



**VALGESTA**  
NUEVA ENERGÍA

# BOLETÍN INFORMATIVO

AÑO 15 | Nº8 | AGOSTO 2023

**VALGESTA.COM**

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



## Efectos de la Implementación de las leyes de estabilización de tarifas

Por: Andrés Romero Celedón, socio y director de Valgesta Nueva Energía  
Pedro Larraín, Ingeniero de estudios

En el año 2019, se dictó la primera ley de estabilización de tarifas, Ley 21.185, más conocida como ley PEC y que creó un fondo de estabilización (más bien una cuenta por cobrar para generadores con contratos de suministro para clientes regulados) con un tope de USD 1.350 millones. La realidad superó ampliamente los supuestos presentados por el Gobierno respecto del comportamiento de este fondo, superando su límite mucho antes de lo presupuestado, por lo que el año 2022 el actual Gobierno propuso un segundo mecanismo de estabilización denominado “protección al cliente”, dictándose una segunda ley de estabilización de tarifas, la Ley 21.472, conocida como ley MPC.

El resultado de ambas decisiones legislativas fue y sigue siendo complejo para las empresas generadoras que tienen contratos de suministro para clientes regulados. En efecto, la deuda acumulada a la fecha con dichas compañías alcanza la suma de USD 3.200 millones (incluyendo diferencias de facturación). A la fecha, la implementación de la ley MPC aún no se ha realizado, no obstante haberse publicado ésta el 2 de agosto de 2022, es decir hace poco más de un año, por lo que la deuda se sigue acumulando.

Parte del retraso de esta implementación legal se explica por la compleja regulación administrativa que requiere la ley, a cargo del Ministerio de Hacienda y de la Comisión Nacional de Energía. En efecto, el pasado 9 de agosto se publicó un nuevo texto de la Res. Exenta de la CNE que “establece disposiciones técnicas para la implementación de la ley N° 21.472 y fija texto refundido”, en la cual se introducen cambios significativos a la resolución que la antecede, los que describimos a continuación.

Durante la vigencia del MPC el reconocimiento de la deuda generada a las empresas suministradoras de energía se realizará mediante la emisión de documentos de pago, los cuales poseen garantía estatal y reconocimiento de costo financiero al considerar una tasa de interés anual determinada por la Dirección de Presupuestos (Dipres). La nueva versión de la resolución establece que los documentos de pago serán pagados en una fecha a determinar por la Dipres según sus proyecciones de recaudación del fondo creado por la ley, sin embargo, los intereses que acumulan estos saldos serán pagados de manera semestral, de esta forma otorgándoles prioridad por sobre los pagos de los saldos adeudados del mecanismo anterior (PEC).

Dichas disposiciones se introdujeron como indicaciones al proyecto de ley ya que, si no se pagaban de esa manera, sólo unas pocas empresas asumirían los riesgos del pago de la deuda del PEC, ya que aquellos contratos de suministro que vencen en los años 2023 y 2024 no deberán soportar el mecanismo de deuda a partir de esa fecha. Dicho de otra manera, los contratos que tienen una duración más allá de 2024 deberán soportar el pago de la deuda de la ley PEC.

## Efectos de la Implementación de las leyes de estabilización de tarifas

La resolución define el mecanismo mediante el cual se realizarán los pagos de los saldos PEC, estableciendo que estos se realizarán en los años 2025, 2026 y 2027. En cada informe técnico semestral en el cual se fijan las tarifas a traspasar a clientes regulados, se determinarán los montos de pago de saldos PEC en los años mencionados, estableciendo un mínimo de pago de 100 millones de dólares cada semestre. El método que establece la resolución consiste en destinar una porción de la recaudación de las empresas distribuidoras al pago de los saldos del PEC, adicionando estos montos al Beneficio al Cliente Final y, de esta forma, transformándolos en nuevos documentos de pago.

Llama la atención la disposición antes señalada. El artículo sexto transitorio y el artículo 9 inciso tercero de la ley 21.472, disponen que los recursos del Fondo de Estabilización de Tarifas y los cargos MPC, se deben destinar, en primer lugar, a la restitución de los saldos adeudados de la ley N° 21.185 y, luego, al pago del Saldo Final Restante de la ley MPC.

Producto de lo anterior, el impacto de la regulación introducida por la CNE en su última resolución exenta debe evaluarse, en especial la afectación que sufrirán algunas compañías que tendrán que asumir nuevamente la deuda del PEC.

## NOTICIAS

**Gobierno da a conocer acciones para impulsar el almacenamiento y anuncia modificaciones al actual reglamento de potencia**

El ministro de Energía, Diego Pardow, lideró la ceremonia de Lanzamiento de Medidas para la Promoción del Almacenamiento, instancia en la cual se dieron a conocer una serie de acciones que están implementando distintas instituciones para fomentar la inversión en sistemas de almacenamiento de energía renovable, elemento clave para avanzar en el proceso de transición energética de nuestro país.

Durante su intervención, el ministro Pardow se refirió el avance de la Agenda para un Segundo Tiempo de la Transición Energética que, a tres meses de su lanzamiento, ya cuenta con 8 de sus 10 medidas concretadas o con algún nivel de avance, entre ellas, destacó el ingreso del proyecto de ley de transición energética que considera una serie de acciones, entre ellas, la licitación para la construcción de sistemas de almacenamiento.

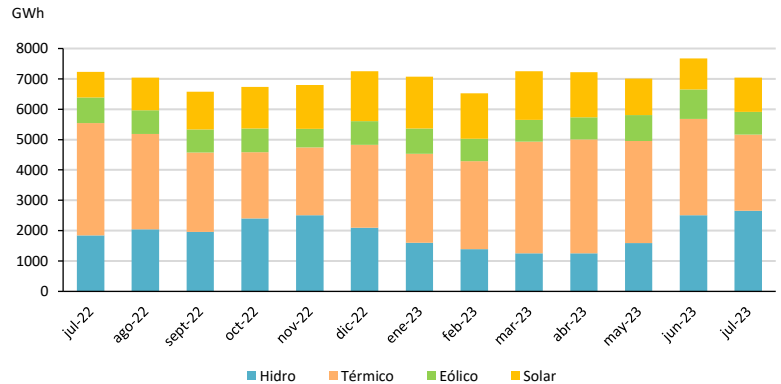
En el marco de la actividad, el gerente de Inversiones y Financiamiento de Corfo, Francisco Meneses, dio a conocer las fuentes de financiamiento verde para este tipo de proyectos. Posteriormente, el director subrogante del Servicio de Evaluación Ambiental (SEA), Juan Cristóbal Moscoso, abordó los criterios técnicos que serán considerados para los procesos de evaluación ambiental, de manera de entregar mayores certezas a los desarrolladores de este tipo de proyectos.

“El DS 3 es un decreto que llevaba mucho tiempo en elaboración y que tenía partes donde se había logrado consenso con la industria y en otras no. Entre las que hay un amplio consenso, sobre todo lo que tiene que ver con el almacenamiento, era importante dar certezas respecto de su remuneración para que los proyectos puedan cerrar su financiamiento y empezar a trabajar en los permisos y materializarse lo antes posible”, explicó el ministro al finalizar la actividad.

Fuente: Ministerio de Energía (26/07/2023)

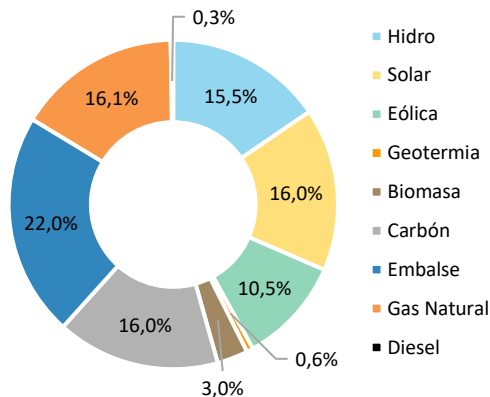
## ESTADÍSTICAS JULIO 2023

Generación SEN últimos 12 meses



Fuente: Coordinador Eléctrico

## COMPOSICIÓN DESPACHO SEN JULIO 2023

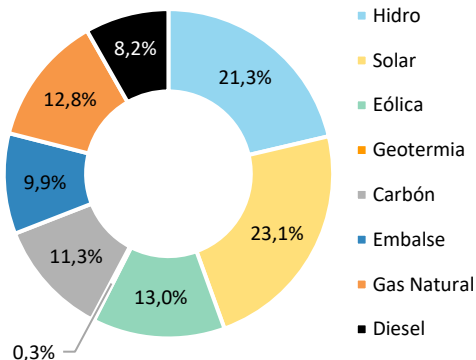


### Despacho de generación (GWh)

Hidráulica	2.657
Térmica	2.511
Eólica	743
Solar	1.136
Geotermia	45
<b>Total</b>	<b>7.091</b>

Fuente: Coordinador Eléctrico

## CAPACIDAD INSTALADA SEN JULIO 2023

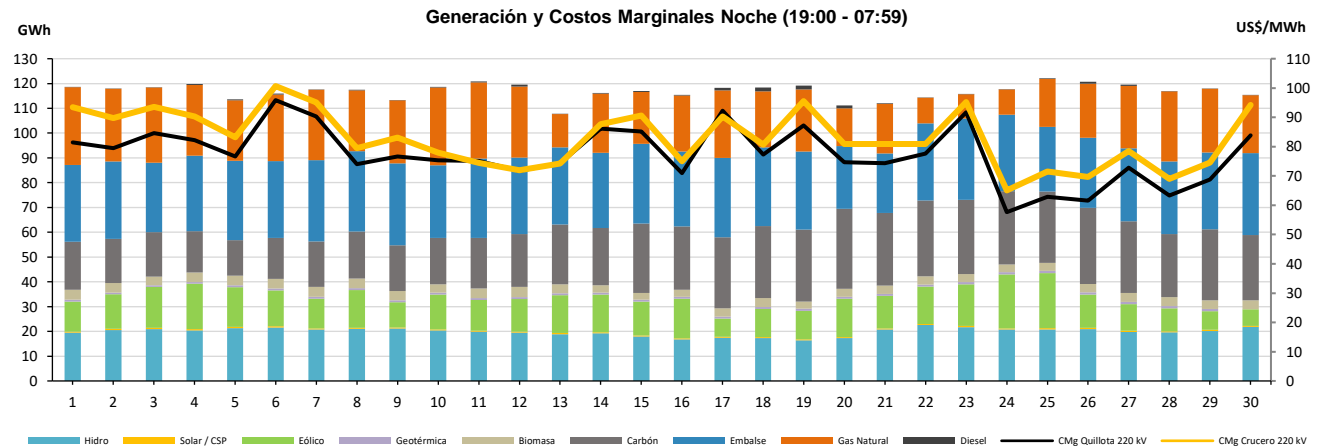
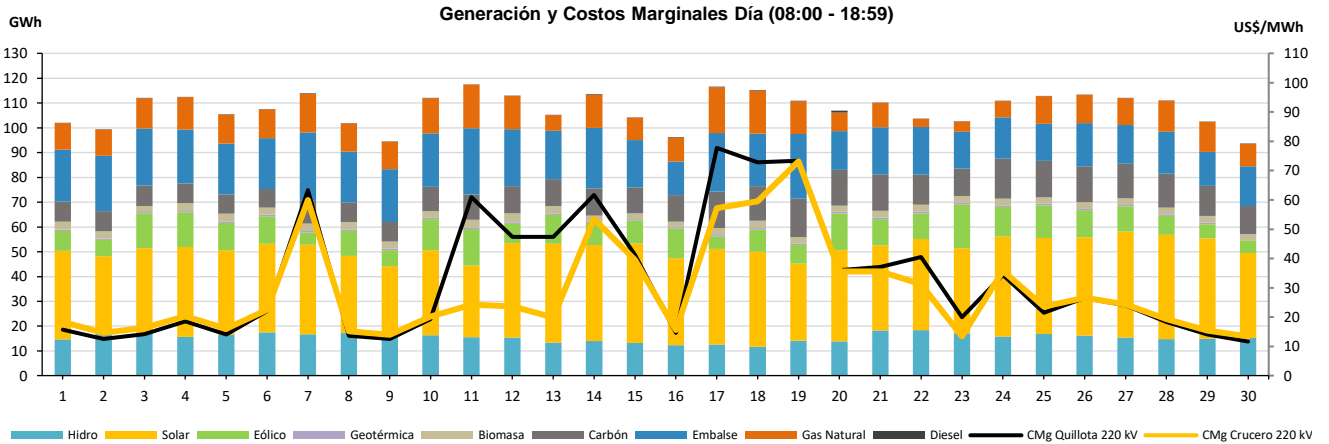


### Capacidad instalada SEN (MW)

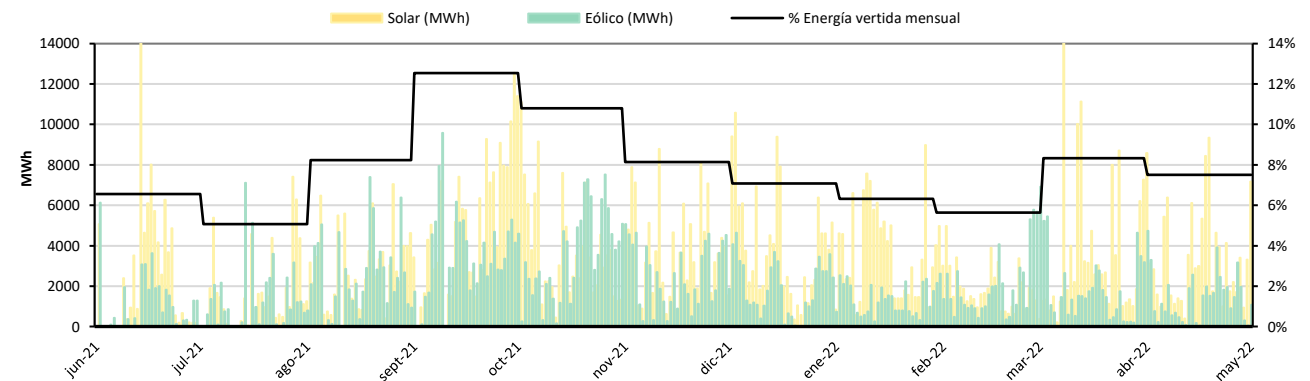
Hidráulica	11.002
Térmica	11.404
Eólica	4.583
Solar	8.152
Geotérmica	95
<b>Total</b>	<b>35.235</b>

Fuente: Coordinador Eléctrico

## Generación y costos marginales en Quillota 220 kV y Crucero 220 kV, julio 2023



## Reducción ERNC durante la Operación en Tiempo Real, julio 2021 - julio 2023

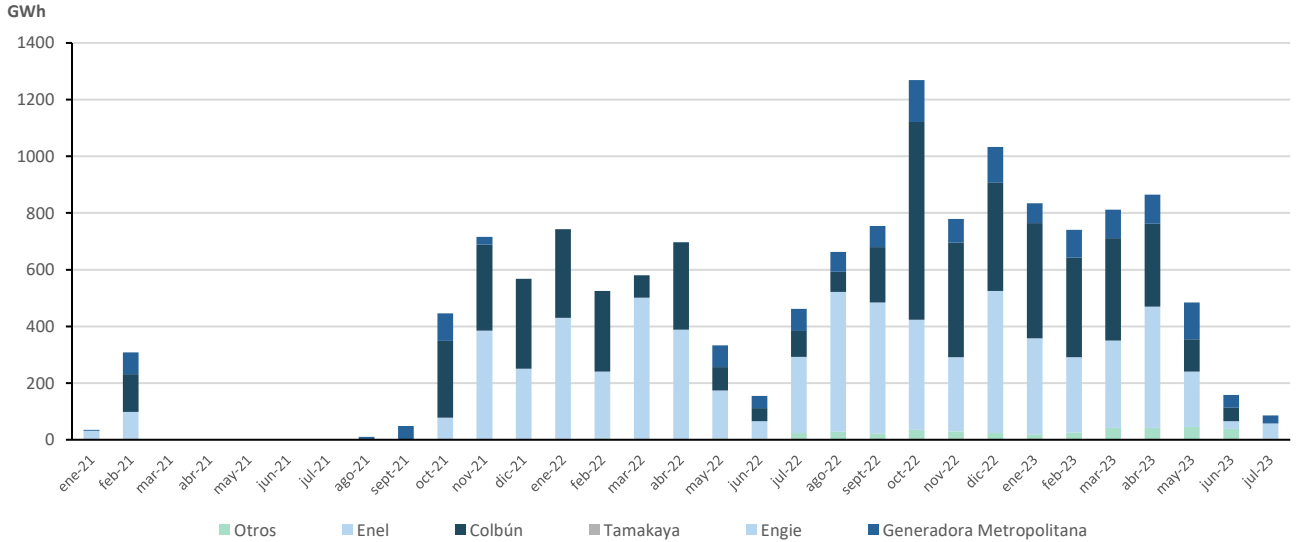


Fuente: Coordinador Eléctrico

El gráfico anterior presenta la cantidad de energía diaria reducida de centrales eólicas y solares que se ha presentado desde julio de 2021 a julio\* de 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 gestiones en el sistema de transmisión.

\*La reducción ERNC durante la Operación en Tiempo Real (OTR) de junio 2023 corresponde a la exhibida en los Informes Diarios de Novedades al Centro de Despacho de Carga (CDC) del Coordinador Eléctrico Nacional.

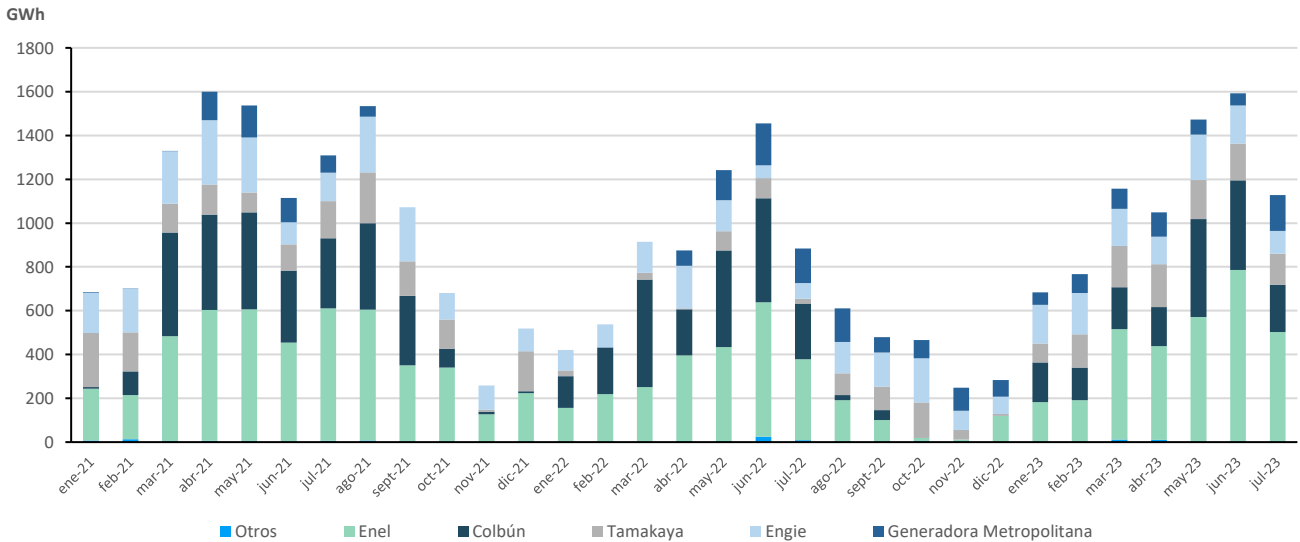
### Generación histórica Gas Natural Argentino



En julio de 2023 se generaron **86 GWh** en base a Gas Natural Argentino, de los cuales un 60,9% es atribuible a la empresa Enel, 33,5% a Generadora Metropolitana y un 5,6% a otras empresas.

Fuente: Coordinador Eléctrico

### Generación con GNL desde terminales Quintero y Mejillones



En julio de 2023, la generación de centrales en base a GNL asociadas a los terminales Quintero y Mejillones fue de **1.127,7 GWh**, lo que representó el 16% de la generación total del SEN. De estas inyecciones, un 44,3% se atribuye a Enel, un 12,6% a Tamakaya, un 19,2% a Colbún, un 9,2% a Engie, un 14,5% a Generadora Metropolitana y el 0,2% restante a otras empresas.

Fuente: Coordinador Eléctrico

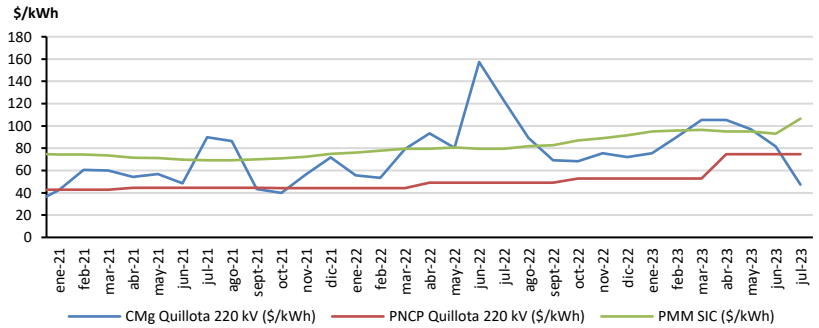
## ESTADÍSTICAS DE PRECIOS DE ENERGÍA

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

Precio Nudo Quillota 220 kV	<b>81,5</b>
Precio Nudo Crucero 220 kV	<b>91,4</b>
PMM SEN	<b>106,4</b>

Fuente: CNE

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

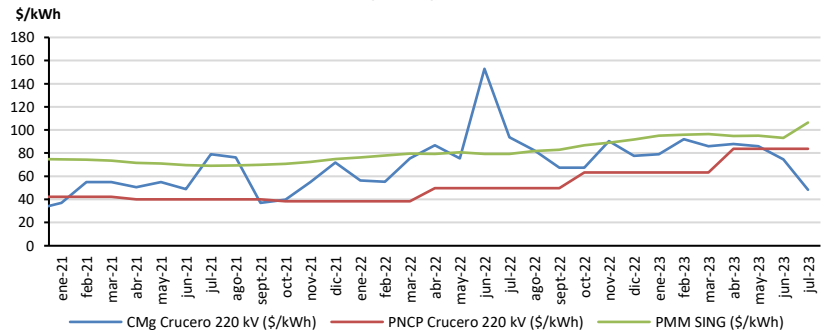


### Costos marginales promedio julio 2023 (\$/kWh)

Crucero 220 kV	<b>60,4</b>
Cardones 220 kV	<b>57,4</b>
Pan de Azúcar 220 kV	<b>57,6</b>
Quillota 220 kV	<b>59,1</b>
Charrúa 220 kV	<b>55,9</b>
Puerto Montt 220 kV	<b>48,6</b>

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: Generación eléctrica alcanzó 7.248 GWh en diciembre de 2022

La Comisión Nacional de Energía (CNE) presentó la última edición de su Reporte Energético Financiero, correspondiente a julio de 2023, en el cual se detalla la cantidad de generación eléctrica producida en el país y otros indicadores relevantes vinculados al sistema eléctrico.

En el documento se constata que en diciembre del año pasado se alcanzó un total de 7.248 GWh, lo que representa una variación trimestral de 10,31%, un 2,61% semestral y un 1,61% anual. Sobre la demanda promedio para el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), en el último mes de 2022 se registró un total de 10.490 MW lo que representa una variación trimestral de 1,57%, semestral de -7,58% y anual de -7,36%.

Con relación al Costo Marginal (CMg), este corresponde al costo variable de la unidad más cara de generación operando en un instante determinado. Para calcularlo se utilizan como referencia las barras más representativas, las cuales son: Quillota 220 kV y Crucero 220 kV. De esta forma, los valores entregados corresponden al promedio mensual de los costos marginales horarios. En junio de 2023, el costo marginal promedio de la barra Quillota fue de 102,26 USD/MWh, siendo un -15,02% menor al del último mes y un -47,56% inferior a igual período de 2022.

En el caso de la barra Crucero, el costo marginal promedio en junio de 2023 fue 93,35 USD/MWh, registrando un decremento del -12,20% respecto del mes anterior y una disminución del -50,73% respecto a junio de 2022. Respecto al Precio Medio de Mercado (PMM) del SEN, este se determina considerando los precios de los contratos de clientes libres y suministro de largo plazo de las empresas distribuidoras según corresponda. Así, se calcula considerando una ventana de cuatro meses, que finaliza el tercer mes anterior a la fecha de publicación del PMM.

Según el informe de la CNE, el PMM registrado en junio de 2023 para el SEN, promedió los 116,51 USD/MWh, siendo un -2,22% menor que el registrado en el mes anterior.

Fuente: Revista Electricidad (03/08/2023)

## Balance ERNC junio 2023

Total retiros afectos a obligación (GWh)	<b>6.296</b>
Obligación ERNC (GWh)	<b>912</b>
% Obligación ERNC respecto a retiros afectos a obligación	<b>14,5%</b>
Inyección ERNC (GWh)	<b>2.381</b>
% Inyecciones ERNC respecto a retiros afectos a obligación	<b>37,8%</b>

Fuente: Coordinador Eléctrico

## NOTICIAS

### Enel Green Power anuncia operación comercial de la planta solar más grande de Chile

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 de su central fotovoltaica Guanchoi, que, con una **potencia neta instalada de 398 MW**, y luego de pasar con éxito todas las pruebas que aseguran su correcto funcionamiento en términos de performance y seguridad, se convirtió en la planta solar en operación más grande del país.

Esta nueva central es la tercera planta solar más grande de Enel a nivel mundial y gracias a su gran tamaño y potencia neta instalada, se espera que **produzca anualmente más de 1.100 GWh, energía 100% limpia** que será inyectada al Sistema Eléctrico Nacional, lo cual permitirá alimentar a más de un millón de hogares chilenos, evitando a su vez, la emisión de alrededor de 900 mil toneladas de CO2 a la atmósfera.

La construcción de Guanchoi contempló la instalación de 893.508 paneles solares con tecnología fotovoltaica de punta del tipo monocristalina bifacial, lo que permite mayor eficiencia en la captación de la radiación solar, generando en promedio un 14% más de electricidad en comparación a la utilización de paneles convencionales.

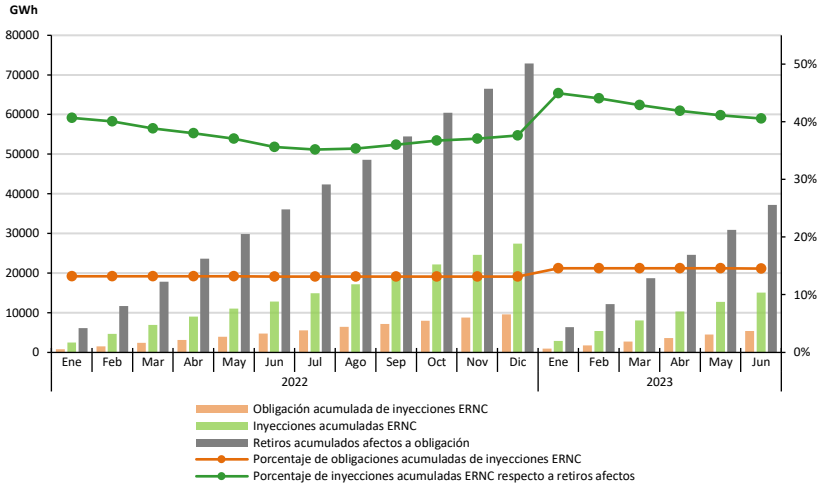
Durante el peak de su construcción el proyecto contó con una fuerza laboral de más de 1.200 personas, que, en su mayoría fueron de la misma Región de Atacama.

Además, el desarrollo de esta central consideró la implementación de sistemas innovadores y de tecnología de punta para este tipo de proyectos, consistente, por ejemplo, en: la incorporación de seguidores inalámbricos, para simplificar la operación y mantenimiento de la operación: inversores del tipo “string inverter” que entregan mayor eficiencia para el proceso de conversión de energía, permitiendo, además, reducir los costos de mantención de la unidad.

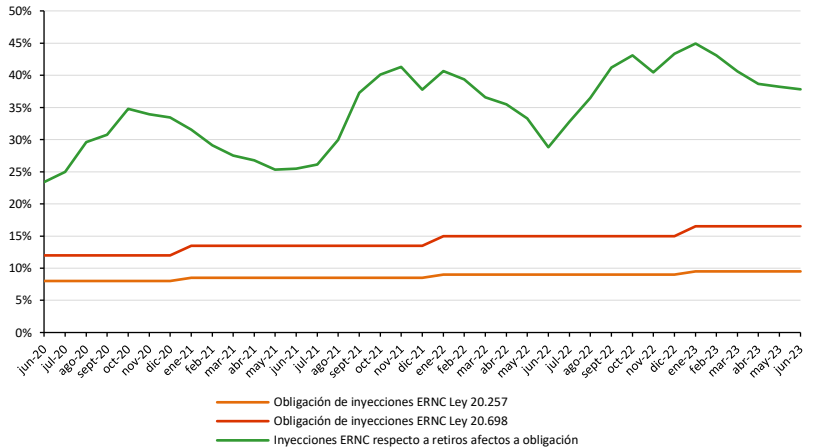
Fuente: Revista Electricidad (18/07/2023)

## BALANCE ERNC JUNIO 2023

### Obligación acumulada de inyecciones ERNC, inyecciones acumuladas de ERNC y retiros acumulados afectos a obligación desde enero 2022 hasta junio 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 junio 2023, corresponden a **37.174 GWh**.

La obligación acumulada de inyecciones ERNC desde enero hasta junio 2023 correspondió a **5.403 GWh**, lo que corresponde a un **14,5%** respecto de los retiros afectos en el mismo periodo.

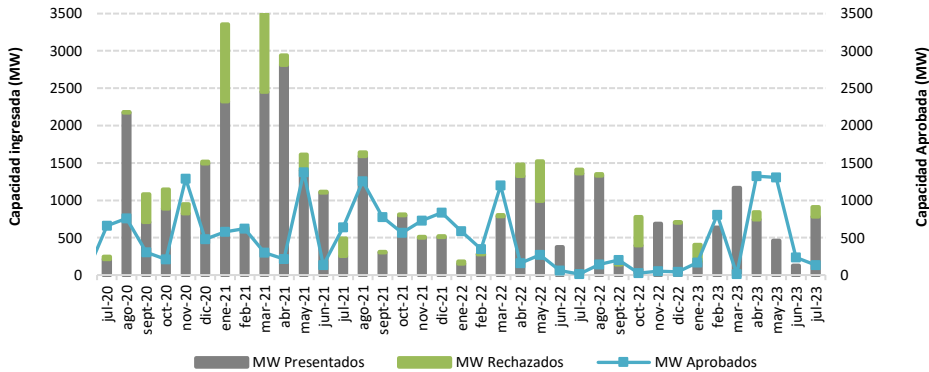
Por otra parte, las inyecciones acumuladas de ERNC desde enero hasta junio 2023, fueron de **15.078 GWh**, lo que corresponde a un **37,8%** respecto de los retiros afectos en el mismo periodo.

Observación: Según la ley, el 5% de la obligación anual de energía ERNC se mantiene vigente para los contratos pactados después de 31 de agosto de 2007 y antes del 1 de julio de 2013 (Ley 20.257). Con posterioridad al 1 de julio del 2013, los nuevos contratos deben regirse a la Ley 20.698. Ésta señala que para el año 2014, un 6% de la energía anual retirada por estos contratos debe provenir de fuentes ERNC. Para el año 2023 la obligación es de un 9,5%, y un 16,5% para los contratos que se rigen por la Ley 20.257 y la Ley 20.698 respectivamente.





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



### Estado de Proyectos

A partir de los datos estadísticos registrados en la plataforma electrónica del SEIA (e-SEIA), en julio de 2023 ingresaron un total de **728 MW** de potencia. Se registraron **134 MW** aprobados.

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos del SEIA

### Principales proyectos aprobados en el SEIA en julio 2023

Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Parque Fotovoltaico Platero	PFV PLATERO SPA	9	Solar + BESS	18-11-2022
Proyecto Planta Solar Santa Isidora	Planta Solar Santa Isidora SpA.	9	Solar	22-08-2022
Parque Fotovoltaico Cousiño	Tedlar Marte SpA	7,8	Solar	21-07-2022
Planta Fotovoltaica Módena Solar	Módena Solar SpA	9	Solar + BESS	28-06-2022
Proyecto Eólico Vientos del Pacífico	Parque Eólico Vientos del Pacífico SpA	100	Eólica	30-10-2018

### Principales proyectos en calificación en el SEIA en julio 2023

Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Parque Fotovoltaico Los Arrayanes	ENERGIA RENOVABLE ZAFIRO SPA	12	Solar + BESS	24-07-2023
Parque Fotovoltaico Amuleto	Solar TI Cincuenta y Siete SpA	9	Solar + BESS	24-07-2023
PMGD Falúa	Falúa SpA	9	Solar + BESS	24-07-2023
Energía Esmeralda	Energía Esmeralda SpA	9	Solar	24-07-2023
Parque Fotovoltaico Llanos de Rungue	UKA CHILE & CIA	280	Solar	24-07-2023
Parque Fotovoltaico Yaquil	Metis SPA	9	Solar + BESS	24-07-2023
Parque Fotovoltaico Solar Wing	Copiapó Solar SpA	212	Solar	21-07-2023
PMGD Dalca	Dalca SpA	9	Eólica + BESS	21-07-2023
Parque Fotovoltaico Sol de Panquehue	CARA CHOKOA SOLAR SPA	9	Solar + BESS	21-07-2023
PMGD Coloane	Coloane SpA	9	Solar + BESS	21-07-2023
Sol de León	SOL DE LEON SPA	50	Solar	20-07-2023
Parque Solar Parral	PARRAL SOLAR SPA	165	Solar + BESS	20-07-2023

### Principales proyectos rechazados en el SEIA en julio 2023

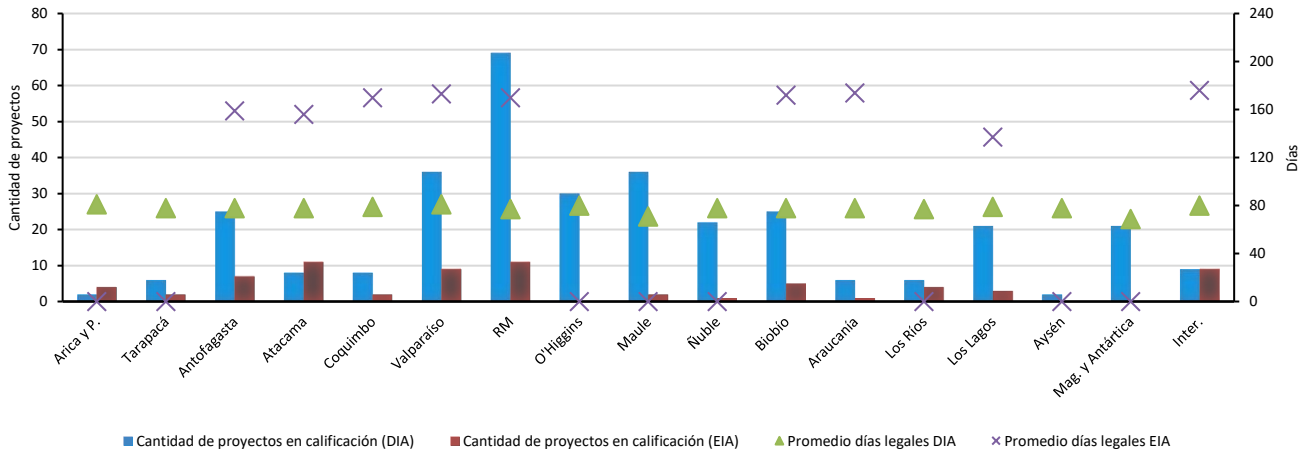
Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Rechazo
Parque Fotovoltaico Rio Bueno	ENERGIA RENOVABLE RUBI SPA	9	Solar + BESS	25-07-2023
Parque FV Portezuelo	Cox Energy PMGD SpA	121	Solar	21-07-2023

Fuente: SEIA (e-SEIA)



## Indicadores de plazo de evaluación (Días Legales)

A continuación, se presentan los plazos promedios para la evaluación ambiental de proyectos ingresados como Evaluación de Impacto Ambiental (EIA) y Declaración de Impacto Ambiental (DIA) al Sistema de Evaluación Ambiental (SEA) de cada región. Lo anterior considerando, como situación basal, el tiempo empleado en las evaluaciones de proyectos calificados (aprobados y rechazados) durante el periodo comprendido entre junio 2022 hasta junio de 2023.



Fuente: Reporte Estadístico mensual de Proyectos en el SEIA

## NOTICIAS

### CNE da a conocer la inversión de proyectos ENRC aprobados en los últimos 13 meses

La Comisión Nacional de Energía (CNE) entregó el reporte mensual correspondiente al mes de julio, donde detalló la inversión de proyectos de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) que han sido aprobados ambientalmente durante los últimos 13 meses.

Esto equivale a un total de US\$ 3.115 millones, los cuales también contemplan una capacidad instalada de 3.6934 MW que se podrían incorporar al Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

Febrero fue el mes de este año en que se dio luz verde al mayor monto de inversiones, con US\$ 742 millones, seguido de mayo (US\$ 533 millones), mientras que en 2022 fue noviembre (US \$576 millones) y octubre (US\$ 464 millones). En términos de potencia instalada, el mayor volumen fue aprobado en febrero, con 870 MW, principalmente de proyectos eólicos, mientras que en mayo se llegó a 570 MW, con 100% de proyectos solares fotovoltaicos.

Además, el informe señala que en junio se aprobaron cinco proyectos, que corresponden a un total de 190 MW de potencia a instalar, sumando una inversión de US\$ 251 millones, siendo la iniciativa de mayor envergadura el parque eólico Don Álvaro, de US\$ 150 millones y 72 MW, además de del parque Rinconada Solar, de US\$ 50 millones y 67,9 MW.

En cuanto a la generación distribuida, la CNE destaca que las conexiones de netbilling inscritas a nivel residencial llegaron a un total de 4,8 MW de potencia instalada en junio, representando un aumento de 40% respecto al mismo mes del año pasado, con lo cual las instalaciones de este tipo anotan un total de 188 MW. El número de instalaciones inscritas en junio fue de 154, llegando a un total de 18.477, por lo que se ha crecido 46% en comparación a junio de 2022.

La región Metropolitana es la que lidera la capacidad instalada de esta generación distribuida, con 52.682 kW (52 MW), secundada por Valparaíso (21.261 kW); O'Higgins (27.121 kW) y Maule (23.736 kW).

Fuente: Revista de Electricidad (01/08/23)



**Plan de obras de generación SEN, ITD de PNCP, Primer Semestre de 2023**

De acuerdo al Informe Técnico Definitivo del Primer Semestre de 2023, se proyecta una capacidad instalada adicional al año 2033 de **15.966 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.

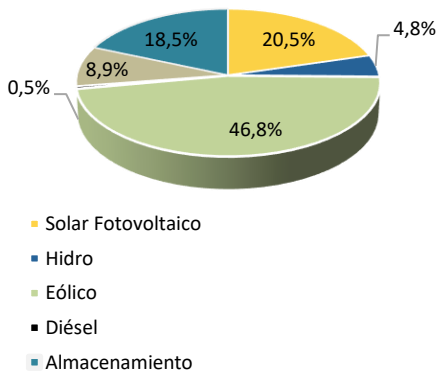
Para el año 2033, se estiman **3.269 MW** de capacidad adicional en instalaciones solares y **1.415 MW** de solar + almacenamiento.

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

Finalmente, se estiman **2.957 MW** de capacidad de almacenamiento.

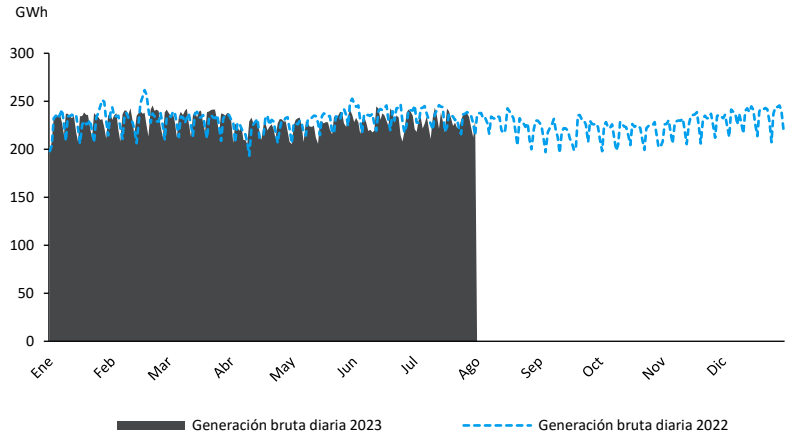
Fuente: ITD Primer Semestre 2023, CNE

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



Fuente: ITD Primer Semestre 2023, CNE

**Evolución de la generación bruta diaria del SEN (GWh) desde enero 2022 a julio 2023**



Fuente: Coordinador Eléctrico

**Demanda máxima horaria del SEN (MWh)**

2018	10.776
2019	10.513
2020	10.709
2021	11.172
2022	11.906

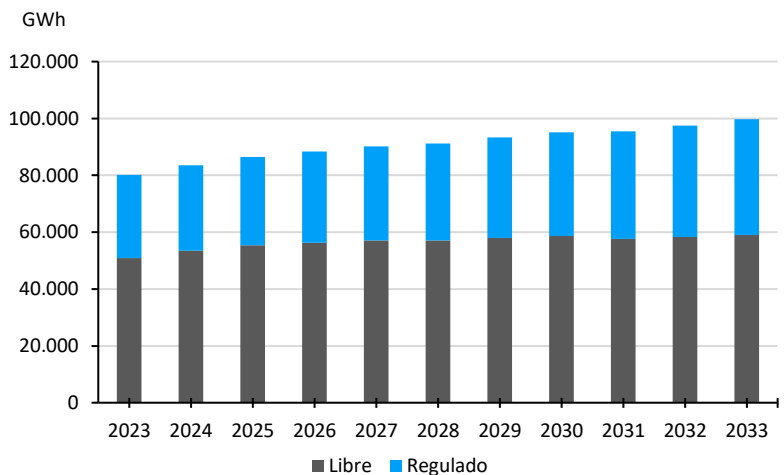
Fuente: Coordinador Eléctrico

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

	Jun 2023	Rec. 2033
Eólica	4.577	7.474
Geotermia	94	0
Hidro	10.413	766
Solar	8.109	3.269
Térmico	11.413	84
Solar FV + Almacenamiento	0	1.415
Almacenamiento	0	2.957
<b>Total</b>	<b>34.812</b>	<b>15.966</b>

Fuente: ITD Primer Semestre 2023, CNE

**Demanda proyectada del SEN (GWh)**



Fuente: ITD Primer Semestre 2023, CNE



**CENTRALES EN ETAPA DE PUESTA EN SERVICIO**

Central	Capacidad (MW)	Entrada en operación estimada	Central	Capacidad (MW)	Entrada en operación estimada
Valle del Sol (Solar)	150	Sept-23	Arauco MAPA (Térmica)	160	Oct-23
Meseta de los Andes (Solar)	160	Sept-23	Las Salinas Etapa 1 (Solar)	59	Oct-23



**NOTICIAS**

**CNE aprueba término anticipado por fuerza mayor de contratos de suministro de Huemul Energía SpA**

La Comisión Nacional de Energía (CNE) emitió la Resolución Exenta N°292, que aprueba el término anticipado por fuerza mayor de los contratos de suministro de Huemul Energía SpA, filial del Grupo Mainstream Renewable Power, respaldados por el proyecto eólico Ckani.

Dichos contratos de suministro, adjudicados en virtud del proceso licitatorio 2015/01 en agosto de 2016, iniciaron el suministro de energía el 1 de octubre de 2021, por una cantidad de 374 GWh/año a un precio actual de US\$52,1/MWh, y debían ser respaldados por el proyecto eólico Ckani, de 109 MW de capacidad instalada, ubicado en la Región de Antofagasta.

De acuerdo con lo informado en la Resolución, el proyecto Ckani enfrentó graves dificultades para completar su construcción, debido a que se verificó el hallazgo de una serie de restos arqueológicos que habrían sido parte de un importante centro ceremonial prehispánico, denominado sitio “Ckonatur Marka”, resultando en la paralización total de las obras de construcción por parte del Consejo de Monumentos Nacionales.

Es así como, debido a la imposibilidad de concretar el proyecto que respalda el contrato de suministro en las condiciones comprometidas, Huemul y las empresas distribuidoras solicitaron a la CNE el término anticipado por razones de fuerza mayor, según lo establecido en el artículo 45 del Código Civil y de las condiciones establecidas en los respectivos contratos de suministro.

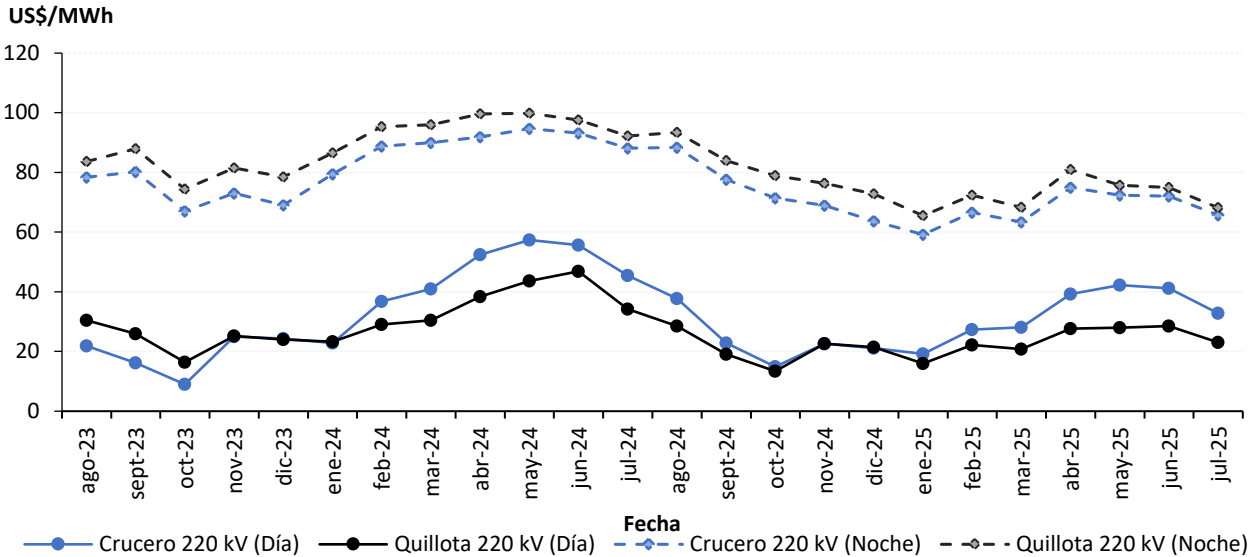
Luego de analizar los antecedentes particulares del caso, considerando la magnitud del hallazgo, su importancia arqueológica, el impacto en el desarrollo del proyecto, y el cumplimiento de las obligaciones contractuales por parte de Huemul, la CNE accedió a la solicitud en orden a autorizar que dicho hallazgo constituye un evento de fuerza mayor excepcional que habilita el término anticipado de los contratos.

El secretario ejecutivo de la CNE, Marco Antonio Mancilla, comentó que “el término anticipado de contratos de suministro es una evaluación que la CNE realiza caso a caso, con equipos que han analizado en profundidad las circunstancias y los elementos de análisis del caso particular en el que se encontraba el proyecto Ckani, llegando al convencimiento de que ameritaba aprobar el término anticipado de los contratos de suministro. Con todo, dicho término no compromete la seguridad de suministro a los clientes regulados, al existir holgura suficiente de contratación en el sistema para suplir el suministro requerido”.

## 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 solar) 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](http://www.valgesta.com)

En la figura anterior puede observarse para el año 2023 una proyección de costos marginales de **44,14 USD/MWh** durante las horas del día y de **96,62 USD/MWh** durante la noche.

En los años mostrados, los costos marginales proyectados durante el día para la barra Crucero 220 kV se muestran desajustados con respecto a la barra Quillota 220 kV, debido principalmente a la ocurrencia de congestiones de transmisión en el sistema de 500 kV. Ello se asocia a la alta disponibilidad de energía eólica y solar FV en la zona norte, cuya transferencia a la zona central se ve en ocasiones limitada.

El costo marginal promedio proyectado desde enero 2024 hasta julio 2025 durante el día en la barra Crucero 220 kV es **53,9 US\$/MWh**, y en la barra Quillota 220 kV es **41,8 US\$/MWh**. Esta diferencia se debe a congestiones en el sistema de transmisión ocasionadas por la estacionalidad del recurso solar.

El costo marginal promedio proyectado desde enero 2024 hasta junio 2025 para la noche en la barra Crucero 220 kV es **90,9 US\$/MWh** y en la barra Quillota 220 kV es **97,6 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