



VALGESTA
NUEVA ENERGÍA

BOLETÍN INFORMATIVO

AÑO 12 | Nº2 | FEBRERO 2022

VALGESTA.COM

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



Por: Josué Benavidez, Jefe Área Modelación Valgesta Nueva Energía
Jose Pedro Prina, Ingeniero Senior Valgesta Nueva Energía

Efectos del alza en los precios de combustibles en el Sistema Eléctrico Nacional

En los últimos meses los precios internacionales de los combustibles relevantes para la generación eléctrica nacional se han incrementado con respecto a los mismos meses del año anterior. Por ejemplo, para el mes de febrero se evidencia un aumento del 125,8% en el precio del carbón, alcanzando un valor promedio de 180,6 [USD/Ton] declarado por las empresas al SEN; de manera similar, se registra un aumento de 72,3% en el precio del GNL, alcanzando un valor promedio mensual de 13,46 [USD/MMBtu].

Dada la relevancia que actualmente tiene en el Sistema Eléctrico Nacional la generación con combustibles fósiles, estos importantes aumentos de precio indudablemente están teniendo un notorio impacto, lo que se refleja particularmente en los costos marginales en el SEN. Particularmente, en lo que va del mes de febrero el costo marginal promedio para la barra Quillota 220 kV durante la noche alcanzó 86,9 USD/MWh y para la barra Crucero llegó a 90,2 USD/MWh.

Por otra parte, la participación hídrica en el en la matriz de generación durante el mes de enero del año pasado fue de 27,6%, mientras que este año para el mismo mes disminuyó a 21,6 %. Ello acentúa la tendencia al alza de los costos marginales en el SEN. De hecho, en horas de la noche se han registrado elevados precios. Por ejemplo, el día 9 de febrero del 2022 a las 23 horas se registró un costo marginal para la barra Quillota 220 kV de 208,2 USD/MWh y para la barra Crucero 220 kV, de 204,7 USD/MWh. Ello lleva a reflexionar acerca de diferentes alternativas para afrontar estos efectos. Tal vez sea un momento oportuno para promover de manera más decidida la incorporación de sistemas de almacenamiento en el SEN, los que ayudan a gestionar de mejor manera la variabilidad propia de algunas fuentes de energías renovables, y que habrían permitido disminuir los 215,03 GWh de ERNC vertida durante el mes de enero recién pasado.

También podría comentarse el eventual efecto del ingreso de nuevos proyectos de generación ERNC (solar, eólico) en el SEN. La participación de la generación eólica en el mes de enero del año pasado fue de 536 GWh, mientras que el mismo mes de este año alcanzó los 843,0 GWh, es decir aumentó en un 57,3 %. Por otra parte, la participación de generación solar para el mismo mes fue de 928,6 GWh para el año 2021 y 1340 GWh para el año 2022, es decir aumentó en un 44,3 %. De acuerdo a los niveles antes comentados para los costos marginales, puede decirse que estos incrementos en la participación de ambas tecnologías con costo variable cero no han sido suficientes para mantener los niveles de precios registrados el año pasado.

Cabe indicar que la participación del carbón en el mes de enero en el Sistema Eléctrico Nacional ha disminuido con respecto al año pasado. Durante el mes de enero del año 2022 la generación en base a carbón fue de 1762 GWh, mientras que para el mismo mes del año pasado fue de 2360 GWh, es decir disminuyó en un 25,3%.

Ello es consistente con el proceso de descarbonización ya iniciado y que sigue su avance, pudiendo estar sujeto a ajustes de acuerdo a las necesidades actuales del SEN, sobretudo en lo respectivo a mantener la seguridad del suministro.

Si estos precios de combustibles se mantienen en valores similares a los actuales, y ello se acompaña de los efectos del ciclo de poca disponibilidad de recursos hídricos donde están ubicadas las principales centrales hidroeléctricas del sistema, en los meses de invierno podrían registrarse precios de energía más elevados que los actuales. Hay que recordar que en los meses de invierno el recurso solar disminuye, lo cual afecta su participación en la generación total del SEN.

Como se puede apreciar la dependencia de los combustibles fósiles aún es fuerte y es posible que el sistema siga expuesto en los próximos meses a condiciones de estrechez de abastecimiento y precios elevados.

Biomasa se prepara para llegar a pasar los 600 MW de capacidad instalada en el sistema eléctrico

La biomasa se encuentra ad portas de aumentar su presencia en el Sistema Eléctrico Nacional. Y es que, en marzo de este año, está previsto el inicio de las operaciones del proyecto de Modernización y Ampliación (MAPA), de Celulosa Arauco, perteneciente a Empresas Copec, el cual contempla una capacidad instalada de 166 MW, por lo que esta fuente energética pasará de los actuales 438 MW a 604 MW.

A futuro esta tecnología podrá seguir aumentando, si se considera que existen otros 165 MW que han sido aprobados ambientalmente, además de otros 352 MW que se encuentran en calificación dentro del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA), según indican los datos de la Asociación Chilena de Energías Renovables y Almacenamiento (Acera A.G.).

Reconversión

De acuerdo con la asociación gremial, durante el año pasado la generación mediante biomasa tuvo una participación de 2%, ubicándose en el cuarto lugar de las ERNC, detrás de la solar fotovoltaica, eólica y mini hidro. Esta cifra es mayor respecto a la inyección de energía que realizaron estas plantas durante 2020.

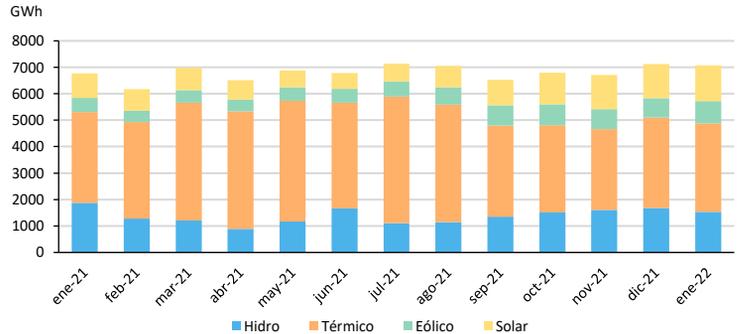
El potencial de este combustible también podría aumentar en el futuro, dentro del sistema eléctrico, si es que se materializa el proyecto de Engie Energía Chile, para reconvertir centrales termoeléctricas a carbón por biomasa, en las unidades generadoras de Andina y Hornitos.

Esta iniciativa se encuentra en calificación ambiental y contempla una inversión estimada de US\$12 millones.

Fuente: Revista Electricidad (11/02/2022)

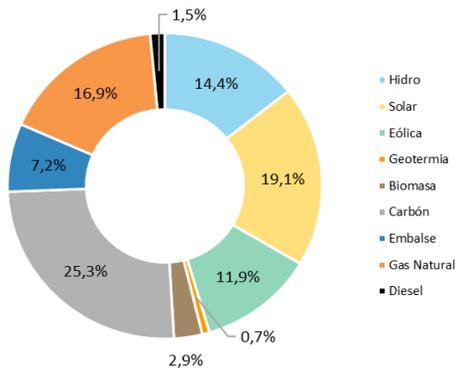
ESTADÍSTICAS ENERO 2022

Generación SEN últimos 12 meses



Fuente: Coordinador Eléctrico

COMPOSICIÓN DESPACHO ENERO 2022

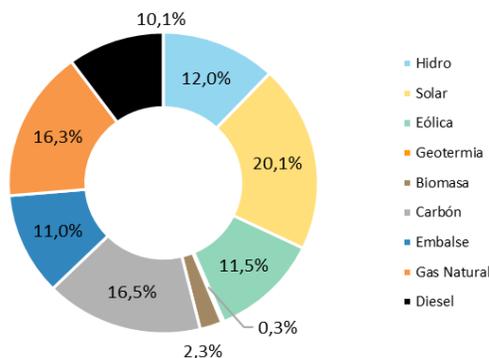


Despacho de generación (GWh)

Térmica	3.352
Hidráulica	1.528
Eólica	844
Solar	1.353
Total	7.076

Fuente: Coordinador Eléctrico

CAPACIDAD INSTALADA SEN DICIEMBRE 2021

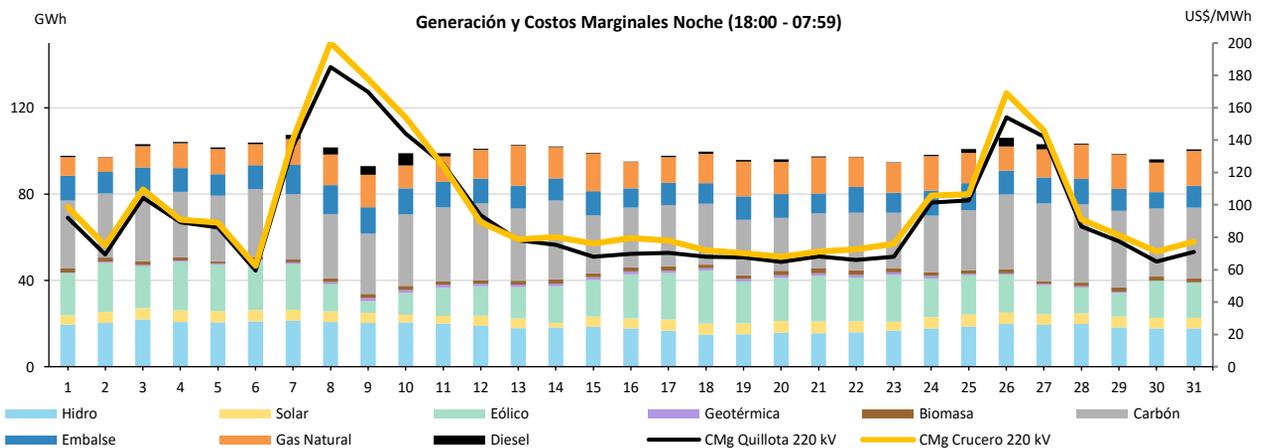
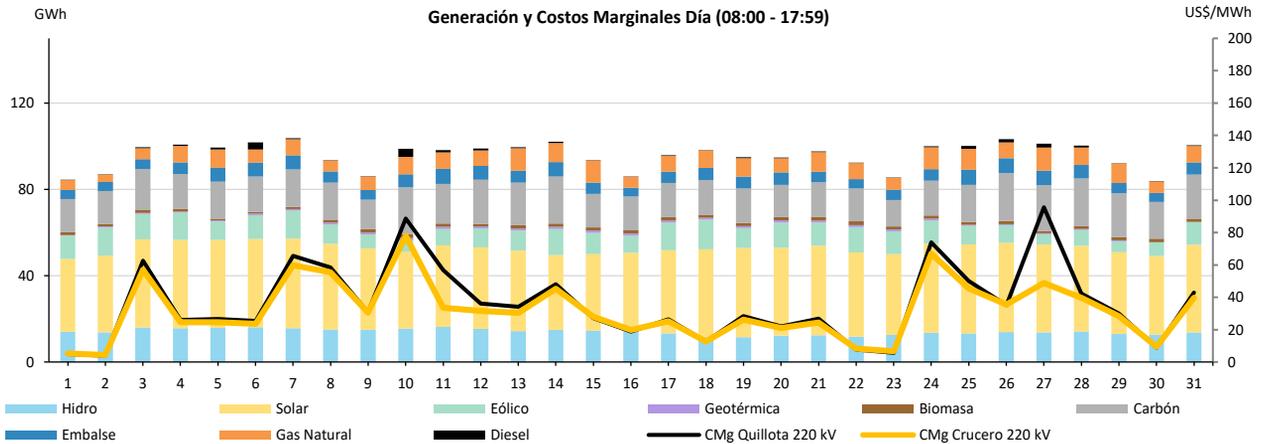


Capacidad instalada SEN (MW)

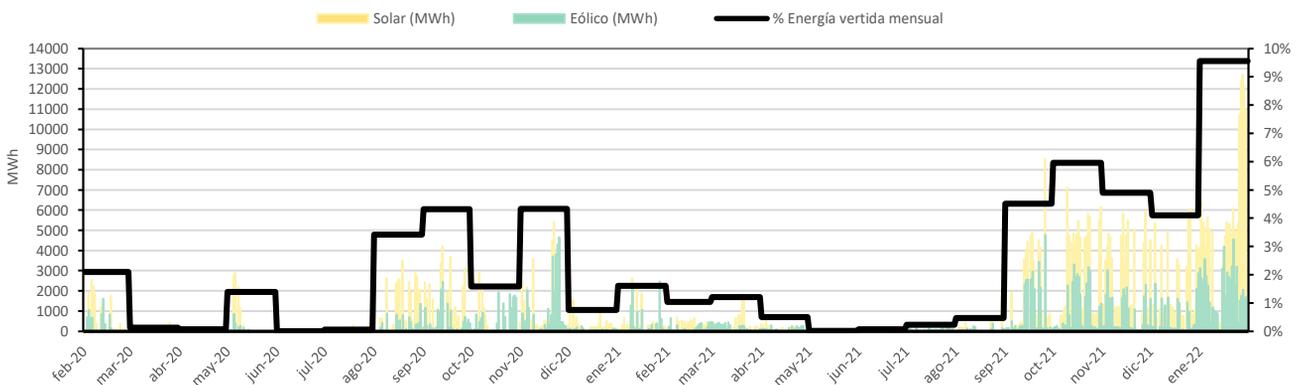
Hidro	7,113
Térmico	13,937
Eólica	3,536
Solar	6,198
Geotermia	78
Total	30.862

Fuente: Coordinador Eléctrico

Generación y costos marginales en Quillota 220 kV y Crucero 220 kV, enero 2022



Vertimientos de generación ERNC febrero 2020 – enero 2022



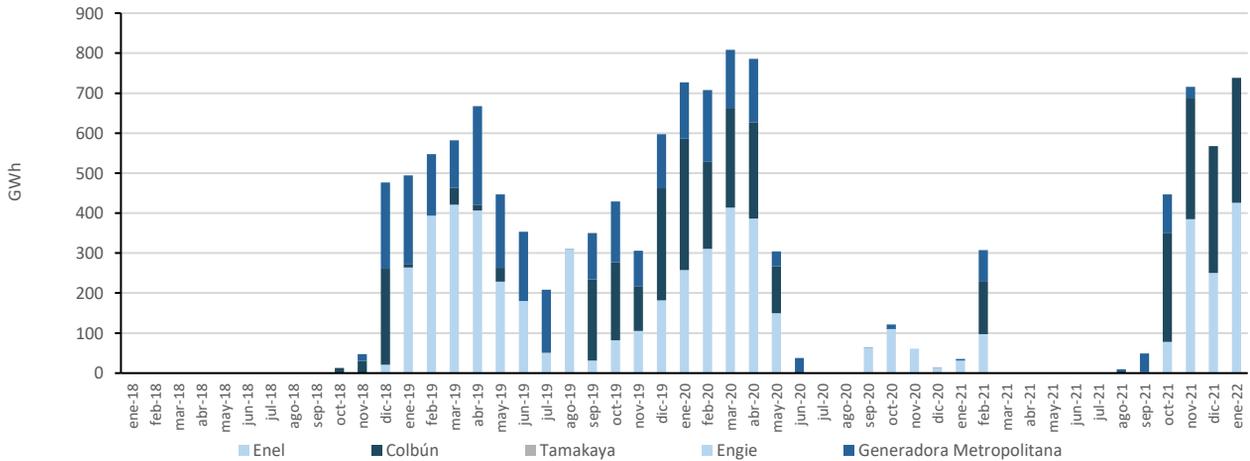
Fuente: Coordinador Eléctrico

El gráfico anterior presenta la cantidad de energía diaria reducida de centrales eólicas y solares que se ha presentado desde febrero de 2020 a enero* de 2022, 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 enero 2022 corresponden a los exhibidos en los Informes Diarios de Novedades al Centro de Despacho de Carga (CDC) del Coordinador Eléctrico.

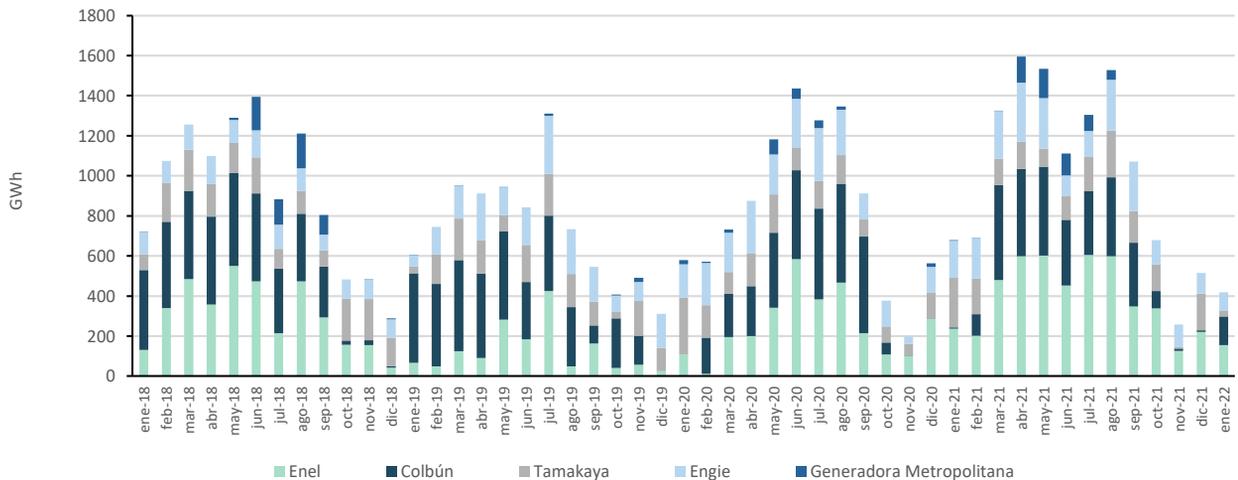
Generación histórica gas natural argentino



En enero de 2022 se generaron 742,4 GWh en base a Gas Natural argentino, de los cuales un 57,7% es atribuible a la empresa Enel, y un 42,3% a Colbún

Fuente: Coordinador Eléctrico

Generación con GNL desde terminales Quintero y Mejillones



En enero de 2022, la generación de centrales en base a GNL asociada a los terminales Quintero y Mejillones fue de 420,3 GWh, lo que representó el 16,9% de la generación total del SEN. De estas inyecciones, un 36,9% se atribuye a Enel, un 34,2% se atribuye a Colbún, un 6,3% se atribuye a Tamakaya, un 22,3% a Engie, y el 0,3% restante a otras empresas.

Fuente: Coordinador Eléctrico

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

Precio Nudo Quillota 220 kV	44,3
Precio Nudo Crucero 220 kV	38,3
PMM SEN	74,8

Fuente: CNE

Costos marginales promedio enero (\$/kWh)

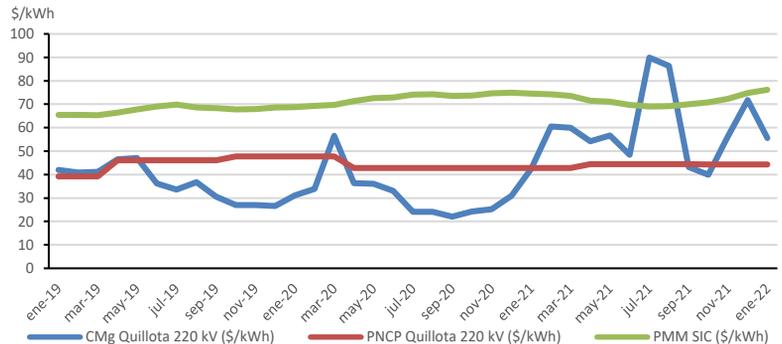
Crucero 220 kV	56,3
Cardones 220 kV	55,5
Pan de Azúcar 220 kV	55,6
Quillota 220 kV	55,6
Charrúa 220 kV	61,3
Puerto Montt 220 kV	176,7

Fuente: Coordinador Eléctrico

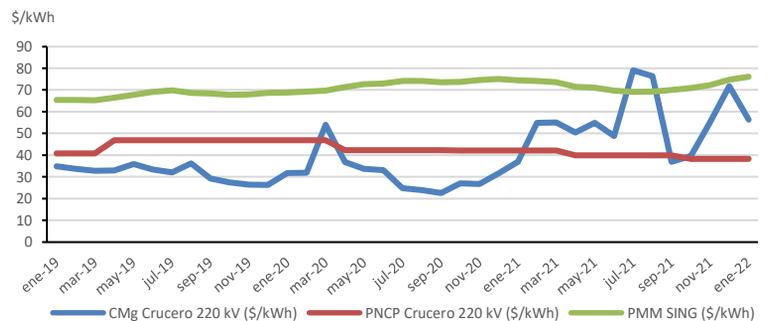
* En los gráficos a la derecha, los Precios Medio de Mercado SEN-SIC y SEN-SING corresponden al PMM del SEN.

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

Vertimiento de ERV: Coordinador Eléctrico registró aumento de 87% durante 2021

Un considerable aumento, de 87%, en el vertimiento de Energías Renovables Variables, provenientes de centrales solares fotovoltaicas y eólicas, registró el Coordinador Eléctrico Nacional durante 2021 en el sistema local, llegando a un total de 459 GWh, en comparación a los 245 GWh detectados en 2020.

Este hecho es constatado por el organismo en el Informe sobre la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2022, donde también se aborda este tema.

«La reducción de aportes en 2021 puede ser representada como equivalente a una central de 130 MW (considerando un factor de planta de 40%), es decir 1,9% de la potencia de la zona», indica el documento.

Ante esta situación, el informe del Coordinador destaca el papel que tendrá el proyecto para construir una línea de transmisión en corriente continua, que conecte a las regiones de Antofagasta con la Metropolitana: «Fundamentado en el plan de expansión de la transmisión del SEN, se tiene previsto que con la entrada en operación de la línea HVDC Kimal-Lo Aguirre hacia 2029, se solucionen las congestiones en la zona centro norte».

Fuente: Revista Electricidad (26/01/2022)

AIE registró aumento de 4,6% en consumo de gas natural a nivel mundial durante 2021

El consumo mundial de gas natural se recuperó un 4,6 % en 2021, más del doble de la caída observada en 2020, donde se anotó un fuerte crecimiento de la demanda durante el año pasado, lo que fue impulsado por la recuperación económica que siguió a los cierres del año anterior y por una sucesión de fenómenos meteorológicos extremos.

Así lo señala el primer informe del año de la Agencia Internacional de Energía (AIE), donde se explica que la oferta de este combustible «no mantuvo el ritmo, lo que, combinado con interrupciones inesperadas, llevó a mercados ajustados y fuertes aumentos de precios, frenando el crecimiento de la demanda en la segunda mitad de 2021».

«Los precios excepcionalmente altos del gas, y por extensión de la electricidad, han perjudicado a los consumidores, los servicios públicos y los mayoristas, y es probable que tengan un impacto negativo duradero más allá de la tensión estacional actual. Los efectos no se limitan a Europa, ya que los mercados de todo el mundo experimentan las dolorosas consecuencias de los altos precios del gas», indica el informe.

Fuente: Revista Electricidad (31/01/2022)

Balance ERNC diciembre 2021

Total retiros afectos a obligación (GWh)	6.118
Obligación ERNC (GWh)	715
% Obligación ERNC respecto a retiros afectos a obligación	11,7%
Inyección ERNC (GWh)	2.311
% Inyecciones ERNC respecto a retiros afectos a obligación	37,8%

Fuente: Coordinador Eléctrico

NOTICIAS

Inversión en energías renovables de Chile baja de US\$5.000 millones a US\$3.400 millones en dos años

La inversión en energías renovables de Chile, especialmente solar y eólica, bajó de US\$5.000 millones, en 2019, a US\$3.400 millones, en 2021, que -a su vez- anotó una caída respecto a los US\$4.600 millones de 2020,, aunque sigue manteniéndose en el segundo lugar de América Latina, tras Brasil según indica BloombergNEF.

«Chile experimentó menos inversión por segundo año consecutivo. A pesar de la caída en nuevo capital atraído, la capacidad de energía eólica y solar siguió creciendo», indica la entidad internacional.

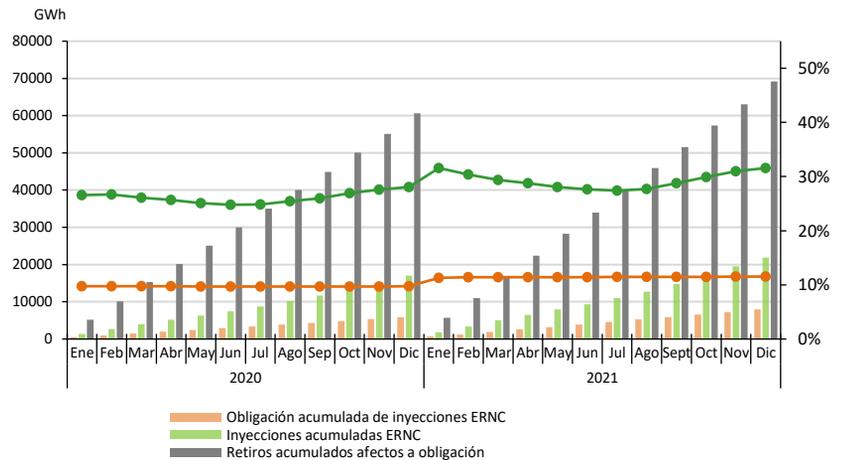
Las perspectivas para este año, según BloombergNEF, «Brasil y Chile deberían continuar atrayendo la mayor parte de la nueva financiación. Mercados más pequeños como Colombia y Perú seguirán creciendo, lo que debería compensar la actual caída en nuevas inversiones en Argentina y México».

De acuerdo con el análisis, las energías eólica y solar impulsaron una inversión total de casi US\$20.000 millones durante el año pasado, siendo la segunda más alta en la historia la región.

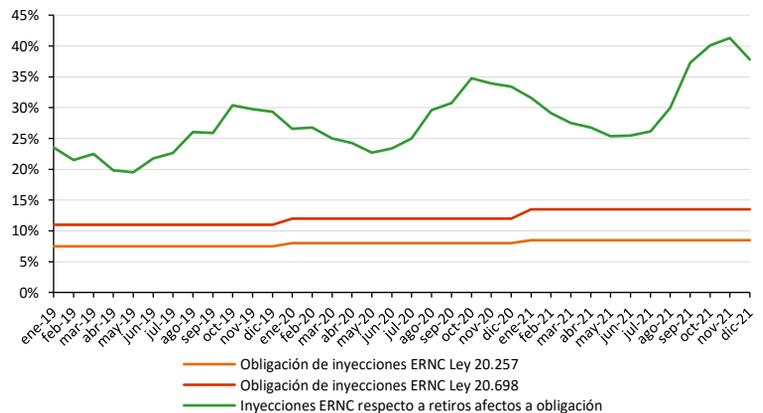
Fuente: Revista Electricidad (09/02/2022)

BALANCE ERNC A DICIEMBRE 2021

Obligación acumulada de inyecciones ERNC, inyecciones acumuladas de ERNC y retiros acumulados afectos a obligación desde enero 2020 a diciembre 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 diciembre 2021, corresponden a **69.274 GWh**.

La obligación acumulada de inyecciones ERNC de enero 2021 a diciembre 2021, correspondió a **7.980 GWh**, lo que corresponde a un **11.5%** respecto de los retiros afectos en el mismo periodo.

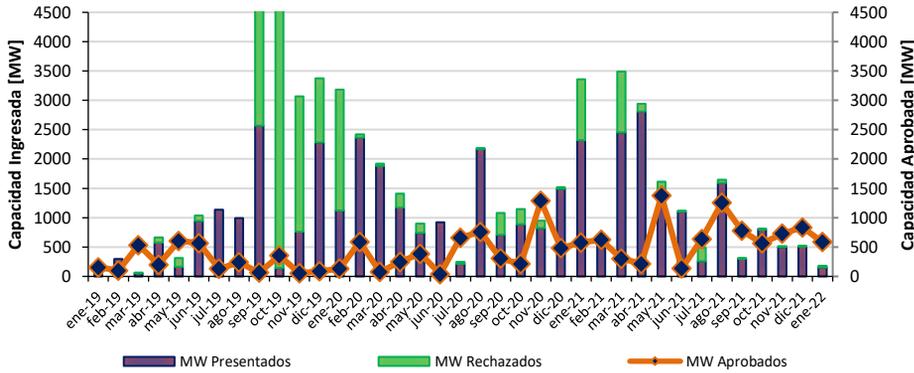
Por otra parte, las inyecciones acumuladas de ERNC de enero 2021 a diciembre 2021, fueron de **21.636 GWh**, lo que corresponde a un **31.2%** respecto de los retiros afectos en el mismo periodo.

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 diciembre 2021

Estado de Proyectos

A partir de los datos estadísticos registrados en la plataforma electrónica del SEIA (e-SEIA), en enero de 2022 ingresaron un total de 768,3 MW de potencia. Se registraron 587,1 MW aprobados.



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

Principales Proyectos Aprobados en el SEIA en enero 2022

Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Parque Candelaria Solar	Inversiones Candelaria Solar SPA	167	Solar	24/04/2020
Parque Fotovoltaico Cauce Solar	Cauce Solar SpA	9	Solar	19/02/2021
Ampliación Parque Fotovoltaico El Monte Solar	Callaqui de Verano SpA	9	Solar	19/02/2021
Planta Solar La Pampina	Planta Solar La Pampina SpA	160	Solar	19/04/2021
Planta Fotovoltaica Yellowstone 7 MW	GR Kewiña SpA	7	Solar	23/04/2021
Planta Fotovoltaica Travesia	GR Nahuelbuta SpA	9	Solar	22/04/2021
Planta Fotovoltaica Caleu 9 MW	GR Piñol SpA	9	Solar	22/04/2021
Parque Fotovoltaico El Manzano 1	Energía El Manzano SpA	10	Solar	23/06/2021
Parque Fotovoltaico Los Quillayes	MVC SOLAR 19 SpA	11	Solar	22/06/2021

Principales Proyectos en Calificación en el SEIA en enero 2022

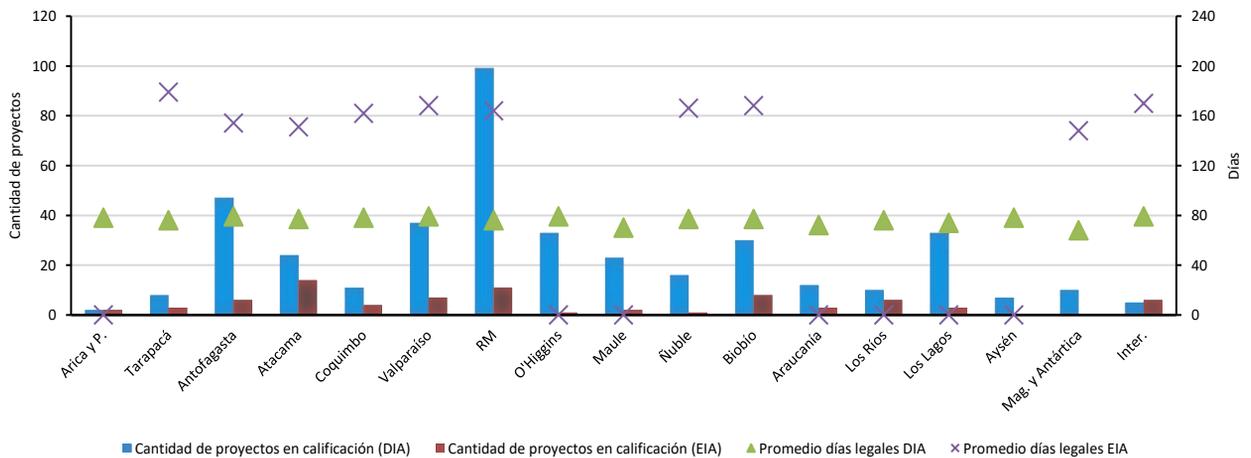
Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Parque Solar Fotovoltaico Los Maitenes	Orión Power S.A.	9	Solar	24/01/2022
Parque Fotovoltaico Valentina Solar	CVE Proyecto Cuarenta SPA	9	Solar	21/01/2022
Arboleda Solar	Guanaquito Solar SpA	80	Solar	20/01/2022
Nueva Central Solar Fotovoltaica Verbena	Verbena Solar SpA	53	Solar	19/01/2022

Principales Proyectos no Aprobados en el SEIA en enero 2022

Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Parque fotovoltaico El Navío	Navío Solar SPA	9	Solar	19/04/2021
Parque Solar Coltauco	Blue Solar Tres SpA	9	Solar	23/03/2021
Proyecto Fotovoltaico Pesquero	Pesquero Solar SpA	9	Solar	23/03/2021

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 enero de 2022.



Fuente: Reporte Estadístico mensual de Proyectos en el SEIA

NOTICIAS

Cuentas de luz: publicada la Ley que regula el prorrateo y pago de deudas de Servicios Básicos

Fue publicada en el Diario Oficial la Ley que regula el prorrateo y pago de deudas de Servicios Básicos, cuyo objetivo es «regular el mecanismo de postergación y prorrateo de las deudas contraídas por los usuarios señalados en el inciso primero del artículo 1° de la ley N° 21.249, que dispone, de manera excepcional, las medidas que indica en favor de los usuarios finales de servicios sanitarios, electricidad y gas de red, con las empresas de servicios sanitarios y con las empresas y cooperativas de distribución de electricidad, durante el periodo comprendido entre el 18 de marzo de 2020 y el 31 de diciembre de 2021».

Para estos usuarios se establecen subsidios de cargo fiscal, «para contribuir al pago de las deudas por consumo de agua potable y para el pago de las deudas por consumo de electricidad».

En el sector eléctrico, en el caso de las empresas y cooperativas de distribución eléctrica, son «aquellos usuarios que tengan un consumo promedio de electricidad no superior a 250 kilowatts hora mensuales y que se encuentren morosos respecto de la deuda generada en el periodo señalado».

Subsidios

Según indica la nueva Ley, se establecen subsidios temporales de cargo fiscal para los usuarios identificados en la normativa, que tendrán una duración de 48 meses contados desde el mes de entrada en vigencia de la presente ley.

Fuente: Revista Electricidad (11/02/22)

CNE llama a presentar propuestas de proyectos de expansión de la transmisión 2022

La Comisión Nacional de Energía (CNE) convoca a la presentación de propuestas de proyectos de expansión de la transmisión correspondientes al año 2022, las cuales se podrán presentar a partir del día viernes 18 de febrero hasta el martes 19 de abril del presente año, a través del correo electrónico.

Las propuestas deberán cumplir con los requisitos mínimos establecidos en el artículo 108 del Reglamento y en el documento “Descripción Mínima de Proyectos”, que se encuentra disponible en el sitio de dominio electrónico de la Comisión Nacional de Energía, bajo el apartado “Expansión de Transmisión”, “Año 2022”.

Cabe señalar que la convocatoria realizada por la Comisión Nacional de Energía corresponde a la segunda etapa del proceso de planificación de la transmisión 2022, luego de la publicación de la Propuesta Anual de Expansión del Sistema de Transmisión 2022 del Coordinador Eléctrico, el 21 de enero de 2022.

Fuente: Revista Electricidad (07/02/22)

Plan de obras de generación SEN, ITD de PNCP, Primer Semestre de 2022

De acuerdo al Informe Técnico Definitivo del Primer Semestre de 2022, se proyecta una capacidad instalada adicional al año 2032 de 11.800 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 2032.

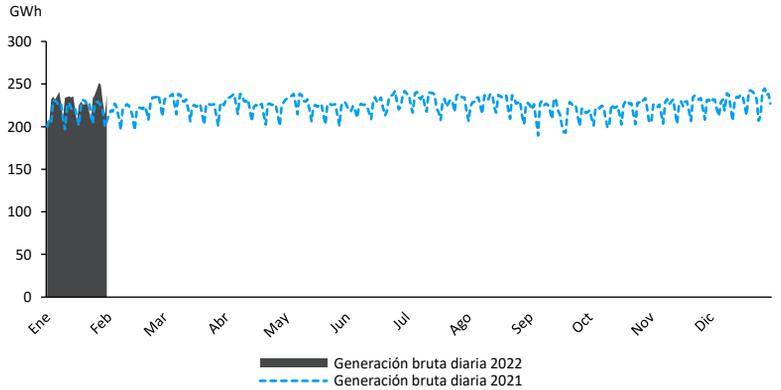
Con respecto a centrales térmicas, se proyecta la instalación de 577 MW entre instalaciones Diésel y GNL antes de 2024, y no más desde ese año en adelante.

Para el año 2032, se estiman 5.759 MW de capacidad adicional en instalaciones solares.

Por otro lado, para las centrales eólicas se proyecta una capacidad adicional de 3.633 MW al año 2032.

Fuente: ITD Primer Semestre 2022, CNE

Evolución de la generación bruta diaria del SEN (GWh) desde enero 2021 a enero 2022



Fuente: Coordinador Eléctrico

Demanda máxima horaria del SEN (MWh)

2018	10.776
2019	10.746
2020	10.900
2021	11.227

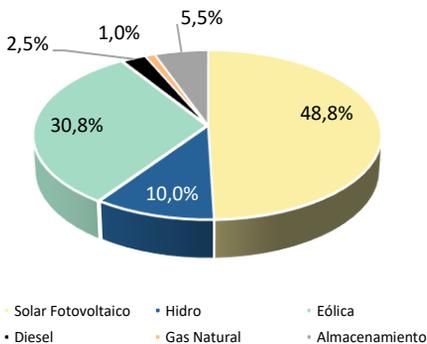
Fuente: Coordinador Eléctrico

Capacidad diciembre 2021 y recomendada a instalar al año 2032 (MW)

	Dic 2021	Rec.
Eólica	3.536	3.633
Geotermia	78	0
Hidro	7.113	1.186
Solar	6.198	5.759
Térmico	13.937	577
Almacenamiento	0	645
Total	30.862	11.800

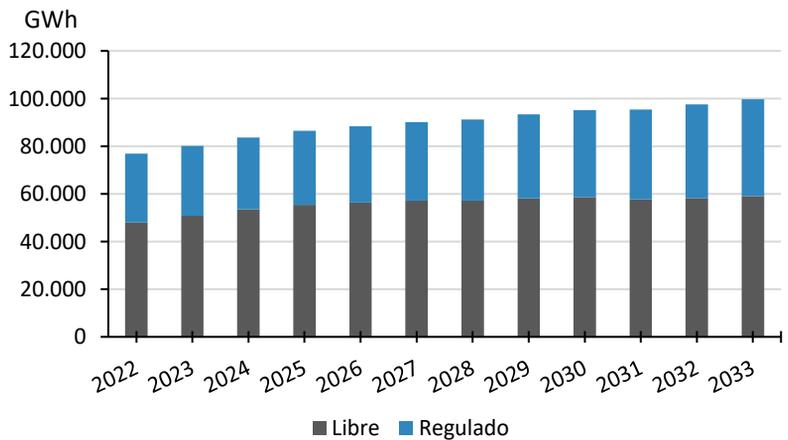
Fuente: ITD Primer Semestre 2022, CNE

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



Fuente: ITD Primer Semestre 2022, CNE

Demanda proyectada del SEN (GWh)



Fuente: ITD Primer Semestre 2022, CNE



CENTRALES EN ETAPA DE PUESTA EN SERVICIO

Central	Capacidad (MW)	Entrada en operación estimada
Sol de Lila (Solar)	163	Mar-22
Sol de los Andes (Solar)	104	Mar-22
Cerro Tigre (Eólico)	185	Mar-22



Central	Capacidad (MW)	Entrada en operación estimada
Tchamma (Eólico)	155	Mar-22
Sol del Desierto (Solar)	230	Abr-22
Domeyko (Solar)	204	Abr-22



Estas son las principales incertidumbres para este año que se prevén en la agenda energética global

El Consejo Mundial de la Energía ha publicado su Monitor Mundial de Problemas de Energía anual «Alboroto en la energía: lograr compromisos a través de la acción comunitaria», en que se entrega una evaluación prospectiva de la agenda energética mundial basada en las opiniones de casi 2200 líderes energéticos de 108 países. Los líderes fueron encuestados inmediatamente después de la conferencia COP 26 en Glasgow, lo que brindó una visión única de las percepciones de los líderes en el contexto de este evento internacional.

La edición 2022 muestra una fuerte tendencia al alza en las percepciones de incertidumbre en casi todos los temas que se les pidió a los líderes que evaluaran. Los precios volátiles de las materias primas, el crecimiento económico fragmentado y la geopolítica frágil derivada tanto de la mayor interdependencia energética como de las preocupaciones en torno a la seguridad del suministro, convergieron para dar forma a un camino excepcionalmente incierto para lograr la agenda energética global.

Factores

La incertidumbre geopolítica fue más prominente en Europa, donde se atribuyó al tema un aumento de 70% en el impacto en comparación con 2021, en gran parte debido a la escalada de las tensiones comerciales y la presión continua sobre los líderes de la región para hacer frente a los impactos de la pandemia.

A pesar de un grado de optimismo que surgió de la COP 26, el cambio climático no estaba en la parte superior de la lista de incertidumbres críticas de los líderes, con preocupaciones más apremiantes sobre el aumento de los costos de energía que impulsan las prioridades. Contrarrestando esta tendencia, América del Norte emergió como la única región a la que se le atribuyó el mayor grado de impacto a la gestión del cambio climático. Tal vez como resultado de importantes recursos internos, los precios de las materias primas en los EE. UU., Canadá y México fueron menos prioritarios que en el resto del mundo.

En otros lugares, las perspectivas regionales revelan un enfoque en las energías renovables como una prioridad de acción definida, especialmente en Oriente Medio y los Estados del Golfo, donde las energías renovables forman un pilar clave de las estrategias de transición energética de los gobiernos. El hidrógeno sigue siendo visto con un alto grado de incertidumbre en la mayoría de las regiones, ya que los líderes exploran cómo construir una economía de hidrógeno que funcione.

A pesar de la creciente incertidumbre, el informe también revela un enfoque en los problemas que afectan la equidad, y el acceso a energía de calidad se convierte en una prioridad de acción por primera vez en todas las regiones. Esto sugiere que los líderes mundiales reconocen la necesidad de humanizar la transición energética generando equidad y resiliencia y asegurando un suministro de energía confiable, asequible y seguro para todos.

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

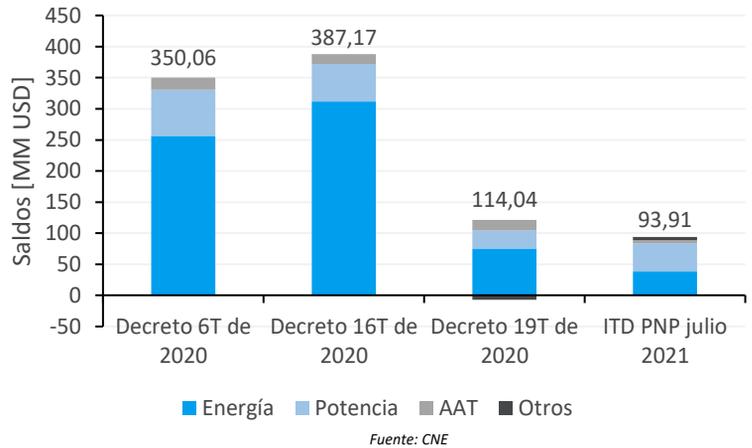
Tal como se puede observar en la proyección de saldos del Mecanismo de Estabilización, los saldos históricos han presentado una baja en su pendiente de generación explicado principalmente por la baja en la tasa de cambio que se ha mostrado en los últimos meses.

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
Total	952,52

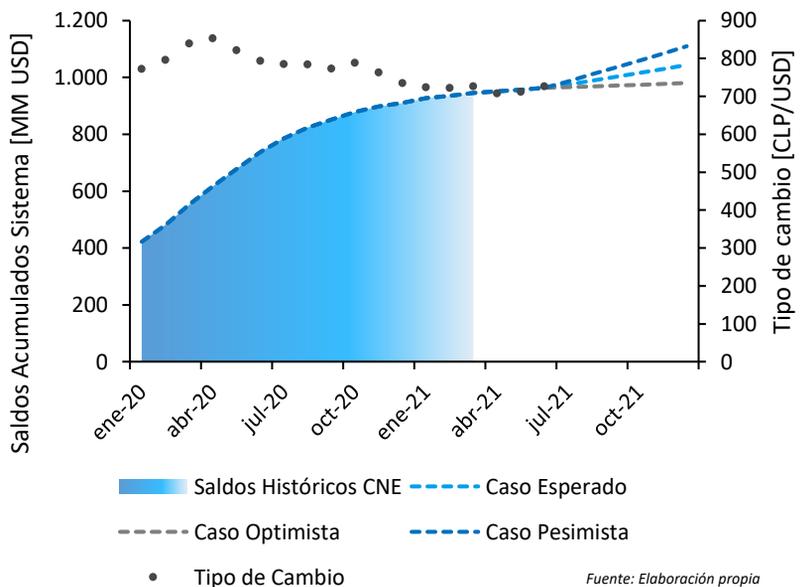
Fuente: CNE

Excedente de las Distribuidoras ITD PNP julio 2021 [€]

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

Fuente: CNE

Proyección de saldos de los suministradores SEN

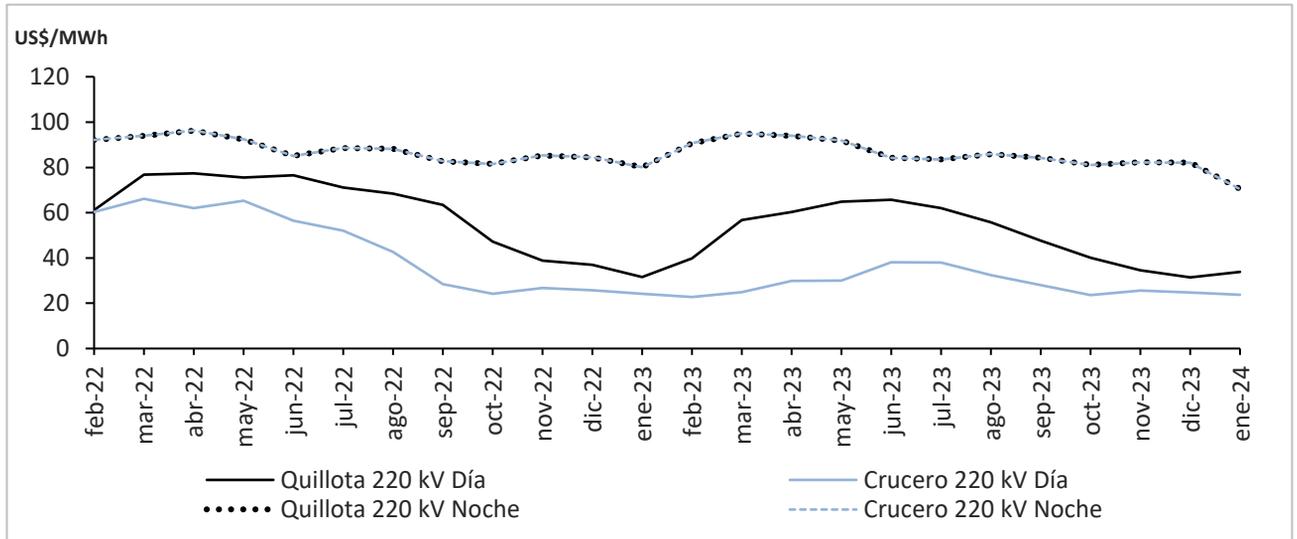


Fuente: Elaboración propia

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

Los primeros meses del año 2022, la proyección de costos marginales durante la noche se mantiene cercano a los 100 US\$/MWh. Esto se debe principalmente a los efectos del precio de los combustibles y la ausencia de energía solar en horas de la noche.

Durante el día los precios son más bajos con respecto a los precios de la noche, por el aporte de energía solar, sin embargo hay diferencia de precios entre la barra Quillota 220 kV y la barra Crucero 220 kV, por las congestiones en el sistema en el sistema de Transmisión.

El costo marginal promedio proyectado para los próximos dos años durante horas de día en la barra Crucero 220 kV es 36,5 US\$/MWh y en la barra Quillota 220 kV es 54,9 US\$/MWh. El costo marginal promedio proyectado para los próximos dos años durante la noche en la barra Crucero 220 kV es 86,5 US\$/MWh y en la barra Quillota 220 kV es 86,1 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