



VALGESTA

NUEVA ENERGÍA

BOLETÍN INFORMATIVO

AÑO 15 | Nº1 | ENERO 2025

VALGESTA.COM

contacto@valgesta.com
Alonso de Córdova 5900,
of. 402, Las Condes
(+56 2) 2224 9704

Proyecciones de la operación del SEN para el 2025

El año 2024 estuvo marcado por un aporte hidrológico medio, provocando un quiebre en la tendencia de condiciones de sequía de la última década. En efecto, si se analizan los datos para el periodo 1990-2024, el año 2024 arrojó una probabilidad de excedencia cercana al 50%, equivalente a un aporte en generación hidráulica de 27.055 GWh y participación de 31,7%. En este contexto es importante mencionar, como referencia, que el aporte máximo previo durante la década actual no superó los 23.944 GWh (año 2023), con una participación del 28,6%.

El mayor aporte hidrológico de 2024 respecto de los años previos provocó un despacho reducido de las tecnologías de generación más caras, incidiendo a su vez en el costo marginal. El promedio en términos anuales para los nodos Crucero 220 kV y Quillota 220 kV alcanzó los 49,1 y 49,0 USD/MWh, respectivamente.

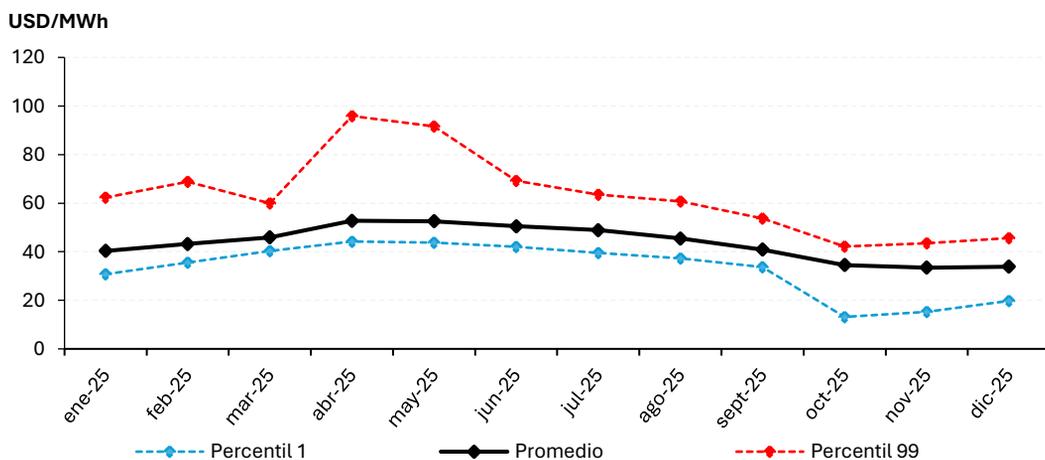
Considerando que estamos iniciando un nuevo año, a continuación, presentamos nuestras proyecciones para el año 2025.

Costos Marginales

En este 2025, a excepción de la ocurrencia de un evento geopolítico que afecte el escenario energético internacional, se espera que los precios combustibles mantengan una tendencia de retorno a los niveles observados previo a la pandemia, como fue la tónica del 2024. Por otro lado, la entrada en operación de unidades correspondientes a tecnologías de bajo costo variable, como lo son Solar, Solar + BESS y Eólica, aportarían a mantener un costo marginal anual similar al observado en 2024.

De manera más específica, estimamos que el valor esperado del costo marginal anual para el nodo Crucero 220 kV (Zona Norte) estará entre 38,7 y 48,9 USD/MWh, mientras que para el nodo Quillota 220 kV (Zona Centro) estos valores estarán entre 38,9 USD/MWh y 60,0 USD/MWh. A continuación, se muestra la proyección de costos marginales en resolución mensual, considerando diversos valores esperados, para ambos nodos:

Figura 1. Proyección de Costos Marginales de Crucero 220 kV para 2025¹

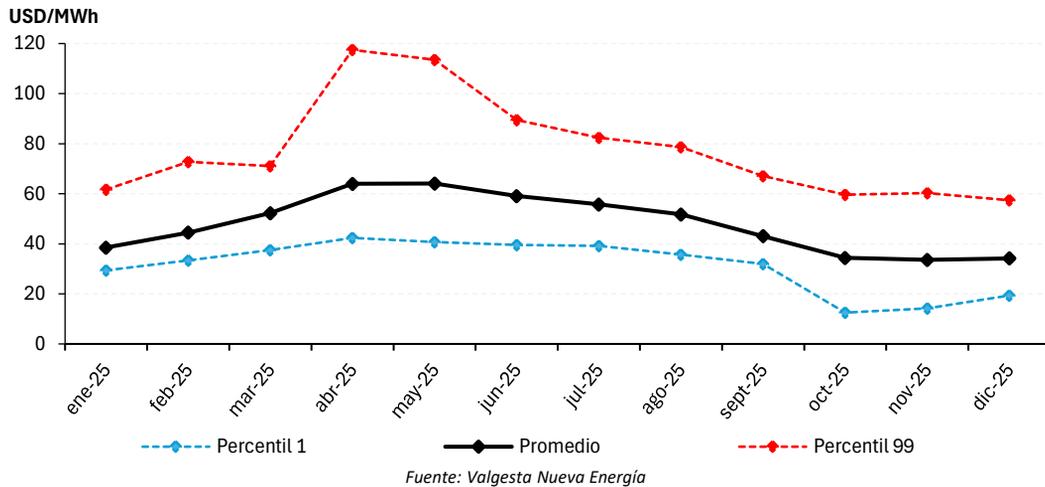


Fuente: Valgesta Nueva Energía

¹ Los percentiles se calculan en función de los costos marginales por serie resultantes de la modelación, que combinan incertidumbre de aporte hidrológico y variabilidad renovable.

Proyecciones de la operación del SEN para el 2025

Figura 2. Proyección de Costos Marginales de Quillota 220 kV para 2025



Es posible apreciar de las figuras anteriores que el mayor nivel de desacoples en costos marginales entre Crucero 220 kV y Polpaico 220 kV se produce en los meses de otoño e invierno, más específicamente entre marzo y septiembre, alcanzando valores entre 1,3 y 13,9 USD/MWh en dicho periodo.

Esto se explica, principalmente debido a menores aportes hidrológicos dados por el fin del periodo de deshielo en el mes de marzo, por lo que el abastecimiento de consumo energético de la zona centro-sur proviene en mayor proporción de aquella generación originada en la zona norte de nuestro país, provocando una congestión en el sistema de transmisión.

Generación renovable y térmica

El aporte renovable² alcanzó un 70% en 2024. Para este año, se observa un aumento en la participación renovable, debido principalmente a la entrada en operación de nuevas unidades Solar, Solar + BESS y Eólica. Adicionalmente, la participación de generación térmica se ve impactada producto del plan de descarbonización. En 2024, cesaron sus operaciones las dos unidades de la central carbonera Norgener y Ventanas 2, equivalentes a 484 MW³. Para este año 2025, se prevé el retiro operativo de las unidades carboneras de Engie, CTM 1 y 2 e IEM, equivalentes a 694 MW. Debido a ello, se proyecta un aporte renovable de 78,3% en 2025.

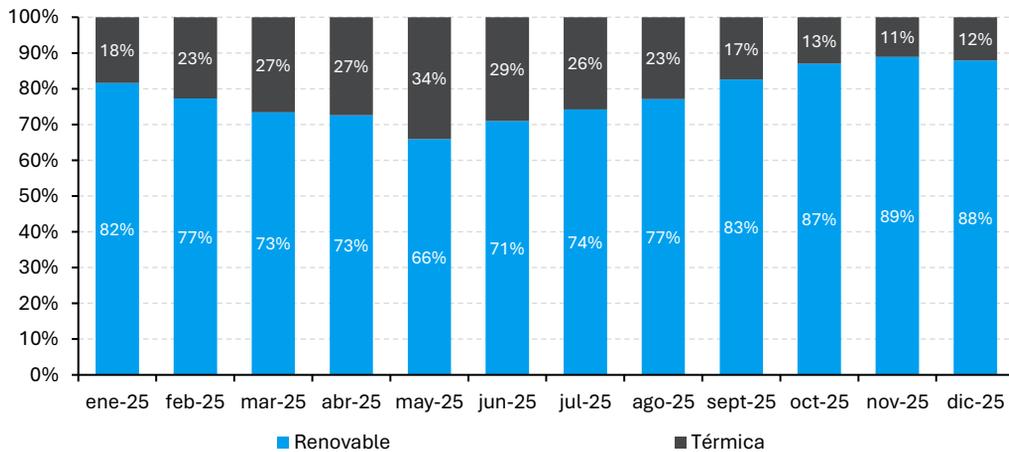
La siguiente figura presenta nuestra estimación de aporte renovable y térmico en resolución mensual para 2025:

² Incluye las tecnologías CSP, Solar, Híbrida (Solar + BESS), Eólica, Biomasa, Geotermia e Hidráulica de embalse y pasada.

³ Corresponde a Potencia Bruta.

Proyecciones de la operación del SEN para el 2025

Figura 3. Proyección del aporte renovable y térmico para 2025



Fuente: Valgesta Nueva Energía

La figura anterior presenta mayor aporte de generación térmica durante meses de otoño e invierno, correspondiente al periodo entre marzo y septiembre, influenciado por el periodo de deshielo antes mencionado. Se proyecta que el aporte térmico estaría en torno a un 34% en el mes de mayo de 2025, influenciado a su vez por la menor disponibilidad de los recursos renovables, principalmente dadas por la tecnología solar.

Vertimientos

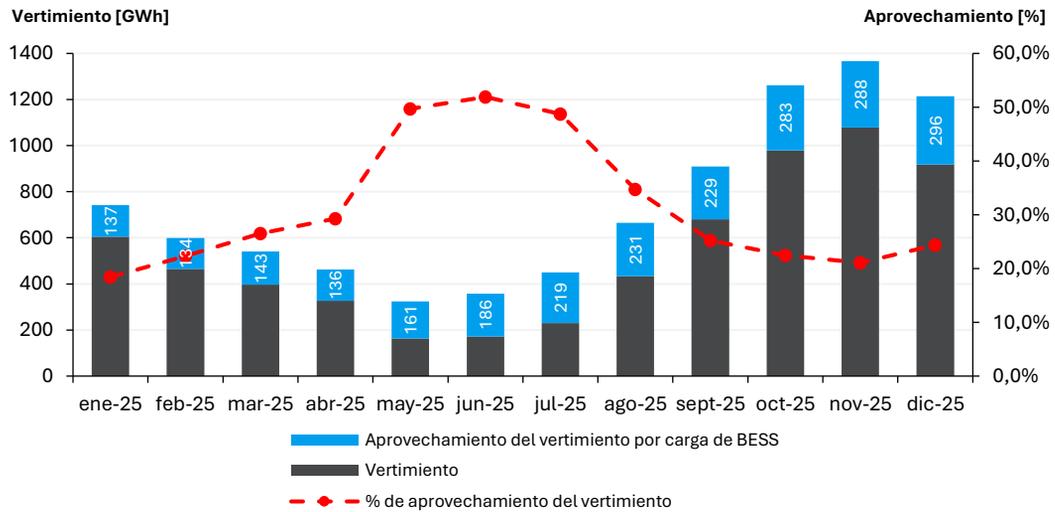
El nivel de vertimiento alcanzó máximos históricos en 2024, cercanos a los 5.634 GWh, equivalente a un 16,7%⁴ en términos porcentuales. Este valor ha ido en aumento desde el año 2022, que alcanzó un 6,1% y un 9,2% en 2023. Nuestras estimaciones prevén un aumento del nivel de vertimiento para el año 2025, alcanzando valores cercanos a los 6.450 GWh, equivalentes a un 18,4% de la generación renovable. Esto se explica por la entrada de nuevos proyectos renovables, sin embargo, el volumen de vertimiento podría haber sido más alto aún si es que no se contara con el nivel de penetración de sistemas de almacenamiento actuales y aquellos que proyectan su entrada en operación durante los próximos meses.

En efecto, prevemos un mayor aprovechamiento de tal energía vertida producto de los sistemas de almacenamiento, unidades que se espera que posean mayor relevancia durante los próximos años. De esta forma, se impide que estos niveles alcancen aún mayores valores dentro del presente año. Lo anterior se puede observar en la siguiente figura:

⁴Corresponde al porcentaje de vertimiento, equivalente a $\frac{\text{Vertimiento}}{\text{Vertimiento} + \text{Generación}}$

Proyecciones de la operación del SEN para el 2025

Figura 4. Proyección de vertimiento y aprovechamiento de parte de sistemas BESS en 2025



Fuente: Valgesta Nueva Energía

Según nuestras proyecciones, los sistemas de almacenamiento disponibles permitirían aprovechar hasta un 51,9% del vertimiento sistémico, desplazando así tal energía para su despacho en horarios nocturnos. En términos anuales, se lograría un aprovechamiento promedio del 31,2%, evitando así, la pérdida total de 2.442 GWh de energía renovable en valor esperado.

En conclusión, para este año 2025, las proyecciones muestran una operación en línea con la transición energética esperada para los próximos años. Por otra parte, se estima la ocurrencia frecuente de desacoples en costos marginales entre nodos de la zona norte y centro-sur, debido a congestiones en el sistema de transmisión. Junto con ello, se espera un aumento en el aporte renovable debido a la entrada en operación de nuevas unidades renovables, permitiendo el desplazamiento del despacho térmico. Finalmente, y quizás lo más relevante que muestran las proyecciones, es que los sistemas de almacenamiento tendrán un rol cada vez más protagónico en el tiempo, permitiendo el traslado temporal de energía de bloques diurnos a aquellos nocturnos, logrando el aprovechamiento del vertimiento de energía renovable.

La proyección entregada en este boletín fue desarrollada por Valgesta Nueva Energía, en base a la información disponible al 15 de enero de 2025 y solo 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.

NOTICIAS

Generación eléctrica renovable alcanza récord de 70% en 2024

El ingreso masivo de fuentes de generación renovables desde hace una década, en particular eólica y solar, ha transformado completamente la forma de generar energía en Chile.

Así lo confirma el último reporte de Generadoras de Chile, que señala que el 70% del total de la electricidad producida en el país en 2024 fue generada a partir de recursos renovables, de acuerdo con datos preliminares del Coordinador Eléctrico Nacional.

Se trata de la cifra más alta desde que hay registro y significa un aumento de siete puntos porcentuales en comparación con el 63% alcanzado en 2023. La tendencia se ha incrementado durante los meses de **octubre y noviembre**, donde la **generación renovable superó el 80% de la generación total**.

Al distinguir los tipos de tecnología, las **centrales hidráulicas** nuevamente se convirtieron en la principal fuente de generación, representando el **32% del total**, seguida por la **solar, con un 22%**. Además, por primera vez, la energía sumada por plantas solares y eólicas (35%) superó a la generación térmica (30%).

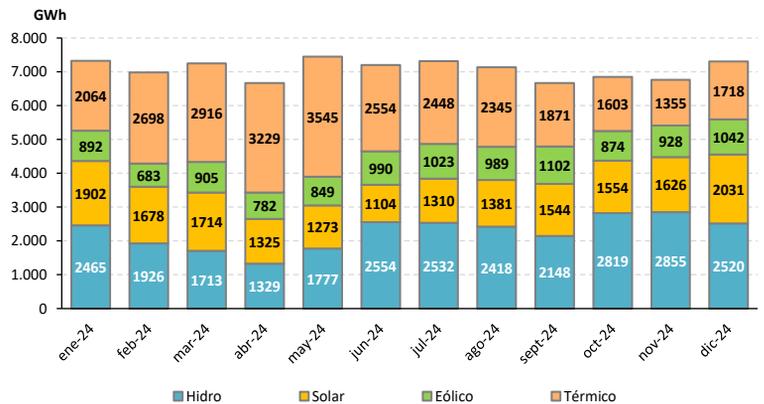
En cuanto a máximos históricos, el 4 de noviembre se alcanzó el récord de máxima participación renovable horaria alcanzando un 95,7% a las 16:00. Esto no fue un evento único, ya que, en más de 400 horas del año, la generación renovable horaria superó el 90% del total producido. Por otro lado, la energía solar alcanzó una participación horaria de un 67,3% el 28 de diciembre, mientras que la generación eólica logró un 38% el 1 de agosto.

En cuanto al almacenamiento de energía, 2024 marcó un “boom” para esta tecnología. **Los proyectos de almacenamiento en baterías totalizaron 3.081 MW**, de los cuales **915 MW están en operación**, 116 MW en fase de pruebas y 2.050 MW en construcción. En 2023, solo había 771 MW registrados entre operación, pruebas y construcción.

Fuente: Revista Electricidad (07/01/2025)

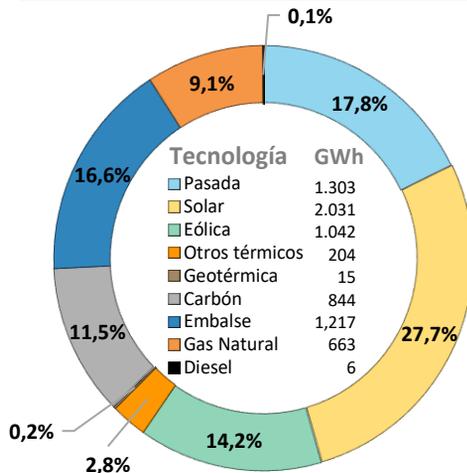
ESTADÍSTICAS DICIEMBRE 2024

Generación SEN últimos 12 meses



Fuente: Coordinador Eléctrico

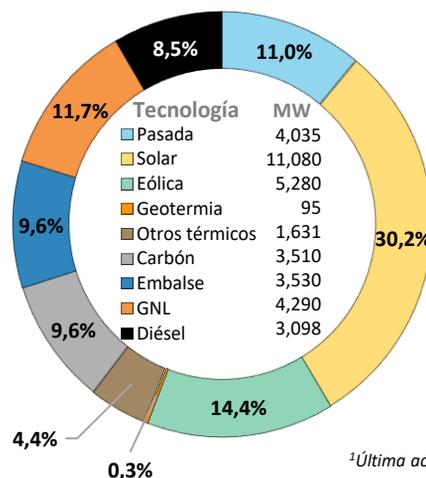
COMPOSICIÓN DESPACHO SEN DICIEMBRE 2024



Despacho de generación (GWh)	
Hidro	2.520
Térmico	1.718
Eólica	1.042
Solar	2.031
Geotérmica	15
Total	7.326

Fuente: Coordinador Eléctrico

CAPACIDAD INSTALADA SEN NOVIEMBRE¹ 2024

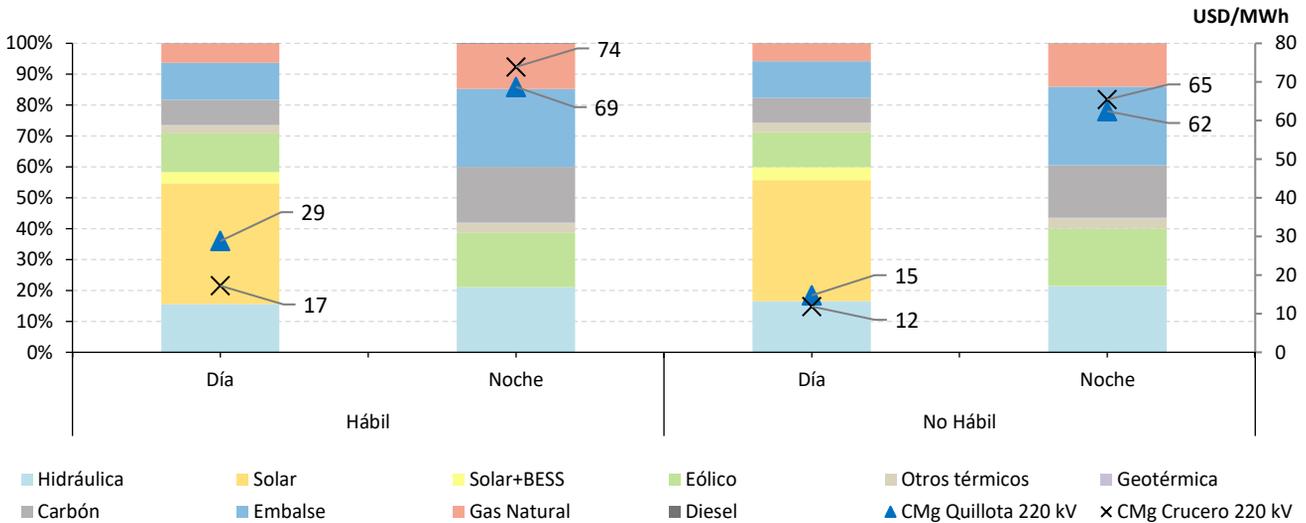


Capacidad Instalada SEN (MW)	
Hidro	7.566
Térmico	12.644
Eólica	5.280
Solar	11.080
Geotérmica	95
Total	36,664

Fuente: Coordinador Eléctrico

¹Última actualización del CEN de Noviembre 2024

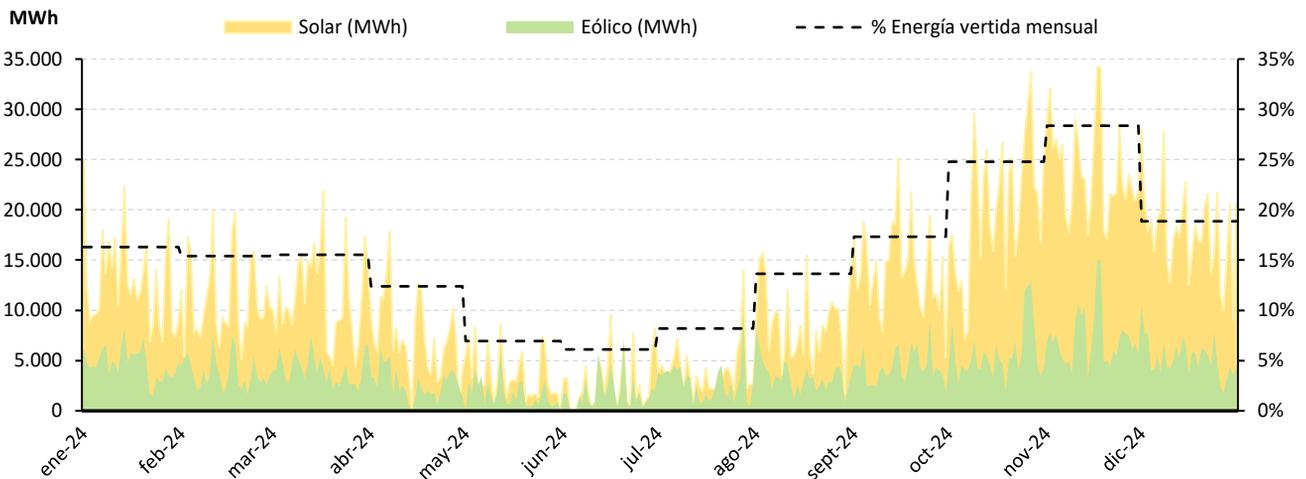
Generación por tecnología y costos marginales en Quillota 220 kV y Crucero 220 kV, Diciembre 2024



Fuente: Coordinador Eléctrico

En el gráfico anterior se puede observar el promedio de la participación de generación por tecnología para día hábil y no hábil (los días considerados como “no hábiles” incluyen sábado, domingo y festivos), haciendo la separación entre bloques horarios con aporte solar y no solar (bloque de día desde las 7:00 hasta las 21:59 hrs.). En periodos nocturnos se consideró las centrales híbridas (Solar + BESS) que se encuentran en operación (**Andes Solar II-B, Andes Solar IV, Coya, Diego de Almagro Sur, Don Humberto, El Manzano, Salvador, San Andrés, Uribe Solar**). A su vez, se incluyen las BESS que se encuentran en prueba, por haber inyectado en horas sin aporte solar (**Andes Solar II-A**), lo cual permite tener aporte de energía solar durante la noche. Adicionalmente, se muestra el promedio del costo marginal para las barras Crucero 220 kV y Quillota 220 kV.

Reducción ERNC mensual durante la Operación en Tiempo Real, Ene. 2024 – Dic. 2024

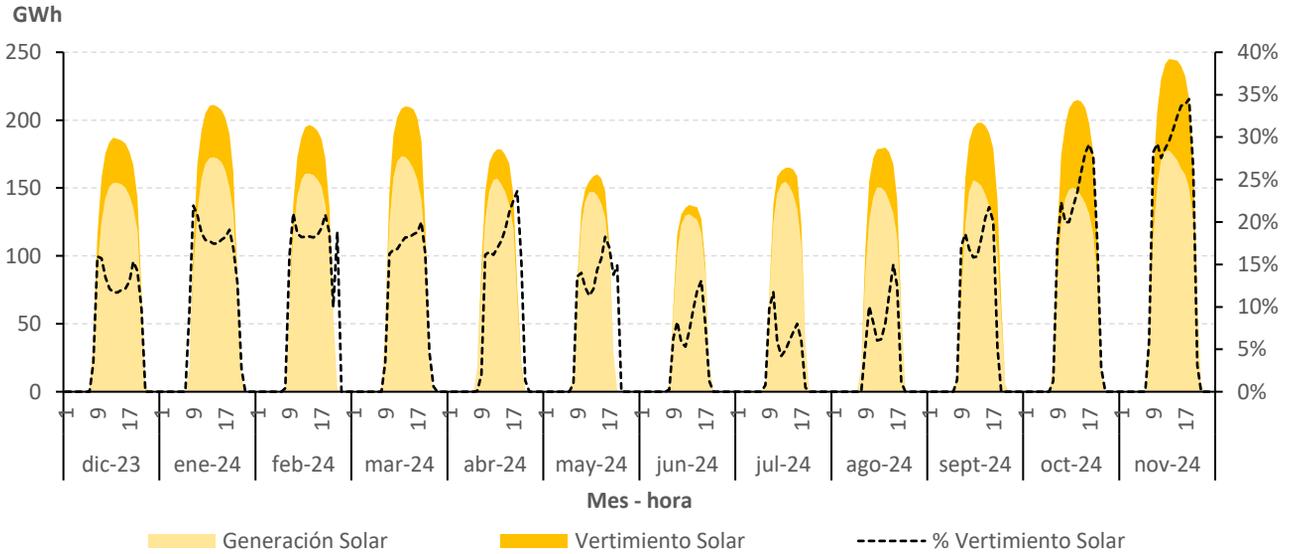


Fuente: Coordinador Eléctrico

El gráfico anterior presenta la cantidad de energía diaria reducida de centrales eólicas y solares que se ha presentado desde enero hasta diciembre² del año 2024, 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.

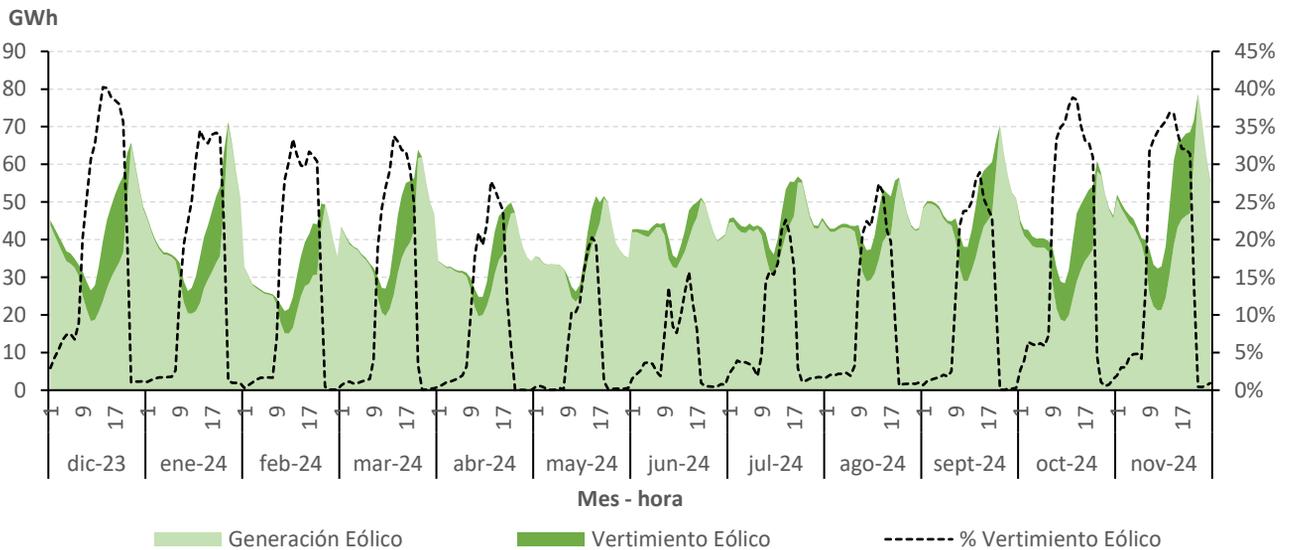
² La reducción ERNC durante la Operación en Tiempo Real (OTR) de diciembre 2024 corresponde a la exhibida en los **Informes Diarios de Novedades al Centro de Despacho de Carga (CDC)** del Coordinador Eléctrico Nacional.

Reducción de energía Fotovoltaica mensual horaria, Diciembre 2023 – Noviembre³ 2024



Fuente: Coordinador Eléctrico

Reducción de energía Eólica mensual horaria, Diciembre 2023 – Noviembre 2024



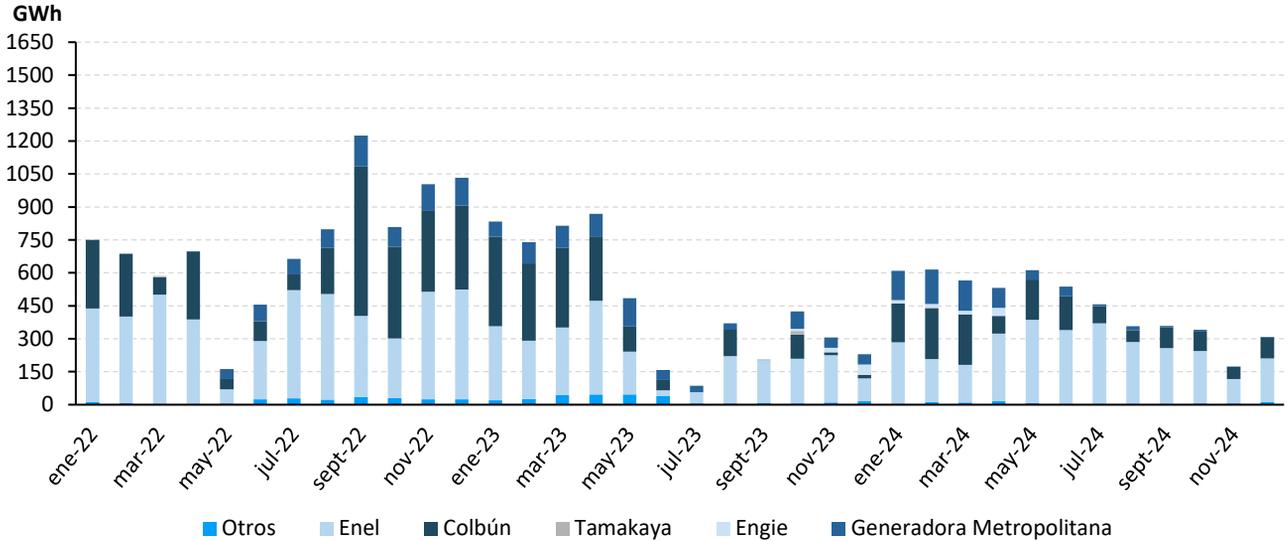
Fuente: Coordinador Eléctrico

Los gráficos presentan la evolución de la reducción de energía y la generación horaria de las centrales solares y eólicas en el período comprendido entre diciembre de 2023 y noviembre de 2024, con valores actualizados del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Además, se detalla el porcentaje de vertimiento de cada tecnología respecto a su generación total.

Se aprecia que, durante los meses estivales, especialmente en el año 2024, el porcentaje de vertimiento aumenta significativamente tanto para la generación solar como para la eólica. Este comportamiento coincide con los meses de mayor aporte de generación renovable al sistema, consolidando el 2024 como un período récord en términos de reducción de energía renovable.

³ Últimos datos definitivos publicados por el Coordinador a Noviembre 2024.

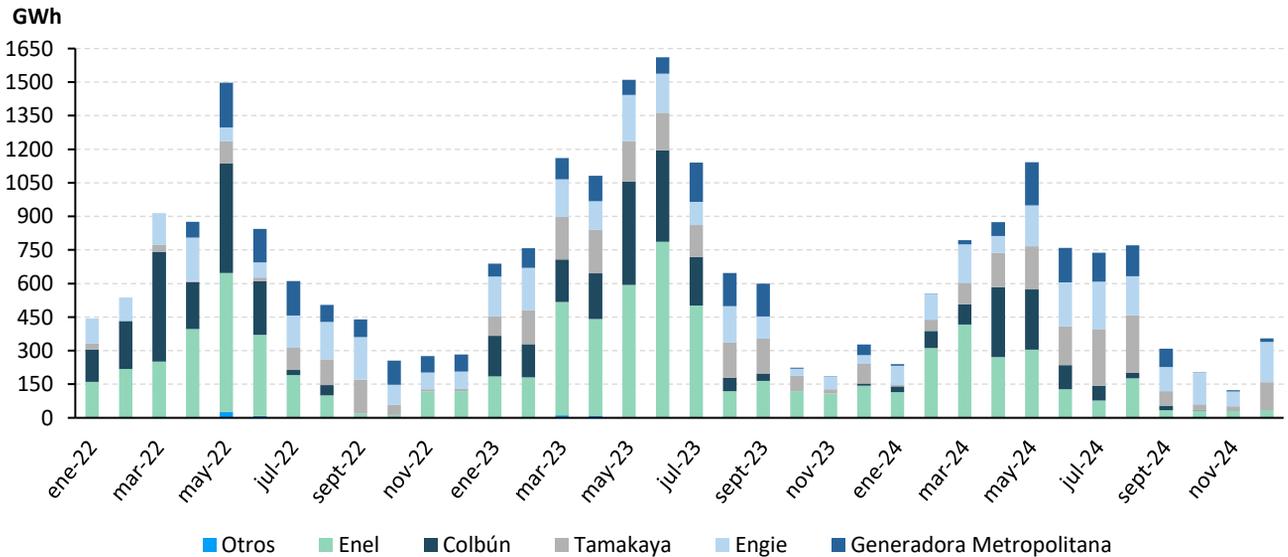
Generación histórica Gas Natural Argentino



En Diciembre de 2024 se generaron **308,6 GWh** en base a Gas Natural Argentino, de los cuales un **64,6%** se atribuye a **Enel**, un 31,4% a Colbún, un 3,9% a otras empresas, y el 0,2% restante es atribuible a Generadora Metropolitana.

Fuente: Coordinador Eléctrico

Generación con GNL desde terminales Quintero y Mejillones



En Diciembre de 2024, la generación de centrales en base a GNL asociadas a los terminales Quintero y Mejillones fue de **354,7 GWh**, lo que representó el **11,7% de la generación total del SEN**. De estas inyecciones, un **50,7%** es atribuible a la empresa **Engie**, un 35,3% a Tamakaya, un 9,3% a Enel, un 4,5% a Generadora Metropolitana, y el 0,2% restante se atribuye a otras empresas.

Fuente: Coordinador Eléctrico

Precios de Nudo de Corto Plazo y PMM Noviembre 2024 (US\$/kWh)

Precio Nudo Quillota 220 kV	68,4
Precio Nudo Crucero 220 kV	78,1
PMM SEN	101,1
Precio Dólar	982,3

Fuente: CNE

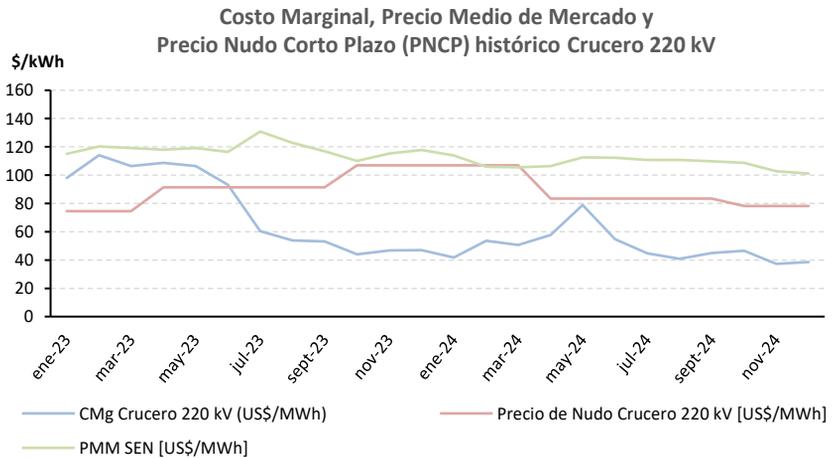
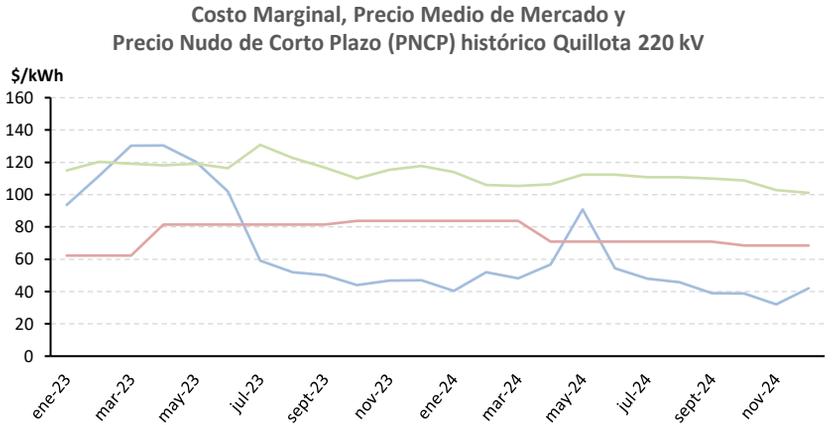
Costos marginales promedio Noviembre 2024 (US\$/kWh)

Crucero 220 kV	38,6
Cardones 220 kV	36,9
Pan de Azúcar 220 kV	36,2
Quillota 220 kV	42,0
Charrúa 220 kV	36,5
Puerto Montt 220 kV	56,4

Fuente: Coordinador Eléctrico

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

ESTADÍSTICAS DE PRECIOS DE ENERGÍA



Fuente: CNE / Coordinador Eléctrico

NOTICIAS

Región Metropolitana es que presenta mayor cantidad de atrasos en obras de transmisión

La región Metropolitana es la que registra la mayor cantidad de obras de transmisión atrasadas licitadas por el Coordinador Eléctrico Nacional, con 30 casos, seguida de Valparaíso y Maule, según indican los datos de la Asociación Chilena de Energías Renovables y Almacenamiento (Acera).

Detrás de estas regiones, registrando entre 15 y 24 obras atrasadas, se encuentran Biobío. O'Higgins y La Araucanía, mientras que más abajo, con menos de 15 obras atrasadas se sitúan Antofagasta y Ñuble. Por su lado, las regiones de Arica-Parinacota y Los Lagos son que tiene menos retrasos, con menos de 5 proyectos en esta situación.

De este universo, la mayor cantidad de atrasos son en obras de ampliaciones zonales, seguidas de obras nuevas zonales, las ampliaciones nacionales y los proyectos de transmisión, según el artículo 102.

De acuerdo con el gremio, las obras de transmisión nacional presentan un atraso promedio de 1,7 años, mientras que los zonales tienen 1,6 años.

Fuente: Electro Minería (13/01/2025)

Balance ERNC Noviembre 2024

Total retiros afectos a obligación (GWh)	6.194
Obligación ERNC (GWh)	1.026
% Obligación ERNC respecto a retiros afectos a obligación	16,6%
Inyección ERNC (GWh)	2.979
% Inyecciones ERNC respecto a retiros afectos a obligación	48,1%

Fuente: Coordinador Eléctrico

NOTICIAS

Proyecto eólico, solar y de baterías de EDF Renewables es admitido a evaluación ambiental

EDF Renewables Chile informó la admisibilidad por parte del Servicio de Evaluación Ambiental (SEA) del Estudio de Impacto Ambiental de su proyecto Parque Eólico y Solar Thayari.

El proyecto combina energía eólica y solar fotovoltaica con almacenamiento de energía mediante baterías, lo que permitirá aumentar la capacidad de generación renovable en la región.

A su vez, considera una **planta solar** con más de 175.000 módulos fotovoltaicos, con una potencia de **100 MW**, y un **parque eólico** con 33 aerogeneradores con una potencia de hasta **264 MW**. Asimismo, para garantizar un suministro de energía más estable y flexible el proyecto considera integrar un **sistema de almacenamiento de baterías (BESS) de 500 MWh**.

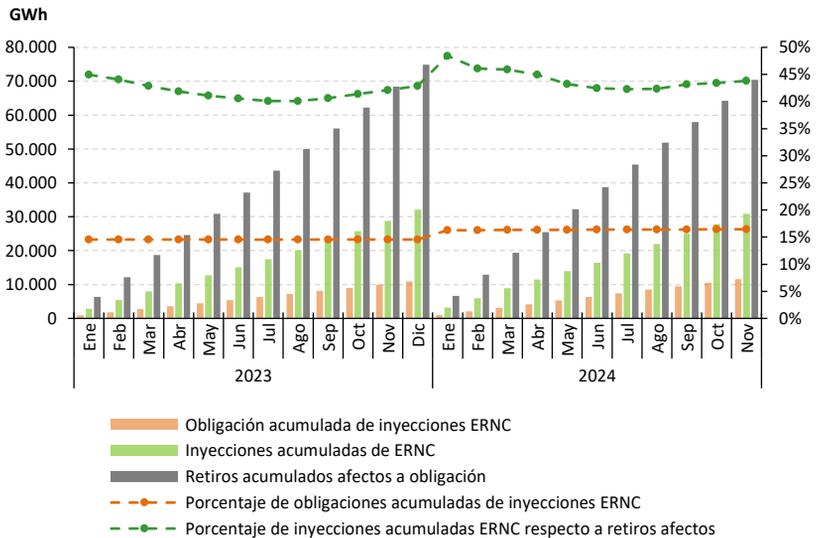
Durante la etapa de construcción del proyecto, que tendrá una duración estimada de 24 meses.

El CEO de EDF Renewables Chile, Matías Steinacker, destacó que “la admisión a evaluación ambiental del proyecto Parque Eólico y Solar Thayari es otro hito que demuestra nuestro compromiso con la transición energética del país. Este es un proyecto 100% renovable que, sumado a un sistema de almacenamiento, contribuirá significativamente al cumplimiento de los objetivos de sostenibilidad de Chile, aportando mayor flexibilidad y seguridad al sistema eléctrico”.

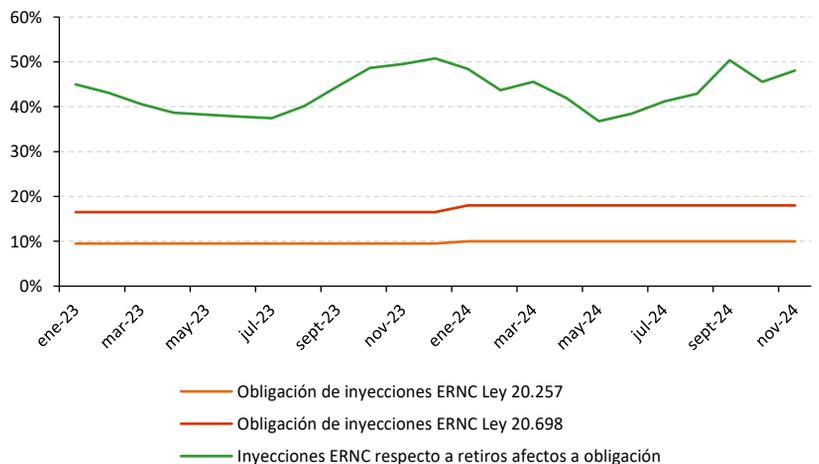
Fuente: Revista Electro Industria (03/01/2025)

BALANCE ERNC NOVIEMBRE 2024

Obligación acumulada de inyecciones ERNC, inyecciones acumuladas de ERNC y retiros acumulados afectos a obligación desde Enero 2023 hasta Noviembre 2024



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 Noviembre 2024, corresponden a **70.392 GWh**.

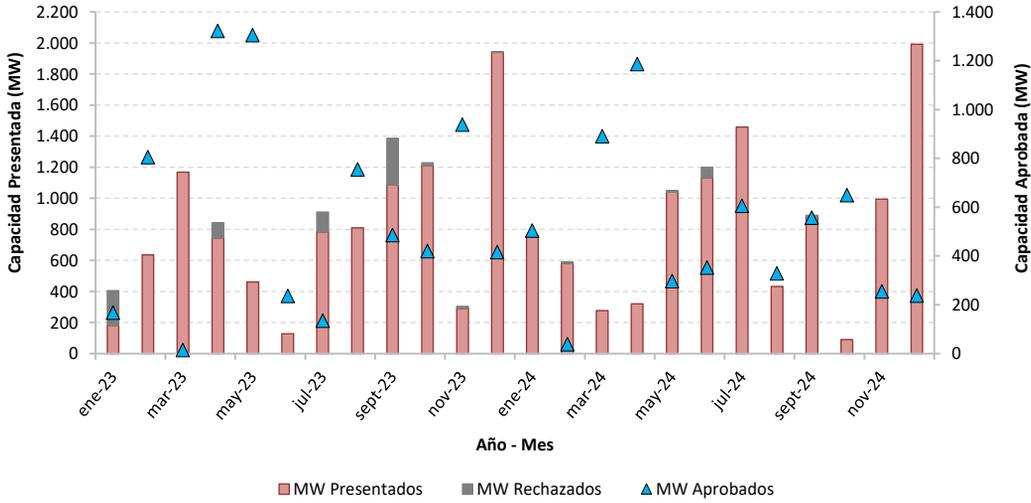
La obligación acumulada de inyecciones ERNC en el mes de Noviembre 2024 correspondió a **11.572 GWh**, lo que corresponde a un **16,4%** respecto de los retiros afectos en el mismo periodo.

Por otra parte, las inyecciones acumuladas de ERNC Noviembre 2024, fueron de **30.857 GWh**, lo que corresponde a un **43,8%** 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 Diciembre 2024



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 Diciembre de 2024 ingresaron un total de **1992 MW** de potencia. Se registraron **238,6 MW** aprobados.

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos del SEIA

Principales proyectos en proceso de calificación en el SEIA en Diciembre 2024

Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Parque Fotovoltaico Layla del Verano	LAYLA DE VERANO SPA	83	Solar + BESS	09-12-2024
Parque Solar Pullalli	CERRO BLANCO SPA	299	Solar + BESS	10-12-2024
Parque Eólico Vientos del Lago	OPDE CHILE SpA	132	Eólica	11-12-2024
Parque Fotovoltaico Las Tres Angélicas Solar	CVE Proyecto Cincuenta y Cinco SpA.	6	Solar + BESS	16-12-2024
Central Fotovoltaica Sol del Melón	Sol del Melón SG SpA	9	Solar + BESS	18-12-2024
Planta Fotovoltaica Las Mellizas	Las Mellizas Generación SpA.	300	Solar + BESS	27-12-2024
El Encanto, Parque Fotovoltaico, Almacenamiento y Transporte de Energía	Colbún S.A.	250	Solar + BESS	27-12-2024
Parque Fotovoltaico Hortensia Solar	CVE Proyecto Cuarenta y Ocho SpA.	9	Solar	27-12-2024
Parque Eólico y Solar Thayari	Parque Eólico Thayari SpA	364	Eólico y Solar + BESS	30-12-2024
Parque Fotovoltaico Las Cunus	Parque Solar Las Cunus SpA	540	Solar + BESS	31-12-2024

Principales proyectos aprobados por el SEIA en Diciembre 2024

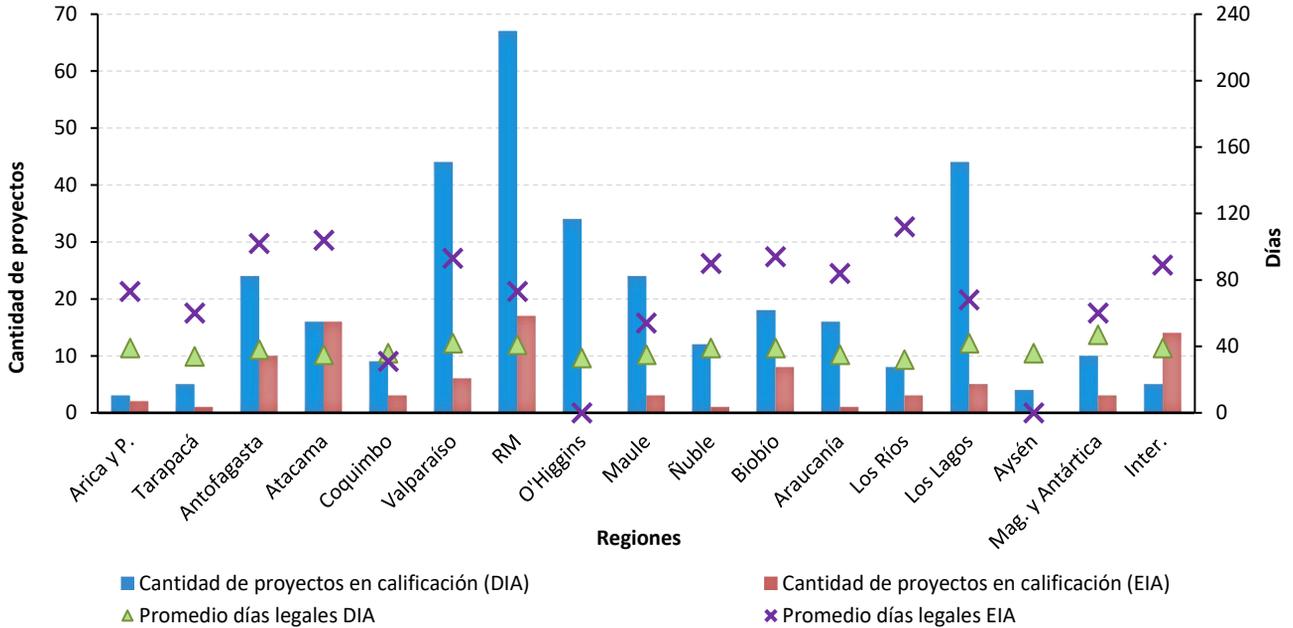
Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Parque Eólico Newen Küruf	Sociedad Eolica Valle Verde SpA.	168	Eólica	29-05-2020
Parque Solar Cañal Bajo	Blue Light Energy SpA.	26	Solar + BESS	22-11-2023
Parque Fotovoltaico Las Mentas	Energía Renovable Cristal SpA.	10,8	Solar + BESS	22-11-2023
Parque Fotovoltaico Amuleto	Solar Ti Cincuenta y Siete SpA.	9	Solar + BESS	23-11-2023
Parque Fotovoltaico Purranque	Energía Renovable Oro SpA.	9,5	Solar	22-02-2024
Planta Fotovoltaica Corniglia	Corniglia SpA.	14,8	Solar + BESS	25-03-2024

Fuente: SEIA



Indicadores de plazo de evaluación (Días Legales)

A continuación, se presentan los plazos promedios 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 y noviembre de 2024. (última actualización del SEIA a noviembre 2024)



Fuente: Reporte Estadístico mensual de Proyectos en el SEIA

NOTICIAS

Aumento del 231%: Inversiones en renovables alcanzaron cifra récord en 2024

El año 2024 fue clave para las energías renovables en Chile. Con una inversión récord de USD 5.695 millones, que representó un crecimiento del 231% respecto al año anterior. El sector de energías limpias alcanzó una participación del 68% en la generación eléctrica nacional, considerando las fuentes de hidroelectricidad y renovables no convencionales.

Entre las cifras más destacadas del año, las energías renovables no convencionales (ERNC) consolidaron su posición como el segmento con mayor capacidad instalada en el sistema eléctrico, representando el 51% del total.

Según el balance anual del sector energético de 2024 de Acera (Asociación Chilena de Energías Renovables y Almacenamiento), “las centrales solares fotovoltaicas se reafirman como la principal tecnología instalada en el sistema con 11.746 MW, seguida por las tecnologías de eólica y gas natural, con 6.470 MW y 4.862 MW, respectivamente. Así las ERNC se posicionan como el segmento con mayor capacidad instalada del sistema eléctrico (51%), seguido por el segmento térmico (31%) e hidráulica convencional (18%)”.

Además, los sistemas de almacenamiento tuvieron su gran despegue, con más de 3 GW de proyectos en operación, pruebas y construcción, con una duración promedio de 3,9 horas. Adicionalmente, la cifra más destacada de almacenamiento son los 19 GW que existen actualmente en diferentes etapas de evaluación.

La generación limpia, que incluyó ERNC, hidráulica y sistemas de almacenamiento, representó el 68% del total nacional en 2024. Sin embargo, como explican por parte de la asociación gremial, no todo fueron buenas noticias.

“Si bien la generación solar inyectada creció en 2,3 TWh respecto al año anterior, los recortes en generación solar también aumentaron en 2,5 TWh. Esto significa que toda la nueva generación solar fue “canibalizada” por los recortes solares, lo que indica un problema estructural de la integración de más renovables que requiere atención urgente, ya que reduce el impacto positivo de nuestras energías limpias”, señalan.

La falta de demanda eléctrica en las zonas con alta generación de energías renovables, sumada a la falta de infraestructura de transmisión, ha sido identificada como una de las principales barreras para la gestión de los vertimientos.

Fuente: Reporte Minero (09/01/2025)



Plan de obras de generación SEN, ITD de PNCP, Segundo Semestre de 2024

Según el Informe Técnico Definitivo del Segundo Semestre de 2024, 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.

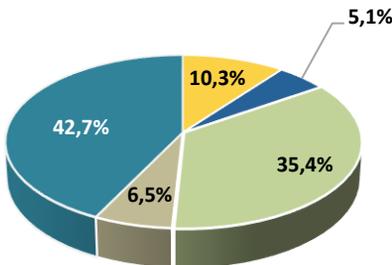
Para el año 2034, se estima una capacidad adicional de **2.082 MW** en instalaciones solares y **1.303 MW** en sistemas de energía solar con almacenamiento.

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 Segundo Semestre 2024, CNE

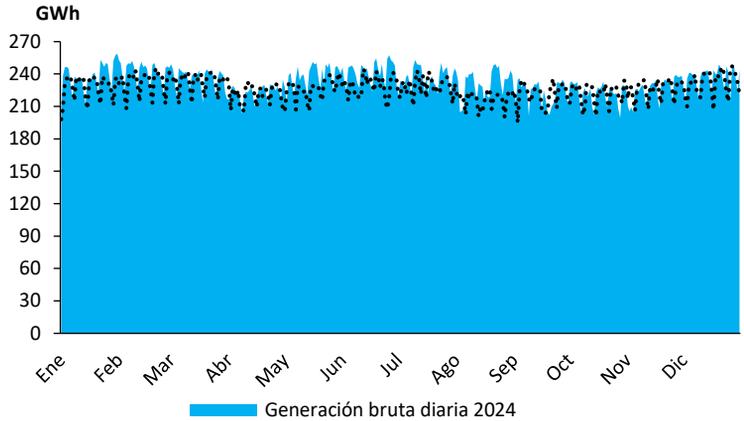
Capacidad adicional en construcción y recomendada por la CNE hasta el año 2034



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

Fuente: ITD Segundo Semestre 2024, CNE

Evolución de la generación bruta diaria del SEN (GWh) desde Enero 2023 hasta Diciembre 2024



Fuente: Coordinador Eléctrico

Demanda máxima horaria del SEN (MW)

2019	10.793
2020	10.907
2021	11.303
2022	11.906
2023	11.549

Fuente: Coordinador Eléctrico

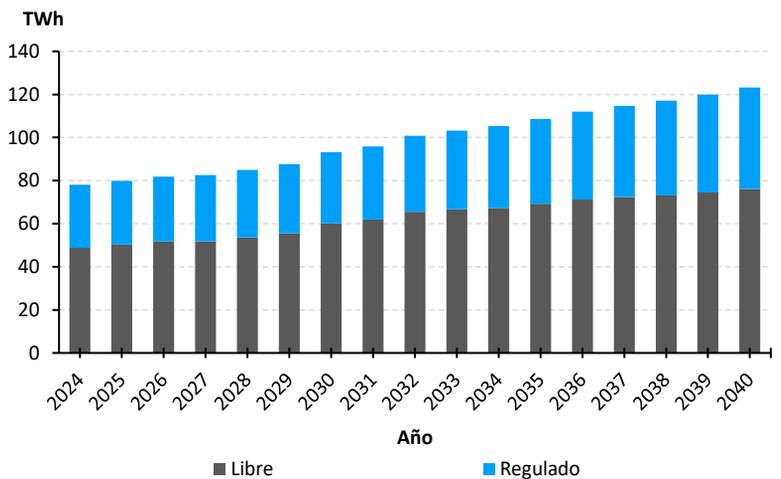
Capacidad Noviembre* 2024 y recomendada a instalar al año 2034 (MW)

	Nov. 2024	Rec. 2034
Eólica	5.280	7.120
Geotermia	95	0
Hidro	7.566	1.026
Solar	11.088	2.082
Térmico	12.644	11
Solar FV + BESS	0	1.303
Almacenamiento	0	8.585
Total	36.664	20.128

Fuente: ITD Segundo Semestre 2024, CNE

*Última actualización del CEN de Noviembre 2024

Demanda proyectada del SEN (TWh)



Fuente: ITD Segundo Semestre 2024, CNE



CENTRALES EN ETAPA DE PUESTA EN SERVICIO

Central	Capacidad (MW)	Entrada en operación estimada	Central	Capacidad (MW)	Entrada en operación estimada
Taira (Ex Tocopilla) (Solar)	81	Ene-25	Las Salinas – Etapa 4 (Solar)	94	Feb-25
Kallpa (Ex Lomas de Taltal) (Eólico)	342	Mar-25	Desierto de Atacama (Solar)	270	Abr-25



NOTICIAS

SEIA reporta 561 proyectos ingresados en 2024: La mayor cifra en 14 años

561 proyectos fueron ingresados al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA), al 27 de diciembre de 2024. Así lo informó La Segunda el pasado martes, con datos entregados del Servicio de Evaluación Ambiental (SEA).

La cantidad de proyectos se considera “récord” y el mayor monto de inversión en 14 años, que superó los US\$72.310 millones.

En 2023 se ingresaron US\$42.888 millones en inversión, de acuerdo con la información entregada.

Proyectos H2V toman protagonismo

Tres proyectos de hidrógeno verde tomaron el protagonismo y en gran medida impulsaron la cartera de proyectos del 2024. El primero, el proyecto integral para la producción y exportación de amoníaco verde HNH, ingresado el 31 de julio de 2024. Esta iniciativa contempla un monto de inversión de US\$11.000 y se encuentra ubicada en la región de Magallanes.

El segundo es "INNA - Proyecto Integrado de Infraestructura Energética para la Generación de Hidrógeno y Amoníaco Verde", ubicado en la región de Antofagasta y contempla una inversión de US\$10.000 millones.

Por último, el Proyecto Volta Planta de Hidrógeno y Amoníaco Verde, también ubicado en la región de Antofagasta, indicó que planea invertir US\$2.500 millones.

En minería: Extensión de vida útil de Minera Los Pelambres

Energía, inmobiliario y minería, fueron las tres categorías donde se ingresaron más proyectos. En esta última, la más ambiciosa ingresada al SEIA fue la extensión de la vida útil de Minera Los Pelambres.

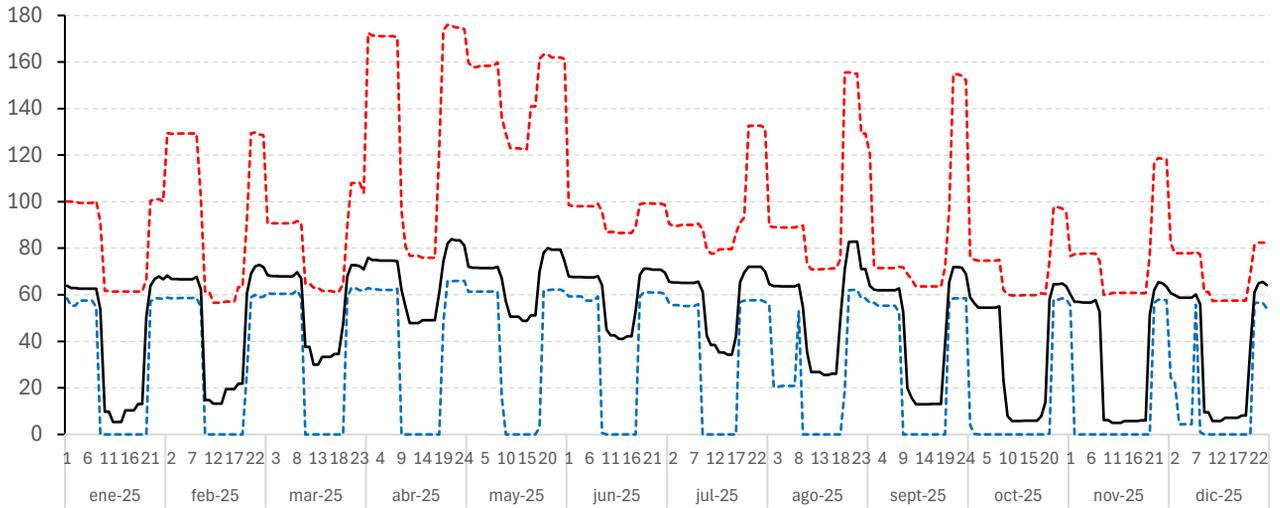
El proyecto contempla una inversión de US\$ 2.000 millones busca extender la vida útil de la operación, incorporando alrededor de 1.200 Mt de reservas adicionales a las 2.100 Mt. Asimismo, se busca dejar de utilizar aguas continentales con fines productivos para 2035.

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 Quillota 220 kV y Crucero 220 kV.

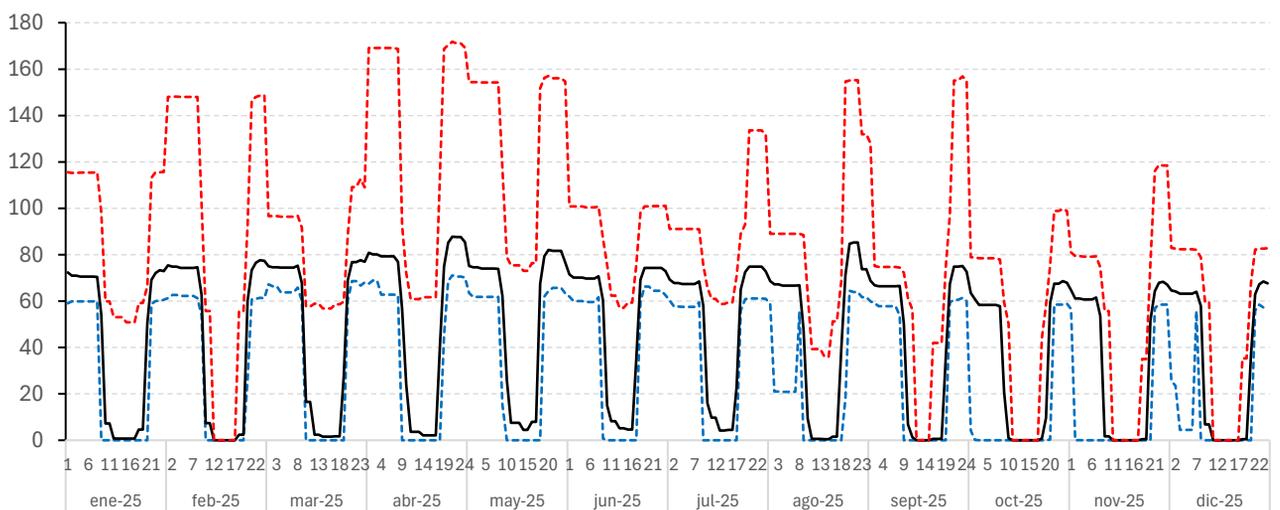
US\$/MWh



Fecha - hora

--- Quillota 220 kV P2 — Quillota 220 kV Promedio - - - Quillota 220 kV P98

US\$/MWh



Fecha - hora

--- Crucero 220 kV P2 — Crucero 220 kV Promedio - - - Crucero 220 kV P98

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 meses del presente año se proyectan precios que fluctúan entre 28 y 95 US\$/MWh para Quillota 220 kV, y entre 29 y 85 US\$/MWh para Crucero 220 kV.

El costo marginal en condición media proyectado para el año 2025 en la barra Crucero 220 kV es **44,1 US\$/MWh** y en la barra Quillota 220 kV es **49,7 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.



VALGESTA
NUEVA ENERGÍA



VALGESTA.COM

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