

25 AÑOS



VALGESTA
NUEVA ENERGÍA

BOLETÍN INFORMATIVO

AÑO 15 | Nº5 | MAYO 2025

VALGESTA.COM

contacto@valgesta.com
Alonso de Córdoba 5900,
of. 202, Las Condes
(+56 2) 2224 9704

Chile 25F versus España 28A: Diferencias y similitudes / Bitácora de un apagón

En lo que va de este 2025 hemos sido testigos de dos importantes eventos relacionados con apagones masivos en sistemas eléctricos importantes: Chile el 25 de febrero y España el 28 de abril. Ambos casos han generado un alto impacto en la población y en el mundo político, de expertos y académicos. En estos eventos se puso a prueba la seguridad del suministro, evidenciando debilidades estructurales en dos sistemas considerados como modernos y con una alta penetración de energías renovables. En lo que sigue, se comparan de manera general ambos sucesos, en base a la información oficial, técnica y comunicacional, con el objetivo de extraer algunas lecciones relevantes, sobre todo en la mirada de futuro y como ello podría impactar a los procesos de la transición energética de Chile.

Origen y explicación técnica de las fallas

En el caso chileno, según el informe del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), el evento de blackout del 25 de febrero tuvo su origen en una intervención incorrecta sobre un sistema de protección diferencial en la línea de 500 kV Nueva Maitencillo - Pan de Azúcar, de propiedad de Interchile. La desconexión accidental de esta infraestructura desencadenó la separación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en dos islas eléctricas, las cuales no lograron mantener su estabilidad. Esta condición llevó a un apagón nacional que comprometió la continuidad operativa del sistema. Tanto el Plan de Defensa Contra Contingencias Extremas, como el Plan de Recuperación de Servicios, ambos diseñados por el CEN, no funcionaron como se esperaba, debido a múltiples causas aún en investigación.

En España, según los informes de Red Eléctrica de España (REE) y del Ministerio para la Transición Ecológica (MITECO), se produjo una oscilación de frecuencia en el sistema, lo que produjo una desconexión masiva de generación solar en el sur de la península, las que cubrían una parte muy relevante de la demanda. Este riesgo había sido previamente identificado por Redeia, la matriz de Red Eléctrica de España, en su informe anual de 2024. Adicionalmente, esta contingencia habría gatillado la desconexión simultánea en dos enlaces de interconexión con Francia y Portugal. Este conjunto de factores desencadenó un colapso total de la red ibérica que terminó afectando también a Portugal y a zonas del sur de Francia.

En comparación, mientras que en Chile la falla tuvo su origen en problemas operativos en instalaciones de transmisión, en España estaría radicado en la adaptación de las plantas renovables a las condiciones dinámicas del sistema eléctrico.

Población afectada y duración de los blackout

Sin duda, la magnitud de los apagones en ambos países resultó significativa. En Chile, el evento afectó a 14 de las 16 regiones del país, dejando sin suministro eléctrico a aproximadamente ocho millones de hogares. Esto representó una población afectada superior a los 19 millones de personas, es decir, cerca del 98,5% del país. El apagón comenzó a las 15:16 horas del 25 de febrero y se extendió hasta aproximadamente las 08:00 del día siguiente, momento en que se logró restituir el 100% del suministro eléctrico.

Chile 25F versus España 28A: Diferencias y similitudes / Bitácora de un apagón

Por su parte, en España, el apagón del 28 de abril abarcó toda la península ibérica, afectando a cerca de 60 millones de personas en los tres países impactados, siendo España el más afectado, con aproximadamente 47 millones de personas, es decir, cerca del 98% de su población. La interrupción comenzó a las 11:55 horas y el servicio fue completamente restituido recién a las 11:00 horas del 29 de abril.

Tiempos de reposición del servicio

La evolución del restablecimiento del servicio en ambos casos fue progresiva y extensa. En Chile, aproximadamente tres horas después del inicio del evento, cerca del 50% del servicio ya se encontraba operativo. A las nueve horas, se había logrado recuperar el 90% del suministro, y tras 17 horas, el sistema alcanzó la normalización completa.

En el caso español, la recuperación fue más prolongada aún. A las tres horas desde el inicio del blackout, se había restablecido el 40% del servicio. Seis horas después del inicio, el 80% de la red se encontraba operativa. No obstante, el 100% del servicio no fue restituido sino hasta las 11:00 horas del día siguiente, lo que significó una interrupción total de aproximadamente 23 horas en las zonas más comprometidas del sistema.

Análisis de causas estructurales

A pesar de las diferencias en los eventos desencadenantes, ambos casos dejaron a la vista algunas debilidades estructurales que impactan la seguridad y resiliencia de los sistemas eléctricos actuales. En Chile, la alta dependencia de ciertas infraestructuras de transmisión crítica, combinada con errores operacionales y una falta de protocolos robustos de coordinación en terreno, reveló una fragilidad sistémica frente a errores humanos y técnicos.

En España, en tanto, el apagón dejó en evidencia los riesgos derivados de una creciente penetración de energías renovables variables, cuya desconexión simultánea por eventos de frecuencia puede amplificar rápidamente la inestabilidad de la red. Asimismo, se observó una coordinación transfronteriza insuficiente y limitaciones en la automatización de los sistemas de respaldo ante fallas múltiples de interconexión.

En ambos contextos, se observa la necesidad de revisar diversos aspectos relacionados con la operación de los sistemas eléctricos y su adaptación a nuevas condiciones operacionales. Esto es válido a nivel de contar con las regulaciones apropiadas, establecimiento de protocolos con mecanismos de control y seguimiento, nivel de inversión en flexibilidad y mayor robustez de las comunicaciones operativas en tiempo real.

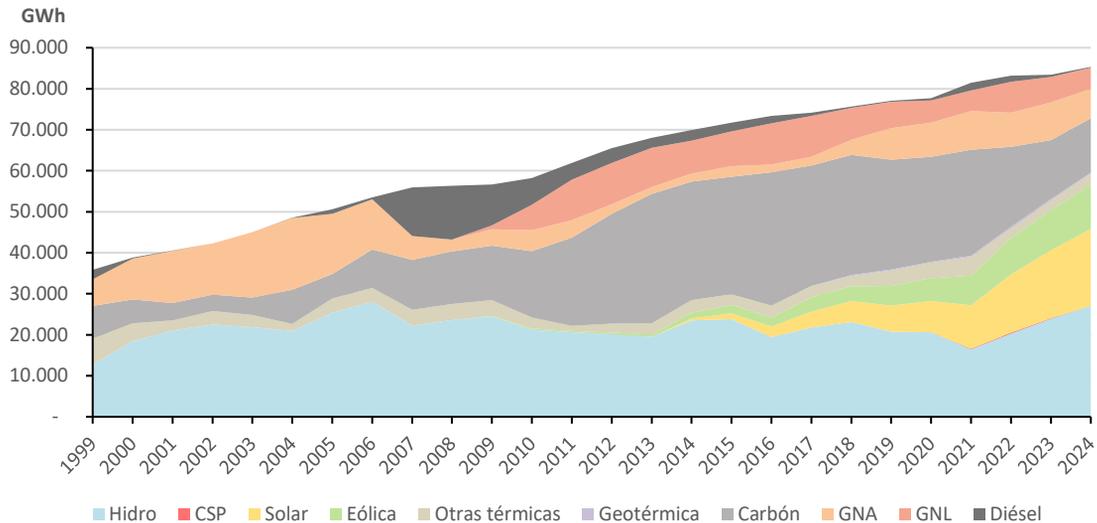
¿Cómo debemos enfrentar el futuro?

Tanto por su magnitud como por su duración, los blackout ocurridos en Chile y España en 2025 constituyen una señal de alerta importante para los sistemas eléctricos que se encuentran en procesos avanzados de transición energética. Ambos casos, separados geográficamente, pero convergentes en sus efectos disruptivos, generan la necesidad de repensar los fundamentos técnicos, regulatorios e institucionales sobre los que se está construyendo el nuevo paradigma energético, principalmente anclados en la transición energética y sus condiciones habilitantes.

Chile 25F versus España 28A: Diferencias y similitudes / Bitácora de un apagón

Desde el año 2021 Chile ha experimentado un notable incremento en la generación de energía eólica y solar. En 2024, estas fuentes representaron el 35% de la generación eléctrica total, superando por primera vez al carbón y al gas natural en conjunto. Como se puede visualizar en el siguiente gráfico, podemos afirmar sin dudas que la matriz eléctrica chilena es menos contaminante que hace apenas 5 años.

Figura 1. Generación por Tecnología 1999 - 2024



Fuente: Elaborado en base a información del CEN

Si bien este avance se considera como positivo desde una perspectiva ambiental, la naturaleza variable de estas energías ha planteado desafíos operacionales significativos.

Desde esta perspectiva, creemos que la autoridad debe comenzar una discusión amplia con todos los actores, para que nuestra transición energética sea segura y responsable, de tal manera que clientes libres y regulados tengan la tranquilidad que se han adoptado las medidas pertinentes para hacerse cargo de esta nueva realidad.

La lección principal es que la transición energética no solo requiere tecnologías limpias, sino también sistemas eléctricos resilientes, operadores capacitados, regulaciones modernas, esquemas de gobernanza eficaces y mecanismos de supervisión robustos. Debemos revisar decisiones que se han tomado en el pasado, tales como los planes de contingencias, recuperación del servicio, exigencias tecnológicas de calidad a la infraestructura existente, o el ritmo que debemos tener para un proceso seguro de cierre de centrales a carbón. Avanzar hacia una matriz sustentable sin resolver estas debilidades expone a las sociedades a riesgos de gran escala que podrían haberse mitigado con planificación y modernización anticipada.

NOTICIAS

Generadoras de Chile: 62% de la generación eléctrica en marzo provino de fuentes renovables

El último boletín mensual publicado por Generadoras de Chile reveló que durante marzo de 2025 las energías renovables alcanzaron un 61,7% de participación en la generación bruta de electricidad del país, consolidando una tendencia al alza en la transformación de la matriz energética chilena hacia fuentes más limpias y sostenibles.

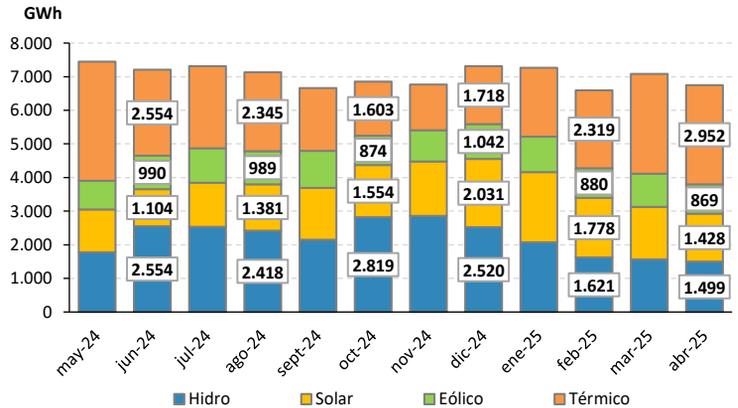
En total, la generación bruta del mes alcanzó los 7.259 GWh, de los cuales 4.478 GWh provinieron de fuentes renovables. Entre estas, la energía solar fue la mayor contribuyente, representando un 23,9% del total mensual, seguida por la energía hidráulica con un 21,6% y la eólica con un 13,5%. Estas cifras reflejan un uso intensivo de recursos naturales abundantes en distintas regiones del país, como el sol en Atacama y Antofagasta, el viento en Biobío y Araucanía, y los caudales hídricos de zonas como Maule, O'Higgins y Ñuble.

Durante el mes también se observaron máximos relevantes en participación renovable instantánea. El 29 de marzo, a las 13:00 horas, el sistema eléctrico nacional alcanzó un peak de 90,2% de generación proveniente de energías renovables. En tanto, el 31 de marzo a las 19:00 horas, la generación eólica logró su mayor participación horaria con un 35%, y la solar alcanzó su peak con un 67% a mediodía del 29 del mismo mes. Además, la energía hidráulica también tuvo un rol clave, registrando un peak de 39% de participación instantánea en la madrugada del 15 de marzo.

Fuente: Reporte Electricidad (14/05/2025)

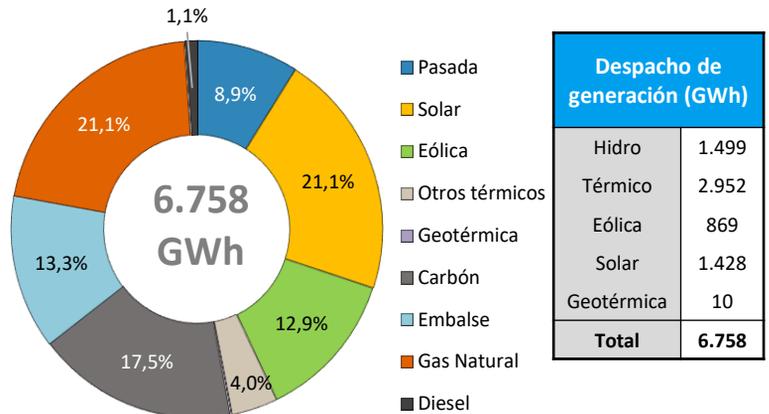
ESTADÍSTICAS ABRIL 2025

Generación SEN últimos 12 meses



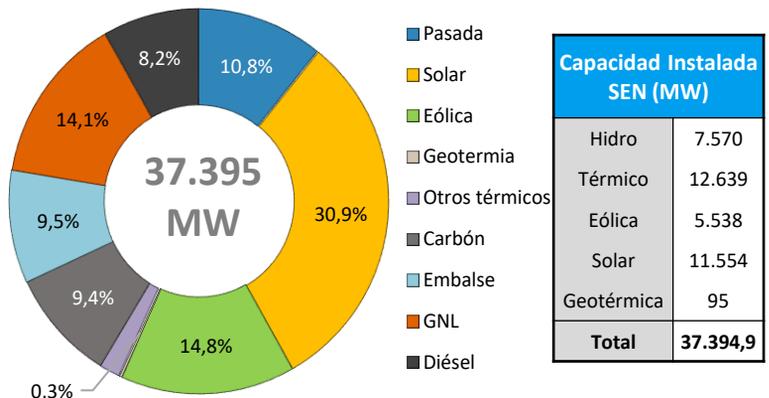
Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional

COMPOSICIÓN DESPACHO SEN ABRIL 2025



Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional

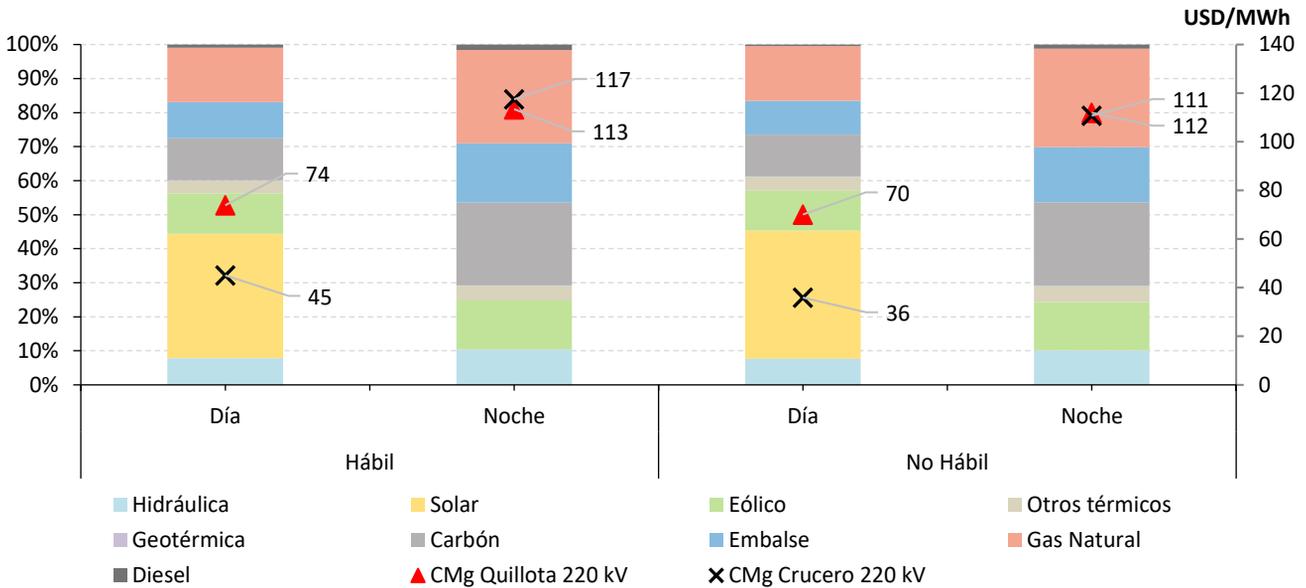
CAPACIDAD INSTALADA SEN MARZO¹ 2025



Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional

¹Última actualización del CEN a Marzo 2025

Generación por tecnología y costos marginales en Quillota 220 kV y Crucero 220 kV, Abril 2025

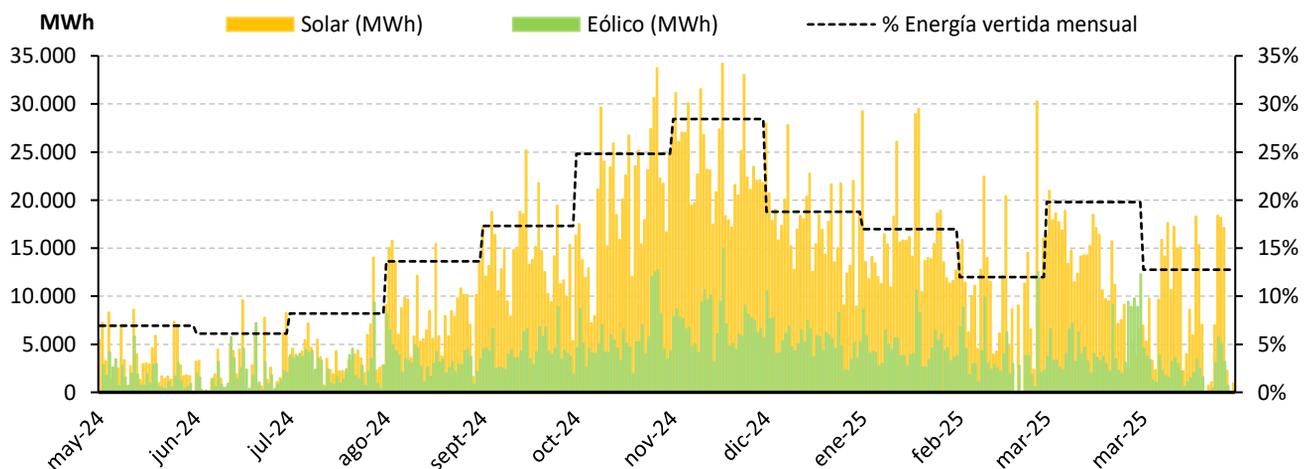


El gráfico anterior muestra el promedio de la participación de generación por tecnología para día hábil y no hábil (los días considerados no hábiles incluyen sábados, domingos y festivos), haciendo la separación entre horas de día y noche (horas de día desde las 8:00 hasta las 20:59 hrs.). Adicionalmente, se muestra el promedio del costo marginal para las barras Crucero 220 kV y Quillota 220 kV.

Los costos marginales en horas nocturnas tienden a ser más altos debido a la menor disponibilidad de generación renovable, lo cual obliga a utilizar tecnologías más costosas.

Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional

Reducción ERNC mensual durante la Operación en Tiempo Real, May. 2024 – Abr. 2025

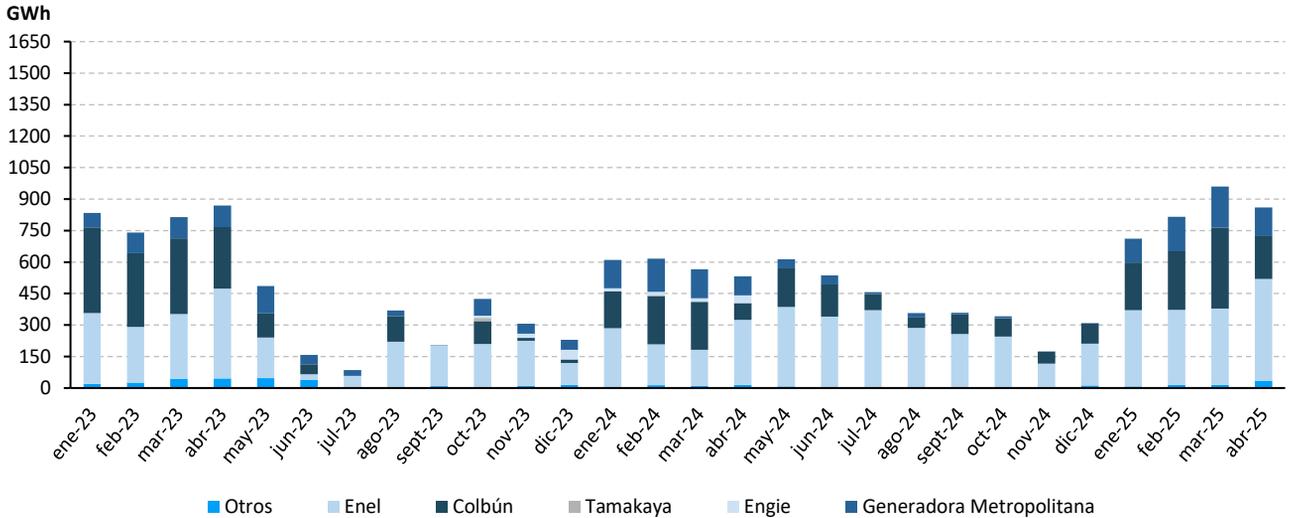


Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional

El gráfico anterior presenta la cantidad de energía diaria reducida de centrales eólicas y solares que se ha presentado desde mayo 2024 hasta abril² 2025, y el porcentaje mensual al que corresponden dichas reducciones con respecto a la generación solar y eólica. Estas son dispuestas por el Coordinador Eléctrico Nacional en respuesta a la presencia de congestiones en el sistema de transmisión.

² La reducción ERNC durante la Operación en Tiempo Real (OTR) del último mes corresponde a la exhibida en los **Informes Diarios de Novedades al Centro de Despacho de Carga (CDC)** del Coordinador Eléctrico Nacional.

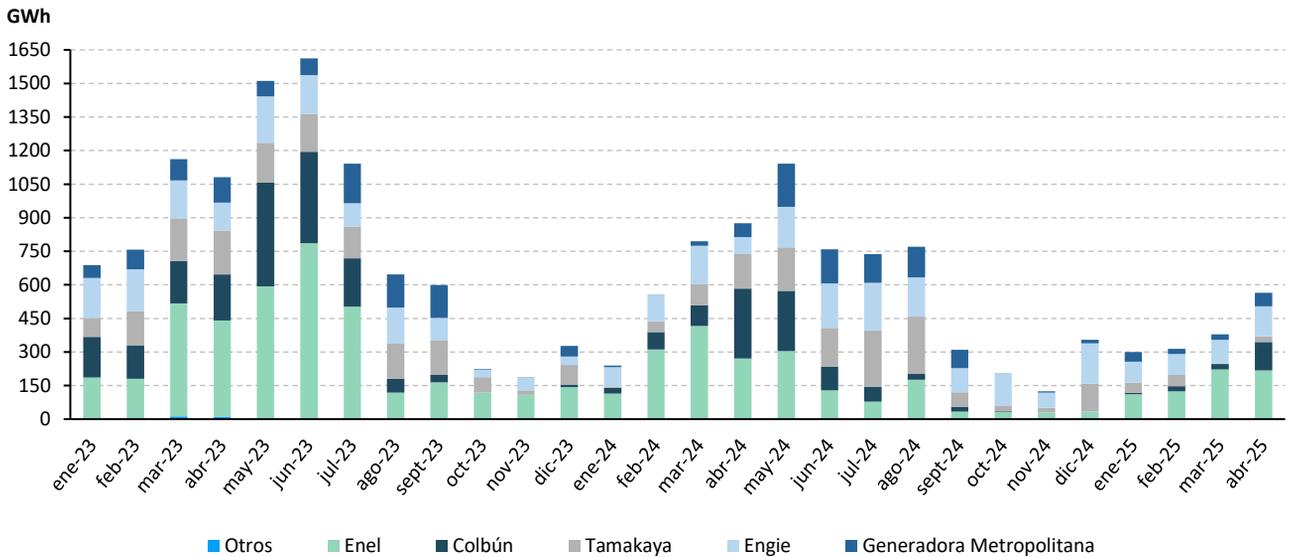
Generación histórica Gas Natural Argentino



En abril de 2025 se generaron **860,4 GWh** en base a Gas Natural Argentino, lo que representa una **disminución del 10,3%** en comparación con el mes anterior. Las principales empresas generadoras que participaron en esta producción fueron: Enel, con un 56,3% del total; Colbún, con un 23,8%; Generadora Metropolitana, con un 20,4%; y el restante 1,5% corresponde a otras empresas.

Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional

Generación con GNL desde terminales Quintero y Mejillones



En abril de 2025, la generación de las centrales a GNL asociadas a los terminales de Quintero y Mejillones alcanzó los **563,9 GWh**, lo que representó el 21,1% de la generación total del SEN. En comparación con el mes anterior, esto implicó un **aumento del 48,9%**. Del total inyectado, un 38,2% correspondió a Enel; un 23,8% a Engie; un 22,5% a Colbún, un 10,6% a Generadora Metropolitana, un 4,5% a Tamakaya, y el 0,3% restante fue aportado por otras empresas.

Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional

Precios de Nudo de Corto Plazo (US\$/MWh)

PNCP Quillota 220 kV	58,6
PNCP Crucero 220 kV	66,2

Precio Medio de Mercado SEN (US\$/kWh) y Dólar Marzo 2025

PMM SEN	105,1
Precio Dólar	962

Fuente: CNE y Banco Central

Costos marginales promedio Abril 2025 (US\$/MWh)

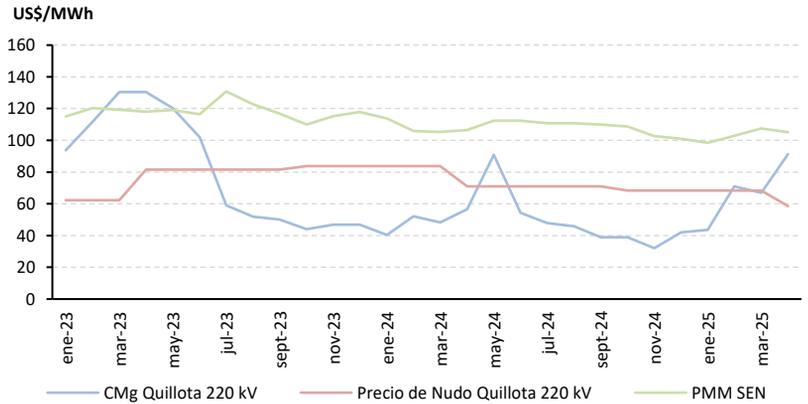
Crucero 220 kV	75,8
Cardones 220 kV	75,8
Pan de Azúcar 220 kV	79,4
Quillota 220 kV	91,2
Charrúa 220 kV	90,5
Puerto Montt 220 kV	96,9

Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional

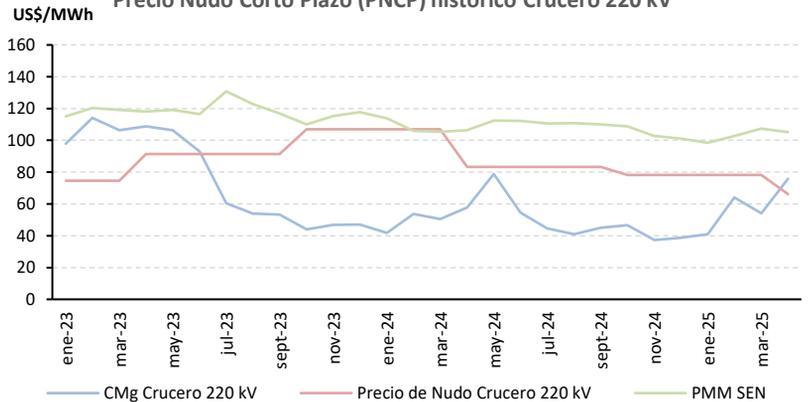
* En los gráficos a la derecha, los Precios Medio de Mercado corresponden al PMM del SEN.

ESTADÍSTICAS DE PRECIOS DE ENERGÍA

Costo Marginal, Precio Medio de Mercado y Precio Nudo de Corto Plazo (PNCP) histórico Quillota 220 kV



Costo Marginal, Precio Medio de Mercado y Precio Nudo Corto Plazo (PNCP) histórico Crucero 220 kV



Fuente: CNE y Coordinador Eléctrico Nacional

NOTICIAS

Transmisión: tres proyectos entraron en operaciones durante marzo

Tres obras de transmisión entraron en operaciones durante marzo pasado, correspondientes a dos obras zonales y una nacional, que estaban dentro de los Planes de Expansión de 2017 y 2019, según constató la Comisión Nacional de Energía (CNE).

El primero de ellos es el proyecto de transmisión nacional nueva línea 2x220 kV Lagunas–Nueva Pozo Almonte, tendido primer circuito, perteneciente a Transelec, el cual contempla una longitud de 62,7 kilómetros y una capacidad máxima de transferencia de 297 MVA por circuito, para fortalecer el sistema de transmisión en la región de Tarapacá, lo que significó una inversión de US\$19 millones, correspondiendo al Plan de Expansión de 2019.

La segunda obra es la ampliación en la subestación Cóndores, de carácter zonal, que fue parte del Plan de Expansión de 2017, también en la región de Tarapacá, que consistió en la conexión del banco de autotransformadores 220/110 kV a las barras principal N°2 y transferencia del patio de 220 kV, a través de la incorporación de dos nuevos desconectores trifásicos, uno para cada barra.

Finalmente, también entró en operaciones la «Nueva línea 2x220 kV Nueva Alto Melipilla–Nueva Casablanca–La Pólvora–Agua Santa (Etapa 2 tramo nueva línea 2x220 kV La Pólvora–Nueva Casablanca), obra zonal, correspondiente al Plan de Expansión de 2017, donde se levantó una infraestructura de 106 kilómetros de longitud, extendiéndose desde la comuna de Melipilla hasta la comuna de Viña del Mar.

Balance ERNC Marzo 2025

Total retiros afectos a obligación (GWh)	6.814
Obligación ERNC (GWh)	1.252
% Obligación ERNC respecto a retiros afectos a obligación	18,4%
Inyección ERNC (GWh)	3.061
% Inyecciones ERNC respecto a retiros afectos a obligación	44,9%

Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional

NOTICIAS

Proyecto en la Región de Tarapacá ingresa a calificación ambiental

Un nuevo paso hacia el fortalecimiento de la matriz energética renovable del país se concretó con el ingreso al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) del proyecto "Parque Fotovoltaico con Capacidad de Almacenamiento Pampa Perdiz", iniciativa que se desarrollará en la comuna de Alto Hospicio, Región de Tarapacá.

La propuesta contempla una inversión de US\$19,8 millones y considera la construcción y operación de un parque solar de 18 MWp de potencia instalada, mediante la instalación de 40.000 módulos fotovoltaicos. El sistema contará además con un sistema de almacenamiento en baterías de 120 MWh, lo que permitirá mejorar la flexibilidad del sistema eléctrico y gestionar de mejor forma la intermitencia propia de las energías renovables.

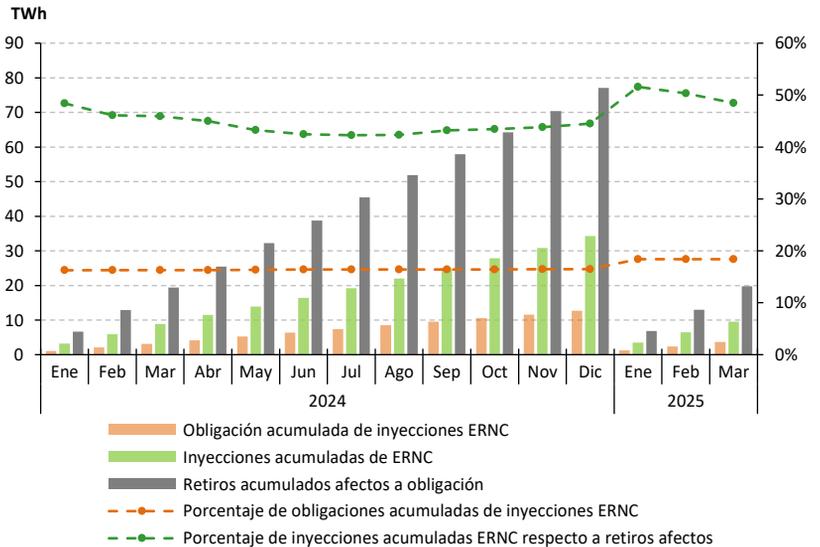
La energía generada será inyectada al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) a través de una línea de evacuación de media tensión de 13,8 kV y 9,38 km de longitud, que se conectará con la red de distribución local. El área total del proyecto abarcará aproximadamente 40,28 hectáreas, y su vida útil se estima en 41 años.

El inicio de las obras está programado para junio de 2026, y se espera que esta planta solar contribuya significativamente a la descarbonización del sistema energético nacional, aportando energía limpia y sostenible desde el norte del país, una zona con alto potencial solar.

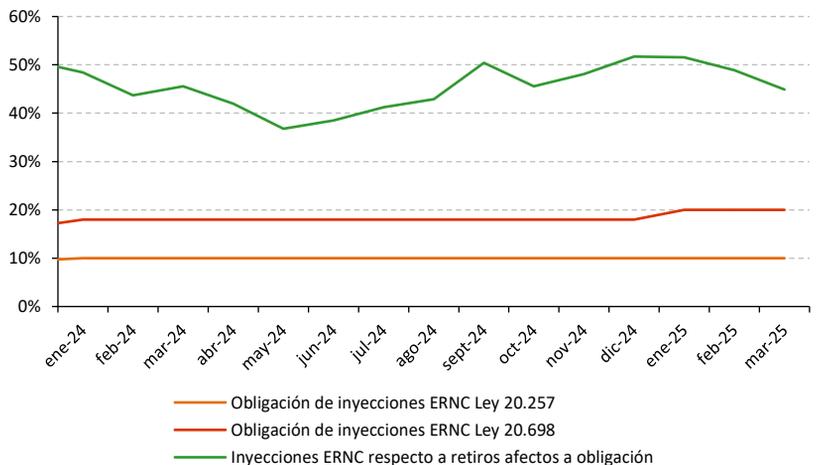
Fuente: Revista Electricidad (08/05/2025)

BALANCE ERNC MARZO 2025

Obligación acumulada de inyecciones ERNC, inyecciones acumuladas de ERNC y retiros acumulados afectos a obligación desde Enero 2024 hasta Marzo 2025



Porcentaje de inyecciones ERNC respecto de retiros afectos a obligación



Acreditaciones ERNC

En los balances mensuales efectuados por el Coordinador Eléctrico Nacional, los retiros acumulados afectos de acreditación ERNC (Ley 20.257 y Ley 20.698) en el mes de Marzo 2025, corresponden a **19.752 GWh**.

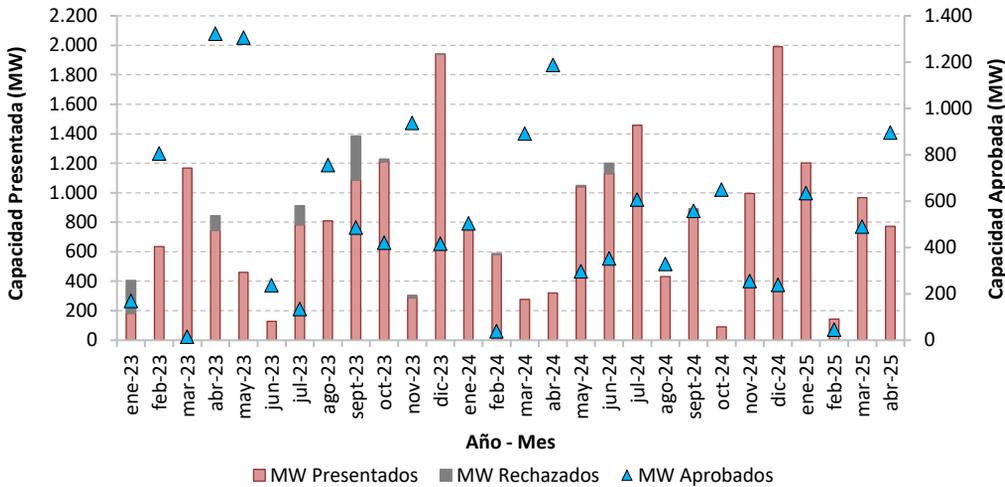
La obligación acumulada de inyecciones ERNC en el mes de Marzo 2025 correspondió a **3.632 GWh**, lo que corresponde a un **18,4%** respecto de los retiros afectos en el mismo periodo.

Por otra parte, las inyecciones acumuladas de ERNC Marzo 2025, fueron de **9.571 GWh**, lo que corresponde a un **48,5%** respecto de los retiros afectos en el mismo periodo.

Observación: Según la Ley, el 5% de la obligación anual de energía ERNC se mantiene vigente para los contratos pactados después de 31 de agosto de 2007 y antes del 1 de julio de 2013 (Ley 20.257). Con posterioridad al 1 de julio del 2013, los nuevos contratos deben regirse a la Ley 20.698. Ésta señala que para el año 2014, un 6% de la energía anual retirada por estos contratos debe provenir de fuentes ERNC. Para el año 2023 la obligación es de un 9,5%, y un 16,5% para los contratos que se rigen por la Ley 20.257 y la Ley 20.698 respectivamente.



Proyectos de generación en evaluación, aprobados y rechazados en el SEIA hasta Abril 2025



Estado de Proyectos

A partir de los datos estadísticos registrados en la plataforma electrónica del SEIA (Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental), en el mes de abril de 2025 ingresaron un total de **771,3 MW** de potencia. Se registraron **895,9 MW** aprobados.

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos del SEIA

Principales proyectos en proceso de calificación en el SEIA en Abril 2025

Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Parque Fotovoltaico con Capacidad de Almacenamiento Pampa Perdiz	Pampa Perdiz SpA	9	Solar + BESS	03-04-2025
Planta Fotovoltaica Lolol	CLD GENERACIÓN 1 SpA	69.8	Solar + BESS	03-04-2025
Parque Eólico El Sauzal	Inversiones Bosquemar SpA	360	Solar	07-04-2025
Parque Fotovoltaico Catalina Solar	CVE Proyecto Sesenta y Dos Spa	9	Solar	11-04-2025
Parque Eólico Las Fresias	Parque Eólico Las Fresias SpA	310	Eólico	17-04-2025
Parque Fotovoltaico Aura, Bulnes	Parque Solar Aura SpA	9	Solar + BESS	30-04-2025

Principales proyectos aprobados por el SEIA en Marzo 2025

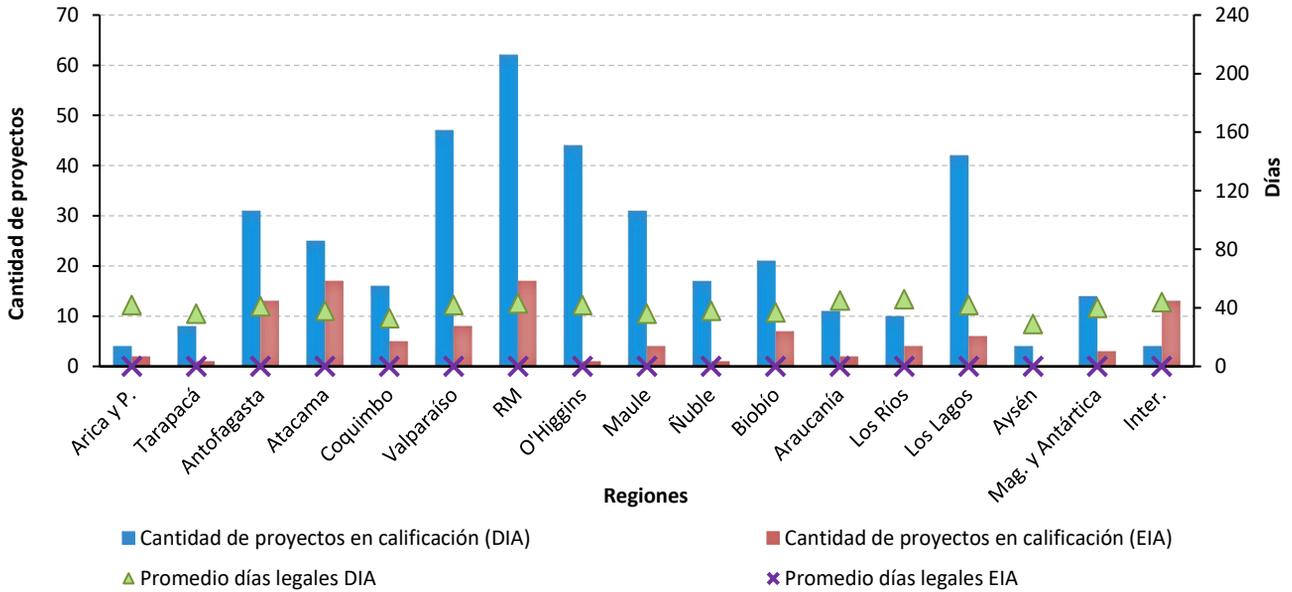
Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Parque Fotovoltaico Leones Solar	Leones Solar SpA	114.3	Solar + BESS	24-01-2024
FV Conde	Felipe Solar SpA	9	Solar	22-02-2024
Parque Fotovoltaico Altos del Sol	San Carlos SpA	764	Solar + BESS	22-07-2024
Parque Fotovoltaico Los Tambores	Energía Renovable Rubi SpA	9	Solar + BESS	25-07-2024

Fuente: SEIA



Indicadores de plazo de evaluación (Días Legales)

A continuación, se presentan los plazos promedio para la evaluación ambiental de proyectos ingresados como Evaluación de Impacto Ambiental (EIA) y Declaración de Impacto Ambiental (DIA) al Sistema de Evaluación Ambiental (SEA) de cada región. Lo anterior considerando, como situación basal, el tiempo empleado en las evaluaciones de proyectos calificados (aprobados y rechazados) durante el periodo comprendido entre enero 2024 y marzo 2025.



Fuente: Reporte Estadístico mensual de Proyectos en el SEA

NOTICIAS

Proyecto de almacenamiento de 300 MW/600 MWh obtuvo declaración en construcción por parte de la CNE

La Comisión Nacional de Energía (CNE) declaró en construcción el proyecto CRCA Luna de Verano, perteneciente a PFV Domeyko SpA, el cual considera un parque solar fotovoltaico con almacenamiento BESS, de 82 MW, en la región de Atacama.

La autorización también abarca al proyecto BESS Luna de Verano, que comprende un sistema de baterías de 300 MW de potencia, con una capacidad de almacenamiento de 600 MWh.

Ambas instalaciones esperan interconectarse al sistema eléctrico en septiembre del próximo año, desde la subestación Agua Amargas, de 220 kV, según indica la Resolución del organismo regulador.

Fuente: Electrominería (14/04/2025)

Vertimiento de energías renovables llegó a 1.084 GWh en los dos primeros meses de este año

El vertimiento de energías renovables, proveniente de centrales solares fotovoltaicas, eólicas e hidroeléctricas, llegó a 421 GWh en febrero, acumulando un total de 1.084 GWh en los dos primeros meses del presente año, según indicó el Coordinador Eléctrico Nacional.

Del total de las pérdidas, un 74,3% corresponde a energía solar, mientras que 22,8% proviene de parques eólicos y 2,8% de centrales hidroeléctricas.

El registro de enero y febrero representa un aumento de 11% respecto al mismo periodo de 2024, y 230%, si se compara con el acumulado en enero y febrero de 2023.

Durante este año, Antofagasta lidera con creces los niveles de vertimiento, con un 53%, seguida de Atacama (28%); Coquimbo (6%); Biobío (6%); Tarapacá (3%); La Araucanía (2%), y Valparaíso (1%).

Fuente: Electrominería (14/04/2025)



Plan de obras de generación SEN, ITD de PNCP, Primer Semestre de 2025

Según el Informe Técnico Definitivo del Primer Semestre de 2025, se proyecta una capacidad instalada adicional de **20.128 MW** para el año 2034. Esta estimación abarca tanto las centrales en construcción como las recomendadas por la CNE, sin considerar la capacidad actual.

En cuanto a las centrales hidroeléctricas, se prevé una potencia adicional instalada de **1.026 MW** para el año 2034.

En el caso de las centrales térmicas, se proyecta la instalación de **11 MW** entre instalaciones Biomasa, GNL y Diésel antes de 2034, sin contemplar ninguna adicional posteriormente a ese año.

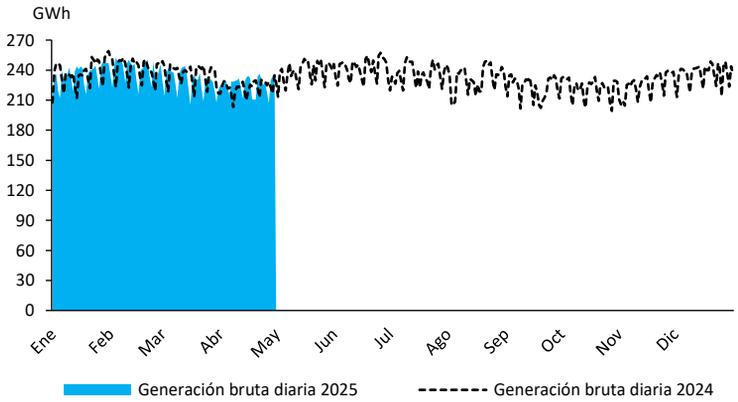
Para el año 2034, se estima una capacidad adicional de **2.082 MW** en instalaciones solares y **1.303 MW** en sistemas de energía solar con almacenamiento.

Por otra parte, se anticipa una capacidad adicional de **7.120 MW** para las centrales eólicas hasta el año 2034.

Por último, se calcula una capacidad de almacenamiento de **8.585 MW**.

Fuente: ITD Primer Semestre 2025, CNE

Evolución de la generación bruta diaria del SEN (GWh) desde Enero 2024 hasta Abril 2025



Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional

Demanda máxima horaria del SEN (MW)

2020	10.907
2021	11.303
2022	11.906
2023	11.549
2024	12.191

Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional

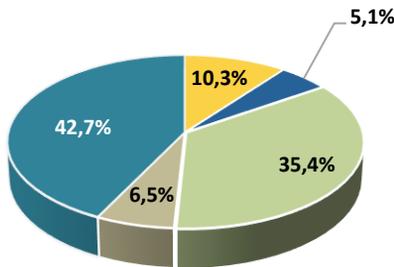
Capacidad instalada Marzo* 2025 y recomendada a instalar al año 2034 (MW)

	Mar. 2025	Rec. 2034
Eólica	5.538	7.120
Geotermia	95	0
Hidro	7.570	1.026
Solar	11.554	2.082
Térmico	12.639	11
Solar FV + BESS	0	1.303
Almacenamiento	0	8.585
Total	37.395	20.128

Fuente: ITD Primer Semestre 2025, CNE

*Última actualización del CEN de Marzo 2025

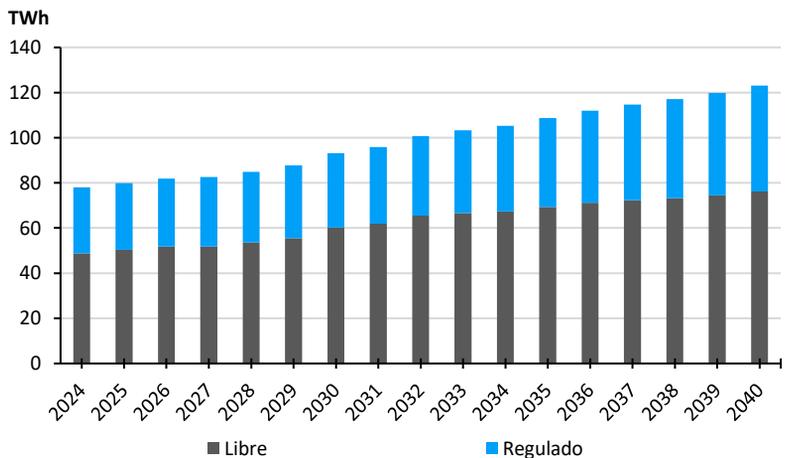
Capacidad adicional en construcción y recomendada por la CNE hasta el año 2034



- Solar Fotovoltaico
- Hidro
- Eólico
- Diésel
- Solar Fotovoltaico con Almacenamiento
- Almacenamiento

Fuente: ITD Primer Semestre 2025, CNE

Demanda proyectada del SEN (TWh)



Fuente: ITD Primer Semestre 2025, CNE



CENTRALES EN ETAPA DE PUESTA EN SERVICIO

Central	Capacidad (MW)	Entrada en operación estimada	Central	Capacidad (MW)	Entrada en operación estimada
Leyda (Solar)	80	May-25	Horizonte – Etapa 2 (Eólica)	200	Jun-25
Desierto de Atacama (Solar)	270	Jun-25	PE Antofagasta (Eólico)	364	Oct-25



NOTICIAS

Coordinador Eléctrico: centrales de almacenamiento reducen en 20% los recortes de energía solar y eólica

En el marco de la Cuenta Pública 2024, el director ejecutivo del Coordinador Eléctrico Nacional, Ernesto Huber, destacó el papel que están adquiriendo las centrales de almacenamiento de energía, especialmente BESS, en la operación del Sistema Eléctrico Nacional, señalando que estas tecnologías han contribuido a reducir en 20% los recortes o vertimientos de las unidades de energías renovables variables (solares fotovoltaicas y eólicas), que el año pasado alcanzaron los 5,6 TWh.

El ejecutivo dijo que el año pasado entraron en operación 14 proyectos BESS, por casi 700 MW, «fundamentalmente en las regiones del norte del país y, a la fecha, ya hay más de 1.000 MW, con duraciones de 4 a 5 horas, y se proyecta que al final de esta década se podría alcanzar una cifra del orden de 8.000 MW de capacidad instalada con esta tecnología».

Huber también resaltó que para este año presupuestan que la participación de las energías renovables en la generación bruta llegará al 40%.

Además, valoró la baja en los costos de operación del sistema, en torno a US\$1.000 millones, respecto a 2023, mientras que el valor de las transacciones en el mercado mayorista, considerando los mercados de energía, potencia, servicios complementarios y cargos de transmisión, superó los US\$3.000 millones anuales.

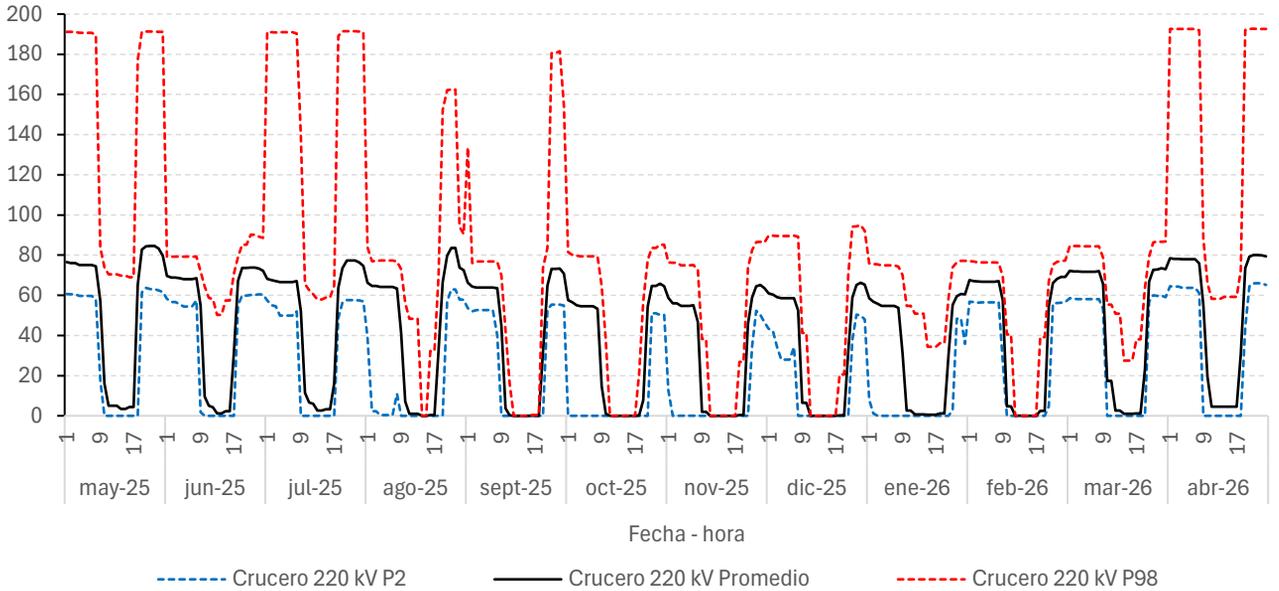
Fuente: Revista Electrominería (09/05/2025)

PROYECCIÓN DEL SISTEMA SEN

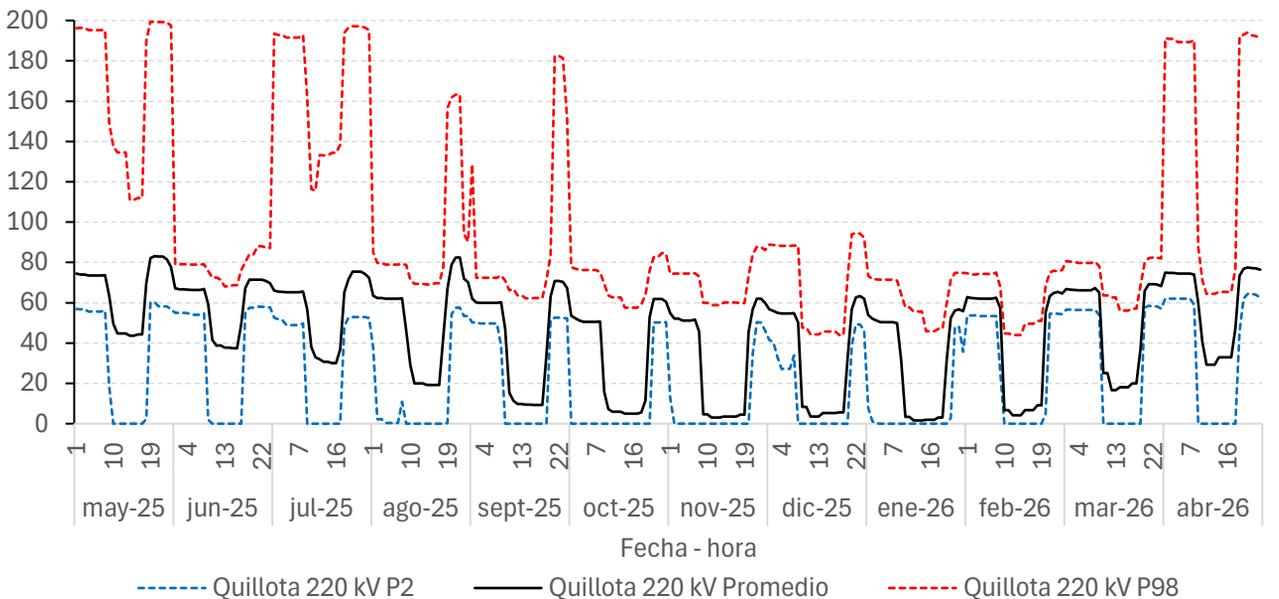
Proyecciones de costos marginales Valgesta Nueva Energía

En la siguiente gráfica se muestra una proyección de costos marginales para los Percentil 2, Percentil 98 y Promedio horario mensual para las barras Crucero 220 kV y Quillota 220 kV.

US\$/MWh



US\$/MWh



PROYECCIÓN DEL SISTEMA SEN

Proyecciones de costos marginales Valgesta Nueva Energía

Los gráficos observados en la página anterior tienen el objetivo de representar la incertidumbre hídrica y variabilidad de la generación de Energías Renovables Variables (ERV). Para ello, se presentan 3 condiciones: la condición del **Percentil 98**, la cual corresponde a una ocurrencia de aportes hídrico y ERV bajos; la condición **Promedio** que hace referencia a aportes hídrico y ERV medios; y la condición del **Percentil 2**, concerniente a aportes hidrológicos y ERV altos. A su vez, se presentan las proyecciones de cada una de las condiciones mencionadas dentro de las 24 horas del día para cada mes del año 2025, con el fin de capturar los distintos precios en cada hora.

Adicionalmente, se puede evidenciar que, considerando todas las posibles condiciones, para los próximos 12 meses se proyectan precios que fluctúan entre 23,6 y 95,1 US\$/MWh para Quillota 220 kV, y entre 24,5 y 82,7 US\$/MWh para Crucero 220 kV.

El costo marginal en condición media proyectado para los próximos meses del año 2025 en la barra Crucero 220 kV es **42,6 US\$/MWh** y en la barra Quillota 220 kV es **48 US\$/MWh**.



ÁREAS DE TRABAJO

- Estudio de Tarifas y costos para Sistemas de Generación, Transmisión y Distribución.
- Diseño e Ingeniería de Proyectos de Energía.
- Análisis Económicos y Financieros.
- Análisis y desarrollo de nuevas regulaciones.

www.valgesta.com

Los precios proyectados de los percentiles están condicionados al aporte hídrico y generación ERV. Es decir, durante si hay una menor cantidad de lluvia, los costos marginales tenderían a aumentar. De igual forma, si la generación ERV es baja, se tendrá baja disponibilidad de un recurso cuyo costo variable es bajo (prácticamente nulo) y su reemplazo por despacho de tecnologías de mayor costo variable (principalmente térmicas) tenderían a aumentar los costos marginales.

La proyección entregada en este boletín fue desarrollada por Valgesta Nueva Energía solamente para fines informativos e ilustrativos. El ejercicio se hace sobre la base de diversos supuestos, por lo que si éstos varían algunos de los resultados presentados podrían variar.

25 AÑOS



VALGESTA
NUEVA ENERGÍA



VALGESTA.COM

valgesta@valgesta.com
Alonso de Córdoba 5900,
Of. 402, Las Condes
(+56 2) 3246 9922