

BOLETÍN INFORMATIVO

AÑO 11 | Nº8 | AGOSTO 2021



VALGESTA.com

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

Cambio climático y los desafíos de adaptación del sector energético

“No es la especie más fuerte ni la más inteligente la que sobrevive, sino la que mejor se adapta a los cambios”. Charles Darwin

A eso de las 19.30 horas del jueves pasado, los WhatsApp del sector eléctrico se activaron: se estaba despachando San Lorenzo, la última central del orden de mérito económico, lo que reflejaba un estado de estrechez crítica en la operación del sistema. Esa ha sido la realidad de las últimas semanas en nuestro sistema eléctrico (y de varios meses en algunos nudos del sistema), lo que se espera sea aliviado por la lluvia que se pronostica para la zona centro sur del país en los próximos días. De esta manera, es probable que en lo que resta del 2021 no tengamos momentos tan críticos como el vivido, sin embargo, no podemos cerrar los ojos ante una realidad que nos puede golpear incluso con mayor fuerza en los años siguientes.

En efecto, según el último informe del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC), publicado el pasado 9 de agosto, los científicos están observando cambios en el clima de la Tierra en todas las regiones y en el sistema climático en su conjunto. *“Muchos de los cambios observados en el clima no tienen precedentes en miles, sino en cientos de miles de años, y algunos de los cambios que ya se están produciendo, como el aumento continuo del nivel del mar, no se podrán revertir hasta dentro de varios siglos o milenios.”* El informe prevé que la temperatura mundial promedio durante los próximos 20 años alcanzará o superará un calentamiento de 1,5 °C.

Para hacer frente al cambio climático existen dos dimensiones: la mitigación y la adaptación. En el sector energético, hemos puesto atención preferente a los desafíos de mitigación, esto es la reducción de emisiones de gases que provocan el efecto invernadero, existiendo una serie de acciones y medidas públicas y privadas que apuntan en esa línea de manera correcta (ley de eficiencia energética, proceso de cierre de centrales a carbón, incorporación masiva de energías renovables, entre otros). Sin embargo, en materia de adaptación, esto es las acciones, medidas o actividades que buscan reducir la vulnerabilidad de sistemas naturales y humanos, moderando los impactos negativos y/o aprovechando los efectos beneficiosos del cambio climático, estamos en deuda o, en el mejor de los casos, recién comenzando a comprender los significativos impactos que esta nueva realidad tendrá sobre la operación y desarrollo del sector energético. Este es un tema que debe ser abordado con urgencia pensando en el corto y largo plazo. Para ello, la correcta orientación y definición de las políticas públicas se transforma en algo fundamental, lo que debe comenzar cuanto antes, puesto que los costos de una reacción tardía son enormes.

Por ello, un primer desafío para el nuevo Gobierno será poner el foco en la evaluación de riesgos y la adopción de decisiones que permita moderar los impactos que los cambios físicos del clima (calor, frío, lluvias, sequías, nieve, viento, inundaciones costeras, etc.) representan para la provisión segura de energía a nuestra sociedad.

En este sentido, los principales impactos proyectados dicen relación con la disponibilidad y temporalidad de los caudales en las cuencas con generación hidroeléctrica. Si bien en promedio se esperan disminuciones entre 10% a 20% para la década, la megasequía que nos ha acompañado en la última década nos ha revelado que tenemos que estar preparados para escenarios extremos más frecuentes y extensos, como sequías que pueden superar el máximo histórico de los años 98-99.

A su vez, se requiere estudiar las amenazas de origen climático tales como temperatura máxima, aluviones, incendios forestales, entre otros, sobre nuestro sistema eléctrico en general, particularmente en los sistemas de transmisión, tal como lo hizo Transelec en conjunto con el Centro UC de Cambio Global en el año 2019. En este sentido, se requiere hoy trabajar en un diseño del sistema de transmisión que se anticipe a los impactos que ya hemos visto en los últimos años, como el caso de aluviones e incendios forestales.

Por otra parte, algunos científicos han planteado que el fenómeno de marejadas en nuestras costas, puede intensificar su fuerza y alargar la temporada producto de los cambios en el clima a nivel global, lo que podría significar que, tal como sucedió este año, en ciertas temporadas tengamos problemas logísticos graves para poder asegurar el suministro de GNL para el consumo residencial, industrial y eléctrico.

En este sentido, se requiere con urgencia definir una agenda de corto plazo, que nos permita hacer una transición energética completa, que mitigue la emisión de contaminantes y se adapte a los cambios del entorno. En efecto, si nuestra matriz eléctrica tendrá progresivamente menos agua, menos carbón y más energías renovables variables, tendremos que definir cómo aseguramos a todos los chilenos y chilenas en los próximos años energía segura, eficiente y cada día más limpia. Ciertamente sería un contra sentido ambiental y económico que la operación del sistema eléctrico de los próximos años repita el mismo patrón de uso intensivo de diésel que hemos tenido en 2021.

Por cierto, no podemos esperar que la sola “mano invisible” del mercado adopte las decisiones para enfrentar estos desafíos, ya que de seguro llegarán tarde. Se requiere una mirada estratégica y global que, pensando en el bienestar de toda la sociedad, pueda impulsar una agenda de acciones públicas y privadas para desarrollar con fuerza la eficiencia energética, el almacenamiento de energía (electricidad y gas), el desarrollo de recursos descentralizados de energía y una gestión activa de la demanda. En otras palabras, se requiere de políticas públicas y regulaciones que se adapten a esta nueva realidad.

Todos estos desafíos demandan, también, de una modernización y fortalecimiento de nuestra institucionalidad. Ciertamente, existe un consenso transversal en la industria, consumidores, consultores y académicos que parte de la fragilidad de la operación del sistema eléctrico de las últimas semanas, ha sido profundizada por una deficiente planificación del Coordinador Eléctrico Nacional, el que en sus previsiones de generación diarias, semanales, mensuales y anuales no parece atender completamente la realidad. A su vez, en cuanto a la regulación y adaptación de nuestros mercados, la discusión sobre la nueva normativa de potencia y de despacho de centrales en base a GNL, aparecen como discusiones sin una base de diagnóstico robusta (¿aún se seguirá afirmando que existe sobre instalación de centrales de respaldo?; ¿asegurar la provisión de GNL no es un asunto estratégico para garantizar el suministro eléctrico de manera eficiente?) ni una mirada global y con perspectiva de los desafíos futuros. Sin una institucionalidad robusta, confiable y de calidad, no podremos transitar adecuadamente en un panorama que tiene más preguntas que certezas, por lo que el rol que jugarán instituciones como la Comisión Nacional de Energía y el Coordinador Eléctrico Nacional aparecen como claves en el desafío de permanente adaptación del sector energético. Llegó el momento de comenzar a adaptarse.

El récord de Coquimbo: región logra 99% de generación con energías renovables en primer semestre

La Región de Coquimbo estableció una nueva marca en materia de energías renovables en el país, al lograr un 99% de generación con estas tecnologías durante el primer semestre, predominando la energía eólica, con un 70% del total.

Según la información disponible en el Coordinador Eléctrico Nacional, durante el primer semestre la electricidad generada alcanzó 949,5 GWh, equivalente al consumo promedio de 500 mil viviendas. De ese total, 663 GWh corresponden a energía eólica (representa el 70%), 15,7 GWh a producción hidráulica (2%), 255 GWh a inyección solar (27%) y 14 GWh al aporte de centrales de respaldo (1%).

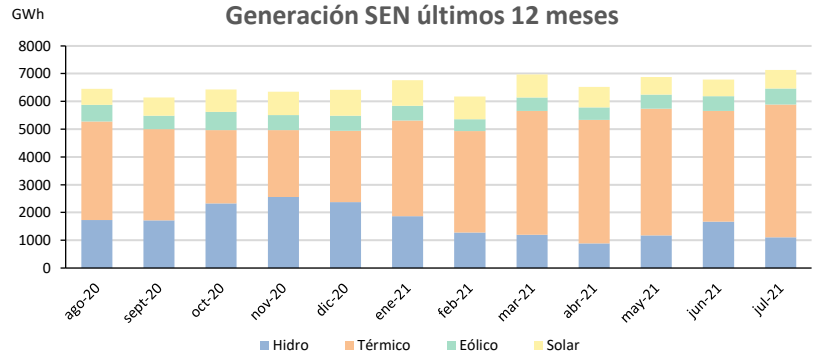
El seremi de Energía, Álvaro Herrera, destacó el resultado, señalando en la primera mitad de este año se creció 10% respecto con igual periodo del año pasado, debido a la incorporación de nuevos proyectos ERNC a la matriz: Los parques fotovoltaicos La Huella, Pretty Field, El Salitral y Ovalle Norte, incrementando el aporte de energía solar, la cual duplicó su participación regional desde marzo de 2018 a la fecha. «Estos números son producto de las decisiones que hemos tomado como Ministerio de Energía, que es seguir avanzando en las energías renovables y en lograr un desarrollo sostenible en los territorios», afirmó la autoridad.

«El escenario actual responde principalmente a una institucionalidad sólida, que permite y apoya el desarrollo de estos proyectos de gran infraestructura, y a los potenciales naturales existentes en la Región, con más de 650 mil hectáreas disponibles para la instalación de iniciativas eólicas y fotovoltaicas. Todo esto nos indica un objetivo bastante claro: avanzar en una línea única de las energías renovables, que no deja otra opción. Lo que esperamos es que estos proyectos, que perfectamente conviven con la comunidad y el medio ambiente, sigan materializándose, permitiendo un desarrollo equitativo y sustentable en nuestra Región», agregó.

La región a la fecha tiene siete proyectos en construcción por 210 MW de capacidad instalada, una inversión de US\$195 millones, de los cuales cinco son de generación solar y dos de respaldo, ubicados en las tres provincias y que aportan puestos de trabajo y encadenamiento de servicios asociados.

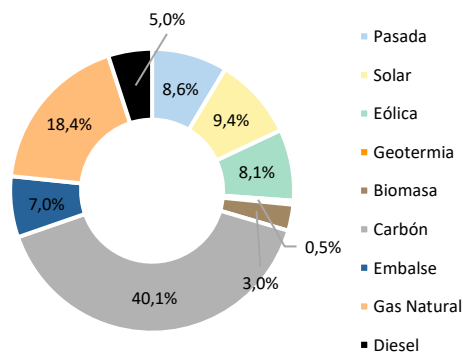
Fuente: Revista Electricidad (23/07/2021)

ESTADÍSTICAS JULIO 2021



Fuente: Coordinador Eléctrico

COMPOSICIÓN DESPACHO JULIO 2021

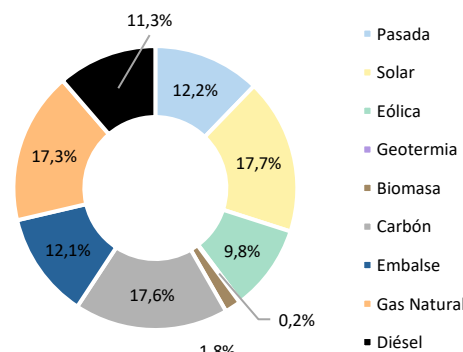


Despacho de generación (GWh)

Térmica	4.776
Hidráulica	1.112
Eólica	579
Solar	669
Total	7.136

Fuente: Coordinador Eléctrico

CAPACIDAD INSTALADA SEN JUNIO 2021

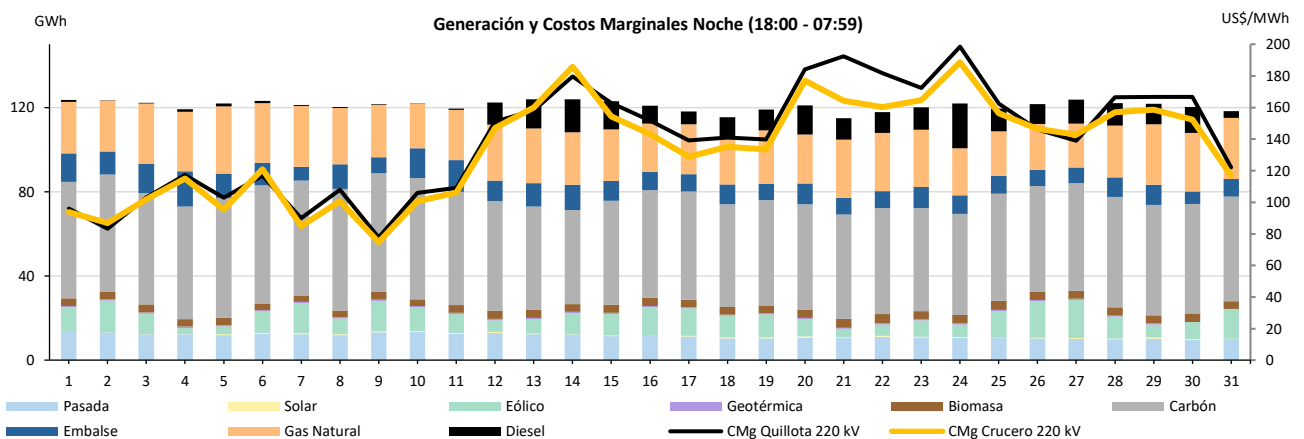
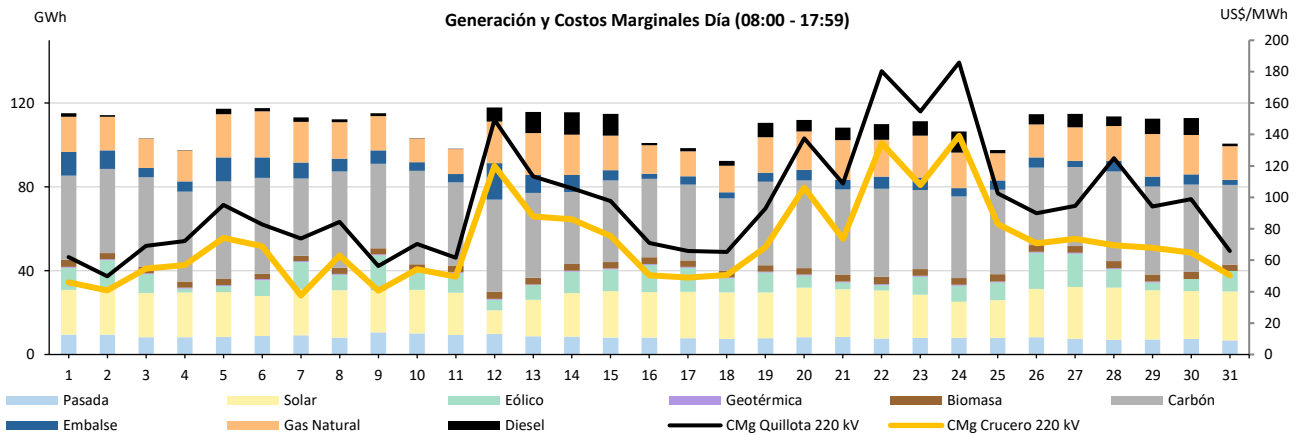


Capacidad instalada SEN (MW)

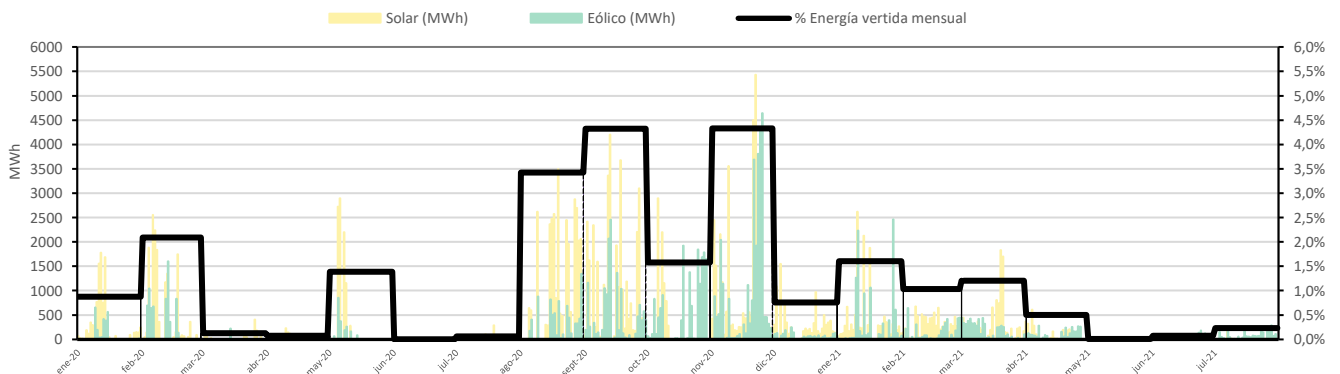
Hidro	6.830
Térmico	13.488
Eólica	2.748
Solar	4.976
Geotermia	45
Total	28.087

Fuente: Coordinador Eléctrico

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



Vertimientos de generación ERNC enero 2020 – julio 2021



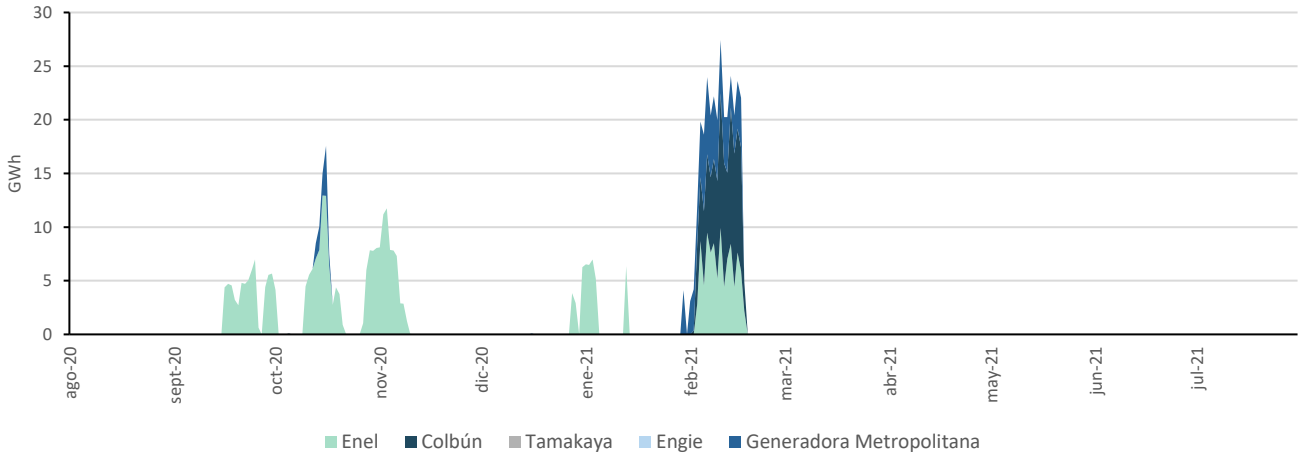
Fuente: Coordinador Eléctrico

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

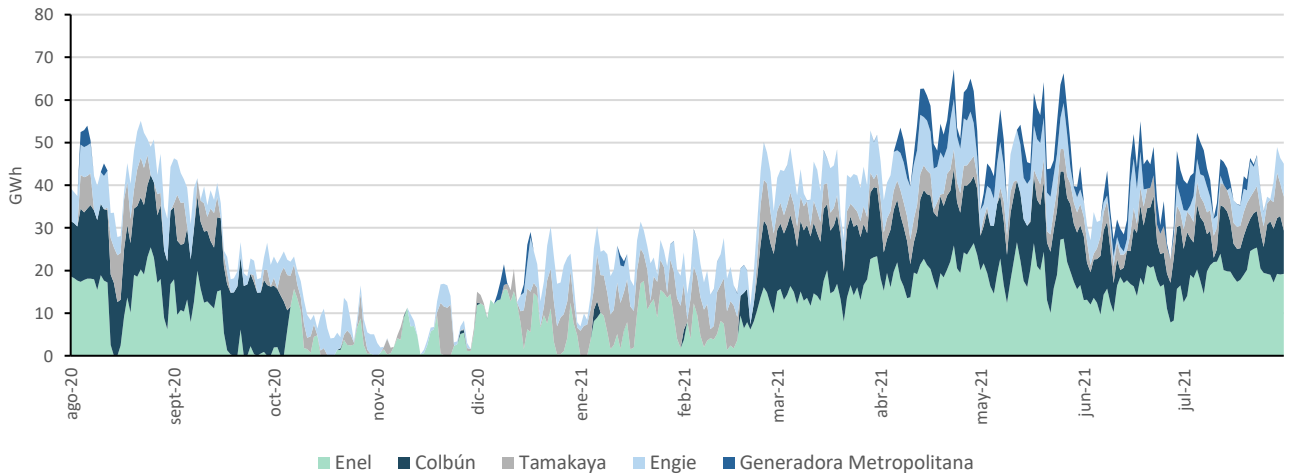
Generación con gas natural argentino últimos 12 meses



En julio 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 julio de 2021, la generación de centrales en base a GNL asociadas a los terminales Quintero y Mejillones fue de 1.310 GWh, lo que representó el 18,4% de la generación total del SEN. De estas inyecciones, un 46,2% se atribuye a Enel, un 24,4% se atribuye a Colbún, un 12,9% se atribuye a Tamakaya, un 9,9% a Engie, un 6,1% a Generadora Metropolitana, y el 0,4% restante a otras empresas.

Fuente: Coordinador Eléctrico

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

Precio Nudo Quillota 220 kV	44,5
Precio Nudo Crucero 220 kV	39,9
PMM SEN	69,1

Fuente: CNE

Costos marginales promedio julio (\$/kWh)

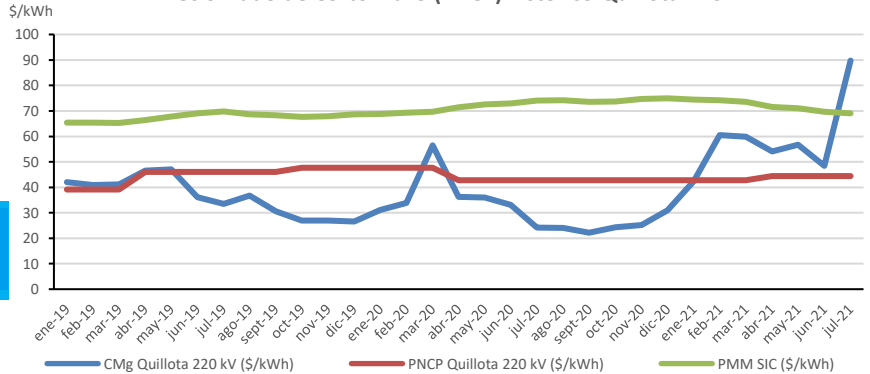
Crucero 220 kV	76,5
Cardones 220 kV	83,3
Pan de Azúcar 220 kV	85,5
Quillota 220 kV	87,0
Charrúa 220 kV	93,6
Puerto Montt 220 kV	91,7

Fuente: Coordinador Eléctrico

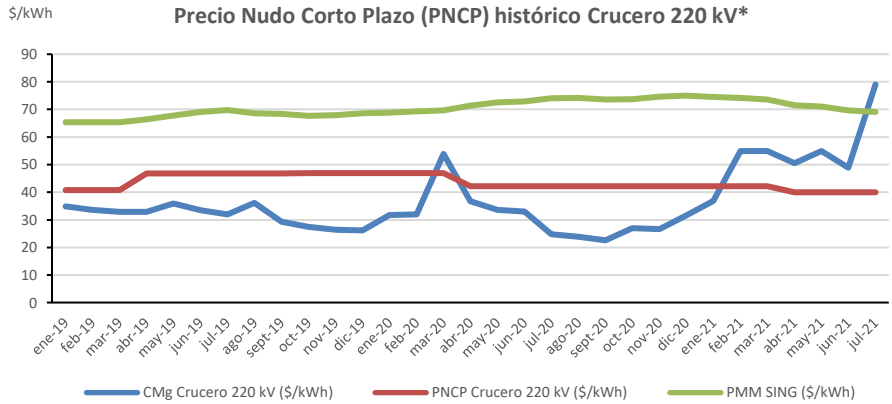
* En los gráficos a la derecha, los Precios Medio de Mercado SEN-SIC y SEN-SING corresponden al PMM del SEN.

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

Descarbonización: ingresó a calificación ambiental segundo proyecto de Engie para reconvertir plantas a carbón por biomasa

En calificación ambiental se encuentra el segundo proyecto ingresado por Engie para avanzar en la descarbonización de sus centrales generadoras, uno de los cuales busca reemplazar el 100% del uso del carbón por biomasa en las centrales termoeléctricas Andina y de Hornitos, ubicadas en la comuna de Mejillones, en la Región de Antofagasta.

La iniciativa contempla una inversión de US\$12 millones y corresponde a una modificación del proyecto «Central Térmica Andino».

«El proyecto en evaluación reemplaza el uso de carbón como combustible por un 100% de biomasa en las unidades generadoras CTA (Central Termoeléctrica Andina) y CTH (Central Termoeléctrica Hornitos) y considera transportar la biomasa desde las instalaciones portuarias hasta la actual cancha de carbón de CTA/CTH a través del sistema de correas transportadoras existente, reemplazando algunas de las cintas, sistemas motrices y variadores de velocidad para hacerlas aptas para biomasa», señala la empresa en el Servicio de Evaluación Ambiental (SEA).

Asimismo, en el documento se agrega: «Lo que se reemplaza es el combustible que utiliza actualmente la CTA y CTH para generar la totalidad de la energía a base de biomasa, y de esta forma reducir las emisiones de gases y partículas que actualmente tienen aprobadas, aportando de esta manera al programa de Descarbonización que está impulsando la autoridad energética de Chile».

De este modo, la fecha estimada del inicio de la ejecución es el 1 de octubre de 2022, y durante su fase de construcción de espera la creación de entre 45 a 100 plazas laborales, mismas que para su cierre o abandono, mientras que en su fase de su operación son 50 cupos.

Balance ERNC mayo 2021

Total retiros afectos a obligación (GWh)	5.724
Obligación ERNC (GWh)	594
% Obligación ERNC respecto a retiros afectos a obligación	10,4%
Inyección ERNC (GWh)	1.459
% Inyecciones ERNC respecto a retiros afectos a obligación	25,5%

Fuente: Coordinador Eléctrico

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

NOTICIAS

Generadoras de Chile: "Nos encontramos en un período de gran sequía"

Según las estadísticas del gremio, «durante el primer semestre de 2021 la generación hídrica acumulada fue de 8.071 GWh, lo que corresponde a un 0,4% mayor que el primer semestre de 2020, pero un 16,3% menor que el mismo periodo durante el 2019».

También se indica que con el déficit de precipitaciones, «a la fecha se mantiene una importante escasez de precipitaciones respecto a un año normal en las cuencas de Rapel, Maule, Laja y Biobío, con déficits de 58%, 58%, 51% y 27%, respectivamente».

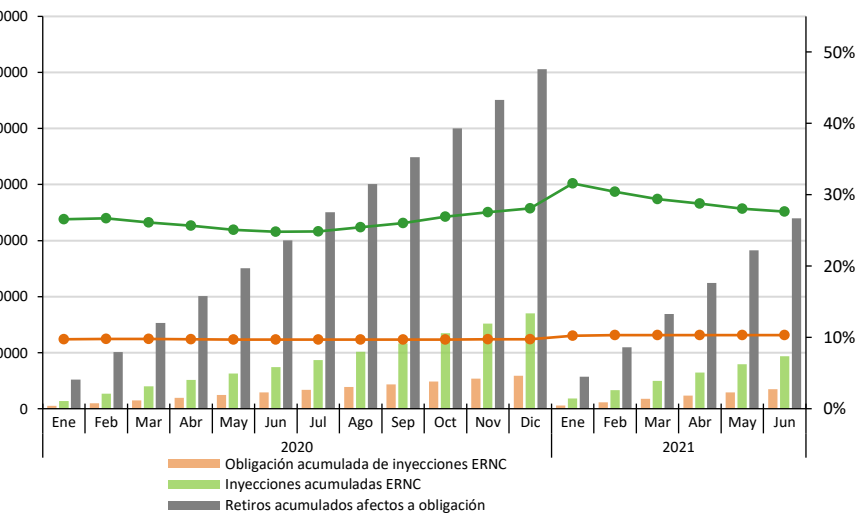
«El volumen embalsado al mes de junio en los embalses más relevantes del sistema totaliza 2625 Hm3, lo que representó un aumento de un 5% respecto al mes anterior.

El almacenamiento sigue siendo muy restringido, correspondiendo sólo al 63% de los recursos normalmente acumulados a la fecha. Sin embargo, este volumen de agua es 10% mayor que la cantidad almacenada a igual fecha de 2020».

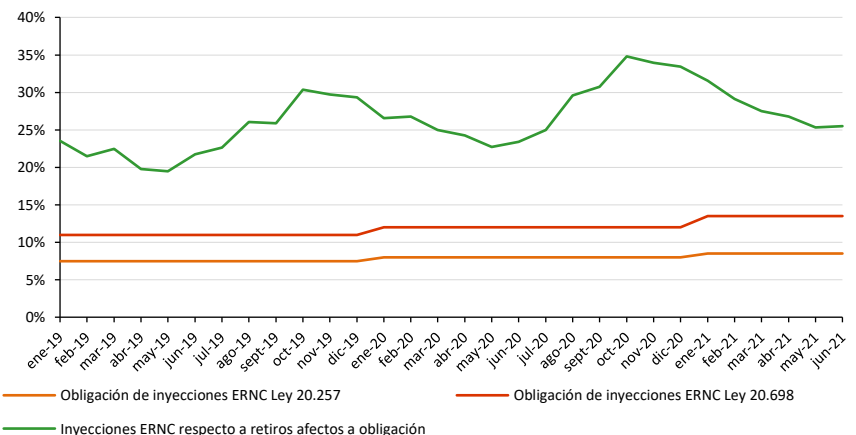
Fuente: Revista Electricidad (11/08/2021)

BALANCE ERNC A JUNIO 2021

Obligación acumulada de inyecciones ERNC, inyecciones acumuladas de ERNC y retiros acumulados afectos a obligación desde enero 2020 a junio 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 junio 2021, corresponden a **33.960 GWh**.

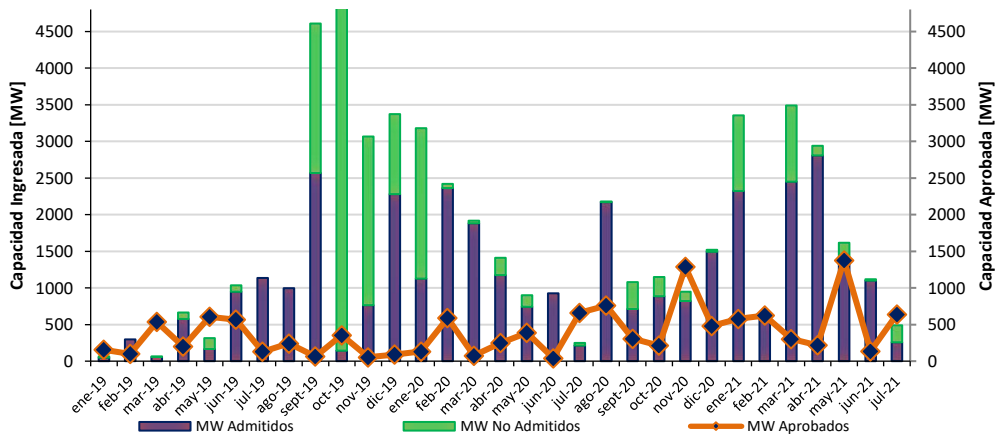
La obligación acumulada de inyecciones ERNC de enero 2021 a junio 2021, correspondió a **3.504 GWh**, lo que corresponde a un **10,3%** respecto de los retiros afectos en el mismo periodo.

Por otra parte, las inyecciones acumuladas de ERNC de enero 2021 a junio 2021, fueron de **9.379 GWh**, lo que corresponde a un **27,6%** 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 julio 2021



Estado de Proyectos

A partir de los datos estadísticos registrados en la plataforma electrónica del SEIA (e-SEIA), en julio de 2021 ingresaron un total de 1.129 MW de potencia. Se registraron 638 MW aprobados.

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

Principales Proyectos Aprobados en el SEIA en julio 2021

Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Parque Fotovoltaico Andrómeda	Andromeda Solar SpA	9	Solar	22-03-2021
Proyecto Fotovoltaico El Ingenio	Parque Solar Altos Lao SpA	9	Solar	22-10-2020
Parque Solar Fotovoltaico Pedro de Valdivia	Acciona Energía Chile SpA	130	Solar	22-09-2020
Proyecto Fotovoltaico CE Pampa Bellavista	Montajes Cielpanel SpA	9	Solar	21-08-2020
Parque Solar Fotovoltaico Maraón	ORION POWER S.A.	9	Solar	21-07-2020
Planta Solar Fotovoltaica Tres Cruces	Sonnex Chile Holding SpA	135	Solar	19-06-2020
Parque Solar Fotovoltaico Champa	ORION POWER S.A.	9	Solar	21-04-2020
Parque Fotovoltaico La Tereña	LUZ DE SOL 5 SPA	9	Solar	21-04-2020
Parque solar fotovoltaico Carena	ORION POWER S.A.	9	Solar	20-03-2020
Parque Eólico Entre Ríos	AR Coihue SpA.	310	Eólico	05-06-2018

Principales Proyectos en Calificación en el SEIA en julio 2021

Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Planta Solar La Puntilla	Energy Lancuyen SpA	9	Solar	30-07-2021
Planta Solar La Colonia	Grupo Energy inversiones Spa	6	Solar	30-07-2021
Parque Fotovoltaico Cerrillos	CERRILLOS SPA	9	Solar	23-07-2021
Parque Fotovoltaico Santa Marta	Santa Marta SpA	6	Solar	23-07-2021
Parque Fotovoltaico Doña Ximena	MVC SOLAR 35 SpA	6	Solar	23-07-2021
Planta Fotovoltaica Limachino	PFV LIMACHINO SPA	6	Solar	22-07-2021
Planta Solar La Ligua 9 MW	LETRAN TRANSMISION SPA	6	Solar	22-07-2021
Proyecto Solar Fotovoltaico Don Darío	PSF DON DARÍO SPA	210	Solar	09-07-2021

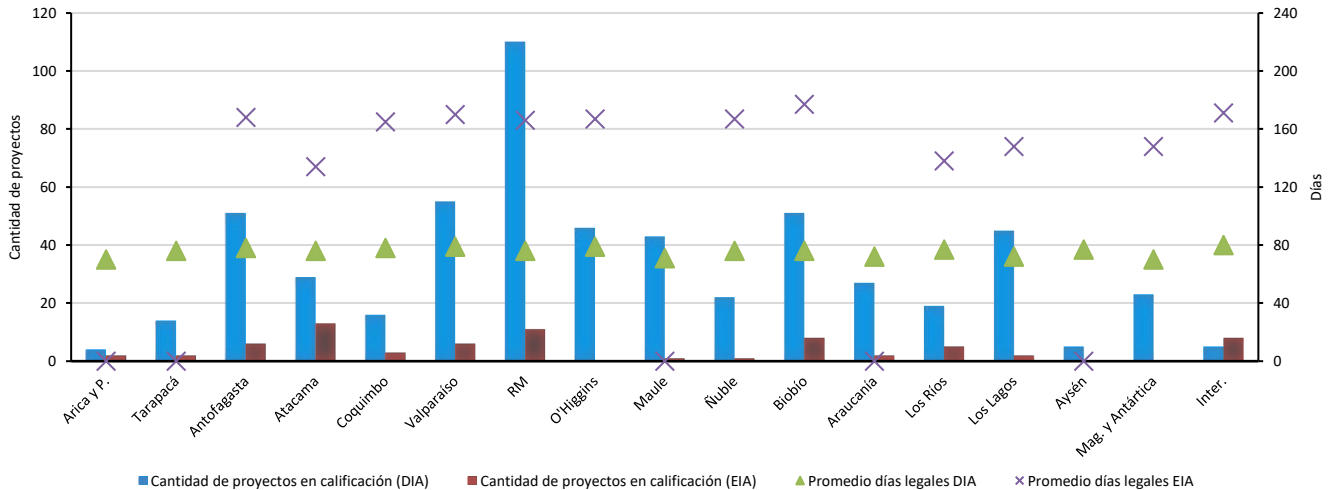
Principales Proyectos no Aprobados en el SEIA en julio 2021

Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Parque Fotovoltaico Cerrillos	CERRILLOS SPA	9	Solar	23-07-2021
PMGD Córdon La Ligua II	PARQUE FOTOVOLTAICO LA LIGUA SPA	6	Solar	23-07-2021
Parque Híbrido Amolanas	PACIFIC HYDRO CHILE S.A.	200	Solar y Eólico	22-07-2021
Planta Solar La Ligua 9 MW	LETRAN TRANSMISION SPA	9	Solar	22-07-2021
Planta Fotovoltaica Curamachi	MVC SOLAR 24 SPA	9	Solar	24-08-2020

Fuente: SEIA (e-SEIA)

Indicadores de plazo de evaluación (Días Legales)

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



Fuente: Reporte Estadístico mensual de Proyectos en el SEIA

NOTICIAS

Concentración Solar de Potencia bajó sus costos promedio en 16% a nivel mundial

Un 16% disminuyeron los costos de generación de la concentración solar de potencia (CSP) durante el 2020, de acuerdo con un informe entregado por la Agencia Internacional de Energías Renovables (Irena, por sus siglas en inglés). La tecnología fue la que bajó en mayor porcentaje en comparación a otras formas limpias de generación.

Los datos de Irena muestran que los costos de las energías renovables continúan su tendencia a la baja, la que ya acumula diez años de bajas. En el informe 2020 destacó la CSP con un 16%, seguida de la energía eólica en tierra con un 13%, eólica en mar con un 9% y fotovoltaica con un 7%.

Con estos datos, según Irena, la CSP acumula una disminución de costos de un 68% en la década 2010-2020. Además, el informe indica que en el 2020 entraron en operación 150 MW en CSP.

El estudio de la Agencia Internacional destaca que existe optimismo con respecto a la tecnología gracias a los planes de China de ampliar la tecnología a nivel nacional y la instalación de nuevos proyectos en Chile, Arabia Saudita y Emiratos Árabes Unidos.

Crisis hidroeléctrica: ACSP afirma que construcción de más plantas CSP evitaría reapertura de centrales a carbón

El anuncio sobre la reapertura de la central a carbón de Ventanas 1 no dejó indiferente a la industria de energías limpias y a la comunidad en general. En la ACSP, aseguraron que para evitar la reapertura de más centrales a carbón es necesario avanzar en proyectos de CSP.

«Debido a la grave crisis hídrica que afecta al país y que impacta a la generación hidroeléctrica, las centrales en estado de reserva estratégica como Ventanas I, deberá volver a sus operaciones tras permanecer un año cerrada. Además, debido a que la falta de hidroelectricidad se mantendrá al menos hasta abril del próximo año, el CEN evaluaría postergar el retiro de otras dos centrales a carbón previstas para fin de año, y lo mismo podría suceder con Bocamina 2, cuya salida está fijada para abril de 2022», señala el análisis del gremio.

Esto, de acuerdo con la ACSP, «frena en parte el proceso de descarbonización que había iniciado el país. Para la ACSP es necesario que las autoridades entreguen señales claras que permita la instalación acelerada de proyectos de energías limpias que posean los atributos de reemplazo de las centrales a carbón, como es el caso de la Concentración Solar de Potencia».

Fuente: Revista Electricidad (11/08/21)



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 6.551 MW. Esta proyección incluye centrales en construcción y recomendadas por la CNE, sin considerar la capacidad actual.

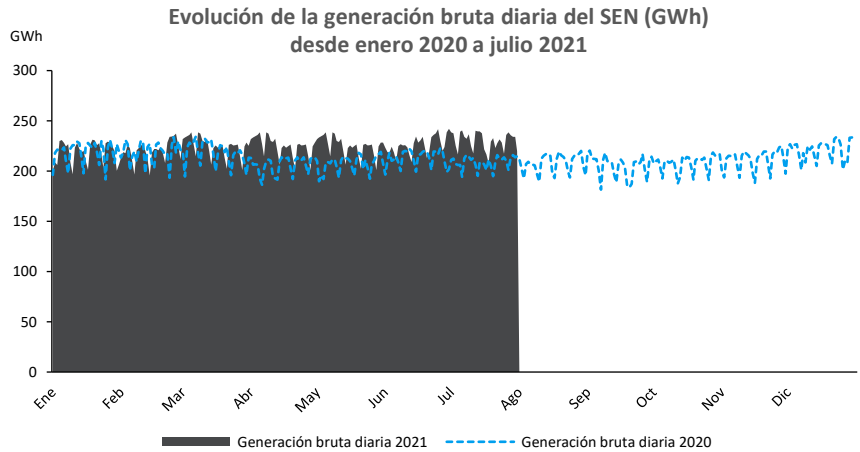
En relación con centrales hidroeléctricas se proyecta una potencia adicional instalada en torno a 115 MW para el año 2031.

Con respecto a centrales térmicas, se proyecta la instalación de 132 MW entre instalaciones Diésel y GNL antes de 2024, y no más desde ese año en adelante.

Para el año 2031, se estiman 2.821 MW de capacidad adicional en instalaciones solares.

Por otro lado, para las centrales eólicas se proyecta una capacidad adicional de 2.837 MW al año 2031.

Fuente: ITD Segundo Semestre 2021, CNE



Fuente: Coordinador Eléctrico

Demanda máxima horaria del SEN (MWh)

2018	10.776
2019	10.746
2020	10.900
2021	11.227

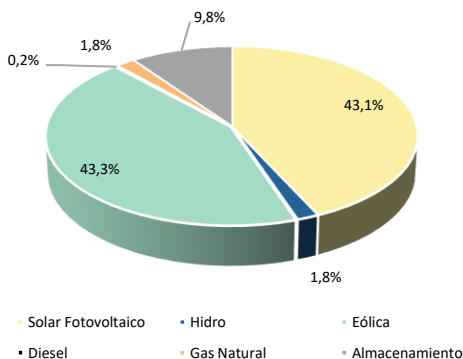
Fuente: Coordinador Eléctrico

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

	Jun 2021	Rec.
Eólica	2.748	2.837
Geotermia	45	0
Hidro	6.830	115
Solar	4.976	2.821
Térmico	13.488	132
Almacenamiento	0	645
Total	28.087	6.551

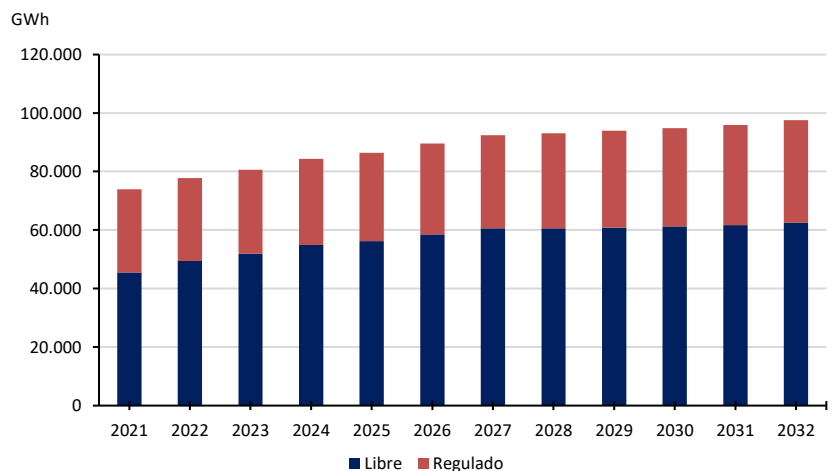
Fuente: ITD Segundo Semestre 2021, CNE

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
Santa Isabel (solar)	160	Sep-21
Cóndores (diésel)	100	Sep-21
La Huella (solar)	84	Ago-21



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



Ley de Servicios Básicos: cooperativas eléctricas prevén deuda de \$13.700 millones a fin de año

La Federación Nacional de Cooperativas Eléctricas (Fenacopel) manifestó su preocupación por el impacto de la Ley de Servicios Básicos, con sus prórrogas, sobre el sector, señalando que la deuda acumulada supera los \$4.000 millones, lo que podría ser insostenible en el tiempo. Según la Federación, la actual normativa «ha impedido que las empresas concesionarias puedan cortar el suministro de electricidad a sus clientes morosos, permitiéndoles además que la deuda contraída entre el 18 de marzo de 2020 y el 31 de diciembre de 2021 puedan prorratarla en hasta 48 cuotas, entre otras cosas».

El gerente de Fenacopel, Patricio Molina, señaló que sin lugar a dudas la Ley de Servicios Básicos «ha sido exitosa desde el punto de vista de la ciudadanía ya que, en este complicado período de Emergencia Sanitaria que afectó fuertemente a nuestras familias, les ha permitido un respiro al no estar afectas a corte del suministro eléctrico por no pago de sus cuentas de electricidad y tener además la posibilidad de establecer convenios de pago con las Cooperativas sin incorporar multas, intereses ni gastos asociados. Por lo anterior, es importante que aquellos clientes que no puedan pagar su cuenta se acerquen a las Cooperativas y establezcan estos convenios para acceder a los beneficios que les otorga esta Ley». Sin embargo, se advierte que esta situación «ha llevado a que las deudas acumuladas por los clientes se han incrementado fuertemente a medida que avanzan los meses, y que las recaudaciones por parte de las concesionarias, por el contrario, vayan disminuyendo peligrosamente, estresando la cadena de pago entre generadores, transmisores y distribuidores».

«No estando en cuestionamiento la aplicación de la Ley de Servicios Básicos, era esperable que sus efectos en los clientes y Cooperativas fuesen muy distintos al considerar 3 meses de vigencia de esta Ley en comparación a la vigencia actual de 1 año 5 meses. En nuestras Cooperativas hoy la deuda acumulada de los clientes sujetos a corte de suministro eléctrico asciende a \$4.139 millones, que equivalen aproximadamente a un 43% de una facturación mensual de las Cooperativas, lo que es insostenible en el tiempo; por su parte, hay 22.543 clientes sujetos a corte de suministro (21.841 residenciales y 702 resto de clientes), equivalente a un 13% del total de los clientes abastecidos por las Cooperativas y que tienen entre 1 y 15 facturas pendientes de pago», afirmó Molina.

«Por su parte, si ya actualmente la situación de endeudamiento de los clientes con las Cooperativas era insostenible, nuestras estimaciones al 31 de diciembre de 2021 nos muestran un escenario desastroso que con altas probabilidades no podremos enfrentar del todo, donde la deuda acumulada ascendería a los \$13.700 millones que equivalen a un 142% de una facturación mensual de las Cooperativas», agregó.

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

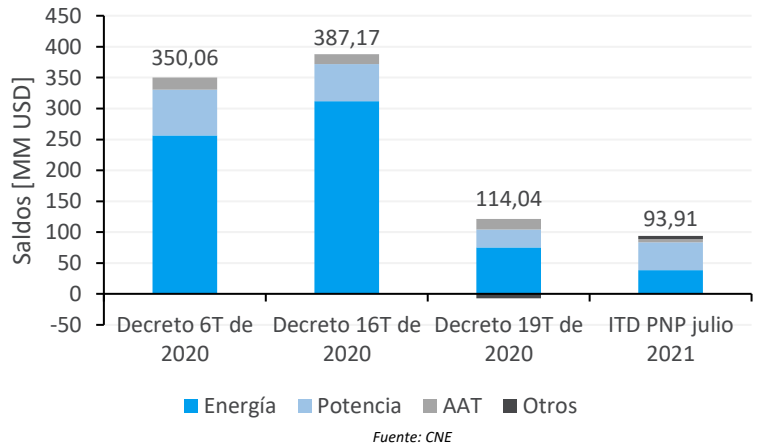
Tal como se puede observar en la proyección de saldos del Mecanismo de Estabilización, los saldos históricos han presentado una baja en su pendiente de generación explicado principalmente por la baja en la tasa de cambio que se ha mostrado en los últimos meses.

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)

Salos SEN Reconocidos hasta marzo 2021



Salos Acumulados a marzo de 2021 [MM USD]

SEN	945,19
Sistemas Medianos	7,33
Total	952,52

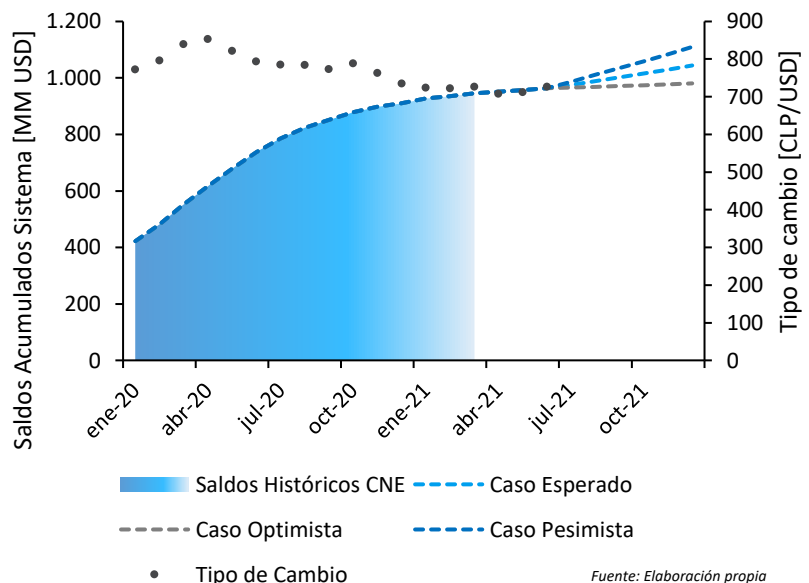
Fuente: CNE

Excedente de las Distribuidoras ITD PNP julio 2021 [\$]

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

Fuente: CNE

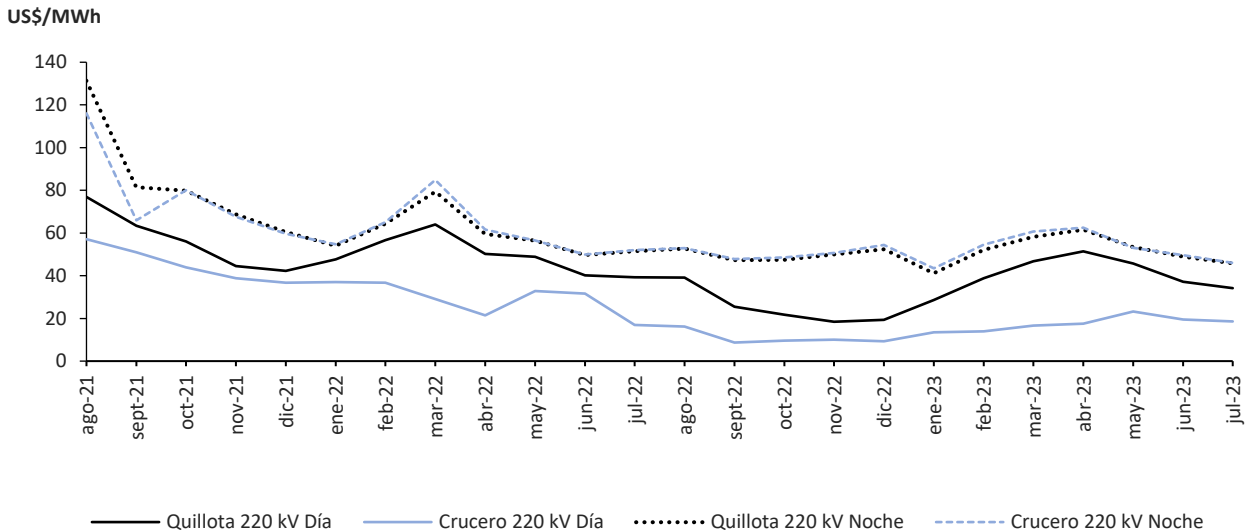
Proyección de saldos de los suministradores SEN



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 agosto 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 25,4 US\$/MWh y en la barra Quillota 220 kV es 43,2 US\$/MWh. El costo marginal promedio proyectado para los próximos dos años durante la noche en la barra Crucero 220 kV es 59,9 US\$/MWh y en la barra Quillota 220 kV es 60,3 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.

Fuente: Valgesta Energía



VALGESTA
NUEVA ENERGÍA



VALGESTA.COM

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