



REPORTE MENSUAL

Sector Eléctrico

Mayo 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.

Reconocimiento de potencia con DS70: ¿se mantiene la neutralidad tecnológica?

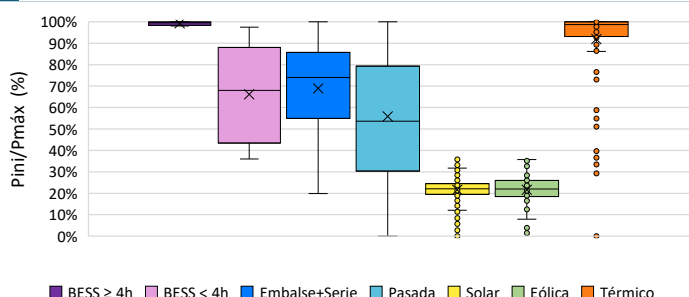
El cálculo definitivo de Potencia de Suficiencia (PSuf) para 2024, publicado por el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) a inicios de mayo de 2025¹, es clave al ser el primer ejercicio vinculante donde se aplican las disposiciones del DS70/2024, el que modificó el DS62/2006 (Reglamento de Transferencias de Potencia entre Empresas Generadoras), a partir de julio de 2024.

Dado lo anterior, para el cálculo anual de 2024 el CEN aplicó solo por esta ocasión un enfoque metodológico temporalmente diferenciado para determinar la Potencia Inicial (Pini) de Sistemas de Almacenamiento de Energía (SAE) independientes y de Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento (CRCA).

1. Para el primer semestre se mantuvo la metodología previa del Coordinador, orientada a cumplir con la Ley de Almacenamiento y Electromovilidad (Ley 21.505/2022), sin que todavía estuviesen aprobadas las modificaciones reglamentarias. La Potencia Inicial de un SAE (sin importar su tipo), considera la gestión que estos activos pueden realizar para reducir la demanda punta, incluyendo en el caso de una CRCA, una reducción a la Pini del SAE por el aporte de potencia inicial proveniente de la componente renovable.
2. Para el segundo semestre, con la entrada en vigencia del DS62 modificado, la Pini de un SAE queda automáticamente definida por la tabla del Artículo 1° Transitorio del DS70, la que establece un porcentaje de reconocimiento según las horas de autonomía declaradas para la componente de almacenamiento.

Es relevante destacar la potencia inicial reconocida en el cálculo 2024 creció aproximadamente un 34% el segundo semestre, para BESS que estuvieron en operación durante ambos semestres. La potencia inicial resultante para el segundo semestre de 2024, que corresponderá a la metodología que se aplicará por los siguientes 10 años, se ilustra en la Figura E.1.

Figura E.1:
Potencia inicial por tecnología (como porcentaje de potencia máxima) – Cálculo PSuf 2024, segundo semestre



Los SAE con 4 o más horas de autonomía obtienen una Pini elevada respecto a otras tecnologías, teniendo mayor valor promedio y menor dispersión que cualquier otro tipo de central (lo que es esperable dada la metodología que decidió

implementar la autoridad). Esto plantea la interrogante sobre si la actual metodología mantiene una neutralidad tecnológica razonable, sobre todo al compararse con tecnologías que pueden tener una flexibilidad de despacho similar (serie) o mucho mayor (embalse, termoeléctricas) que los SAE, y si los pagos que resultan reconocen de forma efectiva el aporte real a la suficiencia de cada unidad.

Como adelantamos en nuestra editorial de octubre de 2023², sugieren que la tabla transitoria omite la sensibilidad a la evolución de parámetros operativos reales y medibles. La tabla se basa en la “cantidad de horas de almacenamiento” nominales que son declaradas por el propietario, sin incorporar directamente las horas de autonomía efectivas, la eficiencia real de carga y descarga, y el aporte a la suficiencia para distintos perfiles de demanda que puedan ocurrir en los próximos 10 años. Así, durante una década, SAEs que cuenten con igual autonomía nominal pero distintos parámetros operacionales tendrán porcentualmente la misma potencia inicial. Es importante no solo que estos parámetros se consideren a la hora de definir los pagos por potencia de suficiencia, sino que también exista un procedimiento estandarizado de verificación que permita actualizarlos periódicamente. Si bien el DS70 introdujo la potestad para que el CEN realice auditorías a las instalaciones de centrales generadoras al menos cada dos años, no es claro qué ni cómo se revisará. El Artículo 37° bis del DS62 indica que las horas de almacenamiento “pueden” ser declaradas con frecuencia anual si el SAE experimenta degradación, pero tampoco se establece la necesidad de coherencia, por ejemplo, con lo que se considere para el despacho en tiempo real.

En el caso de las CRCA, el cálculo presentado por el CEN para el segundo semestre no permite comprobar del todo respecto de si se está haciendo un “doble pago” a la potencia de la componente renovable. Si bien el DS62 modificado establece que la Pini de una CRCA es la suma de las potencias iniciales de sus componentes (Artículo 38°), no queda claro cómo se abordó esta situación ya que de los antecedentes disponibles no es posible chequear el cálculo realizado para la componente renovable, y además se mantuvo por separado los cálculos posteriores. El análisis de los datos sugiere que en el caso de las CRCA algunas componentes ERNC registraron disminuciones considerables en su factor de planta, pero otras no. ¿Responden estas variaciones a la interacción con el SAE (lo que es conceptualmente correcto)? ¿Hubo simplemente distinta disponibilidad del recurso primario? ¿Se están considerando adecuadamente los vertimientos u otros factores operativos? Dicha ambigüedad contrasta con la metodología del CEN para el primer semestre de 2024, donde la Pini del SAE consideró explícitamente el descuento de la Pini de la componente renovable, previniendo el doble reconocimiento.

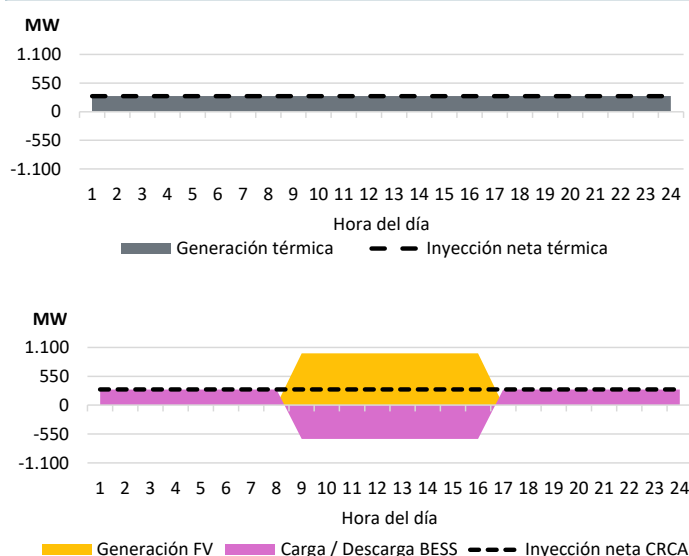
Lo anterior plantea interrogantes cruciales: ¿se promueven pagos por potencia significativos a activos que no necesariamente entregan niveles equivalentes de suficiencia? ¿Cómo impacta esto

¹ Cálculo Definitivo de Potencia de Suficiencia 2024 SEN – versión 1

² Editorial Systep octubre 2023

la inversión, y por ende en tarifas finales? Para aportar a la discusión, se puede considerar un ejercicio teórico simplificado, como el que resume la Figura E.2. Desde el punto de vista de despacho, si se quiere tener soporte a la demanda en una base 24 horas, una central termoeléctrica de 300 MW (siempre que cuente con el combustible necesario) se compara con lo que pueden aportar tres BESS que inyecten a la red 230 MW, 4 horas de autonomía y una eficiencia RTE de 85%, junto con cuatro centrales solares de 247 MW cada una, aproximadamente. Pese a la diferencia en potencia instalada y la inversión asociada, ambas opciones permiten cubrir la misma energía en un día tipo (tanto de invierno como de verano). No obstante, en términos de potencia inicial, la regulación actual reconocería aproximadamente 285 MW (un 95% de su PM_{áx}) a la alternativa térmica, mientras que a la alternativa CRCA le reconocería aproximadamente 946 MW (un 56% de su PM_{áx}), en base a los cálculos 2024.

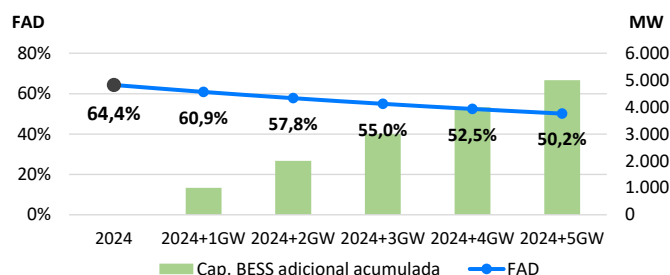
Figura E.2:
Despacho potencial de una central termoeléctrica vs. una CRCA (FV + BESS)



A nivel sistémico, el Factor de Ajuste de la Demanda (FAD) es el coeficiente final que asegura que la suma de las potencias de suficiencia definitivas de todas las unidades iguale la demanda punta del subsistema respectivo. Por lo tanto, su valor es inversamente proporcional al número de unidades en operación: mayor cantidad de centrales respecto a la misma demanda de punta resulta en un FAD menor, impactando directamente en la remuneración por potencia de todas las unidades. El efecto final depende también de la tecnología, dado que existen distintas metodologías para determinar la contribución de un tipo específico de unidad.

Para ilustrar este último punto, se realizó un ejercicio conceptual (Figura E.3) sobre el impacto en el FAD de la adición de capacidad de almacenamiento. Partiendo de la potencia de suficiencia preliminar agregada del subsistema 1 (entre barras Parinacota y Cautín), usando los resultados del informe definitivo de potencia de suficiencia 2024 (17.305 MW) y su demanda de punta³ (11.136 MW), se evalúa la incorporación incremental de bloques de 1 GW de BESS⁴.

Figura E.3:
Sensibilidad del factor de ajuste de la demanda 2024 (centro-norte) a la adición incremental de capacidad BESS



La progresiva adición de almacenamiento incrementa sustancialmente la Potencia de Suficiencia Preliminar (PSP) del subsistema, dada la metodología implementada por la autoridad para los SAE, lo que ante una demanda constante necesariamente reduce el FAD. Esto subraya la importancia de considerar los efectos agregados en los pagos por potencia ante la entrada masiva de SAEs, y de cualquier tecnología, y cómo puede influir en las señales de remuneración por potencia para el parque generador y en la suficiencia efectiva que necesita el sistema.

El primer cálculo anual de potencia de suficiencia bajo las disposiciones del DS70 confirma problemas discutidos en editoriales anteriores. Si bien estandarizar el cálculo de Pini para todas las tecnologías es complejo dada su diversidad, como evidenció el fallido intento de implementar la metodología de ELCC (*Effective Load Carrying Capability*), el principio de contribución a la suficiencia del sistema es único, esperándose coherencia en pagos a tecnologías con aportes similares. El alto reconocimiento para SAE, derivado de una tabla transitoria simplificada que registrará por 10 años, si bien con certeza está incentivando su instalación, genera transferencias de ingresos por potencia desde tecnologías a las que se aplica criterios de Potencia Inicial más estrictos, pero que en la operación en tiempo real podrían contar con una contribución igual o mayor al abastecimiento seguro de la demanda. Más allá de correcciones o mejoras que pueda implementar el CEN para una segunda versión del cálculo 2024, urge que la CNE actualice la Norma Técnica de Transferencias de Potencia, abordando aspectos prácticos de cálculo para SAEs independientes o asociados a una CRCA, en este último caso para evitar dobles pagos a la componente de generación. Además, se deben establecer criterios para la verificación periódica de parámetros, y cómo estos coexistirán con aquellos que se utilicen para la programación en tiempo real. Llama la atención la ausencia de esta actualización en el plan regulatorio 2025 de la CNE, pues prolonga la incertidumbre lo que no es deseable ni para los actores del sistema, ni para que las señales de inversión estén alineadas con una expansión eficiente.

En el pasado ya ha ocurrido que las señales regulatorias y el desarrollo de proyectos han tenido desfases que generaron inconvenientes, siendo el caso más reciente el periodo transitorio de 14 años en que coexistirán dos señales distintas de precios estabilizados. Esperar hasta “mañana” para realizar un ajuste regulatorio al mecanismo de pagos por potencia, si es que fuese necesario, lo único que hará es que las correcciones sean más costosas y difíciles de implementar.

³ Considerando transferencias entre subsistemas

⁴ Se asume una configuración de 4 horas de autonomía (Pini de 98%), IFOR nulo y FMM del 100%, mientras la demanda punta y la PSP del resto del parque generador se mantienen constantes.

1.

ANÁLISIS DE OPERACIÓN

GENERACIÓN

En abril, la generación total del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) alcanzó los 6.775 GWh/mes, lo que representa una disminución de -6,8% en comparación con marzo de 2025 (7.268 GWh/mes) y una reducción del -0,5% en relación con abril de 2024 (6.809 GWh/mes) (Ver Figura 1.1).

La participación de la generación hidráulica de pasada, geotérmica, carbón se redujo en 7%, 68%, 23%, respectivamente, en comparación con abril de 2024. En contraste, la generación hidráulica de embalse, eólica, solar, gas, diésel aumentó en un 32%, 11%, 1%, 1%, 445%, respectivamente, respecto al mismo período del año anterior.

En cuanto a la generación bruta registrada en abril, la potencia máxima alcanzó los 17.046 MW el día 5, mientras que la mínima fue de 7.711 MW el día 27. 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 abril estuvieron en mantenimiento mayor las centrales hidráulicas: Rapel (30 días), Colbún (29 días), Angostura (25 días), Pehuenche (15 días), La Higuera (9 días), Ralco (5 días), Pangué (4 días) y Abanico (2 días); a gas: Tocopilla-U16 (30 días), Quintero 1A (26 días), Nueva Renca (5 días) y San Isidro II (2 días); diésel: Llanos Blancos (6 días); y a carbón: Guacolda 1 (5 días) y IEM (1 día).

Figura 1.1:
Energía mensual generada en el SEN

Fuente: CEN

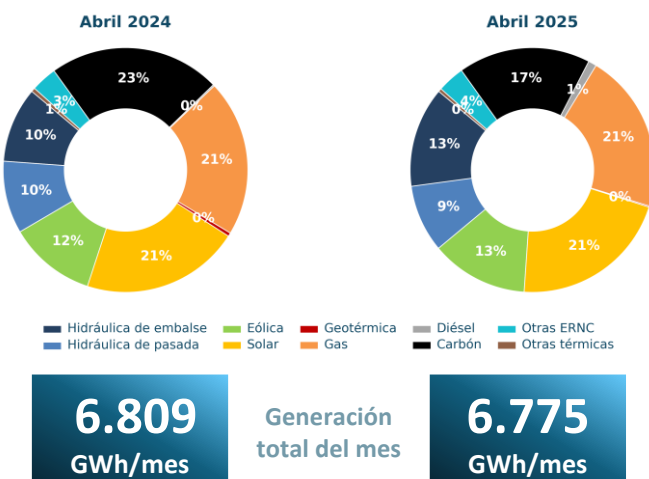
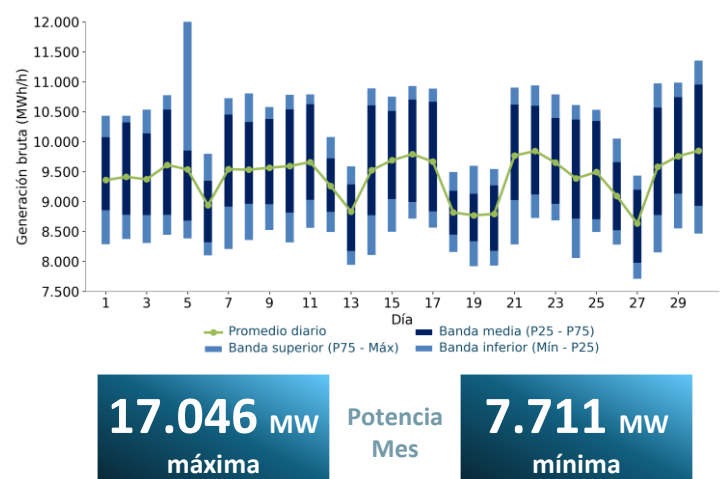


Figura 1.2:
Generación bruta del SEN

Fuente: CEN



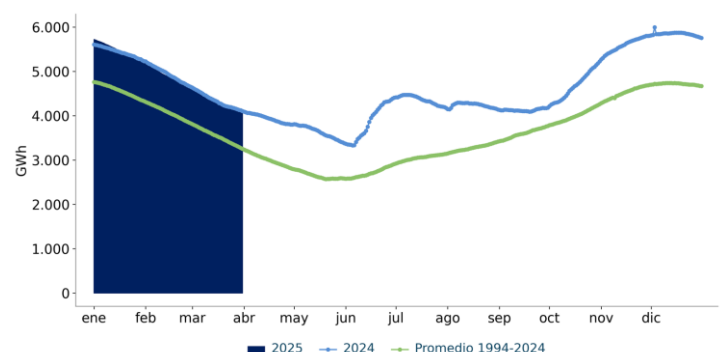
HIDROLOGÍA

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



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

COSTOS MARGINALES

En abril de 2025 el costo marginal de la barra Crucero 220 fue de 76,9 US\$/MWh, lo cual registró una variación de 42,2% con respecto a marzo de 2025 (54,1 US\$/MWh), y una variación de 34,7% respecto a abril de 2024 (57,1 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 abril de 2025 el costo marginal de la barra Alto Jahuel 220 fue de 95,4 US\$/MWh, lo cual registró una variación de 41,8% con respecto a marzo de 2025 (67,3 US\$/MWh), y una variación de 44,9% respecto a abril de 2024 (65,9 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 abril para Crucero 220 kV

Fuente: CEN

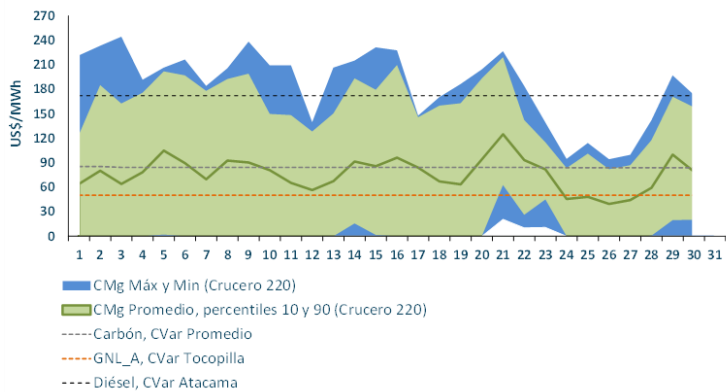
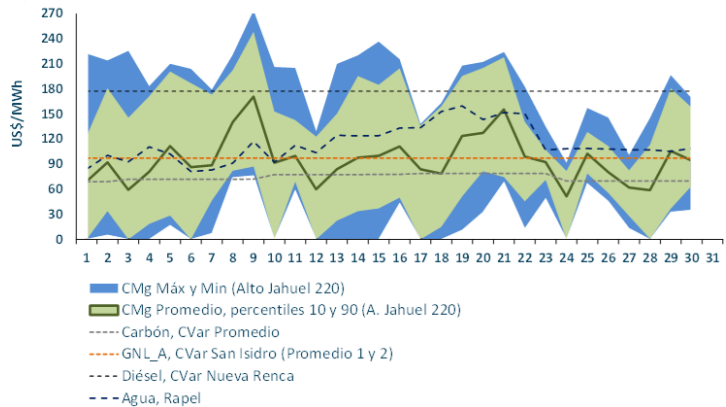


Figura 1.5:
Principales costos variables y costo marginal promedio diario de abril para Alto Jahuel 220kV

Fuente: CEN



Durante el mes de abril 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, 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 abril en barras representativas del sistema

Fuente: CEN

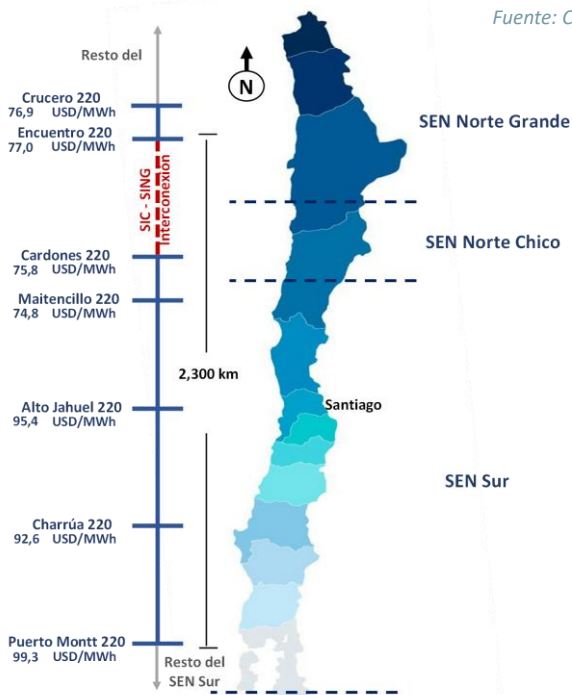


Tabla 1.1:
Desacople promedio por tramo congestionado en sistema de transmisión*

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 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 1,1% 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 4.873,9 MW de nueva capacidad, de los cuales 1.416,5 MW son solares, 1.058,3 MW son eólicos, 142,0 MW a biomasa, 40,0 MW a diésel y 2.217,1 MW a 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%).

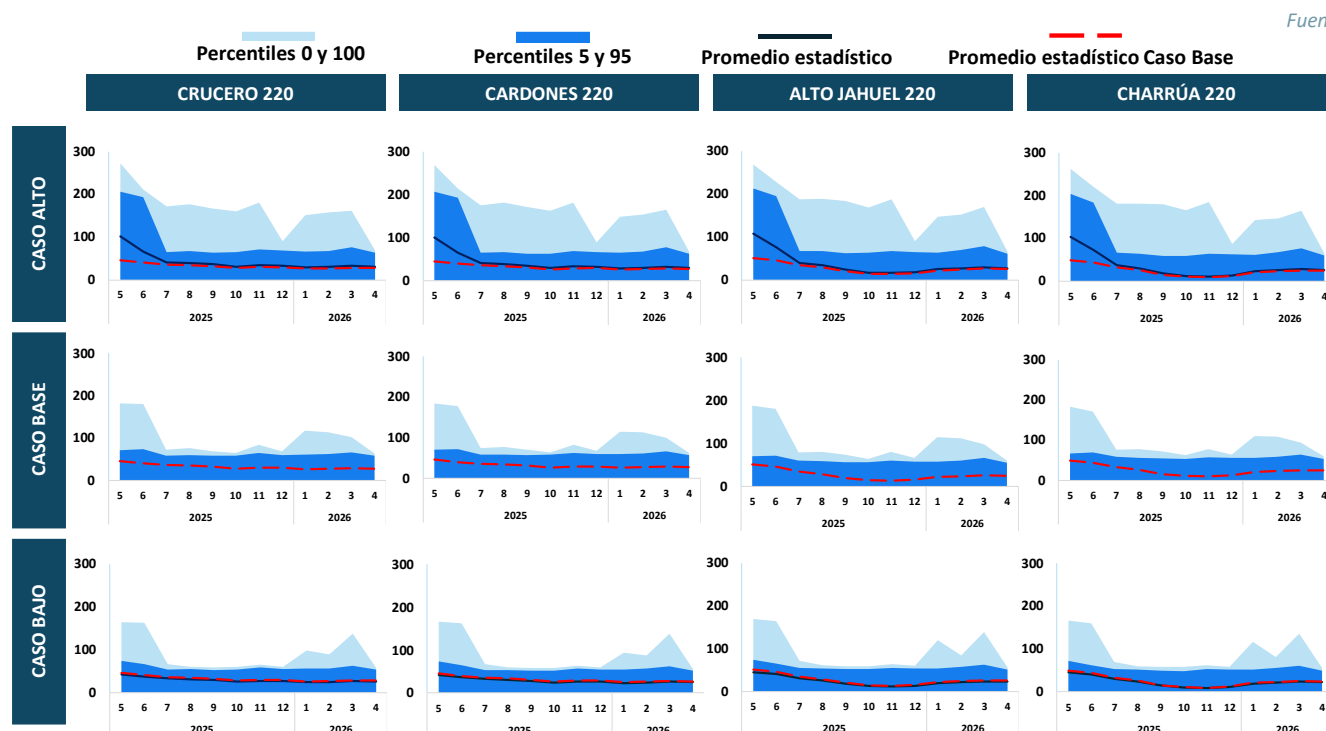
Se destaca para el mes de mayo de 2025, la falla presentada en el circuito N°1 de la línea 2x500 kV Nueva Pan de Azúcar – Polpaico, que resultó, durante algunos días, en un desacople relevante entre la zona norte y centro-sur del sistema durante horas de sol.

Tabla 2.1:
Supuestos considerados en las simulaciones

SUPUESTOS		BAJO	BASE	ALTO
Precios Combustibles				
CARBÓN US\$/Ton	Mejillones*	376	418	460
	Angamos*	126	140	154
	Guacolda*	130	144	158
	Andina	123	137	150
	Hornitos	117	130	143
	Santa María	177	196	216
	N. Ventanas	119	132	145
DIESEL US\$ / Bbl	Quintero	131	146	160
	Mejillones	111	124	136
GNL US\$ / MMBtu	San Isidro 1	7	8	9
	Nehuenco 1	7	8	-
	Mejillones CTM3	6	6	-
	U16	7	7	8
	Kelar	8	9	-
GN US\$ / MMBtu	San Isidro 2	6	6	-
	U16	10	11	-
	Nehuenco 2	6	7	-
	Nueva Renca	7	7	-

*Se considera el promedio de las unidades

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



3.

ANÁLISIS POR EMPRESA

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

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

Empresa:
ENEL CHILE

GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

TECNOLOGÍA	Abr 2024	Mar 2025	Abr 2025
Diésel	0	1	0
Carbón	0	0	0
Gas Natural	580	585	702
GNL	0	0	0
Hidro	603	850	797
Solar	293	262	244
Eólico	150	184	150
Geotérmica	32	10	10
TOTAL	1.658	1.892	1.902

VALOR DEL AGUA PROMEDIO (US\$/MWh)

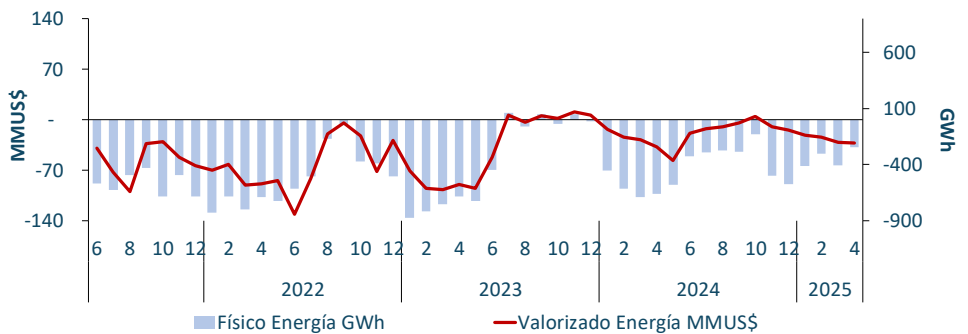
CENTRAL	Abr 2024	Abr 2025
Embalse Ralco	71	105

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Abr 2024	Abr 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)	60,5	46,0
Taltal Diésel (Prom. I y II)	0,0	0,0
Atacama Diésel (TG1A+TG1B+TV1C)	187,1	172,1

TRANSFERENCIA DE ENERGÍA

ÍTEM	Abr 2025
Total Generación (GWh)	1.902
Total Retiros (GWh)	2.148
Transf. Físicas (GWh)	-246
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-33



Empresa:
COLBÚN

GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

TECNOLOGÍA	Abr 2024	Mar 2025	Abr 2025
Diésel	2	3	16
Carbón	189	116	0
Gas Natural	393	408	333
GNL	0	0	0
Hidro	389	276	388
Solar	37	42	42
Eólico	0	91	110
Total	1.009	936	888

VALOR DEL AGUA PROMEDIO (US\$/MWh)

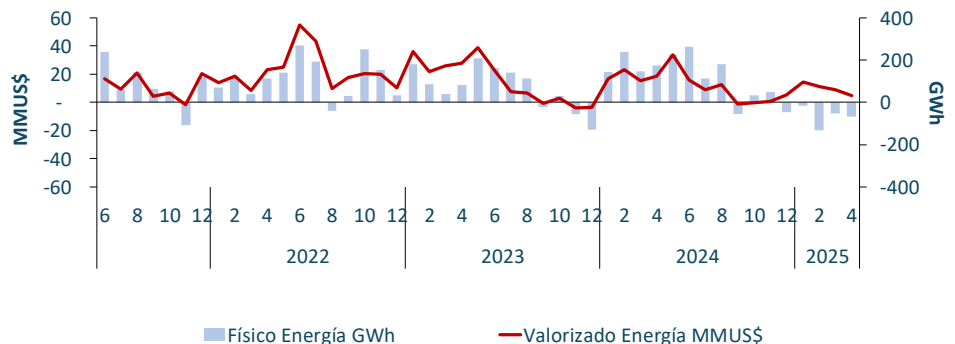
CENTRAL	Abr 2024	Abr 2025
Embalse Colbún	75	61

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Abr 2024	Abr 2025
Santa María	74,8	67,5
Nehuenco GNL_A (TG1+TV1, Prom. I y II)	102,5	102,5
Nehuenco GN_A (TG1+TV1, Prom. I y II)	61,3	52,9
Nehuenco Diesel (TG1+TV1, Prom. I y II)	180,3	180,3

TRANSFERENCIA DE ENERGÍA

ÍTEM	Abr 2025
Total Generación (GWh)	888
Total Retiros (GWh)	957
Transf. Físicas (GWh)	-69
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	4,62



GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

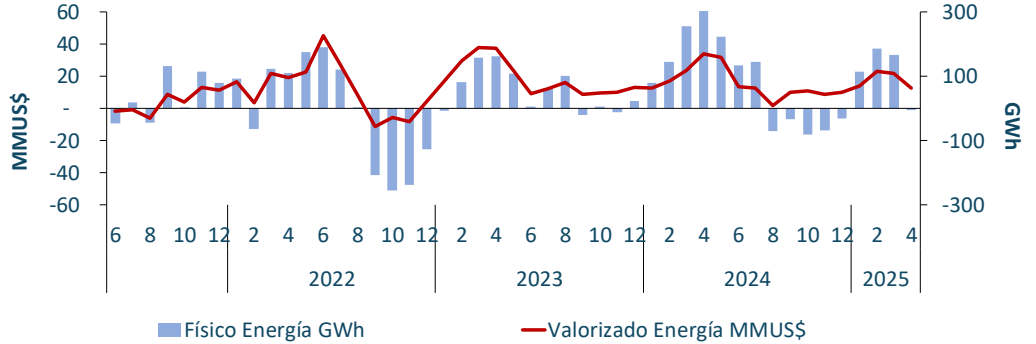
TECNOLOGÍA	Abr 2024	Mar 2025	Abr 2025
Diésel	0	0	0
Carbón	870	670	500
Gas Natural	0	0	0
GNL	0	0	0
Hidro	86	112	77
Solar	9	42	33
Eólico	44	58	37
Total	1.008	883	648

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Abr 2024	Abr 2025
N. Ventanas y Campiche	63,2	110,4
Angamos (prom. 1 y 2)	55,6	56,9
Norgener (prom. 1 y 2)	71,0	0,0

TRANSFERENCIA DE ENERGIA

ÍTEM	Abr 2025
Total Generación (GWh)	648
Total Retiros (GWh)	653
Transf. Físicas (GWh)	-5
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	13



GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

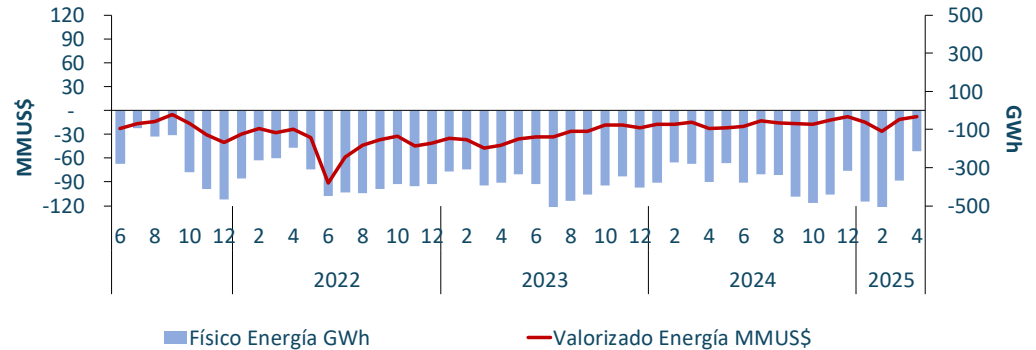
TECNOLOGÍA	Abr 2024	Mar 2025	Abr 2025
Diésel	0	0	0
Carbón	150	286	358
Gas Natural	112	105	135
GNL	0	0	0
Hidro	5	6	8
Solar	71	49	39
Eólico	32	67	80
Total	370	513	620

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Abr 2024	Abr 2025
Andina Carbón	84,4	59,8
Mejillones Carbón	180,0	180,0
Tocopilla GNL_A (U16-TG1+TV1)	29,7	50,2

TRANSFERENCIA DE ENERGIA

ÍTEM	Abr 2025
Total Generación (GWh)	620
Total Retiros (GWh)	833
Transf. Físicas (GWh)	-213
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-8



GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

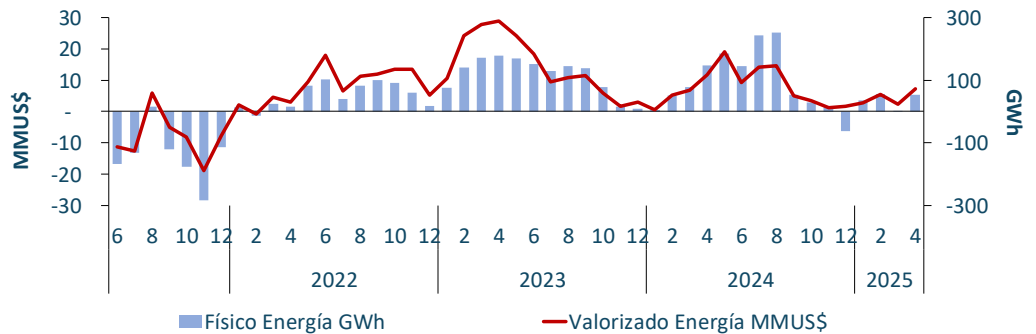
TECNOLOGÍA	Abr 2024	Mar 2025	Abr 2025
Diésel	0	13	30
Carbón	0	0	0
Gas Natural	0	0	0
GNL	154	4	25
Hidro	0	0	0
Solar	0	0	0
Eólico	0	0	0
Total	154	17	55

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Abr 2024	Abr 2025
Kelar GNL_A (TG1 + TG2 + TV)	85,7	76,3
Kelar Diesel (TG1 + TG2 + TV)	144,5	133,1

TRANSFERENCIA DE ENERGIA

ÍTEM	Abr 2025
Total Generación (GWh)	55
Total Retiros (GWh)	2
Transf. Físicas (GWh)	53
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	7



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 abril de 2025, es de 97 US\$/MWh para el Sistema Eléctrico Nacional, referidos a barra de oferta (ver Tabla 4.1).

En la Tabla 4.2 se muestran los precios de licitación promedios de algunas empresas distribuidoras, utilizando como referencia la barra de oferta. Se observa que actualmente CGE y Enel acceden 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 abril 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	120	7.598
ENEL GENERACIÓN	67	5.936
ENDESA	104	4.125
El Campesino	118	4.022
ACCIONA	102	1.111
COLBÚN	83	1.000
Abengoa	152	955
IBEREÓLICA CABO LEONES II S.A.	63	861
Aela Generación S.A.	98	859
HUEMUL ENERGÍA (Caman)	52	640
HUEMUL ENERGÍA (Coihue)	52	640
PANGUIPULLI	122	165
CONDOR ENERGÍA (Esperanza)	57	530
CONDOR ENERGÍA (C° Tigre)	56	463
CONDOR ENERGÍA (Tchamma)	53	441
San Juan SpA.	136	422
WPD MALLECO (Malleco)	66	398
Pelumpén S.A.	108	349
PUELCHÉ SUR EÓLICA	59	287
SONNEDIX COX	70	265
Iberecoica Cabo Leones I S.A.	119	196
WPD MALLECO (Malleco II)	66	192
Otros	101	1.563
Precio Medio de Licitación	97	33.015

* Todos los procesos hasta la fecha indexados al 4/2025, ponderado por energía contratada del año 2025

Tabla 4.2:

Precio medio de licitación indexado a abril 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	94	12.381
CGE Distribución	95	9.354
Chilquinta	99	2.670
SAESA	96	2.146
Precio Medio Muestra	95	26.551

* Todos los procesos hasta la fecha indexados al 4/2025, ponderado por energía contratada del año 2025

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

De acuerdo con el balance de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) publicado con datos de marzo 2025 los retiros de energía afectos a obligaciones establecidos en la Ley 20.257 y la Ley 20.698 fueron iguales a 6.814 GWh, por lo tanto, las obligaciones sumaron 1.252 GWh en total. A su vez, la generación ERNC durante marzo fue igual a 3.104 GWh, es decir, se superó en un 148% la obligación ERNC.

La mayor fuente ERNC corresponde al aporte solar que representa un 60% (1.866 GWh) seguido por el aporte eólico con un 30% (936 GWh), luego los aportes de tipo hidráulico con un 5% (161 GWh) y finalmente la biomasa, que representó un 4% (133 GWh). Por su parte, la generación geotérmica representa un 1% (8 GWh).

Durante marzo de 2025 se registró 537,0 GWh de energía solar y eólica vertida, lo que refleja un aumento del 30,5% con respecto a febrero de 2025 (411,5 GWh) y un aumento del 11,5% con respecto a marzo del 2024 (481,5 GWh), ver Figura 5.2.

Figura 5.1:
Generación ERNC histórica reconocida

Fuente: CEN

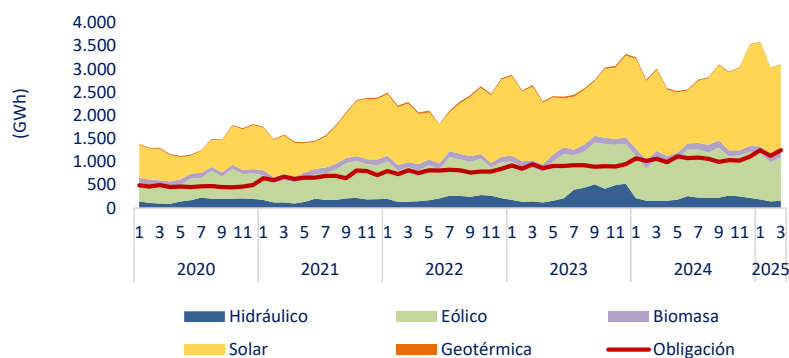
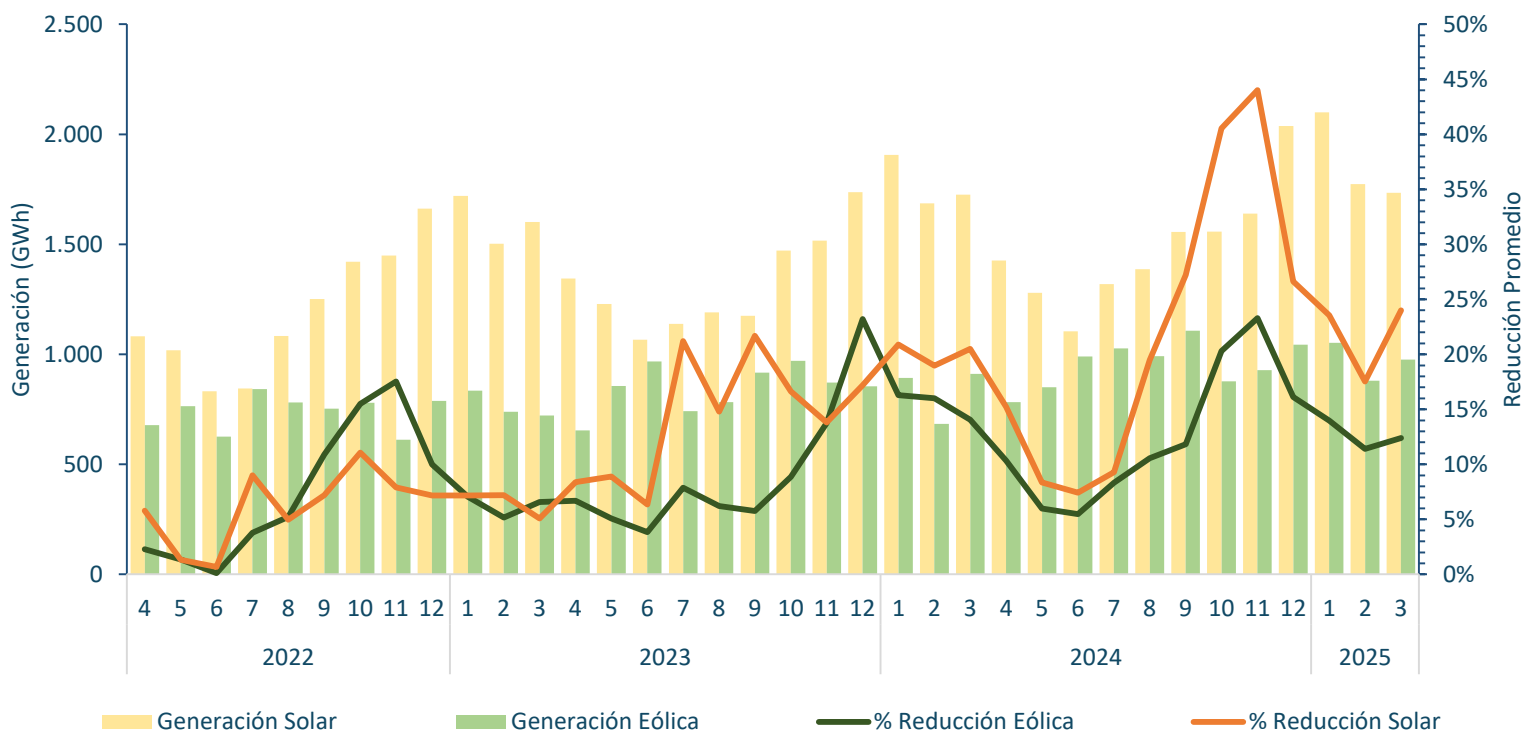


Figura 5.2:
Vertimiento renovable desde Nogales al norte histórico

Fuente: CEN



6.

EXPANSIÓN DEL SISTEMA

PLAN DE OBRAS

De acuerdo con la RE N°220 CNE (30-04-2025) que declara y actualiza instalaciones de Generación y Transmisión en construcción, se espera la entrada de 3.751 MW de capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional. De estos, 17% corresponde a tecnología solar (641 MW), un 5% a tecnología eólica (199 MW), un 1% de tecnología hidráulica (49 MW), un 17% de tecnología solar con BESS (622 MW), un 54% de tecnología BESS (2.040 MW) y un 5% 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 Gabriela + BESS	abr-25	Solar + BESS	220,0
Quillagua II PV + BESS	abr-25	Solar	105,0
Andes III (Etapa 1)	may-25	Solar	175,9
CH Los Lagos	jul-25	Hidráulica	48,7
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
BESS Andes III (Etapa 1)	may-25	BESS	171,3
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 Arica II	feb-26	BESS	30,0
BESS Elena Fase I	feb-26	BESS	485,0
BESS Los Loros	mar-26	BESS	46,0
BESS Lile	abr-26	BESS	140,0
Capacidad próximos 12 meses			3.750,6

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

PROYECTOS EN EVALUACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL (SEIA)

En el Sistema Eléctrico Nacional, los proyectos de generación en calificación, a abril de 2025, totalizan 14.825 MW con una inversión de MMUS\$ 20.228, mientras que los proyectos aprobados históricos totalizan 88.416 MW con una inversión de MMUS\$ 146.875 (ver Tabla 7.1).

Durante el mes de abril, 7 proyectos entraron en calificación aportando una capacidad de 771 MW, de los cuales destacan el Parque Eólico Las Fresias de 310 MW ubicado en Bulnes y el Parque Eólico El Sauzal de 360 MW ubicado en Cauquenes.

En este mes se aprobaron 7 proyectos: 2 solares (114 MW), 3 híbrido solar y baterías (1191 MW), 1 híbrido eólico y baterías (9 MW), y 1 eólico (188 MW). Por último, se desistió 3 proyectos (474 MW) y se rechazó 1 proyecto (9 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	3.085	4.051	16.497	27.712
Hidráulica	0	0	3.926	6.654
Solar	3.518	4.777	42.713	68.215
Gas Natural	240	0	7.266	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)	1.189	1.248	2.322	2.064
Híbrido (Solar + BESS)	4.853	7.205	2.661	4.328
Híbrido (Eólico + BESS)	1.739	2.596	697	1.122
Almacenamiento	200	350	50	160
Total	14.825	20.228	88.416	146.875

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

8. SEGUIMIENTO REGULATORIO

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA



- CNE aprobó las Bases de Licitación Pública Nacional e Internacional para el Suministro de Energía y Potencia Eléctrica, correspondientes al proceso de Licitación de Suministro 2025/01. Este proceso tiene como objetivo asegurar el abastecimiento eléctrico para los clientes regulados del país en el período comprendido entre 2027 y 2030 ([ver más](#)).
- Se publicó en el Diario Oficial la Resolución Exenta N°231 de 2025 que convoca a toda persona natural o jurídica con interés en participar en el proceso cuadrienal de fijación tarifaria de los sistemas medianos de Aysén, Palena, General Carrera, Puerto Cisnes, Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir, Puerto Williams, Cochamó y Hornopirén, a inscribirse en el Registro de Usuarios e Instituciones Interesadas para dicho proceso de tarificación ([ver más](#)).

MINISTERIO DE ENERGÍA



- La Comisión de Minería y Energía de la Cámara de Diputados retomó la discusión del proyecto que perfecciona los sistemas medianos en la Ley General de Servicios Eléctricos. La propuesta del gobierno ingresó a trámite en enero de 2024, el cual busca promover a la electricidad como un motor de desarrollo de los territorios ([ver más](#)).

COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL



- Ministerio de Energía y el Coordinador Eléctrico Nacional enviaron a la CNE una propuesta de un grupo de obras para ser consideradas en el nuevo mecanismo de “Obras Necesarias y Urgentes” para fortalecer el sistema de transmisión. El listado incluye 10 iniciativas para fortalecer las redes de regiones como Ñuble, Maule, Biobío, la Araucanía, entre otras ([ver más](#)).
- Coordinador Eléctrico Nacional, en el marco de su Cuenta Pública 2024, destacó los principales avances en la transformación del SEN, los resultados operacionales del sistema y las acciones implementadas y por implementarse tras el apagón del 25 de febrero pasado ([ver más](#)).
- Coordinador Eléctrico Nacional recibió 15 ofertas técnicas, 12 económicas y 6 administrativas en el marco de la relicitación de obras de ampliación del sistema de transmisión Nacional y Zonal, que en total considera 11 proyectos ([ver más](#)).
- Coordinador Eléctrico Nacional publicó el “Informe de Monitoreo de la Competencia en el Mercado Eléctrico 2024”, documento en el cual se analiza la evolución de las condiciones en el mercado eléctrico nacional a través del seguimiento de diferentes indicadores y variables clave para el desempeño ([ver más](#)).

SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD Y COMBUSTIBLES



- La SEC multó a las empresas eléctricas ENGIE y REDENOR, por su responsabilidad en un masivo corte de suministro eléctrico que afectó a las comunas de Arica y Parinacota y Tarapacá durante el mes de agosto del año 2023 ([ver más](#)).
- La SEC multó a un total de 11 empresas eléctricas que operan entre las regiones de Valparaíso y Los Lagos, principalmente, por la demora en la reposición del servicio eléctrico. Las multas también se atribuyen a la falta de mantenimiento y no entrega de información requerida, esto en medio de los cortes de suministro que se produjeron en agosto del 2024 ([ver más](#)).
- La SEC formuló cargos contra la empresa Enel Distribución, tras constatar que la empresa metropolitana no habría entregado, de forma permanente, los sistemas de respaldo exigidos por la normativa para resguardar la salud de los pacientes ([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

