



REPORTE MENSUAL

# Sector Eléctrico

Noviembre 2025

## REPORTE MENSUAL

## Sector Eléctrico

|                                             |     |
|---------------------------------------------|-----|
| • Editorial                                 | 3   |
| • 1. Análisis de Operación                  | 4-5 |
| Generación                                  |     |
| Hidrología                                  |     |
| Costos Marginales                           |     |
| • 2. Proyección de Costos Marginales Systep | 6   |
| • 3. Análisis por Empresa                   | 7-8 |
| • 4. Suministro a Clientes Regulados        | 9   |
| • 5. Energías Renovables No Convencionales  | 10  |
| • 6. Expansión del Sistema                  | 11  |
| • 7. Proyectos en SEIA                      | 12  |
| • 8. Seguimiento Regulatorio                | 13  |

© 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.

## Mirada crítica a las recientes medidas de fortalecimiento del SEN

El apagón del 25 de febrero (25F) reveló desafíos importantes tanto en la seguridad y estabilidad del sistema eléctrico del país, como brechas en el cumplimiento de disposiciones normativas.

A mediados de marzo, en virtud del artículo 72°-20 de la LGSE, el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) publicó el Estudio de Análisis de Falla (EAF) 089/2025<sup>1</sup> con el objetivo de identificar las causas del apagón, su propagación, los planes de recuperación y las conclusiones técnicas respecto de las causas de la falla.

### Incumplimientos normativos detectados en EAF 089/2025

El estudio determinó que la desconexión intempestiva de los circuitos de la línea 2x500 kV Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar, fue causada por la intervención del personal de Interchile en su esquema de protecciones. Esto finalmente desencadenó un corte masivo en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), evidenciando también incumplimientos normativos por parte de los coordinados. El Plan de Reposición de Servicio (PRS) permitió recuperar el 80% del suministro en aproximadamente 14 horas. Sin embargo, el restablecimiento del 100% se logró en 34 horas<sup>1</sup> (plazo fuera de los límites de reposición razonables).

El documento indica que uno de los factores que obstaculizó la reposición del servicio durante, al menos las tres primeras horas, fue la indisponibilidad de las comunicaciones y de las señales de SCADA del Centro de Control (CC) de Transelec, el cual oficiaba como Centro de Operación para la Recuperación de Servicio (COR) en 9 de 17 áreas del país<sup>2</sup>, cubriendo las zonas de Tarapacá, Norte Chico, Centro y Sur.

Por otro lado, señala que el Esquema de Recuperación de Servicio (ERS), cuyas maniobras permiten preparar la topología del sistema para iniciar con la recuperación del sistema, se vio comprometido producto de la pérdida de telecontrol en instalaciones de empresas coordinadas, situación que obligó movilizar a personal en terreno para poder llevar a cabo su ejecución de forma manual y/o presencial.

Sumado a lo anterior se identificó que ciertas centrales que proporcionaban servicios de partida autónoma, presentaron problemas durante las primeras maniobras de recuperación, e incluso algunas no fueron capaces de energizar instalaciones de forma autónoma como era esperado.

### Acciones adoptadas por el Coordinador

En consecuencia, y conforme a lo establecido en el Título 8-4 de la NTSyCS, el Coordinador instruyó la realización de dos auditorías técnicas: una a los sistemas de control, protección y telecomunicaciones del sistema de transmisión de 500 kV de Interchile, y otra al sistema de SCADA y de telecomunicaciones internas y externas de voz y datos de Transelec.

Además, contrató al *Electric Power Research Institute* (EPRI)<sup>3</sup> para analizar el estudio de análisis falla del 25F (EAF 089/2025), y encargó a un grupo de expertos de tres universidades chilenas

(Universidad de Chile, Técnica Federico Santa María y de Santiago de Chile) la elaboración de un estudio del evento del 25F<sup>4</sup>, para evaluar las vulnerabilidades del SEN y proponer medidas para fortalecer su resiliencia.

### Medidas de fortalecimiento del SEN

A raíz del impacto del apagón del 25F, y de los diversos estudios realizados, el Coordinador estableció un plan de medidas que se articula en torno a cuatro ejes principales<sup>5</sup>:

- **Prevención y mitigación ex-ante:** Dirigido a reducir la probabilidad e impacto de fallas mediante mejoras en la planificación, infraestructura y cumplimiento normativo.
- **Contención de la propagación:** Enfocado en limitar el alcance de eventos disruptivos, fortaleciendo esquemas de defensa y control dinámico con apoyo de renovables y almacenamiento.
- **Recuperación rápida del servicio:** Orientada a restablecer el suministro en el menor tiempo posible con protocolos más robustos, coordinación efectiva y capacitación de operadores.
- **Aprendizaje y mejora continua:** Destinada a mejorar el proceso de registro, análisis y reporte de fallas, para extraer lecciones y aplicar medidas correctivas de manera sostenida.

### Lecciones y desafíos del 25F

Si bien estas medidas de fortalecimiento van en la dirección correcta, éstas se encuentran circunscritas a los alcances de la normativa vigente. Por ello, surgen las siguientes dudas:

- ¿Debería estar el foco en fortalecer las medidas de cumplimiento de las normativas vigentes?
- ¿La norma técnica se encuentra adaptada a la realidad del Sistema Eléctrico Nacional?
- ¿Se deben exigir mayores y nuevos requerimientos a los coordinados?
- ¿Es posible que los requerimientos normativos vigentes hayan llevado al sistema a su colapso?

El reciente apagón expuso brechas críticas en el sistema eléctrico, de haberse combinado con una contingencia externa, las consecuencias podrían haber sido catastróficas. Es importante que la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) y el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) refuercen los mecanismos de fiscalización y verificación del cumplimiento normativo para mitigar riesgos inmediatos<sup>4</sup>. Sin embargo, también debe haber una discusión para actualizar las normas vigentes y garantizar la seguridad y calidad de servicio bajo el nuevo contexto de alta penetración (y acelerada) de ERV y PMGDs. Ambos enfoques deben realizarse de manera coordinada, con un marco regulatorio claro y una colaboración efectiva entre todos los agentes del sector. Sea cual sea la solución tomada, el ente regulador deberá realizar un análisis de costo-beneficio de estas medidas y, más aún, definir hasta dónde se llegará con este atributo de seguridad.

<sup>1</sup> EAF 089/2025, Desconexión forzada de LT 2x500 kV Nva Mai-Nva PdA, CEN, Marzo 2025.

<sup>2</sup> Informe Final Estudio de Plan de Recuperación de Servicio, CEN, Junio 2024.

<sup>3</sup> Review of CEN's Root Cause Analysis Report of 25<sup>th</sup> February 2025 Chilean Power System Blackout, PRI, Agosto 2025.

<sup>4</sup> Asesoría análisis sistémico del evento del 25/02/2025, Universidad de Chile, Julio 2025.

<sup>5</sup> Medidas y recomendaciones para fortalecer el Sistema Eléctrico Nacional, Plan del CEN tras el blackout del 25 de febrero de 2025, CEN, Julio 2025.

## GENERACIÓN

En octubre, la generación total del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) alcanzó los 7.028 GWh/mes, lo que representa un aumento de 3,9% en comparación con septiembre de 2025 (6.763 GWh/mes) y un incremento del 1,9% en relación con octubre de 2024 (6.896 GWh/mes) (Ver Figura 1.1).

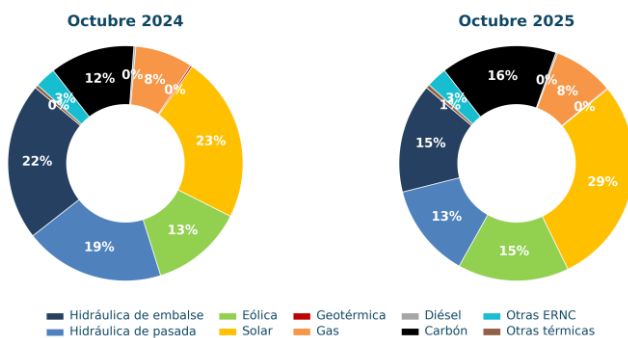
La participación de la generación hidráulica de embalse, hidráulica de pasada, geotérmica, diésel se redujo en 29%, 31%, 40%, 14%, respectivamente, en comparación con octubre de 2024. En contraste, la generación eólica, solar, gas, carbón aumentó en un 23%, 28%, 7%, 39%, respectivamente, respecto al mismo período del año anterior.

En cuanto a la generación bruta registrada en octubre, la potencia máxima alcanzó los 11.718 MW el día 27, mientras que la mínima fue de 7.586 MW el día 12. 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 octubre estuvieron en mantenimiento mayor las centrales a gas: Atacama 1 (21 días), San Isidro II (19 días), Mejillones-CTM3 (13 días), Kelar (5 días) y San Isidro I (4 días); hidráulicas: Angostura (16 días), Los Cóndores (12 días), La Higuera (6 días) y El Toro (2 días); diésel: Cardones (8 días), Los Guindos TG2 (5 días) y Antilhue (2 días); y a carbón: Guacolda 5 (5 días) y Mejillones-CTH (2 días).

**Figura 1.1:**  
**Energía mensual generada en el SEN**

Fuente: CEN



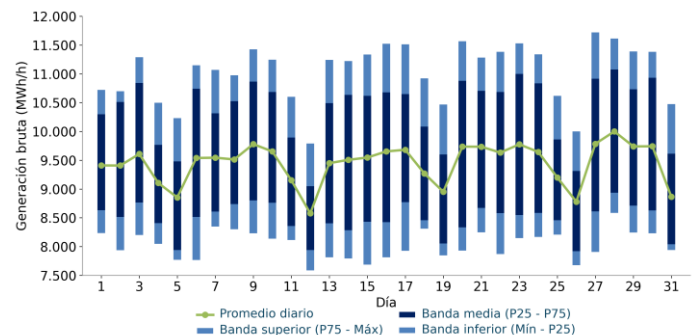
**6.896**  
GWh/mes

Generación  
total del mes

**7.028**  
GWh/mes

**Figura 1.2:**  
**Generación bruta del SEN**

Fuente: CEN



**11.718** MW  
máxima

Potencia  
Mes

**7.586** MW  
mínima

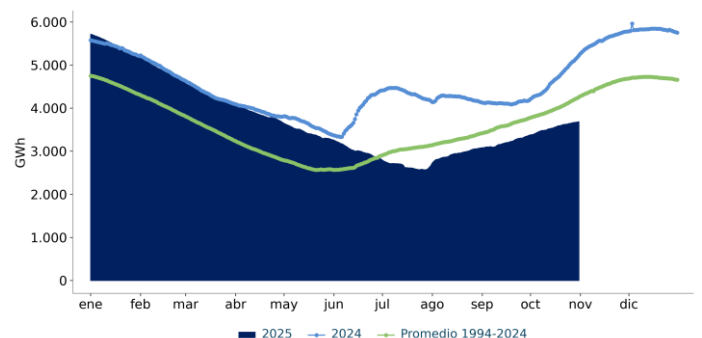
## HIDROLOGÍA

En octubre, la energía embalsada en el SEN fue inferior en comparación con 2024 (con una variación de -29,5%) y se ubicó por debajo del promedio histórico (1994-2024) (con una variación de -13,4%) (ver Figura 1.3).

La probabilidad de excedencia de este mes fue de 93,4%, es decir, el 6,6% 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.

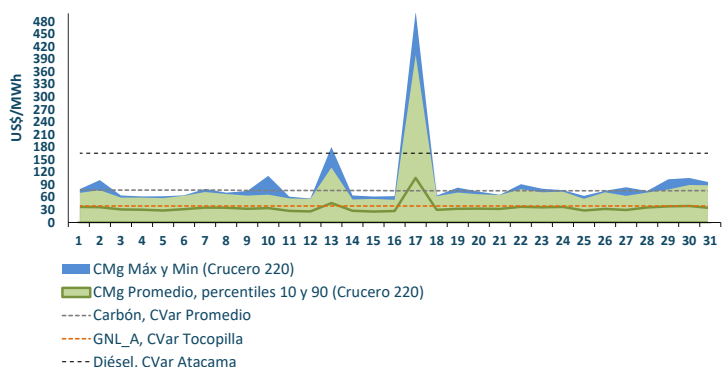
## COSTOS MARGINALES

En octubre de 2025 el costo marginal de la barra Crucero 220 fue de 35,5 US\$/MWh, lo cual registró una variación de -2,3% con respecto a septiembre de 2025 (36,3 US\$/MWh), y una variación de -28,2% respecto a octubre de 2024 (49,4 US\$/MWh). Los costos en demanda baja fueron determinados por el gas, mientras que en demanda alta por el diésel (ver Figura 1.4).

En octubre de 2025 el costo marginal de la barra Alto Jahuel 220 fue de 32,8 US\$/MWh, lo cual registró una variación de -19,3% con respecto a septiembre de 2025 (40,6 US\$/MWh), y una variación de 11,5% respecto a octubre de 2024 (29,4 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).

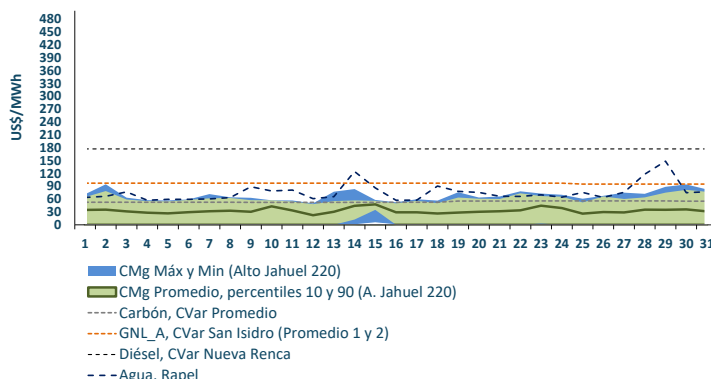
**Figura 1.4:**  
**Principales costos variables y costo marginal promedio diario de octubre para Crucero 220 kV**

Fuente: CEN



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

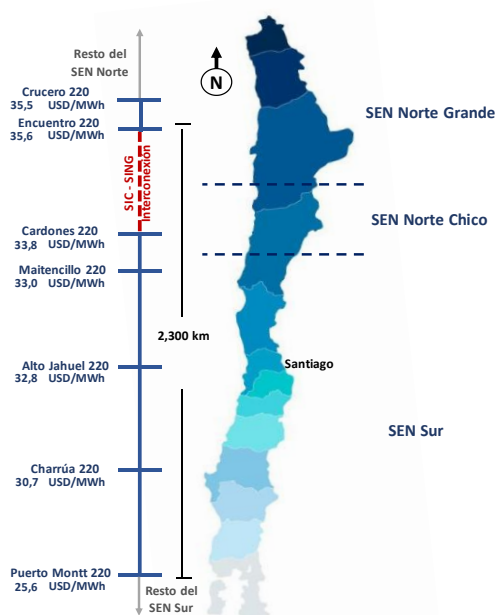
Fuente: CEN



Durante el mes de octubre 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).

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

Fuente: CEN



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

## 2.

# PROYECCIÓN SYSTEP DE COSTOS MARGINALES A 12 MESES

Conforme a los antecedentes publicados en los últimos balances e informes de programación y operación del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), se realizó una proyección de la operación del SEN y los respectivos costos marginales a 12 meses. Considerando el comportamiento real de la demanda a la fecha, la proyección de la demanda considera un crecimiento total de -0.2% para el año 2025 respecto del año 2024. Se definieron tres escenarios de operación distintos: un Caso Base, que considera los supuestos descritos en la Tabla 2.1; un Caso Bajo, que considera una baja de 10% de los costos de combustibles; y un Caso Alto, en el cual solamente San Isidro y U16 tienen disponibilidad de gas, junto con un aumento de 10% de los costos de combustibles.

Es importante mencionar que, dadas las posibles modificaciones al plan de obras de generación y transmisión considerado, junto a la postergación de los mantenimientos informados por el Coordinador, no es posible garantizar que los supuestos anteriores se verifiquen en la práctica exactamente como se modelaron, pudiendo existir divergencias en los costos marginales proyectados con respecto de los valores reales.

En los siguientes 12 meses se espera la entrada en operación comercial de 5.411 MW de nueva capacidad, de los cuales 1.501 MW son solares, 479 MW son eólicos, 142 MW son biomasa, 40 MW son diésel y 3.249 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%).

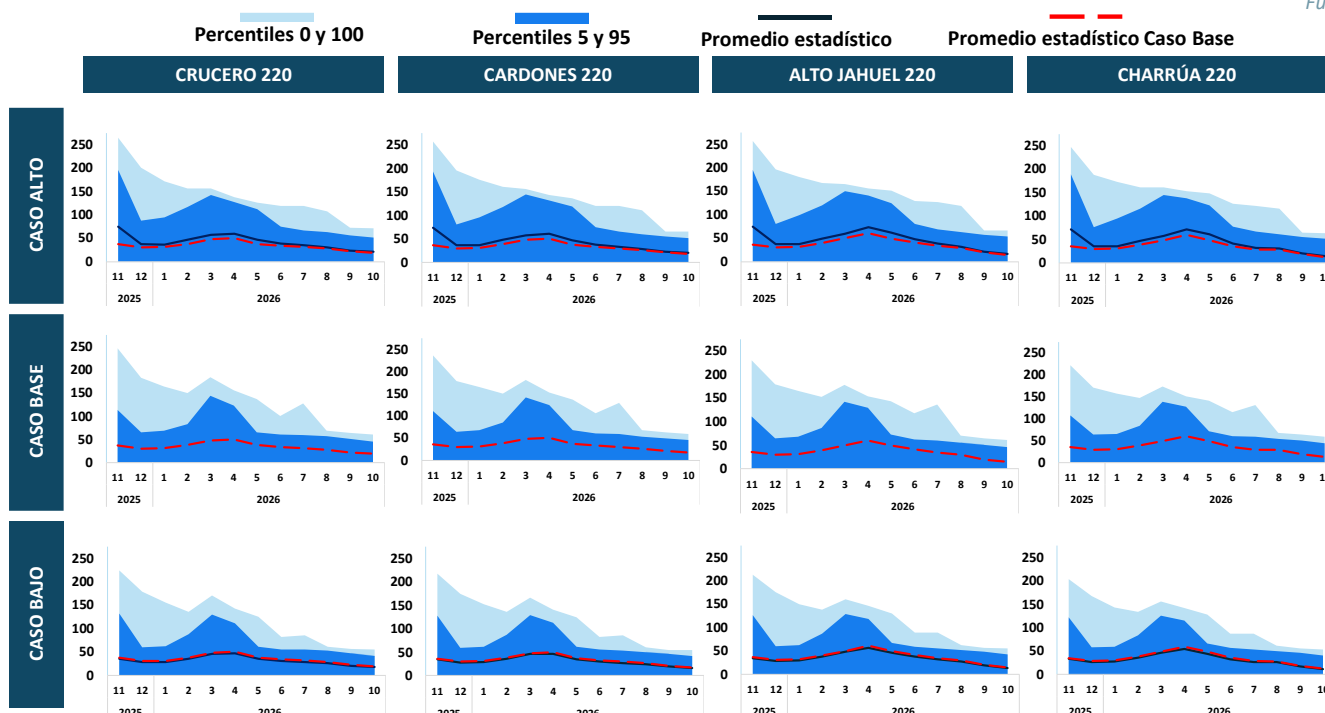
**Tabla 2.1:**  
**Supuestos considerados en las simulaciones**

| SUPUESTOS                   |                 | BAJO | BASE | ALTO |
|-----------------------------|-----------------|------|------|------|
| <b>Precios Combustibles</b> |                 |      |      |      |
| <b>CARBÓN</b><br>US\$/Ton   | Mejillones*     | 376  | 418  | 460  |
|                             | Angamos*        | 97   | 108  | 119  |
|                             | Guacolda*       | 107  | 119  | 131  |
|                             | Andina          | 100  | 111  | 122  |
|                             | Hornitos        | 100  | 111  | 122  |
|                             | Santa María     | 177  | 196  | 216  |
|                             | N. Ventanas     | 117  | 130  | 143  |
| <b>DIESEL</b> US\$ / Bbl    | Quintero        | 131  | 146  | 160  |
|                             | Mejillones      | 109  | 121  | 133  |
| <b>GNL</b><br>US\$ / MMBtu  | San Isidro 1    | 8    | 9    | 9    |
|                             | Nehuenco 1      | 9    | 10   | -    |
|                             | Mejillones CTM3 | 7    | 8    | -    |
|                             | U16             | 7    | 7    | 8    |
|                             | Kelar           | 6    | 7    | -    |
| <b>GN</b><br>US\$ / MMBtu   | San Isidro 2    | 5    | 5    | -    |
|                             | U16             | 7    | 8    | -    |
|                             | Nehuenco 2      | 5    | 6    | -    |
|                             | Nueva Renca     | 5    | 6    | -    |

\*Se considera el promedio de las unidades

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

Fuente: Systep



## 3.

## ANÁLISIS POR EMPRESA

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

En octubre, la empresa AES Andes fue excedentaria, mientras que Enel, Colbún, Engie y Tamayaka fueron deficitarias.

**Empresa:**  
**ENEL CHILE**

## GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

| TECNOLOGÍA   | Oct 2024     | Sep 2025     | Oct 2025     |
|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Diésel       | 4            | 0            | 1            |
| Carbón       | 0            | 0            | 0            |
| Gas Natural  | 271          | 214          | 184          |
| GNL          | 0            | 0            | 0            |
| Hidro        | 1.430        | 878          | 942          |
| Solar        | 282          | 264          | 296          |
| Eólico       | 163          | 144          | 176          |
| Geotérmica   | 17           | 10           | 10           |
| <b>TOTAL</b> | <b>2.166</b> | <b>1.510</b> | <b>1.609</b> |

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

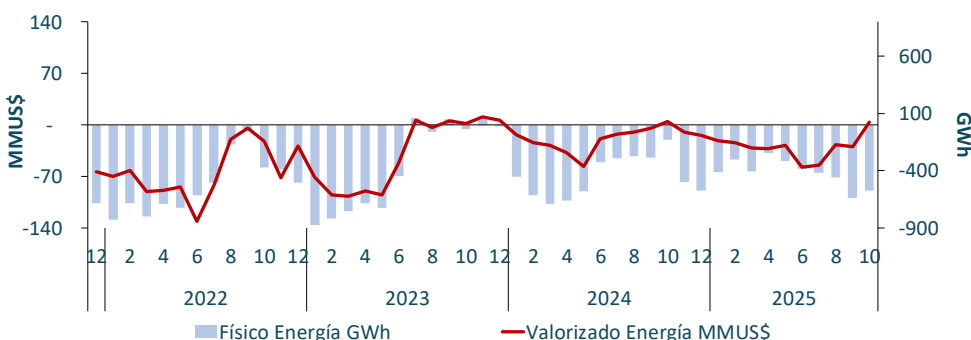
| CENTRAL       | Oct 2024 | Oct 2025 |
|---------------|----------|----------|
| Embalse Ralco | 8        | 62       |

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

| CENTRAL                                  | Oct 2024 | Oct 2025 |
|------------------------------------------|----------|----------|
| San Isidro GNL_A (TG1+TV1, prom. I y II) | 97,3     | 96,7     |
| San Isidro GN_A (TG1+TV1, prom. I y II)  | 55,5     | 42,2     |
| Taltal Diésel (Prom. I y II)             | 0,0      | 0,0      |
| Atacama Diésel (TG1A+TG1B+TV1C)          | 177,1    | 165,6    |

## TRANSFERENCIA DE ENERGIA

| ÍTEM                         | Oct 2025 |
|------------------------------|----------|
| Total Generación (GWh)       | 1.609    |
| Total Retiros (GWh)          | 2.184    |
| Transf. Físicas (GWh)        | -575     |
| Transf. Valorizadas (MMUS\$) | 3        |



**Empresa:**  
**COLBÚN**

## GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

| TECNOLOGÍA   | Oct 2024   | Sep 2025   | Oct 2025   |
|--------------|------------|------------|------------|
| Diésel       | 1          | 0          | 1          |
| Carbón       | 16         | 0          | 2          |
| Gas Natural  | 91         | 95         | 128        |
| GNL          | 0          | 0          | 0          |
| Hidro        | 739        | 441        | 505        |
| Solar        | 39         | 46         | 40         |
| Eólico       | 29         | 152        | 143        |
| <b>Total</b> | <b>915</b> | <b>734</b> | <b>819</b> |

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

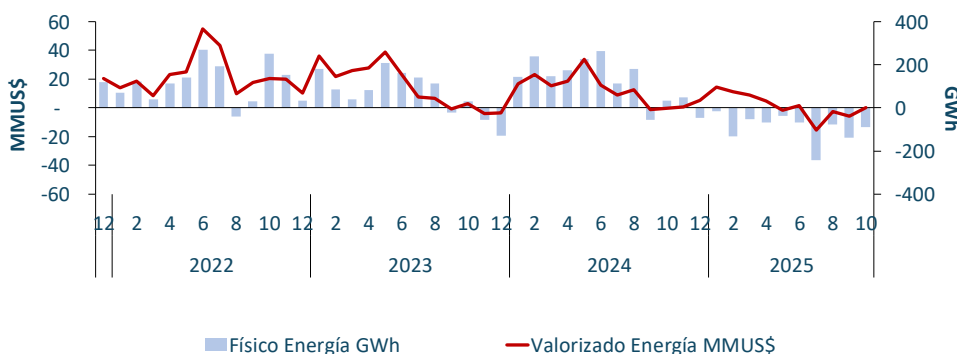
| CENTRAL        | Oct 2024 | Oct 2025 |
|----------------|----------|----------|
| Embalse Colbún | 16       | 58       |

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

| CENTRAL                                 | Oct 2024 | Oct 2025 |
|-----------------------------------------|----------|----------|
| Santa María                             | 46,0     | 70,3     |
| Nehuenco GNL_A (TG1+TV1, Prom. I y II)  | 102,5    | 102,5    |
| Nehuenco GN_A (TG1+TV1, Prom. I y II)   | 56,1     | 51,3     |
| Nehuenco Diesel (TG1+TV1, Prom. I y II) | 180,3    | 180,3    |

## TRANSFERENCIA DE ENERGIA

| ÍTEM                         | Oct 2025 |
|------------------------------|----------|
| Total Generación (GWh)       | 819      |
| Total Retiros (GWh)          | 910      |
| Transf. Físicas (GWh)        | -91      |
| Transf. Valorizadas (MMUS\$) | 0,27     |



**GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)**

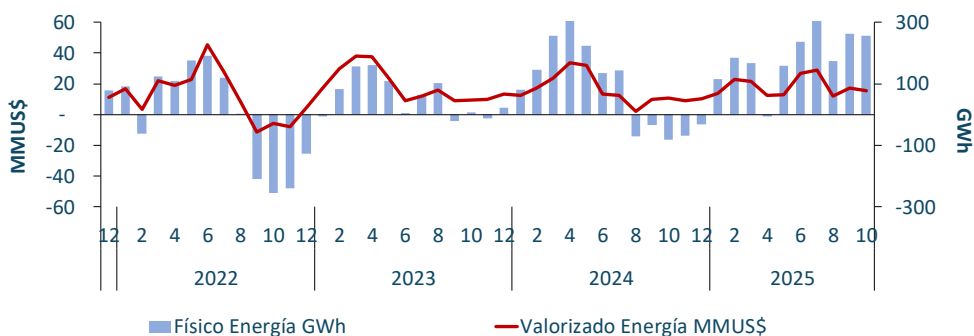
| TECNOLOGÍA   | Oct 2024   | Sep 2025   | Oct 2025   |
|--------------|------------|------------|------------|
| Diésel       | 0          | 0          | 0          |
| Carbón       | 488        | 767        | 716        |
| Gas Natural  | 0          | 0          | 0          |
| GNL          | 0          | 0          | 0          |
| Hidro        | 81         | 32         | 66         |
| Solar        | 12         | 53         | 51         |
| Eólico       | 43         | 41         | 57         |
| <b>Total</b> | <b>625</b> | <b>891</b> | <b>890</b> |

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

| CENTRAL                | Oct 2024 | Oct 2025 |
|------------------------|----------|----------|
| N. Ventanas y Campiche | 65,4     | 53,3     |
| Angamos (prom. 1 y 2)  | 61,0     | 47,8     |
| Norgener (prom. 1 y 2) | 0,0      | 0,0      |

**TRANSFERENCIA DE ENERGIA**

| ÍTEM                         | Oct 2025 |
|------------------------------|----------|
| Total Generación (GWh)       | 890      |
| Total Retiros (GWh)          | 633      |
| Transf. Físicas (GWh)        | 257      |
| Transf. Valorizadas (MMUS\$) | 16       |



**GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)**

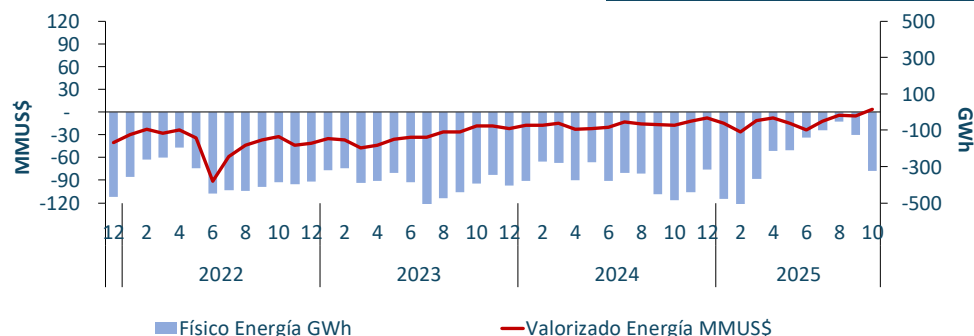
| TECNOLOGÍA   | Oct 2024   | Sep 2025   | Oct 2025   |
|--------------|------------|------------|------------|
| Diésel       | 0          | 0          | 5          |
| Carbón       | 30         | 297        | 152        |
| Gas Natural  | 141        | 165        | 96         |
| GNL          | 0          | 0          | 0          |
| Hidro        | 22         | 15         | 12         |
| Solar        | 55         | 81         | 89         |
| Eólico       | 55         | 88         | 83         |
| <b>Total</b> | <b>303</b> | <b>647</b> | <b>437</b> |

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

| CENTRAL                       | Oct 2024 | Oct 2025 |
|-------------------------------|----------|----------|
| Andina Carbón                 | 75,5     | 50,7     |
| Mejillones Carbón             | 180,0    | 180,0    |
| Tocopilla GNL_A (U16-TG1+TV1) | 31,9     | 39,5     |

**TRANSFERENCIA DE ENERGIA**

| ÍTEM                         | Oct 2025 |
|------------------------------|----------|
| Total Generación (GWh)       | 437      |
| Total Retiros (GWh)          | 761      |
| Transf. Físicas (GWh)        | -324     |
| Transf. Valorizadas (MMUS\$) | 4        |



**GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)**

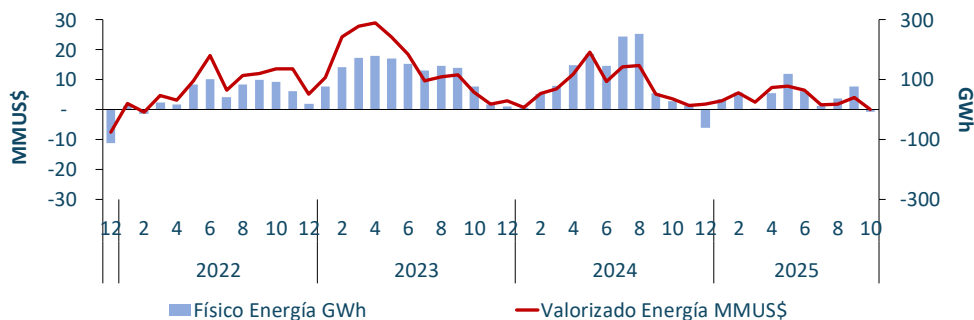
| TECNOLOGÍA   | Oct 2024  | Sep 2025  | Oct 2025 |
|--------------|-----------|-----------|----------|
| Diésel       | 9         | 0         | 0        |
| Carbón       | 0         | 0         | 0        |
| Gas Natural  | 0         | 0         | 0        |
| GNL          | 26        | 88        | 0        |
| Hidro        | 0         | 0         | 0        |
| Solar        | 0         | 0         | 0        |
| Eólico       | 0         | 0         | 0        |
| <b>Total</b> | <b>35</b> | <b>88</b> | <b>0</b> |

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

| CENTRAL                       | Oct 2024 | Oct 2025 |
|-------------------------------|----------|----------|
| Kelar GNL_A (TG1 + TG2 + TV)  | 62,6     | 60,1     |
| Kelar Diesel (TG1 + TG2 + TV) | 142,0    | 0,0      |

**TRANSFERENCIA DE ENERGIA**

| ÍTEM                         | Oct 2025 |
|------------------------------|----------|
| Total Generación (GWh)       | 0        |
| Total Retiros (GWh)          | 8        |
| Transf. Físicas (GWh)        | -8       |
| Transf. Valorizadas (MMUS\$) | 0        |



## 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 octubre 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, que corresponde a los contratos vigentes a la fecha de elaboración del presente reporte.

**Tabla 4.1:**

**Precio medio de licitación indexado a septiembre de 2025 por generador, en barra de oferta\***

Fuente: CNE  
Elaboración: Systep

| EMPRESA GENERADORA                | PRECIO MEDIO CONTRATOS US\$/MWh | ENERGÍA AÑO 2025 GWh |
|-----------------------------------|---------------------------------|----------------------|
| E-CL                              | 123                             | 7.598                |
| ENEL GENERACIÓN                   | 69                              | 5.936                |
| ENDESA                            | 105                             | 4.125                |
| El Campesino                      | 128                             | 4.022                |
| ACCIONA                           | 103                             | 1.111                |
| COLBÚN                            | 85                              | 1.000                |
| Abengoa                           | 155                             | 955                  |
| IBEREÓLICA CABO LEONES II S.A.    | 64                              | 861                  |
| Aela Generación S.A.              | 100                             | 859                  |
| HUEMUL ENERGÍA (Caman)            | 52                              | 640                  |
| HUEMUL ENERGÍA (Coihue)           | 53                              | 640                  |
| PANGUIPULLI                       | 124                             | 165                  |
| CONDOR ENERGÍA (Esperanza)        | 58                              | 530                  |
| CONDOR ENERGÍA (C° Tigre)         | 57                              | 463                  |
| CONDOR ENERGÍA (Tchamma)          | 54                              | 441                  |
| San Juan SpA.                     | 138                             | 422                  |
| WPD MALLECO (Malleco)             | 68                              | 398                  |
| Pelumpén S.A.                     | 110                             | 349                  |
| PUELICHE SUR EÓLICA               | 60                              | 287                  |
| SONNEDIX COX                      | 71                              | 265                  |
| Iberealica Cabo Leones I S.A.     | 121                             | 196                  |
| WPD MALLECO (Malleco II)          | 67                              | 192                  |
| Otros                             | 103                             | 1.563                |
| <b>Precio Medio de Licitación</b> | <b>100</b>                      | <b>33.015</b>        |

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

**Tabla 4.2:**

**Precio medio de licitación indexado a septiembre de 2025 por distribuidora, en barra de oferta\***

Fuente: CNE  
Elaboración: Systep

| EMPRESA DISTRIBUIDORA       | PRECIO MEDIO CONTRATOS US\$/MWh | ENERGÍA AÑO 2025 GWh |
|-----------------------------|---------------------------------|----------------------|
| Enel Distribución           | 96                              | 12.381               |
| CGE Distribución            | 97                              | 9.354                |
| Chilquinta                  | 101                             | 2.670                |
| SAESA                       | 99                              | 2.146                |
| <b>Precio Medio Muestra</b> | <b>97</b>                       | <b>26.551</b>        |

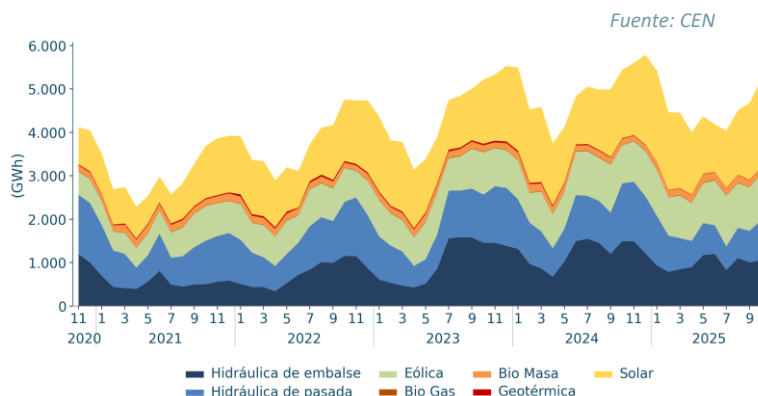
\* Todos los procesos hasta la fecha indexados a octubre de 2025, ponderado por energía contratada del año 2025

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

En octubre de 2025, la mayor generación renovable corresponde a la producción solar que representó 38,7% (2.015,9 GWh), seguida por la generación eólica que representó 20,7% (1.075,6 GWh), luego, hidráulica de embalse que representó 20,3% (1.057,3 GWh), hidráulica de pasada que representó 17,5% (910,7 GWh), bio masa que representó 2,4% (126,0 GWh), bio gas que representó 0,2% (11,7 GWh), y finalmente, geotérmica que representó 0,2% (10,2 GWh).

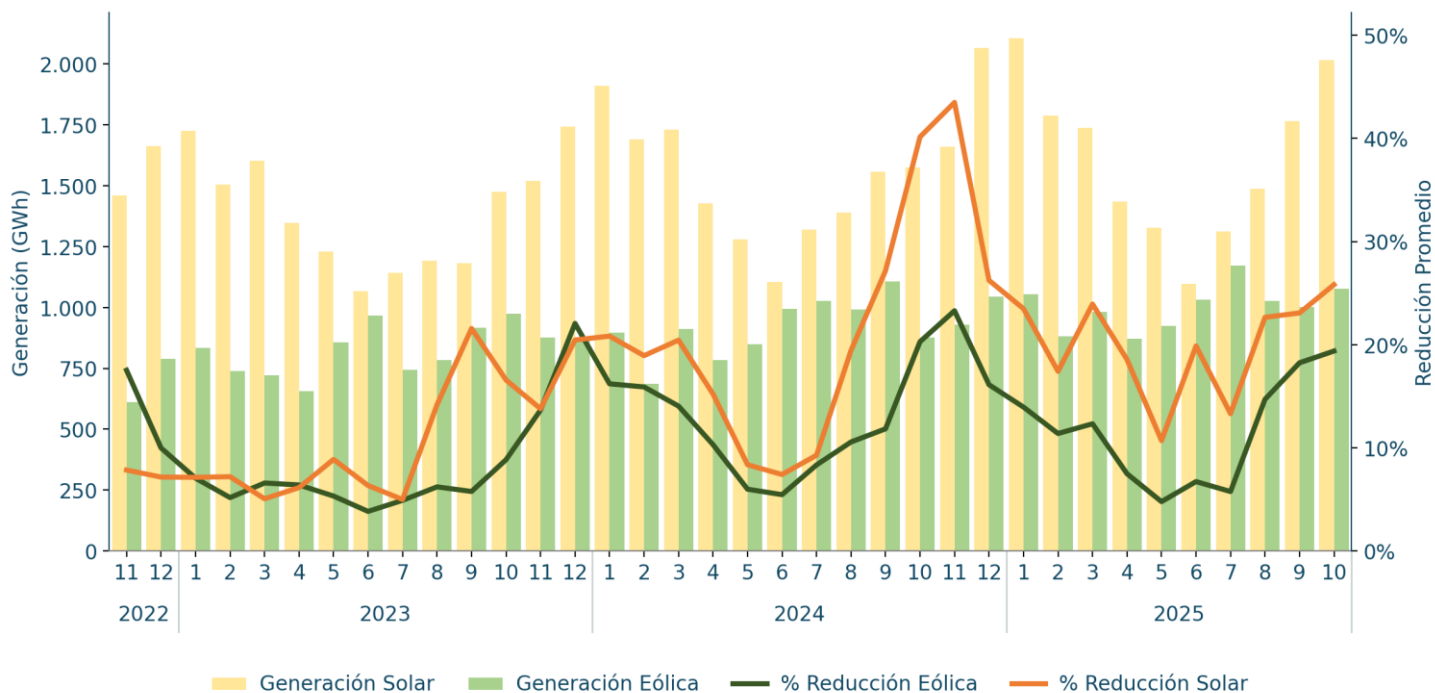
Durante octubre de 2025 se registraron 728,9 GWh de energía solar y eólica vertida. Esto representa un aumento de 23,6% en comparación con septiembre de 2025 (589,7 GWh) y una disminución de 10,0% en relación con octubre de 2024 (809,6 GWh). Véase la Figura 5.2.

**Figura 5.1:**  
**Generación renovable histórica**



**Figura 5.2:**  
**Vertimiento renovable histórico**

Fuente: CEN



## 6.

## EXPANSIÓN DEL SISTEMA

## PLAN DE OBRAS

De acuerdo con la RE N° 672 CNE (30-10-2025) que declara y actualiza instalaciones de Generación y Transmisión en construcción, se espera la entrada de 7.592 MW de capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional. De estos, 10% corresponde a tecnología solar (767 MW), un 8% a tecnología eólica (633 MW), un 1% de tecnología hidráulica (49 MW), un 15% de tecnología solar con BESS (1.159 MW), un 63% de tecnología BESS (4.785 MW) y un 3% de tecnología térmica (200 MW).

De acuerdo con la información anterior, la Tabla 6.1 muestra las principales centrales (potencia mayor a 10 MW) del plan de obras de generación de la CNE para los próximos 12 meses.

**Tabla 6.1:**  
**Centrales mayores a 10 MW en Plan de Obras a 12 meses**

Fuente: CNE

| PROYECTO                     | FECHA ESTIMADA   | TIPO DE      | POTENCIA NETA (MW) |
|------------------------------|------------------|--------------|--------------------|
|                              | DE INTERCONEXION | TECNOLOGIA   |                    |
| Arena BESS                   | dic-25           | BESS         | 220,0              |
| BESS Arenales                | nov-25           | BESS         | 300,0              |
| BESS Arica II                | feb-26           | BESS         | 30,0               |
| BESS Chaca                   | nov-25           | BESS         | 228,0              |
| BESS Copiapó Solar           | ago-26           | BESS         | 233,0              |
| BESS Cristales               | jun-26           | BESS         | 340,0              |
| BESS Diego de Almagro Sur II | jun-26           | BESS         | 228,0              |
| BESS Doña Antonia 33kV       | feb-26           | BESS         | 47,0               |
| BESS Elena Fase I            | feb-26           | BESS         | 430,0              |
| BESS Estela                  | may-26           | BESS         | 187,0              |
| BESS Estepa II               | jun-26           | BESS         | 230,0              |
| BESS Estepa Solar            | feb-26           | BESS         | 188,0              |
| BESS Gran Teno               | sept-26          | BESS         | 200,0              |
| BESS Granja Solar            | feb-26           | BESS         | 105,0              |
| BESS II Salvador             | dic-25           | BESS         | 20,0               |
| BESS II San Andrés           | dic-25           | BESS         | 42,0               |
| BESS Kallpa (Ex Santa Lya)   | jul-26           | BESS         | 57,0               |
| BESS Las Salinas             | oct-26           | BESS         | 200,0              |
| BESS Libélula                | mar-26           | BESS         | 199,2              |
| BESS Lile                    | abr-26           | BESS         | 140,0              |
| BESS Los Loros               | mar-26           | BESS         | 46,0               |
| BESS Luna de Verano          | sept-26          | BESS         | 300,0              |
| BESS Sol de Los Andes        | may-26           | BESS         | 89,7               |
| BESS Taira                   | feb-26           | BESS         | 124,0              |
| BESS Tamarico 33 kV          | feb-26           | BESS         | 90,0               |
| BESS Willka                  | feb-26           | BESS         | 61,0               |
| Cala Morritos                | ene-26           | Térmica      | 200,0              |
| CH Los Lagos                 | jun-26           | Hidráulica   | 48,7               |
| Copiapó Solar                | ago-26           | Solar + BESS | 255,0              |
| CRCA Luna de Verano          | sept-26          | Solar + BESS | 82,0               |
| Cristales                    | jun-26           | Solar + BESS | 400,0              |
| El Pelicano BESS             | dic-25           | BESS         | 50,0               |
| Pampas (almacenamiento)      | oct-26           | BESS         | 340,0              |

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 octubre de 2025, totalizan 13.989 MW con una inversión de MMUS\$ 19.514, mientras que los proyectos aprobados históricos totalizan 93.542 MW con una inversión de MMUS\$ 153.726 (ver Tabla 7.1).

Durante el mes de octubre, 5 proyectos entraron en calificación aportando una capacidad de 145 MW, de los cuales destacan el Parque Fotovoltaico Cumbres del Sol de 111 MW ubicado en la comuna de Malloa – San Fernando, y los parques fotovoltaicos Laurel y Hanna de 7 MW y 9 MW respectivamente. Proyectos que cuentan con capacidad de almacenamiento mediante un sistema BESS.

Durante este mes se aprobaron 7 proyectos: 3 solares (123 MW), 2 eólicos (720 MW), 1 mixto solar y eólico (226 MW), y 1 híbrido solar con almacenamiento (9 MW). Por último, se desistió un proyecto híbrido solar con almacenamiento (14 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                  | 2.862           | 4.318              | 18.036        | 29.764             |
| Hidráulica              | 0               | 0                  | 3.926         | 6.654              |
| Solar                   | 2.288           | 2.787              | 44.040        | 69.986             |
| Gas Natural             | 0               | 0                  | 7.506         | 6.343              |
| Geotérmica              | 0               | 0                  | 170           | 710                |
| Diesel                  | 0               | 0                  | 2.980         | 6.575              |
| Biomasa/Biogás          | 0               | 0                  | 463           | 932                |
| Carbón                  | 0               | 0                  | 7.030         | 13.603             |
| Termosolar              | 0               | 0                  | 1.635         | 8.450              |
| Mixto (Solar + Eólico)  | 2.077           | 2.331              | 2.590         | 2.282              |
| Híbrido (Solar + BESS)  | 5.072           | 7.544              | 4.403         | 7.122              |
| Híbrido (Eólico + BESS) | 1.490           | 2.184              | 706           | 1.138              |
| Almacenamiento          | 200             | 350                | 50            | 160                |
| <b>Total</b>            | <b>13.989</b>   | <b>19.514</b>      | <b>93.542</b> | <b>153.726</b>     |

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

## COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA



- Se publica la RE CNE N°722 que Fija y comunica Cargo por Servicio Público ([ver más](#)).
- Se publica la RE CNE N°715 que Aprueba Informe Técnico Definitivo para la Fijación de Precios de Nudo Promedio del Sistema Eléctrico Nacional, correspondiente al primer semestre de 2026 ([ver más](#)).
- Se publica la RE CNE N°724 que Aprueba Informe Técnico Preliminar para la fijación de los cargos a que se refieren los artículos 115° y 116° de la Ley General de Servicios Eléctricos ([ver más](#)).
- Se publica convocatoria a personas naturales o jurídicas interesadas en el proceso de valorización de las instalaciones de los sistemas de transmisión período 2028-2031, a inscribirse en el registro de participación ciudadana ([ver más](#)).
- Se publica la RE CNE N°711 que modifica la RE N°379, y fija texto refundido de la Resolución que establece disposiciones técnicas para la implementación de la Ley N°21.472 ([ver más](#)).

## MINISTERIO DE ENERGÍA

- Se cambia la titularidad de la concesión definitiva para establecer la línea de transmisión “1x220 kV Río Escondido – Cardones”, y modifica DS N°71 ([ver más](#)).
- Se modifica el Decreto N°136 Exento, que establece para los años 2024, 2025 y 2026 subsidio transitorio al pago del consumo de energía eléctrica ([ver más](#)).
- Se declara abierto el proceso de inscripción en el Registro de Participación Ciudadana del Proceso de Planificación Energética de largo plazo 2028-2032 ([ver más](#)).
- Se declara terminado el procedimiento administrativo de Consulta Indígena de la propuesta de reglamento de la Ley N°21.499 ([ver más](#)).
- Se rectifica la RE Ministerial N°61 que aprueba el monto total asignado al subsidio transitorio al pago del consumo de energía eléctrica del segundo semestre de 2025, y el listado de usuarios residenciales pertenecientes a los hogares beneficiarios ([ver más](#)).
- Se nombra a Don Claudio Javier Nicolás Pareja Pineda como Secretario Regional Ministerial de Energía de la Región de los Lagos ([ver más](#)).
- Se aprueba el presupuesto del Panel de Expertos establecido en la Ley General de Servicios Eléctricos para el año 2026 ([ver más](#)).
- Se fijan precios de nudo para suministros de electricidad ([ver más](#)).
- Se determinaron los plazos de postulación al subsidio transitorio al pago de consumo eléctrico del primer semestre de 2026 ([ver más](#)).



## COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL

- Coordinador publicó el Informe de Auditoría Técnica de Protecciones, Control y Comunicaciones en la línea de 500 kV “Nueva Pan de Azúcar – Nueva Maitencillo” ([ver más](#)).



## CÁMARA DEL SENADO

- Ingresó a la Comisión de Minería y Energía el Boletín N°17970-08 con PdL que busca modificar la Ley General de Servicios Eléctricos, para establecer mecanismos expeditos de devolución de cobros indebidos de tarifas eléctricas ([ver más](#)).



## PANEL DE EXPERTOS

- Enel Generación presentó una discrepancia en contra del Informe Final del Estudio de Plan de Recuperación de Servicio, elaborado por el CEN ([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)

**Guillermo Retamal V.**

Líder de Proyectos de Mercados  
Eléctricos y Regulación

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

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

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

| RRSS

