



REPORTE MENSUAL

# Sector Eléctrico

Marzo 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.

## Apagón en el SEN: Un llamado de atención.

Si bien ningún sistema eléctrico está exento de fallas y las interrupciones masivas pueden ocurrir incluso en sistemas diseñados con altos estándares de seguridad, estos eventos suelen ser poco frecuentes gracias a los mecanismos de protección y control existentes (el último fue hace casi 15 años). No obstante, el apagón que afectó a gran parte del país el 25 de febrero evidenció importantes desafíos en la seguridad y estabilidad del sistema eléctrico. El incidente se originó por la desconexión de ambos circuitos de la línea Nueva Maitencillo-Nueva Pan de Azúcar 2x500 kV, que conecta Vallenar con Coquimbo. Esta falla desencadenó posteriormente la desconexión de ambos circuitos de la línea Cardones-Polpaico 2x500 kV, provocando un corte masivo en el Sistema Eléctrico Nacional, fenómeno conocido como *Black Out*. La última interrupción de magnitudes similares ocurrió en 2011, cuando la falla de un transformador 500/220 kV en la subestación Ancoa, en Linares, generó un corte que se extendió desde Coquimbo hasta el Maule, con una reposición del servicio en aproximadamente tres horas<sup>1</sup>. Cabe destacar que los cortes registrados durante los temporales del invierno de 2024 corresponden a fallas en la red de distribución y no a un *Black Out*.

Este incidente puso a prueba los protocolos establecidos en el Plan de Recuperación de Servicio (PRS), regulado por el DS N° 125, el cual define las medidas que el Coordinador Eléctrico Nacional debe adoptar para restablecer el suministro. Si bien el PRS permitió recuperar el 80% del servicio en aproximadamente 14 horas, el 100% del suministro se restableció tras 34 horas<sup>2</sup>, un plazo que excede los límites de reposición razonables para apagones de magnitud similar.

Durante este periodo, se estima que no se generaron alrededor de 113 GWh<sup>3</sup>, lo que, considerando el costo de falla de larga duración vigente de US\$ 577/MWh<sup>4</sup> y <sup>5</sup>, representa una pérdida calculada en al menos US\$ 65 millones. Esta cifra es conservadora y sirve como una cota inferior a las pérdidas económicas, ya que no incluye los costos adicionales que enfrentaron las industrias y sectores afectados.

El Coordinador explicó que, debido a las particularidades del evento, se produjo una propagación imprevista de la falla. En ese momento, transitaban por la línea del orden de 1.800 MW en dirección norte-sur<sup>2</sup>. Aunque se activaron ciertos esquemas automáticos diseñados para desconectar coordinadamente la

generación o el consumo, estas medidas resultaron insuficientes para contener la propagación y mitigar sus efectos<sup>2</sup>.

Ante la magnitud del *Black Out*, el Coordinador anunció una serie de acciones para esclarecer las causas del evento. Entre estas medidas se incluyen auditorías técnicas a diversos actores del sector y la contratación de EPRI<sup>6</sup>, institución estadounidense especializada en sistemas eléctricos, para analizar el estudio de falla del sistema eléctrico (EAF 89/2025<sup>2</sup>), publicado el 18 de marzo por el Coordinador. Si bien este informe proporciona un análisis preliminar, es crucial contar con auditorías externas debido a la magnitud del incidente, lo que garantizará una evaluación completa y objetiva. En paralelo, se encargaron estudios independientes a cargo de académicos, quienes evaluarán de forma paralela las causas de la propagación imprevista de la falla<sup>7</sup>. En este sentido, las causas específicas del evento aún se encuentran bajo investigación, por lo que será necesario seguir recopilando información para comprender a cabalidad lo ocurrido<sup>8</sup>.

El incidente también impactó la programación del despacho económico de carga que realiza el Coordinador posterior al apagón, ya que se limitó el tránsito de potencia en la dirección norte-sur de la línea Nueva Maitencillo-Nueva Pan de Azúcar desde su valor previo a la falla, que ronda los 1.800 MW<sup>9</sup> y <sup>10</sup>, a 800 MW<sup>11</sup> el 4 de marzo. Esta restricción se extendió hasta las 00:00 horas del 19 de marzo (15 días).

Se remarca que esta limitación fue una medida conservadora que podría no ajustarse al criterio N-1 establecido en la normativa<sup>12</sup>, el cual exige que el sistema pueda continuar operando de forma segura ante la falla imprevista de un solo elemento. En este caso, el criterio N-1 permite típicamente<sup>13</sup> un flujo máximo de 1.800 MW en dirección norte-sur, sin embargo, la limitación aplicada fue de solo 800 MW<sup>14</sup>. Esta restricción impactó directamente los costos marginales del sistema, generando un desacople significativo entre las barras Crucero 220 kV y Alto Jahuel 220 kV. Previo a la limitación, la diferencia promedio semanal entre ambas barras era de 0,2%, pero esta brecha aumentó a un 44% tras la medida. Además, los costos marginales promedio de Alto Jahuel, que antes eran de US\$ 59/MWh, se elevaron a US\$ 81/MWh, mientras que los de Crucero permanecieron casi constantes. La diferencia se acentuó aún más en las horas solares (de 8 a 20 horas), donde los costos marginales de Alto Jahuel

<sup>1</sup> BioBio – Estos han sido los apagones más grandes en la historia reciente de Chile.

<sup>2</sup> Estudio para el análisis de falla EAF 089/2025.

<sup>3</sup> Cálculo preliminar que a partir de la tasa de recuperación de servicio presentado en el Estudio para análisis de falla EAF 089/2025.

<sup>4</sup> Costo de falla. CNE/Estudio Costo de Falla de Corta y Larga Duración SEN y SMM.

<sup>5</sup> Costo de falla vigente. Resolución Exenta 452 – CNE/2024.

<sup>6</sup> Coordinador – Instituto de investigación norteamericano revisará y evaluará resultados del estudio de análisis de falla del evento del 25 de febrero.

<sup>7</sup> Coordinador – Equipo de académicos expertos de universidades chilenas investigarán causas de propagación de falla del 25 de febrero.

<sup>8</sup> Según trascendió en la prensa, se aprobó en la sesión 8ª ordinaria de la Cámara de Diputados la creación de la comisión especial investigadora para la revisión del apagón del 25 de febrero. Cámara de Diputadas y Diputados – Síntesis de Sesiones.

<sup>9</sup> Coordinador/Registro de Medidas (PRMTE).

<sup>10</sup> El límite de sobrecarga de 15 minutos está establecido en 2.210 MVA. Sin embargo, el operador del sistema lo mantiene alrededor de 1.800 MW. Coordinador – Minuta DAOP N°02/2021. Evaluación de las máximas transferencias operacionales del sistema de transmisión en 500 kV entre las SS/EE Los Changos y Polpaico.

<sup>11</sup> Coordinador – Minuta DAOP N°01/2025. Análisis de Condición Operacional por Riesgo de Desconexión de Ambos Circuitos de LT 2x500 kV Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar.

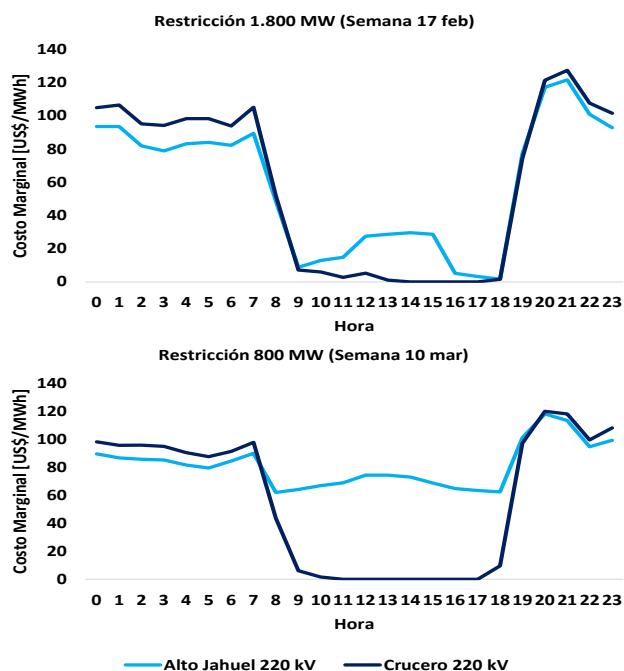
<sup>12</sup> Artículo 5-6 de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.

<sup>13</sup> El criterio de seguridad N-1 depende de las condiciones de operación y puede variar.

<sup>14</sup> En la práctica, el Coordinador se estaría protegiendo de la salida de los dos circuitos de la línea Nueva Maitencillo-Nueva Pan de Azúcar 2x500 kV.

pasaron de US\$ 24/MWh a US\$ 70/MWh, casi triplicando su valor (Figura 1).

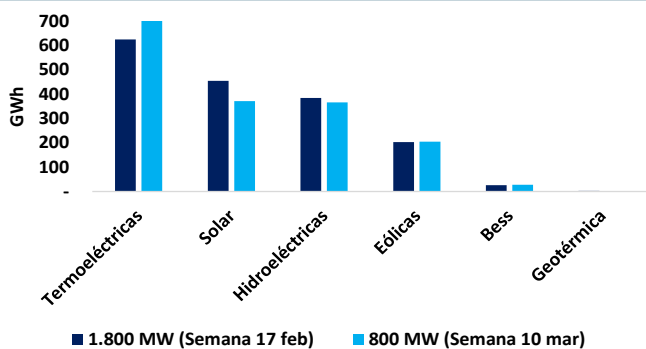
**Figura E.1: Costos marginales promedio para semana con restricción operativa de 1.800 MW (17 de feb) y 800 MW (10 de mar) en las barras Alto Jahuel 220 kV y Crucero 220 kV. Fuente: Systep con información del Coordinador.**



Estas condiciones inusuales de operación podrían perjudicar a las empresas generadoras que tengan contratos financieros con clientes en la zona centro-sur, especialmente si su generación está ubicada en el norte. Además, esta restricción limita los beneficios por generación renovable percibidos en la zona centro-sur, lo que obliga a encender centrales térmicas ineficientes en la zona centro para cubrir la demanda.

Por otro lado, la restricción en el tránsito de potencia también tuvo como consecuencia una reducción del 18% en la generación solar respecto a la última semana en que la línea operó con su restricción habitual. Esta disminución de generación renovable se contrastó con un aumento del 13% en la generación termoeléctrica en comparación con esa misma semana (Figura 2).

**Figura E.2: Generación semanal por tipo de tecnología con restricción operativa de 1.800 MW (17 de feb) y 800 MW (10 de mar) en la línea Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar 2x500 kV<sup>15</sup>. Fuente: Systep con información del Coordinador.**



Si bien los factores operacionales del despacho de centrales están influenciados por diversos elementos, estos no justificarían por sí

solos una disminución tan significativa en la generación renovable ni el aumento observado en la generación termoeléctrica.

Las consecuencias de la disminución del límite de potencia contrastan con las responsabilidades del Coordinador, quien, conforme al artículo 72°-1 del DFL 4 y el artículo 36° del DS N°125, debe garantizar una operación eficiente y segura del sistema eléctrico, siguiendo los criterios de seguridad establecidos en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.

El apagón del 25 de febrero se produjo por una serie de eventos que siguen siendo investigados, lo que sin duda proporcionará valiosas lecciones sobre los protocolos de seguridad del sistema y sobre los mecanismos necesarios para asegurar una reposición en un tiempo razonable. A medida que se analicen las causas y los efectos de esta falla, será esencial revisar los protocolos existentes, no solo para mejorar la rapidez en la restauración del servicio, sino también para evaluar la flexibilidad y la resiliencia del sistema ante contingencias imprevistas.

Es fundamental, especialmente en situaciones de emergencia, garantizar que se siga la normativa vigente y los lineamientos de seguridad establecidos. Aplicar de manera rigurosa (sin posibles excesos) los criterios de seguridad, conforme a lo que establece la regulación, es clave para mantener la eficiencia del sistema. Adoptar límites adicionales que no estén respaldados por la normativa podría generar efectos no deseados, como una reducción de la generación renovable, especialmente de fuentes solares y eólicas, que son fundamentales para la transición energética. Esto puede impactar la eficiencia operativa y dificultar la integración de estas tecnologías en el sistema, reduciendo su aporte a una matriz más limpia y sostenible.

Por último, todo este incidente ha develado la necesidad de una revisión constante de las normativas y de los criterios técnicos que guían la operación del sistema eléctrico. Sin minimizar los efectos del apagón del 25 de febrero —evento que debe investigarse a fondo, establecer responsabilidades, compensar a los usuarios afectados y adoptar todas las medidas necesarias para evitar su repetición—, es importante considerar que se trata de una falla de baja probabilidad de ocurrencia.

En contraste, los cortes de suministro registrados durante los temporales del año pasado, cuyo origen se encuentra en la red de distribución, seguirán ocurriendo si no se avanza en una transformación regulatoria profunda a dicho segmento. Desde la perspectiva del cliente final, resulta urgente que el Ejecutivo promueva y acelere una reforma a la regulación de distribución que apunte a mejorar la resiliencia del sistema, equilibrando dicha mejora con inversiones eficientes que eviten un aumento excesivo en las tarifas, y asegurando a su vez que las nuevas obras sean reconocidas oportunamente en el esquema tarifario. Sin embargo, este proceso —que abarca el diseño regulatorio, la aprobación normativa y la ejecución de obras— tomará varios años antes de traducirse en mejoras tangibles en la continuidad del servicio. Hasta ahora, el único avance legislativo se limita al proyecto de ley actualmente en discusión, el cual aborda estas materias solo desde la óptica sancionatoria. Con todo, si se repiten eventos climáticos similares a los de años anteriores, es esperable que durante este año los clientes vuelvan a experimentar interrupciones de suministro.

<sup>15</sup> La semana del 17 de febrero fue la última semana con operación típica antes del Black Out.



## GENERACIÓN

En febrero, la generación total del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) alcanzó los 6.619 GWh/mes, lo que representa una disminución de -9,7% en comparación con enero de 2025 (7.327 GWh/mes) y una reducción del -5,8% en relación con febrero de 2024 (7.028 GWh/mes) (Ver Figura 1.1).

La participación de la generación hidráulica de embalse, hidráulica de pasada, geotérmica, gas y a carbón se redujo en 19%, 12%, 69%, 3% y 23%, respectivamente, en comparación con febrero de 2024. En contraste, la generación eólica, solar y diésel aumentó en un 28%, 6% y 79%, respectivamente, respecto al mismo período del año anterior.

En cuanto a la generación bruta registrada en febrero, la potencia máxima alcanzó los 11.877 MW el día 4, mientras que la mínima fue de 77 MW el día 25. La Figura 1.2 muestra el ciclo de generación a lo largo del mes, evidenciando una caída el 25 de febrero, producto del corte de suministro ocurrido ese día.

Durante el mes de febrero estuvo en mantenimiento mayor la central solar: Nuevo Quillagua (27 días); a gas: Tocopilla-U16 (27 días), Nehuenco II (7 días), San Isidro I (7 días), Taltal 1 (6 días) y Atacama 1 (4 días); hidráulica: Rucue (25 días); a carbón: Santa María (20 días), Campiche (13 días), Nueva Ventanas (5 días) y Angamos-ANG1 (1 día); y diésel: Olivos (2 días) y Los Espinos (2 días).

Figura 1.1:  
Energía mensual generada en el SEN

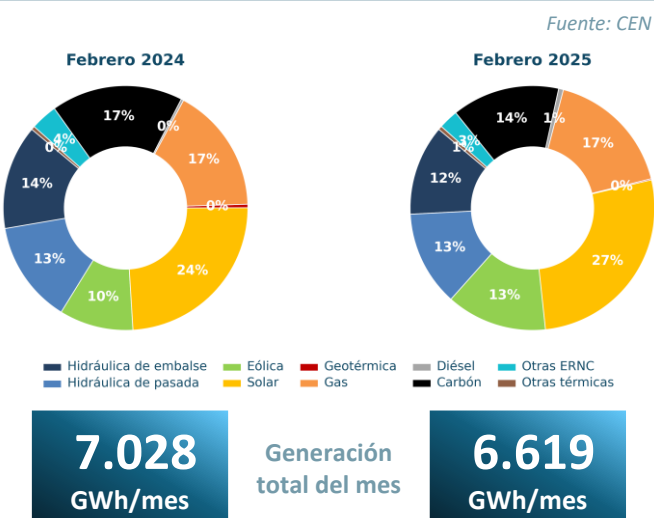
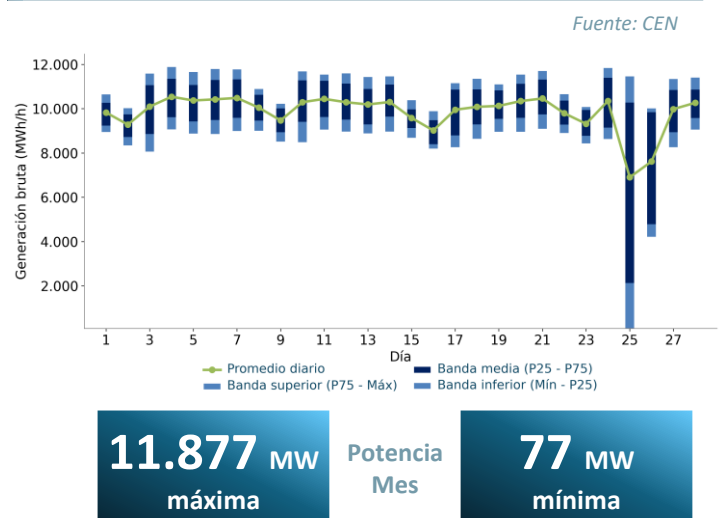


Figura 1.2:  
Generación bruta del SEN

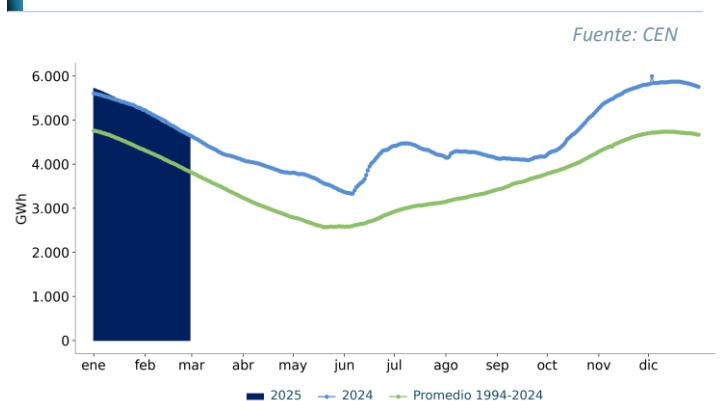


## HIDROLOGÍA

En febrero, la energía embalsada en el SEN fue inferior en comparación con 2024 (con una variación de -1.2%) y se ubicó por encima del promedio histórico (1994-2024) (con una variación de 20.0%) (ver Figura 1.3).

La probabilidad de excedencia de este mes fue de 94,1%, es decir, el 5,9% 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.

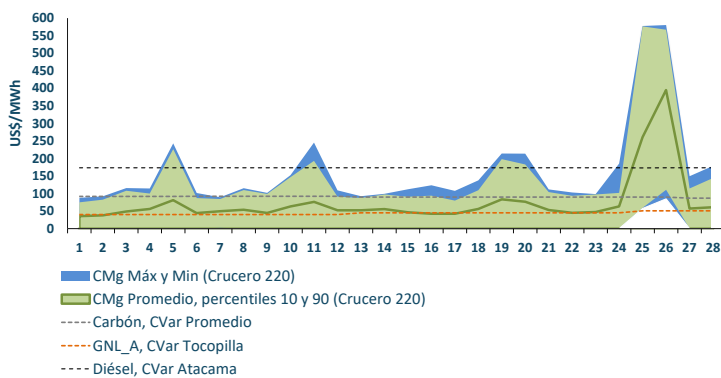
# COSTOS MARGINALES

En febrero de 2025 el costo marginal de la barra Crucero 220 fue de 74,5 US\$/MWh, lo cual registró una variación de 83,1% con respecto a enero de 2025 (40,7 US\$/MWh), y una variación de 39,0% respecto a febrero de 2024 (53,6 US\$/MWh). Los costos en demanda baja fueron determinados por el carbón y gas, mientras que en demanda alta por el diésel (ver Figura 1.4).

En febrero de 2025 el costo marginal de la barra Alto Jahuel 220 fue de 67,8 US\$/MWh, lo cual registró una variación de 62,1% con respecto a enero de 2025 (41,8 US\$/MWh), y una variación de 29,4% respecto a febrero de 2024 (52,4 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).

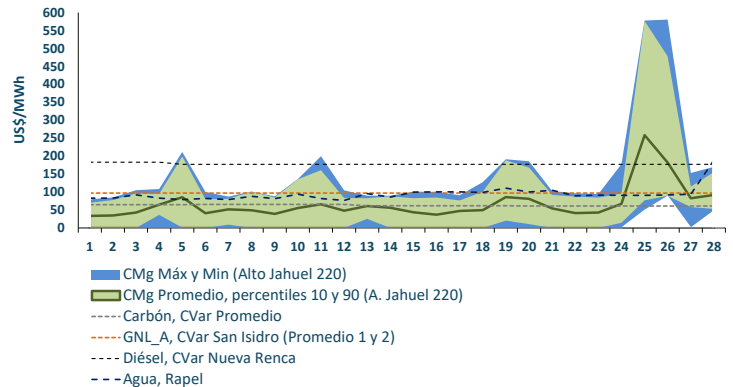
**Figura 1.4:**  
Principales costos variables y costo marginal promedio diario de febrero para Crucero 220 kV

Fuente: CEN



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

Fuente: CEN

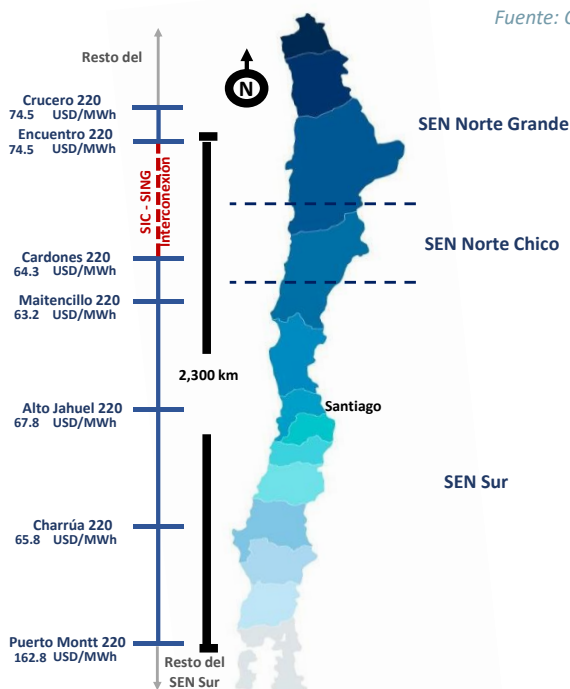


Durante el mes de febrero se observaron variaciones de costos marginales a lo largo del SEN, fundamentalmente debido a la congestión en las líneas de transmisión que unen el centro y sur del sistema (ver Figura 1.6).

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 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 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 1,3% 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 4.266 MW de nueva capacidad, de los cuales 1.413 MW son solares, 1.410 MW son eólicos, 150 MW a biomasa, 200 MW a diésel y 1.093 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%).

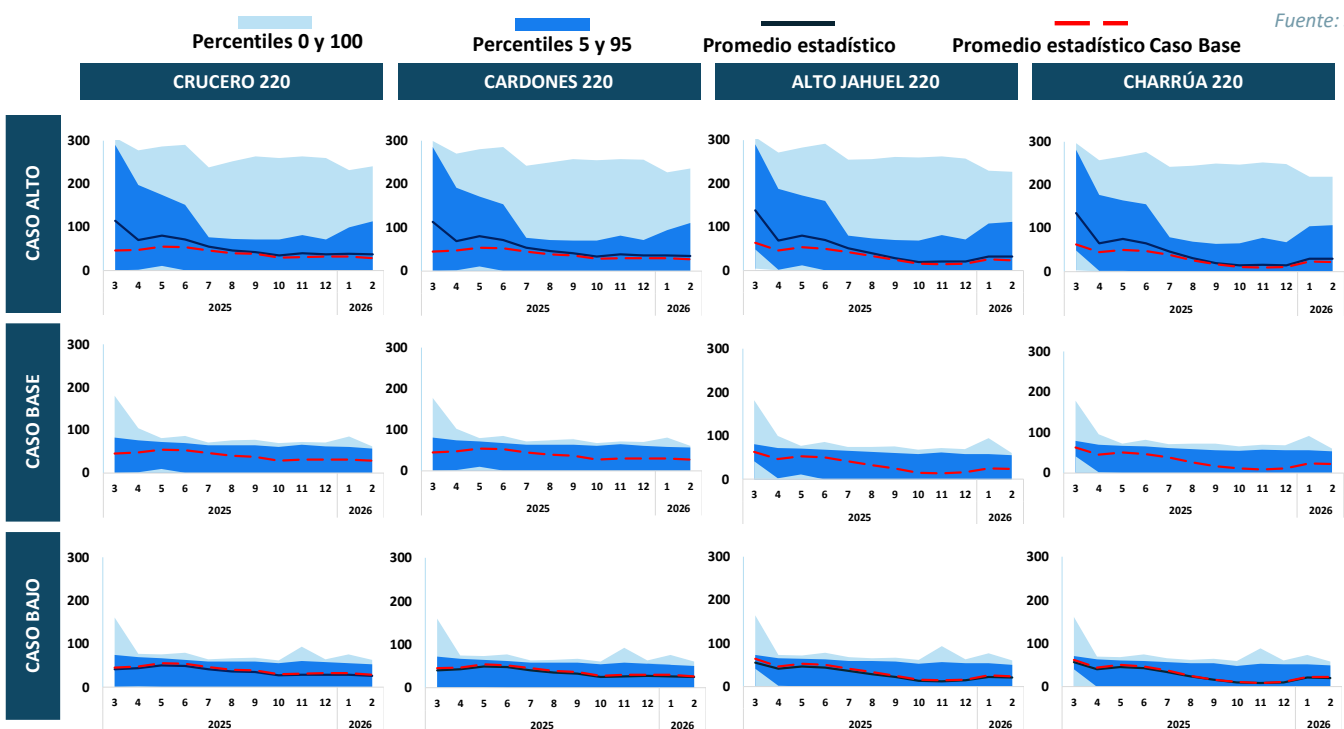
Se incorporó la limitación de transferencias de potencia en dirección norte-sur aplicada por el Coordinador hasta el 18 de marzo, las que tuvieron origen en la falla ocurrida en la línea Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar 2x500 kV el 25 de febrero y que derivó en un corte total de suministro en el SEN.

**Tabla 2.1:**  
*Supuestos considerados en las simulaciones*

SUPUESTOS		BAJO	BASE	ALTO
<b>Precios Combustibles</b>				
<b>CARBÓN</b> US\$/Ton	Mejillones*	376	418	460
	Angamos*	129	143	158
	Guacolda*	126	140	154
	Andina	130	145	159
	Hornitos	130	145	159
	Santa María	187	208	228
	N. Ventanas	148	165	181
<b>DIESEL</b> US\$ / Bbl	Quintero	131	146	160
	Mejillones	113	125	138
<b>GNL</b> US\$ / MMBtu	San Isidro 1	7	8	9
	Nehuenco 1	7	8	-
	Mejillones CTM3	7	7	-
	U16	7	7	8
	Kelar	10	11	-
<b>GN</b> US\$ / MMBtu	San Isidro 2	6	7	-
	U16	10	11	-
	Nehuenco 2	6	7	-
	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 febrero, Enel aumentó su generación en base a diésel y gas natural, mientras que disminuyó su generación en base a hidro, solar, eólico y geotérmica. Por su parte, Colbún aumentó su producción en base a diésel, carbón y gas natural, mientras que disminuyó su generación en base a hidro, solar y eólico. AES Andes aumentó su generación a carbón, mientras que disminuyó su generación en base a hidro, solar y eólico. Engie disminuyó su generación en base a carbón, gas natural, hidro, solar y eólico. Por último, Tamakaya aumentó su producción en base a diésel y GNL.

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

## Empresa: ENEL CHILE

### GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

TECNOLOGÍA	Feb 2024	Ene 2025	Feb 2025
Diésel	2	0	7
Carbón	0	0	0
Gas Natural	504	474	475
GNL	0	0	0
Hidro	898	891	817
Solar	313	341	300
Eólico	150	212	177
Geotérmica	33	13	10
<b>TOTAL</b>	<b>1.900</b>	<b>1.931</b>	<b>1.785</b>

### VALOR DEL AGUA PROMEDIO (US\$/MWh)

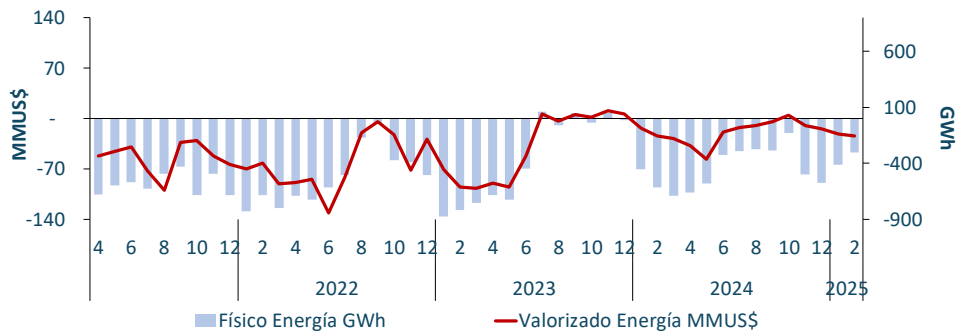
CENTRAL	Feb 2024	Feb 2025
Embalse Ralco	96	98

### COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Feb 2024	Feb 2025
San Isidro GNL_A (TG1+TV1, prom. I y II)	101,2	97,3
San Isidro GN_A (TG1+TV1, prom. I y II)	60,6	49,5
Taltal Diésel (Prom. I y II)	0,0	0,0
Atacama Diésel (TG1A+TG1B+TV1C)	194,1	173,4

### TRANSFERENCIA DE ENERGÍA

ÍTEM	Feb 2025
Total Generación (GWh)	1.785
Total Retiros (GWh)	2.090
Transf. Físicas (GWh)	-305
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-24



## Empresa: COLBÚN

### GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

TECNOLOGÍA	Feb 2024	Ene 2025	Feb 2025
Diésel	0	1	2
Carbón	204	0	22
Gas Natural	308	234	300
GNL	0	0	0
Hidro	522	522	301
Solar	49	47	40
Eólico	0	99	83
<b>Total</b>	<b>1.083</b>	<b>903</b>	<b>748</b>

### VALOR DEL AGUA PROMEDIO (US\$/MWh)

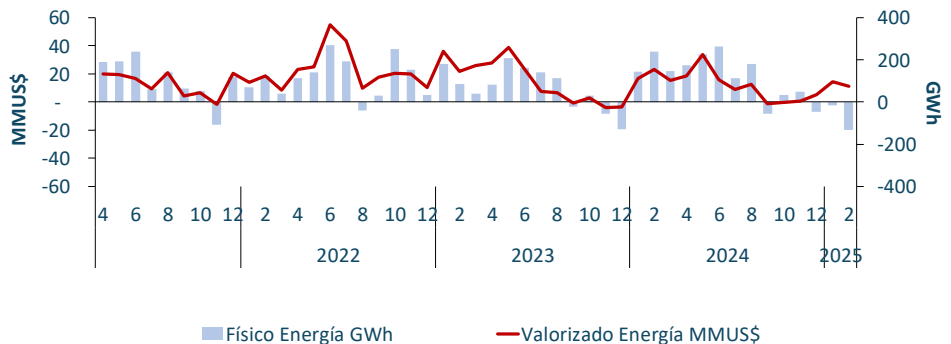
CENTRAL	Feb 2024	Feb 2025
Embalse Colbún	84	87

### COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Feb 2024	Feb 2025
Santa María	55,7	68,9
Nehuenco GNL_A (TG1+TV1, Prom. I y II)	106,2	102,5
Nehuenco GN_A (TG1+TV1, Prom. I y II)	62,0	54,9
Nehuenco Diesel (TG1+TV1, Prom. I y II)	186,8	180,3

### TRANSFERENCIA DE ENERGÍA

ÍTEM	Feb 2025
Total Generación (GWh)	748
Total Retiros (GWh)	880
Transf. Físicas (GWh)	-132
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	10,97





**GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)**

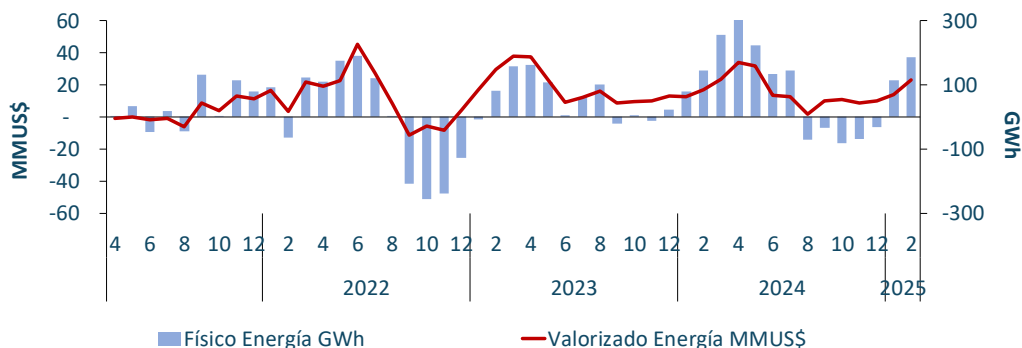
TECNOLOGÍA	Feb 2024	Ene 2025	Feb 2025
Diésel	0	0	0
Carbón	629	460	569
Gas Natural	0	0	0
GNL	0	0	0
Hidro	106	125	124
Solar	8	44	34
Eólico	46	65	55
<b>Total</b>	<b>789</b>	<b>694</b>	<b>782</b>

**COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)**

CENTRAL	Feb 2024	Feb 2025
N. Ventanas y Campiche	70,3	65,4
Angamos (prom. 1 y 2)	76,0	58,3
Norgener (prom. 1 y 2)	147,8	0,0

**TRANSFERENCIA DE ENERGIA**

ÍTEM	Feb 2025
Total Generación (GWh)	782
Total Retiros (GWh)	597
Transf. Físicas (GWh)	185
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	23



**GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)**

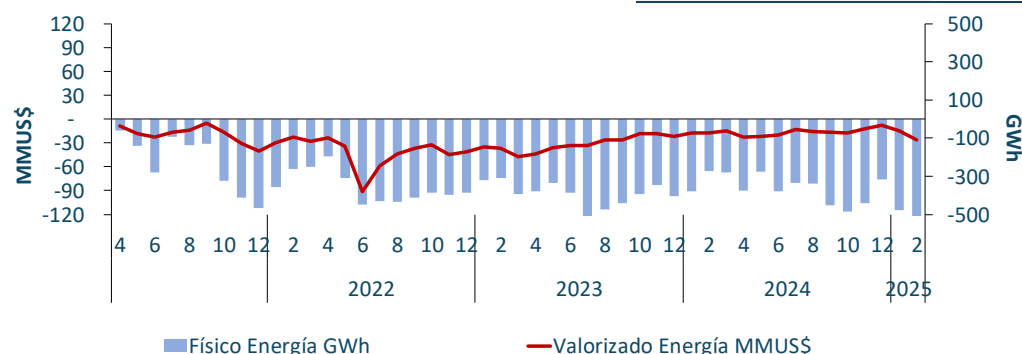
TECNOLOGÍA	Feb 2024	Ene 2025	Feb 2025
Diésel	0	0	0
Carbón	189	148	69
Gas Natural	130	121	94
GNL	0	0	0
Hidro	5	6	4
Solar	79	67	49
Eólico	26	85	65
<b>Total</b>	<b>428</b>	<b>426</b>	<b>282</b>

**COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)**

CENTRAL	Feb 2024	Feb 2025
Andina Carbón	91,7	74,7
Mejillones Carbón	186,4	180,0
Tocopilla GNL_A (U16-TG1+TV1)	33,7	43,9

**TRANSFERENCIA DE ENERGIA**

ÍTEM	Feb 2025
Total Generación (GWh)	282
Total Retiros (GWh)	806
Transf. Físicas (GWh)	-524
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-27



**GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)**

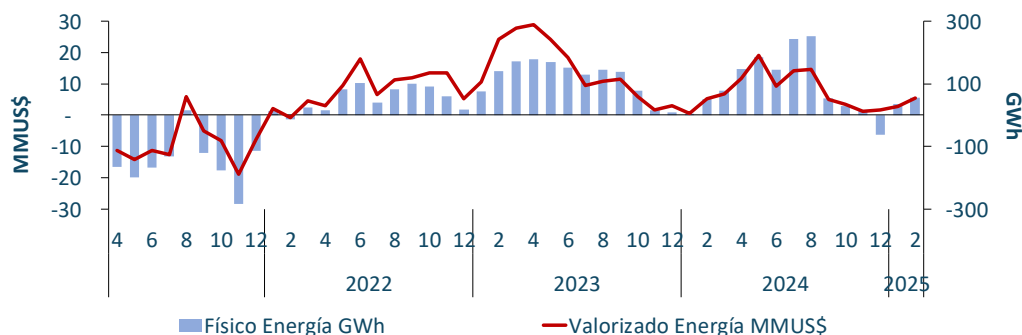
TECNOLOGÍA	Feb 2024	Ene 2025	Feb 2025
Diésel	6	2	14
Carbón	0	0	0
Gas Natural	0	0	0
GNL	54	45	51
Hidro	0	0	0
Solar	0	0	0
Eólico	0	0	0
<b>Total</b>	<b>59</b>	<b>47</b>	<b>64</b>

**COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)**

CENTRAL	Feb 2024	Feb 2025
Kelar GNL_A (TG1 + TG2 + TV)	70,4	57,4
Kelar Diesel (TG1 + TG2 + TV)	149,7	133,0

**TRANSFERENCIA DE ENERGIA**

ÍTEM	Feb 2025
Total Generación (GWh)	64
Total Retiros (GWh)	9
Transf. Físicas (GWh)	55
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 febrero de 2025, es de 95 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 febrero 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	115	7.598
ENEL GENERACIÓN	67	5.936
ENDESA	103	4.125
El Campesino	113	4.022
ACCIONA	101	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)	51	640
HUEMUL ENERGÍA (Coihue)	52	640
PANGUIPULLI	121	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
PUELICHE SUR EÓLICA	58	287
SONNEDIX COX	70	265
Iberecoica Cabo Leones I S.A.	119	196
WPD MALLECO (Malleco II)	66	192
Otros	101	1.563
<b>Precio Medio de Licitación</b>	<b>95</b>	<b>33.015</b>

\* Todos los procesos hasta la fecha indexados al 2/2025, ponderado por energía contratada del año 2025

**Tabla 4.2:**  
**Precio medio de licitación indexado a febrero 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	93	12.381
CGE Distribución	94	9.354
Chilquinta	98	2.670
SAESA	95	2.146
<b>Precio Medio Muestra</b>	<b>94</b>	<b>26.551</b>

\* Todos los procesos hasta la fecha indexados al 2/2025, 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 enero 2025 los retiros de energía afectos a obligaciones establecidos en la Ley 20.257 y la Ley 20.698 fueron iguales a 6.808 GWh, por lo tanto, las obligaciones sumaron 1.252 GWh en total. A su vez, la generación ERNC durante enero fue igual a 3.593 GWh, es decir, se superó en un 187% la obligación ERNC.

La mayor fuente ERNC corresponde al aporte solar que representa un 63% (2.248 GWh) seguido por el aporte eólico con un 28% (997 GWh), luego los aportes de tipo hidráulico con un 5% (188 GWh) y finalmente la biomasa, que representó un 4% (149 GWh). Por su parte, la generación geotérmica representa un 1% (10 GWh).

Durante enero de 2025 se registró 641,4 GWh de energía solar y eólica vertida, lo que refleja una disminución del -9,7% con respecto a diciembre de 2024 (710,5 GWh) y un aumento del 18,0% con respecto a enero del 2024 (543,5 GWh), ver Figura 5.2.

Figura 5.1:  
Generación ERNC histórica reconocida

Fuente: CEN

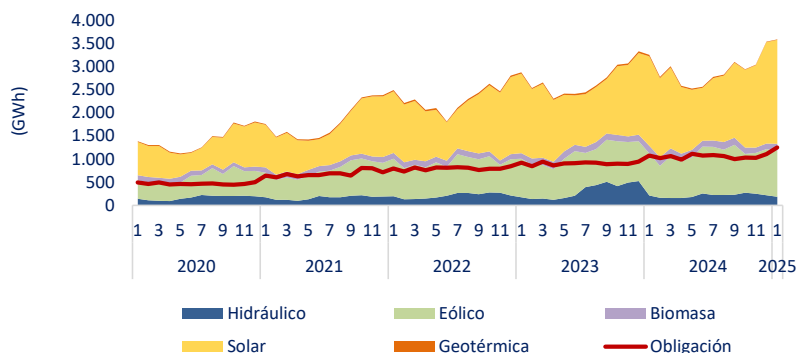
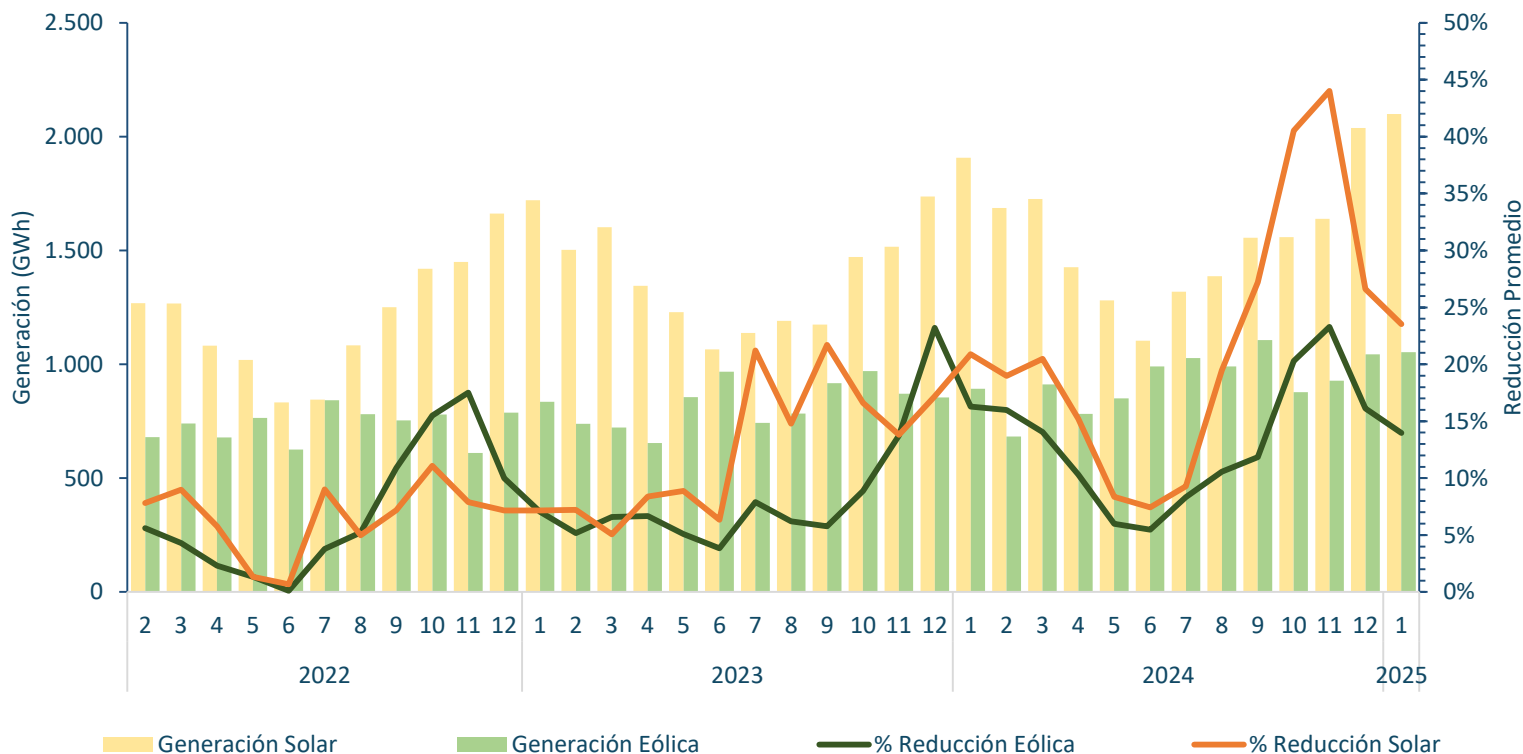


Figura 5.2:  
Vertimiento renovable desde Nogales al norte histórico

Fuente: CEN



## 6.

## EXPANSIÓN DEL SISTEMA

## PLAN DE OBRAS

De acuerdo con la RE N°94 CNE (28-02-2025) que declara y actualiza instalaciones de Generación y Transmisión en construcción, se espera la entrada de 2.968 MW de capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional. De estos, 25% corresponde a tecnología solar (738 MW), un 1% a tecnología eólica (34 MW), un 2% de tecnología hidráulica (49 MW), un 21% de tecnología solar con BESS (622 MW), un 45% de tecnología BESS (1.325 MW) y un 7% 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	
Planta Fotovoltaica Aurora Solar	mar-25	Solar	187,0
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
BESS Luz del Norte	mar-25	BESS	141,0
Stand Alone VR1 y VR2	mar-25	BESS	60,0
BESS Quillagua II	abr-25	BESS	105,0
BESS Andes III (Etapa 1)	may-25	BESS	171,3
BESS Tocopilla	jun-25	BESS	116,0
BESS Bolero	jul-25	BESS	146,0
BESS Huatacondo	nov-25	BESS	98,0
BESS Arenales	nov-25	BESS	300,0
BESS Estepa Solar	feb-26	BESS	188,0
<b>Capacidad próximos 12 meses</b>			<b>2.967,6</b>

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 febrero de 2025, totalizan 16.537 MW con una inversión de MMUS\$ 21.912, mientras que los proyectos aprobados históricos totalizan 86.738 MW con una inversión de MMUS\$ 144.793 (ver Tabla 7.1).

Durante el mes de febrero, 10 proyectos entraron en calificación aportando una capacidad de 585 MW, de los cuales destacan el Parque Fotovoltaico Pita Solar de 192 MW ubicado en Pozo Almonte y el Parque Fotovoltaico Mineru Solar de 133 MW ubicado en Pelarco (ambos combinan fuentes renovables con baterías).

En este mes se aprobaron 7 proyectos, 4 solares (27 MW), 2 híbridos solar y baterías (157 MW) y 1 eólico (5,6 MW). Por último, se desistió un proyecto eólico con almacenamiento (440 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	3.338	4.492	16.309	27.471
Hidráulica	0	0	3.926	6.654
Solar	3.950	5.083	42.481	67.983
Gas Natural	758	495	7.266	6.343
Geotérmica	0	0	170	710
Diesel	9	4	2.971	6.571
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)	6.075	8.712	1.421	2.739
Híbrido (Eólico + BESS)	1.218	1.878	688	1.106
Almacenamiento	0	0	50	160
<b>Total</b>	<b>16.537</b>	<b>21.912</b>	<b>86.738</b>	<b>144.793</b>

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



**COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA**

- Aprueba Bases Preliminares de Licitación Pública Nacional e Internacional para el Suministro de Energía y Potencia Eléctrica para Abastecer el Consumo de Clientes Sometidos a Regulación de Precios, Licitación Suministro 2025/01 ([ver más](#)).
- Se publica Informe Técnico Final de Expansión Anual de Transmisión Año 2024 ([ver más](#)).
- Se publica listado de obras de ampliación que deben ser licitadas por su respectivo propietario ([ver más](#)).

**MINISTERIO DE ENERGÍA**

- Se publica en el Diario Oficial la Resolución Exenta N°15 de 2025 que aprueba el listado de usuarios residenciales pertenecientes a los nuevos hogares beneficiarios del subsidio transitorio al pago del consumo de energía eléctrica del segundo semestre del año 2024 y el monto total de recursos necesarios para financiarlo ([ver más](#)).
- Se publica en el Diario Oficial la Resolución Exenta N°97 de 2025 que 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 la Resolución Exenta N°98 de 2025 que aprueba resolución sobre licitación de obras de ampliación por parte de los propietarios de las obras que son objeto de ampliación, según lo establecido en el artículo 95° de la LGSE, modificado por la Ley N°21.721 de 2024 ([ver más](#)).
- Se publica en el Diario Oficial la Resolución Exenta N°99 de 2025 que aprueba resolución sobre mecanismo de revisión del valor de inversión adjudicado, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 99° de la LGSE, modificado por la Ley N°21.721 de 2024 ([ver más](#)).
- Se publica en el Diario Oficial la Resolución Exenta N°100 de 2025 que aprueba resolución sobre el mecanismo de revisión del valor de inversión adjudicado, de conformidad al artículo segundo transitorio de la Ley N°21.721 de 2024 ([ver más](#)).
- El Ministerio de Energía publicó el Reporte Mensual del Sector Eléctrico correspondiente al mes de Marzo de 2025 ([ver más](#)).
- Cámara de Diputados accedió a la creación de Comisión Especial Investigadora encargada de reunir antecedentes sobre actuaciones del Ministerio de Energía; el Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones; el Ministerio de Economía, Fomento y Turismo; la Superintendencia de Electricidad y Combustibles; la Comisión Nacional de Energía; y el Servicio Nacional del Consumidor, en el cumplimiento de sus normativas sectoriales en cuanto a la fiscalización, coordinación, operatividad y funcionamiento de los servicios de distribución eléctrica, entre los años 2024 y 2025 ([ver Sesión 8ª ordinaria, en miércoles 26 de marzo de 2025](#)).

**COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL**

- Coordinador Eléctrico Nacional publicó el Estudio para análisis de falla EAF 089/2025 “Desconexión forzada de la línea 2x500 kV Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar” ([ver más](#)).

**PANEL DE EXPERTOS**

- Compañía General de Electricidad S.A. (CGE) presentó una discrepancia ante el Panel de Expertos contra el Coordinador Eléctrico Nacional por su negativa a practicar reliquidaciones entre empresas coordinadas respecto de contratos para suministro de energía para clientes sometidos a régimen de precios regulados ([ver más](#)).
- Panel de Expertos desiste sobre la discrepancia presentada por Colbún S.A. respecto del Informe de Valorización de Transferencias Económicas de diciembre de 2024 ([ver más](#)).

**SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD Y COMBUSTIBLES**

- Se publica Oficio Ordinario Electrónico N°275230 que solicita al Coordinador Eléctrico Nacional antecedentes sobre la inspección técnica de las instalaciones de control, protección y telecomunicaciones asociadas a la línea 2x500 Kv Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar, de propiedad de Interchile S.A. ([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](mailto:rjimenez@systep.cl)

**Pablo Lecaros V.**

Gerente de Mercados Eléctricos y Regulación

[plecaros@systep.cl](mailto:plecaros@systep.cl)

**Rodrigo Vidal C.**

Ingeniero de Estudios

[rvidal@systep.cl](mailto:rvidal@systep.cl)

[reporte@systep.cl](mailto:reporte@systep.cl)

| [www.systep.cl](http://www.systep.cl)

| RRSS

