



REPORTE MENSUAL

Sector Eléctrico

Julio 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

CONTENIDOS

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

Las tarifas no están al día: Transmisión y Distribución

La tarifa eléctrica de los clientes regulados, además de incluir cargos asociados a la generación de energía, también se compone de cargos asociados a la actividad de transmisión y distribución, entre otros¹. Los recientes aumentos en las cuentas responden principalmente a la normalización de los cobros asociados a la componente de energía, impulsada por la publicación de decretos tarifarios pendientes y la incorporación del Cargo MPC², destinado a cubrir la deuda acumulada durante el período de congelamiento tarifario. Por su parte, las componentes de transmisión y distribución aún presentan un importante desfase debido a los retrasos en sus respectivos procesos tarifarios, por lo que **los ajustes pendientes en estos segmentos aún no se han visto reflejados en las tarifas que pagan los clientes finales**.

Cada cuatro años, la Comisión Nacional de Energía (CNE) realiza estudios tarifarios que determinan, de forma independiente, la valorización y remuneración por el uso de las redes de transmisión y distribución. Estos procesos, denominados Estudio de Valorización de la Transmisión (EVT) y Valor Agregado de Distribución (VAD), permiten fijar las tarifas asociadas al transporte y distribución de energía eléctrica. Actualmente la CNE dirige los procesos de EVT 2024-2027 y VAD 2024-2028, sin embargo, ambos han experimentado importantes retrasos. Si bien la Ley establece plazos base y criterios técnicos para la elaboración de estos estudios, a la fecha, no existe claridad respecto de cuándo se publicarán las tarifas atrasadas, lo que ha generado incertidumbre tanto para las empresas como para los consumidores.

En el caso de la transmisión, aún está pendiente la ejecución del EVT y la publicación del Decreto de Valorización para el periodo 2024-2027, así como la publicación del decreto interperiodo para el periodo 2020-2023³. Dado que las tarifas se aplican con efecto retroactivo, estos atrasos generarán saldos cuyo tratamiento dependerá del criterio que adopte la autoridad para su reliquidación. Por su parte, en distribución aún está en desarrollo el Estudio de Cálculo del VAD 2024-2028, además de estar pendientes las reliquidaciones asociadas a la emisión tardía del decreto VAD 2020-2024, publicado en junio de 2024⁴, con un retraso de 3 años y 7 meses. Aún no hay pronunciamiento oficial sobre el monto de las reliquidaciones, aunque información publicada en prensa presenta estimaciones de **entre 600⁵ y 1.000⁶ millones de dólares**, cifra que además devenga intereses⁷. La Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), en uso de

sus facultades, determinará el plazo, forma y condiciones en que se realizará el cobro a los clientes.

Los procesos tarifarios incluyen múltiples etapas de revisión por parte de la CNE, el Panel de Expertos y el Ministerio de Energía. Aunque **la principal causa de retraso es la demora en la elaboración de los estudios**, las observaciones y discrepancias entre empresas y autoridad suelen generar nuevas versiones, alargando aún más los plazos. A esto se suma la tramitación en Contraloría, que puede demorar varios meses, lo que hace que los plazos efectivos superen lo previsto.

Transmisión

El proceso EVT se compone, en términos generales, de seis etapas: elaboración de las Bases Técnicas por parte de la CNE, adjudicación y posterior desarrollo del estudio por parte del consultor, elaboración del Informe Técnico Preliminar y Final por la CNE, el dictamen del Panel de Expertos, la elaboración del Informe Técnico Definitivo por parte de la CNE y, finalmente, la aprobación y publicación del Decreto Tarifario. La Figura 1 muestra una línea de tiempo referencial con los principales hitos del Proceso de Valorización de la Transmisión. En ella, la parte superior indica el plazo estimado en un inicio por la regulación⁸ de cada hito, mientras que la parte inferior muestra el plazo que efectivamente tomó cada uno de estos hitos para el proceso EVT 2020-2023.

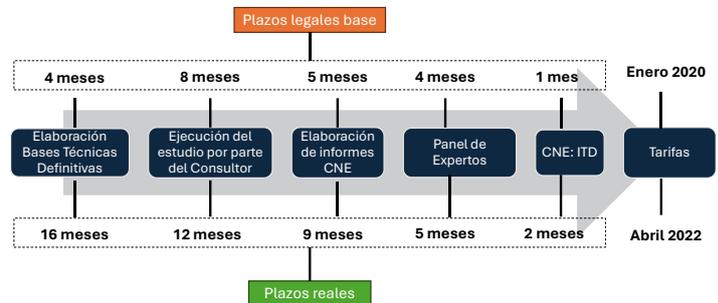


Figura 1: Comparación entre plazos legales y reales EVT 2020-2023⁹

Como se observa, **todos los hitos del proceso presentaron retrasos**, en donde la mayor diferencia ocurrió en la elaboración de las Bases Técnicas Definitivas. El Decreto de Valorización del EVT 2020-2023 fue publicado en abril de 2022¹⁰, cuando en realidad las tarifas asociadas a dicho estudio debieron entrar en vigor en enero de 2020. En cuanto al estudio siguiente,

¹ Para un cliente residencial BT1, la generación representa entre un 50% y 65% de la tarifa, la transmisión entre un 7% y 11%, y la distribución entre un 12% y 33%, dependiendo de la comuna.

² Cargo fijo aplicado a los clientes regulados, establecido en el artículo 9° de la Ley N° 21.667, destinado a extinguir progresivamente los saldos acumulados por los mecanismos de estabilización de precios.

³ Estudios que valorizan instalaciones de transmisión que no fueron consideradas en el proceso cuatrienal vigente, y que deben ser valorizadas por la CNE conforme a la metodología del decreto vigente al momento de su entrada en operación (Art. 52 del Reglamento de Valorización).

⁴ Decreto N°ST

⁵ Diario Financiero, abril 2025

⁶ Ciper Chile, julio 2025

⁷ Art. 192 del DFL N° 4. Establece que las reliquidaciones se reajustan aplicando el interés corriente vigente al momento de la publicación del decreto tarifario, por todo el período retroactivo correspondiente.

⁸ Art. 108 del DFL N° 4. Establece un plazo máximo de ocho meses para ejecutar el estudio, contado desde el total trámite del acto administrativo que aprueba el contrato con el consultor. Este y otros plazos aplicables al proceso se regulan entre los artículos 105 y 113.

⁹ La línea de tiempo considera plazos legales base. En algunas etapas estos plazos pueden extenderse ante solicitudes fundadas o gestiones adicionales dentro del proceso.

¹⁰ Decreto N°7I

correspondiente al EVT 2024–2027, cuyas tarifas debieron haber comenzado a regir desde enero de 2024, actualmente se encuentra en fase de desarrollo por parte del consultor (uno para el Sistema Nacional y otro para el Sistema Zonal). A la fecha, la CNE ha emitido tres oficios que prorrogan la entrega de los informes de avance por parte de cada consultor¹¹, lo que anticipa que, de acuerdo con los plazos legales contemplados inicialmente, el proceso completo difícilmente concluirá antes de 2027.

Los retrasos en los procesos de valorización de la transmisión han implicado una desviación de los plazos legales y, además, generan efectos financieros para las empresas del sector. En particular, la postergación de la entrada en vigor de los decretos impide que las empresas transmisoras perciban oportunamente sus ingresos actualizados, afectando directamente sus flujos de caja. Esto podría traducirse en un mayor costo financiero para futuros proyectos, debido al incremento en las tasas de interés exigidas por los acreedores financieros ante el riesgo percibido. Esta situación es especialmente crítica en el segmento de transmisión, caracterizado por ser intensivo en capital y por el desarrollo de obras de larga ejecución que requieren certeza sobre los ingresos futuros para viabilizar su financiamiento.

Distribución

El proceso VAD se compone, en términos generales, de seis etapas: elaboración de las Bases Técnicas por parte de la CNE, adjudicación y posterior desarrollo del Estudio por parte del consultor, elaboración de los Informes Técnicos por la CNE, el dictamen del Panel de Expertos, la elaboración del Informe Técnico Definitivo por parte de la CNE y, finalmente, la aprobación y publicación del Decreto Tarifario. La Figura 2 muestra una línea de tiempo referencial con los principales hitos del proceso de Valor Agregado de Distribución. En ella, la parte superior indica el plazo legal base¹² de cada hito, mientras que la parte inferior muestra el plazo que efectivamente tomó cada uno de estos hitos para el proceso VAD 2020-2024.

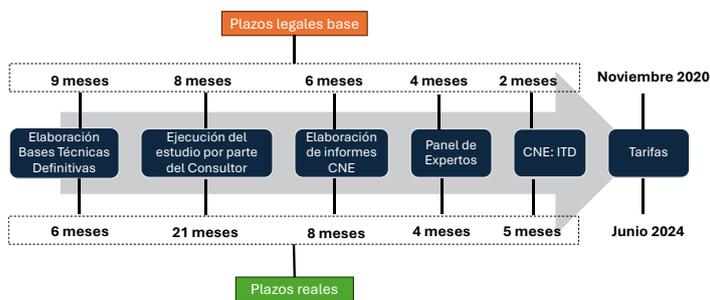


Figura 2: Comparación entre plazos legales y reales VAD 2020-2024⁹

El proceso VAD 2020-2024 fue el primero en incorporar los cambios metodológicos introducidos por la Ley Corta de Distribución¹³, lo que se reflejó en un atraso significativo en la etapa de ejecución del Estudio, **la cual acumuló un retraso de aproximadamente 13 meses**. Si bien la CNE, en su reciente cuenta pública, ha reconocido que el proceso fue particularmente complejo y exigente, con 859 observaciones recibidas, ello no debiese normalizar retrasos superiores a tres años en la fijación de tarifas, dada su relevancia para la sostenibilidad del sector¹⁴.

El decreto tarifario correspondiente al período 2020-2024 fue publicado recién en junio de 2024, cuando en realidad debió haber estado en vigor desde noviembre de 2020. En cuanto al proceso actual, VAD 2024-2028, que debía entrar en vigor en noviembre de 2024, aún se encuentran en fase de desarrollo por parte del consultor.

Este retraso en la publicación de los decretos implica mantener desactualizados los costos frente a los requerimientos actuales del sistema, lo que genera implicancias financieras y operativas en el sector de distribución. La ausencia de tarifas actualizadas puede afectar la liquidez de las empresas, dificultando la ejecución de inversiones en infraestructura, lo que incrementa el riesgo de incumplimientos normativos y eventuales sanciones, precisamente en un contexto donde la calidad de suministro ha sido objeto de críticas por parte de la opinión pública¹⁵.

Cómo avanzar

Antes de implementar reformas profundas, se hace necesario avanzar en soluciones de corto plazo que permitan mantener las tarifas actualizadas, restableciendo la certeza regulatoria y brindando estabilidad financiera a los sectores de transmisión y distribución, evitando también alzas inesperadas futuras para los usuarios. De lo contrario, la falta de acción oportuna podría perpetuarse en el tiempo con consecuencias cada vez más difíciles y costosas de corregir.

Resulta fundamental una conducción política clara y orientada a dar cumplimiento oportuno a los plazos previstos para cada etapa establecidos en la ley. El Ministro de Energía ha manifestado que para procesos de reliquidación del VAD se tomará *“todo el tiempo que sea necesario”*¹⁶, lo que sólo contribuye a aumentar la incertidumbre. En este contexto, **el cumplimiento de los plazos iniciales previstos por la ley debe entenderse como una condición básica para la efectividad de las políticas públicas**. Cuando los procesos se extienden más allá de lo contemplado y no existen responsables claros, se debilita la credibilidad y se envía una señal equivocada al sector privado y a la ciudadanía.

En el sector ya se han propuesto medidas para reducir plazos y mejorar la eficiencia tarifaria, como acortar los tiempos de tramitación u omitir un ciclo del EVT¹⁷ o realizar un estudio anual por Área Típica de Distribución¹³. También que informes independientes de las empresas deban ser considerados por la CNE en sus informes finales, promovería la revisión técnica entre partes e incentivaría el cumplimiento de los plazos. Con todo, lo anterior no resolvería los atrasos actuales, pues aún deben concluirse los procesos tarifarios en curso e iniciarse los próximos lo antes posible.

Entendiendo la complejidad que enfrenta la CNE y los esfuerzos desplegados en procesos técnicamente exigentes, con normativas complejas y diversas interpretaciones, el futuro del sector eléctrico requiere contar con tarifas actualizadas, una colaboración efectiva con la industria y **no heredar el problema a la próxima administración**. La tarifa eléctrica no solo debe asegurar la remuneración de las empresas, sino también entregar señales de precio eficientes para orientar el consumo y la inversión.

¹¹ CNE OF. ORD. N° 395, N° 513 y N° 610 ; CNE OF. ORD. N° 125, N° 235 y N° 341

¹² Artículo 183 bis del DFL N° 4. Establece que el plazo máximo para la ejecución del estudio por parte del consultor es de ocho meses desde la adjudicación. Además, especifica otros plazos aplicables a las distintas etapas del proceso.

¹³ Atrasos en las fijaciones tarifarias ¿cómo podemos mejorar?, Systep, junio 2022

¹⁴ Cuenta Pública Participativa 2025 CNE

¹⁵ ¿Por qué se nos corta tanto la luz en Chile?, La Tercera 2024

¹⁶ Diario Financiero, mayo 2025

¹⁷ Discusión del Boletín N° 16.078-08, informe noviembre 2024

GENERACIÓN

En junio, la generación total del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) alcanzó los 7.227 GWh/mes, lo que representa un aumento de 0,6% en comparación con mayo de 2025 (7.181 GWh/mes) y una reducción del -0,2% en relación con junio de 2024 (7.239 GWh/mes) (Ver Figura 1.1).

La participación de la generación hidráulica de embalse, hidráulica de pasada, solar, geotérmica se redujo en 20%, 38%, 1%, 57%, respectivamente, en comparación con junio de 2024. En contraste, la generación eólica, gas, diésel, carbón aumentó en un 4%, 8%, 1.916%, 41%, respectivamente, respecto al mismo período del año anterior.

En cuanto a la generación bruta registrada en junio, la potencia máxima alcanzó los 12.083 MW el día 12, mientras que la mínima fue de 7.990 MW el día 30. 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 junio estuvieron en mantenimiento mayor las centrales hidráulicas: La Confluencia (30 días), Rucue (29 días), Cipreses (16 días) y Alfalfal (7 días); a gas: Atacama 1 (26 días), Quintero 1B (10 días), Nehuenco I (8 días), Quintero 1A (5 días) y Kelar (3 días); a carbón: Cochrane-CCH2 (10 días) y Guacolda 4 (1 día); solares: Bolero (1 día); y diésel: Los Espinos (1 día).

Figura 1.1:
Energía mensual generada en el SEN

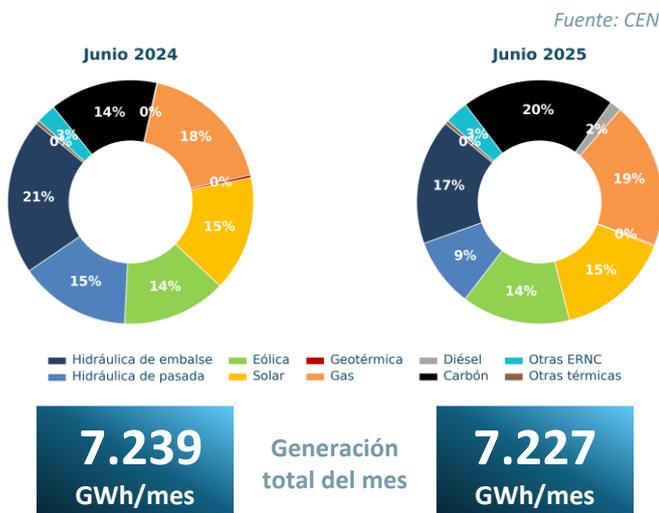
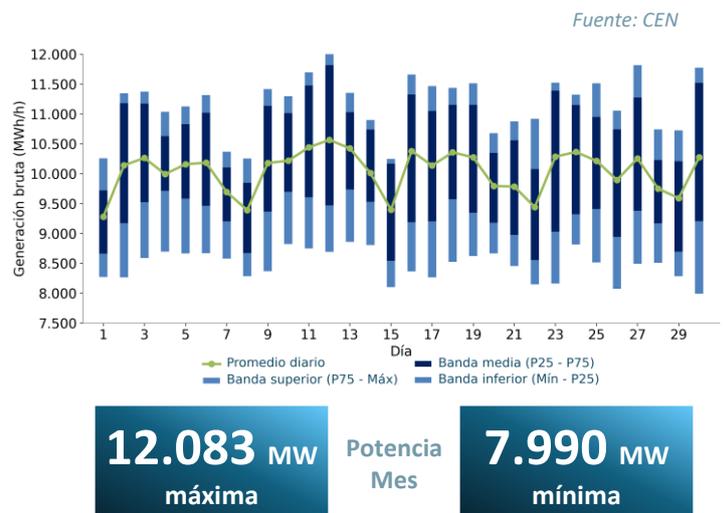


Figura 1.2:
Generación bruta del SEN

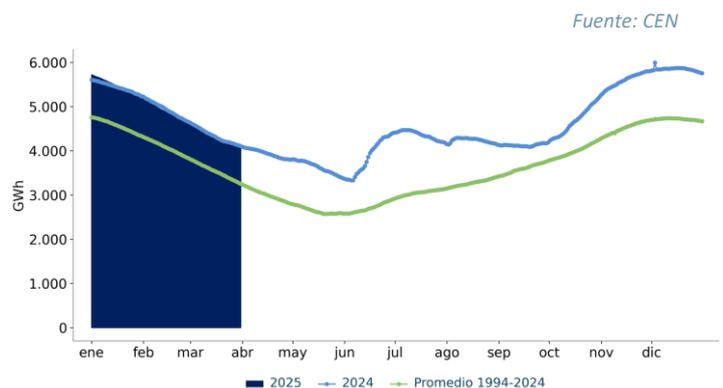


HIDROLOGÍA

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*



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

COSTOS MARGINALES

En junio de 2025 el costo marginal de la barra Crucero 220 fue de 62,0 US\$/MWh, lo cual registró una variación de 12,1% con respecto a mayo de 2025 (55,3 US\$/MWh), y una variación de 14,7% respecto a junio de 2024 (54,0 US\$/MWh). Los costos en demanda baja fueron determinados por el carbón y gas, mientras que en demanda alta por el diésel (ver Figura 1.4).

En junio de 2025 el costo marginal de la barra Alto Jahuel 220 fue de 111,2 US\$/MWh, lo cual registró una variación de 79,8% con respecto a mayo de 2025 (61,8 US\$/MWh), y una variación de 112,3% respecto a junio de 2024 (52,3 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 junio para Crucero 220 kV

Fuente: CEN

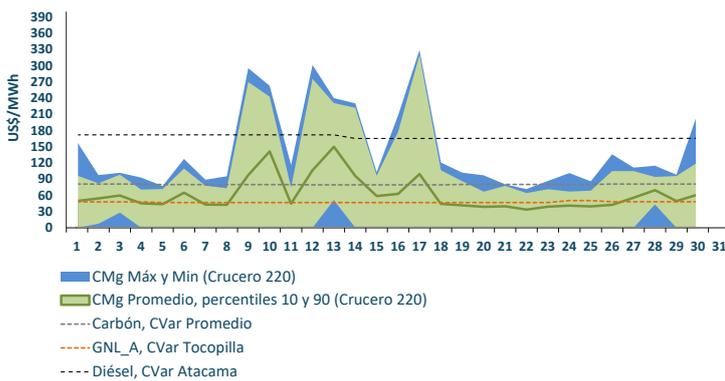
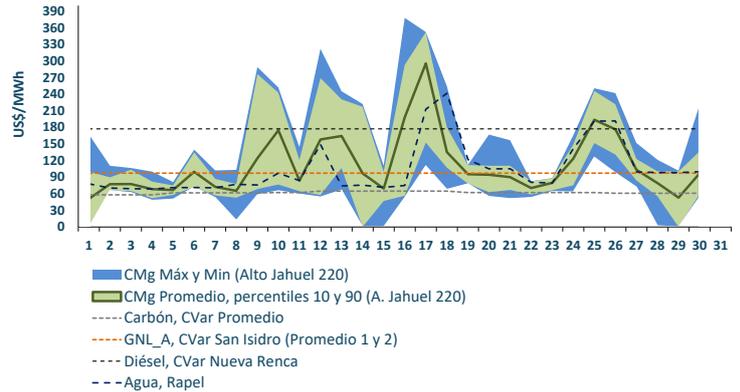


Figura 1.5:
Principales costos variables y costo marginal promedio diario de junio para Alto Jahuel 220kV

Fuente: CEN



Durante el mes de junio 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 mayo en barras representativas del sistema

Fuente: CEN

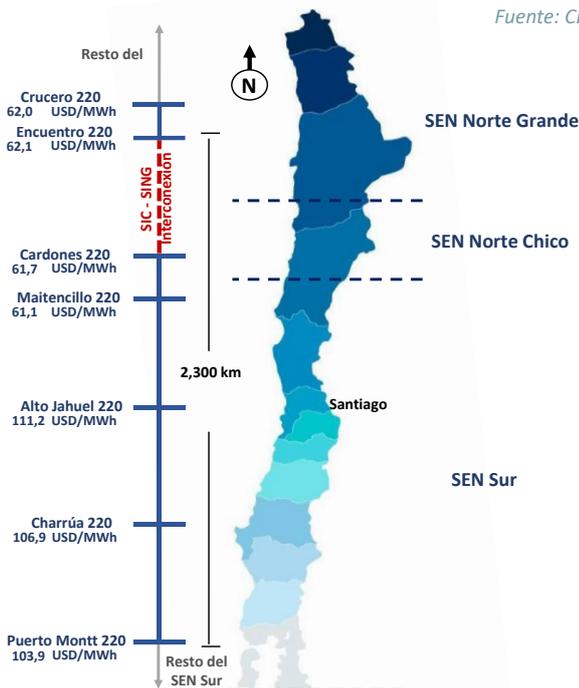


Tabla 1.1:
Desacople promedio por tramo congestionado en sistema de transmisión*

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.

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 5.362 MW de nueva capacidad, de los cuales 1.282 MW son solares, 1.105 MW son eólicos, 142 MW son biomasa, 40 MW son diésel y 2.793 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.

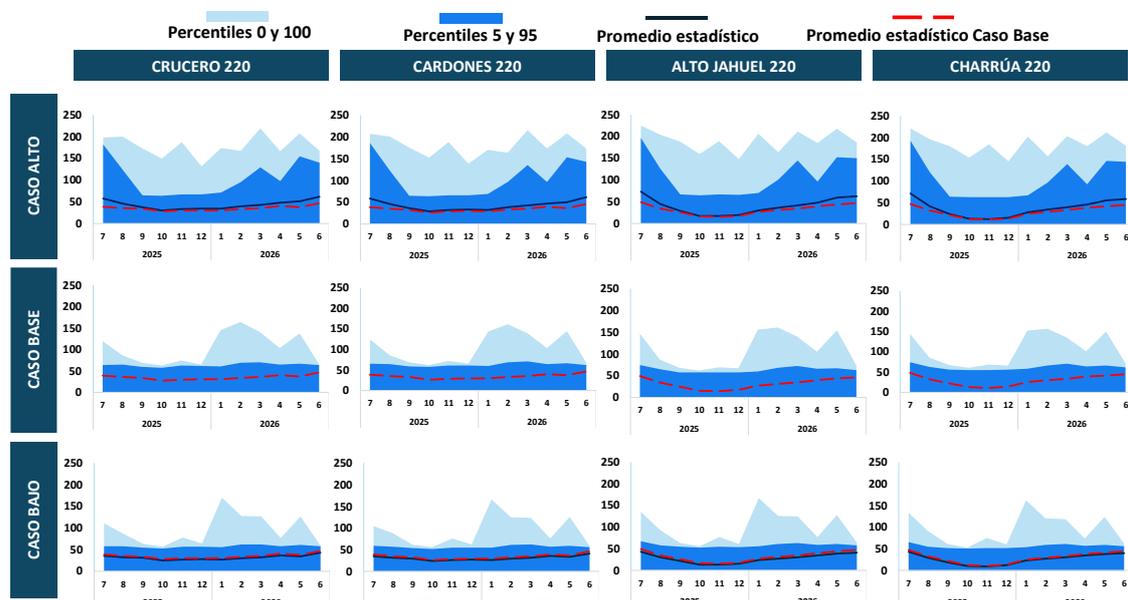
Además, durante julio de 2025 la mayor parte de las horas del día el sistema ha operado desacoplado entre norte y centro-sur, producto de congestiones en el tramo Pan de Azúcar-Polpaico 2x500 kV.

Tabla 2.1:
Supuestos considerados en las simulaciones

SUPUESTOS		BAJO	BASE	ALTO
Precios Combustibles				
CARBÓN US\$/Ton	Mejillones*	376	418	460
	Angamos*	118	132	145
	Guacolda*	122	136	149
	Andina	103	115	126
	Hornitos	103	115	126
	Santa María	177	196	216
	N. Ventanas	122	136	149
DIESEL US\$ / Bbl	Quintero	131	146	160
	Mejillones	110	122	134
GNL US\$ / MMBtu	San Isidro 1	8	8	9
	Nehuenco 1	8	9	-
	Mejillones CTM3	7	8	-
	U16	7	8	8
	Kelar	8	8	-
GN US\$ / MMBtu	San Isidro 2	6	6	-
	U16	10	11	-
	Nehuenco 2	7	8	-
	Nueva Renca	7	8	-

*Se considera el promedio de las unidades

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



Fuente: Systep

3.

ANÁLISIS POR EMPRESA

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

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

Empresa:
ENEL CHILE

GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

TECNOLOGÍA	Jun 2024	May 2025	Jun 2025
Diésel	0	0	0
Carbón	0	0	0
Gas Natural	463	574	667
GNL	0	0	0
Hidro	1.361	1.074	1.007
Solar	264	229	187
Eólico	188	155	159
Geotérmica	27	12	12
TOTAL	2.303	2.043	2.031

VALOR DEL AGUA PROMEDIO (US\$/MWh)

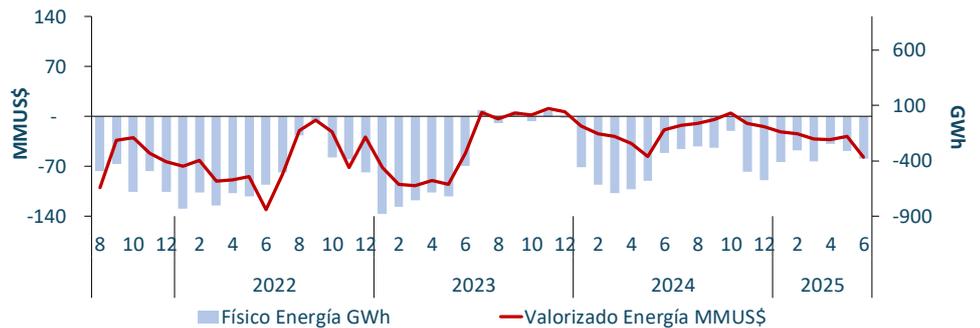
CENTRAL	Jun 2024	Jun 2025
Embalse Ralco	58	99

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Jun 2024	Jun 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)	60,6	48,4
Taltal Diésel (Prom. I y II)	0,0	0,0
Atacama Diésel (TG1A+TG1B+TV1C)	187,1	168,4

TRANSFERENCIA DE ENERGIA

ÍTEM	Jun 2025
Total Generación (GWh)	2.031
Total Retiros (GWh)	2.414
Transf. Físicas (GWh)	-382
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-57



Empresa:
COLBÚN

GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

TECNOLOGÍA	Jun 2024	May 2025	Jun 2025
Diésel	0	1	27
Carbón	43	0	0
Gas Natural	261	320	168
GNL	0	0	0
Hidro	736	481	516
Solar	33	34	29
Eólico	13	106	146
Total	1.085	942	885

VALOR DEL AGUA PROMEDIO (US\$/MWh)

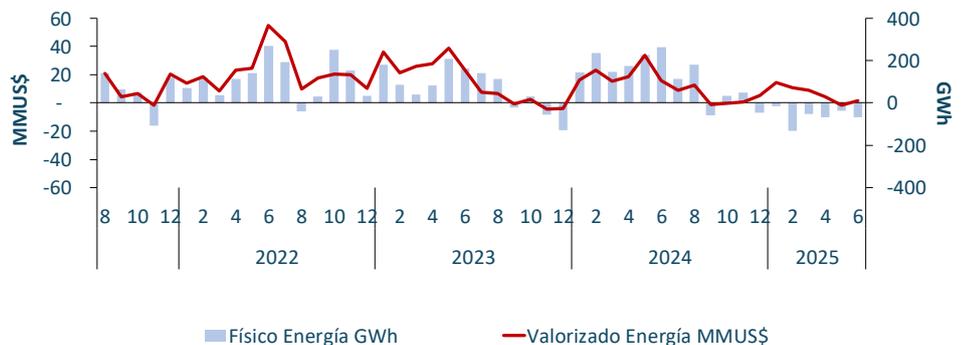
CENTRAL	Jun 2024	Jun 2025
Embalse Colbún	47	76

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Jun 2024	Jun 2025
Santa María	74,2	70,3
Nehuenco GNL_A (TG1+TV1, Prom. I y II)	102,5	102,5
Nehuenco GN_A (TG1+TV1, Prom. I y II)	63,1	58,7
Nehuenco Diesel (TG1+TV1, Prom. I y II)	180,3	180,3

TRANSFERENCIA DE ENERGIA

ÍTEM	Jun 2025
Total Generación (GWh)	885
Total Retiros (GWh)	952
Transf. Físicas (GWh)	-67
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	1,47



GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

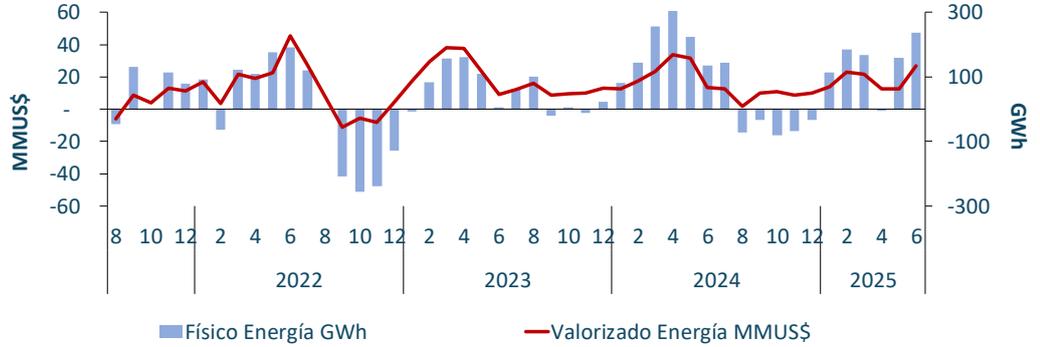
TECNOLOGÍA	Jun 2024	May 2025	Jun 2025
Diésel	0	0	0
Carbón	652	774	815
Gas Natural	0	0	0
GNL	0	0	0
Hidro	56	36	32
Solar	21	26	19
Eólico	57	44	40
Total	787	880	906

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Jun 2024	Jun 2025
N. Ventanas y Campiche	76,0	69,8
Angamos (prom. 1 y 2)	64,5	51,5
Norgener (prom. 1 y 2)	0,0	0,0

TRANSFERENCIA DE ENERGIA

ÍTEM	Jun 2025
Total Generación (GWh)	906
Total Retiros (GWh)	670
Transf. Físicas (GWh)	236
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	27



GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

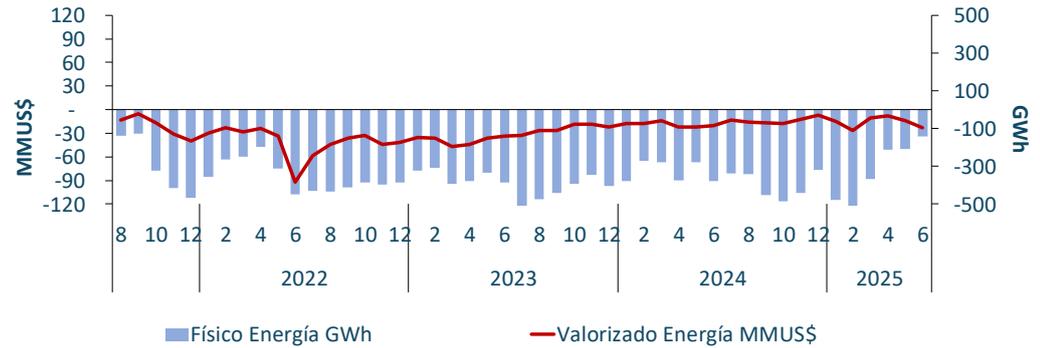
TECNOLOGÍA	Jun 2024	May 2025	Jun 2025
Diésel	0	0	0
Carbón	110	345	292
Gas Natural	198	130	240
GNL	0	0	0
Hidro	24	15	18
Solar	49	33	25
Eólico	33	70	123
Total	415	593	698

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Jun 2024	Jun 2025
Andina Carbón	81,4	53,6
Mejillones Carbón	180,0	180,0
Tocopilla GNL_A (U16-TG1+TV1)	29,7	47,4

TRANSFERENCIA DE ENERGIA

ÍTEM	Jun 2025
Total Generación (GWh)	698
Total Retiros (GWh)	839
Transf. Físicas (GWh)	-141
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-23



GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

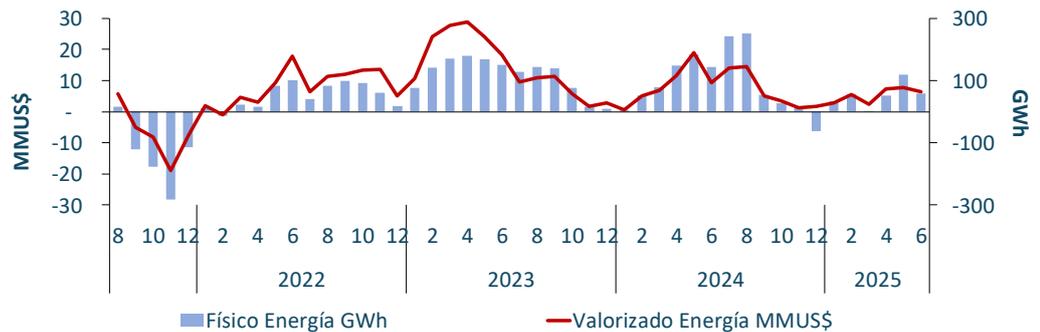
TECNOLOGÍA	Jun 2024	May 2025	Jun 2025
Diésel	0	11	9
Carbón	0	0	0
Gas Natural	0	0	0
GNL	173	114	58
Hidro	0	0	0
Solar	0	0	0
Eólico	0	0	0
Total	173	125	67

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Jun 2024	Jun 2025
Kelar GNL_A (TG1 + TG2 + TV)	82,2	59,8
Kelar Diesel (TG1 + TG2 + TV)	144,5	129,0

TRANSFERENCIA DE ENERGIA

ÍTEM	Jun 2025
Total Generación (GWh)	67
Total Retiros (GWh)	7
Transf. Físicas (GWh)	60
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	6



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 junio 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 junio 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	125	4,022
ACCIONA	102	1,111
COLBÚN	84	1,000
Abengoa	153	955
IBERÉOLICA CABO LEONES II S.A.	63	861
Aela Generación S.A.	98	859
HUEMUL ENERGÍA (Caman)	52	640
HUEMUL ENERGÍA (Coihue)	53	640
PANGUIPULLI	122	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
PUELICHE SUR EÓLICA	59	287
SONNEDIX COX	70	265
Ibereólica Cabo Leones I S.A.	119	196
WPD MALLECO (Malleco II)	66	192
Otros	102	1,563
Precio Medio de Licitación	100	33,015

* Todos los procesos hasta la fecha indexados al 6/2025, ponderado por energía contratada del año 2025

Tabla 4.2:
Precio medio de licitación indexado a junio 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	95	12,381
CGE Distribución	96	9,354
Chilquinta	100	2,670
SAESA	98	2,146
Precio Medio Muestra	96	26,551

* Todos los procesos hasta la fecha indexados al 6/2025, ponderado por energía contratada del año 2025

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

5.

ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES

De acuerdo con el balance de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) publicado con datos de mayo 2025 los retiros de energía afectos a obligaciones establecidos en la Ley 20.257 y la Ley 20.698 fueron iguales a 6.702 GWh, por lo tanto, las obligaciones sumaron 1.227 GWh en total. A su vez, la generación ERNC durante mayo fue igual a 2.721 GWh, es decir, se superó en un 122% la obligación ERNC.

La mayor fuente ERNC corresponde al aporte solar que representa un 52% (1.415 GWh) seguido por el aporte eólico con un 34% (923 GWh), luego los aportes de tipo hidráulico con un 7% (201 GWh) y finalmente la biomasa, que representó un 6% (172 GWh). Por su parte, la generación geotérmica representa menos de 1% (10 GWh).

Durante mayo de 2025 se registró 186,3 GWh de energía solar y eólica vertida, lo que refleja una disminución del -43,8% con respecto a abril de 2025 (331,6 GWh) y un aumento del 17,9% con respecto a mayo del 2024 (158,0 GWh), ver Figura 5.2.

Figura 5.1: Generación ERNC histórica reconocida

Fuente: CEN

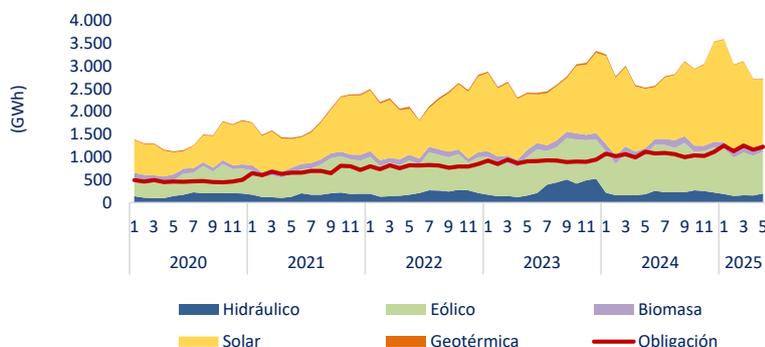
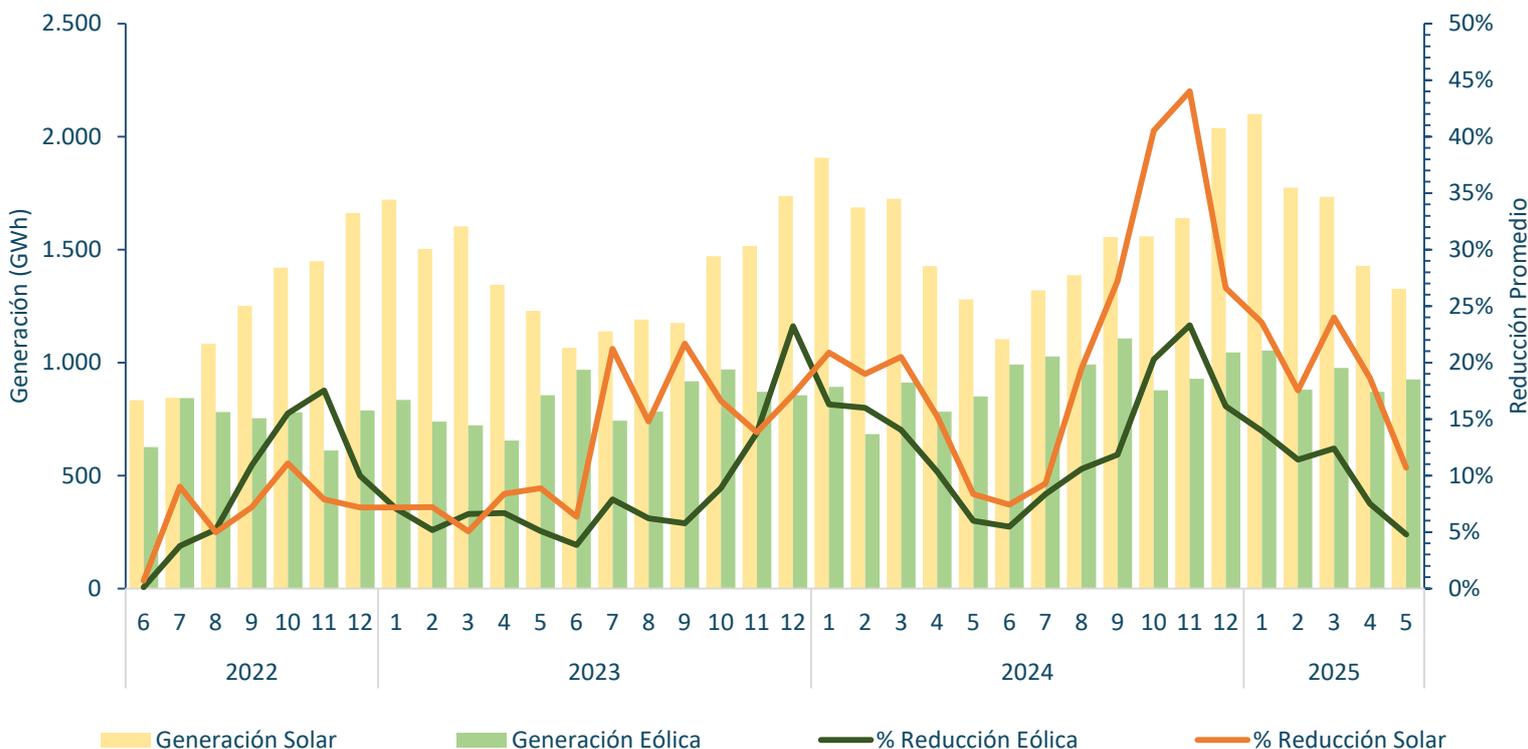


Figura 5.2: Vertimiento renovable desde Nogales al norte histórico

Fuente: CEN



6.

EXPANSIÓN DEL SISTEMA

PLAN DE OBRAS

De acuerdo con la RE N°374 CNE (30-06-2025) que declara y actualiza instalaciones de Generación y Transmisión en construcción, se espera la entrada de 4.644 MW de capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional. De estos, 8% corresponde a tecnología solar (360 MW), un 11% a tecnología eólica (505 MW), un 1% de tecnología hidráulica (49 MW), un 17% de tecnología solar con BESS (802 MW), un 59% de tecnología BESS (2.728 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	may-26	Eólica	306,0
CH Los Lagos	jun-26	Hidráulica	48,7
Cristales	jun-26	Solar + BESS	400,0
BESS Tocopilla	jun-25	BESS	116,0
BESS Santa Marta	jun-25	BESS	10,0
BESS Bolero	jul-25	BESS	146,0
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 Estepa Solar	feb-26	BESS	188,0
BESS Arica II	feb-26	BESS	30,0
BESS Elena Fase I	feb-26	BESS	430,0
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
BESS Cristales	jun-26	BESS	340,0
Capacidad próximos 12 meses			4.643,6

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

PROYECTOS EN EVALUACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL (SEIA)

En el Sistema Eléctrico Nacional, los proyectos de generación en calificación, a junio de 2025, totalizan 16.031 MW con una inversión de MMUS\$ 22.458, mientras que los proyectos aprobados históricos totalizan 89.153 MW con una inversión de MMUS\$ 147.544 (ver Tabla 7.1).

Durante el mes de junio, 7 proyectos entraron en calificación aportando una capacidad de 950 MW, de los cuales destacan el Parque Eólico Alto Los Muermos de 430 MW ubicado entre las comunas de Puerto Varas, Los Muermos y Llanquihue, y el Parque Fotovoltaico Radal Solar de 200 MW ubicado entre las comunas de San Antonio, Cartagena y Melipilla.

En este mes se aprobaron 6 proyectos: 4 solares (154 MW) y 2 híbridos solares con almacenamiento (18 MW). Por último, no se rechazó ni desistió ningún proyecto.

TIPO DE COMBUSTIBLE	EN CALIFICACIÓN		APROBADOS	
	POTENCIA (MW)	INVERSIÓN (MMUS\$)	POTENCIA (MW)	INVERSIÓN (MMUS\$)
Eólico	3.962	5.786	16.720	27.977
Hidráulica	0	0	3.926	6.654
Solar	3.496	4.565	42.927	68.553
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)	1.147	1.231	2.364	2.082
Híbrido (Solar + BESS)	5.487	7.930	2.679	4.376
Híbrido (Eólico + BESS)	1.739	2.596	697	1.122
Almacenamiento	200	350	50	160
Total	16.031	22.458	89.153	147.544

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

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

- Se publica la propuesta preliminar de obras necesarias y urgentes conforme a lo establecido en el artículo 91° bis de la Ley General de Servicios Eléctricos ([ver más](#)).
- Se realiza Cuenta Pública Participativa CNE 2025 ([ver más](#)).
- Se publica la Resolución Exenta N°438 de 2025 que Aprueba Informe Preliminar de Licitaciones, al que se refiere el artículo 131° ter de la Ley General de Servicios Eléctricos ([ver más](#)).
- Se abrió el plazo para el proceso de Consulta Pública para la modificación de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS), junto con sus nuevos anexos técnicos de conformidad con el procedimiento normativo. El plazo original fue posteriormente ampliado 15 días adicionales con respecto al plazo de vencimiento original ([ver más](#)).

MINISTERIO DE ENERGÍA

- Se publica en el Diario Oficial la Resolución Exenta CNE N°285 de 2025, que modifica resolución N°379 exenta de 2024, y fija texto refundido de la resolución que establece disposiciones técnicas para la implementación de la ley N°21.472, modificada por la Ley N°21.667 ([ver más](#)).
- Se publica en el Diario Oficial el Decreto N°8T de 2024, que Fija Precios a Nivel de Generación y Transmisión en Sistemas Medianos de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams, y Establece su Plan de Expansión ([ver más](#)).
- Se publica en el Diario Oficial el Decreto N°7T de 2025, que 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 artículo décimo tercero transitorio de la ley N° 20.936 ([ver más](#)).
- Se publica en el Diario Oficial el Decreto N°14T de 2025, que Fija Precios de Nudo Promedio en el Sistema Eléctrico Nacional, y fija ajustes y recargos por aplicación del mecanismo de equidad tarifaria residencial ([ver más](#)).
- Se publica en el Diario Oficial Resolución Exenta CNE N°381 de 2025, que Aprueba Informe Técnico Fijación de Peajes de Distribución ([ver más](#)).
- Se publica en el Diario Oficial Decreto N°14T de 2024, que Fija Precios Estabilizados para Medios de Generación de Pequeña Escalada ([ver más](#)).

COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL

- Coordinador Eléctrico Nacional publica Plan de Medidas y Recomendaciones para Fortalecer el Sistema Eléctrico Nacional tras el blackout del 25 de febrero de 2025 ([ver más](#)).
- Coordinador Eléctrico Nacional publica acta de adjudicación de obras de ampliación correspondientes al proceso relicitación de obras de ampliación vía art. 157° del Reglamento de los sistemas de transmisión y de la planificación de la transmisión obras con y sin avance en construcción licitación de obras de ampliación del DE N°200 de 2022 y relicitación de obras de ampliación del DE N°4 de 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

Rodrigo Vidal C.

Ingeniero de Estudios

rvidal@systep.cl

reporte@systep.cl

| www.systep.cl

| RRSS

