



# BOLETÍN INFORMATIVO

AÑO 11 | N°7 | JULIO 2021

**VALGESTA.com**

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



## La urgente necesidad de una reforma institucional en el sector energía

En nuestra editorial de mayo pasado, para resaltar la importancia de contar con “buenas regulaciones”, hacemos referencia a una cita de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE): *“La regulación es esencial para el funcionamiento de la sociedad y la economía. Pero una mala regulación puede imponer costos innecesarios a la sociedad, impedir innovación y reprimir las presiones para la competencia.”*

Para contar con buenas regulaciones se requiere contar con instituciones que garanticen un trabajo de calidad, estabilidad regulatoria y certeza jurídica, minimizando la captura potencial tanto de las entidades que son el objeto de la regulación, como de los objetivos políticos de corto plazo.

El diseño de estas instituciones ha sido tratado en variadas publicaciones de la misma OCDE (ver por ej. “The Regulatory of Governance”), donde se proponen siete principios fundamentales para contar con “reguladores de calidad”: 1) Claridad del rol; 2) Prevención de influencias indebidas y mantención de la confianza; 3) estructura de decisión y gobierno independiente; 4) Rendición de cuentas y transparencia; 5) Compromiso en el trabajo con *stakeholders*; 6) Forma de financiamiento; 7) Evaluación de desempeño.

En un contexto de transición energética como el que estamos viviendo, en el que la trayectoria para conseguir los objetivos que como país estamos adoptando para lograr en un futuro ser neutros en materia de emisiones, requerirá ajustes relevantes en nuestros mercados de energía, se requerirá contar con instituciones que merezcan la plena confianza ciudadana (credibilidad), de los inversionistas y del mundo político.

El problema es que la discusión recién comienza y no estamos partiendo bien. La transición requiere un desarrollo importante de la transmisión eléctrica, y su proceso de tarificación, actualmente en curso, genera grandes interrogantes sobre la calidad del trabajo realizado y el apego al marco jurídico, a lo que debemos sumar como antecedente el congelamiento de manera ilegal de las tarifas del segmento. Lo mismo ocurre con la tarificación de la distribución: el camino es energía cada día más descentralizada, lo que requerirá un mejoramiento de nuestra red, hoy de baja calidad, lo que no sucederá si las señales son contradictorias en este sentido. A lo anterior, se suma una discusión relativa al rol de Gas Natural y su forma de abastecimiento, específicamente sobre el gas inflexible, en la que la evidencia presentada tanto en el diagnóstico como en los impactos de la propuesta presentada por la CNE son escasos y muy cuestionables.

Por otra parte, y si bien su rol no es de regulador, la tarea que cumple el Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional es clave en la forma que el mercado se desarrolla en el corto, mediano y largo plazo. A nuestro juicio, el Coordinador implicó avances importantes respecto de la institucionalidad de los CDEC. Ciertamente se ha ganado en independencia respecto de las empresas coordinadas y también debemos destacar que se sorteó con éxito la interconexión de los sistemas SIC y SING, como así también se ha materializado en corto tiempo una incorporación muy relevante de ERV sin grandes problemas en el sistema. Sin embargo, en su relación con el Gobierno no vemos lo mismo, observando en ocasiones complicidad y falta de juicio independiente por parte de esta entidad.

Junto con lo anterior, se ve un déficit en materia de información y transparencia con la que el Coordinador está desarrollando su labor. No hay claridad de los objetivos que se han definido para su labor, la manera en que rinde cuenta de los cuantiosos recursos que maneja, ni la manera en que desarrolla sus labores asociadas a la libre competencia y de cumplimiento normativo en un marco de un sistema de costos declarados y auditados. Como lo señalan algunos actores del sector, probablemente la discusión sobre la norma de despacho de centrales en base a GNL no tendría sentido si los coordinados tuviesen la confianza en que el Coordinador cumple de manera efectiva con sus labores de supervisión de la información que se le provee. Por ello, se requiere **mejorar el mandato, incentivos y accountability del consejo directivo del Coordinador**. De la misma manera, se requiere que la SEC utilice sus facultades de supervisión mediante auditorías al Coordinador, procesos que son habituales en diferentes mercados como en USA, Australia y Colombia, como una herramienta de control de la gestión y de mejoramiento continuo a partir de las recomendaciones que puede emitir el auditor.

Se requiere por tanto hacer hoy una discusión profunda respecto de si la institucionalidad, tal cual está hoy, está preparada para enfrentar el proceso de transición energética adecuadamente.

Consideramos fundamental acercarse a los principios de la OCDE y de las mejores prácticas internacionales, para actualizar la gobernanza de la Comisión Nacional de Energía y del Coordinador Eléctrico Nacional, lo cual aparece como una prioridad para que efectivamente podamos transitar hacia un mercado eléctrico más limpio, seguro y eficiente.

**Cerro Dominador: costo variable de la CSP en Chile se ubica en torno a los USD 3 por MWh**

En el marco del webinar, «Más allá del hito Cerro Dominador: ¿Qué viene para las CSP en Chile?», organizado por la Asociación de Concentración Solar de Potencia (ACSP), se conversó acerca de la transición energética y los desafíos que eso implica, entre otros temas.

En la ocasión, se consultó acerca del costo de variable que representan la CSP en Chile, a partir de la experiencia de Cerro Dominador. Cristián González, director de Desarrollo de Tecnología de ACSP, afirmó que el costo de variable de las CSP está bajo US\$3 por MWh y básicamente se refiere en gran medida al consumo eléctrico».

Del mismo modo, ejemplifico con el caso de Cerro Dominador, señalando que el funcionamiento de los 10.600 heliostatos que tiene la planta, «los cuales se mueven en dos ejes, cada uno de 140 metros cuadrados y, en ese movimiento, hay un consumo energético, con un consumo energético asociado a las bombas para el bombeo de las sales al receptor en la cúspide de la torre».

Y precisó: «También, naturalmente, hay bombeos de todo el sistema del ciclo de potencia, tanto en el fondo para el condensado y un sistema eléctrico necesario para surtir a los ventiladores de tiro inducido del sistema de aerocondensadores para el ciclo de finamiento».

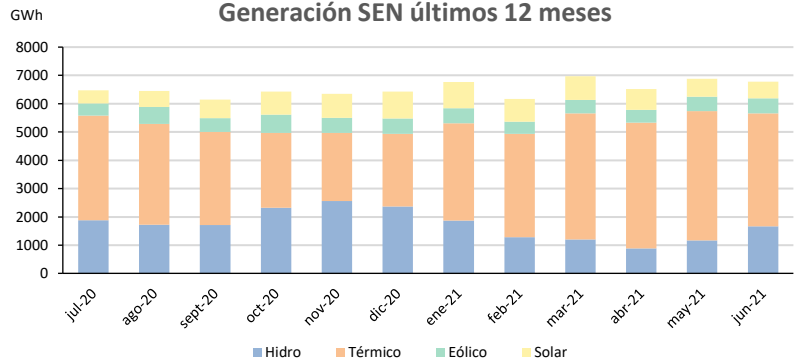
Fuente: Revista Electricidad (24/06/2021)

### ÁREAS DE TRABAJO

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

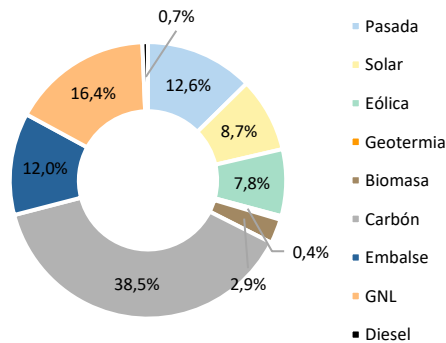
[www.valgesta.com](http://www.valgesta.com)

## ESTADÍSTICAS JUNIO 2021



Fuente: Coordinador Eléctrico

## COMPOSICIÓN DESPACHO JUNIO 2021

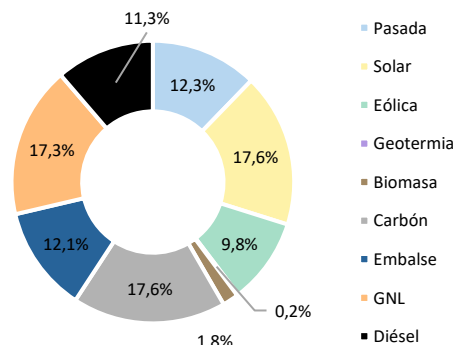


### Despacho de generación (GWh)

Térmica	3.993
Hidráulica	1.668
Eólica	530
Solar	592
<b>Generación Total</b>	<b>6.782</b>

Fuente: Coordinador Eléctrico

## CAPACIDAD INSTALADA SEN MAYO 2021

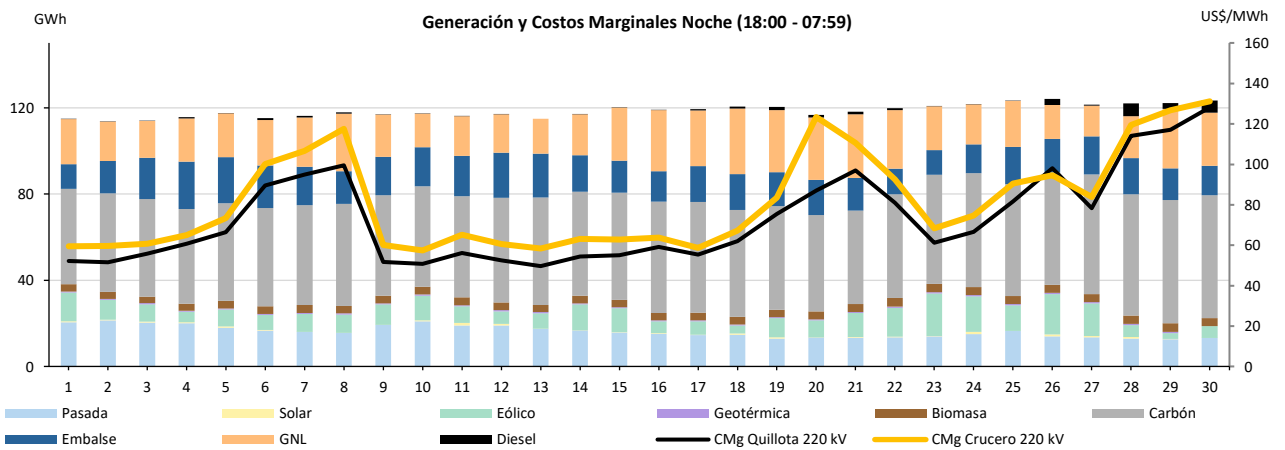
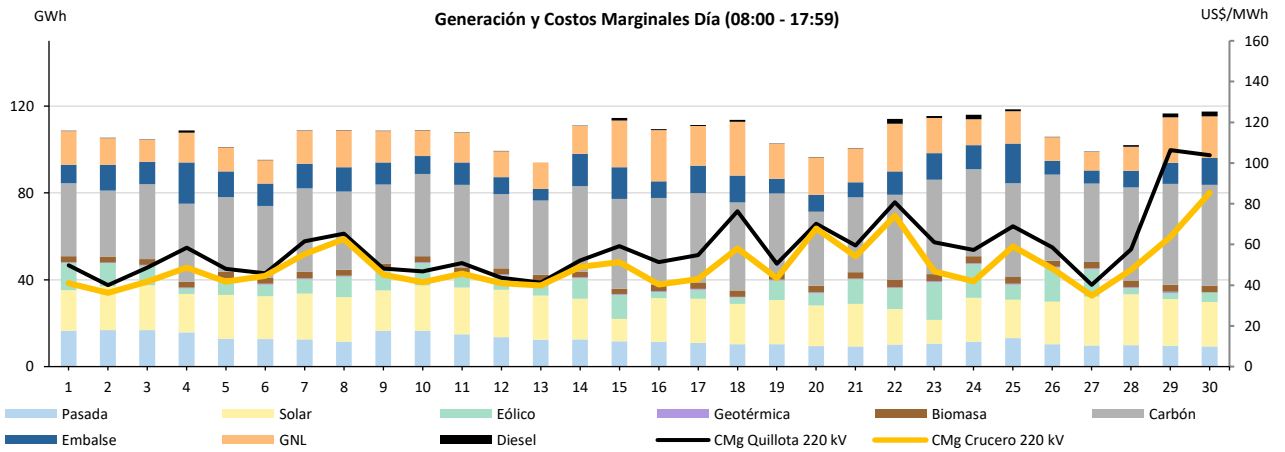


### Capacidad instalada SEN (MW)

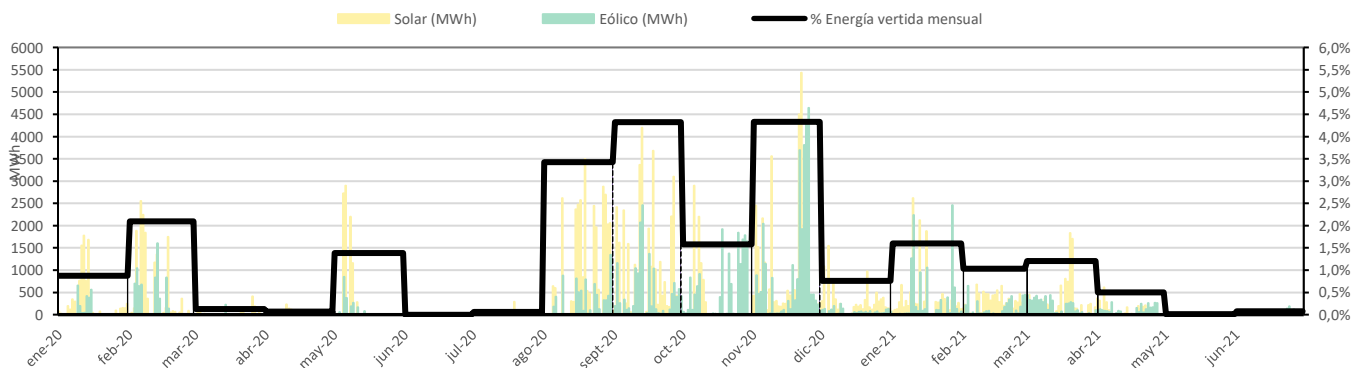
Hidro	6.830
Térmica	13.477
Eólica	2.748
Solar	4.936
Geotermia	45
<b>Total</b>	<b>28.036</b>

Fuente: Coordinador Eléctrico

## Generación y costos marginales en Quillota 220 kV y Crucero 220 kV, junio 2021



## Vertimientos de generación ERNC enero 2020 – junio 2021



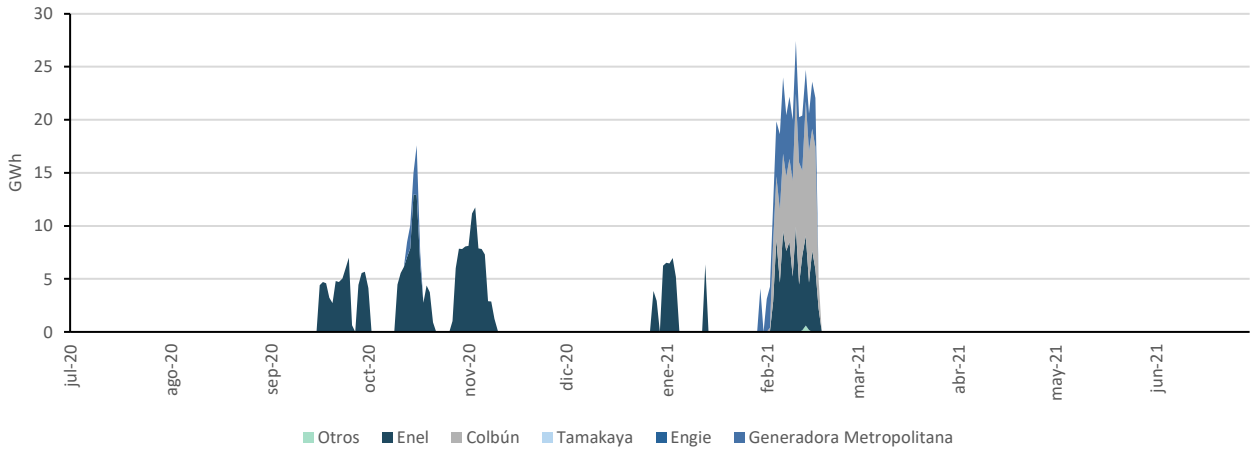
Fuente: Coordinador Eléctrico

El gráfico anterior presenta la cantidad de energía diaria reducida de centrales eólicas y solares que se ha presentado desde enero de 2020 a junio de 2021, y el porcentaje mensual al que corresponden dichas reducciones con respecto a la generación solar y eólica.

Dichas reducciones son dispuestas por el Coordinador Eléctrico Nacional en respuesta a la presencia de congestiones en el sistema de transmisión.

Los vertimientos de junio 2021 corresponden a los exhibidos en los Informes Diarios de Novedades al Centro de Despacho de Carga (CDC) del Coordinador Eléctrico.

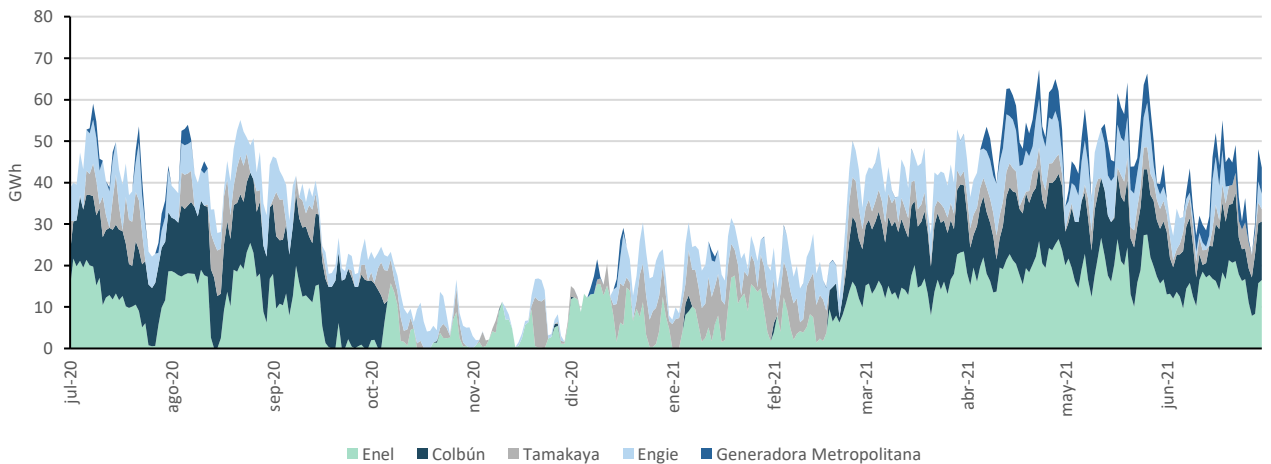
### Generación con gas natural argentino últimos 12 meses



En junio de 2021 no hubo generación en base a Gas Natural argentino.

Fuente: Coordinador Eléctrico

### Generación con GNL desde terminales Quintero y Mejillones últimos 12 meses



En junio de 2021, la generación de centrales en base a GNL asociadas a los terminales Quintero y Mejillones fue de 1.114 GWh, lo que representó el 16,4% de la generación total del SEN. De estas inyecciones, un 40,5% se atribuye a Enel, un 29,5% se atribuye a Colbún, un 10,8% se atribuye a Tamakaya, un 9,1% a Engie, un 9,9% a Generadora Metropolitana, y el 0,2% restante a otras empresas.

Fuente: Coordinador Eléctrico



**Precios de Nudo de Corto Plazo y PMM junio (\$/kWh)**

Precio Nudo Quillota 220 kV	44,5
Precio Nudo Crucero 220 kV	39,9
PMM SEN	69,7

Fuente: CNE

**Costos marginales promedio junio (\$/kWh)**

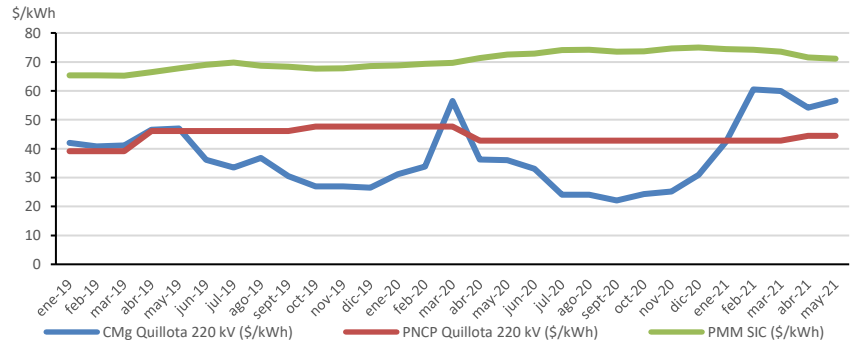
Crucero 220 kV	48,9
Cardones 220 kV	48,2
Pan de Azúcar 220 kV	48,5
Quillota 220 kV	48,4
Charrúa 220 kV	47,8
Puerto Montt 220 kV	45,3

Fuente: Coordinador Eléctrico

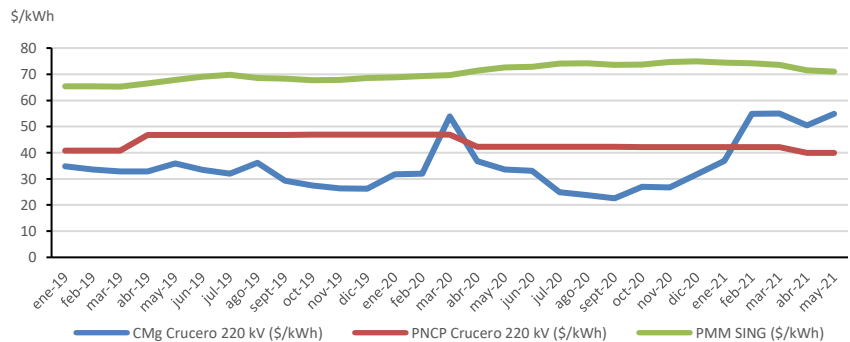
\* En los gráficos a la derecha, los Precios Medio de Mercado SEN-SIC y SEN-SING corresponden al PMM del SEN.

**ESTADÍSTICAS DE PRECIOS DE ENERGÍA**

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



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



Fuente: CNE / Coordinador Eléctrico

**NOTICIAS**

**Servicios Básicos: Cámara de Diputados solicita al Presidente establecer mecanismo para solventar deudas**

La Sala de la Cámara de Diputados solicitó al Presidente de la República, por medio de la resolución 1588, que diseñe e implemente una política pública, con criterios redistributivos, progresivos y solidarios, destinada a la creación de un mecanismo de financiamiento para solventar la deuda de servicios básicos de los usuarios residenciales y micro y pequeñas empresas que se ha acumulado por causa del Covid-19.

Según los legisladores, «la medida tiene por finalidad evitar los perniciosos efectos que podría causar a los hogares y pequeñas empresas la millonaria deuda acumulada una vez finalizada la pandemia».

Asimismo, indican que la propuesta detalla que la pandemia ha provocado graves efectos sanitarios, pero también económicos, desencadenando crisis en distintos sectores de la economía nacional. Uno de ellos dice relación con los servicios básicos, tales como agua, gas y electricidad, los cuales no han podido ser pagados por sus usuarios en la forma que normalmente podrían, a causa del deterioro de las condiciones laborales y económicas producidas por el Covid-19.

De igual modo, se detalla que la Comisión de Minería y Energía de la Cámara de Diputados «debatió esta problemática, recibiendo a diversos expertos que plantearon una serie de dificultades y soluciones ante la deuda acumulada por servicios básicos».

En dicha oportunidad, se remarcó que esta situación no solo afecta a las familias, sino que también a las micro y pequeñas empresas. En efecto, Conadecus manifestó en la citada sesión que «la situación de las minipymes y pymes es también grave», encontrándose meses con sus negocios, talleres o pequeñas fábricas cerrados, sin producir, debiendo seguir cancelando los servicios sin estar ocupándolos, lo que ha obligado a muchos a cancelar los promedios de consumo de los meses en que estaban en funcionamiento, finalizaron.

Balance ERNC mayo 2021

<b>Total retiros afectos a obligación (GWh)</b>	<b>5.797</b>
Obligación ERNC (GWh)	594
% Obligación ERNC respecto a retiros afectos a obligación	<b>10,3%</b>
Inyección ERNC (GWh)	1.425
% Inyecciones ERNC respecto a retiros afectos a obligación	<b>24,6%</b>

Fuente: Coordinador Eléctrico

Lo anterior implica que en mayo de 2021 las inyecciones ERNC superaron en **14,3 puntos porcentuales** a la obligación.

NOTICIAS

Ministerio de Energía prevé llegar a más de **32.000 MW** de capacidad instalada a fines de año

A fines del presente año la capacidad instalada para la generación eléctrica en el país debería llegar a 32.160 MW, de los cuales 61% estarán constituidos por tecnologías renovables, de acuerdo con las proyecciones del Ministerio de Energía, en que se consideran los proyectos de generación que están en fase de pruebas, así como aquellos que prevé su conexión para lo que resta del año.

Según los datos a mayo pasado las centrales de energía renovable en operaciones tenían una participación de 53,2%, que pasará a 54,9% a inicios del segundo semestre. Gran parte del aumento de la capacidad instalada para fines de año se explicaría por la puesta en marcha de proyectos solares fotovoltaicos.

A mayo pasado se registraban 45 centrales en periodo de pruebas para conectarse al sistema eléctrico local, las cuales totalizan 1.589 MW, siendo lideradas por proyectos solares (1.217 MW).

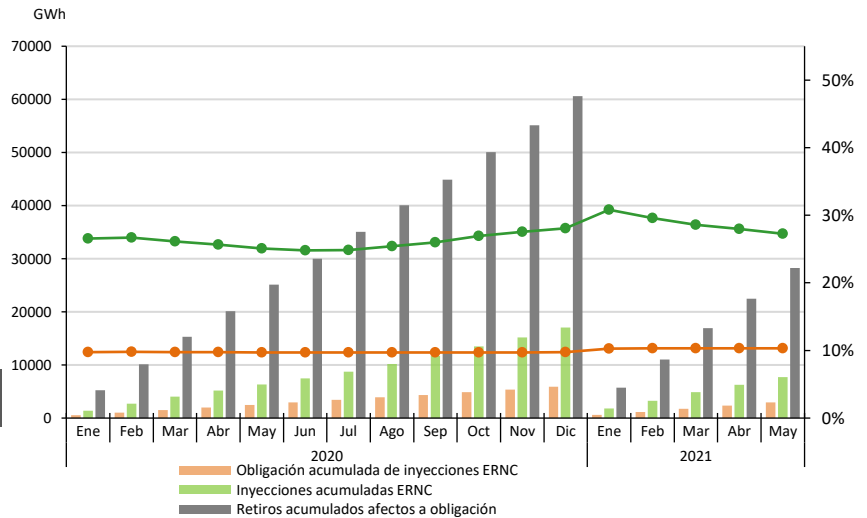
Por otro lado, en construcción se detectan 100 centrales generadoras, que suman 5.667 MW, de las cuales 2.475 MW son de proyectos solares fotovoltaicos y 1.832 MW son de parques eólicos.

Fuente: Revista Electricidad (09/06/2021)

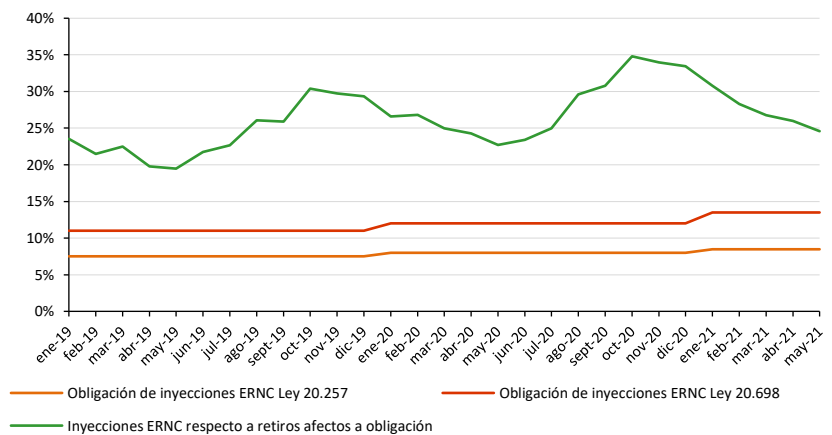
Observación: Según la ley, el 5% de la obligación anual de energía ERNC se mantiene vigente para los contratos pactados después de 31 de agosto de 2007 y antes del 1 de julio de 2013 (Ley 20.257). Con posterioridad al 1 de julio del 2013, los nuevos contratos deben regirse a la Ley 20.698. Ésta señala que para el año 2014, un 6% de la energía anual retirada por estos contratos debe provenir de fuentes ERNC. Para el año 2021 la obligación es de un 8,5%, y un 13,5% para los contratos que se rigen por la Ley 20.257 y la Ley 20.698 respectivamente.

BALANCE ERNC A MAYO 2021

Obligación acumulada de inyecciones ERNC, inyecciones acumuladas de ERNC y retiros acumulados afectos a obligación desde enero 2020 a mayo 2021



Porcentaje de inyecciones ERNC respecto de retiros afectos a obligación



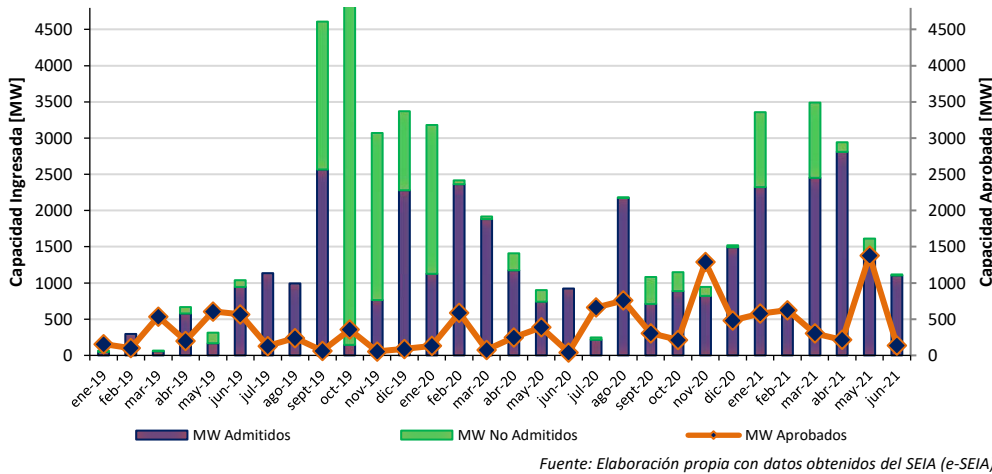
Fuente: Coordinador Eléctrico

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) de enero 2021 a mayo 2021, corresponden a **22.439 GWh**.

La obligación acumulada de inyecciones ERNC de enero 2021 a mayo 2021, correspondió a **2.316 GWh**, lo que corresponde a un **10,3%** respecto de los retiros afectos en el mismo periodo.

Por otra parte, las inyecciones acumuladas de ERNC de enero 2021 a mayo 2021, fueron de **6.234 GWh**, lo que corresponde a un **27,8%** respecto de los retiros afectos en el mismo periodo.

**Proyectos de generación en evaluación, rechazados y aprobados en el SEIA hasta junio 2021**

**Estado de Proyectos**

A partir de los datos estadísticos registrados en la plataforma electrónica del SEIA (e-SEIA), en junio de 2021 ingresaron un total de 1.254 MW de potencia. Se registraron 136 MW aprobados.

**Principales Proyectos Aprobados en el SEIA en junio 2021**

Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Proyecto Fotovoltaico Ceresuela	Pesquero Solar SpA	9	Solar	23/12/2020
Proyecto Eólico Kosten Aike	EÓLICA KOSTEN AIKE SPA	36	Eólico	23/11/2020
Parque Fotovoltaico Antilco	Astro Solar Spa.	9	Solar	23/11/2020
Planta Solar Lirios	Grupo energy Lancuyen spa	9	Solar	20/11/2020
Parque Fotovoltaico Cantillana	Solek Chile Services SpA	9	Solar	21/10/2020
NUEVA CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA ALAMEDA	SAO PAULO SOLAR SPA	9	Solar	23/09/2020
PROYECTO PMGD LIRUTAO SAN CARLOS	LUMINOUS ENERGY SPA	9	Solar	23/04/2020
Parque Solar Fotovoltaico Paine 9 MW	ORION POWER S.A.	9	Solar	21/04/2020
Parque Fotovoltaico Parronal	Sol del Sur 8 SpA	9	Solar	23/03/2020
Parque Fotovoltaico Caldera	CALDERA SOLAR SPA	9	Solar	23/03/2020

**Principales Proyectos en Calificación en el SEIA en junio 2021**

Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Parque Fotovoltaico Cerrillos	CERRILLOS SPA	9	Solar	25/06/2021
Planta Solar Fotovoltaica Tilama	TILAMA GENERADORA DE ENERGIA SPA	9	Solar	23/06/2021
Parque Fotovoltaico Las Tacas I	Las Tacas I SpA	9	Solar	23/06/2021
PARQUE SOLAR OXUM DEL TAMARUGAL	GENERADORA Y DISTRIBUIDORA DE ENERGÍA OXUM SPA	363	Solar	23/06/2021
Modificación Parque Fotovoltaico Sierra Soleada	Inmobiliaria e Inversiones Los Coihues S.A.	9	Solar	23/06/2021
Parque Fotovoltaico Doña Mago	Parque Fotovoltaico Cadena SpA	9	Solar	23/06/2021
Parque Fotovoltaico Papudo - Quinquimo	MVC SOLAR 46 SpA	9	Solar	23/06/2021
Parque Fotovoltaico El Manzano 1	Energía El Manzano SpA	9	Solar	23/06/2021
Parque Fotovoltaico Los Quillayes	MVC SOLAR 19 SpA	9	Solar	22/06/2021
Parque Fotovoltaico El Peñón	EL PEÑON SPA	9	Solar	22/06/2021
Parque Fotovoltaico Pauna Solar	PAUNA SOLAR SPA	650	Solar	22/06/2021
PARQUE FOTOVOLTAICO TRAIQUÉN	Solarnet Chile	9	Solar	18/06/2021

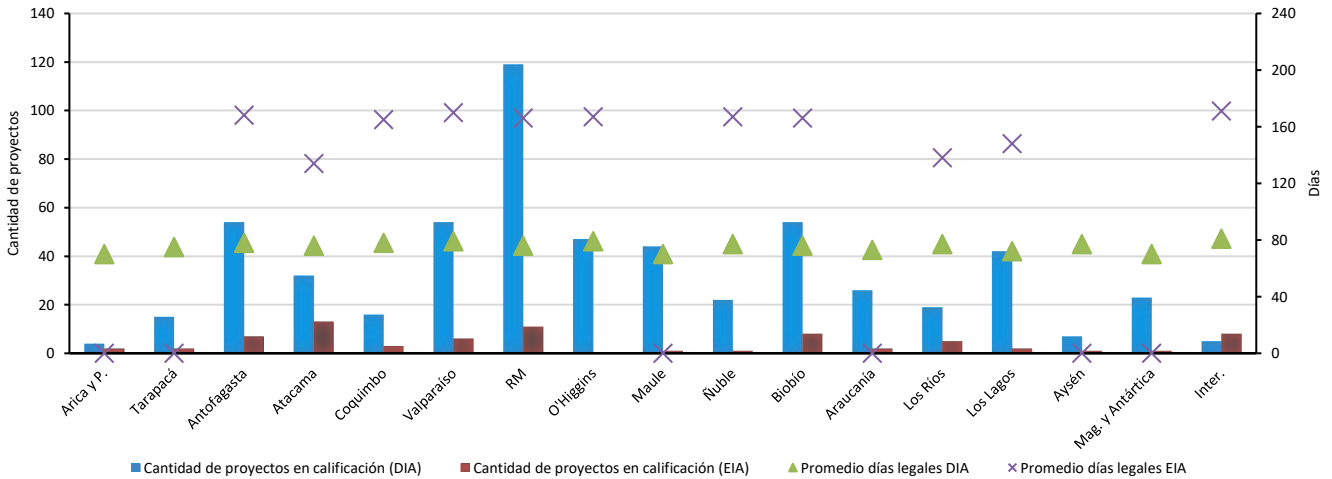
**Principales Proyectos no Aprobados en el SEIA en junio 2021**

Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
PMGD Códor La Ligua II	PARQUE FOTOVOLTAICO LA LIGUA SPA	6	Solar	21/10/2020
Planta Fotovoltaica Zapiga	GR Algarrobo SpA	9	Solar	22/04/2020



### Indicadores de plazo de evaluación (Días Legales)

A continuación, se presentan los plazos promedio 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 de 2020 hasta junio de 2021.



Fuente: Reporte Estadístico mensual de Proyectos en el SEIA

### NOTICIAS

**Generación eléctrica: participación de ERNC alcanza 23,5% al primer semestre del año**

La participación de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) en la generación bruta llegó a 23,5% entre enero y junio de este año, siendo liderada por las centrales solares fotovoltaicas y eólicas, con 11,3% y 7,3%, respectivamente, de acuerdo con los datos del último reporte mensual de la Asociación Chilena de Energías Renovables y Almacenamiento (ACERA A.G.).

La mayor participación fue la del carbón, que llegó a un promedio de 37,6% en el primer semestre, seguida del gas natural (18,3%), mientras que el aporte de las centrales hidroeléctricas convencionales (embalse y de paso), promedió 17,9% en el periodo.

El documento señala que, durante el mes de junio, la generación de energía eléctrica proveniente de fuentes ERNC alcanzó el 21,7%.

Al mismo tiempo, se destaca que la máxima participación horaria ERNC alcanzó **47,2%**, y se produjo a las 16 horas del 27 de junio. En aquella hora, el peak de ERNC se compuso de un 64% de energía solar y un 25% de energía eólica.

**Proyectos PMGD solares en operaciones se aproximan a los 1.000 MW de potencia instalada**

Un total de 1.454 MW de capacidad instalada anotaron en junio los Pequeños Medios de Generación Distribución (PMGD), donde la tecnología solar fotovoltaica sigue su expansión en el sector, anotando 974 MW, lo que representa un 67% de participación, de acuerdo con los datos del reporte mensual que elabora el Coordinador Eléctrico Nacional.

El documento indica que las zonas que lideran la instalación de esta fuente energética es la Región de O'Higgins y la Metropolitana, mientras que Antofagasta y Atacama son las únicas que cuentan con 100% de PMGD solares, registrando una potencia instalada de 18 MW y 59 MW, respectivamente.

En lo que va del año, se han interconectado 174 MW de centrales PMGD, de los cuales 147 MW son solares fotovoltaicos, siendo abril el que marcó el mayor ingreso, con 38 MW que en su totalidad operan con esta tecnología.

Según el reporte, los proyectos solares que entraron en operación fueron tres: Parque Solar Huape (2,9 MW); Saturno Norte (4,5 MW), y FV Trinidad (2,9 MW).

Fuente: Revista Electricidad (05/07/21)

**Plan de obras de generación SEN, ITD de PNCP, Primer Semestre de 2021**

De acuerdo al Informe Técnico Definitivo del Primer Semestre del 2021, se proyecta una capacidad instalada adicional al año 2030 de 10.907,8 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 en torno a 1.198,9 MW para el año 2030.

Con respecto a centrales térmicas, se proyecta la instalación de 643,4 MW entre instalaciones Diésel, de Biomasa y GNL antes de 2024, y no más desde ese año en adelante.

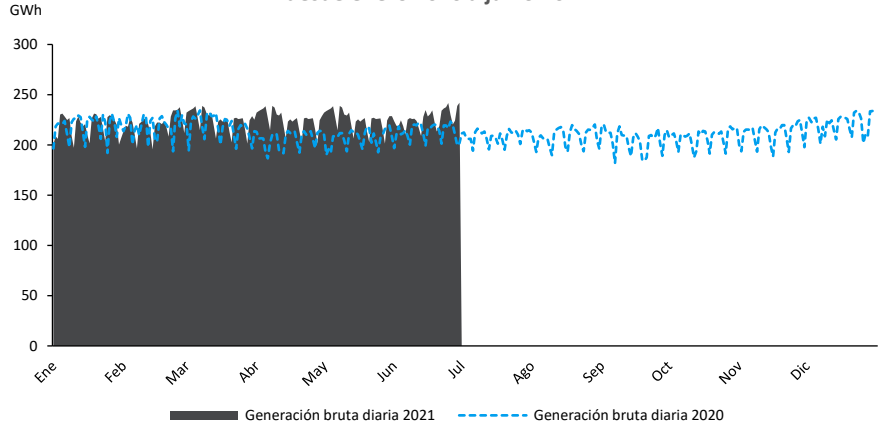
Para el año 2030, se estiman 5.021,4 MW de capacidad adicional en instalaciones solares.

Por otro lado, para las centrales eólicas se proyecta una capacidad adicional de 4.011,1 MW al año 2030.

Finalmente, se proyecta la instalación de 33 MW de tecnología geotérmica para el mismo período.

Fuente: ITD Primer Semestre 2021, CNE

**Evolución de la generación bruta diaria del SEN (GWh) desde enero 2020 a junio 2021**



Fuente: Coordinador Eléctrico

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

2018	10.776
2019	10.746
2020	10.900
2021	11.105

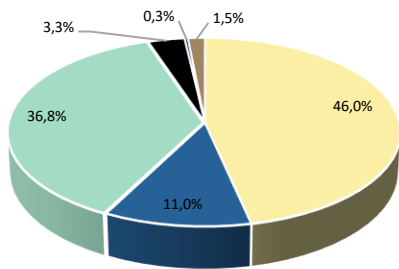
Fuente: Coordinador Eléctrico

**Capacidad mayo 2021 y recomendada a instalar al año 2030 (MW)**

	May 2021	Rec.
Eólica	2.748	4.011
Geotermia	45	33
Hidro	6.830	1.199
Solar	4.936	5.021
Térmico	13.477	643
<b>Total</b>	<b>28.036</b>	<b>10.908</b>

Fuente: ITD Primer Semestre 2021, CNE

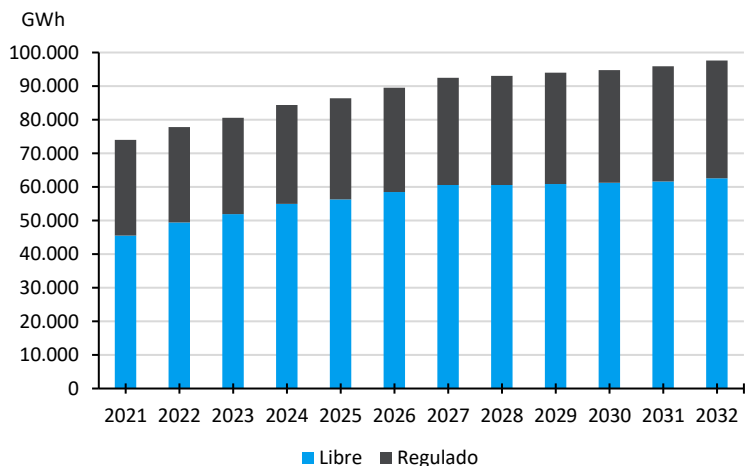
**Capacidad adicional en construcción y recomendada por la CNE hasta el año 2030**



Solar Fotovoltaico · Hidro · Eólica · Diesel · Geotérmica · Biomasa

Fuente: ITD Primer Semestre 2021, CNE

**Demanda proyectada del SEN (GWh)**



Fuente: ITD Primer Semestre 2021, CNE



## CENTRALES EN ETAPA DE PUESTA EN SERVICIO

Central	Capacidad (MW)	Entrada en operación estimada
Digua (hidro)	20	Jun-21
Cóndores (diésel)	100	Jun-21
La Huella (solar)	84	Jul-21

Central	Capacidad (MW)	Entrada en operación estimada
Campos del Sol (solar)	381	Ago-21
Azabache (solar)	63	Ago-21
Río Escondido (solar)	145	Ago-21



## Descarbonización: estas son las cuatro centrales a carbón que se retirarán a 2025

El biministro de Energía y Minería, Juan Carlos Jobet, anunció la salida anticipada de cuatro centrales a carbón, pertenecientes a **AES Andes**, por un total de 1.097 MW de capacidad instalada a 2025: se trata de las unidades 3 y 4 de Ventanas, en Quintero, además de Angamos 1 y 2 en Mejillones, las cuales representan un 20% de la capacidad total instalada del carbón en el Sistema Eléctrico Nacional.

La autoridad destacó que con este paso «un 65% de la capacidad de generación a carbón del país estará en condiciones de ser retirada», lo que equivale a 18 de las 28 centrales originales que tenía la matriz local, «por lo que es una muy buena noticia para las comunidades de Quintero, Puchuncaví y de Mejillones, además de un enorme avance en la lucha contra el cambio climático, al reducir más de 6 millones de toneladas de emisiones CO<sub>2</sub> anuales». Jobet dijo que el nuevo cronograma debe ser aprobado por el Coordinador Eléctrico Nacional y la Comisión Nacional de Energía.

En el anuncio también participó el presidente del directorio de AES Andes, Julián Nebreda, junto al gerente general de la compañía, Ricardo Falú. Según el primer ejecutivo, el cierre de estas cuatro unidades será materializado a partir del 1 de enero de 2025, añadiendo que esto forma parte del plan de descarbonización que impulsa la generadora con su estrategia Greenintegra, enfocada en la inversión de proyectos de energías renovables, que implica más de 2.400 MW en operaciones con estas tecnologías, desde 2024.

La decisión de la compañía fue ratificada a través de la firma de una adenda al acuerdo de descarbonización voluntario suscrito en junio de 2019, en una actividad que contó con la presencia del Presidente de la República, Sebastián Piñera y desde Washington D.C., con el Presidente y CEO de AES, Andrés Gluski. También estuvieron presentes de manera virtual, el Biministro de Minería y Energía, Juan Carlos Jobet, y de manera presencial la Ministra de Medio Ambiente Carolina Schmidt, el subsecretario de Energía, Francisco López, el Presidente del Directorio de AES Andes, Julián Nebreda, y el CEO de la compañía, Ricardo Falú.

El CEO y Presidente de la Corporación AES, Andrés Gluski, sostuvo que este acuerdo «ha sido un ejemplo de cómo el trabajo conjunto del sector público y privado puede concretar transiciones energéticas responsables, que permitan a los países cumplir efectivamente sus objetivos de carbono neutralidad y al mismo tiempo avanzar en sus planes de crecimiento».

En tanto, el biministro de Minería y Energía, Juan Carlos Jobet, dijo que «hemos ido acelerando el calendario original firmado en 2019. De hecho, para 2025 se esperaba sacar 8 centrales, y para esa fecha habremos llegado a 18, lo que representaría el 65% de las unidades a carbón de Chile».

**Estado actual del mecanismo y proyección de saldos acumulados**

El dólar tarifario de la fijación del primer semestre de 2021 fue de 801,49 CLP/USD, mientras que el dólar promedio entre enero y marzo de 2021, según el Banco Central, fue de 724,19 CLP/USD. Además, se definió un factor de ajuste de energía de 90,5% y un factor de ajuste de potencia de 77,0%. Producto de lo anterior, dentro de este período se acumularon para el SEN 83,43 MM USD por diferencias de facturación, 5,11 MM USD por diferencias por compra y 2,2 MM USD para los sistemas medianos. Adicionalmente, se contabilizaron saldos producto de montos adeudados a las empresas distribuidoras por un valor de 6,7 MM USD desde los inicios del Mecanismo de Estabilización y -1.3 MM USD producto de correcciones a PNP anteriores, llegando a un total de 93,91 MM USD.

El mecanismo ha acumulado 952,52 MM USD hasta marzo de 2021, correspondiente a un 70,6% de la totalidad del fondo.

Según el Informe Técnico Definitivo de Precio de Nudo Promedio de julio de 2021 se produjo un excedente de las distribuidoras que, según la Resolución Exenta 72 de 2020, debería culminar en un primer pago de la deuda de los suministradores afectados por el mecanismo. El excedente total corresponde a 8.866 MM CLP.

**Proyección de saldos año 2021**

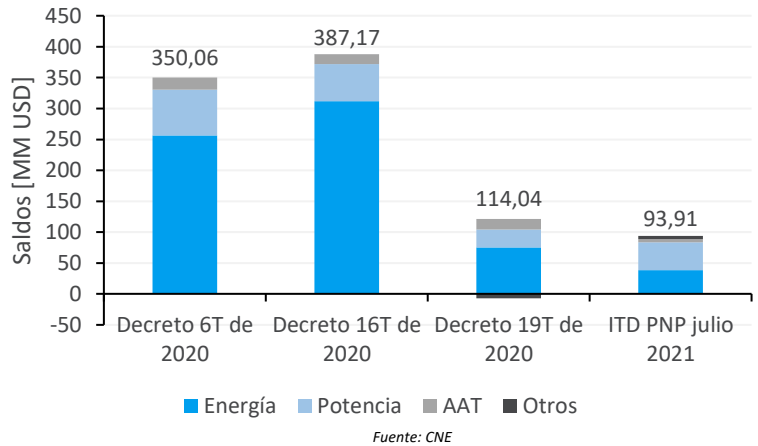
Tal como se puede observar en la proyección de saldos del Mecanismo de Estabilización, los saldos históricos han presentado una baja en su pendiente de generación explicado principalmente por la baja en la tasa de cambio que se ha mostrado en los últimos meses.

Adicionalmente, la proyección muestra que a finales del año 2021 los saldos acumulados alcanzarán valores entre los 980 MM USD y 1.110 MM USD, con un valor esperado de 1.044 MM USD.

Se espera que la pendiente de generación de saldos incremente respecto de la que se ha observado en los últimos meses. Esto se explicaría principalmente por un aumento en la diferencia entre la tasa de cambio aplicada en la tarifa semestral y la tasa de cambio mensual.

**ESTADÍSTICAS PRECIO ESTABILIZADO A CLIENTES REGULADOS (PEC)**

**Saldos SEN Reconocidos hasta marzo 2021**



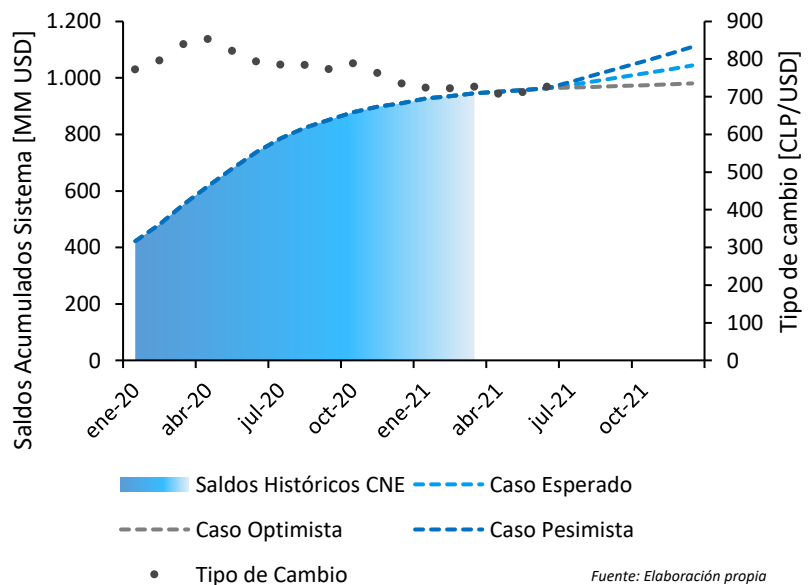
**Saldos Acumulados a marzo de 2021 [MM USD]**

SEN	945,19
Sistemas Medianos	7,33
<b>Total</b>	<b>952,52</b>

**Excedente de las Distribuidoras ITD PNP julio 2021 [€]**

Excedente Total	8.866.401.391
-----------------	---------------

**Proyección de saldos de los suministradores SEN**



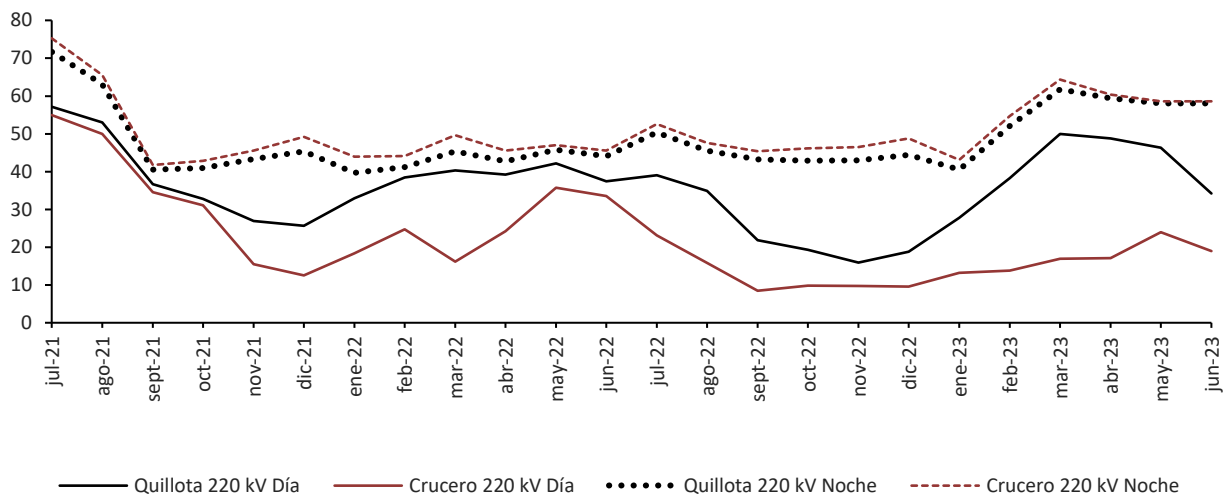
Fuente: Elaboración propia

## 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).

US\$/MWh



#### 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)

Desde julio de 2021 en adelante, se aprecia una tendencia a la baja en los costos marginales proyectados para el año, la que se debe principalmente a la disponibilidad de energía proveniente de fuentes renovables solares FV y eólicas, junto con el ingreso previsto de una cantidad relevante de nueva capacidad correspondiente a centrales de energías renovables.

En ambos 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 para los próximos dos años durante horas de día en la barra Crucero 220 kV es 22,2 US\$/MWh y en la barra Quillota 220 kV es 35,8 US\$/MWh. El costo marginal promedio proyectado para los próximos dos años durante la noche en la barra Crucero 220 kV es 51,0 US\$/MWh y en la barra Quillota 220 kV es 48,5 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