



REPORTES MENSUAL Sector Eléctrico

Septiembre 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.

Modificaciones al DS10 y DS37 para la aplicación de la Ley de Transición Energética

A fines de diciembre de 2024, se promulgó la Ley N°21.721 o Ley en Materia de Transmisión Eléctrica¹, originalmente conocida como Proyecto de Ley de Transición Energética. Esta norma introduce modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) con el propósito de abordar los desafíos asociados a la transición energética, acelerar la integración de energías renovables y hacer más eficiente el desarrollo de obras de transmisión. Su objetivo principal **es posicionar a la transmisión eléctrica como un habilitador clave para alcanzar la carbono-neutralidad**, además de abordar desafíos críticos en la planificación, operación y regulación del sistema eléctrico

La implementación de esta ley exige una serie de ajustes en la normativa existente. Específicamente, se requiere la modificación de los decretos supremos DS10² y DS37³, ambos pilares fundamentales de la regulación de la transmisión y la planificación eléctrica. En este contexto, durante marzo de este año, la Comisión (CNE) publicó las resoluciones reglamentarias que regulan transitoriamente los distintos mecanismos de implementación de la ley⁴. Posteriormente, durante abril de este año⁵, el Ministerio de Energía inició el trabajo para la implementación de la Ley N° 21.721 mediante mesas de trabajo, a través de las cuales los distintos actores del sector pudieron ser partícipes clave del proceso gracias a sus propuestas para la implementación de dicha ley, las que se traducen en modificaciones en los DS10 y DS37 vigentes. Durante los meses de junio, julio y agosto, en base a este trabajo, la CNE redactó los borradores de los reglamentos DS10⁶ y DS37⁷ que actualmente se encuentran en periodo de consulta pública hasta el 13 de octubre de 2025⁸. Una vez consolidadas todas las observaciones que ocurran dentro de dicha consulta, se finaliza la modificación y emisión de los DS10 y DS37 al 27 de diciembre de 2025, según fue informado por la CNE durante septiembre⁹.

Modificaciones al DS10 ya reguladas

Dentro de las modificaciones al DS10 que ya se encuentran implementadas a la fecha, están las propias de la REX N°99¹⁰ y N°100¹¹ de la CNE (resoluciones transitorias publicadas en marzo), donde se establece un mecanismo para la revisión del V.I. adjudicado a obras de transmisión que, por diversas razones, no han podido ejecutarse. Este mecanismo permite a los propietarios de obras adjudicadas antes de la publicación de la REX N°99 solicitar la revisión del V.I., siempre que el contrato de ejecución haya terminado antes de la entrada en vigor de la resolución, y la obra no haya entrado en operación a la fecha de la solicitud. El objetivo es garantizar que las obras de transmisión se ejecuten bajo condiciones económicas actualizadas, evitando sobrecostos

o retrasos. También se introducen ajustes a los criterios de valorización de las instalaciones de transmisión, en línea con los objetivos de la Ley N° 21.721, los que incluyen la incorporación de costos asociados a tecnologías avanzadas para la integración de energías renovables y sistemas de almacenamiento.

Modificaciones al DS37 ya reguladas

A la fecha, la REX N°98¹² y REX N°156¹³ de la CNE ya han incorporado modificaciones específicas en el DS37 alineados con los objetivos de la Ley 21.721. Los cambios principales, de acuerdo con la REX N°98 y en cumplimiento con la Ley N° 21.721, ahora se transfiere la responsabilidad de licitar las Obras de Ampliación (OOAA) de transmisión a los propietarios de las instalaciones donde se realizarán las ampliaciones, garantizando así la continuidad de los proyectos cruciales para el sistema, promoviendo la transparencia y eficiencia en el desarrollo de la infraestructura de transmisión. Por su parte, la REX N°156 establece los procedimientos, plazos y requisitos para identificar y ejecutar las Obras Necesarias y Urgentes (ONyU), excluyéndolas del proceso regular de planificación de la transmisión definido en el DS37, de acuerdo con el artículo 91° bis de la LGSE que regula las ONyU en el sistema de transmisión. Estas obras deben cumplir con las siguientes condiciones:

- 1) **Necesidad:** Ser esenciales para garantizar el abastecimiento de la demanda o mejorar la seguridad y calidad del servicio, y
- 2) **Urgencia:** su fecha de entrada en operación, si se incluyeran en el siguiente proceso de planificación de la transmisión, sería posterior al momento en que se prevé la necesidad que justifica su ejecución.

Además, se establecen límites para la valorización de las ONyU, con el objetivo de garantizar la viabilidad económica de los proyectos y evitar sobrecostos.

Perfeccionamiento al DS10 y DS37

De las propuestas de modificaciones realizadas por la industria en abril de 2025, estas abordan ciertos aspectos a perfeccionar en el DS10 y DS37, de acuerdo con los lineamientos de la Ley 21.721¹⁴.

Algunas de las modificaciones del DS10 que destacan son:

- 1) **Remuneración de instalaciones de transmisión:** se establecen mejoras en el cálculo del Cargo Único de Transmisión (CUT) y la reasignación de ingresos tarifarios extraordinarios,
- 2) **Calificación de instalaciones:** se elimina el ejercicio de prescindencia y se reemplaza por uno que considera la identificación de corredores paralelos al STN inicial (sistema

¹ Ley 21.721, promulgada el 20 de diciembre 2024.

² Decreto 10, Reglamento de calificación, valorización, tarificación y remuneración de las instalaciones de transmisión, Ministerio de Energía, 2019.

³ Decreto 37, Reglamento de los sistemas de transmisión y de la planificación de la transmisión, Ministerio de Energía, 2019.

⁴ Resoluciones reglamentarias de la Ley 21.721, CNE, marzo de 2025.

⁵ Modificaciones reglamentarias para la implementación de la Ley de Transición Energética, Ministerio de Energía, abril de 2025.

⁶ Borrador DS10 versión cambios, Ministerio de Energía, septiembre 2025.

⁷ Borrador DS37 versión cambios, Ministerio de Energía, septiembre 2025.

⁸ Consulta pública de modificaciones reglamentarias DS10 y DS37, Ministerio de Energía, septiembre de 2025.

⁹ Presentación Webinar, CNE, 9 de septiembre de 2025.

¹⁰ Resolución Exenta N°99, CNE, marzo de 2025.

¹¹ Resolución Exenta N°100, CNE, marzo de 2025.

¹² Resolución Exenta N°98, CNE, marzo de 2025.

¹³ Resolución Exenta N°156, CNE, marzo de 2025.

¹⁴ Ver presentación del Ministerio de Energía, septiembre de 2025.

de 500 kV) y participación de generación (GGDF) y demanda (GLDF); se mejora la estabilidad de la calificación de las instalaciones (que actualmente puede cambiar en periodos de 4 años) mediante ejercicios que reconozcan la esencialidad de la instalación en términos de diseño más que la operación esperada en un escenario específico,

- 3) **Tarificación:** se establecen mejoras en la base de datos de activos de Tx mediante la elaboración de un anexo técnico, por parte de la CNE, y además se establece que solo se valorizarán las instalaciones que hayan entrado en operación hasta el 31 de diciembre del año anterior a la fecha de publicación de las bases definitivas del proceso.

Por otro lado, en las modificaciones al DS37 se tienen:

- 1) **Procedimiento art. 151° del DS37:** el procedimiento definido en dicho artículo acerca de la modificación de las características técnicas de instalaciones de transmisión, que actualmente es muy acotado (lo que se traduce en solicitudes que terminan siendo rechazadas), ahora se convierte en un procedimiento más claro, estableciendo un procedimiento específico con los alcances de las modificaciones técnicas,
- 2) **Acceso Abierto:** mejoras en el procedimiento de postulación, cambiando el actual criterio por orden de llegada por una convocatoria pública semestral realizada por el Coordinador (CEN); se modifica el plazo para declarar en construcción un proyecto, el cual no podrá ser superior a 12 ni inferior a 6 meses, y solo podrá ser prorrogado por el CEN **una única vez**; el CEN publicará toda la información relevante sobre las solicitudes de conexión realizadas en instalaciones de transmisión de servicio público; ahora, con la incorporación de los Sistemas de Generación Consumo (SGC)¹⁵, se establece mayor claridad respecto a su calificación, punto de conexión y líneas internas de estos sistemas (Instalaciones Interiores de Transporte), las cuales estarán sometidas a las disposiciones de Acceso Abierto. Además, ahora la CNE podrá redefinir el punto de conexión de un SGC en la planificación si, de manera fundada, se determinase la necesidad de uso por parte de terceros de las Instalaciones Interiores de Transporte de este SGC.
- 3) **Planificación de la transmisión:** habilitar a la CNE para el desarrollo análisis que complementen a los existentes, empleando modelos con mayor detalle a fin de capturar beneficios tales como reducciones de emisiones contaminantes, costos operacionales relacionados con mínimos técnicos, costos de servicios complementarios y variabilidad de la generación de fuentes renovables; habilitar a la CNE a realizar evaluaciones de manera integrada con otros proyectos, agrupándolos en un portafolio y considerando las sinergias entre ellos, a fin de maximizar sus beneficios conjuntos; inclusión del ICVAT¹⁶ por parte de la CNE, de modo que al incluir esta información se obtenga una mejor representación de la complejidad de las obras de expansión, evitando licitaciones desiertas y Estudios de Franja; y ahora el CEN deberá considerar, para su propuesta de expansión, las propuestas preliminares de proyectos de expansión de la transmisión presentadas por los proponentes en el proceso que lleva a cabo la CNE anualmente.

¹⁵ Un SGC es un sistema compuesto por infraestructura productiva destinada a actividades específicas, que cuenta con capacidad de generación propia mediante medios de generación renovables.

¹⁶ Informe de Criterios de Variables Ambientales y Territoriales (ICVAT), emitido por el Ministerio de Energía cada año.

Obras de Tx Zonal por PMGD y OAAA por parte de generadoras

Dentro de las materias pendientes que se necesitan ejecutar reglamentariamente para llevar a cabo la implementación de la Ley 21.721, las modificaciones en los DS10 y DS37 abordan aspectos relacionados con las obras de Tx Zonal propuestas por PMGD, y las OAAA propuestas por generadoras.

En el caso de las Obras de Tx Zonal, solo se considerarán propuestas presentadas dentro del proceso de la planificación de la transmisión, las cuales podrán ser individuales o en conjunto por un grupo de PMGDs. Además, la licitación de la obra se encuentra condicionada a la confirmación de los solicitantes de que participarán en su financiamiento. Finalmente, el pago de la obra será íntegramente cubierto por los proponentes hasta la fecha en que dicha obra será necesaria para el abastecimiento de la demanda, y posteriormente el pago lo hará la demanda según las reglas generales. Solo aquellos proponentes que participen en el pago de la obra podrán acceder a menores restricciones de inyección, producto de la entrada en operación de esta.

Respecto a las OAAA propuestas por generadoras (contenido en el artículo 102° del inciso final de la LGSE¹⁷), se proponen cambios al actual procedimiento del art. 102°, cuyas mejoras son:

- 1) El interesado ingresa un informe de necesidad al CEN, con copia al propietario de la instalación, en el cual se justifica la necesidad y urgencia de la obra;
- 2) el propietario de la instalación puede emitir observaciones al informe (30 días);
- 3) la CNE podrá solicitar garantías de fiel cumplimiento de las obras y de cumplimiento de obligaciones del generador;
- 4) y se considerarán necesarias y urgentes aquellas OAAA que estén relacionadas a obras de generación, que cuenten con permisos ambientales o sectoriales vigentes, que otorguen beneficios al sistema, y cuyos requerimientos no sean cubiertos en tiempo y forma por obras declaradas en construcción.

Impacto en el sector eléctrico y desafíos

El objetivo es que las modificaciones reglamentarias propuestas a los DS10 y DS37 tengan impacto positivo en el desarrollo del sector eléctrico. El retiro de centrales a carbón, la incorporación del almacenamiento y el desarrollo de nuevos proyectos renovables exigirá una mayor inversión en infraestructura de transmisión. En este sentido, la reducción de barreras regulatorias también facilitará la entrada de nuevos actores al mercado.

La implementación de la Ley de Transición Energética no está exenta de desafíos. Equilibrar los costos para los clientes finales con la movilización de la inversión necesaria en infraestructura es uno de los mayores retos. Si bien las modificaciones entregan nuevas herramientas a los generadores y a la autoridad para facilitar la ampliación de instalaciones de transmisión, es imprescindible contar con una planificación estratégica global que evite ineficiencias y costos excesivos para los usuarios. Finalmente, se requerirá una estrecha coordinación institucional entre el Ministerio de Energía, la CNE, el CEN y la propia industria para una implementación exitosa de estas medidas.

¹⁷ “Las empresas de generación podrán proponer y financiar obras de ampliación en instalaciones de transmisión a su cuenta y riesgo, que permitan inyectar al sistema todo el potencial de energía generado, siguiendo para tal efecto el procedimiento señalado en el inciso anterior”.

1.

ANÁLISIS DE OPERACIÓN

GENERACIÓN

En agosto, la generación total del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) alcanzó los 7.177 GWh/mes, lo que representa una disminución de -2,6% en comparación con julio de 2025 (7.369 GWh/mes) y un incremento del 0,1% en relación con agosto de 2024 (7.170 GWh/mes) (Ver Figura 1.1).

La participación de la generación hidráulica de embalse, hidráulica de pasada, geotérmica, diésel se redujo en 24%, 28%, 53%, 33%, respectivamente, en comparación con agosto de 2024. En contraste, la generación eólica, solar, gas, carbón aumentó en un 4%, 7%, 9%, 43%, respectivamente, respecto al mismo período del año anterior.

En cuanto a la generación bruta registrada en agosto, la potencia máxima alcanzó los 12.186 MW el día 22, mientras que la mínima fue de 7.709 MW el día 18. 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 agosto estuvieron en mantenimiento mayor las centrales hidráulicas: Alfalfal (31 días), Canutillar (22 días), La Confluencia (17 días), El Toro (5 días), Chacayes (4 días) y Antuco (4 días); a gas: Nehuenco II (12 días), Quintero 1A (11 días), Atacama 1 (5 días), Candelaria 1 (4 días) y Taltal 2 (4 días); y a carbón: Guacolda 2 (10 días) y Guacolda 4 (7 días).

Figura 1.1:
Energía mensual generada en el SEN

Fuente: CEN

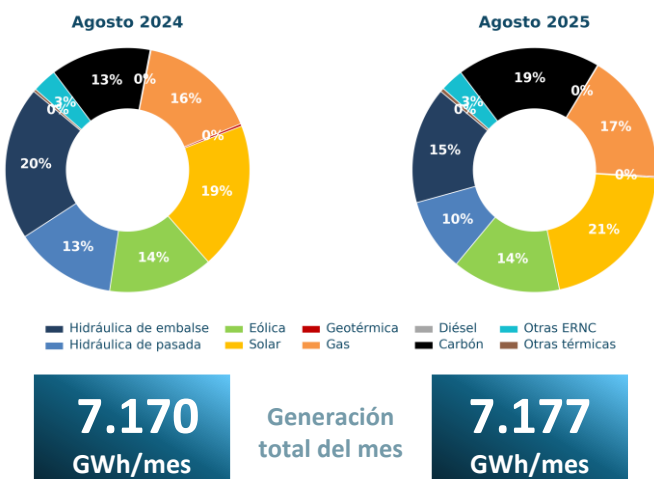
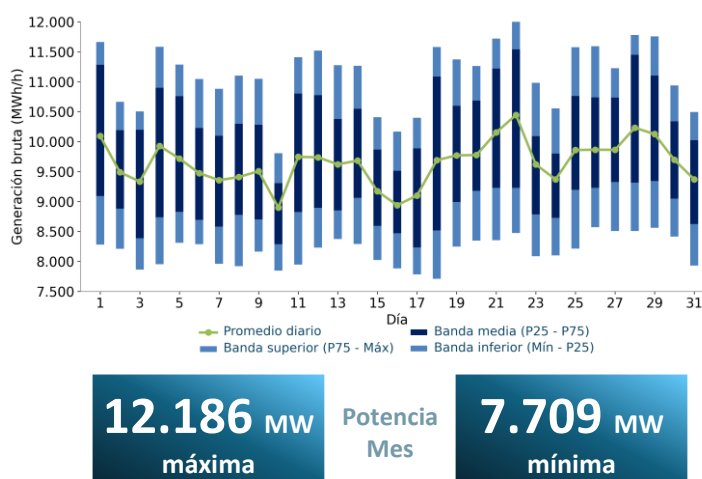


Figura 1.2:
Generación bruta del SEN

Fuente: CEN



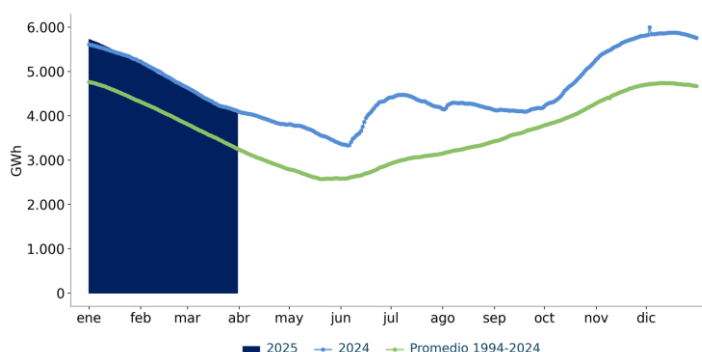
HIDROLOGÍA

En marzo, la energía embalsada en el SEN fue inferior en comparación con 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*

Fuente: CEN



*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 agosto de 2025 el costo marginal de la barra Crucero 220 fue de 35,4 US\$/MWh, lo cual registró una variación de -39,7% con respecto a julio de 2025 (58,7 US\$/MWh), y una variación de -17,8% respecto a agosto de 2024 (43,1 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 agosto de 2025 el costo marginal de la barra Alto Jahuel 220 fue de 45,8 US\$/MWh, lo cual registró una variación de -49,2% con respecto a julio de 2025 (90,2 US\$/MWh), y una variación de 0,4% respecto a agosto de 2024 (45,6 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 agosto para Crucero 220 kV

Fuente: CEN

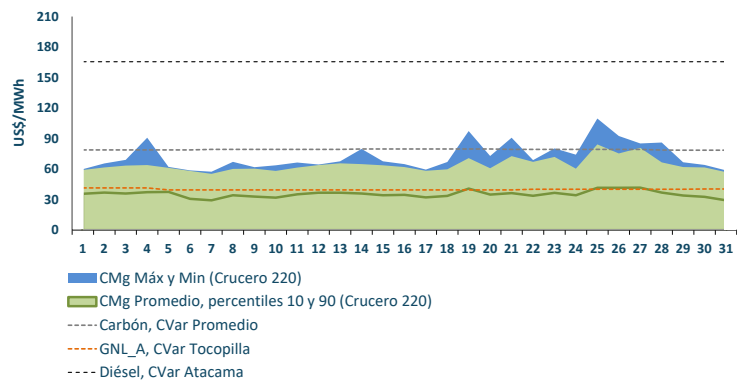
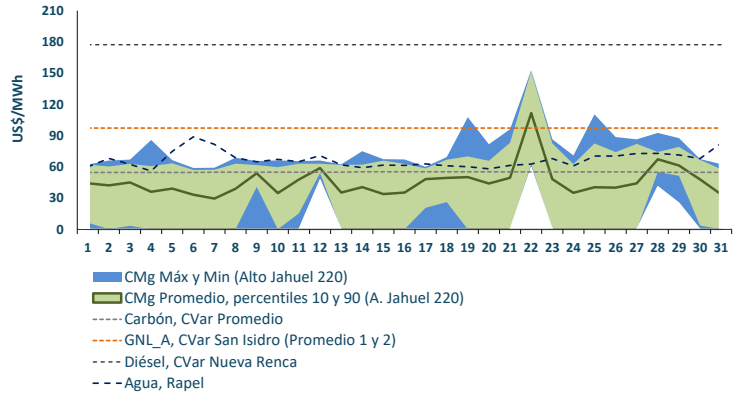


Figura 1.5: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de agosto para Alto Jahuel 220kV

Fuente: CEN



Durante el mes de agosto 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 agosto en barras representativas del sistema

Fuente: CEN

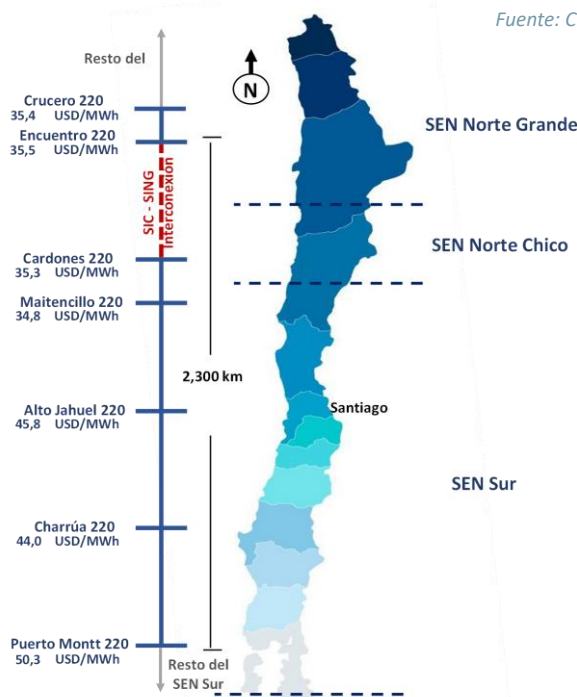


Tabla 1.1: Desacople promedio por tramo congestionado en sistema de transmisión*

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 Systep, sección Datos de Operación del SEN.

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% 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 4.304 MW de nueva capacidad, de los cuales 1.423 MW son solares, 513 MW son eólicos, 142 MW son biomasa, 40 MW son diésel y 2.186 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%).

Desde las programaciones publicadas a principios de este año por parte del Coordinador se aprecia que la disponibilidad de gas natural licuado informada por las empresas Colbún y Tamakaya es baja, solo según remanentes en los respectivos terminales y sin nuevas importaciones durante 2025. No obstante, Colbún ha declarado disponibilidad completa de gas argentino a partir de marzo de 2025, lo que de todas formas está sujeto a la disponibilidad de excedentes en Argentina. Esto es lo que se ha visto reflejado en cartas recientes del CEN.

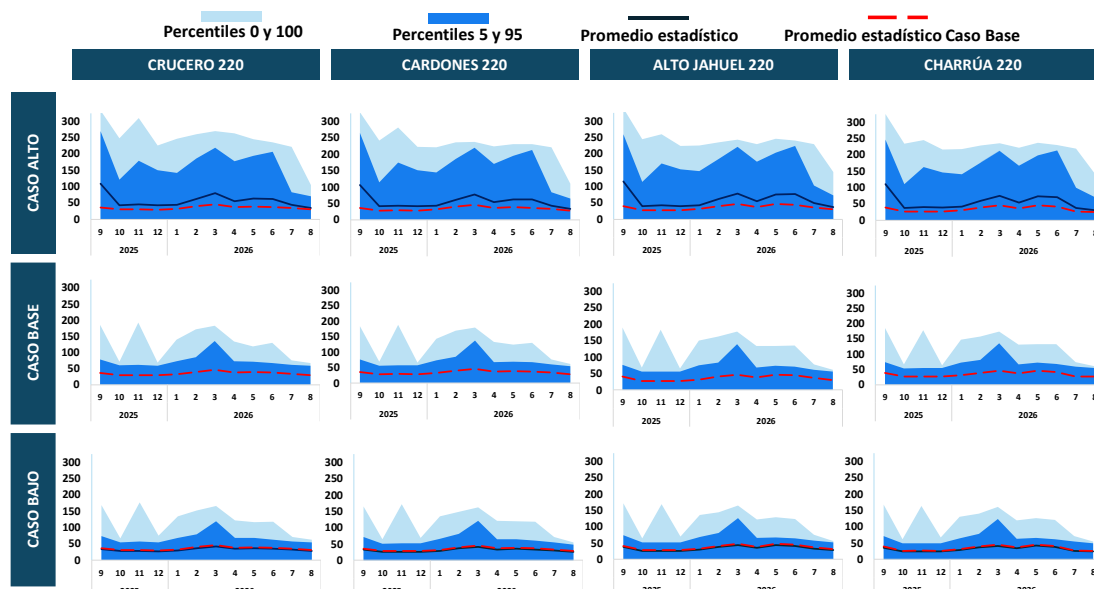
Septiembre estuvo marcado por algunos desacoples diurnos entre las zonas norte y centro-sur, debido a congestiones en el tramo Pan de Azúcar-Polpaico 2x500 kV. La proyección contempla el último pronóstico de deshielos del Coordinador.

Tabla 2.1:
Supuestos considerados en las simulaciones

SUPUESTOS		BAJO	BASE	ALTO
Precios Combustibles				
CARBÓN US\$/Ton	Mejillones*	376	418	460
	Angamos*	120	133	146
	Guacolda*	109	121	133
	Andina	104	115	127
	Hornitos	104	115	127
	Santa María	177	196	216
	N. Ventanas	110	122	134
DIESEL US\$ / Bbl	Quintero	131	146	160
	Mejillones	109	121	134
GNL US\$ / MMBtu	San Isidro 1	8	9	9
	Nehuenco 1	9	10	-
	Mejillones CTM3	8	8	-
	U16	8	9	10
	Kelar	6	7	-
GN US\$ / MMBtu	San Isidro 2	6	6	-
	U16	10	11	-
	Nehuenco 2	7	8	-
	Nueva Renca	6	7	-

*Se considera el promedio de las unidades

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



Fuente: Systep

3.

ANÁLISIS POR EMPRESA

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

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

Empresa:
ENEL CHILE

GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

TECNOLOGÍA	Ago 2024	Jul 2025	Ago 2025
Diésel	1	0	0
Carbón	0	0	0
Gas Natural	460	833	559
GNL	0	0	0
Hidro	1.328	741	971
Solar	288	232	237
Eólico	190	199	157
Geotérmica	22	9	11
TOTAL	2.289	2.014	1.935

VALOR DEL AGUA PROMEDIO (US\$/MWh)

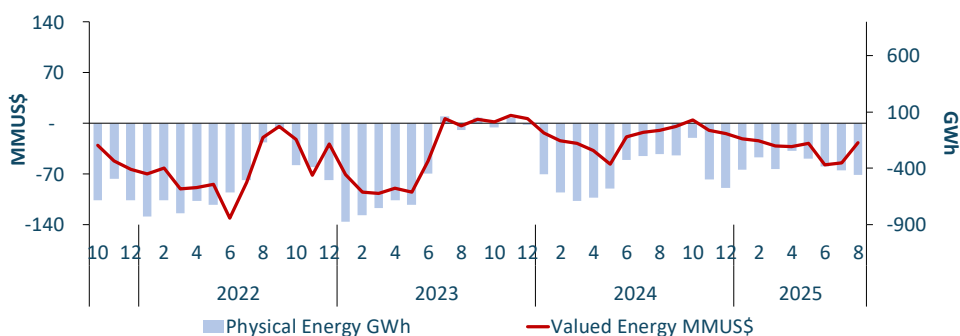
CENTRAL	Ago 2024	Ago 2025
Embalse Ralco	55	61

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Ago 2024	Ago 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)	62,0	48,5
Taltal Diésel (Prom. I y II)	0,0	0,0
Atacama Diésel (TG1A+TG1B+TV1C)	187,1	165,6

TRANSFERENCIA DE ENERGIA

ÍTEM	Ago 2025
Total Generación (GWh)	1.935
Total Retiros (GWh)	2.393
Transf. Físicas (GWh)	-458
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-27



Empresa:
COLBÚN

GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

TECNOLOGÍA	Ago 2024	Jul 2025	Ago 2025
Diésel	0	7	0
Carbón	219	0	0
Gas Natural	77	225	193
GNL	0	0	0
Hidro	680	320	421
Solar	33	34	37
Eólico	31	132	165
Total	1.040	719	817

VALOR DEL AGUA PROMEDIO (US\$/MWh)

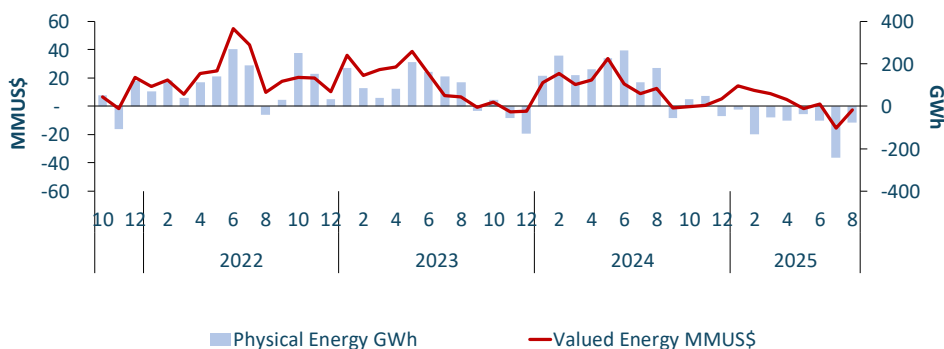
CENTRAL	Ago 2024	Ago 2025
Embalse Colbún	49	75

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Ago 2024	Ago 2025
Santa María	52,7	71,5
Nehuenco GNL_A (TG1+TV1, Prom. I y II)	102,5	102,5
Nehuenco GN_A (TG1+TV1, Prom. I y II)	62,7	59,1
Nehuenco Diesel (TG1+TV1, Prom. I y II)	180,3	180,3

TRANSFERENCIA DE ENERGIA

ÍTEM	Ago 2025
Total Generación (GWh)	817
Total Retiros (GWh)	893
Transf. Físicas (GWh)	-76
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-2,42



GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

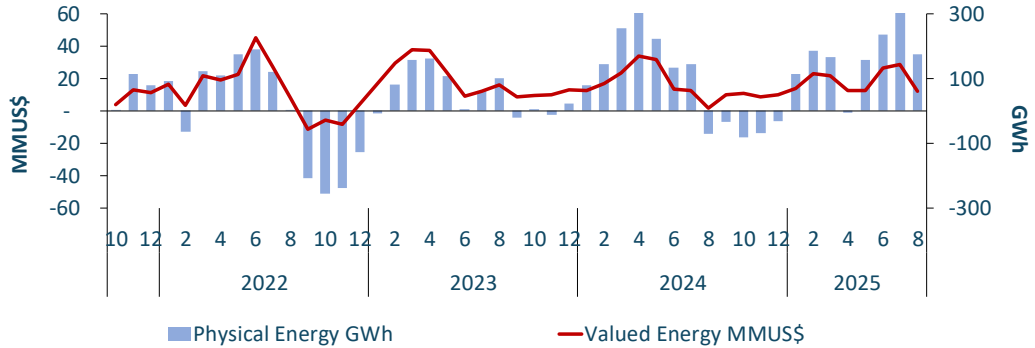
TECNOLOGÍA	Ago 2024	Jul 2025	Ago 2025
Diésel	0	0	0
Carbón	433	905	735
Gas Natural	0	0	0
GNL	0	0	0
Hidro	57	23	31
Solar	35	22	41
Eólico	49	59	38
Total	574	1.008	844

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Ago 2024	Ago 2025
N. Ventanas y Campiche	65,8	52,8
Angamos (prom. 1 y 2)	60,3	57,7
Norgener (prom. 1 y 2)	0,0	0,0

TRANSFERENCIA DE ENERGIA

ÍTEM	Ago 2025
Total Generación (GWh)	844
Total Retiros (GWh)	670
Transf. Físicas (GWh)	174
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	12



GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

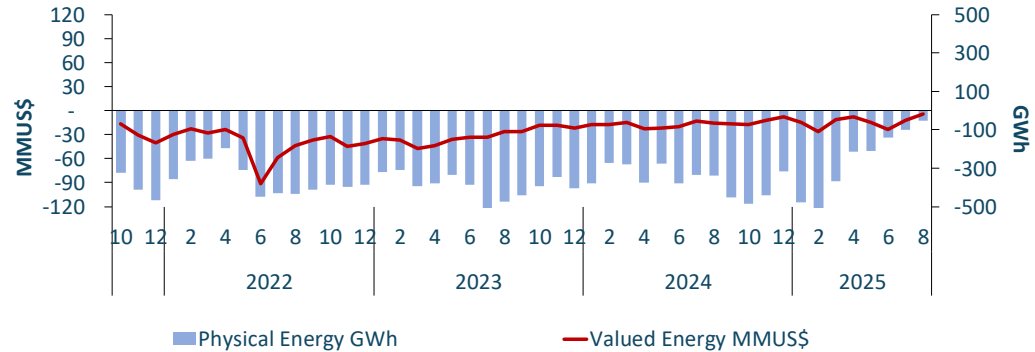
TECNOLOGÍA	Ago 2024	Jul 2025	Ago 2025
Diésel	0	0	0
Carbón	149	397	327
Gas Natural	175	215	230
GNL	0	0	0
Hidro	20	12	15
Solar	42	29	75
Eólico	45	97	122
Total	432	749	770

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Ago 2024	Ago 2025
Andina Carbón	81,4	52,0
Mejillones Carbón	180,0	180,0
Tocopilla GNL_A (U16-TG1+TV1)	33,8	40,0

TRANSFERENCIA DE ENERGIA

ÍTEM	Ago 2025
Total Generación (GWh)	770
Total Retiros (GWh)	823
Transf. Físicas (GWh)	-53
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-4



GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

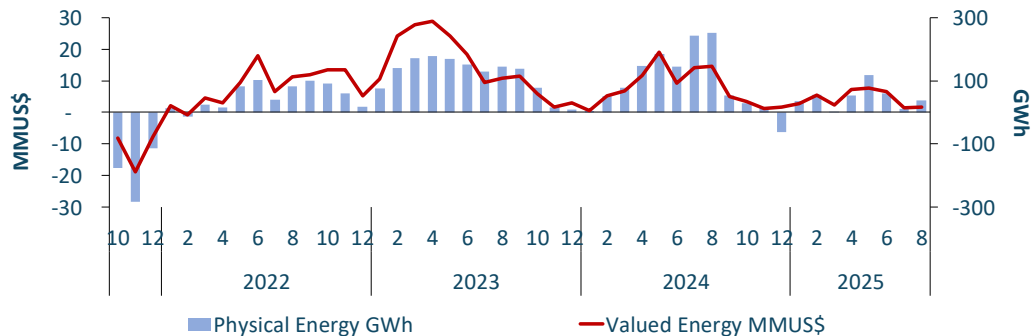
TECNOLOGÍA	Ago 2024	Jul 2025	Ago 2025
Diésel	0	14	0
Carbón	0	0	0
Gas Natural	0	0	0
GNL	257	0	45
Hidro	0	0	0
Solar	0	0	0
Eólico	0	0	0
Total	257	14	45

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Ago 2024	Ago 2025
Kelar GNL_A (TG1 + TG2 + TV)	62,6	54,9
Kelar Diesel (TG1 + TG2 + TV)	144,5	127,6

TRANSFERENCIA DE ENERGIA

ÍTEM	Ago 2025
Total Generación (GWh)	45
Total Retiros (GWh)	9
Transf. Físicas (GWh)	37
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	2



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 agosto de 2025, es de 101 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 agosto 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	126	7.598
ENEL GENERACIÓN	68	5.936
ENDESA	105	4.125
El Campesino	129	4.022
ACCIONA	103	1.111
COLBÚN	84	1.000
Abengoa	154	955
IBEREÓLICA CABO LEONES II S.A.	63	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.	137	422
WPD MALLECO (Malleco)	67	398
Pelumpén S.A.	109	349
PUELCHE SUR EÓLICA	59	287
SONNEDIX COX	71	265
Iberecoica Cabo Leones I S.A.	120	196
WPD MALLECO (Malleco II)	67	192
Otros	102	1.563
Precio Medio de Licitación	101	33.015

* Todos los procesos hasta la fecha indexados al 8/2025, ponderado por energía contratada del año 2025

Tabla 4.2:

Precio medio de licitación indexado a agosto 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	101	2.670
SAESA	99	2.146
Precio Medio Muestra	97	26.551

* Todos los procesos hasta la fecha indexados al 8/2025, ponderado por energía contratada del año 2025

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

En agosto de 2025, la mayor generación renovable corresponde a la producción solar que representó 33,0% (1.486,2 GWh), seguida por la generación hidráulica de embalse que representó 24,6% (1.106,5 GWh), luego, eólica que representó 22,8% (1.028,0 GWh), hidráulica de pasada que representó 15,4% (693,5 GWh), bio masa que representó 3,7% (168,1 GWh), bio gas que representó 0,3% (13,9 GWh), y finalmente, geotérmica que representó 0,2% (10,6 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

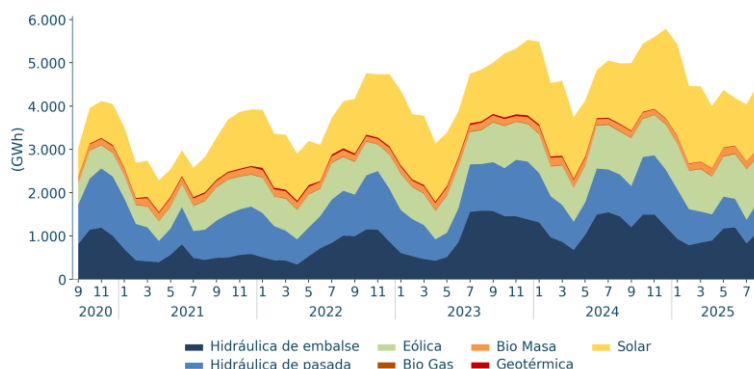
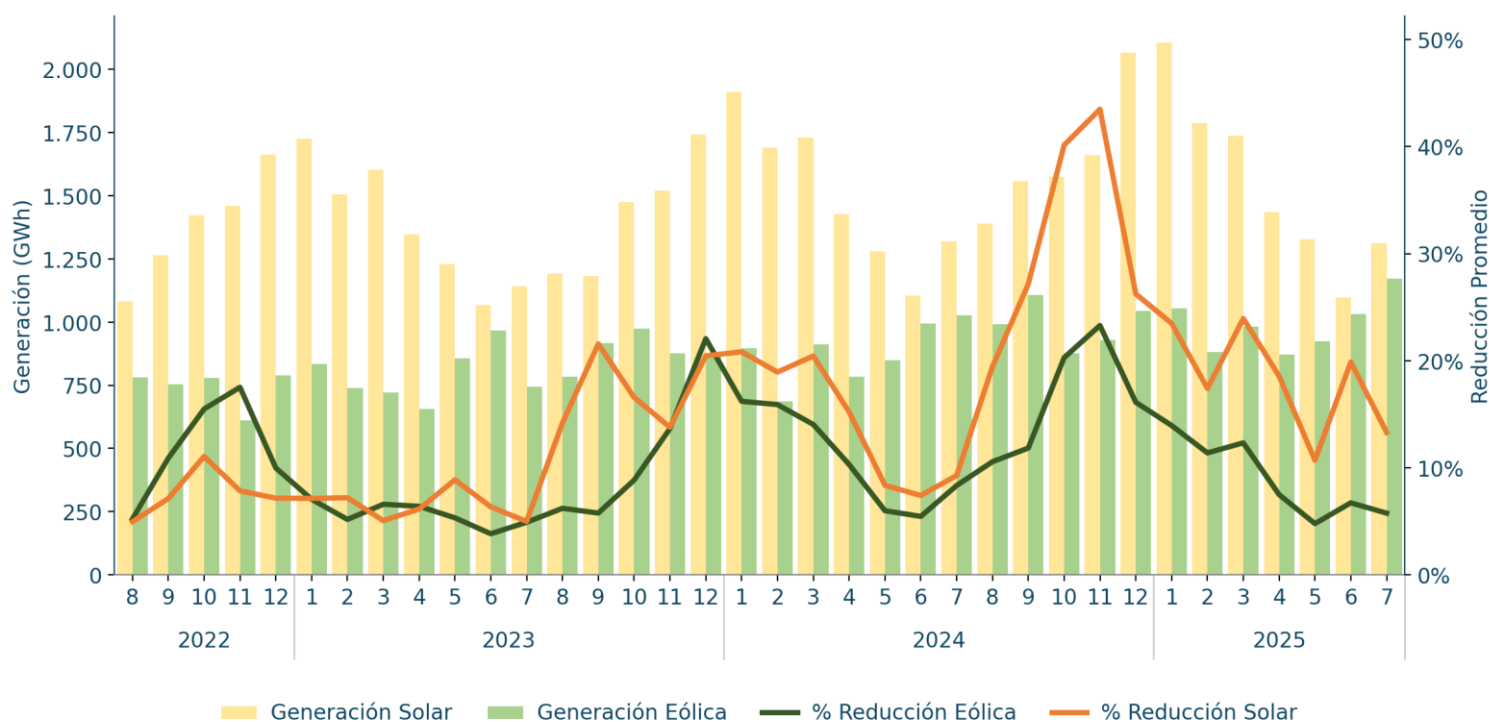


Figura 5.2:
Vertimiento renovable histórico

Fuente: CEN



6.

EXPANSIÓN DEL SISTEMA

PLAN DE OBRAS

De acuerdo con la RE N°526 CNE (29-08-2025) que declara y actualiza instalaciones de Generación y Transmisión en construcción, se espera la entrada de 5.070 MW de capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional. De estos, 7% corresponde a tecnología solar (360 MW), un 10% a tecnología eólica (505 MW), un 1% de tecnología hidráulica (49 MW), un 21% de tecnología solar con BESS (1.057 MW), un 57% de tecnología BESS (2.899 MW) y un 4% 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	
PFV Cachiyuyo	oct-25	Solar	50,0
PFV Víctor Jara	oct-25	Solar + BESS	200,0
PV Libélula	nov-25	Solar	139,7
Parque Eólico Cancura	nov-25	Eólica	33,6
PFV Qanqña	dic-25	Solar	80,0
Cala Morritos	ene-26	Térmica	200,0
PV Estepa Solar	feb-26	Solar + BESS	202,4
Parque Fotovoltaico Alcones	mar-26	Solar	90,0
PE Pemuco	abr-26	Eólica	165,0
PE Pampa Fidelia Etapa 1	may-26	Eólica	126,0
PE Pampa Fidelia Etapa 2	may-26	Eólica	180,0
CH Los Lagos	jun-26	Hidráulica	48,7
Cristales	jun-26	Solar + BESS	400,0
Copiapó Solar	ago-26	Solar + BESS	255,0
Aumento de Inyección y Retiro desde la Red VR1 y VR2	ago-25	BESS	60,0
BESS Huatacondo	nov-25	BESS	98,0
BESS Arenales	nov-25	BESS	300,0
BESS Chaca	nov-25	BESS	228,0
El Pelicano BESS	dic-25	BESS	50,0
Arena BESS	dic-25	BESS	220,0
BESS II San Andrés	dic-25	BESS	42,0
BESS Arica II	feb-26	BESS	30,0
BESS Elena Fase I	feb-26	BESS	430,0
BESS Willka	feb-26	BESS	61,0
BESS Los Loros	mar-26	BESS	46,0
BESS Lile	abr-26	BESS	140,0
BESS Libélula	may-26	BESS	199,2
BESS Estela	may-26	BESS	187,0
Punta de Talca BESS	may-26	BESS	60,0
BESS Estepa II	jun-26	ene-00	0,0
BESS Kallpa (Ex Santa Lya)	jul-26	BESS	57,0
BESS Diego de Almagro Sur II	jun-26	BESS	228,0
BESS Copiapó Solar	ago-26	BESS	233,0

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

PROYECTOS EN EVALUACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL (SEIA)

En el Sistema Eléctrico Nacional, los proyectos de generación en calificación, a agosto de 2025, totalizan 16.865 MW con una inversión de MMUS\$ 22.887, mientras que los proyectos aprobados históricos totalizan 90.526 MW con una inversión de MMUS\$ 149.822 (ver Tabla 7.1).

Durante el mes de agosto, 6 proyectos entraron en calificación aportando una capacidad de 1.606 MW, de los cuales destacan el Proyecto Híbrido Solar, Eólico y de Almacenamiento de Energía Llanura Solar de 1.156 MW ubicado en la comuna de Taltal, y el Parque Fotovoltaico Rinconada Solar de 254 MW ubicado entre las comunas de Maipú y Pudahuel.

Durante este mes se aprobaron 4 proyectos: 1 solar (240 MW) y 3 híbridos solar con almacenamiento (491 MW). Por último, se desistió 1 proyecto (110 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	3.920	5.740	16.978	28.342
Hidráulica	0	0	3.926	6.654
Solar	3.190	4.164	43.460	69.130
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)	5.761	7.917	3.252	5.696
Híbrido (Eólico + BESS)	1.490	2.184	706	1.138
Almacenamiento	200	350	50	160
Total	16.865	22.887	90.526	149.822

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

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA



- Comisión Nacional de Energía abre Registro de Participación Ciudadana para proceso de tarificación del gas en Magallanes y Antártica Chilena ([ver más](#)).
- Comisión Nacional de Energía inicia la consulta pública sobre la Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en Instalaciones de Media Tensión. El plazo de consulta es de 20 días corridos desde la publicación ([ver más](#)).
- Se publica la Resolución Exenta N°556, de 9 de septiembre de 2025, que aprueba el Informe Técnico “Fijación de Peajes de Distribución”, de conformidad a lo establecido en el Art. N° 120 de la LGSE ([ver más](#)).

MINISTERIO DE ENERGÍA



- Se publica en el Diario Oficial el Decreto N° 12T de 2025, que fija los precios a nivel de generación y transmisión en sistema mediano de Hornopirén, y establece su plan de expansión ([ver más](#)).
- Se publica en el Diario Oficial el Decreto N° 11T de 2025, que fija los precios a nivel de generación y transmisión en sistema mediano de Cochamó, y establece su plan de expansión ([ver más](#)).
- Se publica en Diario Oficial la Resolución Exenta N°543 de 2025, rectifica Resolución exenta N° 503, informa y comunica nuevos valores del costo de falla de corta y larga duración en el Sistema Eléctrico Nacional y los Sistemas Medianos ([ver más](#)).
- Se publica en el Diario Oficial el Decreto N° 16T de 2025, modifica Decreto N° 5T de 2019, que fija derechos y condiciones de ejecución y explotación de las obras nuevas que se indican del Sistema de Transmisión Zonal del Art. 13 transitorio de la Ley N° 20.936 ([ver más](#)).
- Ministerio de Energía abre convocatoria para integrar la Plataforma de Pueblos Indígenas para la Transición Energética ([ver más](#)).

COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL



- Coordinador Eléctrico recibe 15 ofertas técnicas en licitación para fortalecer redes de transmisión del sistema ([ver más](#)).
- Coordinador Eléctrico limita operación de 17 pequeñas centrales de generación solares ([ver más](#)).

CÁMARA DE DIPUTADOS

- Se ingresa el Boletín 17850-08, moción de ley que busca modificar la Ley General de Servicios Eléctricos para imponer, a las concesionarias de servicio público de distribución, la obligación de instalar medidores remotos, sin costo para sus clientes ([ver más](#)).



CÁMARA DEL SENADO

- El Boletín 17777-05, Proyecto de Ley que establece incentivos tributarios a la producción de hidrógeno verde y sus derivados, pasa al estado de suma urgencia ([ver más](#)).



PANEL DE EXPERTOS

- Panel de Expertos deja sin efecto pauta de trabajo y da por terminada la Discrepancia N°24-2025 de Edelayson-Saesa contra la CNE por Informe Técnico Fijación de peajes de distribución ([ver más](#)).
- Panel de Expertos presenta Dictamen N°20-2025 a Discrepancia presentada por Colbún contra la negativa del Coordinador Eléctrico de dejar sin efecto las correcciones realizadas a los criterios de programación de la Central Hidroeléctrica Canutillar ([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

Rodrigo Vidal C.

Ingeniero de Estudios

rvidal@systep.cl

reporte@systep.cl

| www.systep.cl

| RRSS

