



BOLETÍN INFORMATIVO

AÑO 14 | N°1 | ENERO 2024

VALGESTA.com

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



Transición energética y rol del gas natural: conversemos en serio

En una carta publicada hace unos días en El Mercurio, la directora de Chile Sustentable Sara Larraín plantea un dilema en el esfuerzo por alcanzar los objetivos climáticos que hemos definido como país, haciendo una crítica al Presidente de Acera por haber planteado que el gas natural cumple un rol en el proceso de transición energética.

Tal como lo plantea Sergio del Campo, Presidente de Acera, en su respuesta publicada por el mismo medio, la acelerada transición de nuestra matriz de generación eléctrica muestra una reducción de un 37% las emisiones entre los años 2021 y 2023. Esto se debe principalmente al crecimiento de la energía solar y eólica que hoy representan más del 31.5% de la generación eléctrica del país.

De acuerdo con nuestras proyecciones, la capacidad instalada de energía solar y eólica en Chile al año 2040 sería del orden de 27.000 MW. Si se consideran las 10 hidrologías más secas, en 2024 se generarían en torno a 64 TWh provenientes del sol y el viento, lo que equivaldría a más del 50% de la generación eléctrica total en ese año.

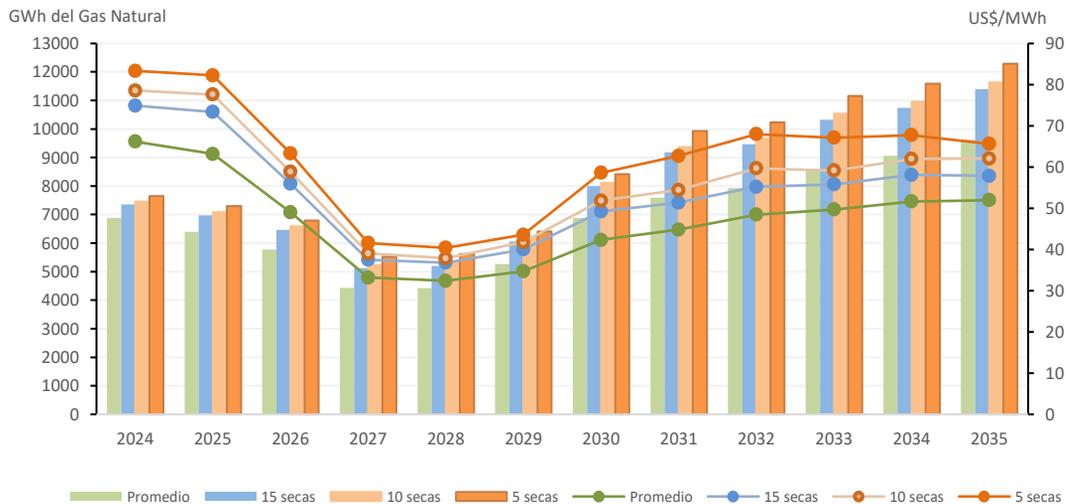
Nuestro país debe contar con electricidad limpia, segura y eficiente. Lo que muestra la realidad de la generación eólica es que tiene una alta variabilidad y no siempre complementa a la generación solar. A modo de ejemplo, el día 08 de diciembre del 2023 a las 21 horas la generación eólica nocturna fue de 3.252 MWh, representado un 33,1% del total en ese momento; mientras que en la noche del día 05 de diciembre del 2023 a las 5 horas fue de 241 MWh representando sólo un 3,3%. A su vez, la semana del 9 de octubre de 2023 la generación eólica fue de 275 GWh, mientras que en la semana del 6 de febrero del mismo año fue de 82 GWh (70% menos). Es decir, existe una alta dispersión en el aporte de energía eólica al sistema que es necesario tener en consideración.

En este sentido, la transición energética debe ser sostenible, asegurando el suministro eléctrico 24/7 de manera eficiente. Las proyecciones que hacemos como consultores del sector energía muestran que la respuesta flexible y eficiente para este tipo de desafíos, proviene hoy principalmente de centrales de embalse y de la generación a gas natural, y en el corto plazo de los sistemas de almacenamiento. En un año seco y días con bajo aporte eólico nocturno, no tendremos suficiente capacidad de almacenamiento para dar respuesta a la demanda, lo que indica que, al menos hasta la próxima década el gas natural cumplirá un rol relevante para complementar la generación renovable variable.

Transición energética y rol del gas natural: conversemos en serio

En efecto, de acuerdo con nuestras proyecciones, en los próximos años este combustible continuará siendo necesario para mantener operando nuestro sistema eléctrico de forma segura y eficiente. Una muestra de ello se observa en el siguiente gráfico donde se muestra la participación del gas natural en la oferta de generación para distintas condiciones hidrológicas y cómo ello se ve reflejado en el comportamiento del costo marginal. Claramente para condiciones hidrológicas más secas, el aporte de la energía eólica y solar no son suficientes para compensar la baja del aporte hidroeléctrico, considerando incluso que las proyecciones consideran la incorporación de 2.600 MW de sistema de almacenamiento al 2035, incluyendo los existentes, en construcción y proyectos en desarrollo. Esto hace evidente la importancia del rol de gas natural en los próximos años.

Proyección de GN en el SEN vs CMg Quillota 220 kV - noche



En consecuencia, coincidimos con los análisis realizados por Acera en torno a la necesidad de contar con gas natural aun cuando no vemos se requiera nueva infraestructura de generación en base a este combustible. Sin embargo, la flexibilidad que requiere nuestro sistema eléctrico para responder a rampas de más de 7 GW en periodos de 2 a 4 horas que comenzaremos a enfrentar en el corto plazo, requieren dar señales de precio para que se concreten las inversiones que se necesitarán para adaptar el parque de generación, lo que por cierto debe ser bajo condiciones de competencia y sin discriminaciones.

De esta manera, avanzar decididamente en la transición energética requiere considerar los aspectos de seguridad y eficiencia que nuestro país exige. Debemos avanzar en una discusión abierta, con evidencia y análisis detallados, sobre todo respecto del rol de las distintas tecnologías que nos puedan asegurar una transición exitosa, eficiente y segura hacia un sistema eléctrico neutro en emisiones al año 2050, tal como lo establece nuestra ley de cambio climático.

NOTICIAS

Sistema eléctrico redujo 21% sus emisiones en 2023 y se espera que siga creciendo participación de energía renovable variable

Una importante reducción en sus emisiones tuvo el Sistema Eléctrico Nacional al cierre del año 2023, según los cálculos realizados por el Coordinador Eléctrico Nacional en base al uso de combustibles para la operación.

De este modo, se emitieron del orden de 19 millones de toneladas de CO2 equivalente, lo que equivale a una baja de 21% respecto al ejercicio anterior, y de 37% respecto de 2021, un año especialmente seco. De este modo, el factor de emisión fue de 0,2384 tCO2e/MWh en 2023.

La reducción se da por un crecimiento en la generación hidráulica, solar y eólica. Esta estadística fue parte del balance entregado por el presidente del Coordinador Eléctrico Nacional, Juan Carlos Olmedo, y el director ejecutivo, Ernesto Huber, quienes dieron a conocer las principales cifras del Sistema Eléctrico Nacional, que se extiende entre Arica y Chiloé. El proyecto de ley que enfrenta su primer trámite constitucional ahora será analizado en particular en la misma instancia parlamentaria, para luego ser sometido a votación en la Sala del Senado.

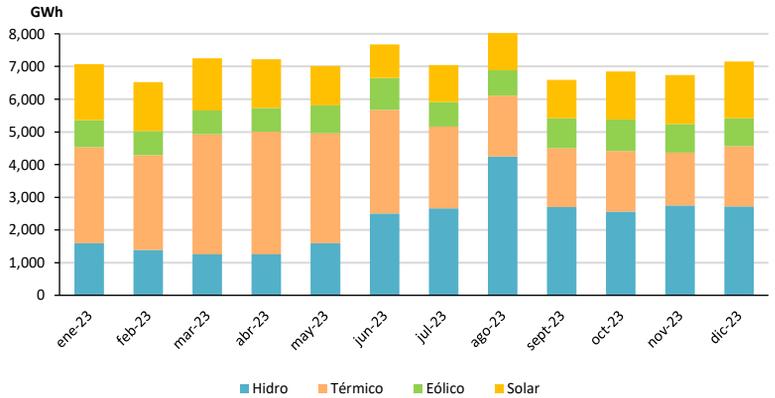
Las principales cifras del sistema interconectado nacional son las siguientes:

- 3.100 KM de extensión entre Arica y Chiloé
- 755 empresas participan del mercado, respecto de 693 del año anterior
- 11.549 MW de demanda máxima, -0,4% respecto del año anterior
- 34.318 MW de capacidad instalada, un alza de 3,3% respecto al año anterior
- El 31 de diciembre se retiró la Central Ventanas 2, totalizando del orden de 1.400 MW menos de capacidad en esta tecnología
- 947 centrales en Estado Operativo
- 1.342 MW se interconectaron en 2023, de los cuales 417 MW son del tipo PMGD. Del total, 916 MW son solares, 345 MW eólicos y 76 MW a diésel
- 150 proyectos lograron su aprobación de Acceso Abierto, con el equivalente a 16.607 MW
- La generación totalizó 83.637 GWh, alza de 0,6% respecto de 2022
- Del total de generación, las fuentes renovables aportaron: 28% hidro, 19% solar, 12% eólica, lo que sumado a otras totalizaron 63%. La generación termoeléctrica sumó 37%.

Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional (11/01/2024)

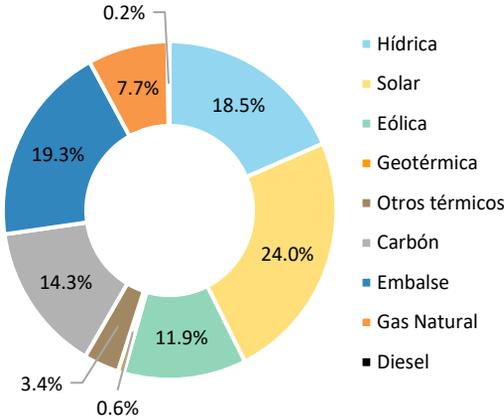
ESTADÍSTICAS DICIEMBRE 2023

Generación SEN últimos 12 meses



Fuente: Coordinador Eléctrico

COMPOSICIÓN DESPACHO SEN DICIEMBRE 2023

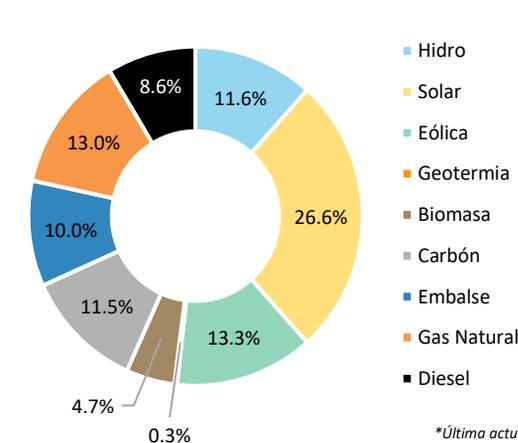


Despacho de generación (GWh)

Hidráulica	2719
Térmica	1601
Eólica	856
Solar	1727
Geotermia	41
Total	6943

Fuente: Coordinador Eléctrico

CAPACIDAD INSTALADA SEN NOVIEMBRE* 2023



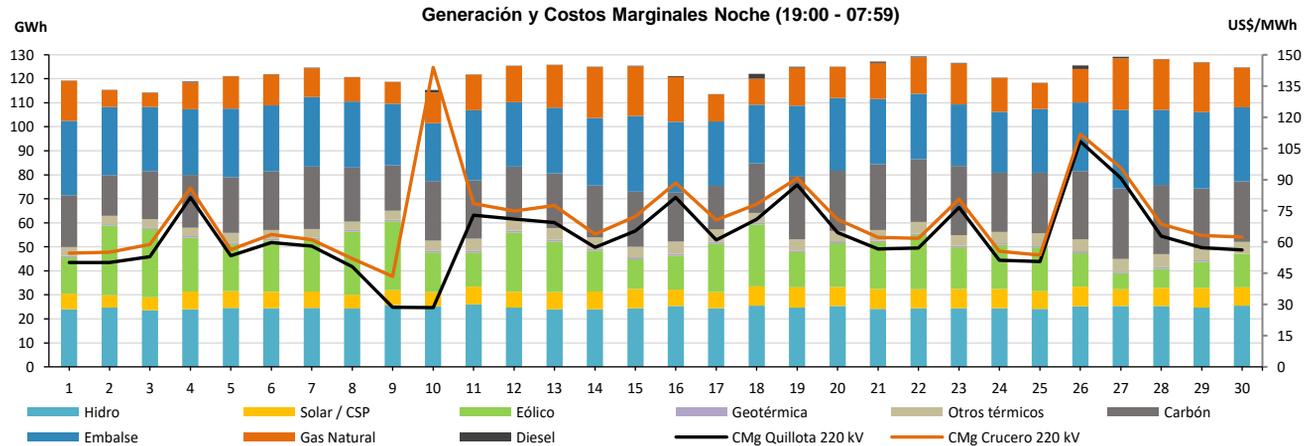
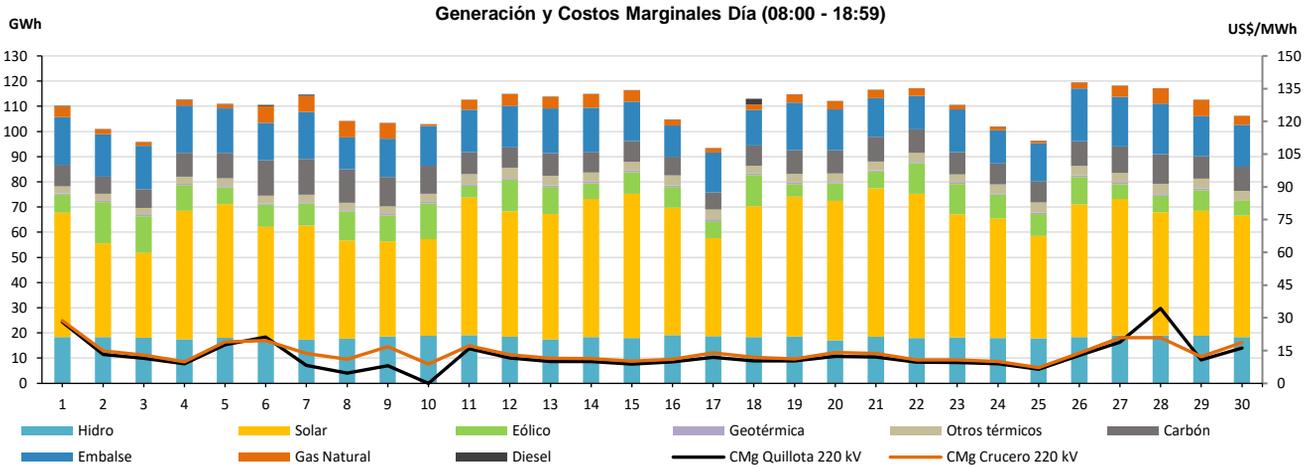
Capacidad instalada SEN (MW)

Hidráulica	7.513
Térmica	13.207
Eólica	4.628
Solar	9.229
Geotérmica	95
Total	34.672

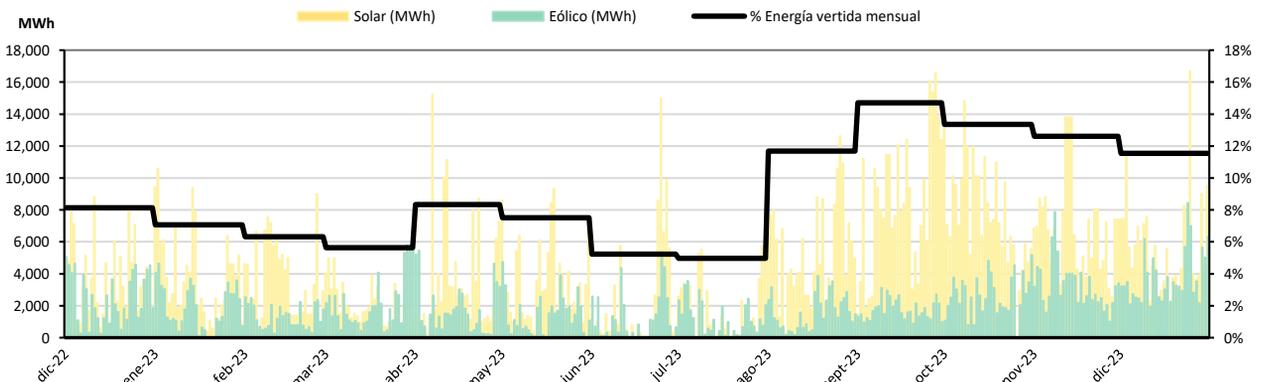
Fuente: Coordinador Eléctrico

*Última actualización del CEN de Noviembre 2023

Generación y costos marginales en Quillota 220 kV y Crucero 220 kV, diciembre 2023



Reducción ERNC durante la Operación en Tiempo Real, diciembre 2022 – diciembre 2023

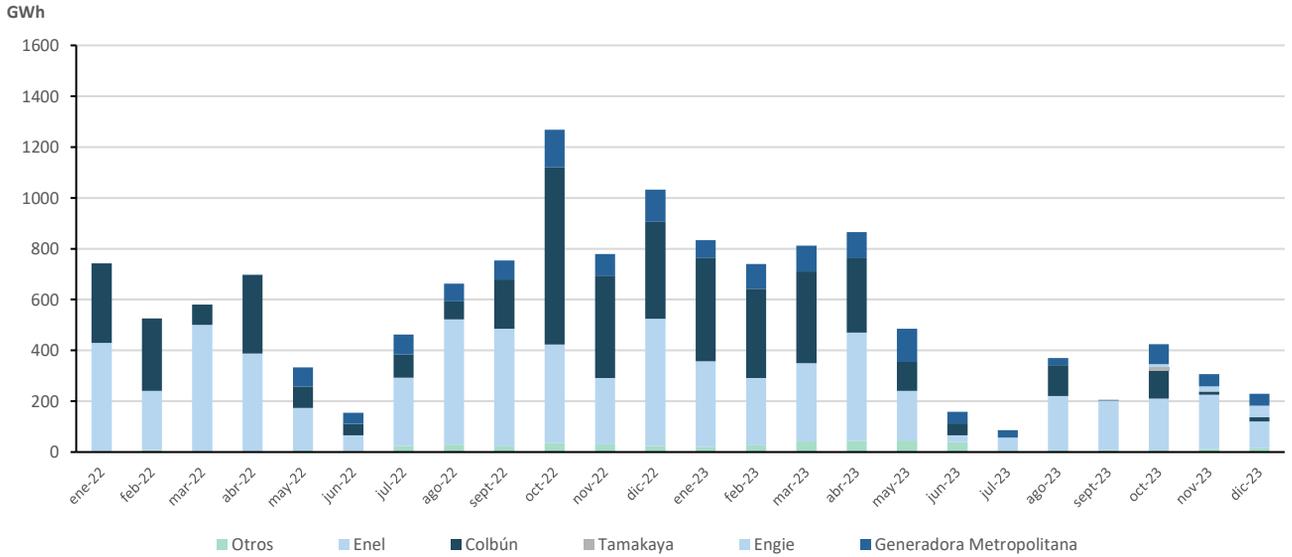


Fuente: Coordinador Eléctrico

El gráfico anterior presenta la cantidad de energía diaria reducida de centrales eólicas y solares que se ha presentado desde diciembre del año 2022 hasta diciembre* del año 2023, 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 noviembre 2023 corresponde a la exhibida en los Informes Diarios de Novedades al Centro de Despacho de Carga (CDC) del Coordinador Eléctrico Nacional.

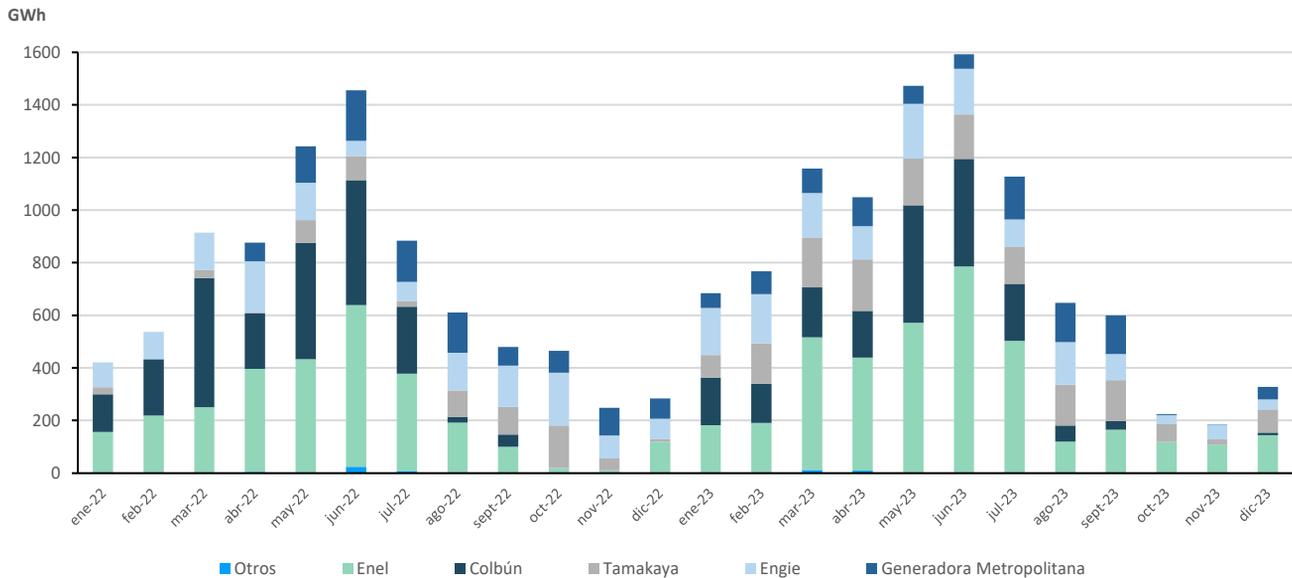
Generación histórica Gas Natural Argentino



En diciembre de 2023 se generaron **229,4 GWh** en base a Gas Natural Argentino, de los cuales un 45,7% es atribuible a la empresa Enel, un 20,4% a Engie, un 20,3% a Generadora Metropolitana, un 7,0% a Colbún, y el 6,6% restante se atribuye a otras empresas.

Fuente: Coordinador Eléctrico

Generación con GNL desde terminales Quintero y Mejillones



En diciembre de 2023, la generación de centrales en base a GNL asociadas a los terminales Quintero y Mejillones fue de **327,6 GWh**, lo que representó el 7,7% de la generación total del SEN. De estas inyecciones, un 43,5% se atribuye a Enel, un 26,8% a Tamakaya, un 14,5% a Generadora Metropolitana, un 11,7% a Engie, un 3,2% a Colbún, y el 0,3% restante a otras empresas.

Fuente: Coordinador Eléctrico

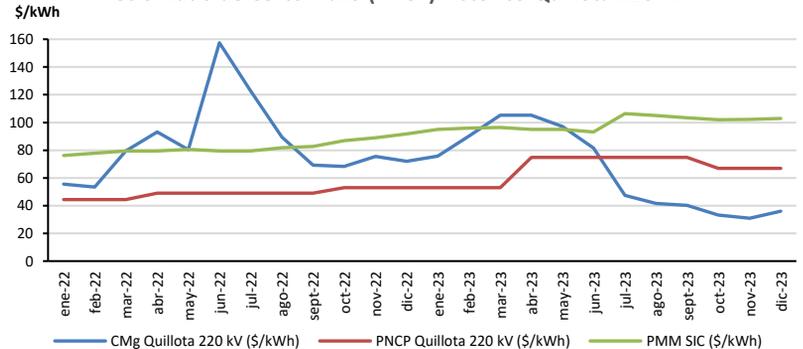
ESTADÍSTICAS DE PRECIOS DE ENERGÍA

Precios de Nudo de Corto Plazo y PMM diciembre 2023 (\$/kWh)

Precio Nudo Quillota 220 kV **83,8**
 Precio Nudo Crucero 220 kV **106,9**
 PMM SEN **103,0**

Fuente: CNE

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

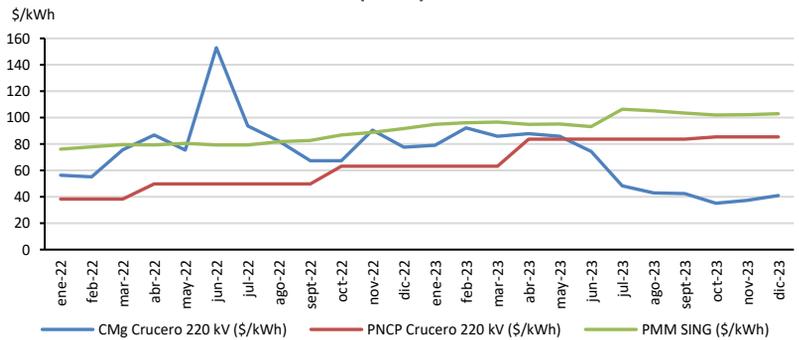


Costos marginales promedio diciembre 2023 (\$/kWh)

Crucero 220 kV **41,1**
 Cardones 220 kV **39,1**
 Pan de Azúcar 220 kV **38,2**
 Quillota 220 kV **36,0**
 Charrúa 220 kV **29,2**
 Puerto Montt 220 kV **42,1**

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 SEN-SIC y SEN-SING corresponden al PMM del SEN.

NOTICIAS

CNE publicó Informe Técnico Definitivo de fijación de Precios de Nudo Promedio

La Comisión Nacional de Energía (CNE) emitió la Resolución Exenta N°4, en que se aprueba el Informe Técnico Definitivo de Fijación de Precios de Nudo Promedio del Sistema Eléctrico Nacional, correspondiente al primer semestre de 2024, el cual incorpora las modificaciones realizadas a partir de las observaciones recibidas al informe técnico preliminar, publicado en agosto pasado.

Con ello, la CNE cumple lo establecido en los artículos 157° y 158° de la Ley General de Servicios Eléctricos, en orden a determinar los precios promedio de generación de los contratos de suministro de los concesionarios de servicio público de distribución que deben ser traspasados semestralmente a los clientes regulados, lo que se materializa, luego, con la publicación del respectivo Decreto, por parte del Ministerio de Energía.

Es así como, para el periodo correspondiente a la presente fijación, se contempla la utilización de un cargo del Mecanismo de Protección al Cliente (MPC) igual a \$52,4 por kWh promedio, con el objetivo de que los recursos contabilizados en la operación del MPC no superen el límite de US\$1.800 millones fijado en la ley N°21.472.

De este modo, en promedio los precios de energía traspasables, en \$/kWh, a los grupos de clientes que define la ley N°21.472, son los siguientes:

Decreto	PNP + Cargo MPC (\$/kWh)		
	G1	G2	G3
jul-22	66,6	71,8	78,7
ene-23	75,0	84,7	197,8

Decreto	Variación respecto a Decreto Julio 2022 (Decreto 16T/2022)		
	G1	G2	G3
jul-22	-	-	-
ene-23	12,5%	17,9%	151,4%

G1: Consumo hasta 350 kWh /mes; G2: Consumo entre 350 y 500 kWh/mes; G3: Consumo sobre 500 kWh/mes

Fuente: Comisión Nacional de Energía (10/01/2024)

Balance ERNC Noviembre 2023

Total retiros afectos a obligación (GWh)	6137
Obligación ERNC (GWh)	898
% Obligación ERNC respecto a retiros afectos a obligación	14,6%
Inyección ERNC (GWh)	3.038
% Inyecciones ERNC respecto a retiros afectos a obligación	49,5%

Fuente: Coordinador Eléctrico

NOTICIAS

CNE inicia proceso normativo para elaboración de la modificación de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio

La Comisión Nacional de Energía (CNE) inició el proceso normativo para la elaboración de la modificación de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, para lo cual realizó un llamado para manifestar interés en participar en el comité consultivo.

El principal objetivo del proceso es actualizar o incorporar, cuando corresponda, exigencias de seguridad y calidad de suministro, considerando la transición energética del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), frente a un escenario de alta penetración de energías renovables, nuevas tecnologías de gestión temporal de energía y la descarbonización proyectada de la matriz energética. Además, esta modificación busca ajustar y disminuir las redundancias entre el cuerpo principal y los anexos, así como detectar y dar solución a problemas que se han suscitado por la norma vigente. Adicionalmente se revisará el mérito y alcance de la propuesta realizada por la Asociación de Empresas Eléctricas A.G. con motivo de la modificación al artículo 5-5 de la NTSyCS.

Los actores interesados deben manifestar su interés en conformar el Comité Consultivo Especial hacerlo hasta el 29 de febrero de 2024, a través de la plataforma digital del trámite denominado "Manifestación de Interés para Comités Consultivos Especiales", dispuesta por la CNE y disponible desde las siguientes opciones:

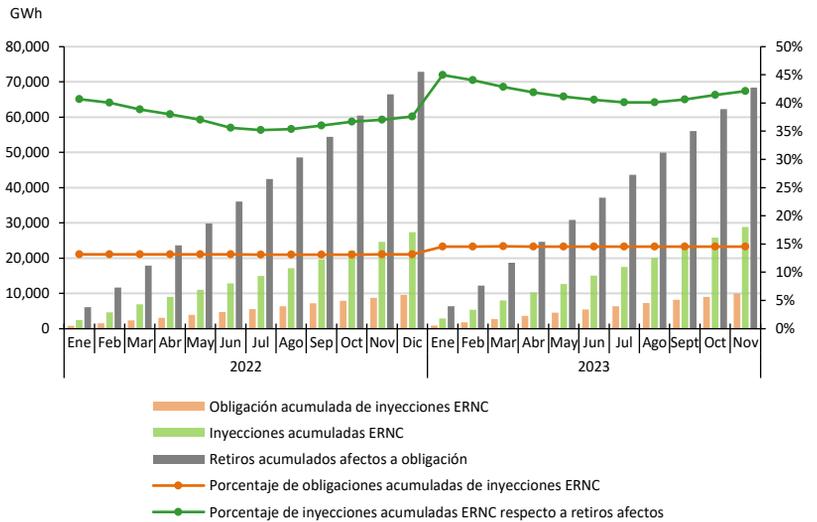
En el sitio web de la CNE (www.cne.cl), ingresando al banner «Trámites Disponibles».

En el sitio web <https://cne.cerofilas.gob.cl>

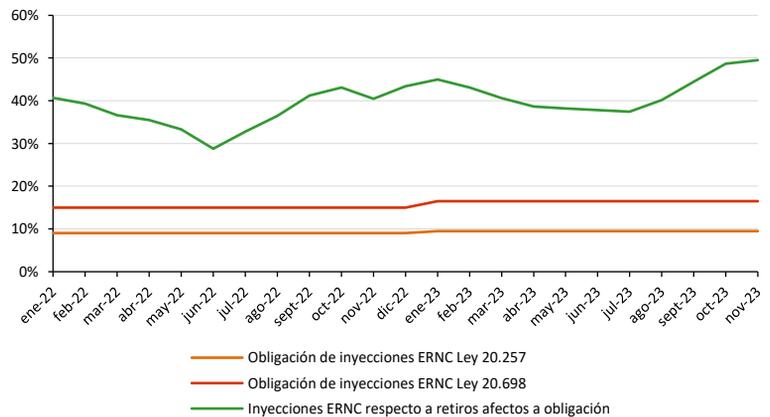
Fuente: Comisión Nacional de Energía (04/01/2024)

BALANCE ERNC NOVIEMBRE 2023

Obligación acumulada de inyecciones ERNC, inyecciones acumuladas de ERNC y retiros acumulados afectos a obligación desde enero 2022 hasta noviembre 2023



Porcentaje de inyecciones ERNC respecto de retiros afectos a obligación



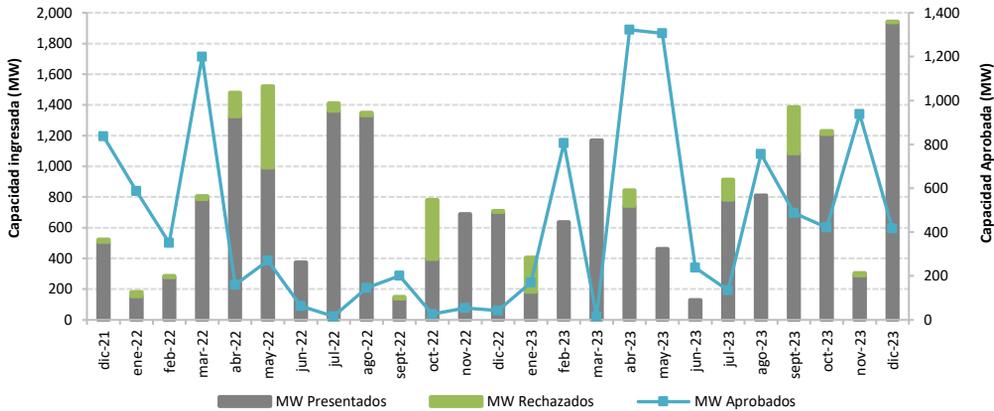
Fuente: Coordinador Eléctrico

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) desde enero hasta noviembre 2023, corresponden a **68.397 GWh**.

La obligación acumulada de inyecciones ERNC desde enero hasta noviembre 2023 correspondió a **9.949 GWh**, lo que corresponde a un **14,5%** respecto de los retiros afectos en el mismo periodo.

Por otra parte, las inyecciones acumuladas de ERNC desde enero hasta noviembre 2023, fueron de **28.809 GWh**, lo que corresponde a un **42,1%** respecto de los retiros afectos en el mismo periodo.

Proyectos de generación en evaluación, rechazados y aprobados en el SEIA hasta diciembre 2023

Estado de Proyectos

A partir de los datos estadísticos registrados en la plataforma electrónica del SEIA (e-SEIA), en diciembre de 2023 ingresaron un total de **2.360 MW** de potencia. Se registraron **416,8 MW** aprobados.

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos del SEIA

Principales proyectos aprobados en el SEIA en diciembre 2023

Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Parque Fotovoltaico Las Terrazas	Terrazas Solar SpA	268,6	Solar	04-12-2023
PSF Cuarto Menguante	Per Llullaillaco SPA	17,7	Solar	12-12-2023
Arboleda Solar	GUANAQUITO SOLAR SPA	80	Solar + BESS	12-12-2023

Principales proyectos en calificación en el SEIA en diciembre 2023

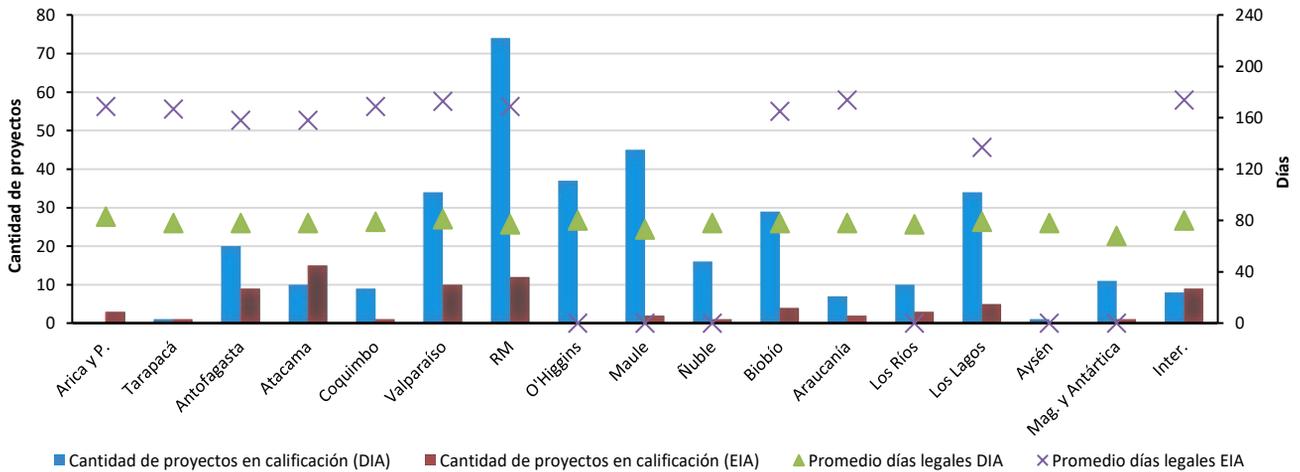
Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Parque Híbrido Vientos del Desierto	Vientos del Desierto SPA	440	Híbrido + BESS	11-12-2023
Parque Agro-Fotovoltaico Loncoche	PARQUE AGROVOLTAICO LONCOCHE SPA	200	Solar	20-12-2023
Planta Solar Fotovoltaica Canastero	PSF Canastero Spa	90	Solar	21-12-2023
Parque Eólico San Carlos	Wind 5 SpA	188	Eólica + BESS	21-12-2023
El Cerrillo Solar	CERRILLO SOLAR SPA	88	Solar	21-12-2023
Parque Fotovoltaico Monte Águila	GR PALI AIKE SPA	240	Solar	21-12-2023
Parque Fotovoltaico Andino Longotoma	PARQUE FOTOVOLTAICO ANDINO LONGOTOMA SPA	234	Solar + BESS	21-12-2023
Parque Eólico Faro del Sur	Eólica Faro del Sur S.P.A	384	Eólica	22-12-2023

Principales proyectos rechazados en el SEIA en diciembre 2023

Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Rechazo
Parque Fotovoltaico Nueva Paillaco	ENERGIA RENOVABLE LAPISLAZULI SPA	4,5	Solar + BESS	22-12-2023

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 2022 hasta noviembre de 2023 (última actualización del SEIA cierre de Noviembre 2023).



Fuente: Reporte Estadístico mensual de Proyectos en el SEIA

NOTICIAS

Coordinador Eléctrico pide a Alto Maipo fecha de retorno de centrales Las Lajas y Alfalfal II

Los desprendimientos en el complejo hidroeléctrico Alto Maipo no han pasado desapercibidos. La carta en que Alto Maipo informó el 21 de diciembre del año pasado la identificación de un cuarto desprendimiento, dejando en suspenso si habrían cambios en la última fecha informada para el retorno de las centrales Las Lajas y Alfalfal II, no dejó indiferente al Coordinador Eléctrico que este jueves envió una misiva a la firma con una clara solicitud.

El organismo que supervisa la operación del sistema eléctrico señaló en una carta que, en virtud de la detección de este cuarto desprendimiento en el túnel de aducción a la central Las Lajas, "lo que pudiera significar, la presencia de una falla con un mayor grado de extensión, y por consiguiente, de una reparación más prolongada y compleja de resolver, agradecemos que con los antecedentes disponibles a la fecha, pueda entregar a más tardar el 8 de enero de 2024 vuestra mejor estimación de la fecha de retorno al servicio del complejo, junto con aquellos antecedentes que la respalden".

Esto, según argumentó la entidad, para contar con la información más actualizada que permita ser incorporada a la programación de la operación, así como a los estudios de seguridad de abastecimiento u otros estudios que requiera el sistema eléctrico.

El 21 de diciembre, Alto Maipo sinceró que, "en el desarrollo de los trabajos de reparación del segundo desprendimiento se pudo observar, y actualmente se tiene acceso parcial, a un cuarto desprendimiento, el cual se encuentra ubicado a unos 100 metros aguas abajo del segundo desprendimiento".

Alto Maipo comentó que, una vez que se disponga de información sobre la "magnitud y alcance del nuevo desprendimiento número cuatro", la firma y sus asesores podrán informar en caso necesario la necesidad de modificar la fecha comunicada para el reinicio de las operaciones.

En enero de 2023 Alto Maipo reportó que, luego de la detección de pérdida de carga inesperada en el túnel de aducción de la Central Las Lajas, el 29 de diciembre se encontraron desprendimientos localizados en un sector de este. Considerando que la Central Alfalfal descarga sus aguas en el túnel de Central Las Lajas, ambas centrales quedarían indisponibles y su retorno al servicio sería el 30 de junio de 2023. Luego, la firma estimó que esto no sería antes del 1 de octubre de ese año y posteriormente que el hito no sucedería antes del 31 de marzo de 2024. Sin embargo, en septiembre se volvió a postergar el regreso de las unidades, el que no ocurriría antes del 1 de octubre del 2024.

Además, el Coordinador indicó que desde que las unidades quedaron fuera de servicio el organismo ha mantenido una constante actualización de las eventuales fechas de vuelta al servicio, las que han sido incluidas en el proceso de Programación del SEN y en los Estudios de Seguridad de Abastecimiento de los respectivos meses.

Fuente: Diario Financiero (05/01/23)



Plan de obras de generación SEN, ITD de PNCP, Segundo Semestre de 2023

De acuerdo al Informe Técnico Definitivo del Segundo Semestre de 2023, se proyecta una capacidad instalada adicional al año 2033 de **18.193 MW**. Esta proyección incluye centrales en construcción y recomendadas por la CNE, sin considerar la capacidad actual.

En relación con centrales hidroeléctricas se proyecta una potencia adicional instalada de **766 MW** para el año 2033.

Con respecto a centrales térmicas, se proyecta la instalación de **84 MW** entre instalaciones Diésel y GNL antes de 2024, y posterior a ese año no se considera ninguna más.

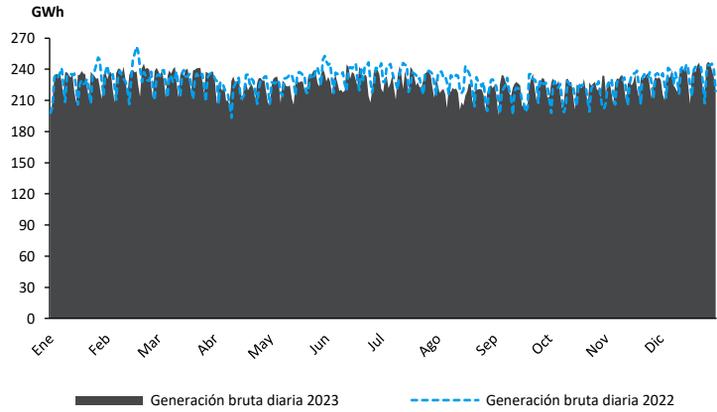
Para el año 2033, se estiman **3.251 MW** de capacidad adicional en instalaciones solares y **1.303 MW** de solar + almacenamiento.

Por otro lado, para las centrales eólicas se proyecta una capacidad adicional de **7.474 MW** al año 2033.

Finalmente, se estiman **5.314 MW** de capacidad de almacenamiento.

Fuente: ITD Segundo Semestre 2023, CNE

Evolución de la generación bruta diaria del SEN (GWh) desde enero 2022 hasta diciembre 2023



Fuente: Coordinador Eléctrico

Demanda máxima horaria del SEN (MWh)

2018	10.776
2019	10.513
2020	10.709
2021	11.172
2022	11.556

Fuente: Coordinador Eléctrico

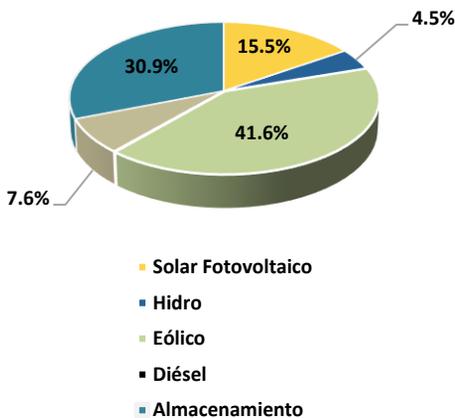
Capacidad Noviembre 2023 y recomendada a instalar al año 2033 (MW)

	Nov. 2023	Rec. 2033
Eólica	4.596	7.474
Geotermia	95	0
Hidro	7.515	766
Solar	9.272	3.251
Térmico	13.208	84
Solar FV + BESS	0	1.303
Almacenamiento	0	5.314
Total	34.686	18.193

Fuente: ITD Segundo Semestre 2023, CNE

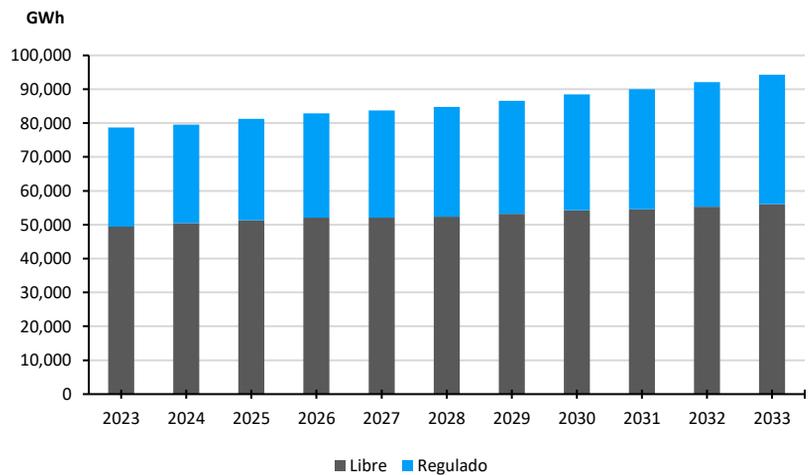
*Última actualización del CEN de Noviembre 2023

Capacidad adicional en construcción y recomendada por la CNE hasta el año 2033



Fuente: ITD Segundo Semestre 2023, CNE

Demanda proyectada del SEN (GWh)



Fuente: ITD Segundo Semestre 2023, CNE



CENTRALES EN ETAPA DE PUESTA EN SERVICIO

Central	Capacidad (MW)	Entrada en operación estimada	Central	Capacidad (MW)	Entrada en operación estimada
Los Cerrillos (Eólico)	46	Mar-24	Elena Fase I (Solar)	270	Feb-24
Cardonal (Eólico)	33	Abr-24	Finis Terrae II (Solar)	126	Feb-24



NOTICIAS

El proceso de ajustes que gatillará el Ministerio de Energía y la CNE por los pequeños medios de generación en medio de su fuerte crecimiento

El fuerte crecimiento de los denominados Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMG/PMGD), unidades con excedentes menores o iguales a 9 MW, en su mayoría solares, parece no pasar desapercibido por las autoridades. En los últimos días, la Comisión Nacional de Energía (CNE) anunció cambios en la norma técnica de conexión y operación de PMGD, mientras el Ministerio de Energía también planea hacer lo suyo a través de una revisión al Decreto Supremo 88 que regula estas unidades. Ambos procesos se gatillarán este año.

Estas unidades fueron protagonistas de un conflicto que se desató en 2019 cuando el Ministerio de Energía de la época decidió impulsar un cambio en el mecanismo de cálculo del precio estabilizado al que accede este sector, provocando la molestia de las renovables, y posteriores ajustes. A lo que se sumó peticiones de empresas en el último tiempo para modificar el DS 88 de 2020 referido al mecanismo de estabilización de precios para medios de generación de pequeña escala para mejorar el funcionamiento y la libre de competencia el mercado de generación.

En esa revisión del DS 88, si abordará o no ajustes en el mecanismo de cálculo del precio estabilizado al que accede ese sector, fuentes comentan que esto dependerá del resultado del trabajo participativo que se abrirá.

Para el Ministerio de Energía es de sumo interés abordar los desafíos más inmediatos que aquejan a este segmento. Según explican, es prioritario habilitar la implementación de la ley de almacenamiento y electromovilidad, por lo que se requiere la adecuación del reglamento y la normativa asociada para viabilizar los proyectos de almacenamiento.

Y, añaden, "existe un diagnóstico bastante transversal que, dada la alta penetración de proyectos PMGD que se está observando hoy, se requiere la implementación de medidas que apunten a mejorar las capacidades de monitoreo y control que se tiene sobre estos proyectos, con la finalidad de gestionarlos de forma más apropiada y permitir que este tipo de proyectos puedan agregar valor al sistema".

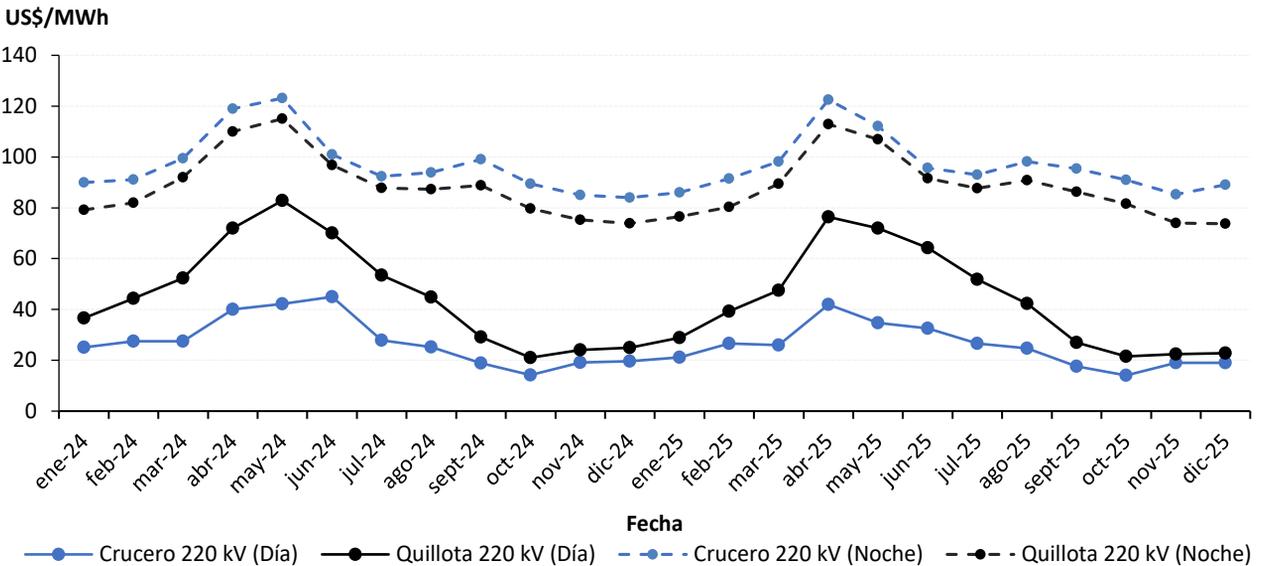
El plan de la cartera liderada por Diego Pardow es iniciar durante marzo de este año el trabajo en el diagnóstico del DS 88/2019 en que se espera contar con una amplia convocatoria a los diversos interesados. Además, el proceso incluirá un estudio para determinar el costo de descarbonizar la matriz eléctrica chilena, y el aporte que pueden realizar los recursos energéticos distribuidos a dicho proceso, en especial, el aporte en flexibilidad que pueden entregar al sistema.

"Este estudio se planifica ser llevado a cabo entre los meses de febrero y agosto del 2024. Una vez que se cumplan estas etapas, se contará con una propuesta que estará sujeta a consulta pública", detalla el Ministerio.

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, en los periodos con presencia solar (bloque día) y en ausencia de esta (bloque noche).



ÁREAS DE TRABAJO

- Estudio Mercado Eléctrico
- Diseño e Ingeniería Proyectos de Energía
- Análisis Económicos y Financieros
- Análisis Ambiental Estratégico

www.valgesta.com

En la figura anterior, se puede observar que durante el primer semestre del año 2024 se produce un aumento de la proyección de costos marginales, tanto para las horas diurnas como vespertinas. Asimismo, se muestra que el precio más alto se generaría durante el mes de mayo 2024, llegando a un valor de **123,1 US\$/MWh**. Esto se debe, principalmente, al término de la temporada de deshielo, y al elevado precio de los combustibles fósiles.

El costo marginal promedio proyectado para los próximos dos años durante el día en la barra Crucero 220 kV es **26,5 US\$/MWh** y en la barra Quillota 220 kV es **44,6 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, tal como se muestra en los meses de noviembre y diciembre del año 2024.

El costo marginal promedio proyectado para los próximos dos años durante la noche en la barra Crucero 220 kV es **96,9 US\$/MWh** y en la barra Quillota 220 kV es **88,3 US\$/MWh**.

Cabe mencionar que, dada la incertidumbre de las variables significativas del sistema, tales como condiciones hidrológicas, materialización de proyectos, entre otras, estas proyecciones podrían cambiar.

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

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