



**VALGESTA**  
NUEVA ENERGÍA

# BOLETÍN INFORMATIVO

AÑO 11 | N°10 | OCTUBRE 2021

**VALGESTA.COM**

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



in

## ¿Y cuál es el diagnóstico?

La semana pasada, la Comisión Nacional de Energía publicó la Norma Técnica para la Programación y Coordinación de la Operación de Unidades que utilicen Gas Natural Licuado Regasificado, cuya discusión fue llevada incluso al Parlamento, ante la falta de antecedentes claros que sustentaran la propuesta inicial de la CNE, como la inexistencia de una visión común entre los diversos actores sobre la orientación que ésta debía tener.

En mayo pasado, nuestra editorial señalaba: *“La discusión regulatoria sobre el tratamiento del despacho de centrales en base a GNL comienza a parecerse a esos debates donde la evidencia, los datos y el diagnóstico correcto y compartido, retrocede frente a la consigna...”* añadiendo que *“...La buena regulación debiese partir por generar un entendimiento común sobre el problema que se quiere solucionar y en el caso de que así sea, plantear y analizar las posibles soluciones que se traduzcan en un beneficio para el sistema.”*

En aquella época, tanto la CNE como algunos actores del mercado, señalaban como diagnóstico que la actual normativa generaba “distorsiones” en los costos marginales del sistema, obligaba a un mayor vertimiento de renovables y podría permitir comportamientos oportunistas de algunos agentes, que atentaban contra las normas de competencia.

En el mes de julio, Valgesta Nueva Energía presentó un estudio independiente, en el cual se demostró que ninguno de los elementos antes señalados se había producido en la operación real del sistema. De la misma manera, el Coordinador Eléctrico Nacional afirmó ante la Comisión de Minería y Energía de la Cámara de Diputados que, habiendo estudiado la materia por su equipo especialista en competencia y hecho el análisis de la operación real, no se visualizaban los aspectos que se habían argumentado como base de la modificación regulatoria antes señalados.

El único aspecto que generaba consenso transversal en la discusión, se relacionaba con la necesidad de corregir la valorización del gas inflexible, asignándole un costo de oportunidad. Probablemente este consenso general impulsó al Coordinador a dictar la “Minuta Gestión de GNLR con restricciones de almacenamiento a través de costo de oportunidad”, actualmente sujeta a discrepancia ante el Panel de Expertos.

Hasta la publicación de la norma el pasado 13 de octubre, la Comisión no presentó ni en la Cámara de Diputados ni en el proceso de elaboración de la normativa, nuevos antecedentes que permitieran resolver los aspectos que diversos consultores y académicos presentaron a la consideración de los más diversos actores en los últimos meses. Por ello, resulta complejo pronunciarse sobre el mérito de la regulación publicada, ya que no cumple estándares mínimos de un proceso robusto de dictación: diagnóstico del problema que se quiere solucionar, análisis técnico y económico de alternativas y definición de objetivos de la norma. En efecto, ¿cómo podremos evaluar su eficacia y eficiencia si desconocemos estos aspectos clave para la evaluación y mejora de una nueva regulación?

A la misma conclusión arribó la Comisión de Minería y Energía de la Cámara de Diputados, la que señaló hace pocas semanas en un Acuerdo unánime de sus integrantes *“Que el trabajo de la Comisión Nacional de Energía (CNE) no ha logrado consensuar un diagnóstico respecto de los problemas que se pretenden resolver, ni tampoco sobre la magnitud de los impactos que la normativa que desarrolla podría tener en las cuentas eléctricas de los hogares de chilenas y chilenos.”*

Con todo, debemos resaltar que la discusión de los últimos meses permitió mejorar algunos aspectos de la propuesta preliminar presentada, especialmente en materia de asegurar la operación del sistema en caso de encontrarnos en situación de estrechez hídrica como los últimos años, considerando nuevos aspectos en la metodología de estudio de las necesidades de GNL. No obstante, la señal regulatoria que se entrega no incentiva la celebración de contratos de largo plazo con precios estables, ya que existe el riesgo de quedar bajo la “cuota” de gas inflexible que determina el Coordinador, por lo que podríamos quedar expuestos no sólo a la volatilidad de los precios del mercado internacional, sino que también a la posibilidad de no contar con suministro de GNL ante la posibilidad de que los vendedores privilegien otros mercados cuya demanda y precio sea más atractiva. En este sentido, dado que los volúmenes spot no tienen opción de ser considerados inflexibles, se introduce un riesgo significativo de no contar con gas ante situaciones de bajo aporte hídrico, lo que podría ser especialmente complejo en el segundo semestre de cada año, periodo en que los ADP consideran menos GNL, dado que es un periodo más difícil de pronosticar.

Por otra parte, la labor que tendrá que realizar el Coordinador será clave, lo que obligará a éste a ajustar adecuadamente sus modelos de pronósticos, labor que consideramos debe ser realizada con urgencia y apertura ante todos los *stakeholders*, de manera que exista confianza en el desempeño de estas nuevas funciones por parte del CEN.

De esta manera, se introduce mediante esta regulación simulaciones del Coordinador que dan lugar a “cuotas” de GNL inflexible, excepciones en caso de escenarios de estrechez hídrica, traspaso de cuotas excedentarias, entre otros aspectos, todo lo cual no recoge lo que varios Ex Secretarios Ejecutivos de la CNE solicitaron en una carta publicada en agosto pasado en El Mercurio, en orden a que *“deben evitarse regulaciones que burocraticen la adquisición de Gas Natural, ya que contar con este combustible aparece no solo como una necesidad del sistema, sino que como un verdadero seguro para el suministro eléctrico de los chilenos”*.

Finalmente, dada la falta de antecedentes técnicos mostrados por la CNE y siendo esta materia clave para la operación segura y económica del Sistema Eléctrico Nacional, las nuevas autoridades que se instalen a partir de marzo próximo deberán incorporar este tema como parte de su agenda, a fin de generar un entendimiento común sobre la materia, especialmente considerando los desafíos que nos presenta la transición energética, tanto en el corto, mediano y largo plazo.

**Este es el lapidario informe de la FNE respecto al mercado del gas**

La Fiscalía Nacional Económica (FNE) dio a conocer el Informe Preliminar de su sexto Estudio de Mercado, que abordó el mercado del gas en Chile en el período comprendido entre 2010 y 2020, enfocándose en los segmentos de gas licuado de petróleo (GLP) y gas natural (GN).

En su análisis, la Fiscalía constató la hipótesis planteada al inicio del estudio, en cuanto a que el mercado del gas en Chile no está funcionando adecuadamente desde una perspectiva competitiva, y propone al Poder Ejecutivo tres recomendaciones para corregir dichas anomalías.

La FNE estima que, de acogerse sus recomendaciones, el precio de venta al público de cada cilindro de gas licuado debiese disminuir alrededor de 15% y que el precio del gas natural que pagan los clientes de Metrogas debiese bajar entre 13% y 20%.

El Fiscal Nacional Económico, Ricardo Riesco, señaló que “este estudio confirma que el mercado del gas no es suficientemente competitivo y nuestras recomendaciones buscan que esta situación cambie lo antes posible en beneficio de los consumidores, porque estamos convencidos de que los precios pueden ser significativamente menores a futuro si se ajusta la regulación”.

De acuerdo al informe, en el mercado de la distribución mayorista de GLP se observa una baja intensidad competitiva y algunos factores estructurales que hacen que el riesgo de coordinación entre competidores sea alto.

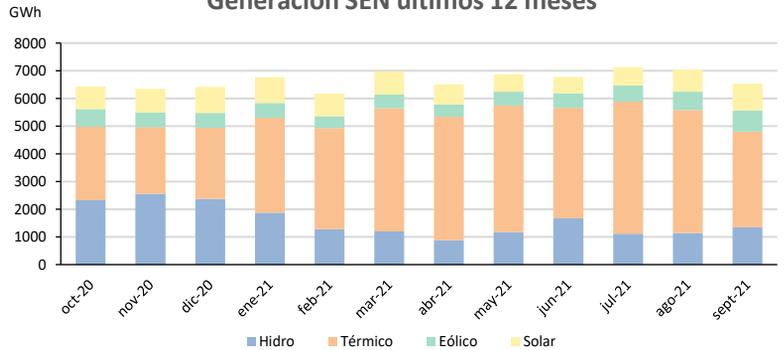
La baja intensidad competitiva observada en el mercado del gas licuado ha producido que entre 2014 y 2020 los distribuidores mayoristas de GLP hayan aumentado sus márgenes mientras sus costos han caído, lo que significa que no han traspasado íntegramente a los consumidores finales las bajas que han tenido en sus costos.

En efecto, la FNE calculó que, producto de la baja intensidad competitiva en el mercado del GLP, en ese período los distribuidores mayoristas de este insumo han aumentado su margen anual de un 35% a un rango de entre 50% y 55% aproximadamente, lo que equivale a US\$261 millones anuales de manera agregada.

Fuente: Revista Electricidad (07/10/2021)

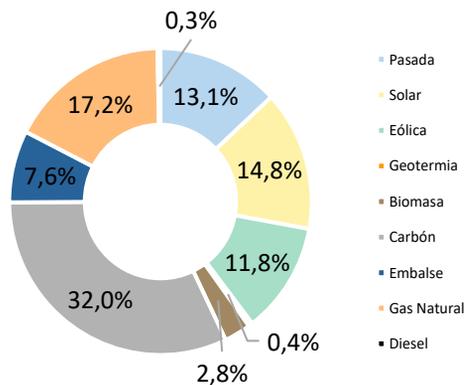
## ESTADÍSTICAS SEPTIEMBRE 2021

### Generación SEN últimos 12 meses



Fuente: Coordinador Eléctrico

## COMPOSICIÓN DESPACHO SEPTIEMBRE 2021

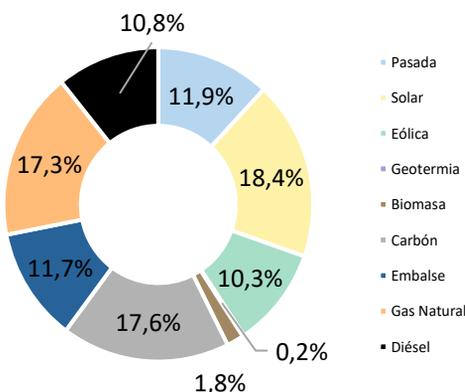


### Despacho de generación (GWh)

Térmica	3.448
Hidráulica	1.351
Eólica	768
Solar	966
<b>Total</b>	<b>6.533</b>

Fuente: Coordinador Eléctrico

## CAPACIDAD INSTALADA SEN AGOSTO 2021

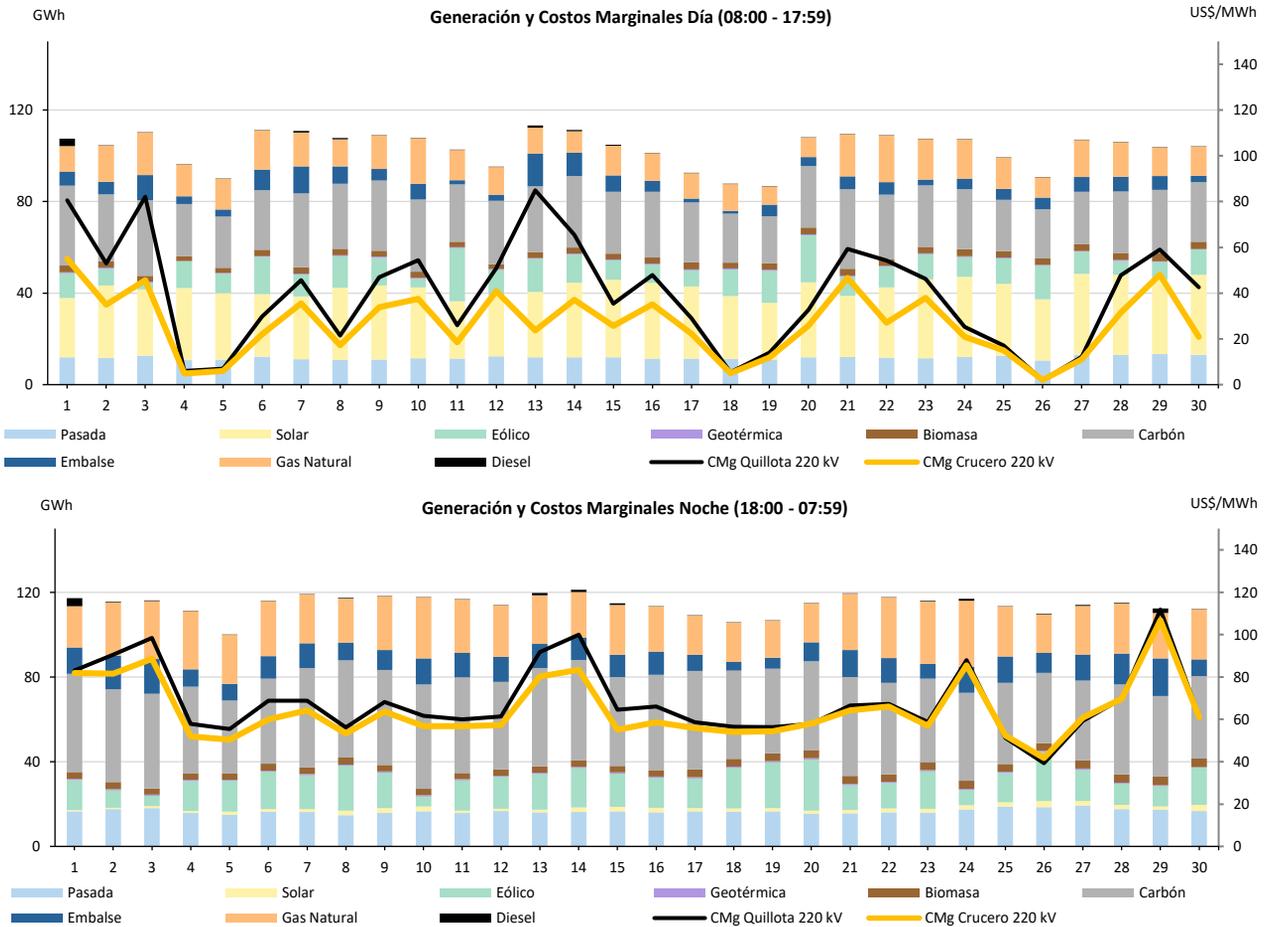


### Capacidad instalada SEN (MW)

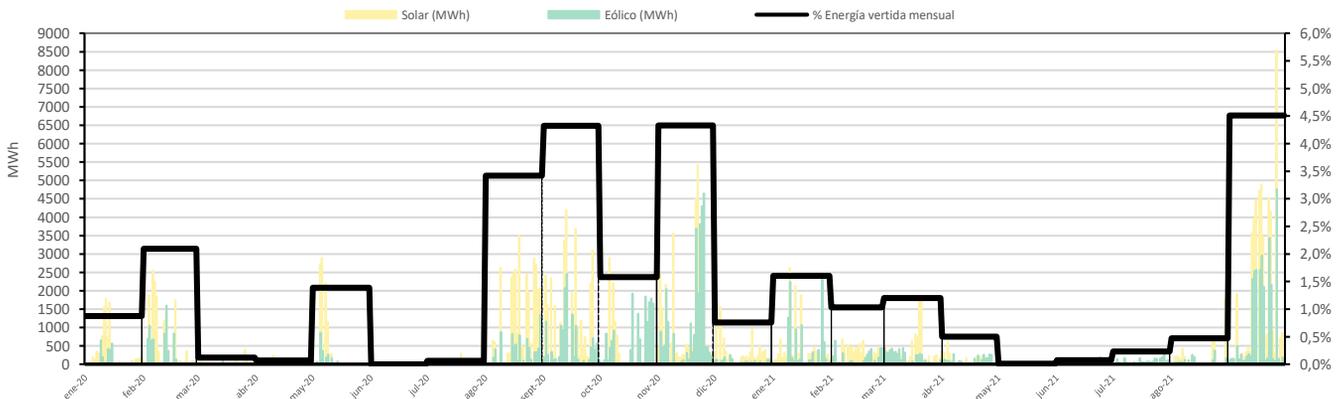
Hidro	6.849
Térmico	13.732
Eólica	2.985
Solar	5.336
Geotermia	45
<b>Total</b>	<b>28.947</b>

Fuente: Coordinador Eléctrico

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



## Vertimientos de generación ERNC enero 2020 – septiembre 2021



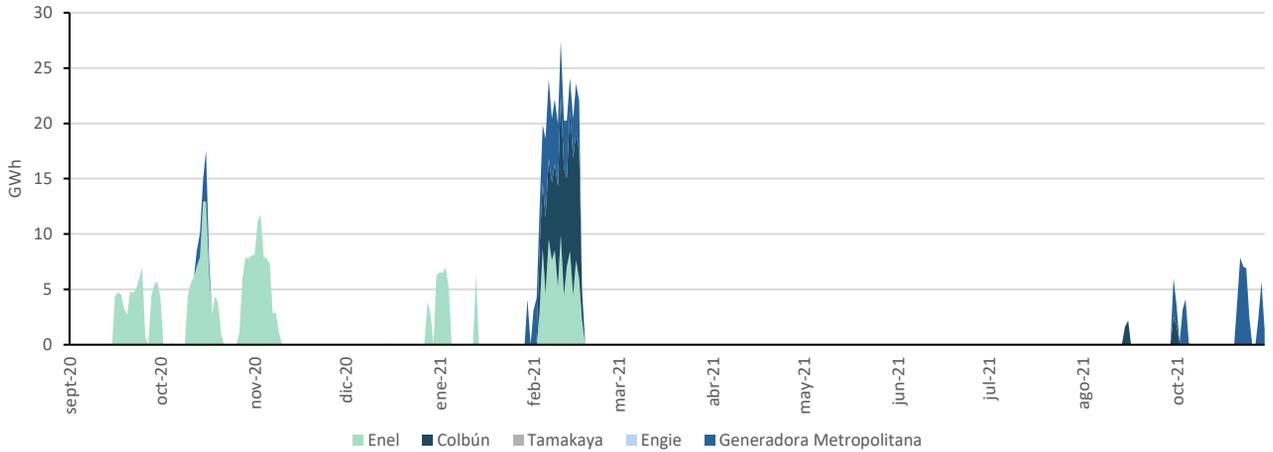
Fuente: Coordinador Eléctrico

El gráfico anterior presenta la cantidad de energía diaria reducida de centrales eólicas y solares que se ha presentado desde enero de 2020 a septiembre\* 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 septiembre 2021 corresponden a los exhibidos en los Informes Diarios de Novedades al Centro de Despacho de Carga (CDC) del Coordinador Eléctrico.

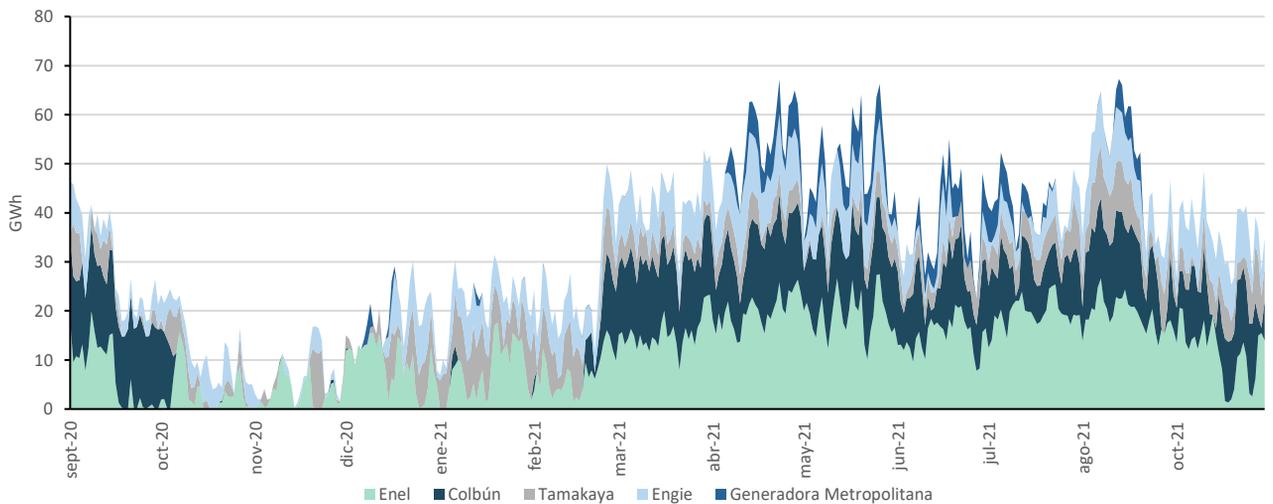
### Generación con gas natural argentino últimos 12 meses



En septiembre de 2021 se generaron tan solo 48,9 GWh en base a Gas Natural argentino, de los cuales un 3,9% es atribuible a la empresa Colbún, mientras que el 96,1% restante se le atribuye a Generadora Metropolitana.

Fuente: Coordinador Eléctrico

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



En septiembre de 2021, la generación de centrales en base a GNL asociadas a los terminales Quintero y Mejillones fue de 1.073 GWh, lo que representó el 16,4% de la generación total del SEN. De estas inyecciones, un 32,5% se atribuye a Enel, un 29,6% se atribuye a Colbún, un 14,7% se atribuye a Tamakaya, un 23,0% a Engie, y el 0,2% restante a otras empresas.

Fuente: Coordinador Eléctrico

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

Precio Nudo Quillota 220 kV	44,5
Precio Nudo Crucero 220 kV	39,9
PMM SEN	70,0

Fuente: CNE

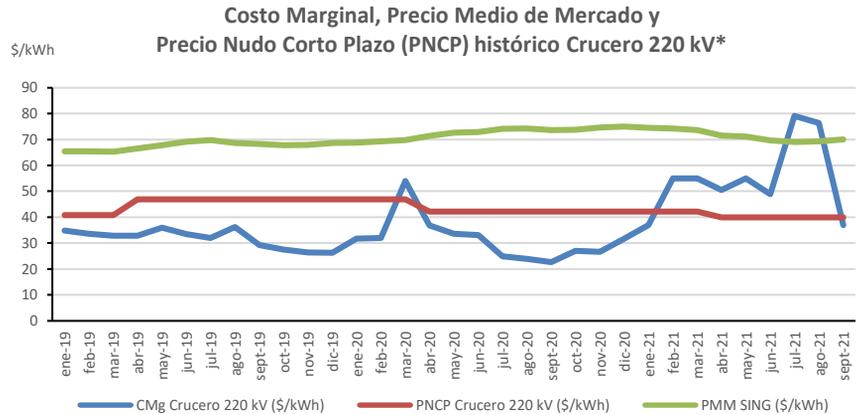
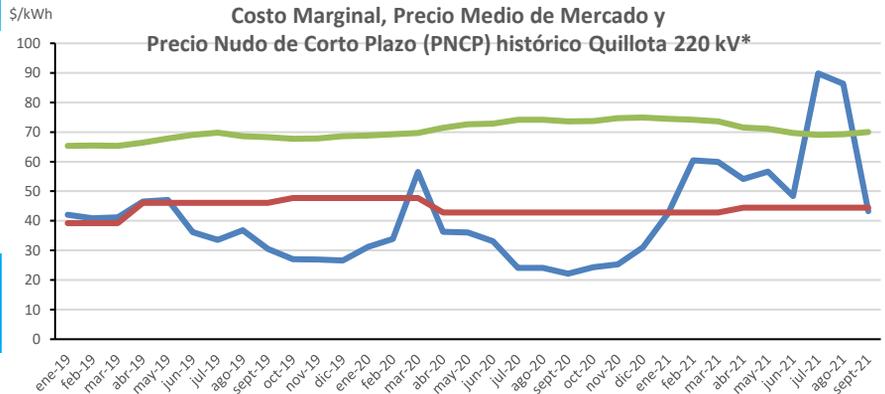
**Costos marginales promedio septiembre (\$/kWh)**

Crucero 220 kV	36,9
Cardones 220 kV	39,9
Pan de Azúcar 220 kV	40,8
Quillota 220 kV	43,2
Charrúa 220 kV	44,3
Puerto Montt 220 kV	54,0

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**



Fuente: CNE / Coordinador Eléctrico

**NOTICIAS**

**CNE proyecta realizar cinco licitaciones de suministro eléctrico entre 2022 y 2025**

Cinco licitaciones de suministro eléctrico para clientes regulados estima realizar la Comisión Nacional de Energía (CNE) entre 2022 y 2025, por un total de 11.850 GWh en todo este periodo, considerando las proyecciones de recuperación de la demanda eléctrica, desde 2026 en adelante, según indica el Informe Final de Licitaciones, publicado por el organismo regulador.

En el documento se señala que la demanda de clientes regulados pasaría de 28.032 GWh durante el presente año, a 32.435 GWh. También se presentan otras proyecciones, como la evolución de la demanda a traspasarse de cliente regulado a libre, la cual llegaría a 693 traspasos este año, para posteriormente comenzar a bajar desde 2023 (288 traspasos).

Además, se consideran incrementos en el consumo de la generación distribuida residencial y por el aumento de usuarios de electromovilidad.

Según el informe de la CNE, «para el año 2022 se proyectan dos procesos de licitación, motivados por no haber podido llevar a cabo los dos procesos de licitación que el informe de licitaciones 2020 preveía adjudicar durante 2021», los cuales serían por un total de 7.500 GWh al año, repartidos en dos llamados (5.000 y 2.500 GWh), con un inicio de suministro contemplado desde 2027 y 2028, respectivamente.

Posteriormente, en 2023, se prevé licitar un volumen de 1.180 GWh, para iniciar el suministro en 2029, mientras que en 2024 se buscaría adjudicar 1.200 GWh y en 2025 otros 1.700 GWh al año, los cuales comenzarían a ser abastecidos a partir de 2030 y 2031.

Balance ERNC agosto 2021

<b>Total retiros afectos a obligación (GWh)</b>	<b>5.971</b>
Obligación ERNC (GWh)	626
% Obligación ERNC respecto a retiros afectos a obligación	<b>10,5%</b>
Inyección ERNC (GWh)	1.790
% Inyecciones ERNC respecto a retiros afectos a obligación	<b>30,0%</b>

Fuente: Coordinador Eléctrico

Lo anterior implica que en agosto de 2021 las inyecciones ERNC superaron en **19,5 puntos porcentuales** a la obligación.

NOTICIAS

Transmisión: Enel ingresa a evaluación ambiental proyecto de interconexión con Argentina

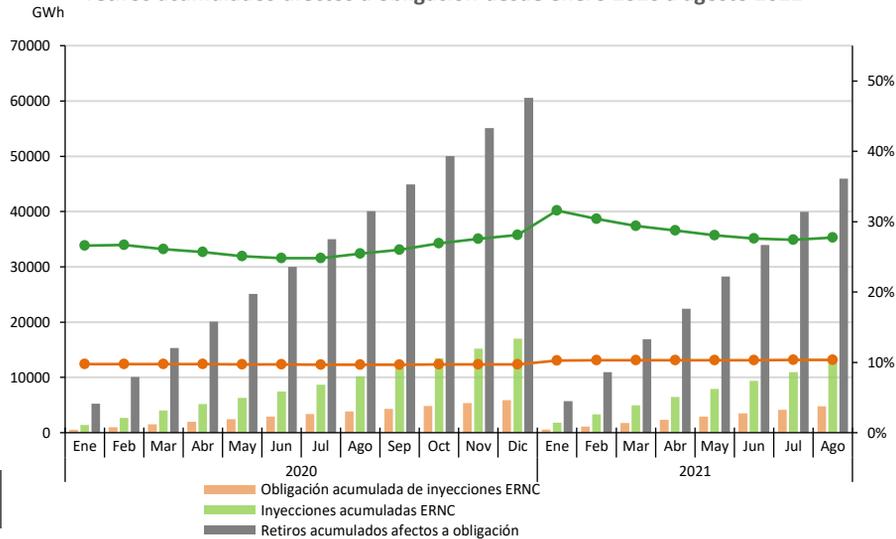
Enel ingresó a evaluación ambiental el proyecto de interconexión eléctrica internacional entre Chile y Argentina, cuyo objetivo es habilitar una línea de transmisión de 500 kV, «que permita llevar a cabo operaciones de importación y exportación de electricidad entre los sistemas eléctricos chileno y argentino», que estima una inversión de US\$36 millones.

«Para efectos de la evaluación de impacto ambiental, el presente EIA se hace cargo de todas las actividades u obras emplazadas en territorio chileno, las cuales se ubican íntegramente en la comuna de San Clemente, Provincia de Talca, Región del Maule; iniciando desde la nueva Subestación Eléctrica Los Cóndores hasta la torre más próxima al límite internacional con Argentina (torre N°76)», indica la empresa eléctrica.

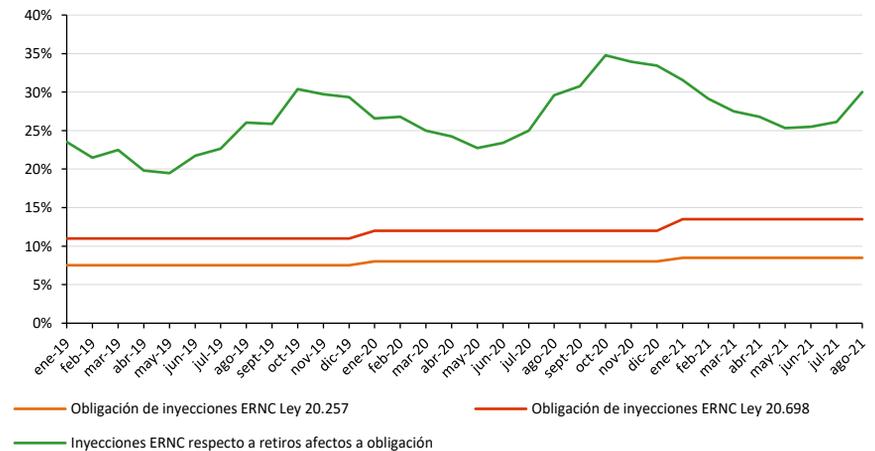
Fuente: Revista Electricidad (15/10/2021)

BALANCE ERNC A AGOSTO 2021

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



Porcentaje de inyecciones ERNC respecto de retiros afectos a obligación



Fuente: Coordinador Eléctrico

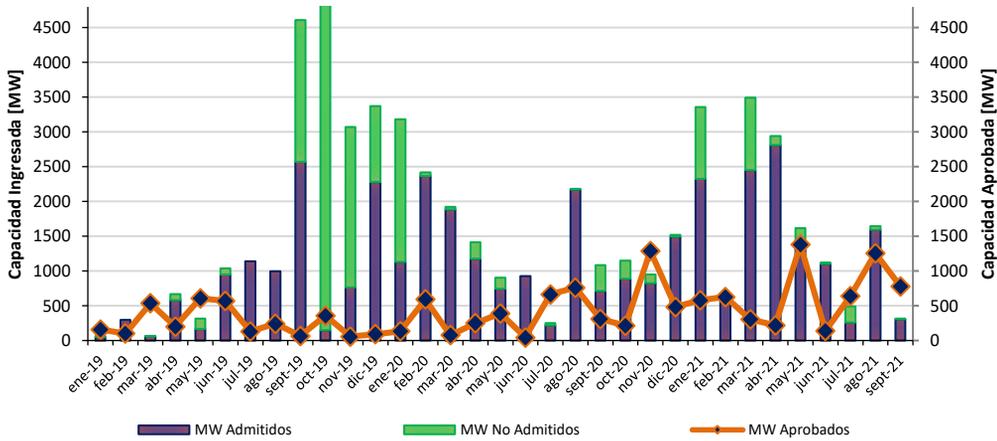
Acreditaciones ERNC

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 agosto 2021, corresponden a **45.944 GWh**.

La obligación acumulada de inyecciones ERNC de enero 2021 a agosto 2021, correspondió a **4.758 GWh**, lo que corresponde a un **10,4%** respecto de los retiros afectos en el mismo periodo.

Por otra parte, las inyecciones acumuladas de ERNC de enero 2021 a agosto 2021, fueron de **12.742 GWh**, lo que corresponde a un **27,7%** 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 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.

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

**Estado de Proyectos**

A partir de los datos estadísticos registrados en la plataforma electrónica del SEIA (e-SEIA), en agosto de 2021 ingresaron un total de 1.090 MW de potencia. Se registraron 777 MW aprobados.

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos del SEIA (e-SEIA)

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

Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Parque Fotovoltaico Santa Bárbara	Solek Chile Services SpA	9	Solar	24-03-2021
Parque Fotovoltaico Pueblo Seco	Solek Chile Services SpA	9	Solar	22-03-2021
Parque Solar Don Juve	SOLAR TI VEINTIOCHO SPA	9	Solar	19-02-2021
Parque Fotovoltaico Doña Carmen PMG	Solek Chile Services SpA	9	Solar	19-02-2021
Parque Fotovoltaico Los Cisnes	Oenergy Generación Solar Distribuida SpA	7,9	Solar	19-02-2021
Parque Eólico Vientos del Loa	Engie Energía Chile S.A.	205	Eólico	20-08-2020
Planta Fotovoltaica Jardín Solar	Colbún S.A.	220	Solar	20-12-2019
Parque Fotovoltaico Don Chacho	Solek Chile Services SpA	9	Solar	22-12-2020
Parque Fotovoltaico Ayla Solar	PFV AYLA SOLAR SPA	9	Solar	22-12-2020
Parque Eólico Rarínco	Energía Renovable Verano Tres SpA	198	Eólico	22-10-2020

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

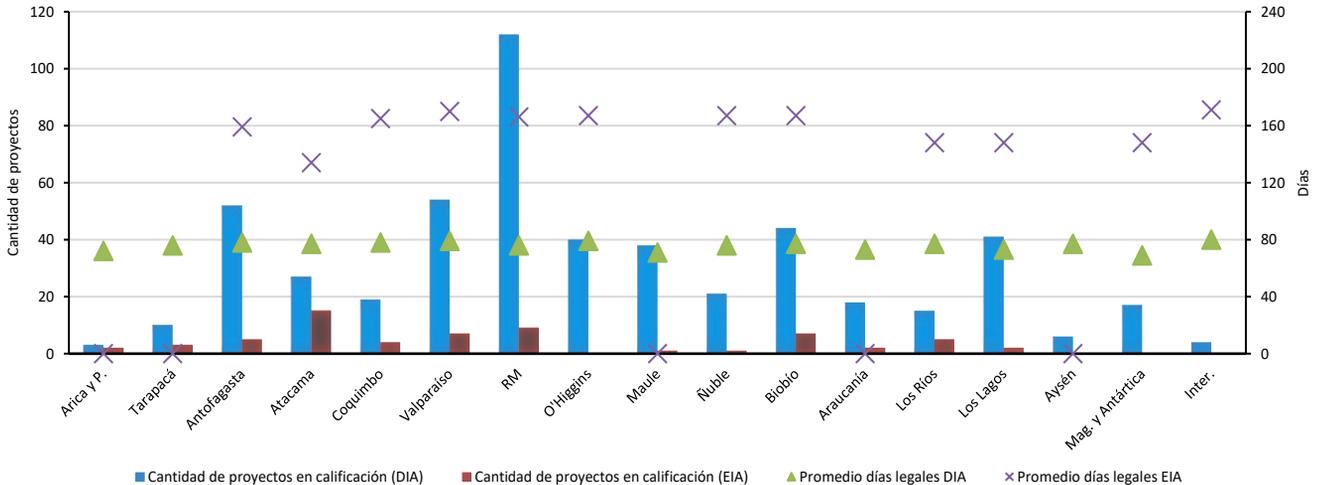
Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Proyecto de almacenamiento criogénico de energía ENSICOM	Highview Enlasa SpA	50	Almacenamiento	23-09-2021
Parque Solar Ciprés de la Costa	Ciprés de la Costa Solar SpA	9	Solar	23-09-2021
Planta Solar La Farfana	Grupo Energy inversiones Spa	9	Solar	23-09-2021
Planta Solar Mingorria	VASKAN SOLAR SPA	7,7	Solar	22-09-2021
Parque Solar Fotovoltaico Negreiros	SCM COSAYACH YODO	4	Solar	22-09-2021
Paillihue Solar	Villa Prat II Energy SpA	9	Solar	22-09-2021
PSF CE Machalí	COX MACHALI SPA	9	Solar	21-09-2021
Parque Solar Fotovoltaico Soledad	SCM COSAYACH YODO	5,6	Solar	21-09-2021
Proyecto Parque Eólico Morros	Andes Mainstream SpA	192	Eólico	20-09-2021
Parque Solar Fotovoltaico Olona	CERCEDA ENERGIA SPA	9	Solar	08-09-2021

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

Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Planta Solar Fotovoltaica Michay	Generadora Michay SpA.	9	Solar	25-01-2021

### 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 septiembre de 2021.



Fuente: Reporte Estadístico mensual de Proyectos en el SEIA

## NOTICIAS

### Transmisión: Estos son los dos consorcios que presentaron ofertas para proyecto HVDC Kimal – Lo Aguirre

Dos consorcios presentaron ofertas en la licitación internacional que realiza el Coordinador Eléctrico Nacional para adjudicar el proyecto de transmisión HVDC Kimal-Lo Aguirre. Se trata de «Meval», conformado por las empresas Iberdrola Redes España, S.A.U. y Celeo Redes Chile Limitada, y de «Yalique», conformado por las empresas ISA Inversiones Chile SpA, Transelec Holdings Rentas Limitada y China Southern Power Grid International (HK) Co. Limited.

La iniciativa, forma parte del Decreto de Expansión de Transmisión N°231/2019 de Obras Nuevas, promulgado en septiembre de 2019, y modificado parcialmente en septiembre de 2020, por el Decreto Exento N°163/2020, ambos del Ministerio de Energía.

Este proyecto consiste en el desarrollo de una línea de transmisión en tecnología HVDC de 1.500 kilómetros con retorno metálico dedicado y dos estaciones convertidoras AC/DC, ubicadas en el entorno de las subestaciones existentes de Kimal y Lo Aguirre, en las regiones de Antofagasta y Metropolitana respectivamente. Su proceso constructivo se estima en 84 meses para iniciar su operación hacia fines del 2028. El monto de inversión referencial es de US\$1.480 millones.

Según destaca el organismo coordinador, «la nueva línea será la primera de su tipo en corriente continua en Chile, constituyendo un factor habilitante del proceso de descarbonización en el marco de las metas para el país de lograr la carbono neutralidad al 2050, en beneficio de un sistema eléctrico seguro y resiliente frente a los potenciales efectos del cambio climático».

Según el subsecretario de Energía, Francisco López, «la apertura de las ofertas técnicas y administrativas es un hito muy relevante en el cronograma establecido para el proyecto de la línea HVDC Kimal-Lo Aguirre. Este proyecto nos permitirá viabilizar y avanzar en la descarbonización de nuestro país».

Para la autoridad, «este proyecto podrá transportar bloques de energía renovables por 1.500 kilómetros de nuestro territorio nacional, habilitando un desarrollo sostenible del sector energía, al conectar de forma expedita el norte y centro-sur del país».

Por su parte, el Presidente del Coordinador Eléctrico Nacional, Juan Carlos Olmedo, dijo estar muy satisfecho por la cantidad de ofertas recibidas y la amplia experiencia de las cinco empresas internacionales que conforman los dos consorcios que están participando.



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

De acuerdo al Informe Técnico Definitivo del Segundo Semestre de 2021, se proyecta una capacidad instalada adicional al año 2031 de 10.566 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 1.186 MW para el año 2031.

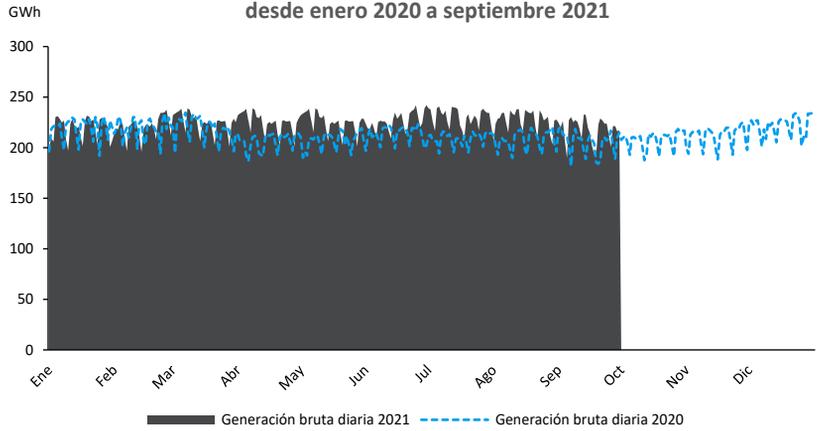
Con respecto a centrales térmicas, se proyecta la instalación de 577 MW entre instalaciones Diésel y GNL antes de 2024, y no más desde ese año en adelante.

Para el año 2031, se estiman 4.877 MW de capacidad adicional en instalaciones solares.

Por otro lado, para las centrales eólicas se proyecta una capacidad adicional de 3.282 MW al año 2031.

Fuente: ITD Segundo Semestre 2021, CNE

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



Fuente: Coordinador Eléctrico

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

2018	10.776
2019	10.746
2020	10.900
2021	11.227

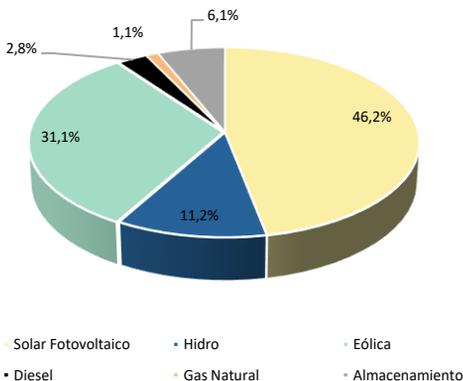
Fuente: Coordinador Eléctrico

**Capacidad agosto 2021 y recomendada a instalar al año 2031 (MW)**

	Ago 2021	Rec.
Eólica	2.985	3.282
Geotermia	45	0
Hidro	6.849	1.186
Solar	5.336	4.877
Térmico	13.732	577
Almacenamiento	0	645
<b>Total</b>	<b>28.947</b>	<b>10.566</b>

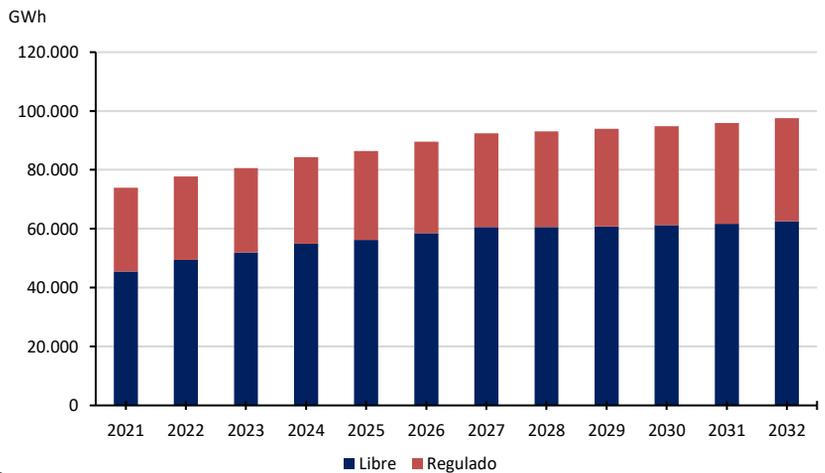
Fuente: ITD Segundo Semestre 2021, CNE

**Capacidad adicional en construcción y recomendada por la CNE hasta el año 2031**



Fuente: ITD Segundo Semestre 2021, CNE

**Demanda proyectada del SEN (GWh)**



Fuente: ITD Segundo Semestre 2021, CNE



**CENTRALES EN ETAPA DE PUESTA EN SERVICIO**

Central	Capacidad (MW)	Entrada en operación estimada
Sol de Lila (solar)	163	Nov-21
Domeyko (solar)	186	Nov-21
Atacama Solar II	170	Oct-21

Central	Capacidad (MW)	Entrada en operación estimada
Campos del Sol (solar)	381	Oct-21
Río Escondido (solar)	145	Oct-21
Malgarida (solar)	30	Oct-21



**Morosidad en cuentas de luz: Ministerio de Energía evalúa ayuda estatal para familias más vulnerables**

El ministro de Energía, Juan Carlos Jobet, indicó que están evaluando una ayuda estatal para las familias más vulnerables, en el marco de las morosidades que se están acumulando a causa de la Ley de Servicios Básicos, que permite postergar el pago de las cuentas de luz, debido a la crisis sanitaria provocada por la pandemia de Covid-19.

La autoridad expuso este tema ante la Comisión de Minería y Energía de la Cámara de Diputados, donde sostuvo que un modelo a considerar es «el subsidio que hoy existe en el agua potable», precisando que sería necesario hacer ajuste, tratándose de sectores distintos.

Jobet también planteó que este subsidio es un monto de consumo de agua limitado, suficiente para tener acceso al recurso, pero no es ilimitado, por lo que «creemos que también se podrían utilizar en electricidad, por lo que una familia tiene un determinado consumo promedio, puede optar al subsidio con un monto límite y, si alguien consume más que eso, tiene que pagar el diferencial».

«Creemos que esos son los trazos gruesos de una posible solución que nos permitiría poner al día las cuentas, aliviar la situación de la gente más vulnerable con una ayuda estatal y hacer que las familias que pueden pagar lo hagan, para empezar a normalizar la situación del sector», afirmó Jobet.

**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**

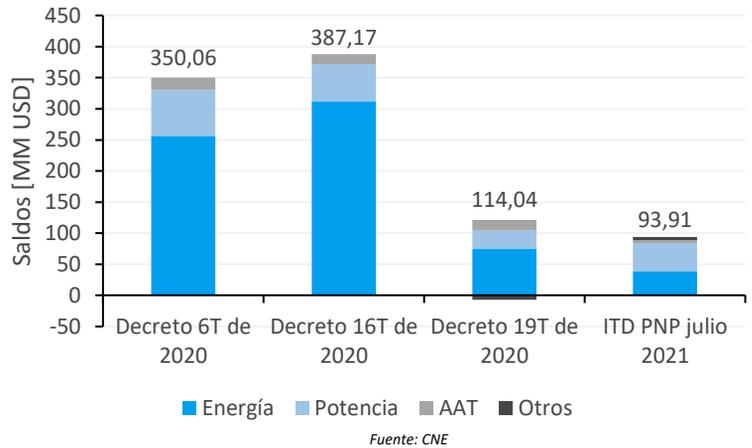
Tal como se puede observar en la proyección de saldos del Mecanismo de Estabilización, los saldos históricos han presentado una baja en su pendiente de generación explicado principalmente por la baja en la tasa de cambio que se ha mostrado en los últimos meses.

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>

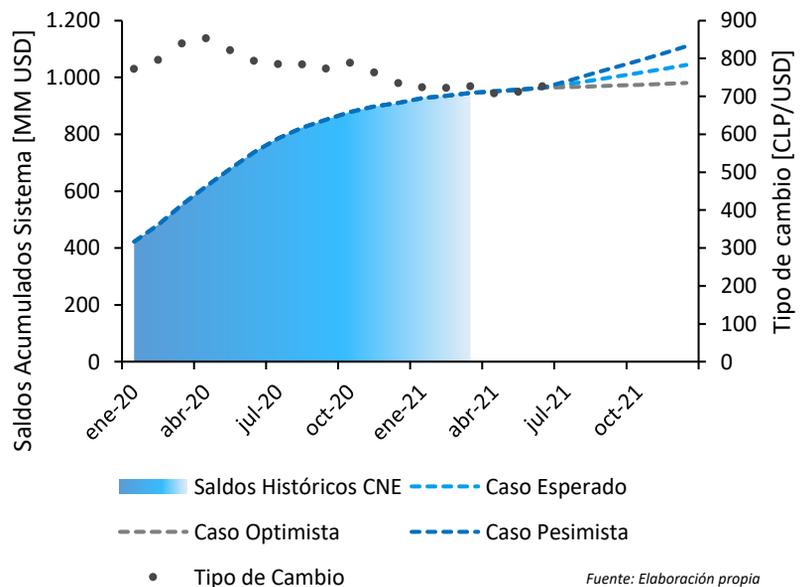
Fuente: CNE

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

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

Fuente: CNE

**Proyección de saldos de los suministradores SEN**

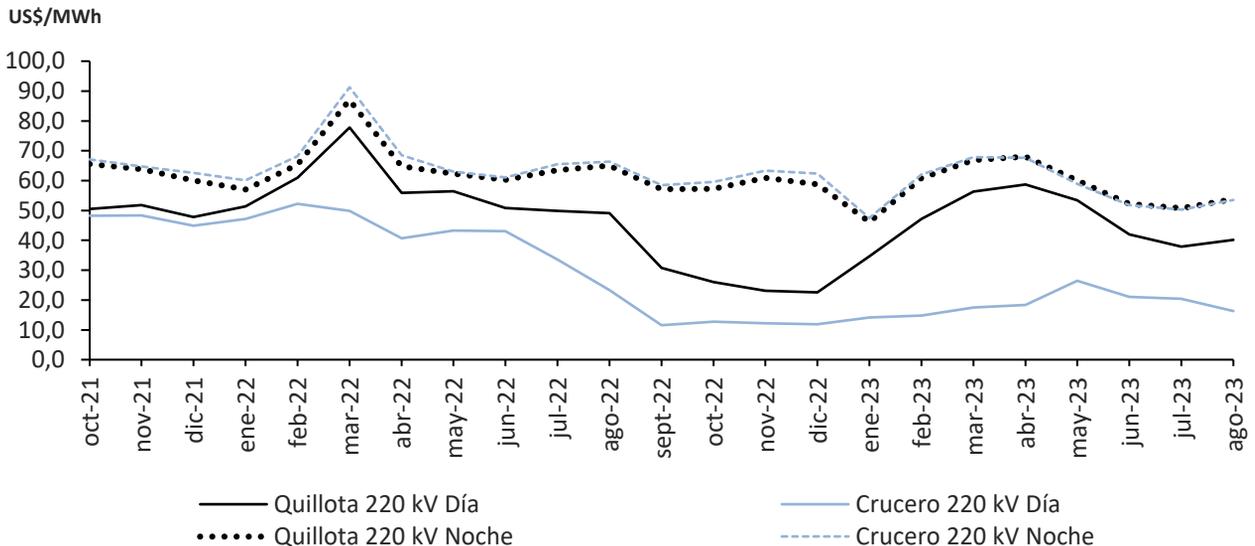


Fuente: Elaboración propia

## 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).



#### 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)

Hasta fin de año, se espera que haya precios sobre los 60 USD/MWh en el horario nocturno principalmente. Durante los primeros meses de 2022 el SEN pasará por un aumento de la participación del gas y el diésel en ciertos periodos, principalmente nocturnos, lo cual lleva a precios cercanos a los 90 USD/MWh.

Durante el primer semestre de 2022, el ingreso de proyectos de generación renovable no lograría disminuir los precios de manera sustancial. No obstante, durante el segundo semestre el ingreso de centrales de pasada contribuiría para obtener costos marginales más bajos.

El costo marginal promedio proyectado para los próximos dos años durante horas de día en la barra Crucero 220 kV es 28,4 US\$/MWh y en la barra Quillota 220 kV es 45,8 US\$/MWh. El costo marginal promedio proyectado para los próximos dos años durante la noche en la barra Crucero 220 kV es 62,0 US\$/MWh y en la barra Quillota 220 kV es 60,6 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