

25 AÑOS



VALGESTA
NUEVA ENERGÍA

BOLETÍN INFORMATIVO

AÑO 15 | Nº8 | AGOSTO 2025

VALGESTA.COM

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

Licitación Excepcional de Corto Plazo: ¿Qué pasó con los contratos “caídos” y qué podemos esperar?

El 30 de agosto de 2021 se llevó a cabo la apertura de ofertas económicas del proceso de licitación 2021/01, para el suministro eléctrico de clientes regulados, al que concurrieron 29 empresas generadoras. El proceso consideraba el suministro de 2.310 GWh/año de energía para cubrir parte de las necesidades de suministro de largo plazo de los clientes regulados del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) a partir de 2026.

Tal como se analizó oportunamente por Valgesta Nueva Energía en la minuta técnica “Licitación de Suministro Clientes Regulados 2021/01” de 2021 (documento disponible en este [enlace](#)), la mayor parte de las ofertas se concentró en el rango de 25 a 35 USD/MWh. Finalmente, el Precio Promedio Ponderado de las ofertas adjudicadas alcanzó un mínimo histórico de 23,97 USD/MWh (precio base), con algunas propuestas incluso por debajo de 15 USD/MWh.

El análisis de Valgesta concluía que este resultado representaba una apuesta riesgosa, sustentada en supuestos optimistas: bajos costos de desarrollo, altos niveles esperados de inyecciones por vertimientos reducidos, operación eficiente y ausencia de congestión en transmisión. Se advertía además que tales condiciones difícilmente se materializarían antes de 2030.

La anticipada “maldición del ganador” terminó por confirmarse recientemente. La Comisión Nacional de Energía (CNE) ha informado que algunos de los suministradores adjudicados se encuentran en incumplimiento contractual (Canadian y Racó Energía), mientras que otros han solicitado el término anticipado de sus contratos invocando fuerza mayor (Sonnedix PPA Holding y OPDE Chile). En total, se trata de una energía anual de 2.037 GWh, a los que se suma el término anticipado del contrato de Parque Eólico San Andrés (273 GWh/año) hacia finales de 2024.

La situación no es aislada. A estos casos deben añadirse los términos anticipados registrados en la licitación 2015/01 (Huemul Energía, María Elena y Copihue Energía), por un total de 940 GWh/año, y en la licitación 2017/01 (Cox Energía y Verano Tres), por 680 GWh/año. En conjunto, estos hechos han generado una presión significativa sobre el abastecimiento futuro de los clientes regulados y también sobre el mercado. En efecto, según estimaciones de la CNE en su Informe Preliminar de Licitaciones 2025, el factor de despacho de los contratos podría llegar a un 93,0% en 2025, frente al 75,3% observado en 2024.

Adicionalmente, en el mismo informe se prevén déficits que justificarían una licitación excepcional de corto plazo para abastecer el año 2026, así como nuevas licitaciones de corto plazo para el abastecimiento del periodo 2027-2030. La primera de estas licitaciones buscaría contratar 1.200 GWh, mientras que la segunda se incorporará dentro de la licitación 2025/01, que ajustará sus requerimientos originales de 1.680 GWh/año conforme a lo establecido en las Bases, con fecha límite al 1 de septiembre de 2025.

En este contexto, resulta crítico dimensionar el impacto asociado a la caída de estos contratos. ¿Qué pasará con las ofertas que se reciban en el nuevo proceso?

Licitación Excepcional de Corto Plazo: ¿Qué pasó con los contratos “caídos” y qué podemos esperar?

Un aspecto particularmente relevante será el impacto de estas licitaciones sobre las tarifas y el nivel de precios de adjudicación. La licitación excepcional se rige por lo dispuesto en el artículo 135 quinquies de la LGSE y el artículo 67 del Reglamento de Licitaciones, aplicándose el denominado Mecanismo de Ajuste de Precios. Dicho mecanismo, ejecutado por el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), compara la componente de energía del Precio Medio de Mercado (PMM) vigente a la fecha de la licitación (asumiendo vigencia del ITD PNCP 2025-2) con el costo marginal horario en el Punto de Oferta respectivo. Las diferencias se incorporan a través de reliquidaciones en la fijación de Precio Nudo Promedio.

En la práctica, este mecanismo introduce un riesgo adicional para los generadores adjudicados asociado al ingreso efectivo que recibirán. Según nuestras estimaciones, el precio adjudicado en esta licitación estaría siendo aplicado en su totalidad sólo entre un 47 y 78% de las horas para los Puntos de Oferta de la zona norte-centro-sur, (Atacama 220 kV, Alto Jahuel 220 kV y Charrúa 220 kV) mientras que para aquel Punto de Oferta de la zona austral (Melipulli 220 kV), tan solo se aplicaría íntegramente entre un 0 y 58%, dependiendo de las condiciones hidrológicas. Además, en una proporción significativa de horas (entre 18 y 44% para los nodos de la zona norte-centro-sur), los suministradores podrían recibir únicamente el piso mínimo definido en la función por partes (30% de la componente de energía del PMM). Por el contrario, para el nodo de la zona austral, entre un 15 y 93% de las horas los suministradores podrían recibir el valor máximo (170% de la componente de energía del PMM).

De esta manera, considerando los costos de retiro proyectados, las condiciones hidrológicas y el riesgo descrito, se prevé que el Precio Promedio Ponderado de las ofertas adjudicadas en la licitación excepcional podrían ubicarse en un rango entre un 16% y 40% al alza respecto del precio adjudicado en la última licitación, esto considerando que se adjudique la totalidad de la energía requerida.

En términos de tarifa, la caída de los contratos de la licitación 2021/01 y los resultados posibles de la consecuente licitación excepcional, implicarían un incremento potencial en el Precio Nudo Promedio para las principales distribuidoras del país (Enel, Chilquinta y CGE) de entre un 0,4 y 7,0%, lo que a su vez se traduciría en un alza para un cliente tipo BT1 en el rango de 0,2 a 3,3%. Esto en comparación al caso en que no se hubiesen “caído” los cuatro contratos de la licitación 2021/01, recientemente informados por la CNE.

En conclusión, en caso de materializarse, la licitación excepcional de corto plazo marcará un hito en el mercado eléctrico chileno importante. Su resultado tendrá un efecto directo sobre las tarifas reguladas y podría abrir la puerta a un escenario complejo: que el consumo regulado exceda el suministro contratado en el caso de que no se logre adjudicar toda la energía licitada. En tal caso, se activarían los incisos quinto y sexto del artículo 135 quinquies de la LGSE, exponiendo a los clientes regulados a condiciones de mercado volátiles, específicamente a los costos marginales.

NOTICIAS

Capacidad instalada de proyectos ERNC aprobados se duplicó de 32.000 a 65.000 MW entre 2020 y 2025

La capacidad instalada de los proyectos ERNC que han sido aprobados ambientalmente se duplicó, de 32.881 MW a 65.095 MW, entre julio de 2020 y 2025, según muestran los datos de la Comisión Nacional de Energía (CNE).

El mayor crecimiento lo registran los proyectos solares fotovoltaicos con luz verde ambiental, los que han pasado de 18.128 MW a 44.281 MW, en el mismo periodo, mientras que las iniciativas eólicas lo han hecho de 10.620 MW a 17.322 MW.

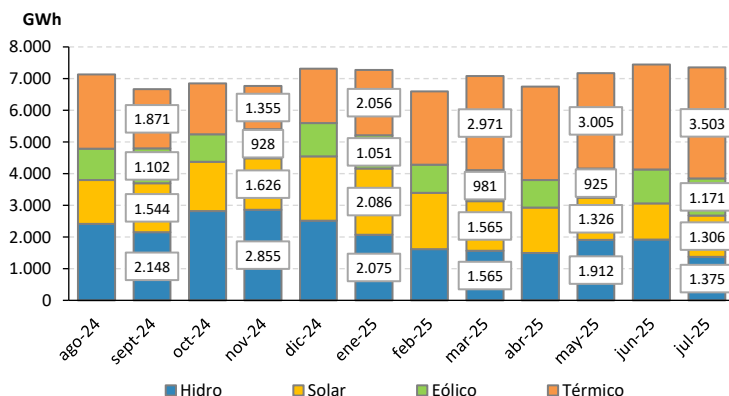
Ambas tecnologías son las únicas que muestran una tendencia al alza durante el último quinquenio, en comparación al estancamiento y disminución que han experimentado otras tecnologías ERNC, como los proyectos de biomasa, que bajaron de 1.077 MW aprobados, en 2020, a 0 MW, en 2025, así como las centrales “mini hidro”, que se han pasado de 779 MW a 715 MW, y la geotermia, que se ha mantenido en 155 MW durante todo este periodo.

Si se compara la evolución de los proyectos ERNC aprobados hace un año atrás, se consigna un aumento de casi 5.000 MW, pasando de 60.325 MW a 65.095 MW, donde las iniciativas solares crecen en más de 4.000 MW, en tanto que los eólicos o hacen en más de 1.000 MW.

Fuente: Electrominería (05/08/2025)

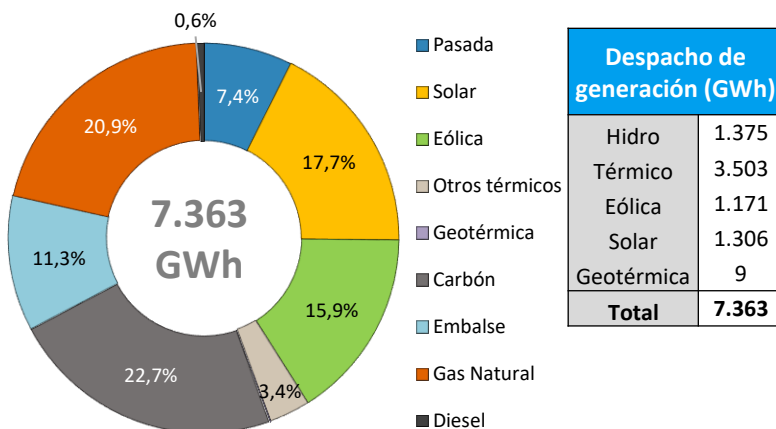
ESTADÍSTICAS JULIO 2025

Generación SEN últimos 12 meses



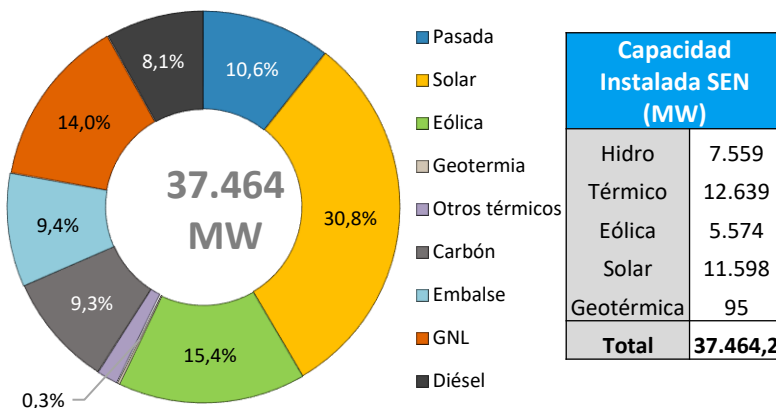
Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional

COMPOSICIÓN DESPACHO SEN JULIO 2025



Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional

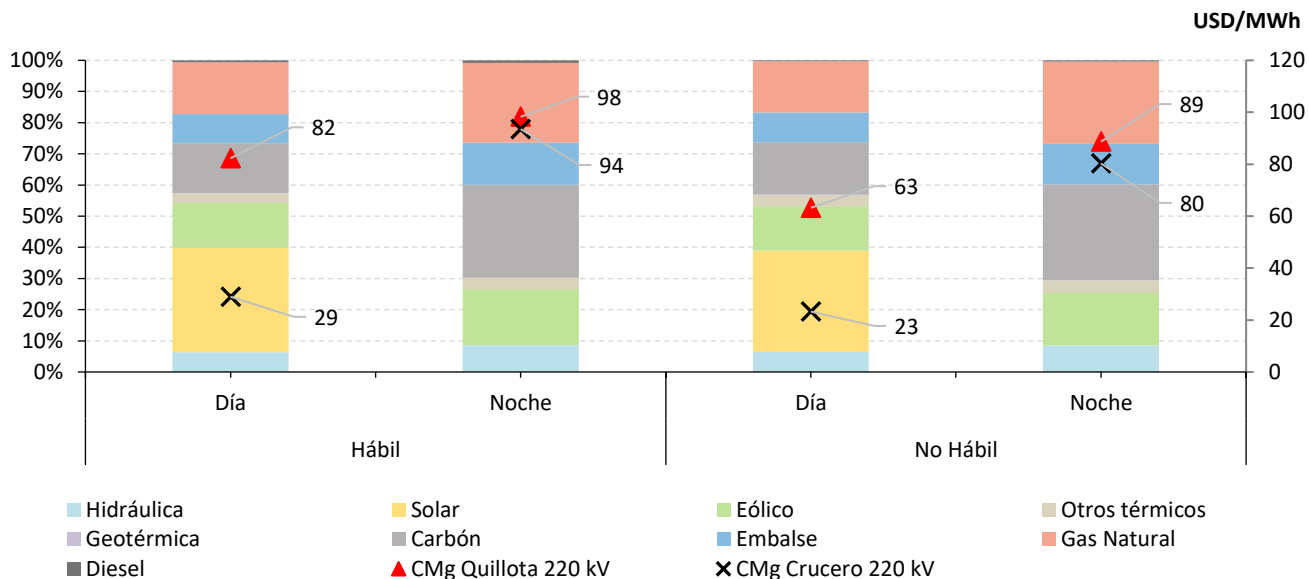
CAPACIDAD INSTALADA SEN JUNIO¹ 2025



Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional

¹Última actualización del CEN al mes de Junio 2025

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

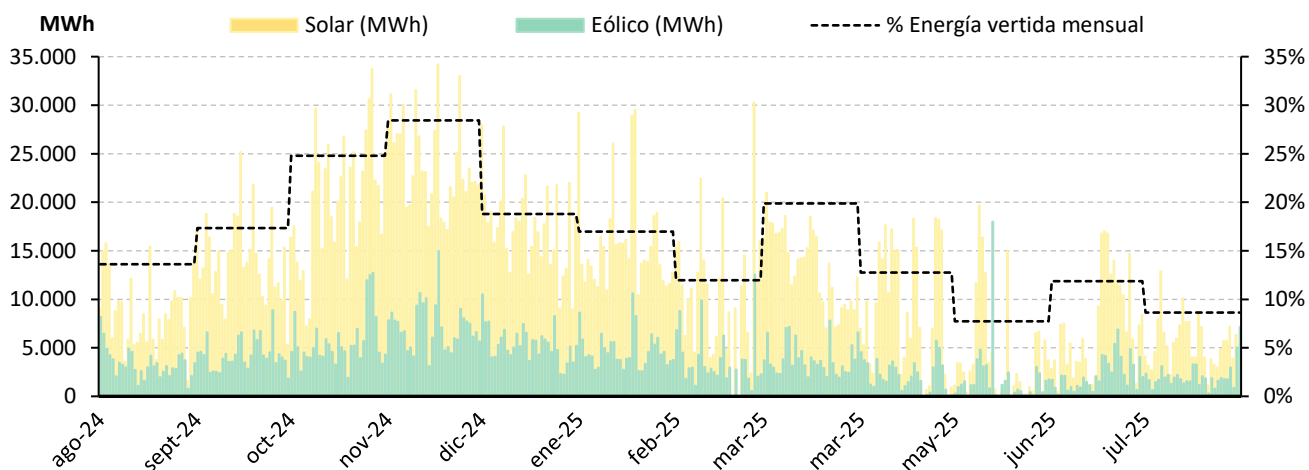


El gráfico anterior muestra el promedio de la participación de generación por tecnología para día hábil y no hábil (los días considerados no hábiles incluyen sábados, domingos y festivos), haciendo la separación entre horas de día y noche (horas de día desde las 8:00 hasta las 18:59 hrs.). Adicionalmente, 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, Ago. 2024 – Jul. 2025

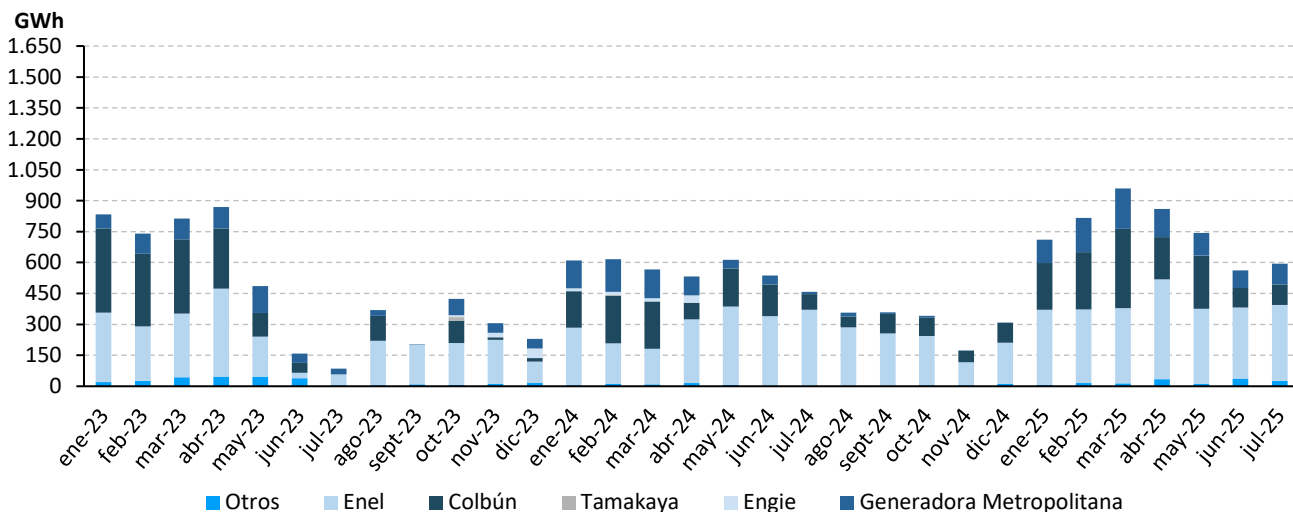


Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional

El gráfico anterior presenta la cantidad de energía diaria reducida de centrales eólicas y solares que se ha presentado desde agosto 2024 hasta julio² 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.

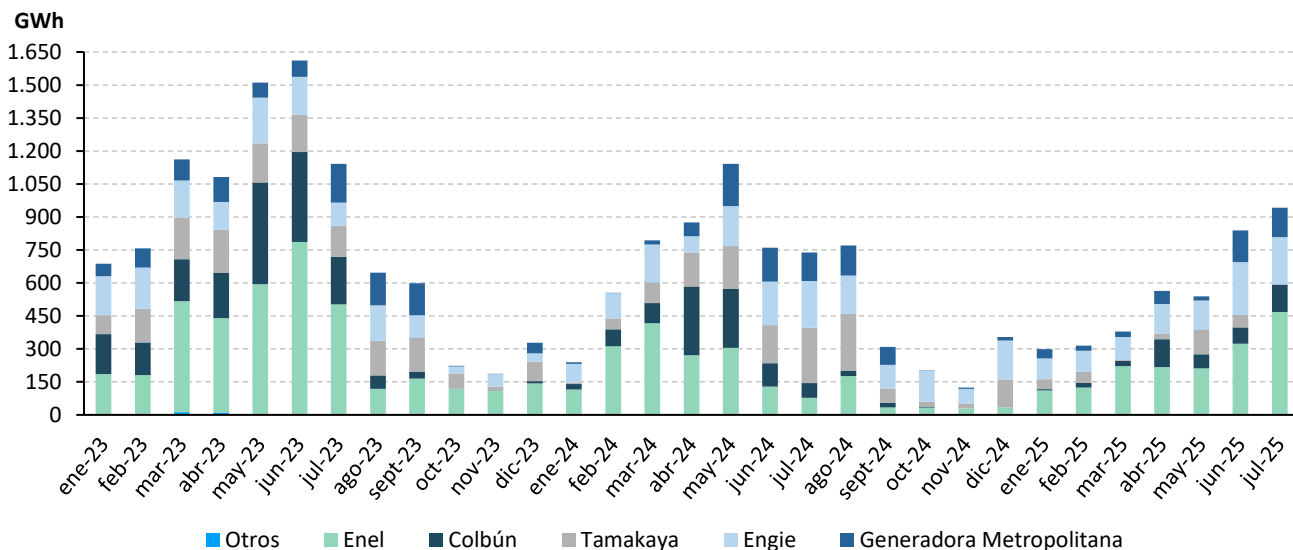
² La reducción ERNC durante la Operación en Tiempo Real (OTR) del último mes corresponde a la exhibida en los **Informes Diarios de Novedades al Centro de Despacho de Carga (CDC)** del Coordinador Eléctrico Nacional.

Generación histórica Gas Natural Argentino



Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional

Generación con GNL desde terminales Quintero y Mejillones



Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional

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

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

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

PMM SEN	105,1
Precio Dólar	951,5

Fuente: CNE y Banco Central

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

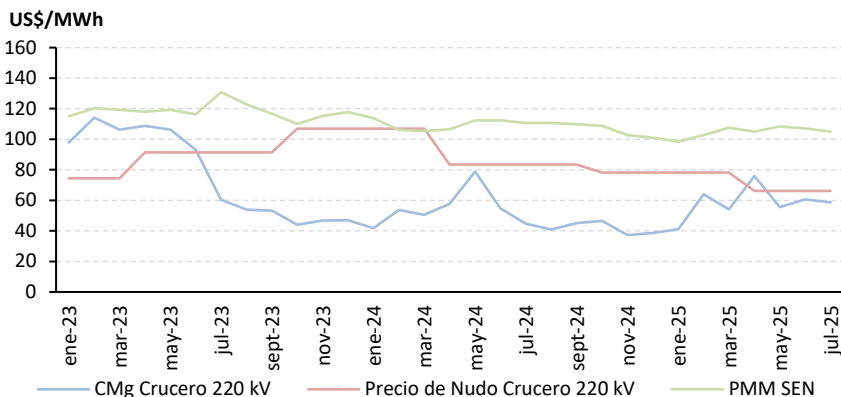
Crucero 220 kV	58,8
Cardones 220 kV	60,1
Pan de Azúcar 220 kV	61,8
Quillota 220 kV	86,6
Charrúa 220 kV	87,7
Puerto Montt 220 kV	103,8

Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional

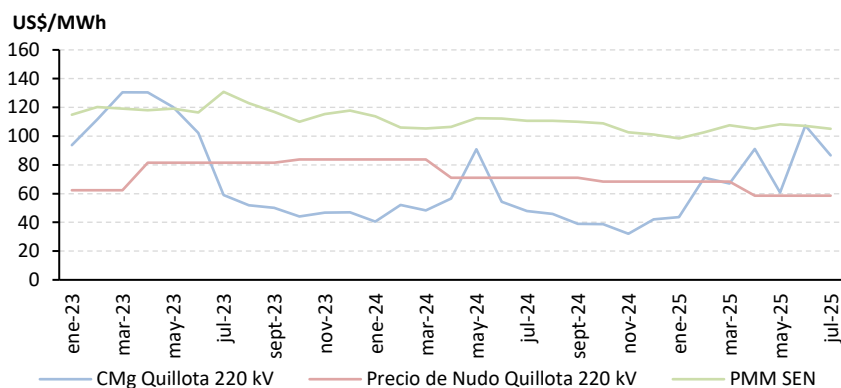
* En los gráficos a la derecha, los Precios Medio de Mercado corresponden al PMM del SEN.

ESTADÍSTICAS DE PRECIOS DE ENERGÍA

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



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



Fuente: CNE y Coordinador Eléctrico Nacional

NOTICIAS

GPM: propuesta de cambio al DS 125 podría aumentar en 28% el nivel de vertimiento de centrales PMGD

La Asociación de Pequeños y Medianos Generadores (GPM A.G.) dio a conocer los principales resultados de un estudio encargado de Systep Ingeniería, en que se consideran datos de la Comisión Nacional de Energía (CNE), concluyendo que, de aprobarse la propuesta actual para modificar el reglamento del DS 125, implicaría un aumento de 28% en el nivel de vertimiento de los Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD).

«Este recorte implicaría una pérdida directa de ingresos equivalente a más de una cuarta parte de la producción de proyectos ya construidos, afectando inversiones que superan los US\$ 3.500 millones y modificando de forma regresiva las condiciones bajo las cuales se desarrolló el segmento», indica el análisis.

Según el gremio, una las principales propuestas en evaluación, por parte del Ministerio de Energía, apunta a cambiar la metodología para asignar los vertimientos de energía, ante condiciones de sobreoferta general del sistema y/o sobreofertas zonales producto de congestiones, por lo que «la forma en que se definan estos recortes no solo tendrá implicancias operativas, sino también efectos económicos de alto impacto para los actores del sector».

El análisis advierte que la propuesta actual «aplicaría recortes de forma uniforme, sin diferenciar entre instalaciones cuya energía se consume localmente en la red de distribución y aquellas que inyectan excedentes al sistema de transmisión. Este enfoque podría generar distorsiones técnicas y económicas, afectando a proyectos que no contribuyen al problema de congestión que se busca mitigar.»

Fuente: Electrominería (14/08/2025)

Balance ERNC JUNIO 2025

Total retiros afectos a obligación (GWh)	6.762
Obligación ERNC (GWh)	1.236
% Obligación ERNC respecto a retiros afectos a obligación	18,3%
Inyección ERNC (GWh)	2.524
% Inyecciones ERNC respecto a retiros afectos a obligación	37,3%

Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional

NOTICIAS

Tribunal confirma resolución del SEA y mantiene calificación desfavorable de proyecto de transmisión

La empresa “Energía Renovable Verano Tres Spa” presentó ante el Tercer Tribunal Ambiental, una reclamación de ilegalidad en contra de una resolución de la Dirección Ejecutiva del Servicio de Evaluación Ambiental (SEA), que acogió el recurso de reclamación de observantes en el proceso de participación ciudadana presentado en contra de la Resolución de Calificación Ambiental (RCA), revirtiendo la decisión de la Comisión de Evaluación regional, y calificando de forma desfavorable la Declaración de Impacto Ambiental del Proyecto “Línea de Transmisión 1x220 kV Rarínco – Los Varones”, ubicado en la ciudad de Los Ángeles.

En la sentencia, el Tribunal confirmó la resolución que dictó la Dirección Ejecutiva del SEA y mantuvo la calificación desfavorable, ratificando que la Comisión de Evaluación Regional del Biobío no consideró adecuadamente las preocupaciones de los observantes del proceso de participación ciudadana. Sobre el Área de Influencia (AI) de la fauna silvestre, expresó que constituye una componente dinámica por la movilidad de las especies, lo que exige delimitar un área mayor a la ocupada por las obras, incorporando hábitats, ecosistemas o singularidades cercanas que favorezcan su congregación.

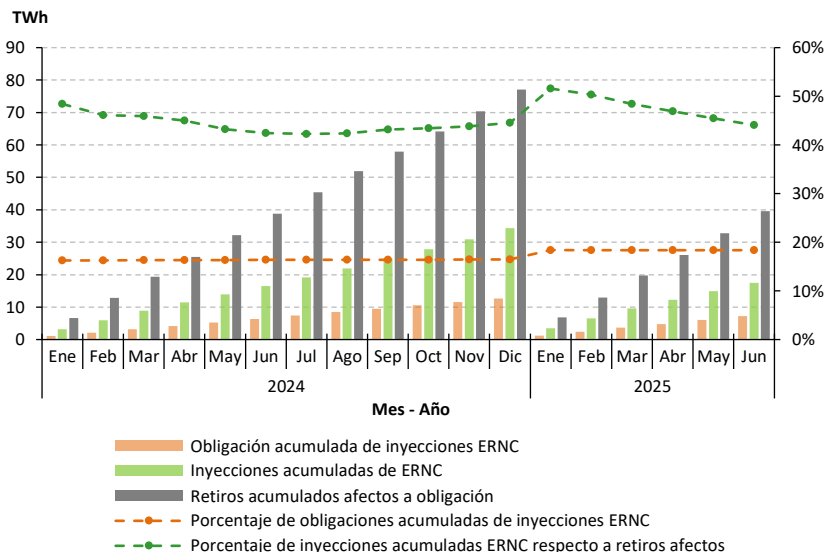
En ese contexto, el fallo agregó que, al revisar la justificación del titular, detectó singularidades ambientales cerca del emplazamiento del proyecto, como humedales y otros cuerpos de agua, que debían incluirse en la delimitación del AI porque ofrecen condiciones propicias para el desarrollo de las especies en sus distintos ciclos biológicos. Entre estas se encuentran la Laguna Virquenco, Laguna Tierras Nobles, Laguna Pozón y tranques de regadío.

Fuente: Revista Electricidad (13/08/2025)

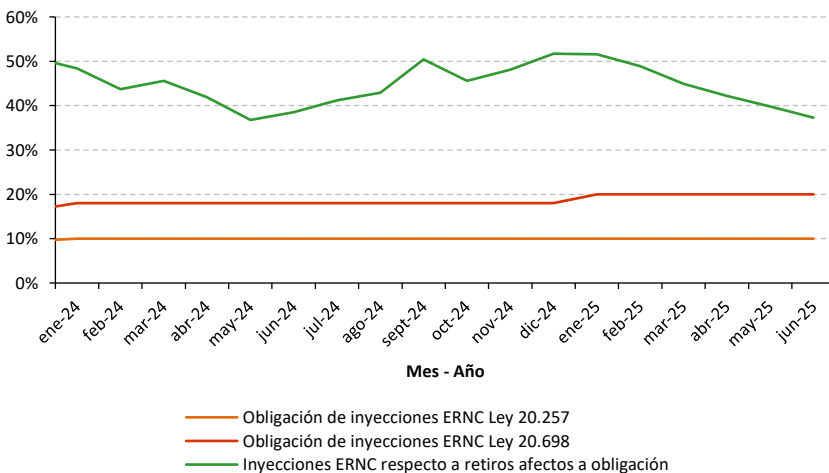
Observación: Según la Ley, el 5% de la obligación anual de energía ERNC se mantiene vigente para los contratos pactados después de 31 de agosto de 2007 y antes del 1 de julio de 2013 (Ley 20.257). Con posterioridad al 1 de julio del 2013, los nuevos contratos deben regirse a la Ley 20.698. Ésta señala 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.

BALANCE ERNC JUNIO 2025

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



Porcentaje de inyecciones ERNC respecto de retiros afectos a obligación



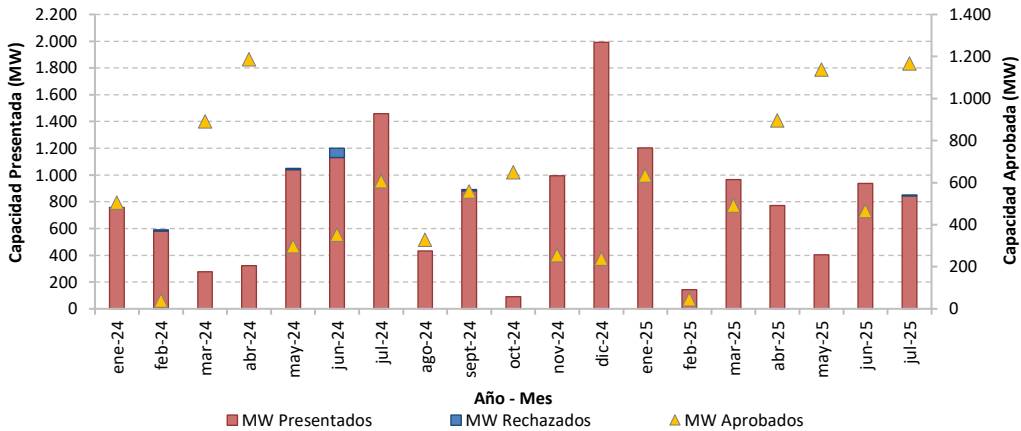
Acreditaciones ERNC

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 Junio 2025, corresponden a **39.549 GWh**.

La obligación acumulada de inyecciones ERNC en el mes de Junio 2025 correspondió a **7.257 GWh**, lo que corresponde a un **18,3%** respecto de los retiros afectos en el mismo periodo.

Por otra parte, las inyecciones acumuladas de ERNC Junio 2025, fueron de **17.439 GWh**, lo que corresponde a un **37,3%** respecto de los retiros afectos en el mismo periodo.

Proyectos de generación en evaluación, aprobados y rechazados en el SEIA hasta Julio 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 junio de 2025 ingresaron un total de **2.018,5 MW** de potencia. Se registraron **1.166,5 MW** aprobados.

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos del SEIA

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

Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Central Fotovoltaica Sol del Felino	SOL DEL FELINO SG SPA	9	Solar + BESS	03-07-2025
Planta fotovoltaica Semilleros	CLD Generación 4 Spa	9,0	Solar + BESS	03-07-2025
Parque Fotovoltaico Sol de Algarrobal	AustriaEnergy Chile Nueve SpA	390	Solar + BESS	09-07-2025
Parque Eólico El Rancho	Parque Eólico Pidenco SpA	216	Eólica	21-07-2025
Parque Fotovoltaico Venus	PARQUE SOLAR VENUS SPA	9	Solar + BESS	22-07-2025
Parque Fotovoltaico Alto Solar	Alto Solar SPA	210	Solar	31-07-2025

Principales proyectos aprobados por el SEIA en Julio 2025

Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
PMGD Coloane	Coloane SpA	7,2	BESS	21-07-2023
Parque Fotovoltaico Don Carlos	OPDE CHILE SpA	235	Solar + BESS	17-10-2023
Parque Fotovoltaico Corinto Solar	Corinto Solar SpA	234	Solar	27-11-2023
Parque Fotovoltaico Los Durmientes	Parque Fotovoltaico Los Durmientes SpA	260	Solar + BESS	23-01-2024
Planta Fotovoltaica Perales	ENERGÉTICA SOLAR PERALES SPA	8,3	Solar + BESS	03-06-2024
Parque Fotovoltaico Llanos del Sol	Llanos del Sol SpA	381	Solar + BESS	12-07-2024
Parque Fotovoltaico Catalina del Verano	CATALINA DE VERANO SPA	41	Solar	28-11-2024

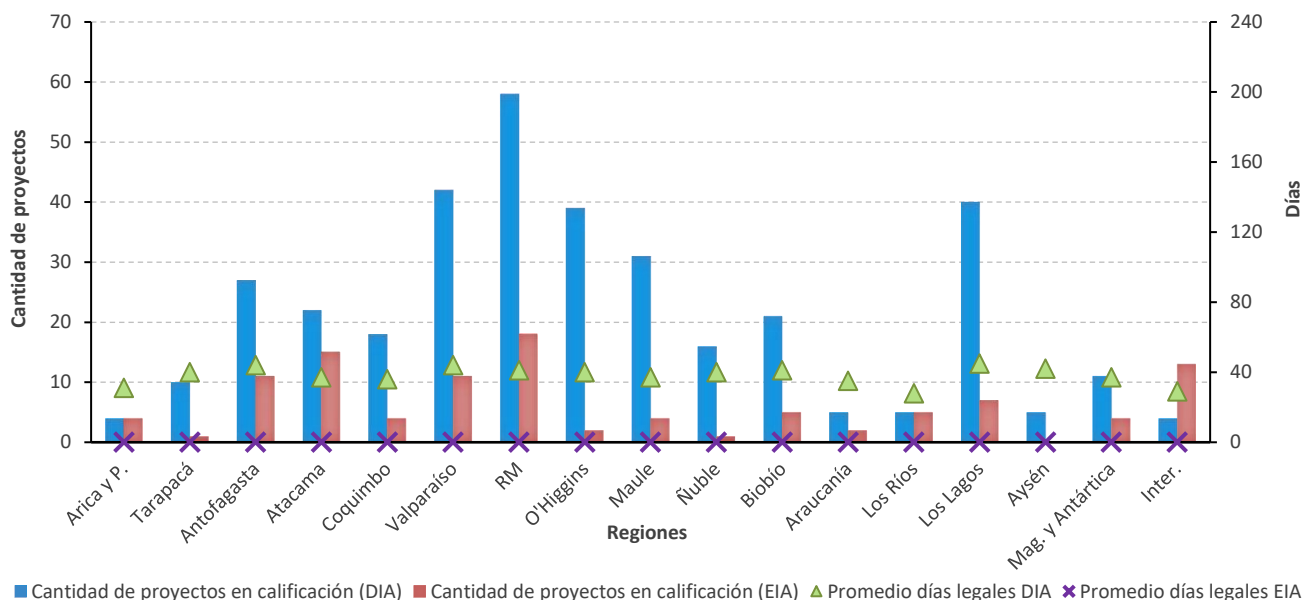
Principales proyectos rechazados por el SEIA en Julio 2025

Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Rechazo
Parque Fotovoltaico Sol de Panquehue	CARA CHOKOA SOLAR SPA	9	Solar	01-07-2025

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 2024 y julio 2025.



Fuente: Reporte Estadístico mensual de Proyectos en el SEIA

NOTICIAS

Proyecto de almacenamiento en la Región de Los Ríos ingresa al SEIA

El proyecto «Sistema de Almacenamiento de Energía y Transmisión Apacheta», presentado por SAE Volcán Apacheta SpA, fue ingresado al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) mediante una Declaración de Impacto Ambiental y actualmente se encuentra en etapa de admisión. Esta iniciativa se desarrollará en la comuna de La Unión, Región de Los Ríos.

La propuesta contempla la adquisición, construcción, instalación, montaje y operación de un sistema de almacenamiento de energía eléctrica a través de baterías BESS con celdas LFP (litio-ferrofosfato), con una capacidad aproximada de 40 MWh por hasta cinco horas, totalizando 200 MWh de almacenamiento. El objetivo es guardar excedentes de energía y liberarlos al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en momentos de mayor demanda.

Este proyecto considera que las baterías se carguen con excedentes energéticos provenientes del SEN desde la Subestación Los Tambores, en horarios de alta disponibilidad, para luego descargarlas en función de las necesidades del sistema. Además, la operación busca optimizar la gestión del flujo energético y mejorar el uso de la infraestructura de transmisión.

La iniciativa abarca una superficie de 1,34 hectáreas e incluye una Subestación Eléctrica Elevadora de 23/66 kV, una línea de transmisión de circuito simple de 66 kV de aproximadamente 392 metros de longitud y un camino de acceso de 0,06 hectáreas. Por lo comunicado, la inversión estimada asciende a US\$45 millones, con una vida útil proyectada de 30 años y fecha estimada de inicio prevista para junio de 2026.

Fuente: Revista Electricidad (13/08/2025)

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.

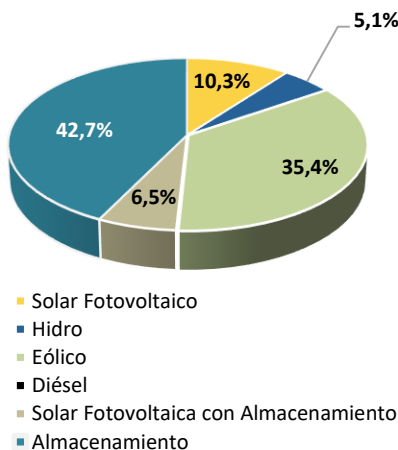
Para el año 2034, se estima una capacidad adicional de **2.082 MW** en instalaciones solares y **1.303 MW** en sistemas de energía solar con almacenamiento.

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**.

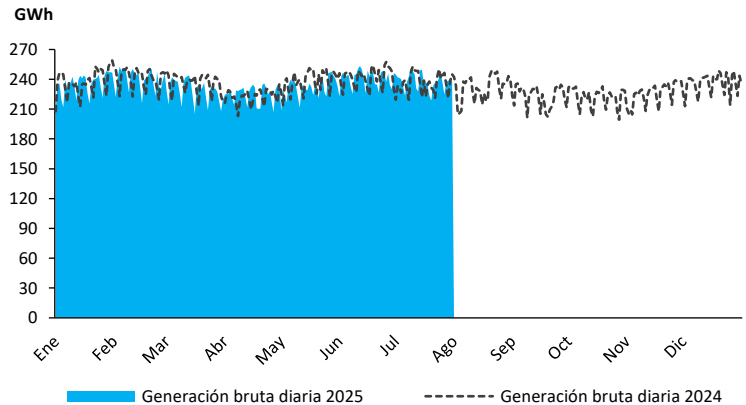
Fuente: ITD Primer Semestre 2025, CNE

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



Fuente: ITD Primer Semestre 2025, CNE

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

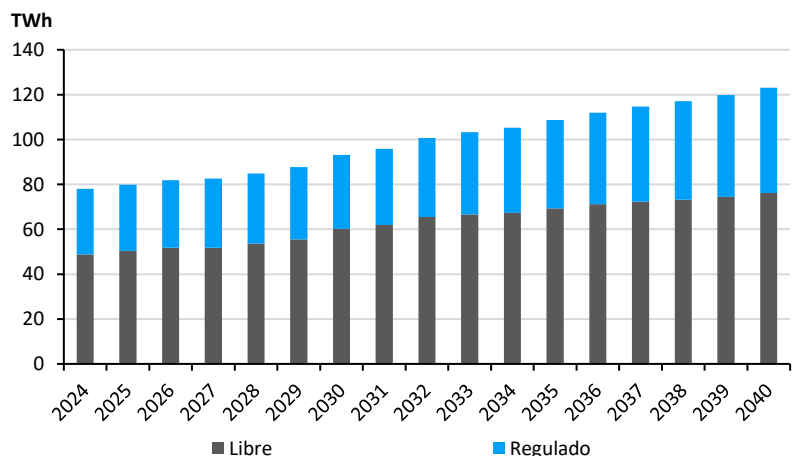
Capacidad instalada Junio* 2025 y recomendada a instalar al año 2034 (MW)

	Jun. 2025	Rec. 2034
Eólica	5.834	7.120
Geotermia	95	0
Hidro	7.559	1.026
Solar	11.636	2.082
Térmico	12.643	11
Solar FV + BESS	0	1.303
Almacenamiento	0	8.585
Total	37.768,0	20.128

Fuente: ITD Primer Semestre 2025, CNE

*Última actualización del CEN de Junio 2025

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
Gabriela (Solar)	220	Nov-25	Horizonte – Etapa 3 (Eólica)	200	Sep-25
Víctor Jara (Solar)	200	Dic-25	PE Antofagasta (Eólico)	364	Oct-25



NOTICIAS

Almacenamiento: 30% de los 4.053 MW de capacidad instalada en construcción son proyectos stand alone

A junio pasado los proyectos de almacenamiento mediante sistemas de baterías (BESS) acumulan una potencia instalada de 4.053 MW, de los cuales 30% (1.222 MW) corresponden a centrales stand alone, con una autonomía promedio de 4 horas de duración, superando a la capacidad que muestran los parques eólicos en esta etapa (820 MW).

Este fue uno de los datos mostrados por la directora ejecutiva de la Asociación Chilena de Energías Renovables y Almacenamiento (Acera A.G.), Ana Lía Rojas, durante el IV Congreso anual de hidrógeno verde y almacenamiento de energía renovable, organizado por Renmad en Santiago, donde se analizaron las perspectivas 2025-2030 de las energías renovables, almacenamiento de energía e hidrógeno verde.

Según la representante gremial, al 28 de julio, «tenemos 918 GWh que han aportado las baterías, triplicando casi la generación en base a diésel, de 360 GWh. En un contexto de sequía y escasez de gas, cuando generalmente se debe echar mano al diésel, esta es una excelente noticia para contener los costos operacionales del sistema y reducir nuestra dependencia fósil».

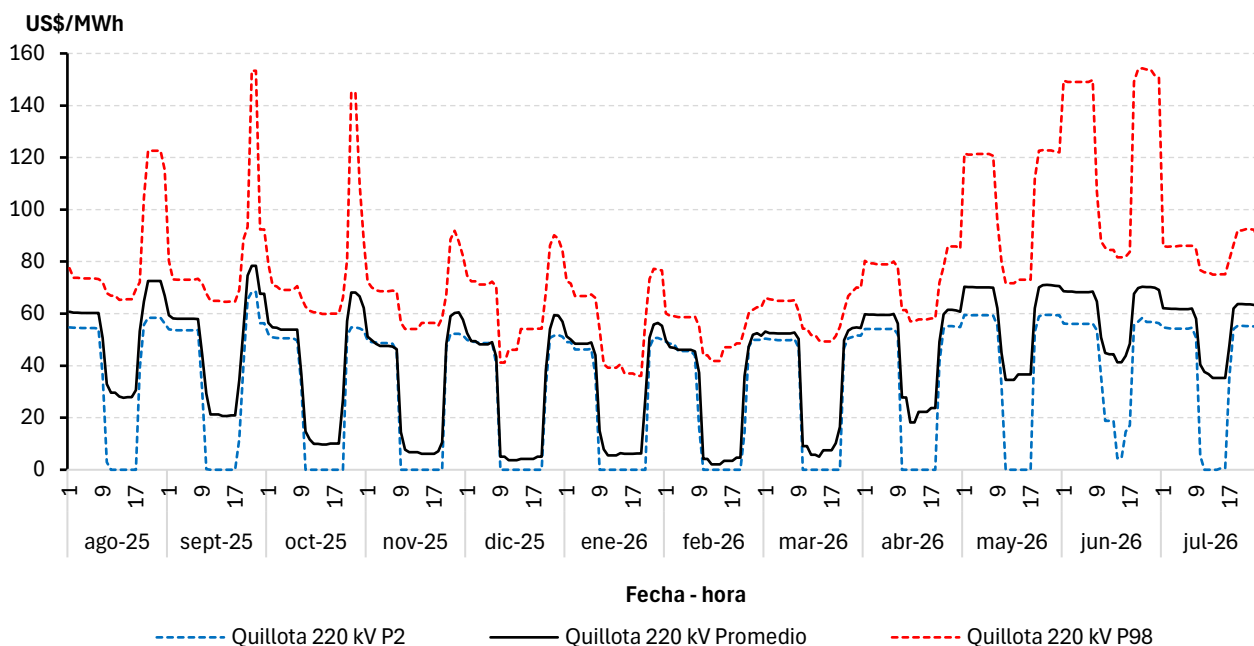
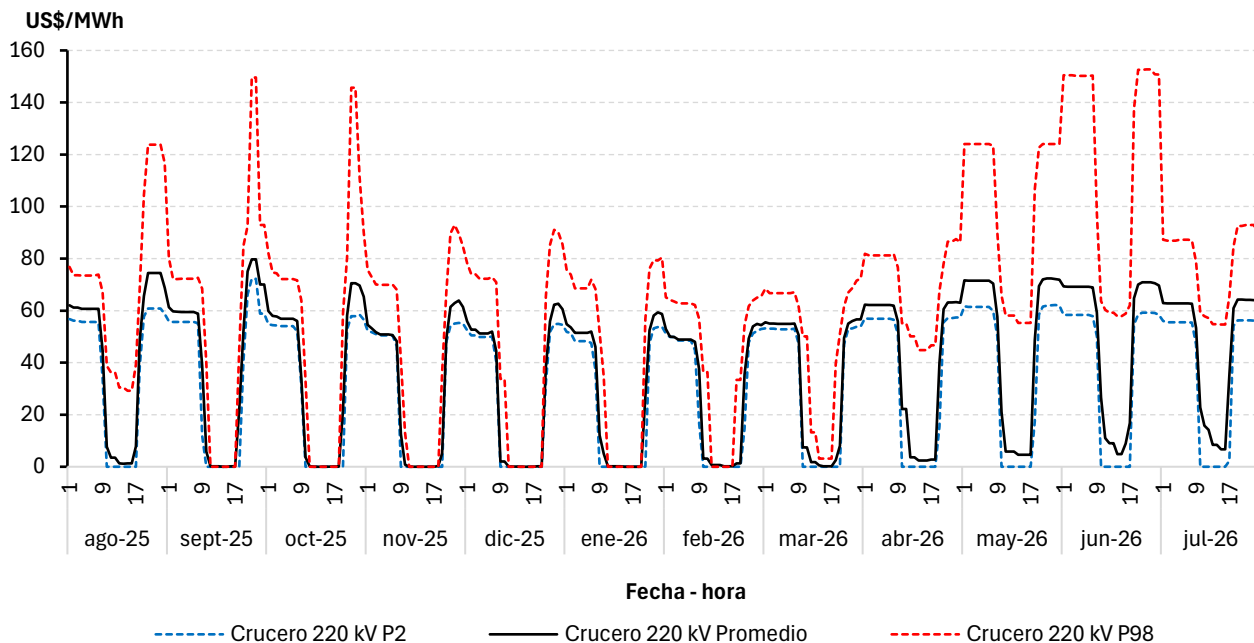
«Proyectamos 5,5 GW de baterías operando en el corto plazo, por lo que Chile será uno de los países con mayor capacidad de gestión intradiaria de energía renovable del mundo, alcanzando hasta el 10% de la demanda eléctrica diaria gestionable vía almacenamiento».

Fuente: Revista Electricidad (31/07/2025)

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.



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 los 12 meses del periodo proyectado, 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 32,0 y 63,0 US\$/MWh para Crucero 220 kV, y entre 31,9 y 76,6 US\$/MWh para Quillota 220 kV.

El costo marginal en condición media proyectado para los próximos meses del año 2025 en la barra Crucero 220 kV es **35,8 US\$/MWh** y en la barra Quillota 220 kV es **39,7 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.

25 AÑOS



VALGESTA

NUEVA ENERGÍA



VALGESTA.COM

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