



VALGESTA
NUEVA ENERGÍA

BOLETÍN INFORMATIVO

AÑO 14 | N°6 | JUNIO 2024

VALGESTA.COM

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



in

Alzas en las tarifas eléctricas: no hay deuda que no se pague

En el segundo semestre de 2019 el Ministerio de Energía no publicó durante meses el decreto de precios traspasables a clientes regulados, el que implicaría un alza en torno al 10% en las cuentas de los hogares. En octubre de ese mismo año se desató la “crisis social” y una de las medidas adoptadas por el Gobierno fue el “congelamiento” de las tarifas de todos los clientes regulados (Ley PEC de noviembre de 2019), interviniendo por ley los contratos provenientes de licitaciones de suministro en uno de sus elementos esenciales (el precio) y determinó que las empresas asumieran los costos financieros de esta decisión. Mediante otra ley, aprobada en diciembre del mismo año, también se congeló la tarifa de distribución, estableciendo que “en el próximo proceso tarifario” se devolvería la deuda que se originara.

La deuda por energía creció y se traspasaron los límites que la ley establecía para su vigencia. En 2021 el Gobierno saliente no transparentó este hecho, dejándole un “presente griego” a la nueva administración. Debutar con un alza de las tarifas eléctricas no era lo esperado por las nuevas autoridades, por lo que, si ya se había congelado la tarifa una vez, por qué no hacerlo en una segunda ocasión. De esta manera en julio de 2022 se aprueba una segunda ley de congelamiento tarifario (Ley que crea un “Mecanismo de Protección al Cliente”), la que nuevamente generó una deuda por los precios reales no cobrados a los clientes finales.

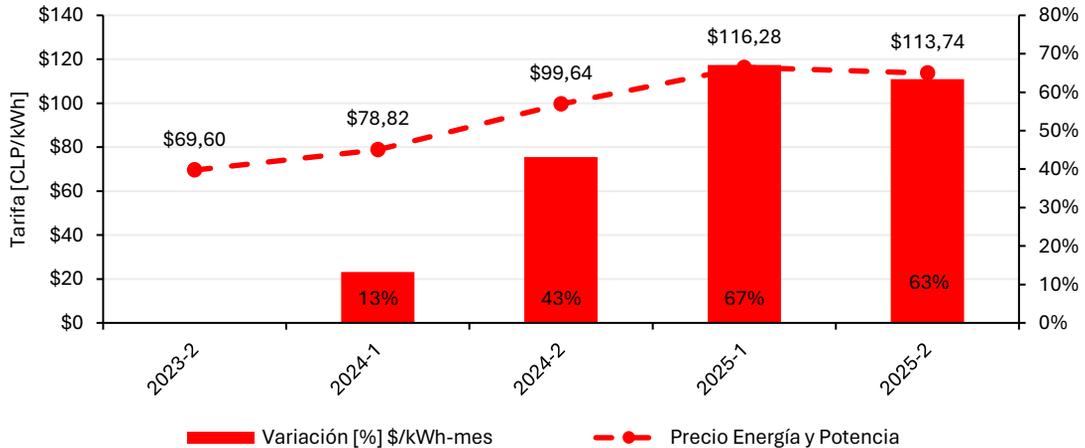
De esta manera, las actuales tarifas eléctricas reflejan un tipo de cambio de \$640 (representativo del nivel del final del segundo semestre de 2018); no interiorizaron los cambios en los precios internacionales de los combustibles (en febrero de 2022 estalló la guerra de Ucrania que hizo subir el carbón y el GNL); y no se actualizó conforme IPC y CPI. Como resultado la tarifa de energía actual es cerca de un 30% más baja que la real; y se ha acumulado una deuda cercana a los USD 6.000 millones considerando los intereses correspondientes, la que deberá pagarse con un cargo de \$22 por kWh de consumo (aprox. un 20% de la tarifa vigente) a partir de enero de 2025.

De manera responsable y con seriedad técnica, el Ministro de Energía Diego Pardow le puso fin a esta verdadera “bicicleta” de deuda que ya significaba 2% del PIB de Chile, mediante la ley 21.667 publicada en abril pasado. Dicha normativa establece una fórmula gradual en el traspaso de los niveles reales de la tarifa eléctrica y el pago de la deuda acumulada.

El efecto en precio de energía y tarifa final se puede ver en la siguiente gráfica:

Alzas en las tarifas eléctricas: no hay deuda que no se pague

Alzas Tarifas Energía BT1 (Consumo < 350 kWh/mes)

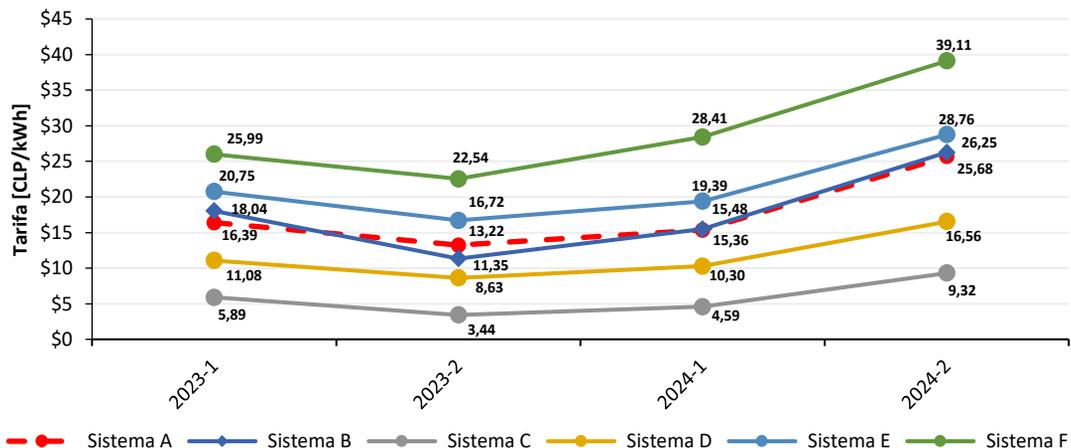


**Cargos no incluyen IVA – Se asume un tipo de cambio de 900 CLP/USD desde junio 2024.*

En el caso de la distribución, el decreto que fija las tarifas de distribución entre noviembre de 2020 y noviembre 2024 acaba de ser publicado el viernes 7 de junio, por lo que se debe aplicar a la tarifa la deuda generada por el congelamiento dispuesto en diciembre de 2019, junto con los nuevos niveles tarifarios del período. Para Santiago, nuestra estimación es que implicará un alza del 5,4 % en promedio a los clientes de Enel Distribución.

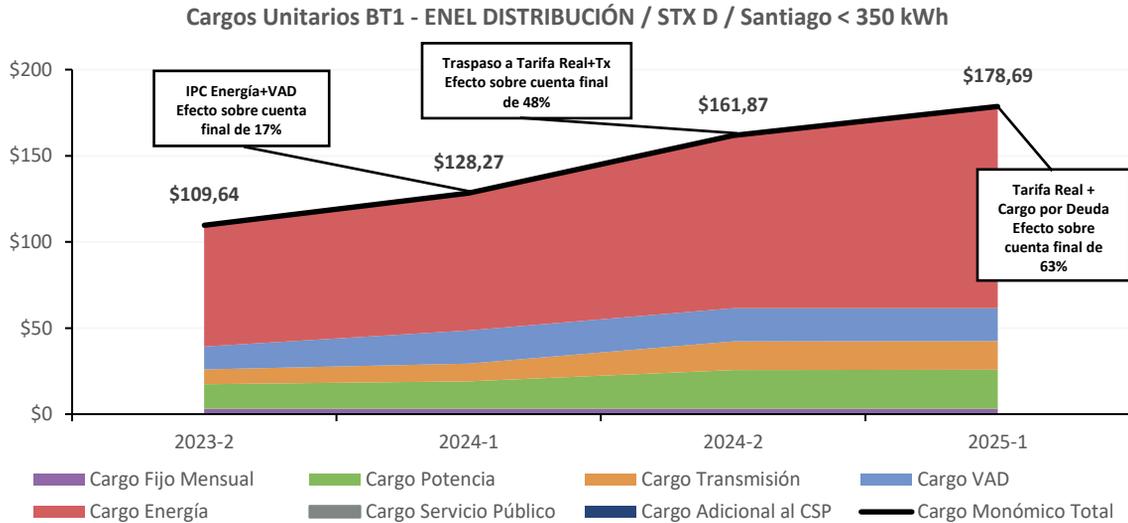
Finalmente, en el segundo semestre se observará adicionalmente un alza en las tarifas de transmisión, lo que se debe a la acumulación de saldos, menores ingresos tarifarios, aumento del tipo de cambio y una menor demanda de clientes regulados. Estas alzas se pueden apreciar en la siguiente gráfica de acuerdo con el sistema zonal correspondiente:

Cargo por Transmisión (CLP/kWh)



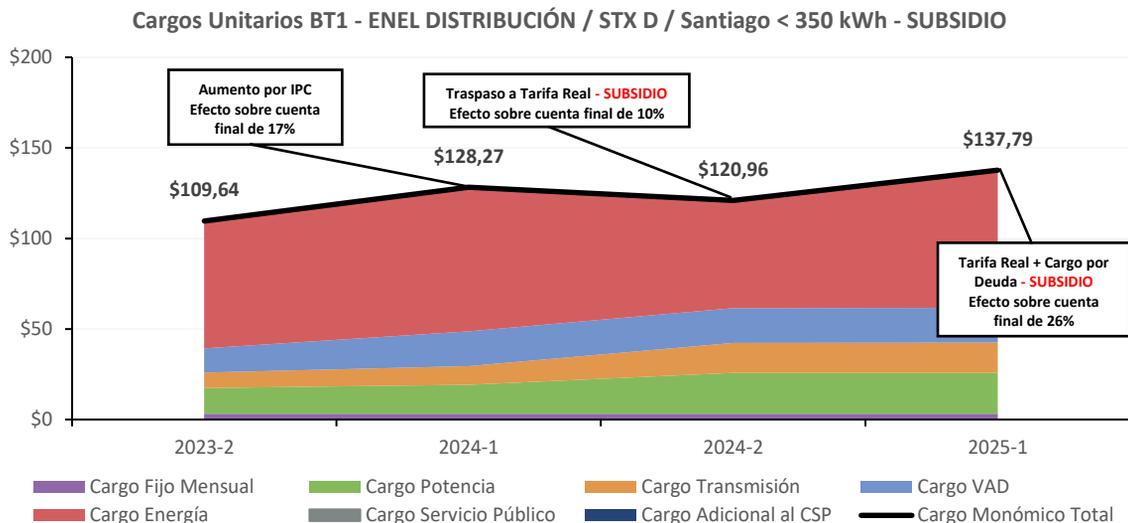
Alzas en las tarifas eléctricas: no hay deuda que no se pague

De esta manera y dependiendo de las fechas de publicación de los decretos tarifarios de 2024 (considerando que estamos terminando el primer semestre), la estimación de Valgesta Nueva Energía de los tres efectos combinados para un cliente de Santiago es la siguiente:



**Cargos no incluyen IVA – Se asume un tipo de cambio de 900 CLP/USD desde junio 2024. El porcentaje de alza se calcula con relación al nivel tarifario vigente (CLP 109,64/kWh)*

Sin embargo, la ley 21.667 consideró un subsidio el que preliminarmente sería entregado a 1.100.000 familias, por un monto de descuento de \$40 por kWh de consumo. El efecto en tarifa final se puede apreciar en la siguiente gráfica, la que muestra que, si bien los clientes beneficiados tendrán una menor alza que los clientes sin subsidio, igual experimentarán un alza significativa en sus tarifas del 26% a enero de 2025.



**Cargos no incluyen IVA – Se asume un tipo de cambio de 900 CLP/USD desde junio 2024. El porcentaje de alza se calcula con relación al nivel tarifario vigente (CLP 109,64/kWh)*

Alzas en las tarifas eléctricas: no hay deuda que no se pague

Finalmente, es importante mencionar que tenemos la convicción que la normalización de las tarifas eléctricas era urgente y necesaria. Sin embargo, el impacto que esta alza traerá a las familias es muy significativa, por lo que el Gobierno podría ampliar la cantidad de recursos destinadas al subsidio, tanto para beneficiar a más familias como también para reducir el impacto del alza en las familias vulnerables.

NOTICIAS

Proyecto Parque Eólico Horizonte realiza la energización de sus primeros aerogeneradores

Durante la primera semana del presente mes, Horizonte, el parque eólico más grande de Chile y segundo de Latinoamérica, sumó un hito clave: la energización de sus primeros aerogeneradores, a través de la subestación Parinas, lo que permite que el parque comience a inyectar energía al Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

Con el objetivo de dar a conocer este hito, el pasado martes 4 de junio se realizó una visita al parque, donde autoridades y líderes de opinión de la Región de Antofagasta y de Santiago tuvieron la oportunidad de observar de primera mano este avance. El proyecto, **ya alcanzó más de un 80% de avance** en su construcción y el 58% de sus aerogeneradores (81 de 140) ya fueron instalados.

La energización inicial ha permitido **agregar una cantidad de 1.311,5 MWh** desde el 13 de mayo, comenzando con el camino que recorrerá Horizonte hasta lograr su completa integración al suministro energético del país.

La energización inicial de la Línea de Alta Tensión Norte y la Subestación Norte de Horizonte, realizada el 30 de abril de 2024, permite transformar la tensión de 33 KV a 220 KV, facilitando así la transmisión de energía. Este avance inicial permite energizar los primeros 24 circuitos, que incluyen 70 aerogeneradores ubicados en el sector norte del parque.

Durante el mes de junio de 2024, se prevé completar la energización de la Línea de Alta Tensión Sur y la Subestación Horizonte Sur, lo que permitirá activar los restantes 70 aerogeneradores en el sector sur del parque.

Fuente: Revista Electro Industria (05/06/2024)

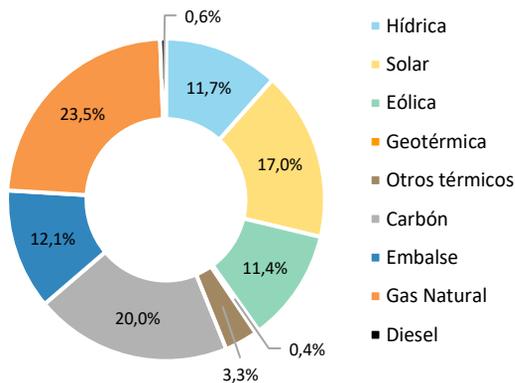
ESTADÍSTICAS MAYO 2024

Generación SEN últimos 12 meses



Fuente: Coordinador Eléctrico

COMPOSICIÓN DESPACHO SEN MAYO 2024

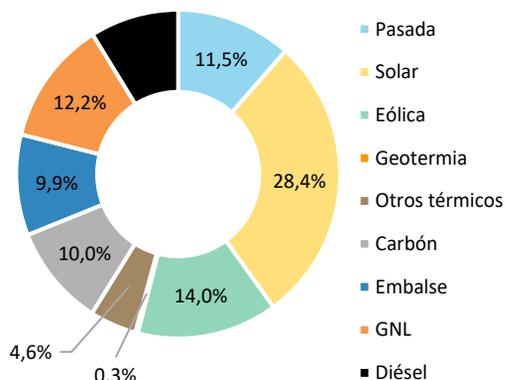


Despacho de generación (GWh)

Hidráulica	1.777
Térmica	3.295
Eólica	849
Solar	1.273
Geotermia	30
Total	7.224

Fuente: Coordinador Eléctrico

CAPACIDAD INSTALADA SEN ABRIL* 2024



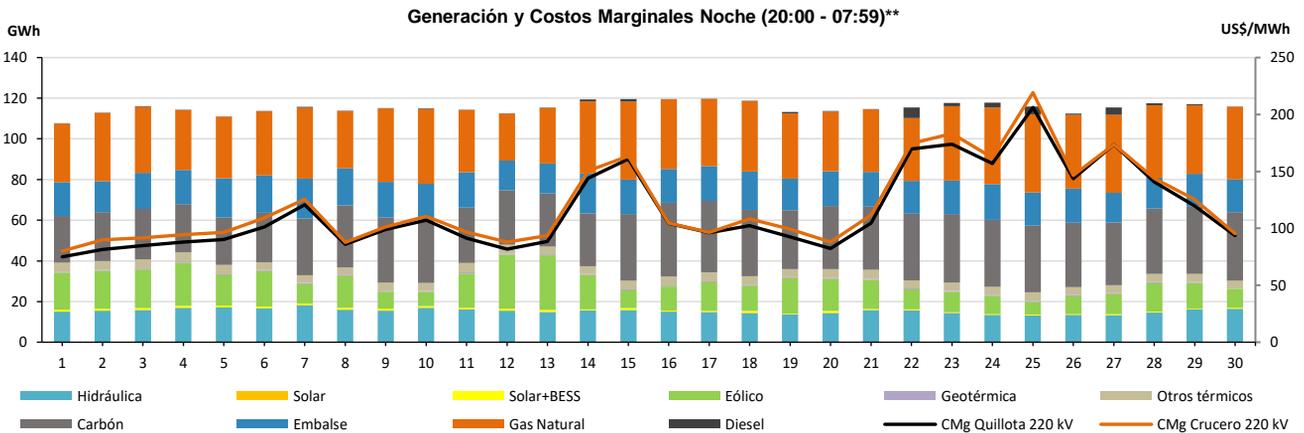
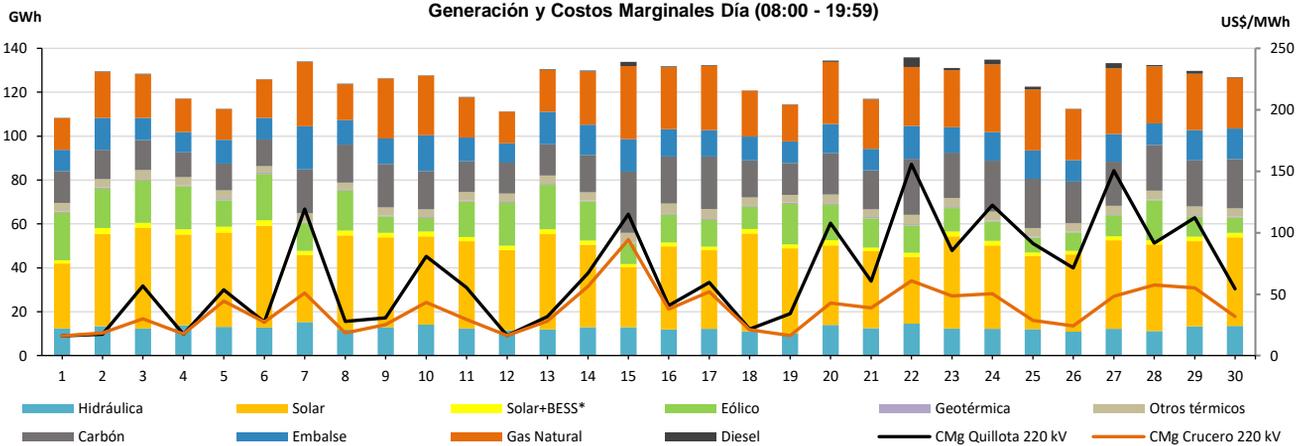
Capacidad instalada SEN (MW)

Hidráulica	7.498
Térmica	12.635
Eólica	4.902
Solar	9.961
Geotérmica	95
Total	35.092

Fuente: Coordinador Eléctrico

*Última actualización del CEN de abril 2024

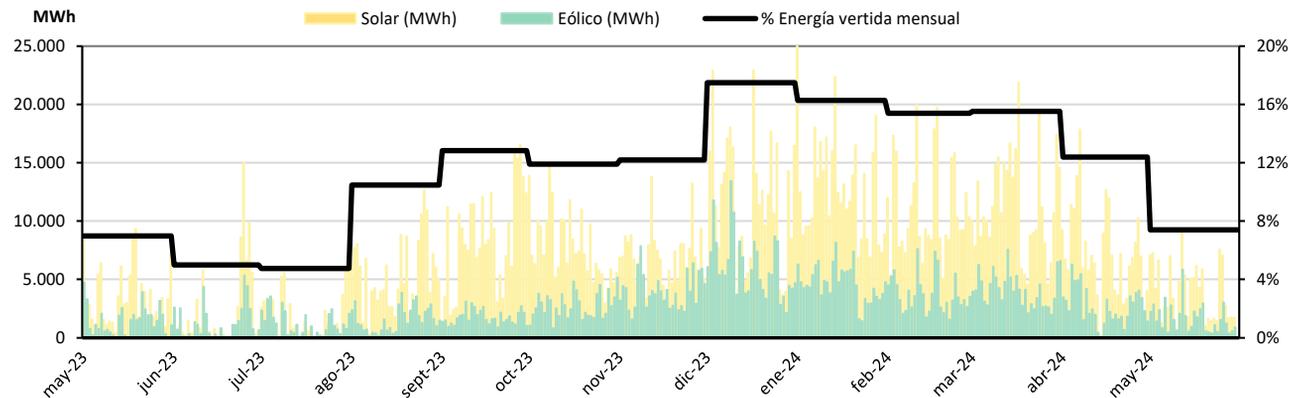
Generación y costos marginales en Quillota 220 kV y Crucero 220 kV, mayo 2024



*Solar + BESS: Incluye centrales híbridas puestas en operación.

**Por criterio de Valgesta, en el mes de mayo se disminuye el rango de aporte solar, considerando como horas diurnas desde las 08:00 hasta las 19:59 hrs.

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

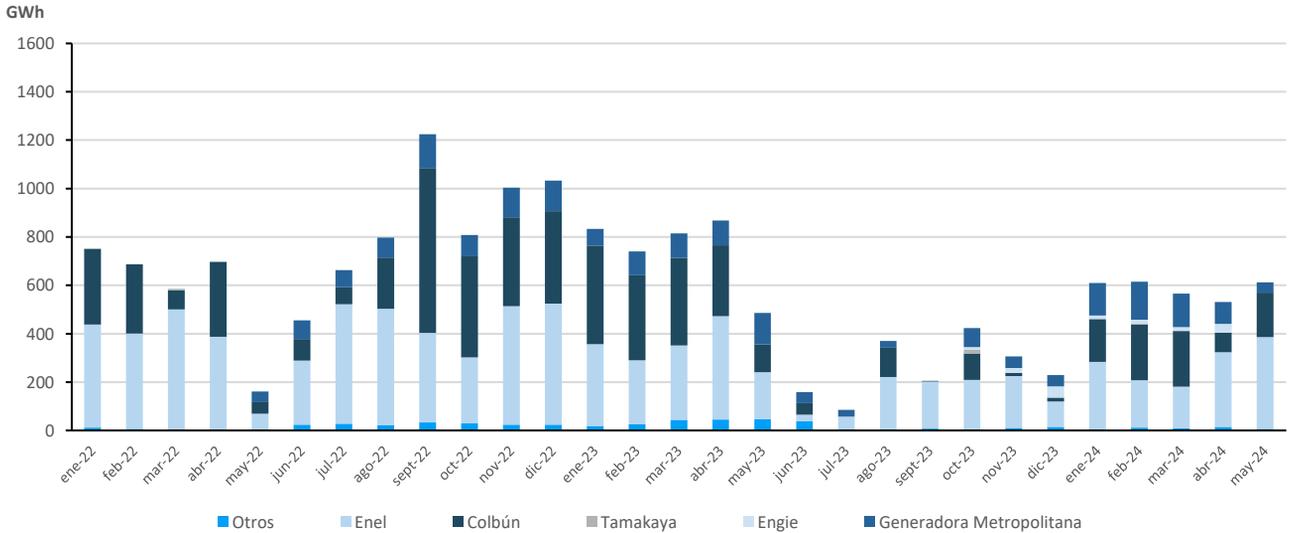


Fuente: Coordinador Eléctrico

El gráfico anterior presenta la cantidad de energía diaria reducida de centrales eólicas y solares que se ha presentado desde mayo del año 2023 hasta mayo* 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 mayo 2024 corresponde a la exhibida en los Informes Diarios de Novedades al Centro de Despacho de Carga (CDC) del Coordinador Eléctrico Nacional.

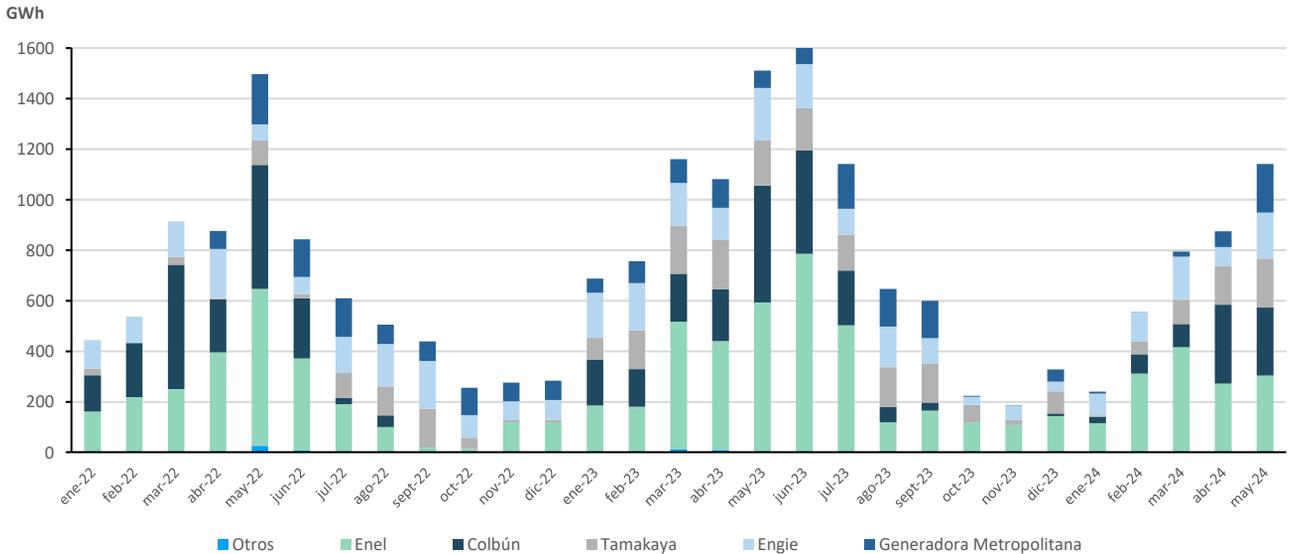
Generación histórica Gas Natural Argentino



En mayo de 2024 se generaron **612,7 GWh** en base a Gas Natural Argentino, de los cuales un **61,9%** se atribuye a **Enel**, un 30,1% a Colbún, un 6,9% a Generadora Metropolitana, y el 1,1% restante es atribuible a otras empresas.

Fuente: Coordinador Eléctrico

Generación con GNL desde terminales Quintero y Mejillones



En mayo de 2024, la generación de centrales en base a GNL asociadas a los terminales Quintero y Mejillones fue de **1.141,7 GWh**, lo que representó el **23,5% de la generación total del SEN**. De estas inyecciones, un **26,4%** es atribuible a la empresa **Enel**, un 23,5% a Colbún, un 17% a Tamakaya, un 16,9% a Generadora Metropolitana, un 15,9% a Engie, y el 0,3% restante se atribuye a otras empresas.

Fuente: Coordinador Eléctrico

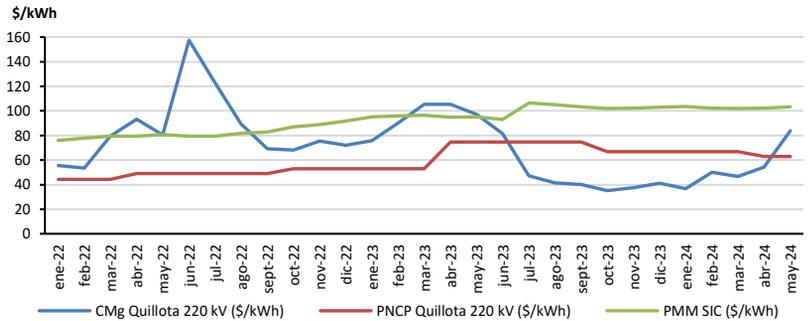
ESTADÍSTICAS DE PRECIOS DE ENERGÍA

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

Precio Nudo Quillota 220 kV	84,0
Precio Nudo Crucero 220 kV	73,1
PMM SEN	103,2

Fuente: CNE

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

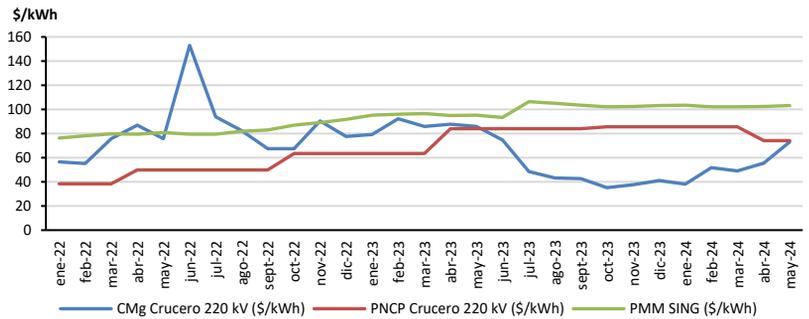


Costos marginales promedio mayo 2024 (\$/kWh)

Crucero 220 kV	73,1
Cardones 220 kV	72,7
Pan de Azúcar 220 kV	75,0
Quillota 220 kV	84,0
Charrúa 220 kV	87,2
Puerto Montt 220 kV	87,1

Fuente: Coordinador Eléctrico

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



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

Fuente: CNE / Coordinador Eléctrico

NOTICIAS

Gas inflexible: Tribunal Ambiental cierra la puerta a ofensiva de organizaciones ambientales para invalidar norma técnica

El Segundo Tribunal Ambiental, con sede en Santiago, cerró la puerta a la reclamación presentada el 22 de abril por organizaciones ambientales en contra de la resolución de la Comisión Nacional de Energía (CNE) que bloqueó los intentos que buscaban invalidar la Norma Técnica para Programación y Coordinación de la Operación de Unidades que utilicen Gas Natural Licuado Regasificado (GNL) de octubre de 2021 en su última actualización (aun que esta data de 2016).

En una **resolución del 5 de junio**, se señala que, a juicio del Tribunal, "los argumentos esgrimidos por la recurrente no logran desvirtuar lo razonado en la resolución impugnada", en orden -dice- a que no se cumplen dos de los requisitos exigidos por el artículo 17 N°8 de la Ley N° 20.600 para estar en presencia de un acto administrativo de carácter ambiental susceptible de ser reclamado en dicha sede. "A saber, que haya sido dictado por un órgano con competencia ambiental y que corresponda a un instrumento de gestión ambiental o se encuentre directamente asociado con uno de estos", añade.

"Como se razonó en la resolución impugnada, la CNE, de acuerdo con lo establecido en el artículo 6º, inciso segundo, del D.L. N° 2224, de 1978, tiene competencia solo en materias técnicas y económicas. Además, dicha comisión no participa en la evaluación ambiental, ni es parte de aquellos órganos que poseen atribuciones legales asociadas directamente con la protección del medio ambiente, la preservación de la naturaleza, o el uso y manejo de algún recurso natural", se explica.

Entre los argumentos planteados, asegura que la norma técnica cuestionada no constituye un instrumento de gestión ambiental, pues las normas de esa naturaleza que dicta la CNE se refieren a aspectos técnicos, de seguridad, coordinación, calidad, información y económicos de funcionamiento del sistema eléctrico.

Asimismo, "la referida norma técnica no se encuentra relacionada con un instrumento de gestión ambiental, atendido que el plan de descarbonización no tiene tal carácter. Al respecto, cabe señalar que, si bien el Tribunal ha reconocido que los instrumentos de gestión ambiental no son solo los señalados en el Título II de la Ley N° 19.300, de todas formas, estos deben tener una base legal, lo cual no acontece respecto de dicho plan".

Fuente: Diario Financiero (10/06/2024)

Balance ERNC Abril 2024

Total retiros afectos a obligación (GWh)	6.078
Obligación ERNC (GWh)	992
% Obligación ERNC respecto a retiros afectos a obligación	16,3%
Inyección ERNC (GWh)	2.549
% Inyecciones ERNC respecto a retiros afectos a obligación	41,9%

Fuente: Coordinador Eléctrico

NOTICIAS

Planta termosolar de Cerro Dominador lleva un año sin producir energía

La última vez que Cerro Dominador, la primera planta termosolar de Chile inaugurada en 2021 con bombos y platillos y una inversión de más de US\$ 1.200 millones, inyectó energía de manera continua al sistema, fue en **mayo de 2023**.

Desde entonces, han informado al Coordinador Eléctrico Nacional diariamente en el apartado de "Desconexión Forzada" que la central está "Indisponible. Causa informada: Inspección y reparación de rotura de tubería correspondiente al generador de vapor".

Consultada directamente la empresa, Pablo Cavallaro, director de Asuntos Legales y Corporativos de Cerro Dominador, confirmó que "la planta termosolar Cerro Dominador actualmente no se encuentra en funcionamiento, ya que una parte específica de la isla de potencia está en proceso de reparación, y para respetar los altos estándares de esta tecnología, considerando además la gran envergadura de este proyecto, sus controladores (EIG Global Energy Partners) deben ser meticulosos y tomarse el tiempo necesario para su correcta mantención, revisión y reparación de las distintas estructuras y su adecuado funcionamiento".

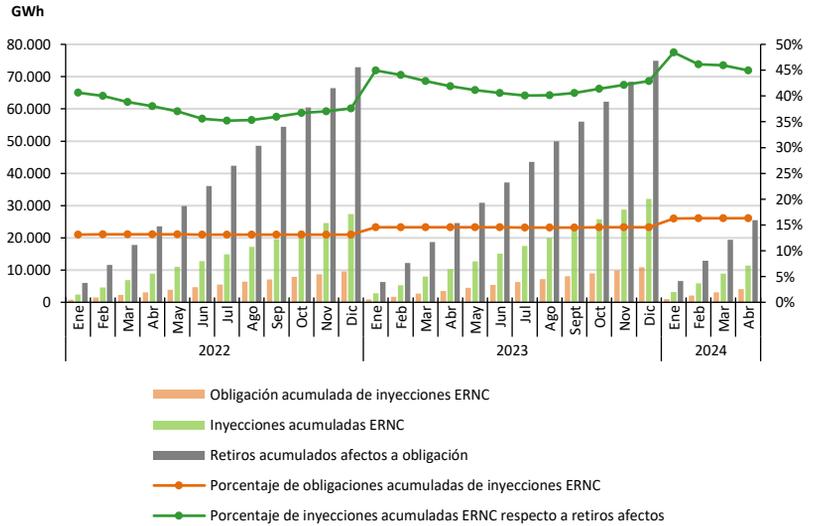
"En Cerro Dominador confiamos que esta tecnología es el futuro, el sustituto natural de las centrales térmicas de combustibles fósiles. En cuanto la planta vuelva a estar operativa, que esperamos sea pronto, informaremos al público a la mayor brevedad", agregaron sin entregar una fecha concreta para que vuelva a estar operativa.

Eso sí, su central fotovoltaica convencional sí ha seguido funcionando con normalidad e inyectando energía al sistema.

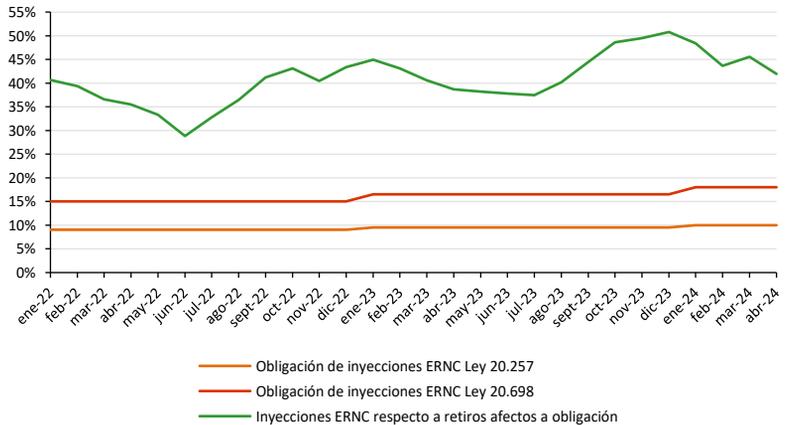
Fuente: Diario Financiero (31/05/2024)

BALANCE ERNC ABRIL 2024

Obligación acumulada de inyecciones ERNC, inyecciones acumuladas de ERNC y retiros acumulados afectos a obligación desde enero 2022 hasta abril 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 abril 2024, corresponden a **25.477 GWh**.

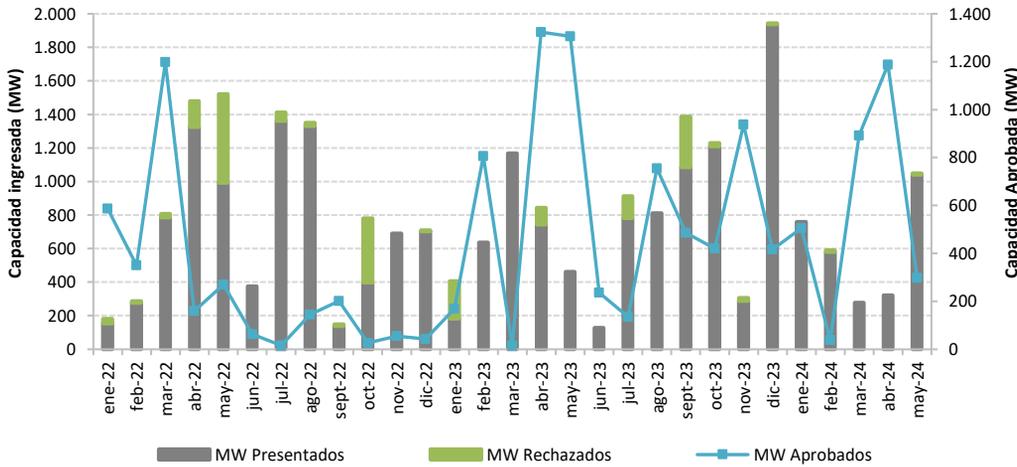
La obligación acumulada de inyecciones ERNC en el mes de abril 2024 correspondió a **4.155 GWh**, lo que corresponde a un **16,3%** respecto de los retiros afectos en el mismo periodo.

Por otra parte, las inyecciones acumuladas de ERNC abril 2024, fueron de **11.460 GWh**, lo que corresponde a un **45%** 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 mayo 2024



Estado de Proyectos

A partir de los datos estadísticos registrados en la plataforma electrónica del SEIA (e-SEIA), en mayo de 2024 ingresaron un total de **1.346,6 MW** de potencia. Se registraron **297,2 MW** aprobados.

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos del SEIA

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

Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Central Fotovoltaica Inca de Varas II	Inca de Varas II SpA	46	Solar	02-05-2024
Planta Fotovoltaica Vernazza	Vernazza SpA	150	Solar + BESS	03-05-2024
Parque Fotovoltaico Zaldivar	ZAPALERI SPA	250	Solar	13-05-2024
Parque Fotovoltaico Las Cunas	Parque Solar Las Cunas SpA	522	Solar	31-05-2024

Principales proyectos aprobados por el SEIA en mayo 2024

Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Proyecto AR Panimávida Solar	AR Energía Chile SpA	112.6	Solar + BESS	22-07-2022
Quinquimo Solar	QUINQUIMO SOLAR SPA	65.0	Solar	25-11-2022
Planta Solar Fotovoltaica Oro y Cielo	Acciona Energía Chile SpA	96.2	Solar	23-01-2023
Parque Fotovoltaico Cormorán	PFV CORMORAN SPA	9	Solar + BESS	21-02-2023
Parque Fotovoltaico El Capitán	SOLAR TI CUARENTA Y TRES SPA	9	Solar	22-06-2023

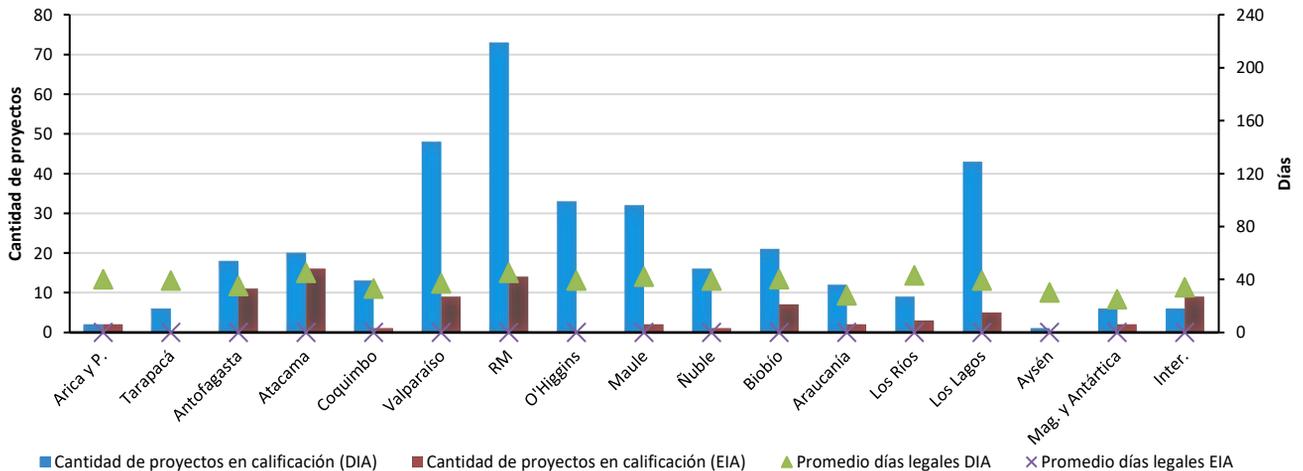
Principales proyectos rechazados por el SEIA en mayo 2024

Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Rechazo
Planta Solar Alvarado	Planta Solar Alvarado SpA	9	Solar	13-05-2024



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 abril de 2024. (*última actualización del SEIA a abril 2024)



Fuente: Reporte Estadístico mensual de Proyectos en el SEIA

NOTICIAS

CNE lanzó Anuario Estadístico 2023

La Comisión Nacional de Energía (CNE) publicó la novena versión del Anuario Estadístico correspondiente al año 2023, en que se muestran los avances del sector energético registrados durante el año pasado, tanto en la industria eléctrica como en la de hidrocarburos.

En el documento se da cuenta de los principales indicadores energéticos, destacándose aquellos que se relacionan con el proceso de descarbonización de la matriz energética nacional, como lo son el **incremento de la participación de las energías renovables, el desarrollo de obras de transmisión, la reducción del factor de emisión en el sistema eléctrico y la baja en los porcentajes de importación de carbón en el país.**

Uno de los datos que muestra el Anuario es el **aumento de la capacidad instalada de generación** en el Sistema Eléctrico Nacional, en el que se **incorporó un total de 1.058 MW entre 2022 y 2023**, donde la **energía solar fotovoltaica subió su participación de 24% a 26%**, mientras que el aporte de las **centrales a carbón bajó de 13% a 11%** en el mismo periodo.

En materia de generación, el año pasado finalizó con **391 proyectos declarados en construcción**, que totalizaron **7.488 MW de capacidad instalada**, los cuales tienen una fecha estimada de entrada en operación al año 2025. Por su lado, en **transmisión**, se cerró con **231 proyectos con declaración de construcción.**

El Anuario también constató avances en la capacidad instalada de los Medios de Generación de Pequeña Escala (**PMG y PMGD**), la cual **subió 19% respecto a 2002**, ubicándose en **3.013 MW durante 2023.**

La generación distribuida para autoconsumo fue otro indicador que mostró un aumento, dado que la capacidad instalada de este tipo de conexiones pasó de **161.929 kW a 222.293 kW entre 2022 y 2023**, mientras que el número de unidades instaladas creció de 16.328 a 21.601.

Marco Mancilla, Secretario Ejecutivo de la CNE, destacó el aporte que tiene el Anuario Estadístico, “actualiza los principales indicadores del sector energético país, siendo un insumo informativo relevante”.

“Las estadísticas registradas durante el año pasado en la industria energética son reflejo de los avances que hemos logrado como país y del resultado del quehacer de la CNE en su constante adaptación a las realidades del sector energético a nivel internacional y nacional, llevando adelante la transición energética a las personas de una manera justa e inclusiva”, afirmó la autoridad.

Fuente: Comisión Nacional de Energía (07/06/2024)



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

Según el Informe Técnico Definitivo del Primer Semestre de 2024, se proyecta una capacidad instalada adicional de **18.820 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.

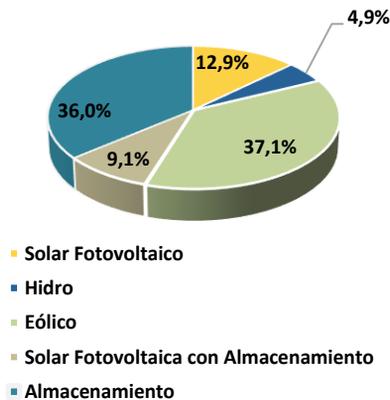
Para el año 2024, se estima una capacidad adicional de **1.916 MW** en instalaciones solares y **1.303 MW** en sistemas de energía solar con almacenamiento.

Por otra parte, se anticipa una capacidad adicional de **7.153 MW** para las centrales eólicas hasta el año 2034.

Por último, se calcula una capacidad de almacenamiento de **7.671 MW**.

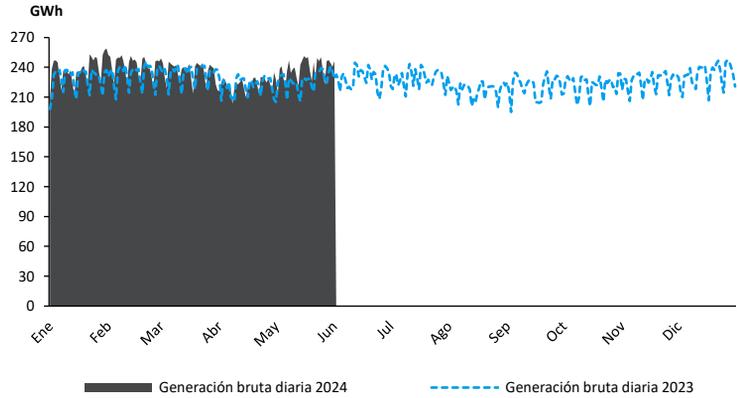
Fuente: ITD Primer Semestre 2024, CNE

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



Fuente: ITD Primer Semestre 2024, CNE

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

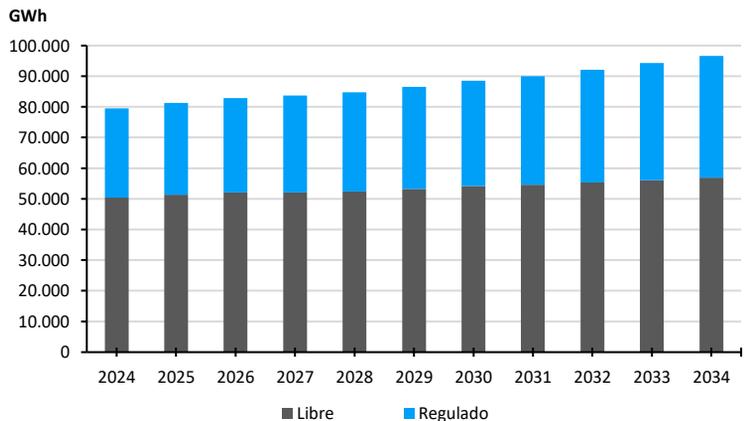
Capacidad Abril* 2024 y recomendada a instalar al año 2034 (MW)

	Abr. 2024	Rec. 2034
Eólica	4.902	7.153
Geotermia	95	0
Hidro	7.498	766
Solar	9.961	1.916
Térmico	12.635	11
Solar FV + BESS	0	1.303
Almacenamiento	0	7.671
Total	35.092	18.820

Fuente: ITD Primer Semestre 2024, CNE

*Última actualización del CEN de Abril 2024

Demanda proyectada del SEN (GWh)



Fuente: ITD Primer Semestre 2024, CNE



CENTRALES EN ETAPA DE PUESTA EN SERVICIO

Central	Capacidad (MW)	Entrada en operación estimada	Central	Capacidad (MW)	Entrada en operación estimada
Las Salinas Etapa III (Solar)	123	Jul-24	Doña Antonia (Solar)	75	Ago-24
San Matías (Eólica)	82	Ago-24	Andes IV (Solar)	212	Ago-24



NOTICIAS

Enel recibe autorización para iniciar la operación comercial del parque fotovoltaico El Manzano

Enel Chile, a través de su filial de desarrollo de energías renovables Enel Green Power Chile, recibió la autorización oficial por parte del Coordinador Eléctrico Nacional, para **iniciar la operación comercial del parque fotovoltaico El Manzano**, ubicado en la Región Metropolitana. Se trata de un proyecto que cuenta con una **potencia neta instalada de 99 MW**, generando anualmente del orden de 226 GWh de energía 100% limpia.

“El Manzano inyectará la energía generada al Sistema Eléctrico Nacional (SEN), entregando continuidad a nuestra estrategia de acercar la energía renovable a los grandes centros de consumo, en este caso, la región Metropolitana. Esto además contribuye a compensar la falta de infraestructura de transmisión que actualmente genera dificultades para la utilización de la energía renovable”, comenta Fernando Meza, gerente de Desarrollo de Negocios de Enel Green Power Chile.

El Manzano consideró la implementación de 162 mil paneles del tipo bifacial, tecnología de punta en el desarrollo de centrales fotovoltaicas, la cual permite mayor captación de la radiación solar, y con ello, mejores perfiles de generación.

Gracias a la operación de este nuevo parque solar se podrán alimentar alrededor de 75 mil hogares anualmente con energía renovable, evitando la emisión del orden de 182 mil toneladas de CO2 por año.

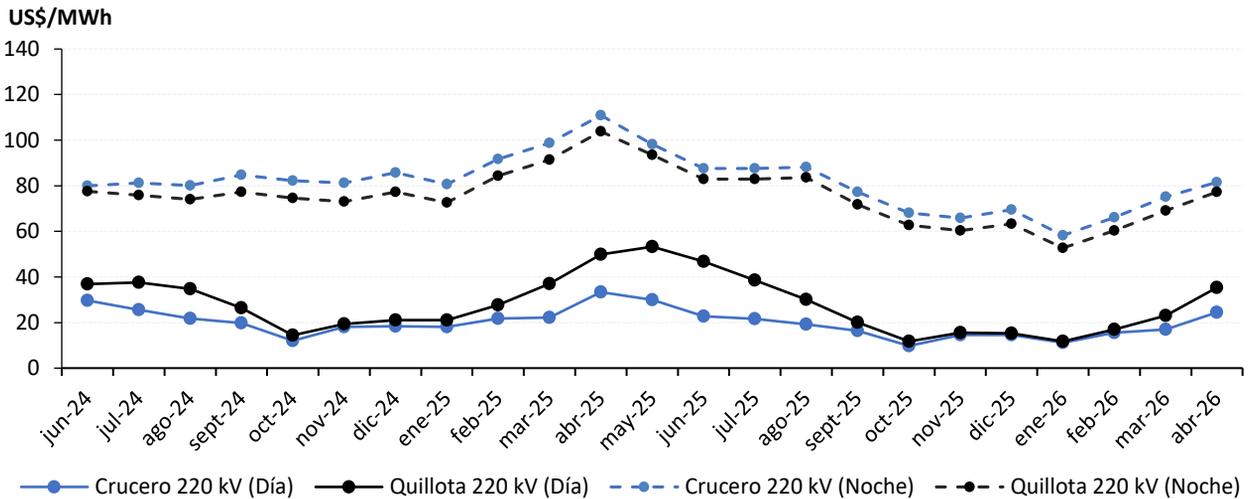
El parque solar El Manzano, en línea con la estrategia de hibridación de la compañía, también **considera la incorporación de baterías de almacenamiento (BESS), con una capacidad de 67 MW/2h**. El proyecto de almacenamiento actualmente se encuentra en desarrollo, estimándose su finalización durante el primer semestre de 2024.

Fuente: Revista Electricidad (23/05/2024)

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



ÁREAS DE TRABAJO

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

www.valgesta.com

En la figura anterior se puede observar la proyección promedio de costos marginales para el periodo 2024 - 2026. Asimismo, se muestra que para los próximos meses del presente año se proyectan precios cercanos a los **24 US\$/MWh** durante las horas del día, y de **79 US\$/MWh** para las horas de la noche. Además, se observa que el costo marginal más bajo se presentaría en el mes de octubre, llegando a un valor de **12 US\$/MWh**.

El costo marginal promedio proyectado para los próximos dos años durante el día en la barra Crucero 220 kV es **19,9 US\$/MWh** y en la barra Quillota 220 kV es **28 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.

El costo marginal promedio proyectado para los próximos dos años durante la noche en la barra Crucero 220 kV es **81,8 US\$/MWh** y en la barra Quillota 220 kV es **75,7 US\$/MWh**.

Los precios proyectados están condicionados al aporte hídrico. Es decir, si hay una menor cantidad de lluvia –lo cual es probable considerando el fenómeno de la niña que se aproxima según las proyecciones meteorológicas–, los costos marginales tenderían a aumentar.

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