



VALGESTA
NUEVA ENERGÍA

BOLETÍN INFORMATIVO

AÑO 11 | Nº5 | MAYO 2021

VALGESTA.com

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



Tratamiento del gas natural para generación eléctrica: Hagamos una buena regulación

“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.”

Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE)

Cada cierto tiempo en nuestro sector eléctrico se dan discusiones regulatorias como si fueran discusiones de fe. En su momento, “corriente-continuistas” versus “corriente-alternistas” debatían en torno a la mejor forma de interconectar los sistemas del norte y el centro, variadas razones, muchas pasiones, pero poca evidencia. La solución al dilema fue sencilla: la CNE convocó en 2014 a una docena de expertos para supervisar el estudio eléctrico, a cargo de una consultora internacional, que permitiera contar con la evidencia necesaria para tomar una decisión correcta, lo que culminó en 2017 con la exitosa interconexión de los sistemas SIC y SING.

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: debe cambiarse la norma porque es una “distorsión del mercado”; debe mantenerse la norma porque de lo contrario “se pone en riesgo la disponibilidad del GNL”.

Partamos por lo primero: Entre mayo de 2018 y diciembre de 2019 la participación del gas inflexible fue en promedio de un 5.7% de la generación total del sistema, donde los meses de julio de 2019 y agosto de 2020 fueron los más altos con un 16% aproximadamente. Esto trajo como consecuencia impactos a nivel del despacho de las unidades y disminución en el costo marginal del sistema. Según nuestros análisis estos impactos fueron zonales (en nodos específicos), dándose comportamientos diferentes en la zona norte del sistema que en la zona centro. Es, por lo tanto, relevante identificar el efecto a nivel de agentes y del sistema para tener un correcto diagnóstico de esta situación. Lo que los datos nos señalan, es que los vertimientos de energía no se deben exclusivamente al gas inflexible, sino que más bien ello tiene más relación con las restricciones en materia de transmisión.

Es evidente que la norma técnica de gas inflexible impacta el despacho de unidades y también el costo marginal, pero esto no es ajeno a otros requerimientos que tiene el sistema por razones de eficiencia y seguridad, como por ejemplo el despacho a mínimo técnico de algunas unidades del sistema, que también tiene efectos sobre el sistema, pero se entienden como necesarios para una operación más eficiente y segura a nivel sistémico. Por ello creemos que la evaluación de la norma de despacho de GNL debe realizarse desde la perspectiva total del sistema y si ello puede generar señales correctas o incorrectas para el futuro.

Por otra parte, los cambios del mercado internacional de compra de GNL son evidentes en los últimos años. La rigidez de los contratos que debían “asegurar” los flujos de las inversiones realizadas para proveer este energético a través de barcos, dio paso a una multiplicidad de alternativas para manejar los riesgos por parte de los compradores. Esto es algo que también debe ser parte de la discusión.

En este contexto, una buena regulación tiene un punto de partida básico: contar con un claro diagnóstico del problema que justifica una intervención regulatoria, ya sea creando una norma o modificando una existente. Siendo una norma existente, el diagnóstico tiene que ver con analizar los impactos positivos y negativos de la ejecución de la normativa. Junto a ello, se debe realizar un análisis profundo del contexto futuro del tema. Lamentablemente, y tal como ha sido en los últimos años, vemos que la CNE ha llevado a cabo un proceso de cambio regulatorio sin partir por la pregunta básica.

Tratamiento del gas natural para generación eléctrica: Hagamos una buena regulación

Desde nuestra perspectiva, más que centrarse en los argumentos de “flexibilistas” o “inflexibilistas”, debiésemos estar discutiendo sobre los desafíos que tenemos en los próximos 5, 10 y 15 años. La transición energética es el punto de partida de ello. Estamos en pleno proceso de descarbonización acelerada, lo que probablemente significará que al 2030 no contemos con la mayoría de las centrales a carbón que hoy producen más del 40% de la electricidad del país; también observamos una creciente penetración de renovables que requiere de un sistema eléctrico más flexible para su operación eficiente. Junto con ello, los expertos proyectan hidrologías 20% más secas a lo que históricamente ha observado nuestro sistema para los próximos años, etc. En este contexto, tenemos que pensar qué requiere el sistema eléctrico para que opere de manera segura y eficiente, y en base a ello, cuáles son las señales adecuadas que se quieren dar al mercado. Por lo tanto, cualquier discusión sobre posibles modificaciones a la regulación en general o a la norma de gas inflexible en particular, debe discutirse en base a ese contexto. Esa es una pregunta que no vemos esté desarrollando la CNE, la que debiese ser la base para construir una regulación Ad hoc.

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 este caso no parece haber consenso respecto al problema y por tanto menos respecto a la solución. Ese camino nos lleva a un diálogo de trincheras en que nadie se escucha y que, por cierto, es altamente probable que nos lleve a una mala regulación.

Finalmente, parece cada vez más necesario que subamos un par de peldaños la discusión regulatoria del futuro mercado eléctrico de nuestro país, atreviéndonos a discutir sobre las ventajas, limitaciones y desafíos que significaría pasar a un mercado de ofertas vinculantes, donde cada actor tome los riesgos, asumiendo las ganancias y los costos que resulten de las decisiones libremente adoptadas, lo que probablemente implicará una reducción de las discusiones de “parches” a nuestro modelo de mercado, para hacer “encajar” las restricciones que presenta para un sistema cada día más renovable, variable, autónomo y competitivo.

Cuentas de luz: clientes morosos aumentaron en más de 168.000 desde el inicio de la pandemia

Los clientes residenciales del servicio eléctrico que están morosos en el pago de sus cuentas de luz aumentaron en más de 168.000 desde marzo del año pasado, cuando se inició la pandemia por Covid-19, en una deuda total que también se incrementó en casi \$70.000 millones, según informó el binimistro de Energía y Minería, Juan Carlos Jobet, en la Comisión de Minería y Energía de la Cámara de Diputados.

La autoridad fue citada para exponer sobre la Agenda legislativa de Energía; alcances, proyecciones, resultados y beneficios de la medida de suspensión del sistema de hora punta; estado y proyecciones del Fondo de Estabilización del Precio de la Energía, y volumen de endeudamiento en cuentas de energía eléctrica, proyecciones y medidas de mitigación.

En este último tema, Jobet indicó que entre el 31 de marzo de 2020 y 2021, el número de clientes en el sector eléctrico regulado pasaron de 514.418 a 683.330, con una deuda total que aumentó desde \$88.450 millones a \$157.687 millones. La deuda promedio, por su lado, subió de \$171.943 a \$230.763.

Agregó que se registran 169.000 convenios residenciales desde marzo del año pasado.

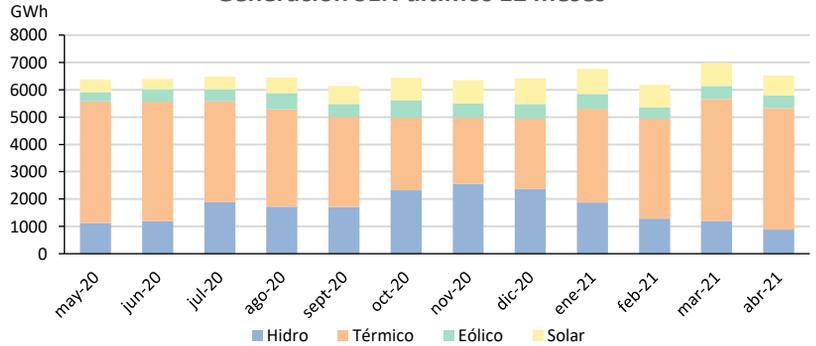
Según los datos de la autoridad, el 68% de los clientes residenciales que se encuentran morosos registra consumos promedio menores a 200 kWh, mientras que 9% anotan consumos promedio sobre 400 kWh al mes.

El secretario de Estado también se refirió al mecanismo de estabilización de tarifas, señalando que a enero de este año acumulaba US\$1.038 millones, por lo que las estimaciones del Ministerio de Energía es que el punto de mayor acumulación «se produciría el segundo semestre de 2023».

Fuente: Revista Electricidad (05/05/2021)

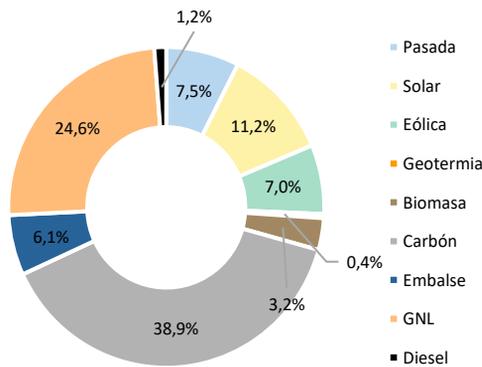
ESTADÍSTICAS ABRIL 2021

Generación SEN últimos 12 meses



Fuente: Coordinador Eléctrico

COMPOSICIÓN DESPACHO ABRIL 2021

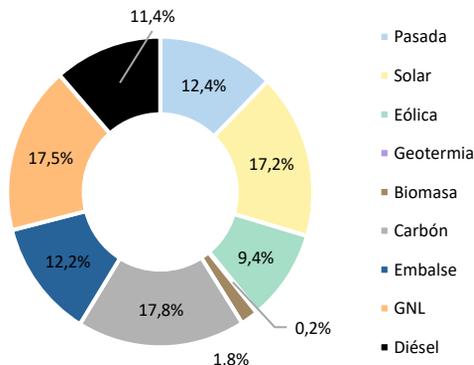


Despacho de generación (GWh)

Térmica	4.447
Hidráulica	885
Eólica	455
Solar	729
Generación Total	6.516

Fuente: Coordinador Eléctrico

CAPACIDAD INSTALADA SEN MARZO 2021

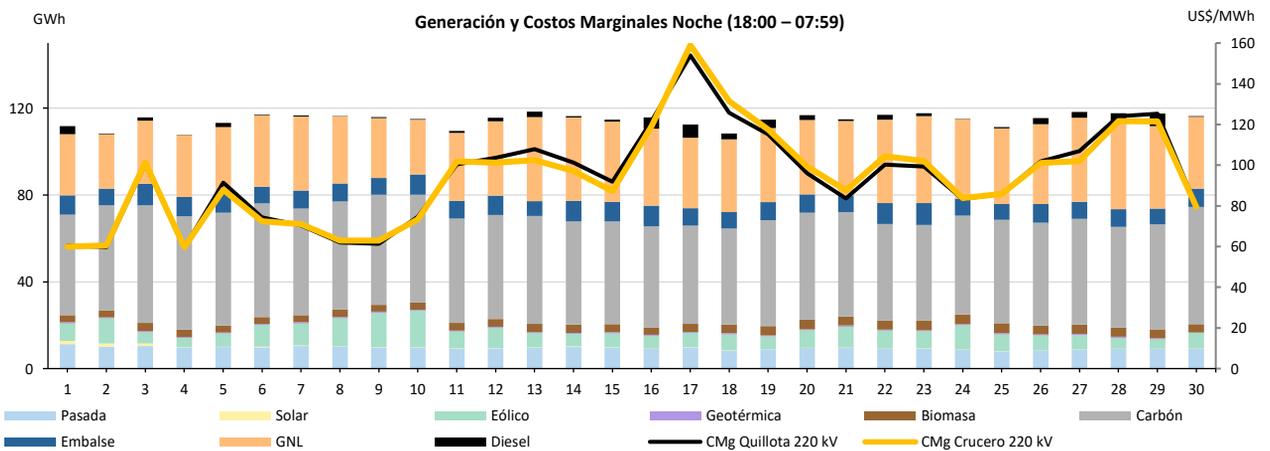
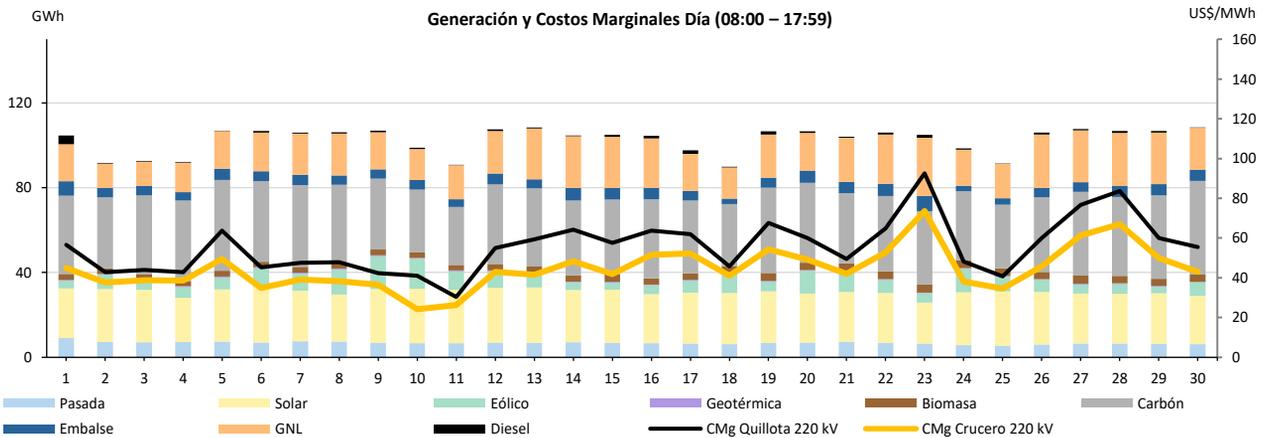


Capacidad instalada SEN (MW)

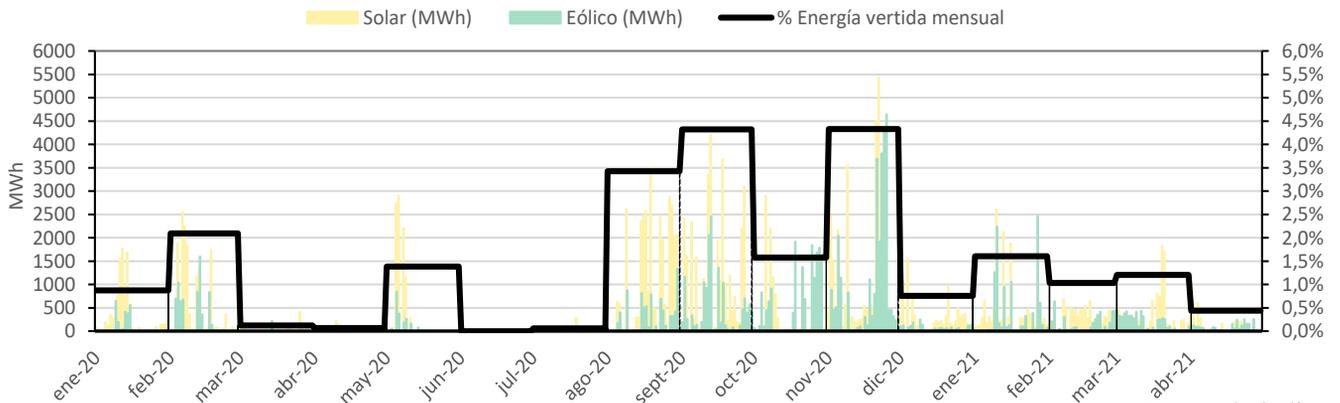
Hidro	6.823
Térmico	13.471
Eólica	2.613
Solar	4.774
Geotermia	45
Total	27.726

Fuente: Coordinador Eléctrico

Generación y costos marginales en Quillota 220 kV y Crucero 220 kV, abril 2021



Vertimientos de generación ERNC enero 2020 – abril 2021



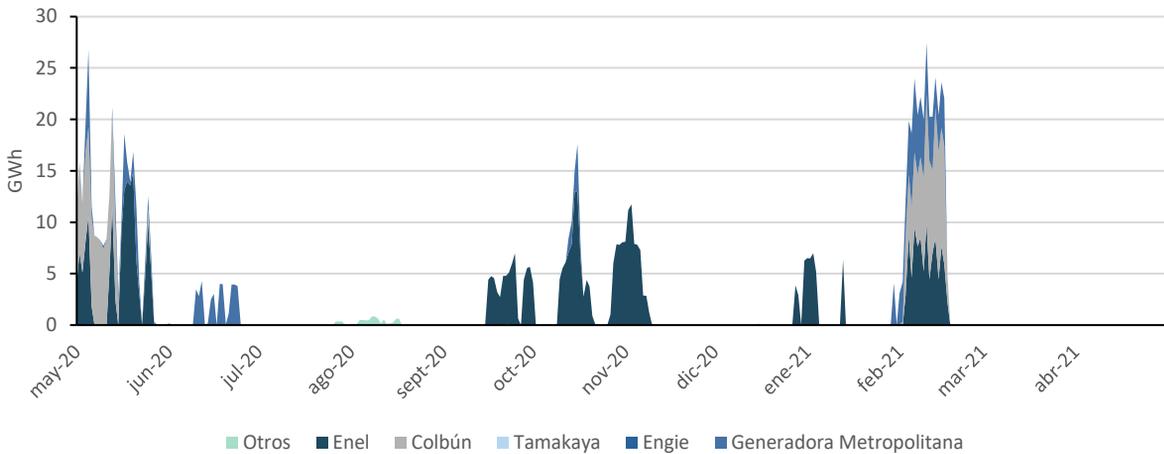
Fuente: Coordinador Eléctrico

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

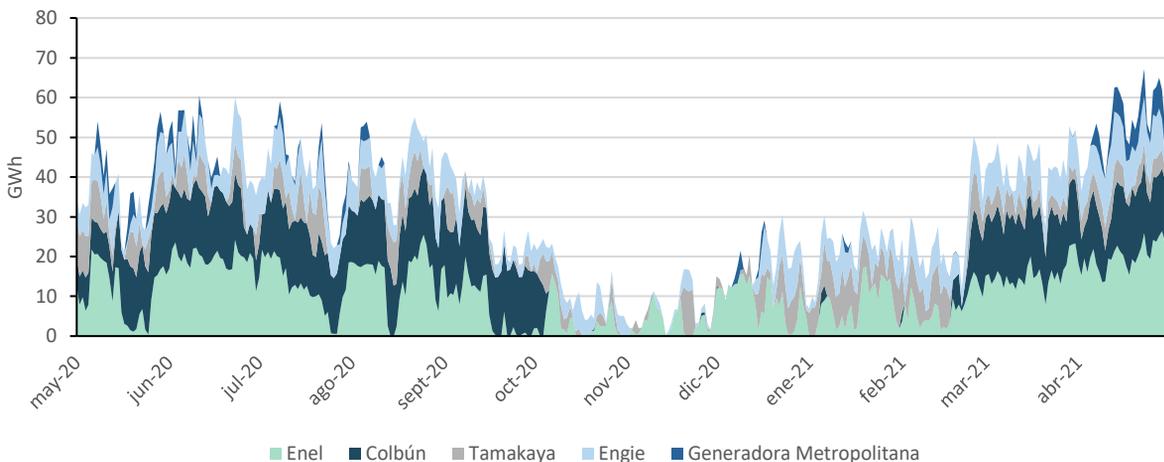
Generación con gas natural argentino últimos 12 meses



En abril 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 abril de 2021, la generación de centrales en base a GNL asociadas a los terminales Quintero y Mejillones fue de 1.600 GWh, lo que representó el 24,6% de la generación total del SEN. De estas inyecciones, un 37,4% se atribuye a Enel, un 27,2% se atribuye a Colbún, un 8,6% se atribuye a Tamakaya, un 18,4% a Engie, un 8,2% a Generadora Metropolitana, y el 0,3% restante a otras empresas.

Fuente: Coordinador Eléctrico

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

Precio Nudo Quillota 220 kV	44,5
Precio Nudo Crucero 220 kV	39,9
PMM SEN	71,5

Fuente: CNE

Costos marginales promedio abril (\$/kWh)

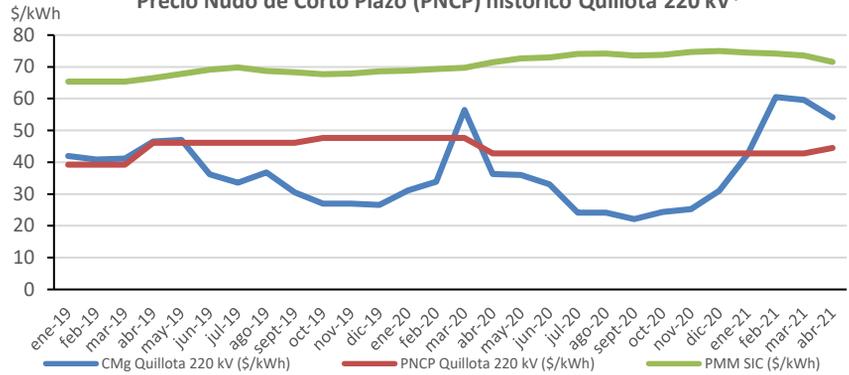
Crucero 220 kV	50,5
Cardones 220 kV	53,2
Pan de Azúcar 220 kV	54,2
Quillota 220 kV	54,1
Charrúa 220 kV	58,5
Puerto Montt 220 kV	92,2

Fuente: Coordinador Eléctrico

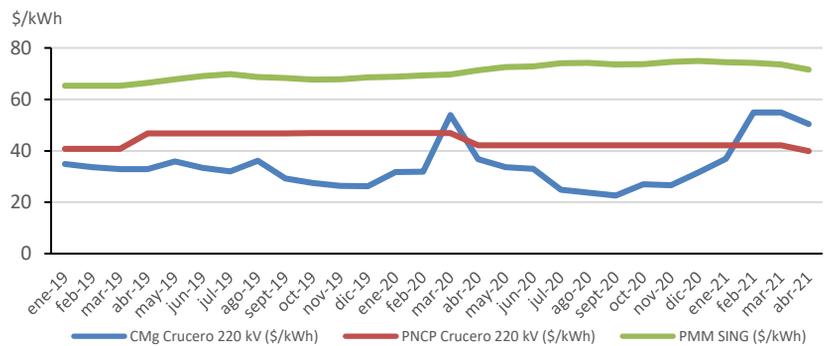
* En los gráficos a la derecha, los Precios Medio de Mercado SEN-SIC y SEN-SING corresponden al PMM del SEN.

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 SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

Transmisión: Ministerio de Energía extiende plazo de licitación y adjudicación para Kimal – Lo Aguirre

El Ministerio de Energía extendió el plazo de licitación y adjudicación del proyecto de transmisión HVDC, Kimal-Lo Aguirre hasta el 13 de diciembre próximo, con lo cual se accedió a la otorgación de un plazo adicional que solicitaban los participantes en este proceso para preparar los estudios y antecedentes requeridos para poder presentar sus propuestas, de acuerdo con lo informado por el Coordinador Eléctrico Nacional.

Este proyecto consiste en el desarrollo de una línea de transmisión en corriente continua bipolar de 1.500 kilómetros con retorno metálico dedicado y dos estaciones convertidoras AC/DC, ubicadas en el entorno de las subestaciones existentes Kimal y Lo Aguirre, en las regiones de Antofagasta y Metropolitana respectivamente. La línea será la primera de su tipo en corriente continua (HVDC) 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.

Fuente: Revista Electricidad (11/05/2021)

Portabilidad eléctrica: 78% de las personas le gustaría que existieran varias empresas que ofrecieran el servicio

La ACEN realizó el conversatorio para exponer la «Primera Encuesta Nacional de Portabilidad Eléctrica», realizada por Critería, donde se informaron los intereses y evaluaciones más importantes de los usuarios con respecto al proyecto de portabilidad eléctrica, registrando una alta expectativa respecto a la apertura de la competencia en el mercado, con el ingreso de nuevos oferentes.

Una de las cifras que más llamaron la atención es que el 78% de encuestados señala le gustaría que existieran varias empresas que ofrecieran el servicio de energía eléctrica. De la mano con eso, un 55% cree que a futuro se podrá elegir libremente la compañía de electricidad. Otro punto resaltado de la muestra es la evaluación de credibilidad del proyecto de portabilidad eléctrica: **un 40% de los encuestados considera que la iniciativa legal es creíble**, mientras que otro 15% señala que es muy creíble. Este atributo, según la encuesta, es «transversal e independiente de la compañía proveedora actual».

Fuente: Revista Electricidad (07/05/2021)

Balance ERNC febrero 2021

Total retiros afectos a obligación (GWh)	3.116
Obligación ERNC (GWh)	327,4
% Obligación ERNC respecto a retiros afectos a obligación	10,5%
Inyección ERNC (GWh)	1.488
% Inyecciones ERNC respecto a retiros afectos a obligación	47,8%

Fuente: Coordinador Eléctrico

Lo anterior implica que en marzo de 2021 las inyecciones ERNC superaron en **37,3 puntos porcentuales** a la obligación.

NOTICIAS ERNC

Descarbonización: Engie Energía Chile anuncia reconversión de tres centrales a carbón

A través de un hecho esencial enviado a la Comisión para el Mercado Financiero (CMF), Engie Energía Chile anunció que reconvertirá tres de sus centrales a carbón para utilizar otras fuentes energéticas como biomasa y gas natural, lo que supone una inversión de US\$75 millones.

Las instalaciones que se reconvertirán son las unidades CTA, de 175 MW de potencia, y CTH, de 175 MW, que pertenecen a la Central Mejillones, las que usarán biomasa en lugar de carbón.

También se realizará la reconversión de la unidad IEM, que es la planta a carbón más nueva de la empresa, que cuenta con 375 MW, de la Central Mejillones, para utilizar gas natural en el futuro.

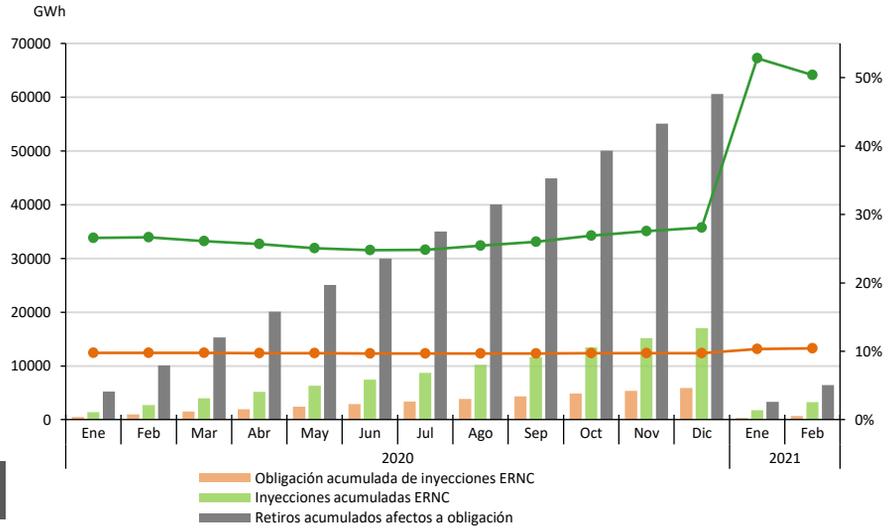
De acuerdo con las estimaciones de la generadora, este proceso concluirá «a más tardar a fines de 2025, sin perjuicio de lo cual estará sujeto a los plazos y requerimientos contemplados en la Ley General de Servicios Eléctricos, teniendo siempre presente la seguridad y eficiencia del sistema eléctrico nacional».

Fuente: Revista Electricidad (28/04/2021)

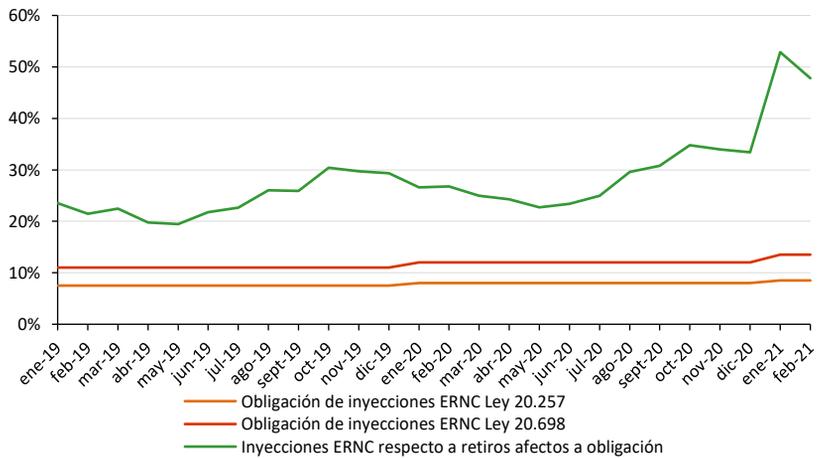
Observación: Según la ley, el 5% de la obligación anual de energía ERNC se mantiene vigente para los contratos pactados después de 31 de agosto de 2007 y antes del 1 de julio de 2013 (Ley 20.257). Con posterioridad al 1 de julio del 2013, los nuevos contratos deben regirse a la Ley 20.698. Ésta señala 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 FEBRERO 2021

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



Porcentaje de inyecciones ERNC respecto de retiros afectos a obligación



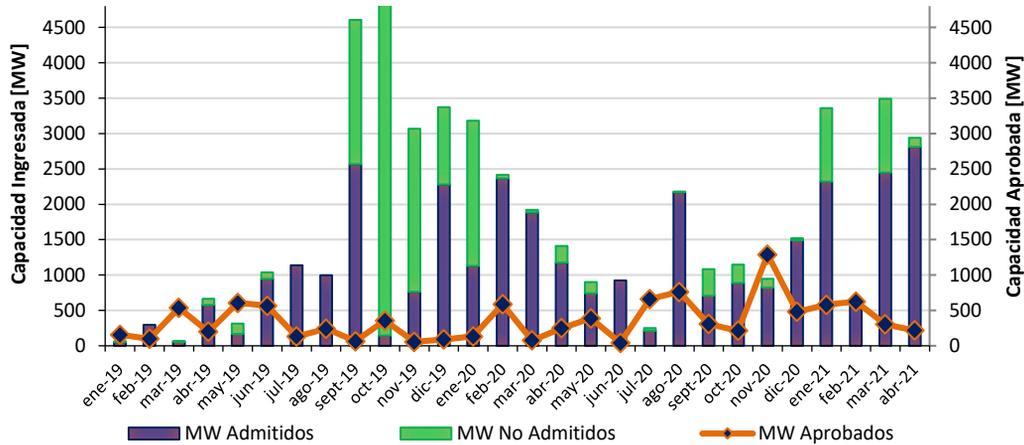
Fuente: Coordinador Eléctrico

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 febrero 2021, corresponden a **6.450 GWh**.

La obligación acumulada de inyecciones ERNC de enero 2021 a febrero 2021, correspondió a **672 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 febrero 2021, fueron de **3.250 GWh**, lo que corresponde a un **50,4%** respecto de los retiros afectos en el mismo periodo.

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

Estado de Proyectos

A partir de los datos estadísticos registrados en la plataforma electrónica del SEIA (e-SEIA), en marzo de 2021 ingresaron un total de 3.794 MW de potencia. Se registraron 303 MW aprobados.

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

Principales Proyectos Aprobados en el SEIA en abril 2021

Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Parque Fotovoltaico Chagual	CVE Proyecto Treinta SpA	9	Solar	23-06-2020
Parque Solar Fotovoltaico Len	Len SpA	9	Solar	23-06-2020
Parque Fotovoltaico El Mirlo	PFV EL MIRLO SPA	9	Solar	23-04-2020
Parque Fotovoltaico Quebrada de Talca	DPP HOLDING CHILE SPA	9	Solar	22-04-2020
PMGD 3008-PSF Los Nogales 9MW	Camarico Solar Dos SpA	9	Solar	22-04-2020
Parque Fotovoltaico Loro Choroy	PFV EL LORO CHOROY SPA	9	Solar	22-04-2020
Planta Fotovoltaica Tierra	GREENERGY RENOVABLES PACIFIC LIMITADA	8	Solar	22-04-2020
Planta Fotovoltaica Picunche	GREENERGY RENOVABLES PACIFIC LIMITADA	9	Solar	22-04-2020
Planta Fotovoltaica Santa Emilia	GREENERGY RENOVABLES PACIFIC LIMITADA	9	Solar	22-04-2020
Parque Fotovoltaico Chinchorro	Solek Chile Services SpA	10,52	Solar	21-04-2020

Principales Proyectos en Calificación en el SEIA en abril 2021

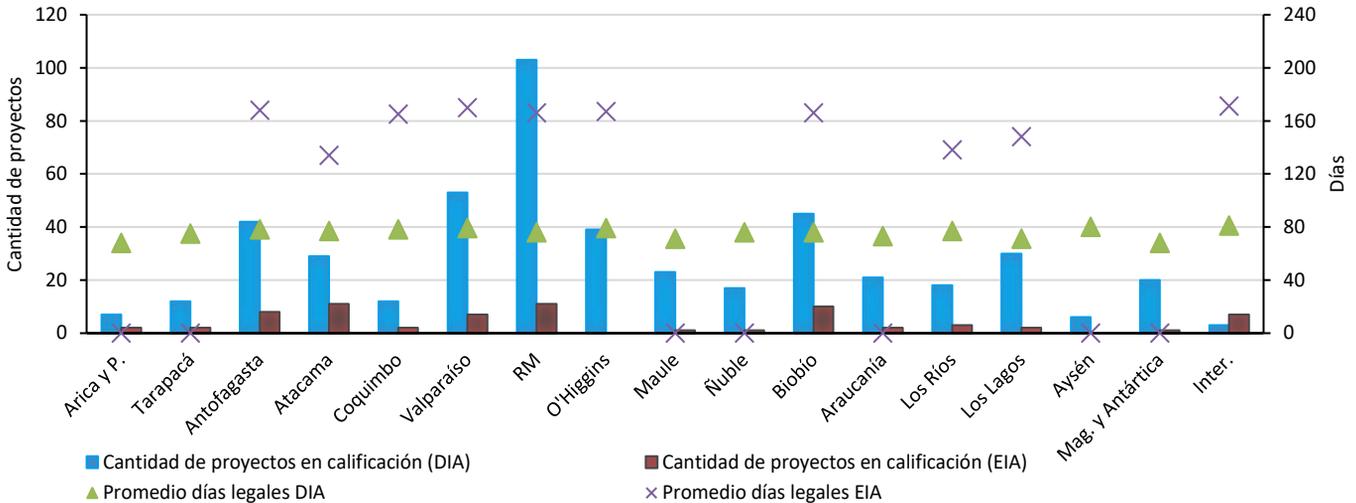
Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Parque Eólico Peñasco Ventoso	Quilleco SpA	486	Eólico	27-04-2021
Parque Eólico San Pablo	WINDKRAFT DOS CHILE SpA.	39,2	Eólico	22-04-2021
Parque Fotovoltaico Rigel	Rigel Solar Spa	12,5	Solar	22-04-2021
Parque Solar Pelequén	SONNEDIX PELEQUEN SOLAR SPA	157,5	Solar	22-04-2021
Instalación de 2 Aerogeneradores LA Sur 2	Windkraft Cinco Chile SpA	11,2	Eólico	22-04-2021
Parque Fotovoltaico Toledo	TOLEDO SOLAR SPA	12,5	Solar	22-04-2021
Central Eléctrica La Palma	La Palma Generación SpA	70	Diésel	22-04-2021
Proyecto Solar Fotovoltaico Don Humberto	PSF DON HUMBERTO SPA	90	Solar	21-04-2021
Parque Fotovoltaico Colihue del Verano	Overo del Verano SpA	9	Solar	21-04-2021
Parque Fotovoltaico Margarita Solar	CVE Proyecto Doce SpA	15,8	Solar	21-04-2021
Parque fotovoltaico Nuestra Señora de los Angeles	José Solar SpA	9	Solar	21-04-2021
GHUNGNAM KCS	ANDES GREEN ENERGY S.A.	1009	Solar y CSP	21-04-2021
Parque Eólico San Matías	Energía Eólica San Matias SpA	107,5	Eólico	20-04-2021
Parque Fotovoltaico Gabriela 220 MW	GR Lengsa SpA	220	Solar	20-04-2021
Planta Solar La Pampina	Planta Solar La Pampina SpA	160	Solar	19-04-2021
Planta Fotovoltaica Chungungo	GR Pan de Azúcar SpA	9	Solar	19-04-2021

Principales Proyectos no Aprobados en el SEIA en abril 2021

Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Parque Fotovoltaico Esmeralda	OPDE CHILE SPA	9	Solar	27-04-2021
Proyecto Solar Los Vilos PMG	Parsosy Ra SpA	9	Solar	26-04-2021
Parque Fotovoltaico La Punta	ENERGIA RENOVABLE TOPACIO SPA	9	Solar	23-04-2021

Indicadores de plazo de evaluación (Días Legales)

A continuación, se presentan los plazos promedios para la evaluación ambiental de proyectos ingresados como Evaluación de Impacto Ambiental (EIA) y Declaración de Impacto Ambiental (DIA) al Sistema de Evaluación Ambiental (SEA) de cada región. Lo anterior considerando, como situación basal, el tiempo empleado en las evaluaciones de proyectos calificados (aprobados y rechazados) durante el periodo comprendido entre enero de 2020 hasta abril de 2021.



Fuente: Reporte Estadístico mensual de Proyectos en el SEIA

NOTICIAS

Los detalles del histórico paso que se realizó para producir Hidrógeno Verde en Chile

Por unanimidad, la Comisión Regional de Medioambiente de Magallanes aprobó esta tarde la Declaración de Impacto Ambiental (DIA) del proyecto Haru Oni de HIF, que busca construir una planta productora de eCombustibles en base a hidrógeno verde en el sur de Chile.

«Esto marca el puntapié inicial para nuestro proyecto, que sabemos será un aporte esencial para la descarbonización del planeta, gracias a la producción y uso de combustibles limpios que permitirán desplazar emisiones de CO2. Estamos trabajando para comenzar con la construcción prontamente», destacó el presidente de HIF, César Norton.

El ejecutivo ratificó su compromiso con la Región de Magallanes. «Queremos seguir avanzando de la mano de nuestros vecinos, generando valor compartido para las comunidades. Esperamos que el hidrógeno verde y los combustibles sintéticos verdes sean un nuevo impulso para la zona», agregó.

Esto fue destacado por el biministro de Energía y Minería, Juan Carlos Jobet, quien subrayó que es un día histórico para la Región de Magallanes y para Chile. Con la aprobación del primer proyecto para producir hidrógeno verde a gran escala en nuestro país estamos dando un paso muy importante en el desarrollo de esta industria».

Fuente: Revista Electricidad (11/05/21)

AES Andes avanza en proceso de venta de Guacolda Energía

Ejerciendo su derecho de opción preferente de compra, El Águila Energy II SpA, actual propietaria del 50% menos una acción de Guacolda Energía, adquirió a AES Andes el porcentaje accionario restante que la compañía tenía en el complejo termoeléctrico ubicado en Huasco. «Con esta operación, AES Andes continúa acelerando la ejecución de su estrategia de transformación Greentegra, al desprenderse de su participación del 50% más una acción en Guacolda, lo que representa el 26% de la capacidad instalada operativa de carbón de la compañía», informó la generadora.

Asimismo, el grupo financiero chileno Capital Advisors adquirió de WegE SpA el control de El Águila Energy II SpA. Una vez cerrada la operación -que se espera ocurra durante el segundo trimestre de 2021 y está sujeta a la aprobación de la Fiscalía Nacional Económica (FNE) – Capital Advisors, a través de El Águila Energy II SpA, controlará el 100% de Guacolda. AES Andes recibirá US\$ 34 millones por la venta de su participación, recursos que serán destinados a financiar los planes de crecimiento renovable de la compañía.

En los acuerdos de compraventa firmados, El Águila Energy II SpA declaró conocer que AES Andes ha adherido al programa nacional de descarbonización y expresó su intención de mantener el compromiso de formar parte del programa de cierre voluntario de las unidades de carbón a 2040.

Fuente: Revista Electricidad (14/05/21)



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 11.294 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 658,5 MW entre instalaciones Diésel, de Biomasa y GNL antes de 2024, y no más desde ese año en adelante.

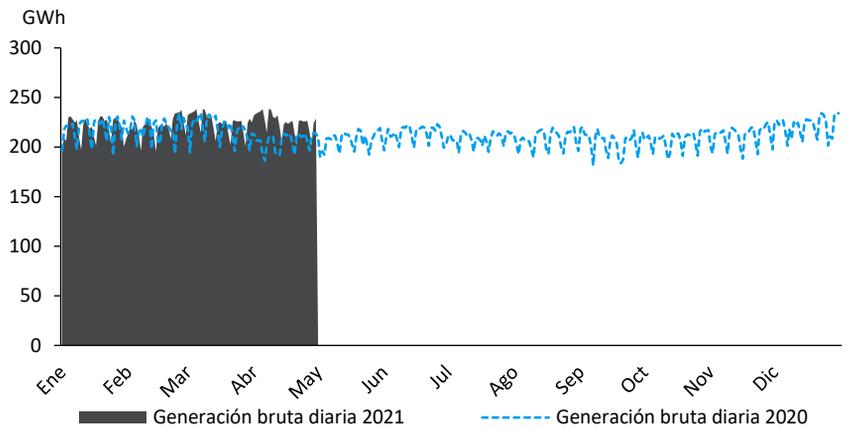
Para el año 2030, se estiman 5.246,6 MW de capacidad adicional en instalaciones solares.

Por otro lado, para las centrales eólicas se proyecta una capacidad adicional de 4.157,1 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 abril 2021



Fuente: Coordinador Eléctrico

Demanda máxima horaria del SEN (MWh)

2018	10.776
2019	10.746
2020	10.900
2021	11.105

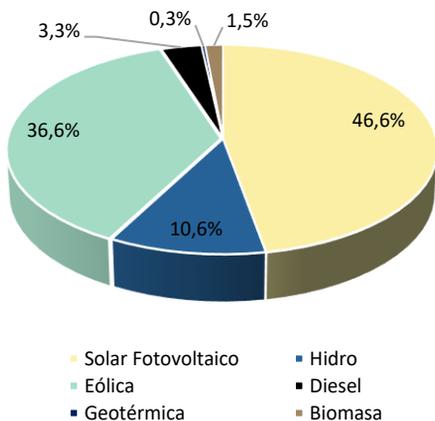
Fuente: Coordinador Eléctrico

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

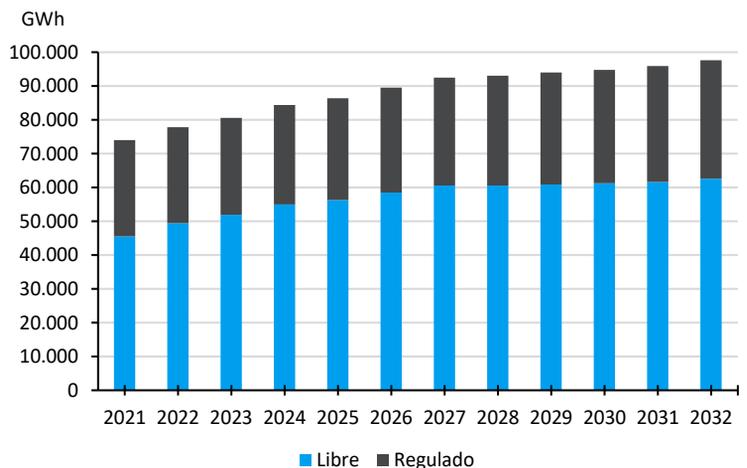
	Mar 2021	Rec.
Eólica	2.613	4.121
Geotermia	45	33
Hidro	6.823	1.199
Solar	4.774	5.247
Termosolar	0	0
Térmico	13.471	659
Total	27.726	11.258

Fuente: ITD Primer Semestre 2021, CNE

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



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	May-21
Cóndores (diésel)	100	May-21
La Huella (solar)	84	Jul-21



Central	Capacidad (MW)	Entrada en operación estimada
La Estrella (eólico)	50	Jun-21
Azabache (solar)	63	Jul-21
Río Escondido (solar)	145	Jul-21



Cámara de Diputados aprobó resolución que pide subsidio para deudores de servicios básicos

Se busca que opere para las familias que se encuentran con deuda de servicios básicos y que, además, han visto disminuidos sus ingresos desde el inicio del estado de catástrofe del año pasado.

Por 134 votos a favor y una abstención, la Sala de la Cámara de Diputadas y Diputados aprobó la resolución 1.496 que pide al Presidente de la República otorgar un subsidio para deudores de servicios básicos, respaldando los proyectos de ley que proponen prorrogar la suspensión de cobro y corte de dichos suministros.

Entre sus considerandos, el documento plantea que la difícil situación por la cual está pasando el país requiere que el Congreso Nacional y el Presidente de la República tengan su preocupación en aquellas personas que han sido afectadas con la crisis económica que ha provocado la pandemia.

En ese sentido, agrega el texto, que las personas que no pueden pagar las cuentas de servicios básicos, esto en relación con la baja de los ingresos producto de la situación que vive el país, son un grupo de la población que necesita de la ayuda del Estado y de la promulgación de leyes y políticas que puedan solucionar la provisión de los servicios básicos en este difícil momento.

La resolución fue presentada a la Cámara por un grupo de diputadas y diputados PS compuesto por Jaime Naranjo, Emilia Nuyado, Luis Rocafull, Gastón Saavedra, Raúl Saldívar, Juan Santana, Marcelo Schilling, Leonardo Soto y Jaime Tohá.

**¿Qué efecto tiene la Ley 21.185?
(Mecanismo de estabilización de precios PEC)**

La Ley 21.185 tiene como principal finalidad la estabilización de las tarifas que perciben los clientes sujetos a regulación de precios.

Dicha estabilización produce una disminución en la recaudación de las empresas suministradoras de energía. La diferencia entre la recaudación, tomando en cuenta los precios de los contratos correctamente indexados, y la recaudación con los precios utilizados producto de la aplicación de la Ley, es definida como saldos para las empresas suministradoras, los cuales son contabilizados semestralmente.

La Ley define que estos saldos dejarán de ser acumulados una vez se alcancen 1.350 MM USD, o cuando se llegue a julio de 2023. Una vez que se cumpla alguno de estos dos hitos, y en caso de ser necesario, el precio percibido por el consumidor final deberá ser ajustado de tal forma que deje de haber una acumulación de saldos.

Finalmente, se presenta como fecha final del mecanismo el último día de diciembre de 2027, fecha en que los saldos adeudados deben haber sido pagados en su totalidad.

Fuente: Ley 21.185 y Resolución Exenta 72 de 2020

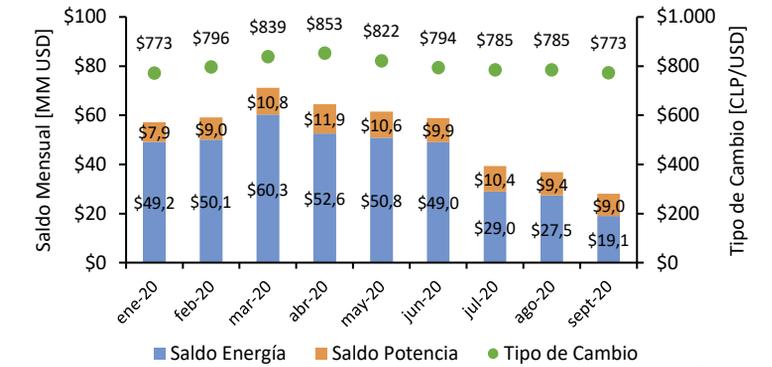
Estado actual del mecanismo y proyección de saldos acumulados

El dólar tarifario de la fijación del segundo semestre de 2020 fue de 779,31 CLP/USD, mientras que el dólar promedio del mismo semestre, según el Banco Central, fue de 780,9 CLP/USD. Además, se definió un factor de ajuste de energía de 87,9% y un factor de ajuste de potencia de 80,4%. Producto de lo anterior, dentro de este período se acumularon para el SEN 104,37 MM USD por diferencias de facturación, 16,77 MM USD por diferencias por compra y 2,6 MM USD para los sistemas medianos. Además, se adicionaron correcciones a los saldos contabilizados, llegando a un total de 116,36 MM USD para este período.

El mecanismo ha acumulado 856,42 MM USD hasta septiembre de 2020, correspondiente a un 63,4% de la totalidad del fondo.

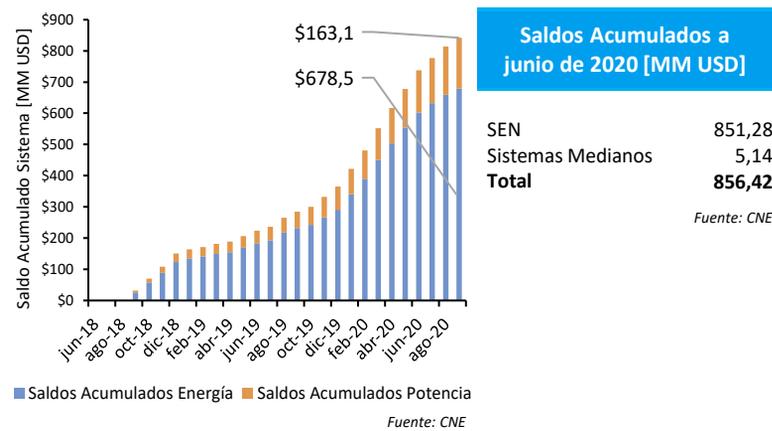
**ESTADÍSTICAS PRECIO ESTABILIZADO
A CLIENTES REGULADOS (PEC)**

Saldos SEN Mensuales Reconocidos en 2020

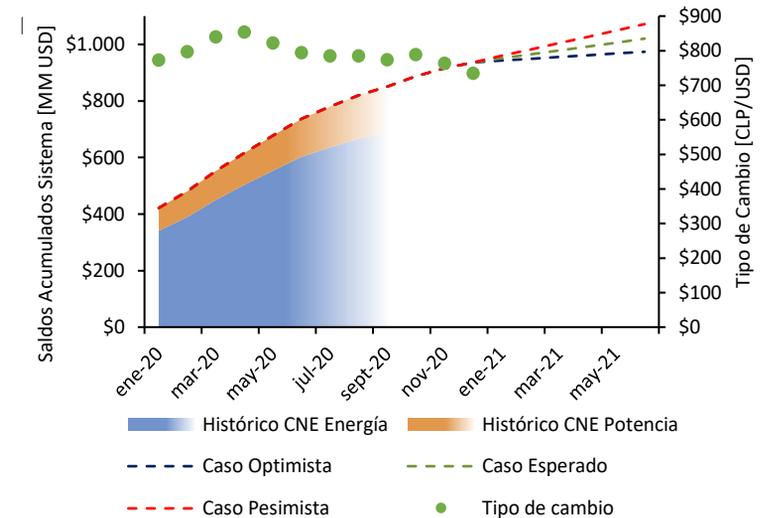


Fuente: CNE

Saldos SEN Acumulados a la fecha



Fuente: CNE

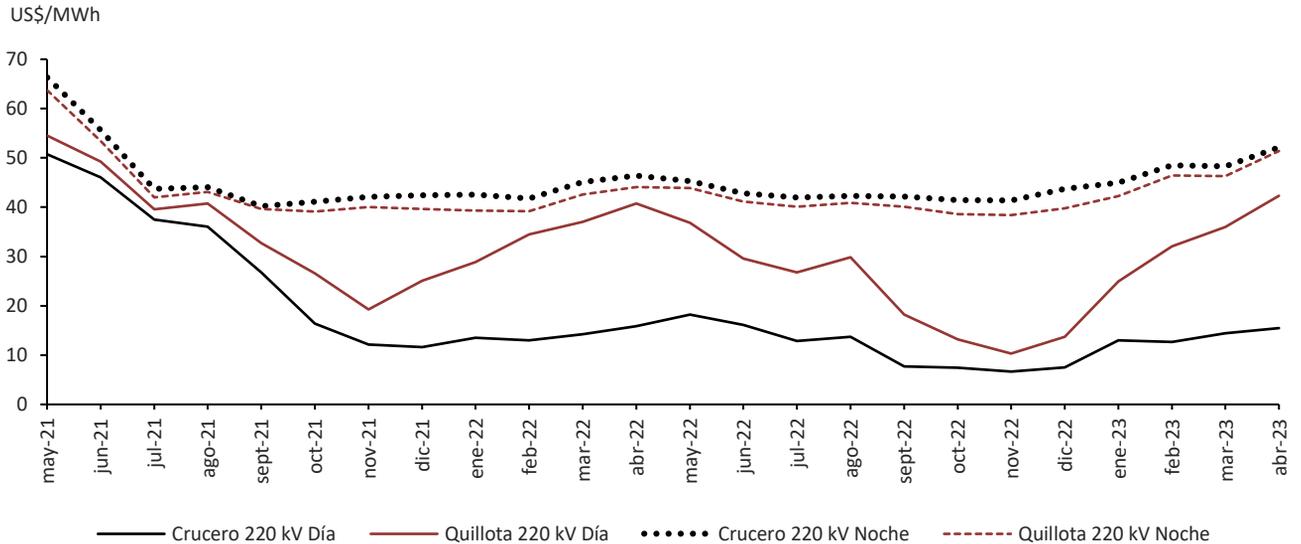


Fuente: Elaboración propia

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

Desde mayo 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 18,3 US\$/MWh y en la barra Quillota 220 kV es 30,9 US\$/MWh. El costo marginal promedio proyectado para los próximos dos años durante la noche en la barra Crucero 220 kV es 45,2 US\$/MWh y en la barra Quillota 220 kV es 43,1 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