



BOLETÍN INFORMATIVO

AÑO 14 | N°8 | AGOSTO 2024

VALGESTA.COM

valgesta@valgesta.com

Alonso de Córdoba 5900,

Of. 402, Las Condes

(+56 2) 3246 9922

in

Fijación de precio de los PMGD basado en LCOE: técnicamente inviable y mal precedente para el mercado eléctrico

El Gobierno ha presentado una propuesta que busca encontrar recursos para financiar, al menos en parte, una solución al alza tarifaria que se espera para los próximos meses, la que modifica el pago a los Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD), reemplazando el actual Precio Estabilizado (basado en la proyección de costos marginales) por un LCOE (Levelized Cost of Electricity o Costo Nivelado de Energía) determinado por el regulador.

En términos simples, LCOE es el precio al que una central debe vender su energía, de modo de recuperar todos sus costos eficientes incluyendo su costo de capital. Típicamente, se utiliza como un método estándar para realizar una comparación equitativa entre diferentes tecnologías al tener en cuenta factores como la generación, los costos de capital iniciales, los costos de combustible, los gastos operativos y de mantenimiento, y la vida útil de los activos. Dado que los parámetros difieren por geografía, riesgos, costos de inversión, entre otros, cuando se realiza este ejercicio generalmente las entidades especializadas a nivel internacional presentan “rangos” de LCOE por tecnologías. También se utiliza para determinar el precio individual de un proyecto de generación, conforme sus costos y condiciones particulares.

A modo de ejemplo, una consultora reconocida internacionalmente como “Lazard”, en su publicación de junio de 2024 presenta el siguiente cuadro comparativo:

Figura 1. LCOE Versión 17.0 Lazard Junio 2024



Fuente: Lazard - LCEO June 2024

De esta manera, el LCOE de las diferentes tecnologías varía en el tiempo y tiene un rango de valor amplio dependiendo de sus distintos componentes.

Fijación de precio de los PMGD basado en LCOE: técnicamente inviable y mal precedente para el mercado eléctrico

Desde esta perspectiva, cabe preguntarse si el planteamiento del Ministerio de Energía es técnicamente factible de implementar. En efecto, ¿Cómo se asegura entonces que dicho indicador corresponde a una correcta remuneración de todos los proyectos PMGD que se encuentran en operación en Chile?

Esto es muy difícil y complejo de asegurar. Fijar un precio a partir del LCOE introduce un riesgo significativo de generar señales erradas en el mercado. Como lo señalamos, el cálculo del LCOE incluye múltiples componentes, como los costos de inversión, operación y mantenimiento, financiamiento, factores de planta, localización, vida útil del proyecto, entre otros, todos los cuales pueden variar de manera muy significativa entre los diferentes proyectos. Cada proyecto tiene su propia realidad, influenciada también por factores como las condiciones climáticas locales, la tecnología utilizada y la ubicación geográfica.

Pretender estandarizar el LCOE para todos los PMGD podría llevar a una subvaloración o sobrevaloración del precio de la energía, desincentivando o sobre compensando a los distintos proyectos, lo que distorsiona el mercado y puede resultar en una asignación ineficiente de recursos e incluso el default de algunas compañías. Por ello, ¿se realizará para cada proyecto PMGD un LCOE individual? ¿es esto factible de realizar?

Con el objeto de entregar elementos para el análisis, a continuación, se muestra información sobre los costos de inversión de proyectos PMGD obtenida del Servicio de Evaluación Ambiental (SEA), los componentes de costos de proyectos reales en base a datos de VNE y sobre los factores de planta de proyectos PMGD según información obtenida del CEN.

Tabla 1. Estimación de costo de inversión total, por capacidad instalada

Análisis del costo de inversión total por kW instalado por año	2021	2022	2023
Cantidad de proyectos	60	18	13
Máximo (USD/kW)	1.667	1.120	1.663
Promedio (USD/kW)	1.003	986	1.004
Mínimo (USD/kW)	638	867	647
Desviación estándar (USD/kW)	180	69	297
Coefficiente de Variación (%)	18%	7%	30%

Nota: valor del dólar según lo informado por las empresas en el año de ingreso al Sistema de Evaluación Ambiental.

Fuente: Valgesta Nueva Energía en base a 91 proyectos informados en el SEA.

De la tabla anterior, es posible concluir fehacientemente que existe una amplia dispersión en los montos de inversión de proyectos presentados al SEA, en cuyo caso se observa un coeficiente de variación desde un 7% a un 30% dependiendo del año que se analice. Esta variación puede explicarse principalmente por los niveles de inversión de los suministros principales (módulos, inversores, montaje), así como otras componentes adicionales como obras de adecuación, permisos ambientales, línea y equipos conexión, plan de manejo forestal, accesos, entre otros.

Fijación de precio de los PMGD basado en LCOE: técnicamente inviable y mal precedente para el mercado eléctrico

Cuando el análisis sólo se hace sobre las componentes de costos adicionales al costo sólo de la tecnología, estas variaciones son aún mayores tal como lo muestra la siguiente tabla.

Tabla 2. Análisis estadístico de costos adicionales para proyectos solares fotovoltaicos del tipo PMGD

Costos adicionales	Máximo USD/kW	Promedio USD/kW	Mínimo USD/kW	Desviación Estándar USD/kW	Percentil 90% USD/kW	Percentil 10% USD/kW	Coficiente de Variación
Obras de Adecuación	129	40	0	34	93	5	85,6%
Permisos ambientales	7	4	1	1	5	2	38,3%
Línea y equipos de Conexión	89	41	6	26	86	13	64,0%
Plan de Manejo Forestal	137	38	1	33	88	6	86,9%
Arqueología	2	1	0	1	2	0	77,2%
Accesos	117	44	2	36	107	4	80,3%
Costos porcentuales (G.g., ingeniería, flete, entre otros)	166	141	125	11	160	127	8,1%

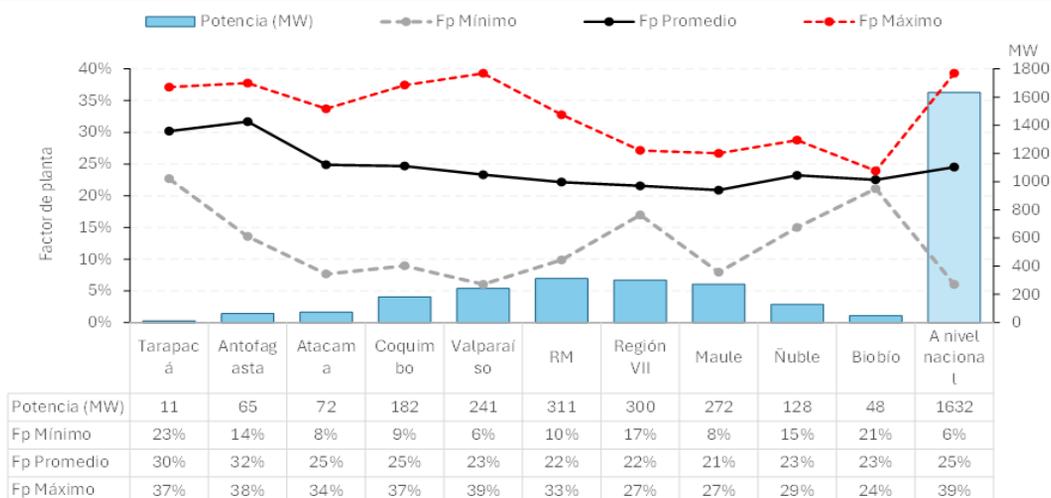
Nota: estos costos no incluyen estudios de conexión, puesta en servicio y gestión de conexión.

Fuente: Valgesta Nueva Energía en base a 43 proyectos reales, normalizados por capacidad instalada.

En efecto, en este caso se observa que en varios casos el coeficiente de variación supera el 80%, demostrando con ello que cada proyecto observa una realidad muy diferente que impacta directamente en sus costos.

Finalmente, y quizás tan relevante como los indicadores anteriores, está el hecho de que el factor de planta también es un factor crítico en la determinación del LCOE. En la siguiente tabla se muestra el factor de planta de proyectos PMGD a nivel regional.

Figura 2. Factores de planta (FP) según región y capacidad instalada a diciembre de 2023 de PMGD en operación



Fuente: Valgesta Nueva Energía en base a la operación real publicada por el Coordinador Eléctrico Nacional.

Fijación de precio de los PMGD basado en LCOE: técnicamente inviable y mal precedente para el mercado eléctrico

En este caso, al observar los factores de planta observados para el periodo 2022-2023, por región a lo largo del país, se confirma que existe una diferencia relevante entre los valores mínimos, medios y máximo tanto a nivel regional observándose valores entre 6% y 39% para el periodo analizado a nivel nacional.

A partir de los resultados obtenidos, se puede afirmar que existe una alta variabilidad y dispersión de las distintas variables que impactan en el cálculo del LCOE para un proyecto PMGD, lo que no permite asegurar que fijar un precio de remuneración basado en este indicador sea correcto y eficiente.

En consecuencia, la propuesta de modificar el pago a los PMGD para basarlo en un LCOE fijado por el regulador podría tener consecuencias negativas para el mercado. Además de generar señales erradas debido a la dificultad de estandarizar el LCOE entre proyectos con realidades tan diversas, esta intervención estatal atentaría contra la certeza regulatoria, aumentando la incertidumbre y desincentivando futuras inversiones. Además, sienta un peligroso precedente que facilite la intervención del Estado en otros segmentos del mercado, comprometiendo la competitividad y la eficiencia del sector en su conjunto en el mediano y largo plazo.

En efecto, si se considera que el LCOE es una metodología correcta para fijar los “precios de generación PMGD” que debiesen recibir los inversionistas, de manera independiente a la evaluación y riesgos asumidos por éstos al tomar sus decisiones comerciales, el precedente podría trasladarse a otros instrumentos del mercado eléctrico. A modo de ejemplo, de aceptarse este criterio, ¿se podría ampliar a la evaluación de cada uno de los contratos de suministro regulado que existen en el mercado? ¿Cuál sería el efecto de calcular el LCOE de proveer energía al mercado regulado y ajustar los precios contractuales a este indicador?

Por cierto, la fijación de precios por parte del Estado, como lo demuestran múltiples ejemplos internacionales, ha resultado en crisis energéticas, infraestructura deteriorada y mercados menos competitivos. En lugar de avanzar hacia un modelo de fijación de precios para los PMGD, creemos que es más prudente evaluar de qué manera se pueden perfeccionar los mecanismos de cálculo y pago del precio estabilizado que determina la ley para estas tecnologías. La preservación de la estabilidad regulatoria y la confianza en el mercado son esenciales para asegurar que el sector eléctrico chileno pueda continuar abordando los desafíos futuros de manera eficiente y eficaz. Este enfoque no solo protegerá las inversiones existentes, sino que también fomentará la inversión continua en tecnologías limpias y resilientes, asegurando un futuro energético más seguro y sostenible para nuestro país.

NOTICIAS

CNE: Reporte mensual destaca 313 proyectos ERNC en construcción por 6.315 MW

La Comisión Nacional de Energía (CNE) publicó su reporte mensual ERNC correspondiente a julio de 2024, con información actualizada a junio. En el documento se exponen avances en materia de estados de los proyectos de Energías Renovables No Convencionales (ERNC), capacidad instalada con estas tecnologías, Ley de Generación Distribuida e iniciativas de inversión en evaluación ambiental, entre otros aspectos.

A partir del texto es posible apreciar cómo el desarrollo de proyectos ERNC sigue ganando terreno en la matriz energética nacional. En efecto, la capacidad instalada neta a partir de estas fuentes ascendió a 15.012 MW, es decir 45% respecto a dicho indicador a nivel país, con casi 99,7% conectado al Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

Asimismo, el **sexto mes del año finalizó con 313 proyectos ERNC declarados en construcción, sumando un total de 6.315 MW de potencia.** Su entrada en operación, de acuerdo con el informe de la CNE, se completaría para marzo de 2026.

Por otra parte, la inyección de centrales ERNC de SEN a la matriz durante junio fue de 2.467 GWh, lo cual corresponde a un 34,1% de la generación total.

Generación distribuida y evaluación

La generación distribuida, establecida mediante la ley 20.571, en un sistema que permite la autogeneración de energía derivada de las ERNC y cogeneración eficiente. Al respecto, la norma establece que aquellos usuarios que dispongan de un excedente energético puedan venderlo directamente a las distribuidoras eléctricas a un precio regulado, el cual dependerá de cada empresa interesada.

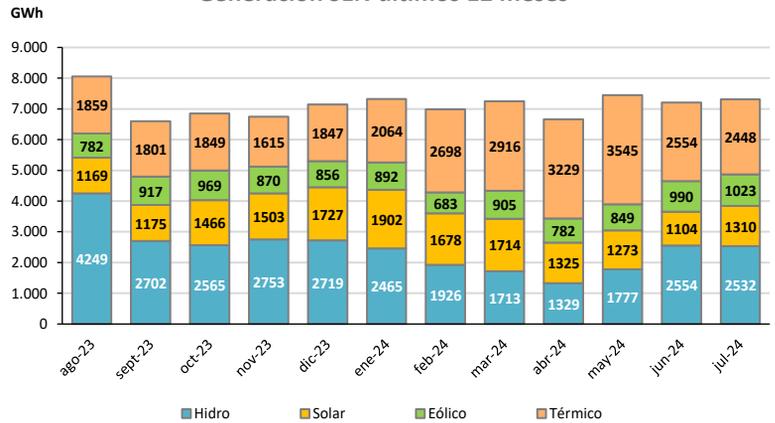
Según el reporte de la CNE, y basándose en el balance ERNC emitido por el Coordinador Eléctrico Nacional correspondiente a junio 2024, el cumplimiento de las leyes 20.257 y 20.698 consistió en 1.079 GWh de generación de energía de origen ERNC. No obstante, al sexto mes del año esta cifra sobrepasó la exigencia, ya que se produjeron 2.568 GWh, lo cual representa un 238% de cumplimiento.

De igual manera, el Servicio de Evaluación Ambiental (SEA) otorgó nueve resoluciones de calificación ambiental (RCA) favorables con respecto a proyectos ERNC. En su totalidad corresponden a proyectos solares, los cuales en su conjunto suman 639 MW y que equivalen a una inversión total de 793,5 MMUSD.

Fuente: Revista Electricidad (07/08/2024)

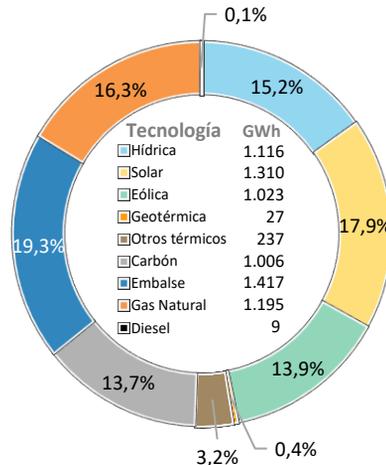
ESTADÍSTICAS JULIO 2024

Generación SEN últimos 12 meses



Fuente: Coordinador Eléctrico

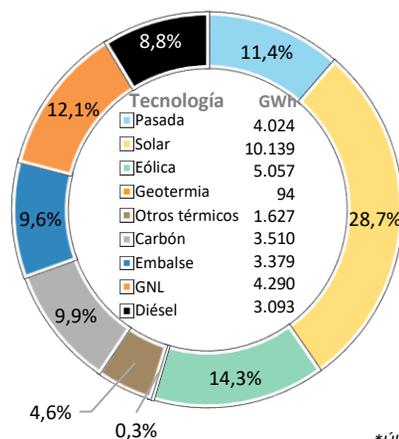
COMPOSICIÓN DESPACHO SEN JULIO 2024



Despacho de generación (GWh)	
Hidro	2.532
Térmico	2.211
Eólica	1.023
Solar	1.310
Geotérmica	27
Total	7.103

Fuente: Coordinador Eléctrico

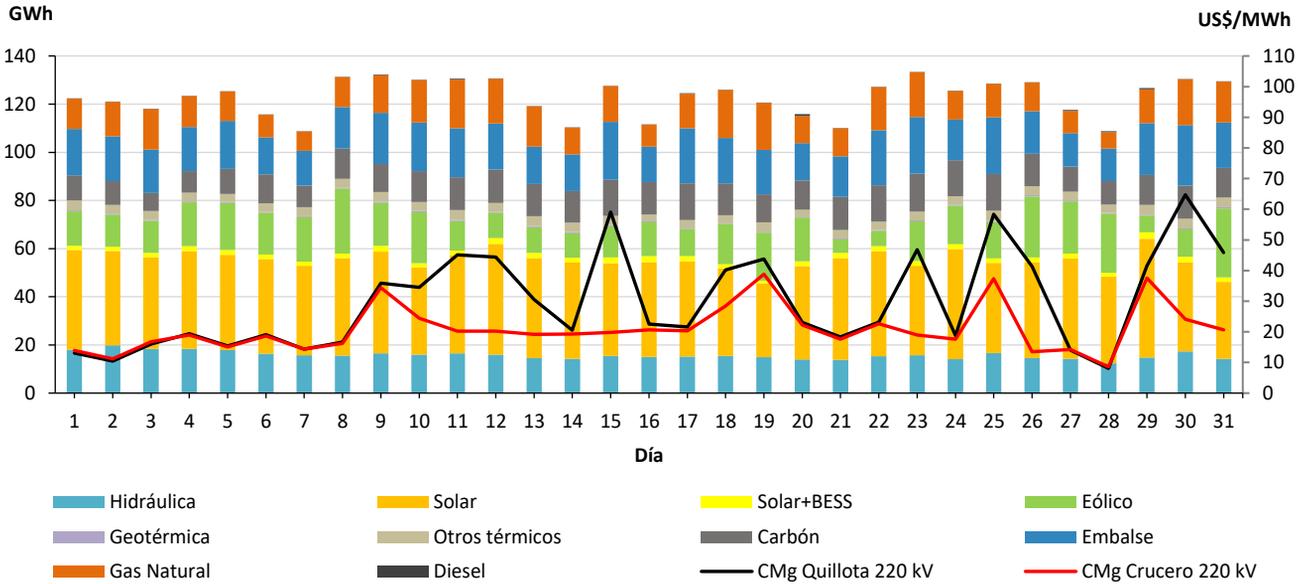
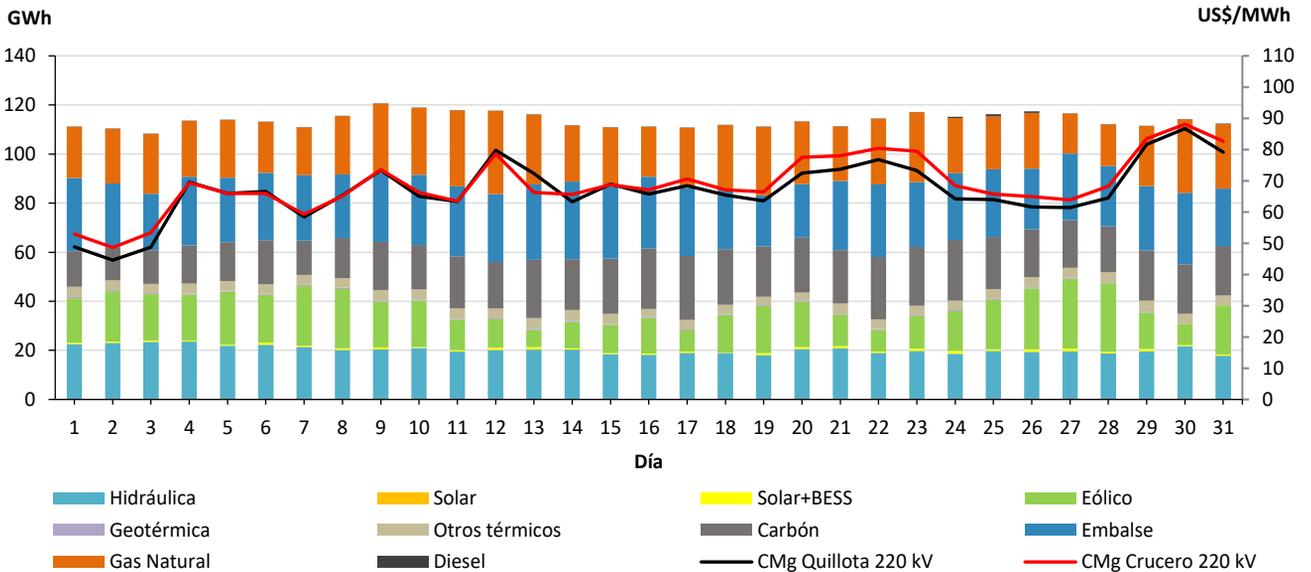
CAPACIDAD INSTALADA SEN JUNIO* 2024



Capacidad Instalada SEN (MW)	
Hidro	7.404
Térmico	12.508
Eólica	5.074
Solar	10.289
Geotérmica	95
Total	35.370

Fuente: Coordinador Eléctrico

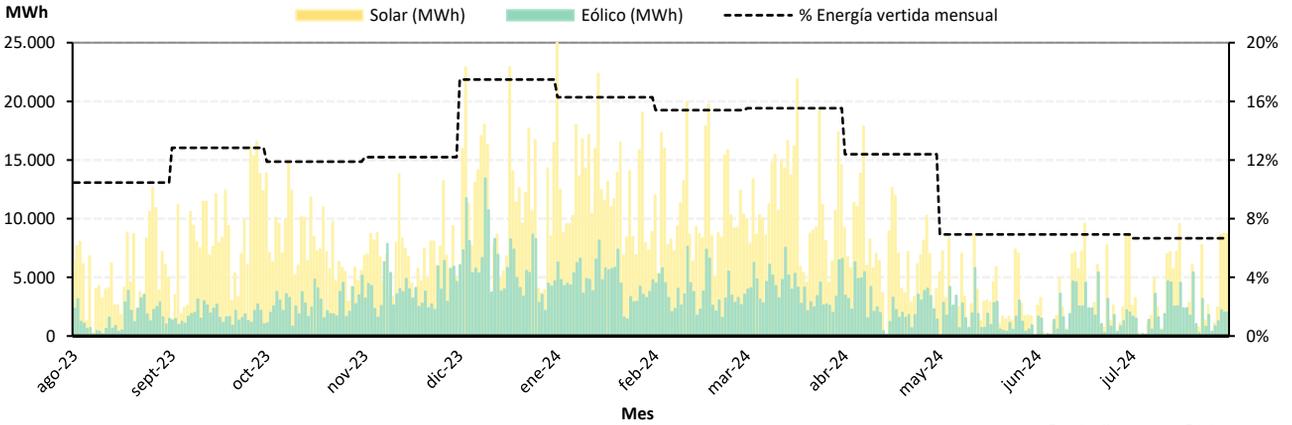
*Última actualización del CEN de junio 2024

Generación y costos marginales en Quillota 220 kV y Crucero 220 kV, julio 2024
Generación y Costos Marginales Día (08:00 - 19:59)

Generación y Costos Marginales Noche (20:00 - 07:59)


Los gráficos anteriores muestran la generación real diaria por tecnología y el promedio del costo marginal en las barras Quillota 220 kV y Crucero 220 kV. La separación entre horas diurnas y nocturnas se realiza por criterio de Valgesta, considerando el mes en cuestión y el aporte solar que se presenta diariamente.

Se incluyen las centrales híbridas (**Solar+BESS**) que están se encuentran en operación actualmente (*Andes II-B, Andes IV, Coya, Diego de Almagro Sur y Salvador*). Esto permite tener aporte solar en horas de noche.

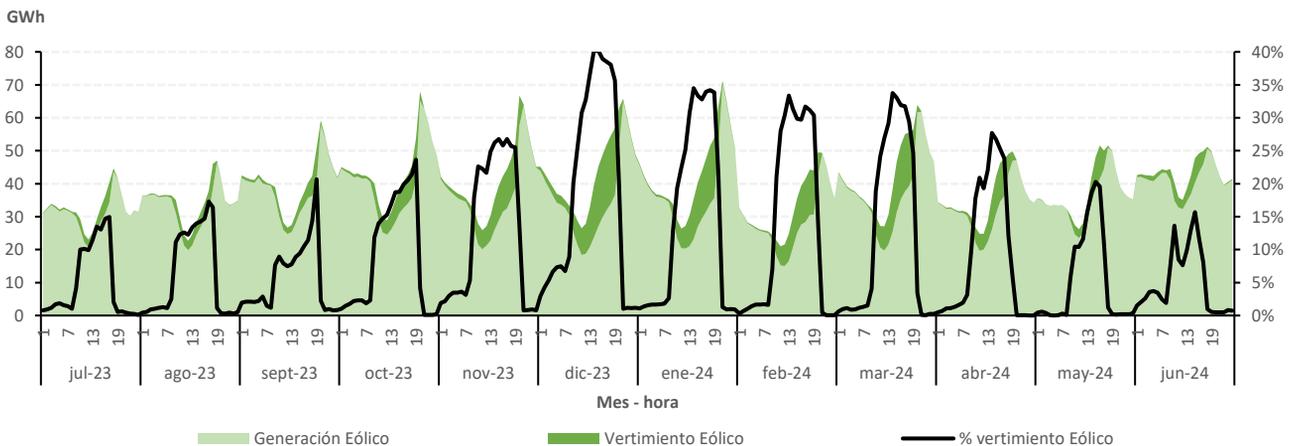
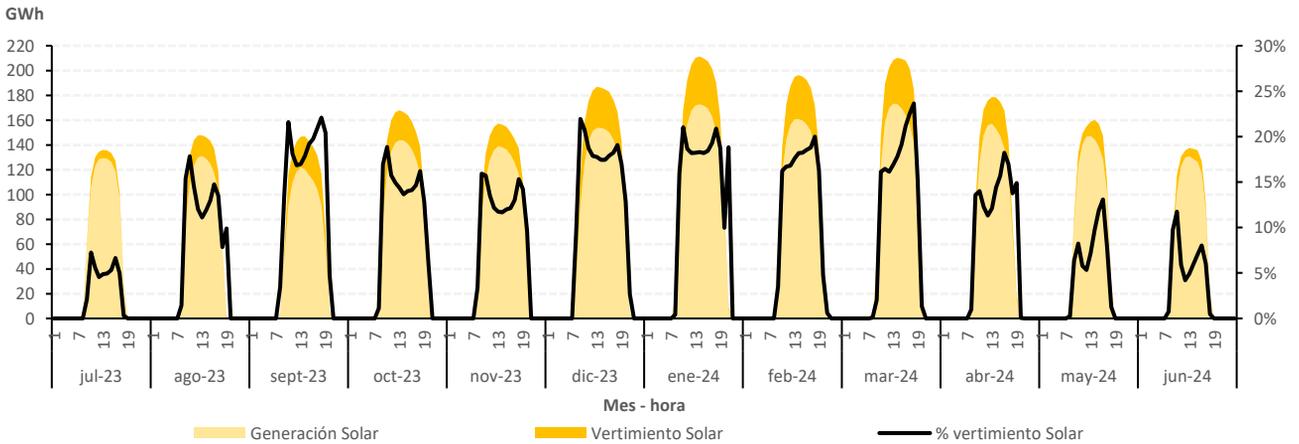
Reducción ERNC durante la Operación en Tiempo Real, agosto 2023 – julio 2024



Fuente: Coordinador Eléctrico

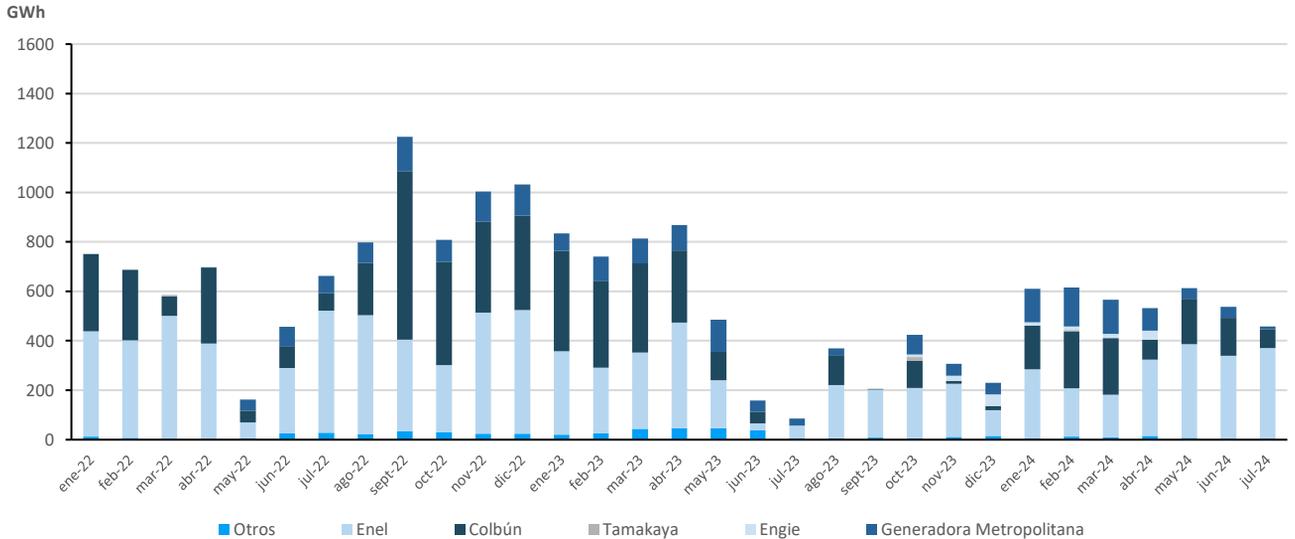
El gráfico anterior presenta la cantidad de energía diaria reducida de centrales eólicas y solares que se ha presentado desde agosto del año 2023 hasta julio* del año 2024, y el porcentaje mensual al que corresponden dichas reducciones con respecto a la generación solar y eólica. Estas son dispuestas por el Coordinador Eléctrico Nacional en respuesta a la presencia de congestiones en el sistema de transmisión.

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



Los dos últimos gráficos muestran la reducción de energía y la generación horaria de las centrales solares y eólicas en el período comprendido entre julio de 2023 y junio de 2024. Adicionalmente, se presenta el porcentaje de vertimiento de cada tecnología en relación con su generación.

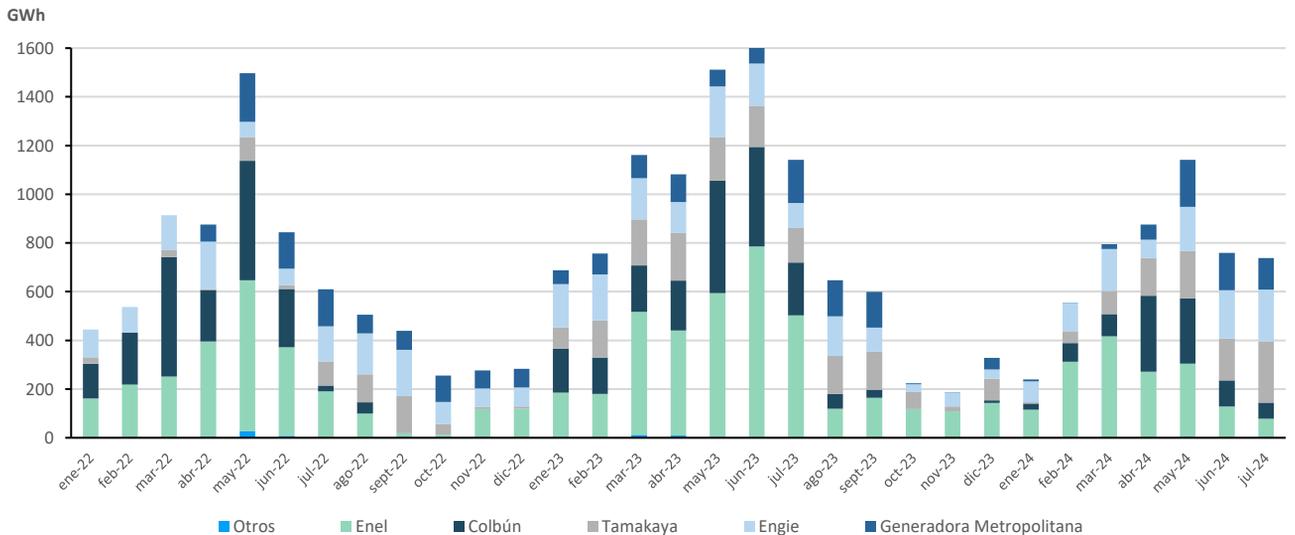
Generación histórica Gas Natural Argentino



En julio de 2024 se generaron **457,4 GWh** en base a Gas Natural Argentino, de los cuales un **80,3%** se atribuye a **Enel**, un 16,8% a Colbún, un 2,1% a Generadora Metropolitana, y el 0,8% restante es atribuible a otras empresas.

Fuente: Coordinador Eléctrico

Generación con GNL desde terminales Quintero y Mejillones



En julio de 2024, la generación de centrales en base a GNL asociadas a los terminales Quintero y Mejillones fue de **737,7 GWh**, lo que representó el **16,3% de la generación total del SEN**. De estas inyecciones, un **34,2%** es atribuible a la empresa **Takamaya**, un 28,8% a Engie, un 17,5% a Generadora Metropolitana, un 10,4% a Enel, un 8,9% a Colbún, y el 0,2% restante se atribuye a otras empresas.

Fuente: Coordinador Eléctrico

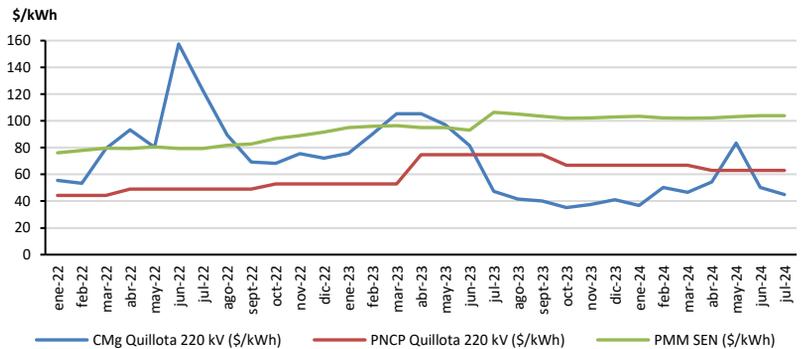
ESTADÍSTICAS DE PRECIOS DE ENERGÍA

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

Precio Nudo Quillota 220 kv	62,9
Precio Nudo Crucero 220 kv	73,9
PMM SEN	103,8

Fuente: CNE

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

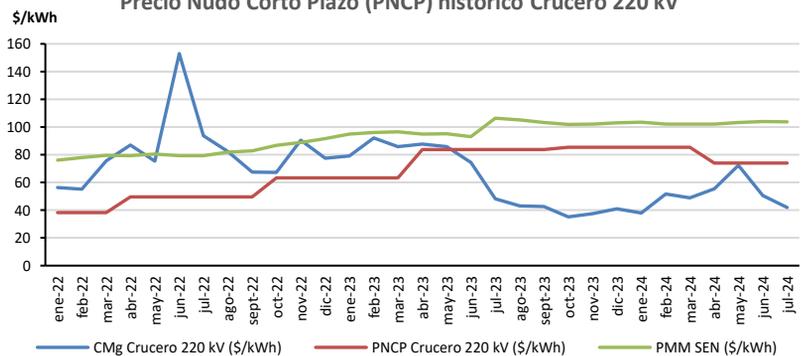


Costos marginales promedio julio 2024 (\$/kWh)

Crucero 220 kv	41,8
Cardones 220 kv	41,5
Pan de Azúcar 220 kv	41,5
Quillota 220 kv	45,0
Charrúa 220 kv	39,4
Puerto Montt 220 kv	38,8

Fuente: Coordinador Eléctrico

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



Fuente: CNE / Coordinador Eléctrico

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

NOTICIAS

Pérdidas de energía renovable durante el primer semestre ya alcanzan el 94% de total visto en 2023

A medida que en la matriz energética nacional aumenta la participación de las energías renovables no convencionales (ERNC), también lo hacen las pérdidas de las fuentes eólicas y solares. El fenómeno, conocido también como **vertimientos o reducciones de energía**, siguió experimentando un crecimiento durante el primer semestre. Aunque a un menor ritmo de lo visto en los tres primeros meses del 2024.

Según cifras del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), el registro de las reducciones de las centrales de energía renovable variable ERV -eólica y solar-, refleja que entre enero y junio se perdió un total de 2.230,10 GWh. La cifra marca un aumento de 165% en relación con lo visto en el mismo período del 2023 cuando los vertimientos alcanzaron los 841,95 GWh. El monto semestral representa un 16% del total de la energía inyectada por plantas solares y eólicas durante el período, que alcanzó los 14.310 GWh, y el 94% del total de los recortes vistos en 2023, que llegaron a 2.375,85 GWh.

Sin embargo, el registro del primer semestre refleja moderación respecto al semestre inmediatamente anterior. Entre julio y diciembre de 2023, las reducciones acumularon 1.533,90 GWh. Así, en la comparación semestral se observó un aumento del 45%. Menor al salto de 82% registrado entre los últimos seis meses del año pasado, frente a los primero seis de mismo período.

Uno de los aspectos que permiten explicar esta menor cantidad de energía perdida frente al semestre previo es el aumento en la capacidad instalada de sistemas de almacenamiento, conocidos como BESS (Battery Energy Storage System, por su sigla en inglés). De acuerdo con cifras de la Asociación Chilena de Energías Renovables y Almacenamiento (Acera), al primer semestre se contabilizan 664 MW en capacidad de almacenamiento entre las distintas unidades de generación solar y eólica instaladas en el país que cuentan con dicha tecnología. A ello se suman otros 54 MW en potencia de sistemas BESS con almacenamiento stand-alone, es decir, sistemas puros de almacenamiento de energía.

Fuente: La Tercera (12/08/2024)

Balance ERNC Junio 2024

Total retiros afectos a obligación (GWh)	6.538
Obligación ERNC (GWh)	1.079
% Obligación ERNC respecto a retiros afectos a obligación	16,5%
Inyección ERNC (GWh)	2.516
% Inyecciones ERNC respecto a retiros afectos a obligación	38,5%

Fuente: Coordinador Eléctrico

NOTICIAS

ENGIE energiza el primer aerogenerador del Parque Eólico Lomas de Taltal

ENGIE Chile dio un nuevo paso en la construcción del proyecto Parque Eólico Lomas de Taltal al energizar el primer aerogenerador de la subestación.

Una vez que entre en operación esta iniciativa, ubicada en la región de Antofagasta, aportará 342 MW al Sistema Eléctrico Nacional, convirtiéndola en la planta con mayor capacidad de generación de energía renovable de la compañía en Chile.

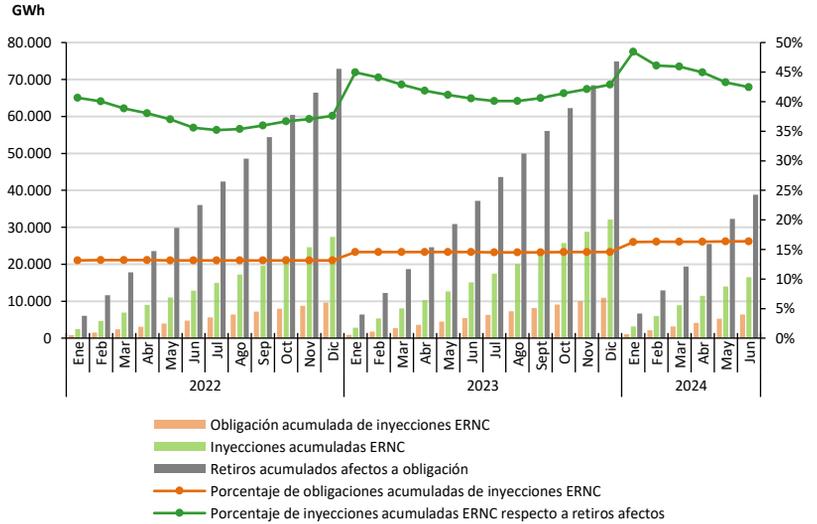
Respecto al comienzo de esta importante etapa, Juan Villavicencio, Managing Director GBU Renewables de ENGIE Chile, destacó que: "Este es un resultado muy importante tanto para el equipo que ha trabajado en la construcción del parque, así como también en nuestro plan de transformación".

Además, el ejecutivo agregó que el Parque Eólico Lomas de Taltal ya cuenta con más de un 80% de avance y ya se encuentran instalados 24 de los 57 aerogeneradores fabricados.

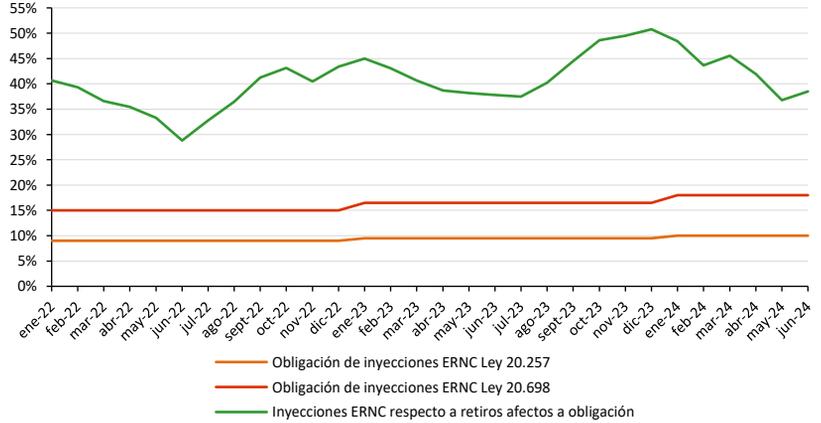
Fuente: Revista Electro Industria (07/08/2024)

BALANCE ERNC JUNIO 2024

Obligación acumulada de inyecciones ERNC, inyecciones acumuladas de ERNC y retiros acumulados afectos a obligación desde enero 2022 hasta junio 2024



Porcentaje de inyecciones ERNC respecto de retiros afectos a obligación



Fuente: Coordinador Eléctrico

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 junio 2024, corresponden a **38.775 GWh**.

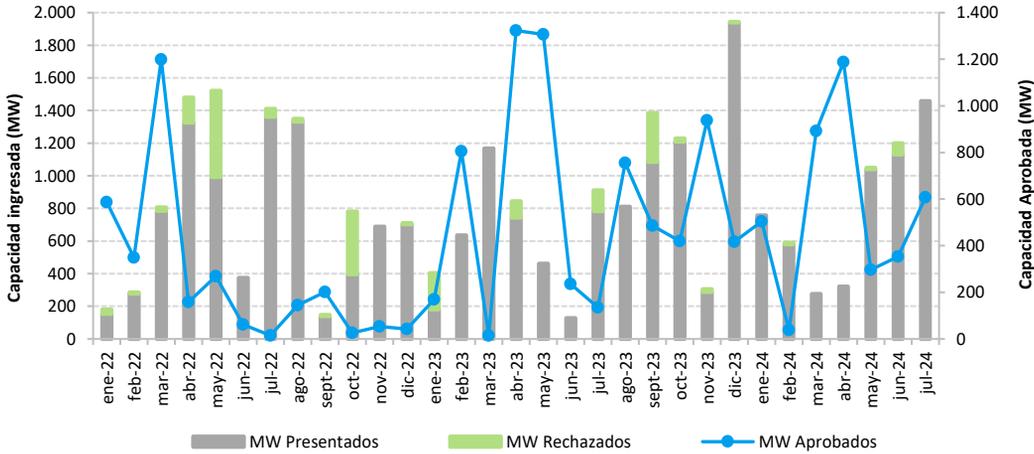
La obligación acumulada de inyecciones ERNC en el mes de junio 2024 correspondió a **6.351 GWh**, lo que corresponde a un **16,4%** respecto de los retiros afectos en el mismo periodo.

Por otra parte, las inyecciones acumuladas de ERNC junio 2024, fueron de **16.462 GWh**, lo que corresponde a un **42,5%** 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, rechazados y aprobados en el SEIA hasta julio 2024



Estado de Proyectos

A partir de los datos estadísticos registrados en la plataforma electrónica del SEIA (e-SEIA), en julio de 2024 ingresaron un total de **2.065 MW** de potencia. Se registraron **607 MW** aprobados.

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos del SEIA

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

Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Parque Fotovoltaico Llanos del Sol	Llanos del Sol SpA	9	Solar + BESS	12-07-2024
Parque Fotovoltaico Altos del Sol	San Carlos SpA	304	Eólico	22-07-2024
Parque Fotovoltaico Los Tambores	Energía Renovable Rubi SpA	763	Solar + BESS	25-07-2024
Proyecto Solar Fotovoltaico Guanay	PSF Guanay SpA	382	Solar + BESS	25-07-2024

Principales proyectos aprobados por el SEIA en julio 2024

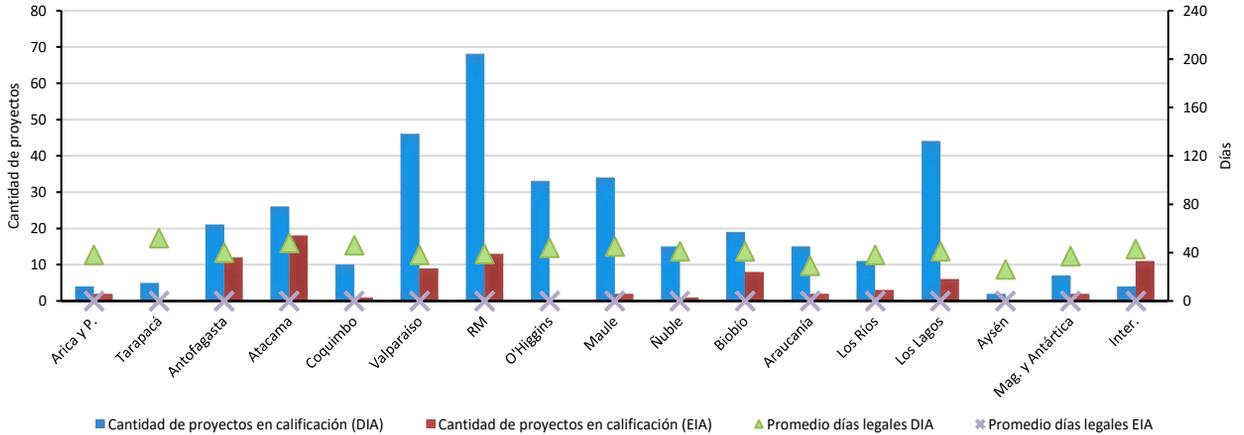
Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Parque Fotovoltaico Syrah Solar	CVE Proyecto CINCUENTA Y SIETE SpA	4,0	Solar + BESS	23-10-2023
Central de Respaldo Alto Power	CENTRAL EL ATAJO SPA	6,5	Diésel	20-10-2023
Parque Fotovoltaico Planchón	GR Rapanui SpA	75	Solar + BESS	24-08-2023
Parque Fotovoltaico Yaquil	Metis SPA	9	Solar + BESS	24-07-2023
Parque Solar Parral	PARRAL SOLAR SPA	201	Solar + BESS	20-07-2023
Parque Solar Fotovoltaico Chimango	Parque Solar Fotovoltaico Chimango SpA	187,5	Solar	19-05-2023
Parque Fotovoltaico Chirigues	PSF Chirigues SpA	100	Solar	21-04-2023
Parque Fotovoltaico Pequén	PFV PEQUEN SPA	9	Solar + BESS	20-04-2023
Parque Fotovoltaico Zorzalito	AMALTEA SpA	9	Solar + BESS	21-02-2023
Planta Solar El Milagro	PLANTA SOLAR EL MILAGRO SPA	6	Solar	20-02-2023

Fuente: SEIA (e-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 2023 hasta junio de 2024. (*última actualización del SEIA a junio 2024)



Fuente: Reporte Estadístico mensual de Proyectos en el SEIA

NOTICIAS

Oasis de Atacama: La apuesta de Grenergy por construir el mayor proyecto de almacenamiento del mundo en el norte del país

Dos importantes avances se registraron durante los últimos días, en el marco del proyecto de Oasis de Atacama, de la empresa española Grenergy, que se emplazará en el norte del país.

Por un lado, Grenergy alcanzó el cierre financiero de las dos primeras fases de Oasis de Atacama por **US\$ 345 millones** junto con otras líneas de crédito complementarias con las entidades financieras BNP Paribas, Natix Corporate & Investment Banking, Societe Generale, The Bank of Nova Scotia y STHBC.

Además, y de acuerdo al Listado de Proyectos en Construcción de la Comisión Nacional de Energía (CNE), el Parque Fotovoltaico Víctor Jara -correspondiente a **fase 3 del proyecto Oasis de Atacama**- fue declarado en construcción a fines de junio. Se espera que esta iniciativa pueda conectarse al sistema eléctrico en octubre de 2025.

Cabe destacar que Oasis de Atacama, que cuenta con una **capacidad de 4,1 GWh y cerca de 1 GW solar**, considera los parques fotovoltaicos **Quillagua 1 y 2** (el primero opera desde 2020), además de las unidades **Víctor Jara, Gabriela y Algarrobal**.

Actualmente en construcción, está previsto que la conexión de Quillagua (fase 1) se produzca a finales de este año, mientras que las siguientes tres fases lo harán durante 2025. Una vez en operación, más de 145.000 hogares recibirán energía limpia procedente de la instalación, que también evitará la emisión de cerca de 147.000 toneladas de CO2 a la atmósfera.

Las diferentes etapas del proyecto, que se pondrán en funcionamiento en los próximos 36 meses, almacenarán energía limpia de origen solar, ya que todos los sistemas de baterías irán asociados a plantas fotovoltaicas.

De cumplirse todo el cronograma, Oasis de Atacama podría entrar en operaciones en 2026, bajo una inversión estimada general de US\$1.400 millones.

Fuente: Portal Minero (18/07/2024)



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 **19.821 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 **766 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.

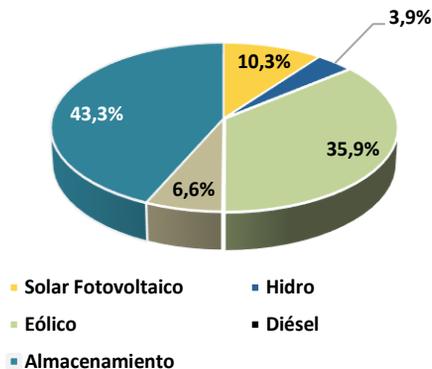
Para el año 2034, se estima una capacidad adicional de **2.035 MW** en instalaciones solares y **1.303 MW** en sistemas de energía solar con almacenamiento.

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**.

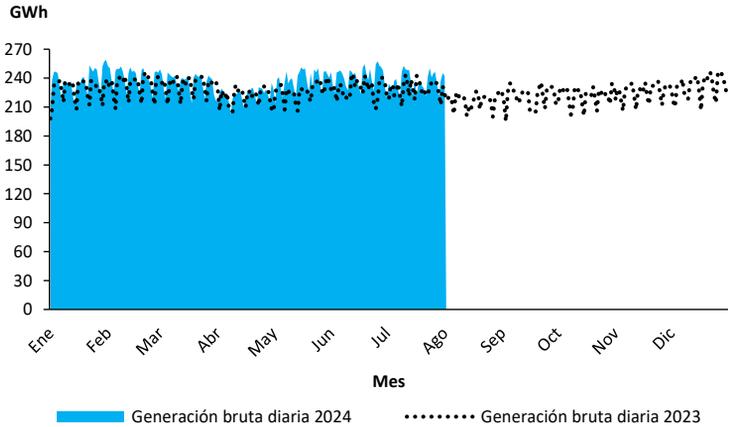
Fuente: ITD Segundo Semestre 2024, CNE

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



Fuente: ITD Segundo Semestre 2024, CNE

Evolución de la generación bruta diaria del SEN (GWh) desde enero 2023 hasta julio 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

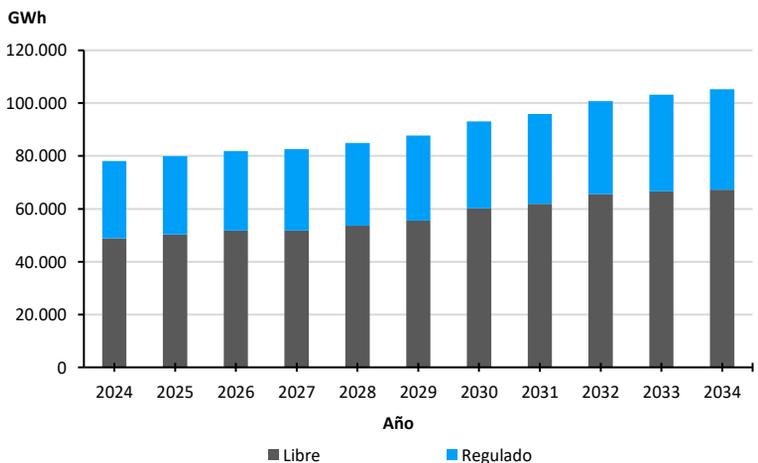
Capacidad Junio* 2024 y recomendada a instalar al año 2034 (MW)

	Jun. 2024	Rec. 2034
Eólica	5.074	7.120
Geotermia	95	0
Hidro	7.404	766
Solar	10.289	2.035
Térmico	12.508	11
Solar FV + BESS	0	1.303
Almacenamiento	0	8.585
Total	35.370	19.821

Fuente: ITD Segundo Semestre 2024, CNE

*Última actualización del CEN de Junio 2024

Demanda proyectada del SEN (GWh)



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
Tamango (Solar)	40	Ago-24	Don Humberto (Solar)	81	Oct-24
Punta de Talca (Eólica)	80	Sep-24	Tamarico (Solar)	165	Dic-24



NOTICIAS

89 MW se suman en Coquimbo: Inauguran proyecto fotovoltaico

El embajador de Grecia en Chile, Nikolaos Piperigkos, junto a autoridades regionales y comunales, inauguró el parque fotovoltaico Doña Antonia, proyecto perteneciente a la empresa griega Metlen, que aportará 89 MW al Sistema Eléctrico Nacional (SEN). La central cuenta con 151.920 paneles solares, que le permiten generar energía eléctrica capaz de abastecer el consumo anual de unos 77 mil hogares.

Con la incorporación del parque Doña Antonia, la región de Coquimbo suma un total de 61 proyectos fotovoltaicos, alcanzando una **capacidad instalada de 602 MW**.

Metlen realizó una inversión de 65 millones de dólares en este proyecto, destacando el interés de capitales extranjeros en la región. El delegado presidencial regional de Coquimbo, Galo Luna, afirmó que “esta es una inversión del principal grupo económico griego, que nos pone muy contentos que decidan invertir en la región, sobre todo en proyectos de esta naturaleza, que generan energía renovable”.

Por su parte, el seremi de Energía de Coquimbo, Eduardo Lara, subrayó que el parque Doña Antonia es el segundo más grande de la región, sumándose a las 60 plantas solares ya existentes. “Este proyecto no solo es crucial para la producción de energía, sino que también representa un avance en la sostenibilidad ambiental y el desarrollo económico local”, destacó.

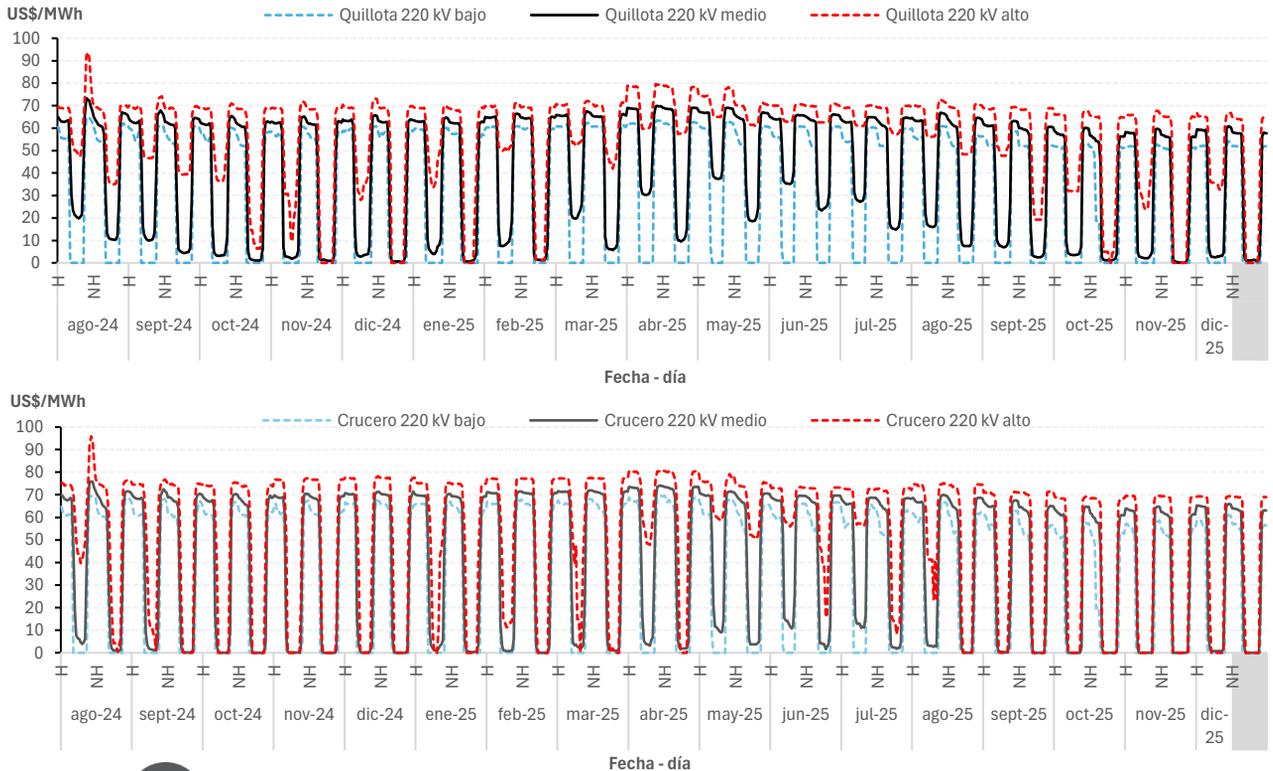
Finalmente, Juan Pablo Toledo, country manager de Metlen, destacó que este es el segundo proyecto renovable en Chile. “Las excepcionales condiciones de radiación en la región y el apoyo de las comunidades nos han permitido avanzar en la inversión extranjera y en el desarrollo local», comentó.

Fuente: Revista Electricidad (12/08/2024)

PROYECCIÓN DEL SISTEMA SEN

Proyecciones de costos marginales Valgesta Nueva Energía

En la siguiente gráfica se muestra una proyección de costos marginales promedio mensual para las barras Quillota 220 kV y Crucero 220 kV, respectivamente.



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

En función de representar la variabilidad de aporte hídrico y generación de Energías Renovables Variables (ERV), se presentan 3 condiciones. La **condición alta** corresponde a una ocurrencia de aporte hídrico bajo y bajo aporte ERV, la **condición media** a un aporte hídrico medio y medio aporte ERV, mientras que la **condición baja** a un aporte hidrológico alto y alto aporte ERV.

Es posible evidenciar que, considerando todas las posibles condiciones (tanto en días hábiles como en días no hábiles), para los próximos meses del presente año se proyectan precios entre **31 y 57 US\$/MWh** para Quillota 220 kV y entre **33 y 51 US\$/MWh** para Crucero 220 kV.

El costo marginal en condición media proyectado para los próximos dos años en la barra Crucero 220 kV es **40,2 US\$/MWh** y en la barra Quillota 220 kV es **40,6 US\$/MWh**. Esta diferencia se debe a congestiones en el sistema de transmisión ocasionadas por la estacionalidad del recurso solar y exceso de oferta en ciertos periodos.

Los precios proyectados están condicionados al aporte hídrico y generación ERV. Es decir, 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, por lo que no constituye asesoría en estas materias.



VALGESTA
NUEVA ENERGÍA



VALGESTA.COM

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