



REPORTE MENSUAL

Sector Eléctrico

Octubre 2025

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

© 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.

Integración de data centers al SEN: Impactos y desafíos para el futuro cercano

Chile se encuentra a pocas semanas de las elecciones presidenciales, y en los distintos programas de gobierno presentados por los candidatos destaca un objetivo en común: impulsar el crecimiento económico¹. Para concretar dicho propósito, el sector eléctrico y la economía digital, entre otros, adquieren un rol estratégico como habilitadores del desarrollo.

En el ámbito energético, las propuestas se han enfocado principalmente en la expansión del hidrógeno verde y la electromovilidad, iniciativas que podrían tener un impacto a largo plazo. No obstante, estas políticas podrían estar desconectadas de las necesidades inmediatas del país, ya que no abordan de manera suficiente y oportuna los desafíos de corto y mediano plazo en la planificación eléctrica, como es la integración de nuevas y significativas cargas al Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Entre ellas destacan los **data centers**, las plantas desaladoras y los procesos de electrificación de la minería, sectores que ya demandan infraestructura eléctrica robusta y disponibilidad de capacidad de conexión.

Impacto de la integración de data centers

Un *data center* es una instalación física que alberga servidores, sistemas de almacenamiento y redes para gestionar grandes volúmenes de datos. Por ende, es fundamental para el desarrollo digital, ya que permite a las personas y a las empresas procesar transacciones, gestionar bases de datos y soportar tecnologías avanzadas como la inteligencia artificial, que requieren un procesamiento rápido y masivo de información³.

En este contexto, el desarrollo digital se ha convertido en una prioridad estratégica para Chile, gracias a sus ventajas comparativas claves. El país cuenta con una extensa red de fibra óptica que supera los 62.000 kilómetros, además de estar conectado a una red de 69.000 kilómetros de cables submarinos que tendrá interconexión con Asia-Oceanía². A ello se suman sus abundantes recursos energéticos renovables y su estabilidad política y económica, factores que han atraído inversión extranjera³. Estas condiciones han consolidado a Chile como un destino preferente para la instalación de *data centers* en América Latina. Este posicionamiento se refleja en el crecimiento sostenido de la demanda de estos centros, que podría alcanzar los 2.360 MW para 2032, casi ocho veces los niveles actuales (325 MW)⁴. Asimismo, el país ha impulsado el Plan Nacional de Data Centers 2024-2030, promovido por el Ministerio de Ciencia en 2023, como parte de su estrategia para fortalecer este sector³. No obstante, aún falta desarrollar medidas que fomenten proyectos estratégicos de gran envergadura en Chile, como pudo haber sido el *data center* de OpenAI en Argentina con una capacidad de 500 MW, que se espera entre en construcción en 2026⁵.

El crecimiento de esta industria, sin embargo, plantea diversos desafíos para el sistema eléctrico, particularmente en el sector de la transmisión (tanto nacional como zonal). Entre las principales preocupaciones se encuentran la falta de puntos de conexión y las congestiones⁶, siendo condiciones que, si bien podrían afectar la confiabilidad del SEN, su principal barrera es impedir o retrasar la conexión de *data centers*. En dicho contexto, un desafío clave es asegurar que la rápida materialización de las inversiones en *data centers* sea acompañada por un avance igualmente ágil del resto del sector eléctrico. La conexión de estos proyectos a la red requiere la ejecución de nuevas obras o ampliaciones, las cuales, bajo los esquemas actuales de planificación, contemplan plazos extensos de entre cinco y seis años. En contraste, los proyectos de *data centers* suelen tener horizontes de desarrollo más acotados, del orden de dos a cuatro años.

La mayoría de los proyectos de *data centers* en Chile se concentran en la zona central del país, con un 74% ubicado en la Región Metropolitana⁷, producto a su cercanía con la red de fibra óptica y la disponibilidad de capital humano. Pese a ello, la centralización de estos proyectos sin duda intensificará las presiones sobre la infraestructura eléctrica existente.

Por otro lado, si bien la conexión de pequeños *data centers* podría generar una oportunidad de negocios para las distribuidoras, es importante tener presente que las redes de distribución en media tensión convencionales no están diseñadas para las exigencias de un *data center*, debido a que necesitan de conexiones dedicadas redundantes. Otro aspecto que considerar es el carácter escalable de los *data center*, los cuales podrían aumentar su capacidad de manera sostenida (mayores a 50 MW⁸), lo que haría inviable su conexión a redes de distribución y requeriría conectarlos directamente a los sistemas de transmisión, debido a la magnitud de su demanda energética. Este tipo de instalaciones requiere infraestructuras masivas, un suministro confiable de energía renovable y altos estándares de seguridad y continuidad de servicio. Incluso, para garantizar su operación continua, los *data centers* suelen contar con generadores de respaldo y reservas subterráneas de combustible.

Sin embargo, es importante señalar que la oferta de suministro de energía se produce en zonas alejadas de los puntos de conexión de los *data centers* al SEN, lo que plantea desafíos adicionales para la planificación y la integración de estas instalaciones.

Una mirada desde la planificación

La conexión al SEN de grandes cargas como los *data centers*, con capacidades que pueden superar los 50 MW⁸, exige una planificación más flexible y coordinada, dado que presentan un alto perfil de demanda constante. Actualmente, el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) elabora el "Informe de Expansión Anual

¹ [Candidaturas y programas elecciones presidenciales y parlamentarias 2025](#), SERVEL.

² [La Tercera](#), junio 2025.

³ [Plan Nacional de Data Centers 2024-2030](#), Ministerio de Ciencia, 2023.

⁴ [Centros de Datos: Evaluación de Oportunidades y Desafíos para Mercados Clave en América Latina](#), Instituto de las Américas, agosto 2025.

⁵ [Emol](#), octubre 2025.

⁶ [El Mercurio](#), octubre 2024.

⁷ [El Mercurio](#), septiembre 2025.

⁸ [Data Center Dynamics](#), enero 2025.

de la Transmisión” con el propósito de identificar necesidades y proponer proyectos de expansión para los sistemas de transmisión nacional y zonal. No obstante, este estudio enfrenta limitaciones para anticipar oportunamente la demanda asociada a los *data centers*, debido a que los planes de negocio de estas instalaciones suelen ser información confidencial. Además, los requisitos de generación generalmente se negocian directamente con las entidades involucradas, lo que dificulta su inclusión temprana en los procesos de planificación.

En este contexto, surgen las preguntas: ¿qué medidas podrían implementarse para facilitar la conexión de los *data centers* al sistema eléctrico en el corto plazo? Y ¿cómo se asegura la potencia que demanda el *data center* frente a las reducciones que podrían afectar en caso de congestiones?

De acuerdo con el proceso regular de la planificación de la transmisión, en el Plan de Expansión Anual de Transmisión 2024⁹ y la Propuesta Final de Expansión de la Transmisión 2025¹⁰, no se han incorporado obras específicas destinadas a satisfacer las necesidades de conexión de los *data centers*, lo que ha obligado a tramitar estas iniciativas como obras urgentes. En este sentido, una de las medidas adoptadas ha sido la aplicación del Artículo 102° de la LGSE¹¹, que permite la ejecución de obras urgentes de transmisión fuera del proceso regular de planificación. Entre 2024 y 2025, la CNE ha aprobado 4 obras urgentes vinculadas a la conexión de *data centers*¹². Ejemplos de estas obras incluyen la construcción de la nueva subestación seccionadora Punta Verde 110kV, destinada a abastecer la demanda del proyecto *data center* Santiago Chile 4. Este proyecto contempla una demanda inicial de 50 MW para el año 2027, con una proyección de alcanzar una demanda final cercana a los 150 MW¹³. También se encuentra en desarrollo la nueva subestación seccionadora Enea 110 kV, que busca suministrar energía a las instalaciones de Datacenter Equinix, con una capacidad de 40 MW¹⁴.

De acuerdo con la normativa, la responsabilidad inicial de los costos de diseño, construcción y puesta en servicio de estas obras recae en el promotor del proyecto. Sin embargo, esto genera incertidumbre, dado que los proyectos asociados a la incorporación de *data centers* deberían ser considerados dentro de los procesos regulares de expansión de la transmisión, en lugar de depender de esta medida excepcional para atender la creciente demanda energética que generan.

Por esta razón, resulta clave tomar medidas preventivas que permitan capturar la demanda proyectada y analizar las holguras de sistema en términos de capacidad de transmisión. Estas acciones son fundamentales para anticiparse a posibles complicaciones mayores que podrían surgir debido a restricciones en la red o a la falta de capacidad para conectar nuevos proyectos. Para dicho fin no es necesario modificar la legislación vigente, sin embargo, es crucial aumentar la periodicidad del diagnóstico de la capacidad actual del sistema. Por ejemplo, este diagnóstico podría realizarse de manera semestral en lugar de anual, permitiendo la identificación de restricciones y zonas de congestión en la red, así como su relación con la proyección de

demanda, la generación y los sistemas de almacenamiento necesarios para la conexión de nuevos proyectos.

Para garantizar que este procedimiento cuente con información adecuada, es esencial que las empresas proporcionen datos sobre sus proyectos a futuro, ya sea en forma de ampliaciones o nuevos *data centers* contemplados en sus planes de negocio. Esta información debe ser proporcionada bajo estrictas reglas de confidencialidad, garantizando la protección de datos sensibles. Lo anterior podría exigir modificaciones al marco normativo vigente¹⁵, que permita adaptar los procedimientos del CEN a las necesidades específicas de proyectos estratégicos como los *data centers*, sin comprometer los principios de seguridad, calidad y acceso abierto. Adicionalmente, agilizar los procesos de aprobación y construcción de infraestructura resulta prioritario para garantizar que el sistema eléctrico pueda responder de manera eficiente a los requerimientos futuros.

Otra medida que ha tomado relevancia en el último tiempo consiste en incentivar la instalación de *data centers* fuera de la Región Metropolitana, en zonas menos pobladas que cuentan con mayor disponibilidad de infraestructura eléctrica y cercanía a redes de fibra óptica, como las regiones de Valparaíso³ y Antofagasta¹⁶. En este sentido, también podría fomentarse el desarrollo de políticas públicas que promuevan la ubicación de *data centers* en estas áreas más alejadas, acompañadas de la expansión de la red de fibra óptica y del fortalecimiento del capital humano especializado necesario para este tipo de proyectos en distintas regiones del país.

Reflexiones finales

Facilitar la incorporación de *data centers* es un objetivo estratégico muy relevante para el desarrollo de Chile, ya que implicaría grandes inversiones, lo que trae consigo generación de empleo y crecimiento económico. Para el año 2028, se proyecta una inversión estimada en *data centers* de US\$ 4.000 millones en proyectos que se encuentran en distintas fases de desarrollo³. Para lograr una integración rápida y sostenida, es fundamental implementar medidas que permitan abordar los desafíos asociados a este crecimiento.

Uno de los principales retos recae en el SEN, particularmente en el ámbito de la transmisión, relacionados con la falta de puntos de conexión y las congestiones en la red, que dificultan y retrasan la incorporación de *data centers*. Entre estas medidas, resulta esencial capturar la demanda proyectada y realizar diagnósticos más frecuentes sobre las holguras del sistema de transmisión. Esto permitirá identificar de manera temprana restricciones y zonas de congestión, asegurando una planificación más eficiente. Para ello, es crucial que las empresas proporcionen información sobre su proyección a largo plazo bajo estrictas reglas de confidencialidad, lo que podría requerir de ajustes normativos. Además, se sugiere incentivar políticas públicas que promuevan la instalación de *data centers* fuera de la Región Metropolitana, contribuyendo así a una planificación más eficiente y equilibrada.

⁹ ITD Plan de Expansión Anual de Transmisión 2024, CNE, octubre 2025.

¹⁰ Propuesta Final de Expansión de la Transmisión 2025, CEN, enero 2025.

¹¹ DFL 4/2008, Ley General de Servicios Eléctricos.

¹² Obras Urgentes de Transmisión, CNE.

¹³ Resolución Exenta N° 550, CNE, 2025.

¹⁴ Resolución Exenta N° 8, CNE, 2024.

¹⁵ En particular, el Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión (DS N°37/2019) y la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS), ambos involucrados en los procesos de conexión al SEN.

¹⁶ Ministerio de Ciencia, septiembre 2025.

GENERACIÓN

En septiembre, la generación total del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) alcanzó los 6.763 GWh/mes, lo que representa una disminución de -5,8% en comparación con agosto de 2025 (7.177 GWh/mes) y un incremento del 0,8% en relación con septiembre de 2024 (6.710 GWh/mes) (Ver Figura 1.1).

La participación de la generación hidráulica de embalse, hidráulica de pasada, eólica, geotérmica, diésel se redujo en 16%, 23%, 10%, 45%, 64%, respectivamente, en comparación con septiembre de 2024. En contraste, la generación solar, carbón aumentó en un 13%, 44%, respectivamente, respecto al mismo período del año anterior.

En cuanto a la generación bruta registrada en septiembre, la potencia máxima alcanzó los 11.973 MW el día 26, mientras que la mínima fue de 7.395 MW el día 14. 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 septiembre estuvieron en mantenimiento mayor las centrales hidráulicas: Cipreses (9 días), La Higuera (9 días), La Confluencia (8 días), El Toro (5 días), Canutillar (4 días), Chacayes (3 días) y Alfalfal (3 días); a carbón: Guacolda 2 (9 días) y Mejillones-CTH (2 días); a gas: San Isidro II (9 días), Tocopilla-U16 (8 días) y Atacama 2 (7 días); y diésel: Olivos (1 día).

Figura 1.1:
Energía mensual generada en el SEN

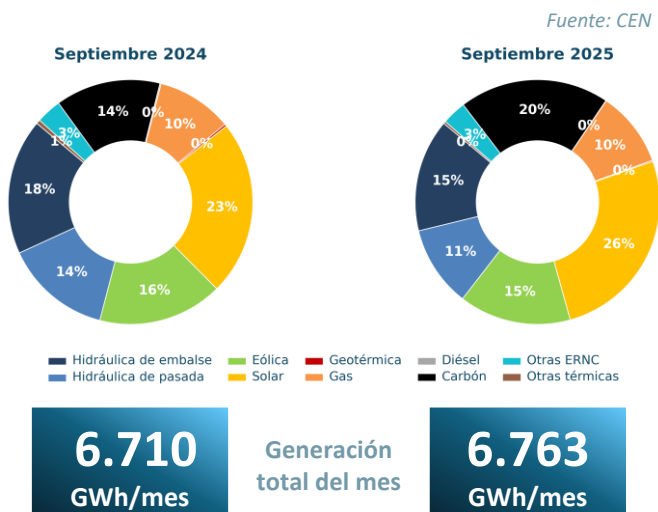
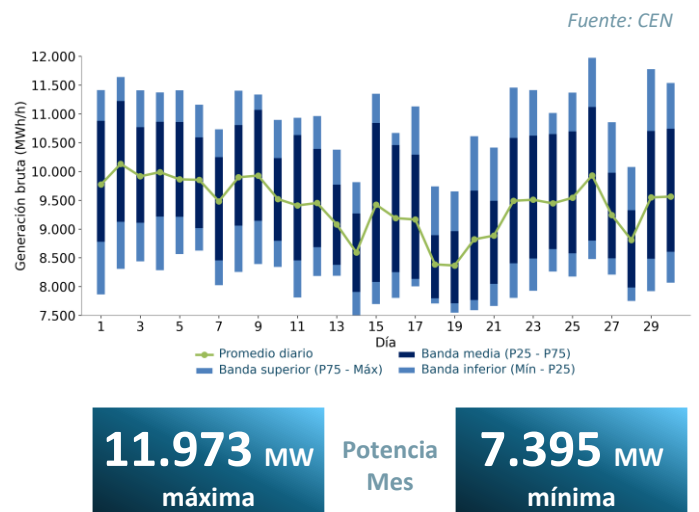


Figura 1.2:
Generación bruta del SEN

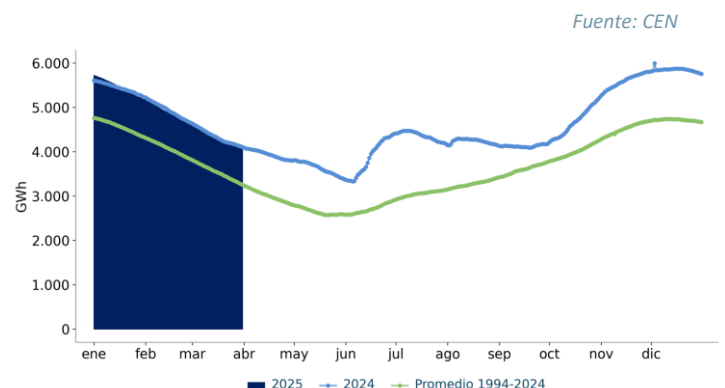


HIDROLOGÍA

En marzo, la energía embalsada en el SEN fue inferior en comparación con 2024 (con una variación de -0.1%) y se ubicó por encima del promedio histórico (1994-2024) (con una variación de 26.0%) (ver Figura 1.3).

La probabilidad de excedencia de este mes fue de 89,1%, es decir, el 10,9% de los registros fueron meses más secos que el mes actual.

Figura 1.3:
Energía almacenada en principales embalses*



*Estadística del CEN sólo disponible hasta marzo de 2025.

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

COSTOS MARGINALES

En septiembre de 2025 el costo marginal de la barra Crucero 220 fue de 36,3 US\$/MWh, lo cual registró una variación de 2,5% con respecto a agosto de 2025 (35,4 US\$/MWh), y una variación de -22,0% respecto a septiembre de 2024 (46,5 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 septiembre de 2025 el costo marginal de la barra Alto Jahuel 220 fue de 40,6 US\$/MWh, lo cual registró una variación de -11,3% con respecto a agosto de 2025 (45,8 US\$/MWh), y una variación de 6,3% respecto a septiembre de 2024 (38,2 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 septiembre para Crucero 220 kV

Fuente: CEN

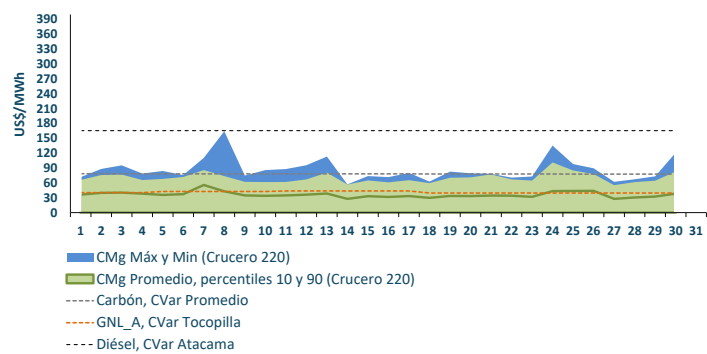
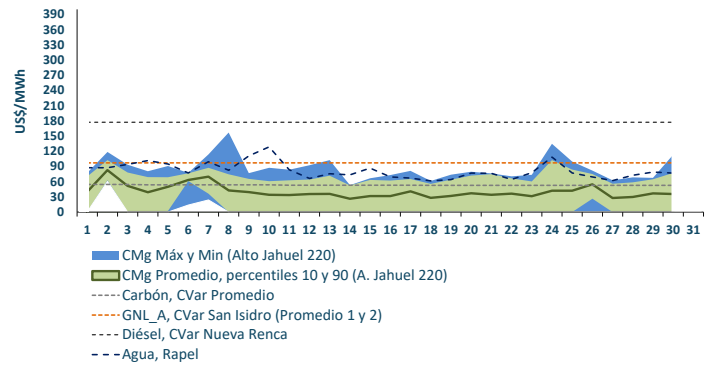


Figura 1.5:
Principales costos variables y costo marginal promedio diario de septiembre para Alto Jahuel 220kV

Fuente: CEN



Durante el mes de septiembre 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).

En julio de 2024, los tramos que presentaron desacoples con mayores costos promedio fueron: S. Miguel 066 - Talca2 066 (5 horas), Chiloé 220 - Chiloé 110 (3 horas), Nirivilo 066 - Tap. Central S. Javier 066 (2 horas), y Pinatas 066 - Tap. Manzano 066 (12 horas), con un desacople promedio de: 290,8 US\$/MWh, 274,3 US\$/MWh, 212,1 US\$/MWh, y 163,1 US\$/MWh, respectivamente (ver Tabla 1.1).

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

Fuente: CEN

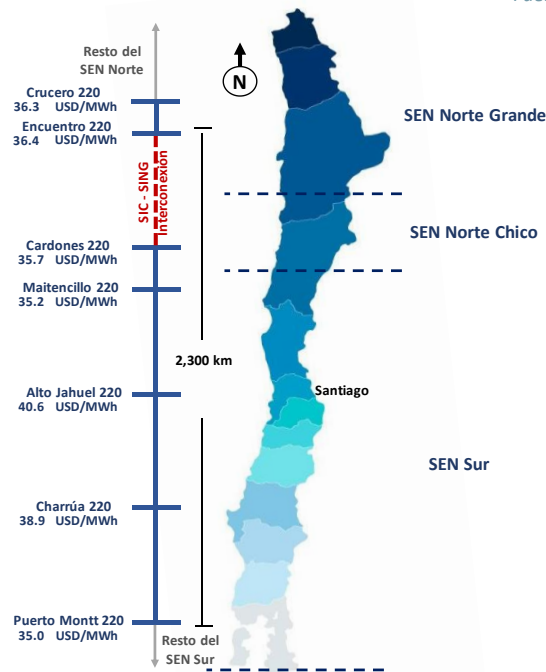


Tabla 1.1:
Desacople promedio por tramo congestionado en sistema de transmisión*

Fuente: CEN

LÍNEAS CON DESACOPLES	HORAS	DESACOPLE PROMEDIO USD/MWh
S. Miguel 066 - Talca2 066	5	290,8
Chiloé 220 - Chiloé 110	3	274,3
Nirivilo 066 - Tap. Central S. Javier 066	2	212,1
Pinatas 066 - Tap. Manzano 066	12	163,1
Charrúa 154 - L. Ángeles 154	36	45,3
Charrúa 220 - Santa Clara 220	83	42,8
P. E. Los Buenos Aires 066 - Negrete 066	6	41,1
Polpaico 500 - N. P. Azúcar 500	22	35,3
C. Navia 220 - C. Navia 110	22	32,7
Lastarria 220 - Ciruelos 220	29	26,5

*Estadística del CEN sólo disponible hasta julio de 2024.

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 de la demanda a la fecha, la proyección de la demanda considera un crecimiento total de -0.2% 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 4.948 MW de nueva capacidad, de los cuales 1.411 MW son solares, 513 MW son eólicos, 142 MW son biomasa, 40 MW son diésel y 2.843 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%).

Durante octubre se registraron dos desacoples vespertinos de relevancia entre las zonas norte y centro-sur, ocasionados por los trabajos de mantenimientos realizados en los circuitos de Pan de Azúcar-Polpaico 2x500 kV.

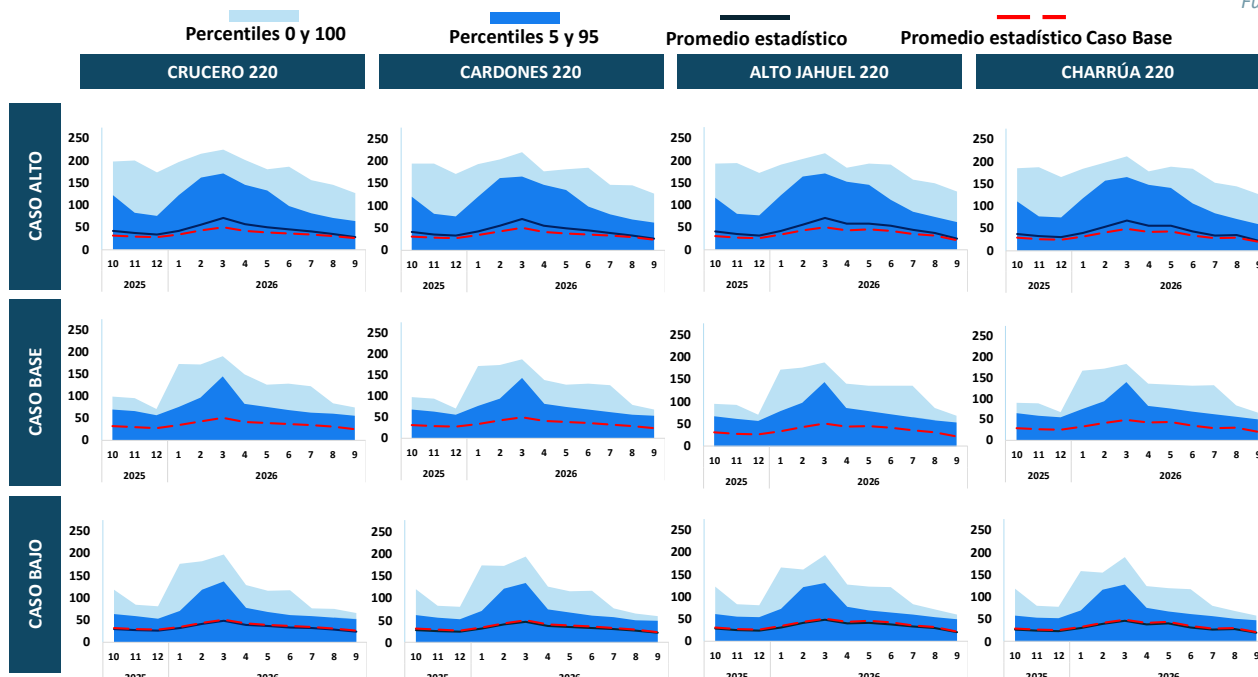
Tabla 2.1:
Supuestos considerados en las simulaciones

SUPUESTOS		BAJO	BASE	ALTO
Precios Combustibles				
CARBÓN US\$/Ton	Mejillones*	376	418	460
	Angamos*	106	118	130
	Guacolda*	106	118	130
	Andina	100	111	122
	Hornitos	100	111	122
	Santa María	177	196	216
	N. Ventanas	131	145	160
DIESEL US\$/ Bbl	Quintero	131	146	160
	Mejillones	114	127	140
GNL US\$/ MMBtu	San Isidro 1	8	9	9
	Nehuenco 1	9	10	-
	Mejillones CTM3	7	8	-
	U16	7	7	8
	Kelar	6	7	-
GN US\$/ MMBtu	San Isidro 2	5	6	-
	U16	10	11	-
	Nehuenco 2	6	7	-
	Nueva Renca	6	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 septiembre, Enel aumentó su generación en base a solar, mientras que disminuyó su generación en base a gas natural, hidro, eólico y geotérmica. Por su parte, Colbún aumentó su producción en base a hidro y solar, mientras que disminuyó su generación en base a diésel, gas natural y eólico. AES Andes aumentó su generación a carbón, gas natural, hidro, solar y eólico. Engie aumentó su producción en base a solar, mientras que disminuyó su generación en base a carbón, gas natural, hidro, solar y eólico. Por último, Tamakaya aumentó su producción en base a GNL y disminuyó su generación en base a diésel.

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

Empresa:
ENEL CHILE

GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

TECNOLOGÍA	Sep 2024	Ago 2025	Sep 2025
Diésel	2	0	0
Carbón	0	0	0
Gas Natural	288	559	214
GNL	0	0	0
Hidro	1.166	971	878
Solar	285	237	264
Eólico	184	157	144
Geotérmica	18	11	10
TOTAL	1.944	1.935	1.510

VALOR DEL AGUA PROMEDIO (US\$/MWh)

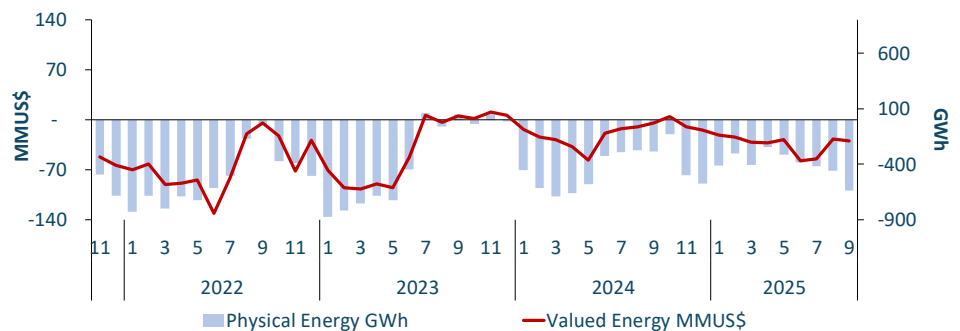
CENTRAL	Sep 2024	Sep 2025
Embalse Ralco	50	63

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Sep 2024	Sep 2025
San Isidro GNL_A (TG1+TV1, prom. I y II)	97,3	97,3
San Isidro GN_A (TG1+TV1, prom. I y II)	58,4	49,1
Taltal Diésel (Prom. I y II)	0,0	0,0
Atacama Diésel (TG1A+TG1B+TV1C)	183,0	0,0

TRANSFERENCIA DE ENERGÍA

ÍTEM	Sep 2025
Total Generación (GWh)	1.510
Total Retiros (GWh)	2.150
Transf. Físicas (GWh)	-640
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-30



Empresa:
COLBÚN

GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

TECNOLOGÍA	Sep 2024	Ago 2025	Sep 2025
Diésel	0	0	0
Carbón	47	0	0
Gas Natural	114	193	95
GNL	0	0	0
Hidro	557	421	441
Solar	38	37	46
Eólico	18	165	152
Total	775	817	734

VALOR DEL AGUA PROMEDIO (US\$/MWh)

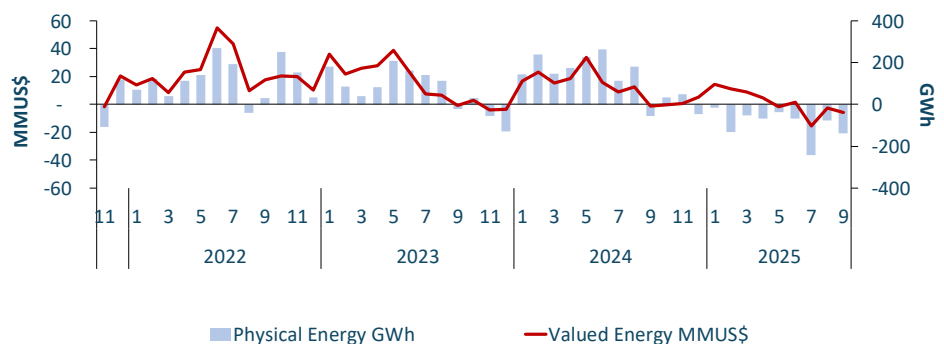
CENTRAL	Sep 2024	Sep 2025
Embalse Colbún	60	81

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Sep 2024	Sep 2025
Santa María	53,2	70,5
Nehuenko GNL_A (TG1+TV1, Prom. I y II)	102,5	102,5
Nehuenko GN_A (TG1+TV1, Prom. I y II)	59,0	59,2
Nehuenko Diesel (TG1+TV1, Prom. I y II)	180,3	0,0

TRANSFERENCIA DE ENERGÍA

ÍTEM	Sep 2025
Total Generación (GWh)	734
Total Retiros (GWh)	873
Transf. Físicas (GWh)	-139
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-5,93



GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

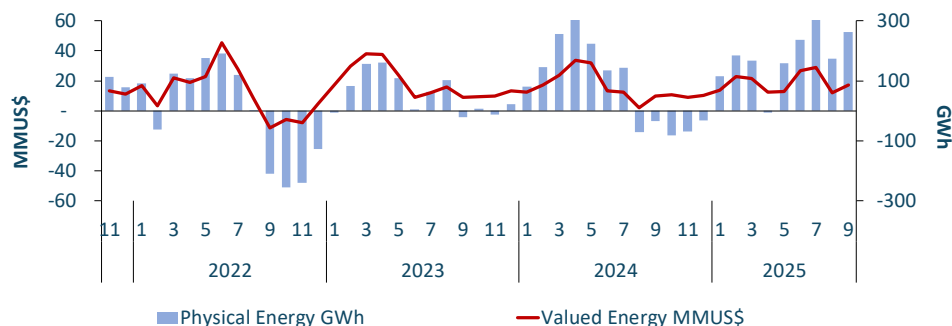
TECNOLOGÍA	Sep 2024	Ago 2025	Sep 2025
Diésel	0	0	0
Carbón	537	735	767
Gas Natural	0	0	0
GNL	0	0	0
Hidro	58	31	32
Solar	30	41	53
Eólico	52	38	41
Total	678	844	891

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Sep 2024	Sep 2025
N. Ventanas y Campiche	65,4	48,9
Angamos (prom. 1 y 2)	59,3	53,1
Norgener (prom. 1 y 2)	0,0	0,0

TRANSFERENCIA DE ENERGIA

ÍTEM	Sep 2025
Total Generación (GWh)	891
Total Retiros (GWh)	628
Transf. Físicas (GWh)	263
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	17



GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

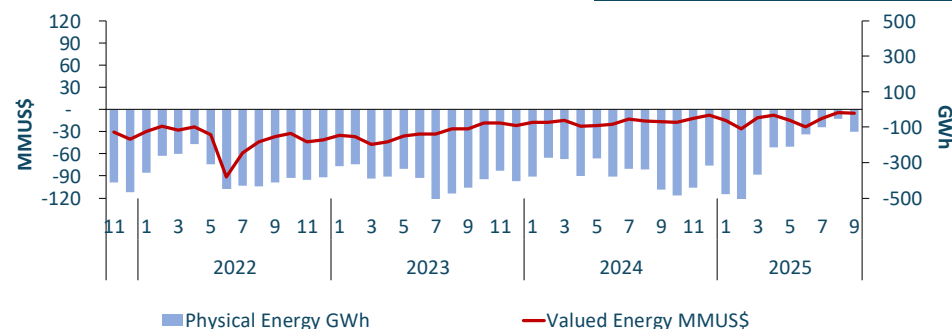
TECNOLOGÍA	Sep 2024	Ago 2025	Sep 2025
Diésel	0	0	0
Carbón	114	327	297
Gas Natural	110	230	165
GNL	0	0	0
Hidro	19	15	15
Solar	57	75	81
Eólico	51	122	88
Total	351	770	647

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Sep 2024	Sep 2025
Andina Carbón	77,6	52,1
Mejillones Carbón	180,0	0,0
Tocopilla GNL_A (U16-TG1+TV1)	32,7	41,3

TRANSFERENCIA DE ENERGIA

ÍTEM	Sep 2025
Total Generación (GWh)	647
Total Retiros (GWh)	772
Transf. Físicas (GWh)	-125
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-5



GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

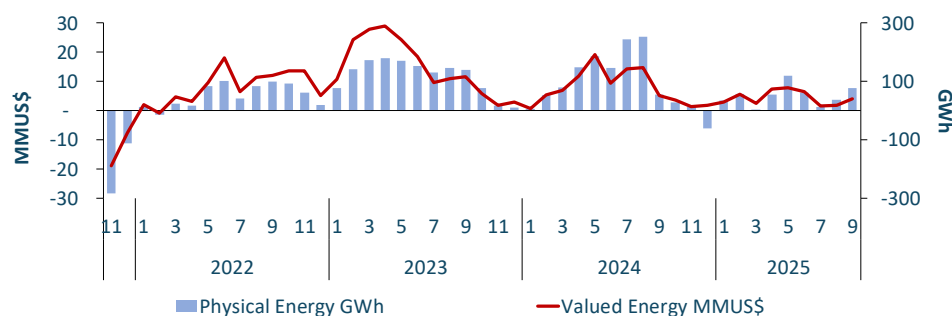
TECNOLOGÍA	Sep 2024	Ago 2025	Sep 2025
Diésel	5	0	0
Carbón	0	0	0
Gas Natural	0	0	0
GNL	66	45	88
Hidro	0	0	0
Solar	0	0	0
Eólico	0	0	0
Total	71	45	88

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Sep 2024	Sep 2025
Kelar GNL_A (TG1 + TG2 + TV)	62,6	60,1
Kelar Diesel (TG1 + TG2 + TV)	144,5	21,3

TRANSFERENCIA DE ENERGIA

ÍTEM	Sep 2025
Total Generación (GWh)	88
Total Retiros (GWh)	11
Transf. Físicas (GWh)	76
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	4



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 septiembre de 2025, es de 100 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.

Tabla 4.1:

Precio medio de licitación indexado a septiembre 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	124	7.598
ENEL GENERACIÓN	68	5.936
ENDESA	105	4.125
El Campesino	129	4.022
ACCIONA	103	1.111
COLBÚN	85	1.000
Abengoa	155	955
IBEREÓLICA CABO LEONES II S.A.	64	861
Aela Generación S.A.	99	859
HUEMUL ENERGÍA (Caman)	52	640
HUEMUL ENERGÍA (Coihue)	53	640
PANGUIPULLI	123	165
CONDOR ENERGÍA (Esperanza)	58	530
CONDOR ENERGÍA (C° Tigre)	56	463
CONDOR ENERGÍA (Tchamma)	53	441
San Juan SpA.	138	422
WPD MALLECO (Malleco)	67	398
Pelumpén S.A.	110	349
PUELICHE SUR EÓLICA	59	287
SONNEDIX COX	71	265
Iberegolica Cabo Leones I S.A.	121	196
WPD MALLECO (Malleco II)	67	192
Otros	103	1.563
Precio Medio de Licitación	100	33.015

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

Tabla 4.2:

Precio medio de licitación indexado a septiembre 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	97	12.381
CGE Distribución	98	9.354
Chilquinta	101	2.670
SAESA	99	2.146
Precio Medio Muestra	98	26.551

* Todos los procesos hasta la fecha indexados a septiembre 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 septiembre de 2025, La mayor generación renovable corresponde a la producción solar que representó 37,7% (1.763,8 GWh), seguida por la generación hidráulica de embalse que representó 21,6% (1.008,3 GWh), luego, eólica que representó 21,4% (1.001,6 GWh), hidráulica de pasada que representó 15,5% (724,7 GWh), biomasa que representó 3,3% (154,0 GWh), biogas que representó 0,2% (11,5 GWh), y finalmente, geotérmica que representó 0,2% (9,9 GWh).

Durante julio de 2025* se registraron 242,1 GWh de energía solar y eólica vertida. Esto representa una disminución de 15,9% en comparación con junio de 2025 (287,7 GWh) y un aumento de 16,3% en relación con julio de 2024 (208,2 GWh). Véase la Figura 5.2.

Figura 5.1:
Generación renovable histórica

Fuente: CEN

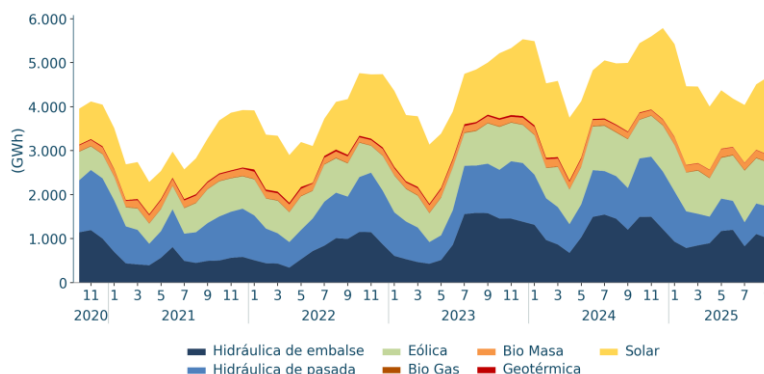
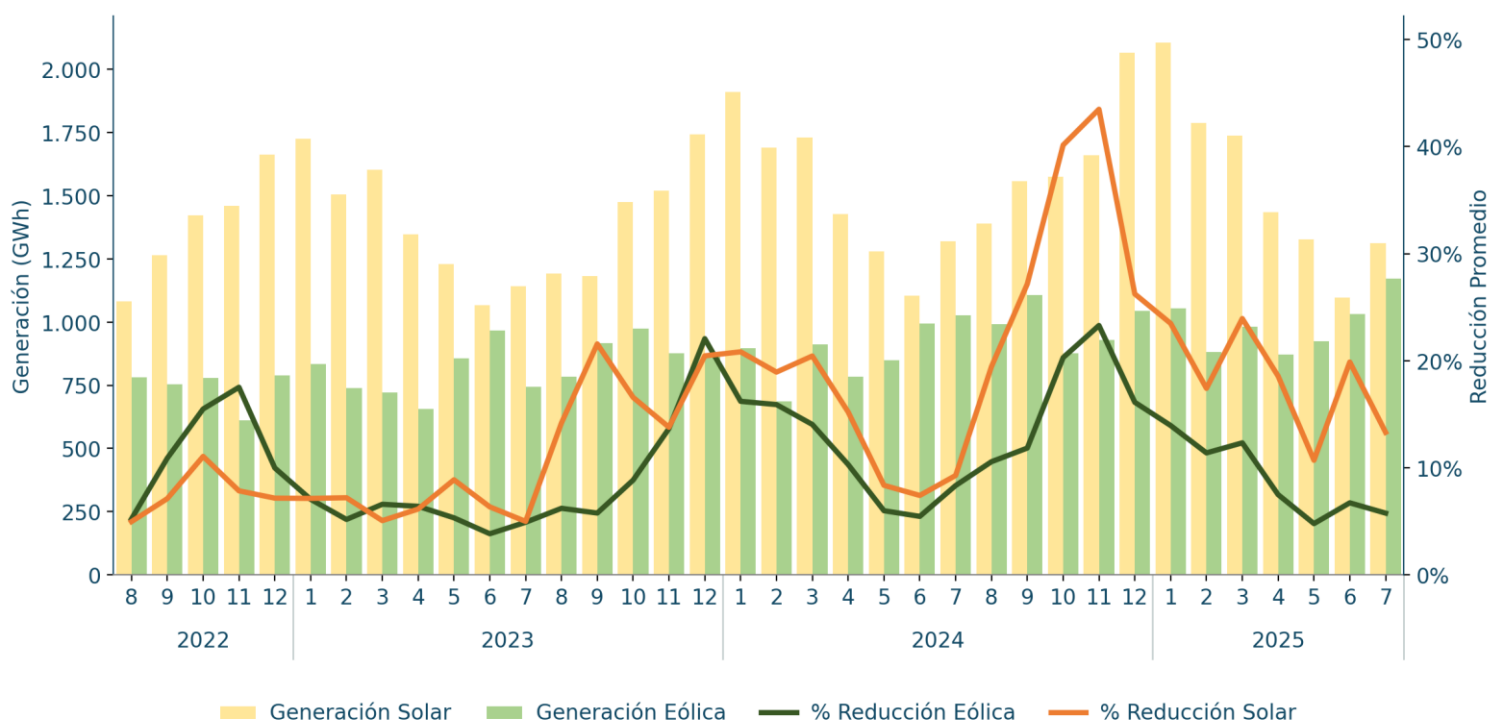


Figura 5.2:
Vertimiento renovable histórico

Fuente: CEN



*Estadística del CEN sólo disponible hasta julio de 2025.

6.

EXPANSIÓN DEL SISTEMA

PLAN DE OBRAS

De acuerdo con la RE N°608 CNE (30-09-2025) que declara y actualiza instalaciones de Generación y Transmisión en construcción, se espera la entrada de 6.548 MW de capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional. De estos, 8% corresponde a tecnología solar (547 MW), un 8% a tecnología eólica (505 MW), un 1% de tecnología hidráulica (49 MW), un 17% de tecnología solar con BESS (1.139 MW), un 63% de tecnología BESS (4.109 MW) y un 3% de tecnología térmica (200 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	
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 Huatacondo	nov-25	BESS	98,0
BESS II San Andrés	dic-25	BESS	42,0
BESS Kallpa (Ex Santa Lya)	jul-26	BESS	57,0
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 Víctor Jara	oct-25	Solar + BESS	200,0
BESS Willka	feb-26	BESS	61,0
Cala Morritos	ene-26	Térmica	200,0
CH Los Lagos	jun-26	Hidráulica	48,7
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
El Pelicano BESS	dic-25	BESS	50,0
Parque Eólico Cancura	nov-25	Eólica	33,6
Parque Fotovoltaico Alcones	mar-26	Solar	90,0
PE Pampa Fidelia Etapa 1	may-26	Eólica	126,0

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

En el Sistema Eléctrico Nacional, los proyectos de generación en calificación, a septiembre de 2025, totalizan 15.303 MW con una inversión de MMUS\$ 21.047, mientras que los proyectos aprobados históricos totalizan 92.230 MW con una inversión de MMUS\$ 152.182 (ver Tabla 7.1).

Durante el mes de septiembre, 8 proyectos entraron en calificación aportando una capacidad de 592 MW, de los cuales destacan el Parque Fotovoltaico Peuco de 285 MW ubicado en la comuna de Copiapó y el Parque Fotovoltaico Pampino de 170 MW ubicado en la comuna de Pozo Almonte. Ambos proyectos cuentan con capacidad de almacenamiento mediante un sistema BESS.

Durante este mes se aprobaron 7 proyectos: 3 solares (457 MW), 3 híbridos solares con almacenamiento (908 MW) y uno eólico (338 MW). Por último, se desistieron 2 proyectos (340 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	3.582	5.270	17.316	28.812
Hidráulica	0	0	3.926	6.654
Solar	2.393	2.935	43.917	69.812
Gas Natural	0	0	7.506	6.343
Geotérmica	0	0	170	710
Diesel	0	0	2.980	6.575
Biomasa/Biogás	0	0	463	932
Carbón	0	0	7.030	13.603
Termosolar	0	0	1.635	8.450
Mixto (Solar + Eólico)	2.303	2.531	2.364	2.082
Híbrido (Solar + BESS)	5.335	7.777	4.160	6.904
Híbrido (Eólico + BESS)	1.490	2.184	706	1.138
Almacenamiento	200	350	50	160
Total	15.303	21.047	92.230	152.182

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

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA



- Se publica RE CNE N°633 de 2025 que aprueba Informe Técnico Preliminar para la fijación de Precios de Nudo Promedio del Sistema Eléctrico Nacional correspondiente al primer semestre de 2026 y que incorpora correcciones por inconsistencia metodológica en la valorización de las Diferencias de Facturación, relacionada con el uso simultáneo del IPC y la tasa de interés corriente desde la entrada en vigencia del DS N°7T de 2024 y la Resolución Exenta N°379 ([ver más](#)).
- Se publica RE CNE N°626 de 2025 que aprueba Informe Técnico Preliminar de Cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución, cuatrienio noviembre 2024-noviembre 2028 ([ver más](#)).
- Se publica RE CNE N°613 de 2025 que rectifica Informe Técnico Definitivo del Estudio de Planificación y Tarifación de los sistemas medianos de Aysén, Palena, General Carrera y Puerto Cisnes, cuatrienio 2022-2026 ([ver más](#)).
- Se publica Propuesta Definitiva de Obras Necesarias y Urgentes de 2025 ([ver más](#)).
- Se publica RE CNE N°628 de 2025 Aprueba Informe Final de Licitaciones, a que se refiere el artículo 131° ter de la Ley General de Servicios Eléctricos ([ver más](#)).
- Se publica RE CNE N°636 de 2025 que modifica mecanismos de valores máximos para las ofertas de subastas de SSCC de CPF, CSF y CTF ([ver más](#)).

MINISTERIO DE ENERGÍA



- Se publica en el Diario Oficial DS N°15T de 2025 que modifica DS N° 4T, de 2021, que fija derechos y condiciones de ejecución y explotación y fija empresas adjudicatarias de la construcción y ejecución, de las obras condicionadas contempladas en el decreto N° 198 exento, de 2019, y en el decreto N° 231 exento, de 2019 ([ver más](#)).
- Se publica RE N°35.274 de 2025 que otorga a conexión Kimal Lo Aguirre S.A. concesión provisional para proyecto de transmisión de energía eléctrica denominado “Nueva Línea HVDC Kimal – Lo Aguirre” ([ver más](#)).
- Se publica propuesta de nuevo reglamento de Precio de Nudo sujeto a consulta pública hasta el 3 de noviembre de 2025 ([ver más](#)).
- Se ingresó al trámite de toma de razón el DS N° 32 que modifica el DS N° 125, Reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional, y el DS N° 51, Reglamento del Coordinador y deroga el DS N° 128, Reglamento para centrales de bombeo sin variabilidad hidrológica ([ver más](#)).
- Se publicó el Plan de Descarbonización que busca ser una hoja de ruta para un sistema eléctrico eficiente, seguro y resiliente ([ver más](#)).

COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL



- Coordinador informó a la SEC Hecho Esencial asociado a situación operacional de la línea 1x66 kV Los Maquis–Hualañé, la condición podría requerir racionamiento parcial y temporal de consumos conectados a las SS/EE Villa Prat, Parronal, Hualañé, Licantén y/o Ranguilí. ([ver más](#)).

CÁMARA DEL SENADO



- Ingresa a la Comisión de Minería y Energía el Boletín N°17926-08 con PdL que busca modificar la Ley General de Servicios Eléctricos, con el objeto de fortalecer la transparencia y los mecanismos de participación ciudadana en la fijación de las tarifas eléctricas ([ver más](#)).

PANEL DE EXPERTOS



- Quintero Energía SpA presentó discrepancia por la reasignación de ingresos tarifarios debido al retraso en la entrada en operación del Proyecto Ampliación Subestación Agua Santa ([ver más](#)).
- Prime Energía Quickstart SpA y Enel Generación Chile S.A. presentaron discrepancias por problemas metodológicos el Estudio de Costos de Desgaste de Servicios Complementarios. ([ver más](#)).
- Se rechazó la solicitud de AES Andes en discrepancia presentada en contra el Coordinador respecto del Balance Definitivo de Compensaciones de Emisiones, correspondiente al año 2024. ([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:

Rodrigo Jiménez B.

Gerente General

rjimenez@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

reporte@systep.cl

| www.systep.cl

| RRSS

