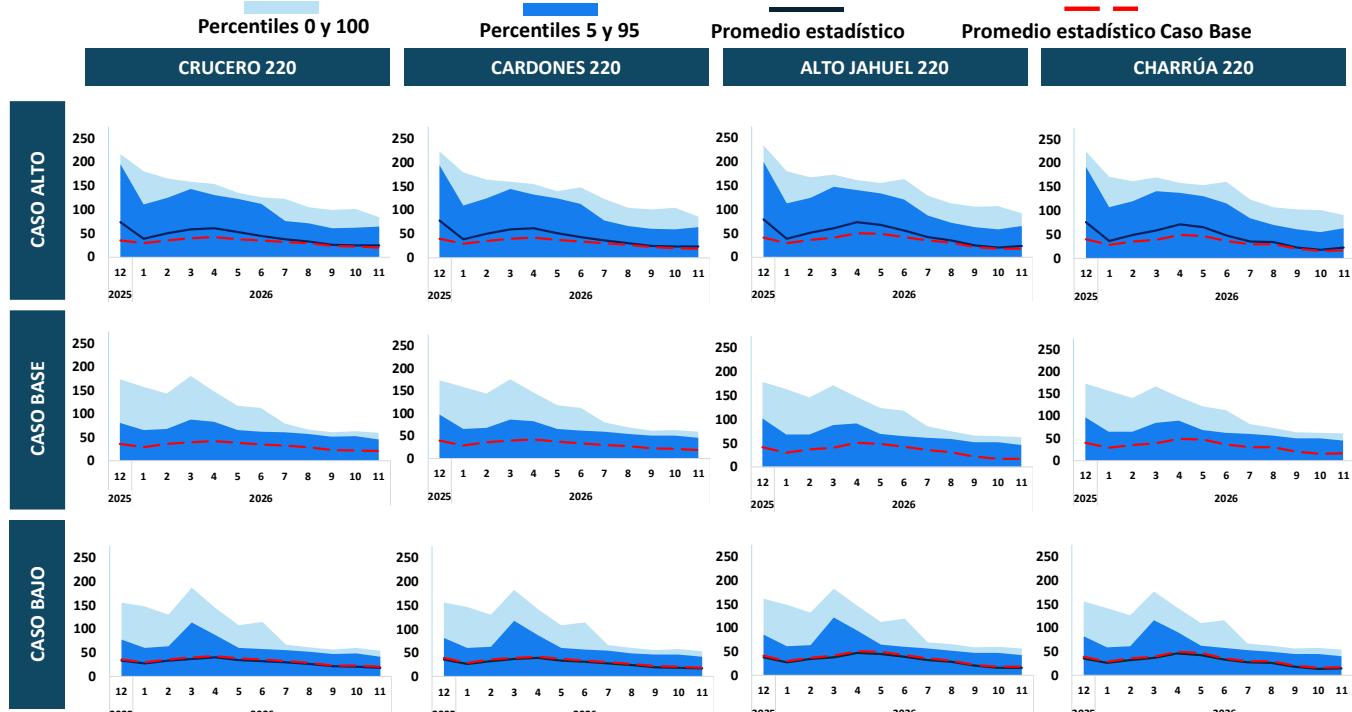
Entre los días 4 y 11 de diciembre se registraron desacoplos en horario diurno entre la zona norte y centro del SEN, ocasionados por la desconexión programada del circuito N°1 del tramo Cumbre – Nueva Cardones, requerida para trabajos de mantenimiento en la S/E Nueva Cardones. Adicionalmente, se observaron horas nocturnas con elevados costos marginales en todo el sistema, motivado por una baja generación eólica no prevista e indisponibilidad de centrales térmicas de base.

Tabla 2.1:
Supuestos considerados en las simulaciones

	SUPUESTOS	BAJO	BASE	ALTO
Precios Combustibles				
CARBÓN US\$/Ton	Mejillones*	376	418	460
	Angamos*	91	101	111
	Guacolda*	104	115	127
	Andina	100	111	122
	Hornitos	100	111	122
	Santa María	177	197	216
	N. Ventanas	106	118	130
DIESEL US\$/ Bbl	Quintero	131	146	160
	Mejillones	109	121	133
GNL US\$/ MMbtu	San Isidro 1	8	9	9
	Nehuenco 1	8	9	-
	Mejillones CTM3	7	8	-
	U16	7	7	8
	Kelar	8	9	-
GN US\$/ MMbtu	San Isidro 2	5	6	-
	U16	6	7	-
	Nehuenco 2	6	6	-
	Nueva Renca	6	6	-

*Se considera el promedio de las unidades

Fuente: Systep



En noviembre, Enel aumentó su generación en base a solar y gas natural, mientras que disminuyó su generación en base a hidro, geotermia y eólico. Por su parte, Colbún aumentó su producción en base a carbón, gas natural y eólico, mientras que disminuyó su generación en base a hidro. AES Andes aumentó su generación a hidro y solar, mientras que disminuyó su generación en base a carbón y eólico. Engie aumentó su producción en base a carbón, gas natural, eólico y solar, mientras que disminuyó su generación en base a hidro. Por último, Tamakaya aumentó su producción en base a diésel y GNL.

En noviembre, la empresa AES Andes fue excedentaria, mientras que Enel, Colbún, Engie y Tamakaya fueron deficitarias.

Empresa: ENEL CHILE

GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

TECNOLOGÍA	Nov 2024	Oct 2025	Nov 2025
Diésel	2	1	2
Carbón	0	0	0
Gas Natural	140	184	290
GNL	0	0	0
Hidro	1.384	942	659
Solar	265	296	321
Eólico	155	176	174
Geotérmica	15	10	5
TOTAL	1.961	1.609	1.450

VALOR DEL AGUA PROMEDIO (US\$/MWh)

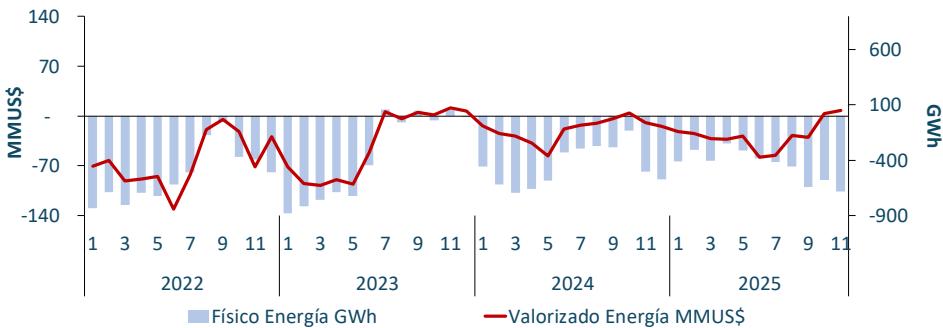
CENTRAL	Nov 2024	Nov 2025
Embalse Ralco	2	122

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Nov 2024	Nov 2025
San Isidro GNL_A (TG1+TV1, prom. I y II)	97,3	95,0
San Isidro GN_A (TG1+TV1, prom. I y II)	57,6	38,7
Taltal Diésel (Prom. I y II)	0,0	0,0
Atacama Diésel (TG1A+TG1B+TV1C)	174,7	165,6

TRANSFERENCIA DE ENERGIA

ÍTEM	Nov 2025
Total Generación (GWh)	1.450
Total Retiros (GWh)	2.130
Transf. Físicas (GWh)	-680
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	8



Empresa: COLBÚN

GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

TECNOLOGÍA	Nov 2024	Oct 2025	Nov 2025
Diésel	2	1	1
Carbón	0	2	21
Gas Natural	56	128	181
GNL	0	0	0
Hidro	741	505	431
Solar	48	40	40
Eólico	36	143	175
Total	883	819	849

VALOR DEL AGUA PROMEDIO (US\$/MWh)

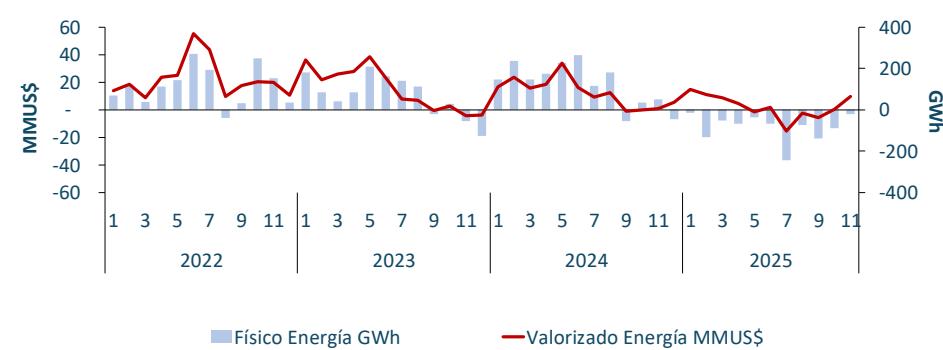
CENTRAL	Nov 2024	Nov 2025
Embalse Colbún	0	78

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Nov 2024	Nov 2025
Santa María	46,7	70,4
Nehuenco GNL_A (TG1+TV1, Prom. I y II)	102,5	102,5
Nehuenco GN_A (TG1+TV1, Prom. I y II)	58,4	44,7
Nehuenco Diesel (TG1+TV1, Prom. I y II)	180,3	180,3

TRANSFERENCIA DE ENERGIA

ÍTEM	Nov 2025
Total Generación (GWh)	849
Total Retiros (GWh)	870
Transf. Físicas (GWh)	-21
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	9,67



Empresa:
AES ANDES

GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

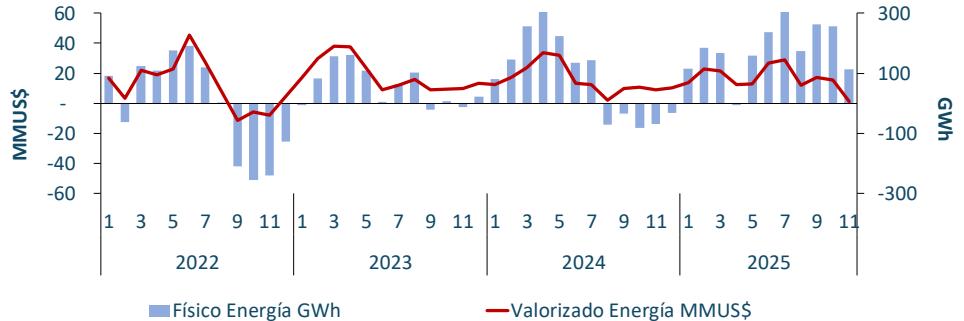
TECNOLOGÍA	Nov 2024	Oct 2025	Nov 2025
Diésel	0	0	0
Carbón	487	716	554
Gas Natural	0	0	0
GNL	0	0	0
Hidro	124	66	95
Solar	14	51	57
Eólico	48	57	41
Total	673	890	748

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Nov 2024	Nov 2025
N. Ventanas y Campiche	65,6	52,0
Angamos (prom. 1 y 2)	60,1	43,9
Norgener (prom. 1 y 2)	0,0	0,0

TRANSFERENCIA DE ENERGIA

ÍTEM	Nov 2025
Total Generación (GWh)	748
Total Retiros (GWh)	634
Transf. Físicas (GWh)	114
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	1



Empresa:
ENGIE

GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

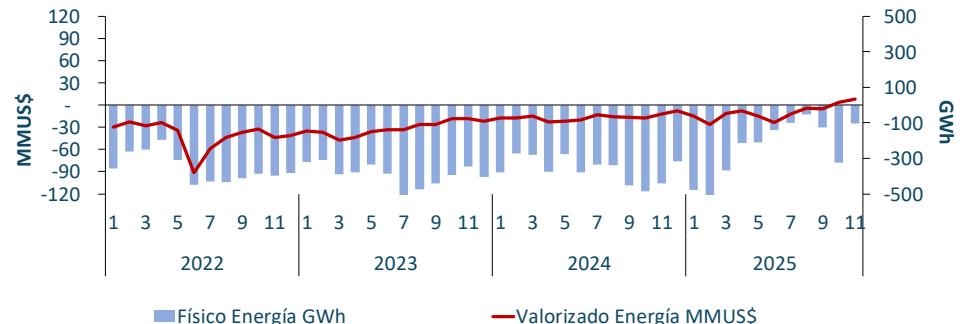
TECNOLOGÍA	Nov 2024	Oct 2025	Nov 2025
Diésel	1	5	5
Carbón	133	152	340
Gas Natural	67	96	117
GNL	0	0	0
Hidro	11	12	5
Solar	58	89	96
Eólico	68	83	95
Total	338	437	658

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Nov 2024	Nov 2025
Andina Carbón	75,5	50,6
Mejillones Carbón	180,0	180,0
Tocopilla GNL_A (U16-TG1+TV1)	31,9	39,5

TRANSFERENCIA DE ENERGIA

ÍTEM	Nov 2025
Total Generación (GWh)	658
Total Retiros (GWh)	762
Transf. Físicas (GWh)	-104
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	8



Empresa:
TAMAKAYA

GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

TECNOLOGÍA	Nov 2024	Oct 2025	Nov 2025
Diésel	0	0	18
Carbón	0	0	0
Gas Natural	0	0	0
GNL	21	0	1
Hidro	0	0	0
Solar	0	0	0
Eólico	0	0	0
Total	21	0	19

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Nov 2024	Nov 2025
Kelar GNL_A (TG1 + TG2 + TV)	60,1	60,1
Kelar Diesel (TG1 + TG2 + TV)	138,6	127,8

TRANSFERENCIA DE ENERGIA

ÍTEM	Nov 2025
Total Generación (GWh)	19
Total Retiros (GWh)	28
Transf. Físicas (GWh)	-9
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	1



El precio promedio de los contratos firmados entre generadores y empresas distribuidoras para el suministro de clientes regulados, indexado a noviembre de 2025, es de 99 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 Enel accede a menores precios, mientras que Chilquinta 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 2017/01, que corresponde a los contratos vigentes a la fecha de elaboración del presente reporte.

Tabla 4.1:
Precio medio de licitación indexado a noviembre de 2025 por generador, en barra de oferta*

Fuente: CNE
Elaboración: Systep

EMPRESA GENERADORA	PRECIO MEDIO CONTRATOS US\$/MWh	ENERGÍA AÑO 2025 GWh
E-CL	121	7.598
ENEL GENERACIÓN	69	5.936
ENDESA	105	4.125
El Campesino	126	4.022
ACCIONA	104	1.111
COLBÚN	85	1.000
Abengoa	155	955
IBEROLÍCA CABO LEONES II S.A.	64	861
Aela Generación S.A.	100	859
HUEMUL ENERGÍA (Caman)	53	640
HUEMUL ENERGÍA (Coihue)	53	640
PANGUIPULLI	124	165
CONDOR ENERGÍA (Esperanza)	58	530
CONDOR ENERGÍA (C° Tigre)	57	463
CONDOR ENERGÍA (Tchamma)	54	441
San Juan Spa.	139	422
WPD MALLECO (Malleco)	68	398
Pelumpén S.A.	110	349
PUELCHE SUR EÓLICA	60	287
SONNEDIX COX	71	265
Ibereolica Cabo Leones I S.A.	121	196
WPD MALLECO (Malleco II)	67	192
Otros	103	1.563
Precio Medio de Licitación	99	33.015

*Todos los procesos hasta la fecha indexados a noviembre de 2025, ponderado por energía contratada del año 2025

Tabla 4.2:
Precio medio de licitación indexado a noviembre de 2025 por distribuidora, en barra de oferta*

Fuente: CNE
Elaboración: Systep

EMPRESA DISTRIBUIDORA	PRECIO MEDIO CONTRATOS US\$/MWh	ENERGÍA AÑO 2025 GWh
Enel Distribución	96	12.381
CGE Distribución	97	9.354
Chilquinta	100	2.670
SAESA	99	2.146
Precio Medio Muestra	97	26.551

*Todos los procesos hasta la fecha indexados a noviembre de 2025, ponderado por energía contratada del año 2025

Para mayor detalle sobre Precios de Licitación, ver [Estadísticas Systep](#), sección Precios de licitación SEN.

En noviembre de 2025, la mayor generación renovable corresponde a la producción solar que representó 43,2% (2.139,6 GWh), seguida por la generación eólica que representó 21,2% (1.052,8 GWh), luego, hidráulica de pasada que representó 19,4% (960,7 GWh), hidráulica de embalse que representó 13,7% (681,0 GWh), bio masa que representó 2,1% (106,1 GWh), bio gas que representó 0,2% (11,8 GWh), y finalmente, geotérmica que representó 0,1% (5,3 GWh).

Durante octubre de 2025* se registraron 728,9 GWh de energía solar y eólica vertida. Esto representa un aumento de 23,6% en comparación con septiembre de 2025 (589,7 GWh) y una disminución de 10,0% en relación con octubre de 2024 (809,6 GWh). Véase la Figura 5.2.

Figura 5.1:
Generación renovable histórica

Fuente: CEN

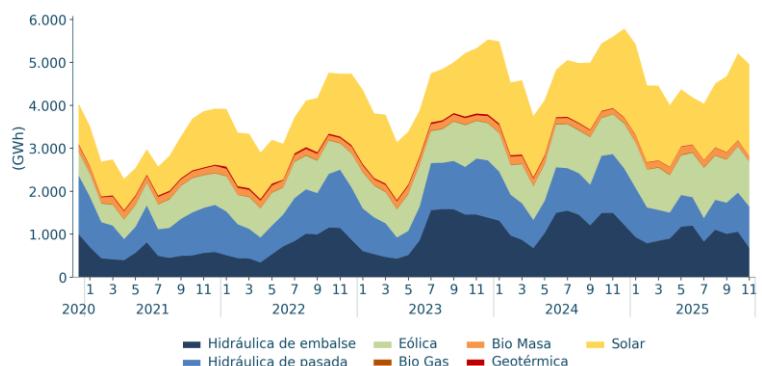
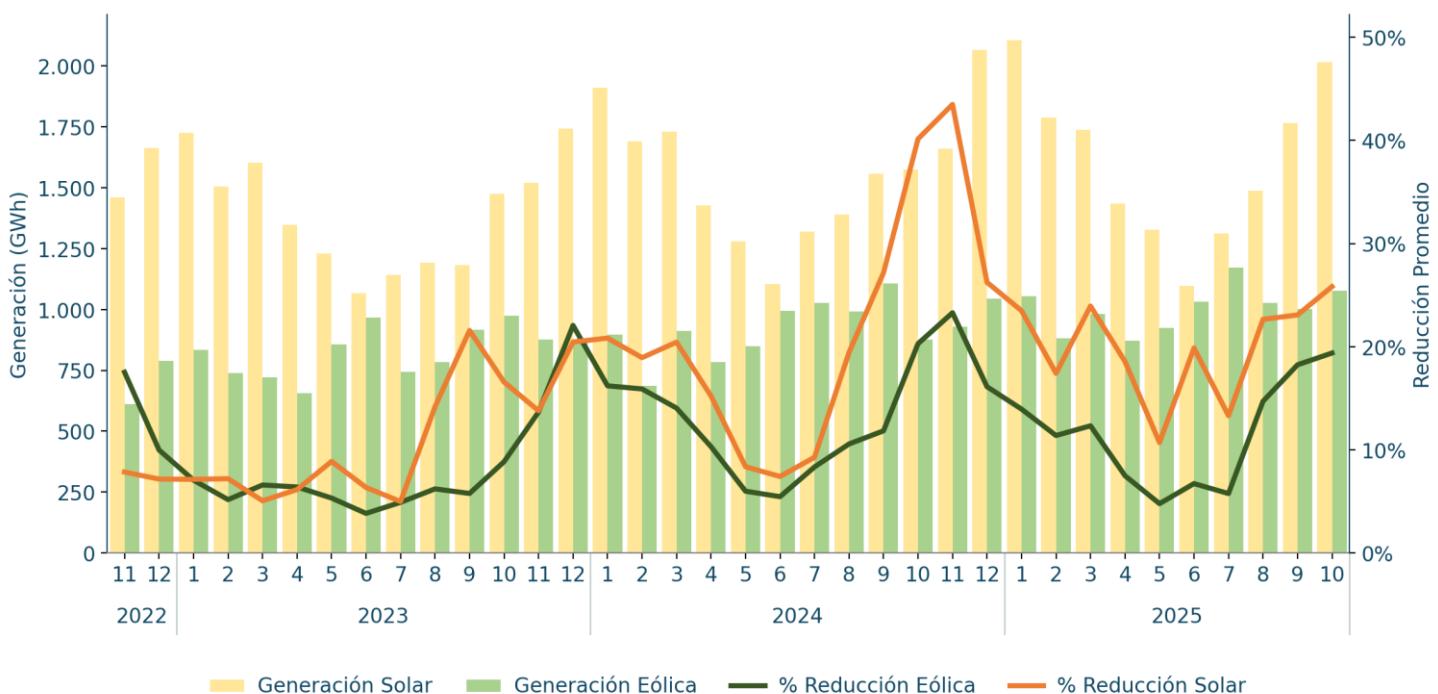


Figura 5.2:
Vertimiento renovable histórico

Fuente: CEN



*Información actualizada hasta octubre de 2025.

PLAN DE OBRAS

De acuerdo con la RE N° 738 CNE (28-11-2025) que declara y actualiza instalaciones de Generación y Transmisión en construcción, se espera la entrada de 7.534 MW de capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional. De estos, 10% corresponde a tecnología solar (717 MW), un 8% a tecnología eólica (633 MW), un 0% de tecnología hidráulica (0 MW), un 15% de tecnología solar con BESS (1.159 MW), un 64% de tecnología BESS (4.785 MW) y un 3% de tecnología térmica (240 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 DE INTERCONEXION	TIPO DE TECNOLOGIA	POTENCIA NETA (MW)
Arena BESS	dic-25	BESS	220,0
BESS Arenales	nov-25	BESS	300,0
BESS Arica II	feb-26	BESS	30,0
BESS Chaca	nov-25	BESS	228,0
BESS Copiapó Solar	ago-26	BESS	233,0
BESS Cristales	jun-26	BESS	340,0
BESS Diego de Almagro Sur II	jun-26	BESS	228,0
BESS Doña Antonia 33kV	feb-26	BESS	47,0
BESS Elena Fase I	feb-26	BESS	430,0
BESS Estela	may-26	BESS	187,0
BESS Estepa II	jun-26	BESS	230,0
BESS Estepa Solar	feb-26	BESS	188,0
BESS Gran Teno	sept-26	BESS	200,0
BESS Granja Solar	feb-26	BESS	105,0
BESS II Salvador	dic-25	BESS	20,0
BESS II San Andrés	dic-25	BESS	42,0
BESS Kallpa (Ex Santa Lya)	jul-26	BESS	57,0
BESS Las Salinas	oct-26	BESS	200,0
BESS Libélula	mar-26	BESS	199,2
BESS Lile	abr-26	BESS	140,0
BESS Los Loros	mar-26	BESS	46,0
BESS Luna de Verano	sept-26	BESS	300,0
BESS Sol de Los Andes	may-26	BESS	89,7
BESS Taira	feb-26	BESS	124,0
BESS Tamarico 33 kV	feb-26	BESS	90,0
BESS Willka	feb-26	BESS	61,0
Cala Morritos	ene-26	Térmica	200,0
Copiapó Solar	ago-26	Solar + BESS	255,0
CRCA Luna de Verano	sept-26	Solar + BESS	82,0
Cristales	jun-26	Solar + BESS	400,0
Doña Luzma	ene-26	Térmica	40,0
El Pelícano BESS	dic-25	BESS	50,0
Pampas (almacenamiento)	oct-26	BESS	340,0

Para mayor detalle sobre expansión del Sistema, ver [Estadísticas Systep](#), sección Infraestructura del SEN.

PROYECTOS EN EVALUACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL (SEIA)

En el Sistema Eléctrico Nacional, los proyectos de generación en calificación, a noviembre de 2025, totalizan 14.354 MW con una inversión de MMUS\$ 20.048, mientras que los proyectos aprobados históricos totalizan 93.737 MW con una inversión de MMUS\$ 153.982 (ver Tabla 7.1).

Durante el mes de noviembre, 9 proyectos entraron en calificación aportando una capacidad de 888 MW, de los cuales destacan el Parque Fotovoltaico, de almacenamiento y línea de Transmisión Copao de 351 MW ubicado en la comuna de Diego de Almagro, y el Parque Fotovoltaico El Retiro, de 242 MW, en las comunas de San Clemente y Pelarco. Además, cabe destacar que ingresó a Evaluación de Impacto Ambiental el proyecto de fase de cierre de la central termoeléctrica a carbón Bocamina Primera Unidad, en la comuna de Coronel.

Durante este mes se aprobaron 7 proyectos: 2 solares (20 MW), y 5 híbrido solar con almacenamiento (175 MW). Por último, no se rechazó ni desistió ningún proyecto.

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	2.862	4.318	18.036	29.764
Hidráulica	0	0	3.926	6.654
Solar	2.433	2.962	44.061	70.013
Gas Natural	0	0	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)	2.077	2.331	2.590	2.282
Híbrido (Solar + BESS)	5.420	7.886	4.578	7.351
Híbrido (Eólico + BESS)	1.490	2.184	706	1.138
Almacenamiento	200	350	50	160
Total	14.354	20.048	93.737	153.982

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

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

- Se publica la RE CNE N°780 que Aprueba Informe Técnico Definitivo para la Fijación de los Cargos a los que se refieren los artículos 115° y 116° de la Ley General de Servicios Eléctricos ([ver más](#)).
- Se publica RE CNE N°779 que Aprueba Plan Normativo Anual correspondiente al año 2026, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 72°-19 de la Ley General de Servicios Eléctricos ([ver más](#)).
- Se publica RE CNE N°804 que Aprueba Informe Técnico Preliminar, de diciembre de 2025, para la Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo del Sistema Eléctrico Nacional ([ver más](#)).
- Se publica RE CNE N°788, que Aprueba Informe Preliminar de Previsión de Demanda 2025-2045 Sistema Eléctrico Nacional y Sistemas Medianos ([ver más](#)).
- Se publica RE CNE N°797 que Rectifica Informe Técnico Definitivo de Valorización de Instalaciones de los Sistemas de Transmisión a que se refiere el artículo 52 del Reglamento de Calificación, Valorización, Tarificación y Remuneración de las Instalaciones de Transmisión ([ver más](#)).

MINISTERIO DE ENERGÍA

- Se publica RE N°276 que fija obras de ampliación de los sistemas de transmisión nacional y zonal que deben iniciar su proceso de licitación en los doce meses siguientes, correspondientes al plan de expansión del año 2024 ([ver más](#)).
- Se publica RE N°43 que decreta medidas preventivas que indica, en el sistema eléctrico de la zona comprendida por las subestaciones conectadas a la línea 1x66kV Los Maquis-Hualañé, ubicadas en la región del Maule ([ver más](#)).
- Se publica RE N°340 que establece criterios para determinar empresas que deberán reportar anualmente su información energética ([ver más](#)).
- Se publica RE N°91 que aprueba Plan Sectorial de Mitigación y Adaptación al Cambio Climático en Energía ([ver más](#)).



Licitaciones Eléctricas

- Se publica el Acta de Adjudicación Oferta Económica Primera Etapa correspondiente a la licitación 2025/01 para el suministro de energía y potencia eléctrica para abastecer el consumo de clientes sometidos a regulación de precios ([ver más](#)).
- Se publica el Acta de Adjudicación Oferta Económica Primera Etapa correspondiente a la licitación 2025/02 para el suministro de energía y potencia eléctrica para abastecer el consumo de clientes sometidos a regulación de precios ([ver más](#)).



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

Datos de
la Operación

Precios

Resumen
por Empresa

Suministro a
Clientes Regulados

Datos de
Infraestructura

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



CONTÁCTENOS PARA MAYOR INFORMACIÓN:

Iván Rudnick G.

Director

irudnick@systep.cl

Pablo Lecaros V.

Gerente de Mercados
Eléctricos y Regulación

plecaros@systep.cl

Guillermo Retamal V.

Líder de Proyectos de Mercados
Eléctricos y Regulación

gretamal@systep.cl