



BOLETÍN INFORMATIVO

AÑO 12 | N°4 | ABRIL 2022



VALGESTA.COM

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

Por: Andrés Romero C., Director
Juan José Irigoien, Subgerente Área Regulación y Mercados

Avancemos hacia una regulación moderna e innovadora

El proceso de transición energética en el que nos encontramos implicará que los próximos años estarán marcados por cambios profundos en la forma de producción, comercialización y consumo de la energía, y muy especialmente de la electricidad.

El desarrollo de nuevas tecnologías que modifican los paradigmas tradicionales de desarrollo de los mercados eléctricos genera desafíos de adaptación de las regulaciones de todos los países. La inserción eficiente y segura de las energías renovables, principalmente aquellas que muestran variabilidad, el desarrollo de la generación descentralizada, el almacenamiento de energía, la digitalización de las redes y la electrificación de los consumos, entre otros, requieren de organismos reguladores formados en principios regulatorios sólidos, junto con el entendimiento de las nuevas mejores prácticas que se están desarrollando en el mundo, para que se puedan abordar de manera temprana los cambios regulatorios que los mercados requieren, a fin de contar con energía sustentable, segura y eficiente.

Una de las estrategias que están adoptando algunos reguladores de países OCDE, es la introducción de “sandbox regulatorios”, con el objeto de experimentar nuevas regulaciones, sin generar cambios globales antes de comprender todos los impactos que podría tener. La razón que sustenta estos “pilotos de nueva regulación” es simple: la regulación no siempre puede moverse tan rápido como la innovación, por lo que los experimentos normativos permiten probar en la vida real nuevos productos, servicios o modelos de negocio al permitir excepciones a las normas existentes al tiempo que se mantiene la protección de los consumidores de energía. A su vez, los resultados de estos experimentos informan a la futura regulación.

Tal como lo señalan los académicos de la Universidad de Hamburgo, Wolf-Georg Ringe y Christopher Ruof, “Un buen punto de partida de lo que es el principio de un sandbox se puede derivar de su nombre: un patio de recreo seguro en el que experimentar, recopilar experiencias y jugar sin tener que enfrentarse a las estrictas reglas del “mundo real”.”

De esta manera, el regulador y las compañías pueden contar con un espacio de experimentación que permite a empresas innovadoras operar temporalmente, bajo ciertas reglas que limitan aspectos como el número de usuarios o el período de tiempo en que se puede ofrecer el producto.

Este mecanismo generalmente comienza con un proceso de solicitud previa y selección por parte del regulador de acuerdo con criterios específicos, como –por ejemplo– ser una innovación genuina con un beneficio para el consumidor, que no se adapta fácilmente a un marco regulatorio existente y estar listo para venderse en el mercado.

En el sector energético, el uso de sandboxes regulatorios es bastante nuevo. La literatura cubre varios estudios de casos en Australia, Austria, Alemania, Italia, Países Bajos, Gran Bretaña y Estados Unidos. A modo de ejemplo, Italia, en el sector energía implementó un sandbox para infraestructura de carga de vehículos eléctricos (2010); Países Bajos, para experimentos de producción de electricidad sostenible y descentralizada (2015); y Gran Bretaña, para nuevos productos, servicios y modelos comerciales (2016).

(1) Wolf-Georg Ringe, Christopher Ruof. A Regulatory Sandbox for Robo Advice. European Banking Institute Working Paper Series 2018 - no. 26

Avancemos hacia una regulación moderna e innovadora

Tomando como referencia estas experiencias, en nuestro país podríamos aplicar este modelo para múltiples materias: almacenamiento de energía, carga de vehículos eléctricos, smart grid en distribución, entre otros.

Tal como lo hemos señalado en diversas editoriales de Valgesta Nueva Energía, la calidad de la regulación se ha ido deteriorando en el último tiempo: falta de participación colaborativa, diagnósticos claros y compartidos, definición de objetivos e impactos esperados, proceso de implementación, entre otros, son aspectos que no han estado presente en cambios regulatorios tan claves como la norma de despacho de centrales en base a GNL o el nuevo Reglamento de Potencia.

Dado el cambio vertiginoso que generan las nuevas tecnologías de la transición energética, probablemente instrumentos de innovación regulatoria, como los señalados “sandbox regulatorios”, sean una oportunidad para abrir el mercado energético a nuevas opciones de productos y servicios, probando en la práctica y ex ante modelos de negocio y regulación, que permita comprender los diversos aspectos que tiene dicha innovación, para cuando sea el caso, adoptar una normativa general que haya sido trabajada con evidencia empírica y la comprensión de todos los stakeholders.

Acera: participación acumulada de generación renovable llega a 51,3% en primer trimestre

La participación de las energías renovables en la generación bruta del Sistema Eléctrico Nacional llegó a un total de 51,3% acumulados en los tres primeros meses de este año, mientras que el aporte térmico se ubicó en 48,7%, según indica el último reporte mensual de la Asociación Chilena de Energías y Almacenamiento (Acera A.G.).

Según el documento gremial, las tecnologías ERNC totalizaron una generación real de 34,5%, distribuida en 18,7% proveniente de centrales solares fotovoltaicas, seguidas de 10,9% de los parques eólicos; biomasa (2,1%); mini hidro (2%), geotérmica (0,6%) y biogás (0,2%).

Por su parte, el aporte hidroeléctrico convencional llegó a 16,8%, repartido en una participación de 8,6% de las centrales de pasada, y de 8,2% de embalses.

En cuanto a la generación térmica, el carbón encabezó la lista, con una participación de 27,5%, acumulado al primer trimestre, secundado por gas natural (19%) y petróleo diésel (1,3%).

ERNC

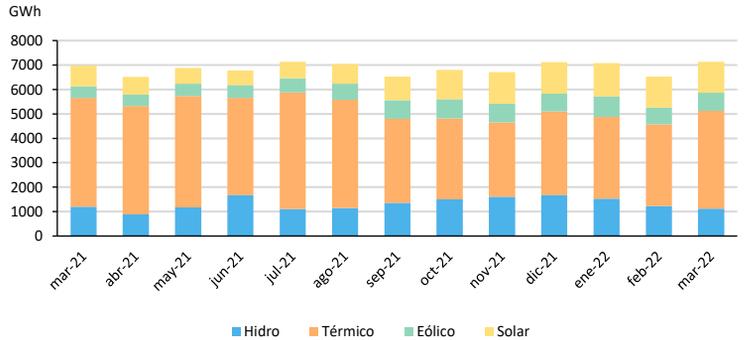
De acuerdo con Acera, la participación ERNC acumulada de 2022, reconocida para el cumplimiento de la Ley ERNC, corresponde al 33,6% de la matriz eléctrica.

Respecto al mes de marzo del año pasado, la generación de energía eléctrica ERNC aumentó en 41,1%. Durante marzo pasado, la máxima participación horaria ERNC alcanzó un 62,5%, y se produjo a las 17 horas del 24 de marzo. En aquella hora, el peak de ERNC se compuso de un 67% de energía solar y un 28% de energía eólica, entre otros.

Fuente: Revista Electricidad (11/04/2022)

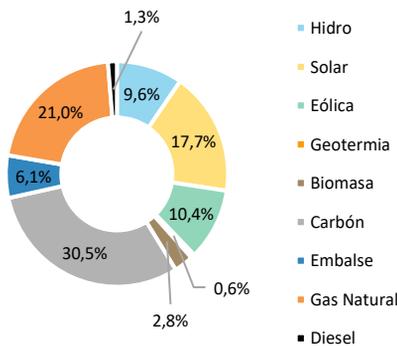
ESTADÍSTICAS MARZO 2022

Generación SEN últimos 12 meses



Fuente: Coordinador Eléctrico

COMPOSICIÓN DESPACHO MARZO 2022

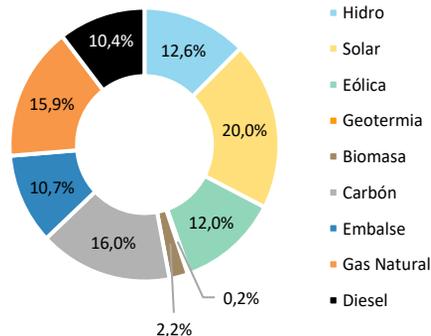


Despacho de generación (GWh)

Térmica	4.008
Hidráulica	1.124
Eólica	740
Solar	1.267
Total	7.138

Fuente: Coordinador Eléctrico

CAPACIDAD INSTALADA SEN MARZO 2022

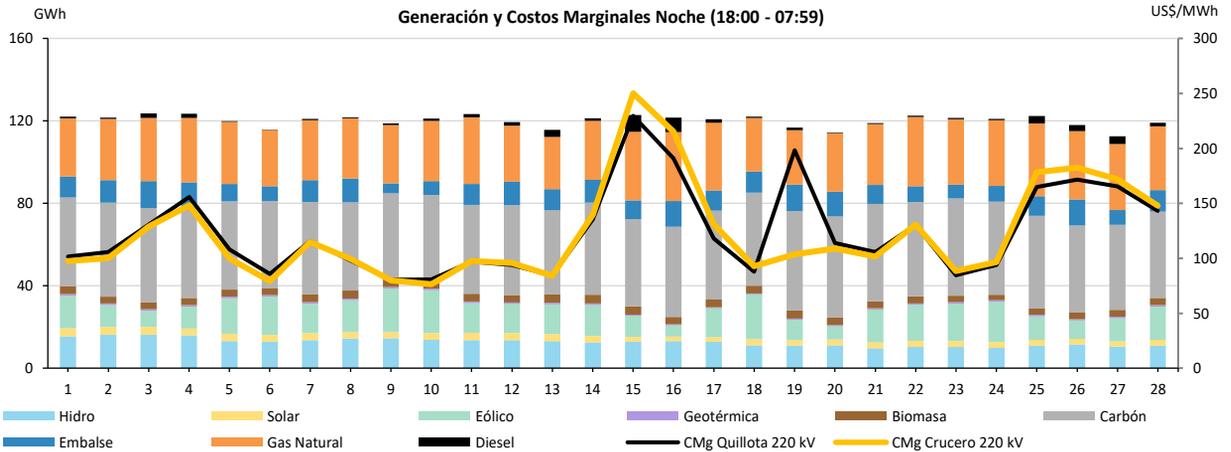
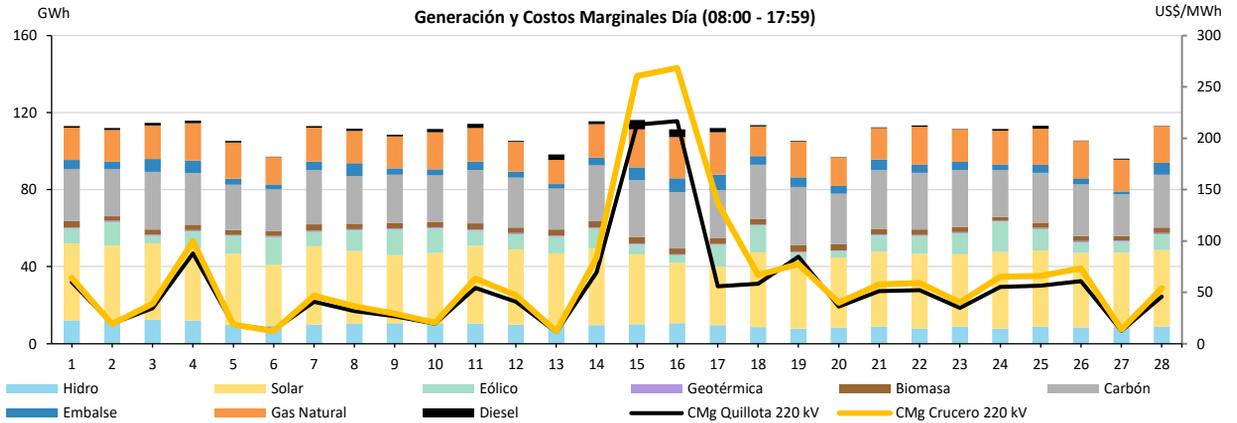


Capacidad instalada SEN (MW)

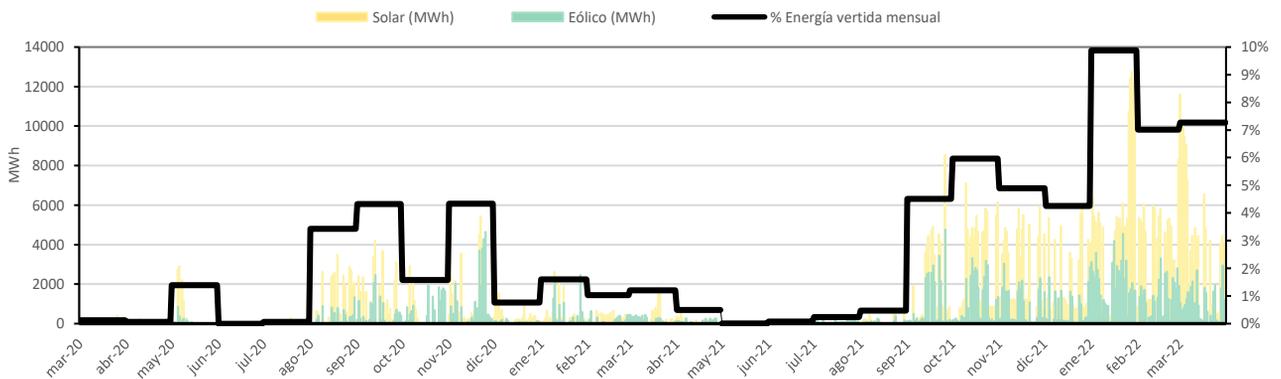
Hidro	7.390
Térmico	14.108
Eólica	3.804
Solar	6.328
Geotermia	78
Total	31.709

Fuente: Coordinador Eléctrico

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



Vertimientos de generación ERNC marzo 2020 – marzo 2022



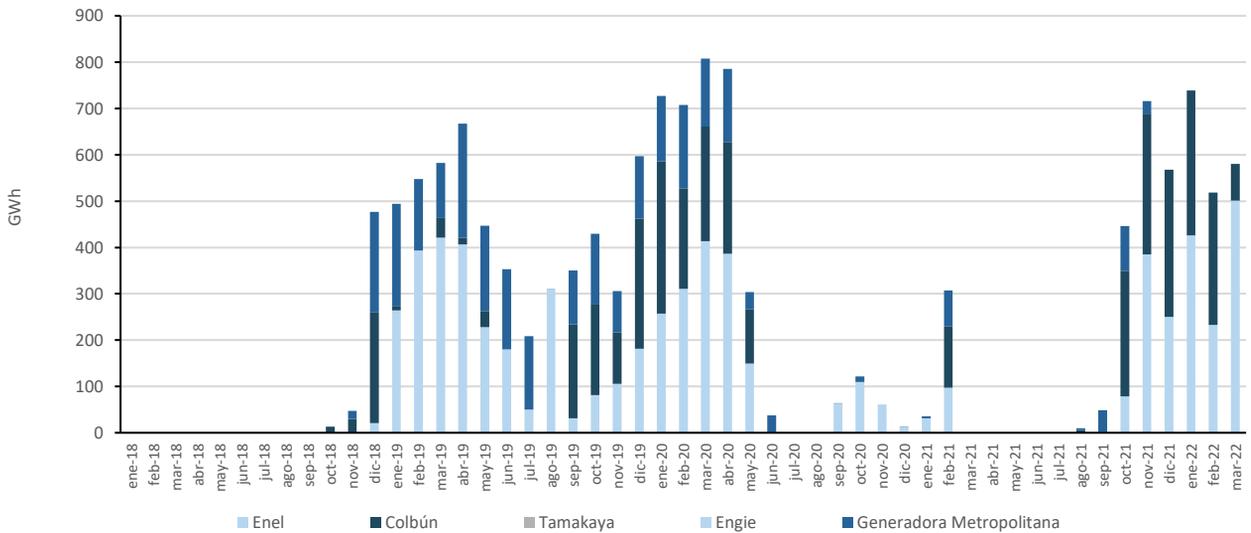
Fuente: Coordinador Eléctrico

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

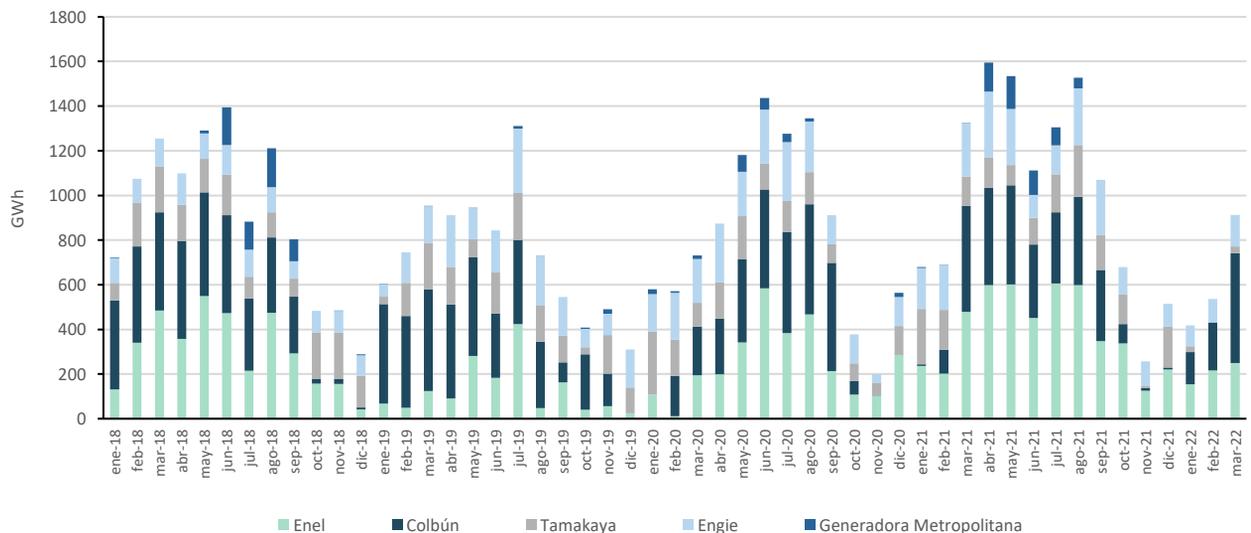
Generación histórica gas natural argentino



En marzo de 2022 se generaron 582 GWh en base a Gas Natural argentino, de los cuales un 86,0% es atribuible a la empresa Enel, y un 14,0% a Enel

Fuente: Coordinador Eléctrico

Generación con GNL desde terminales Quintero y Mejillones



En marzo de 2022, la generación de centrales en base a GNL asociadas a los terminales Quintero y Mejillones fue de 914,0 GWh, lo que representó el 21% de la generación total del SEN. De estas inyecciones, un 53,8% se atribuye a Colbún, un 27,4% se atribuye a Enel, un 15,5% a Engie, un 3,0% a Tamakaya y el 0,1% restante a otras empresas.

Fuente: Coordinador Eléctrico

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

Precio Nudo Quillota 220 kV	44,3
Precio Nudo Crucero 220 kV	38,3
PMM SEN	79,4

Fuente: CNE

Costos marginales promedio marzo (\$/kWh)

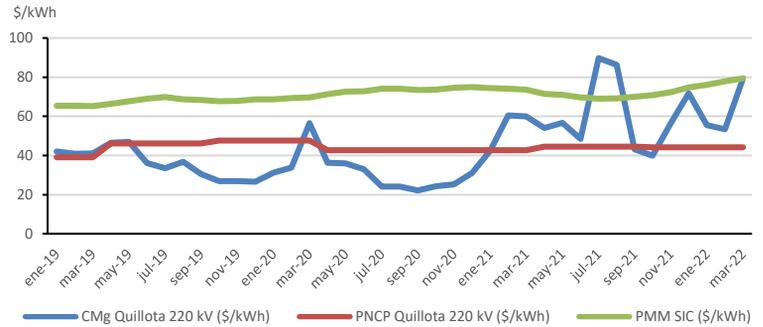
Crucero 220 kV	76,3
Cardones 220 kV	77,5
Pan de Azúcar 220 kV	79,2
Quillota 220 kV	80,1
Charrúa 220 kV	91,9
Puerto Montt 220 kV	169,8

Fuente: Coordinador Eléctrico

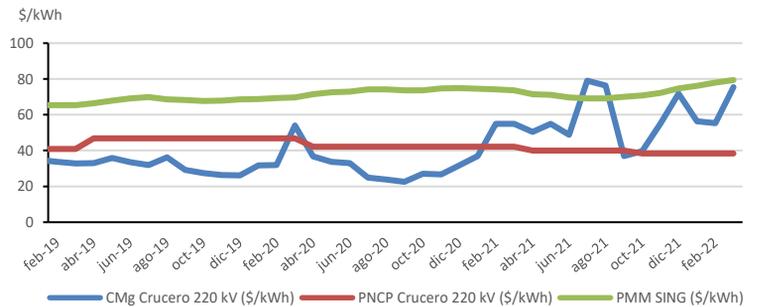
* En los gráficos a la derecha, los Precios Medio de Mercado SEN-SIC y SEN-SING corresponden al PMM del SEN.

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: uso del diésel aumentó costos de operación en más de US\$2.000 millones entre 2019 y 2021

A más de US\$2.000 millones aumentaron los costos de operación en el Sistema Eléctrico Nacional, debido al uso del diésel en la generación y el consiguiente incremento del costo marginal, en el contexto de las restricciones que se han experimentado por la baja disponibilidad de agua, sumado a los límites en la transmisión, por lo que se requiere mantener un nivel de inversiones en tecnologías propias de la actual transición energética.

Así lo plantea el análisis de Generadoras de Chile, publicado en su boletín mensual del mercado eléctrico, donde se indica la importancia de contar con condiciones adecuadas para seguir con la inversión de proyectos en el sector.

Según el diagnóstico del gremio, esto es una prioridad, considerando el contexto en que se está desarrollando el segmento de generación: «Una de las primeras dificultades que la industria de generación está viviendo tiene relación con los impactos económicos que han causado las significativas alza de los precios de los combustibles importados desde 2019 a la fecha. Por ejemplo, en este periodo el precio del carbón térmico API4 aumentó en un 242%, el del petróleo Brent en un 53% y el del gas dutch TTF en un 600%. Todas estas alzas han sido consecuencia de los impactos de la pandemia en las cadenas de producción y logística de transporte, a lo que se ha sumado con mucha fuerza la disrupción generada por la invasión de Rusia a Ucrania».

«Dadas las condiciones de escasez hídrica, los crecientes niveles de congestión en el sistema por falta de capacidad de transmisión eléctrica y la dificultad para desarrollar nueva infraestructura, ha sido necesario utilizar de manera extraordinaria unidades de respaldo en base a diésel, lo que se ha visto directamente reflejado en alzas significativas en los costos marginales del sistema eléctrico. Por ejemplo, de 2019 a fines de 2021 el costo marginal promedio anual aumentó en 26 USD/MWh, resultando en un incremento de los costos de operación del sistema eléctrico de más de 2.000 millones de dólares al año», señala el reporte.

Y se agrega: «Si bien estas alzas en los costos de operación del sistema eléctrico no afectan directamente al cliente final, son las empresas de generación eléctrica las que deben absorber esos aumentos de costos, y continúan cumpliendo sus compromisos contractuales y protegiendo a los clientes de las diferencias entre los costos de la energía eléctrica en el mercado mayorista y las tarifas finales».

Fuente: Revista Electricidad (13/04/2022)

Balance ERNC enero 2022

Total retiros afectos a obligación (GWh)	5.562
Obligación ERNC (GWh)	733,5
% Obligación ERNC respecto a retiros afectos a obligación	13,2%
Inyección ERNC (GWh)	1928
% Inyecciones ERNC respecto a retiros afectos a obligación	34,7%

Fuente: Coordinador Eléctrico

NOTICIAS

CNE: proyectos ERNC con aprobación ambiental totalizan casi 50.000 MW de potencia

La Comisión Nacional de Energía, en su último reporte ERNC mensual, informó que actualmente se registran 9.746 MW de potencia instalada en centrales que usan estas tecnologías dentro del Sistema Eléctrico Nacional, las cuales son encabezadas por 5.004 MW pertenecientes a parques solares fotovoltaicos, seguidos de 3.541 MW de plantas eólicas; 614 MW de mini hidro; 439 MW de unidades a biomasa; 110 MW de Concentración Solar de Potencia, y 40 MW geotérmicos.

Según el documento del organismo regulador, en construcción se anotan 176 proyectos ERNC en construcción, los cuales totalizan 4.090 MW de capacidad instalada, la mayoría de los cuales son iniciativas solares fotovoltaicas (3.410 MW) y parques eólicos (639 MW).

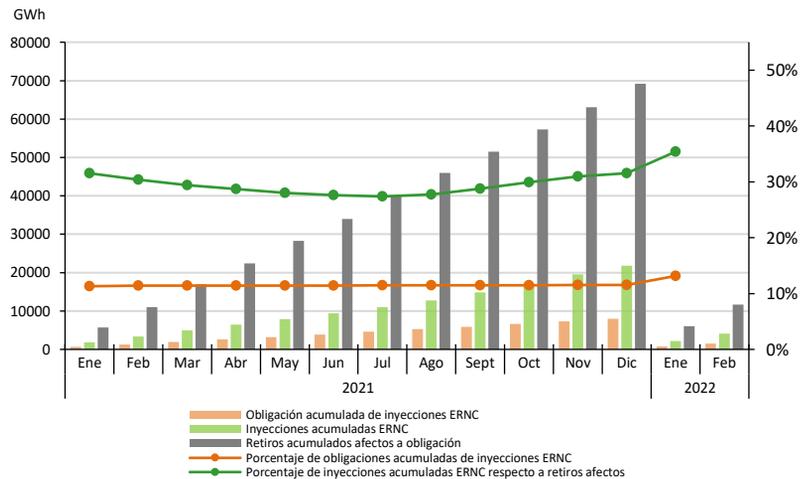
El dato más impresionante del reporte es la suma acumulada de capacidad instalada que tienen los proyectos aprobados ambientalmente: 47.442 MW. De este universo, 30.236 MW corresponden a iniciativas solares fotovoltaicas, secundadas por 13.574 MW de energía eólica, además de otros 2.722 MW de proyectos de Concentración Solar de Potencia (CSP), mientras que en mini centrales hidráulicas se constatan 755 MW y otros 115 MW en proyectos geotérmicos.

En calificación ambiental se anotan otros 9.130 MW, que también son encabezados por proyectos solares (5.785 MW); eólicos (3.320 MW) y 15 MW en biomasa.

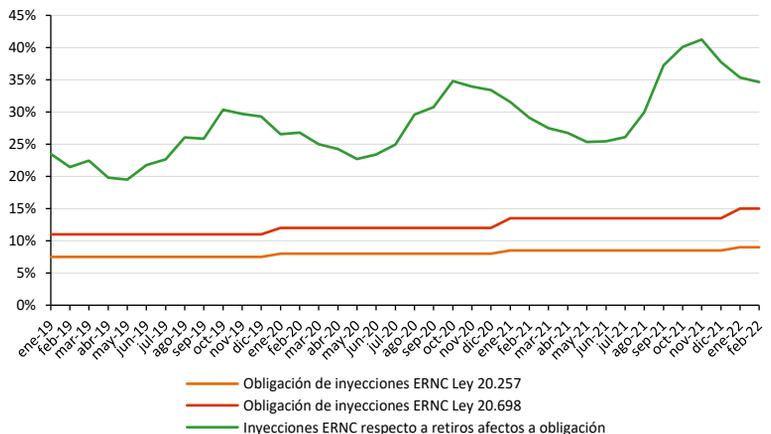
Fuente: Revista Electricidad (29/03/2022)

BALANCE ERNC A FEBRERO 2022

Obligación acumulada de inyecciones ERNC, inyecciones acumuladas de ERNC y retiros acumulados afectos a obligación desde enero 2021 a febrero 2022



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 2022 a febrero 2022, corresponden a **11.630 GWh**.

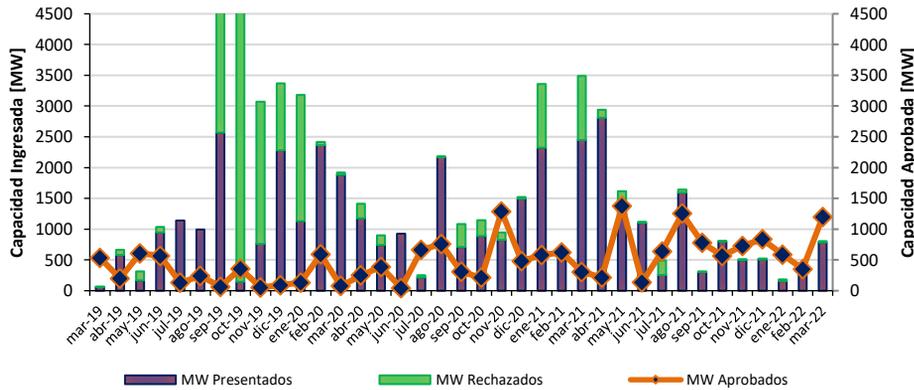
La obligación acumulada de inyecciones ERNC de enero 2022 a febrero 2022 correspondió a **1.532 GWh**, lo que corresponde a un **13.2%** respecto de los retiros afectos en el mismo periodo.

Por otra parte, las inyecciones acumuladas de ERNC de enero 2022 a febrero 2022, fueron de **4.075 GWh**, lo que corresponde a un **34.7%** respecto de los retiros afectos en el mismo periodo.

Observación: Según la ley, el 5% de la obligación anual de energía ERNC se mantiene vigente para los contratos pactados después de 31 de agosto de 2007 y antes del 1 de julio de 2013 (Ley 20.257). Con posterioridad al 1 de julio del 2013, los nuevos contratos deben regirse a la Ley 20.698. Ésta señala que para el año 2014, un 6% de la energía anual retirada por estos contratos debe provenir de fuentes ERNC. Para el año 2022 la obligación es de un 9,0%, y un 15,0% 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 marzo 2022
Estado de Proyectos

A partir de los datos estadísticos registrados en la plataforma electrónica del SEIA (e-SEIA), en marzo de 2022 ingresaron un total de 2005 MW de potencia. Se registraron 1199 MW aprobados.



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

Principales Proyectos Aprobados en el SEIA en marzo 2022

Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Parque Solar Vichuquén Santa Elena	Lobo Solar SpA	9	Solar	21/12/2021
Planta Fotovoltaica Tamango 40 MW	GR Liun SpA	40	Solar	23/08/2021
Parque Fotovoltaico Víctor Jara	GR Chañar SpA	200	Solar	20/05/2021
Parque Solar Pequén	Parque Solar Pequén SpA	9	Solar	20/05/2021
Parque Fotovoltaico Latorre Sunlight	Latorre Sunlight SpA	9	Solar	19/05/2021
Parque Fotovoltaico Andahue	Abra Solar SpA	9	Solar	18/05/2021
Parque Fotovoltaico Chilco Solar	Chilco Solar SpA	9	Solar	21/04/2021

Principales Proyectos en Calificación en el SEIA en marzo 2022

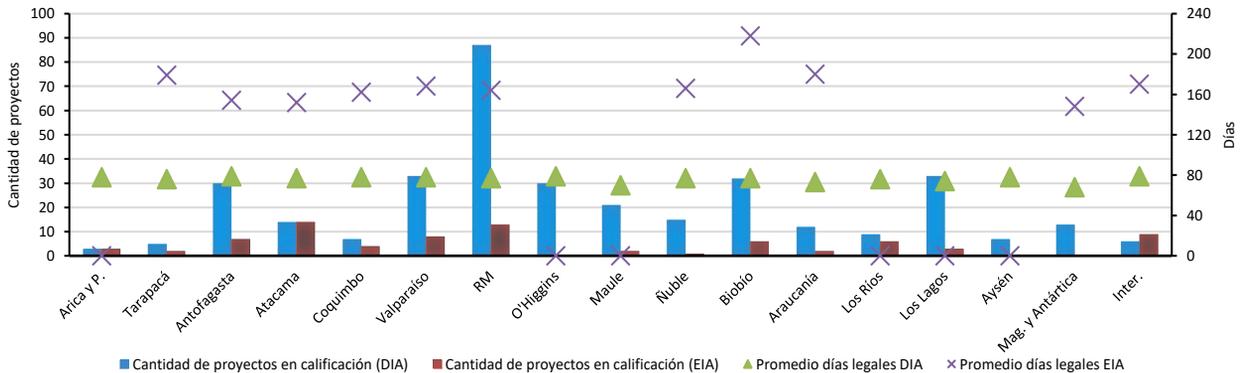
Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Parque Fotovoltaico El Peñón	El Peñón Spa	9	Solar	23/03/2022
Parque Fotovoltaico Papudo - Quinquimo	MVCSOLAR 46 Spa	11	Solar	23/06/2021

Principales Proyectos no Aprobados en el SEIA en marzo 2022

Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Planta Solar El Trigal	Planta Solar El Trigal SpA	9,0	Solar	31/03/2022
Parque Fotovoltaico Llanos de Marañón	FRV Services Chile SpA	432	Solar	25/03/2022
Planta Fotovoltaica La Marquesa	Pfv Leyda Spa	9	Solar	24/03/2022
Parque Fotovoltaico Oxum del Tamarugal	Generadora Y Distribuidora De Energía Oxum Spa	318	Solar	23/03/2022
Planta Fotovoltaica Rivazzurra Solar	Rivazzurra Solar SpA	9	Solar	23/03/2022
Parque Solar Victoria	Solar Victoria Spa	9	Solar	22/03/2022

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 marzo de 2021 hasta marzo de 2022.



Fuente: Reporte Estadístico mensual de Proyectos en el SEIA

NOTICIAS

Servicios Complementarios: pagos llegaron a US\$19,1 millones en enero de este año

En enero pasado el pago total por Servicios Complementarios que se realizan en el Sistema Eléctrico Nacional ascendió a US\$19,1 millones, lo que equivale a US\$3 por MWh, en circunstancias de que en enero de 2020 se cancelaban US\$0,8 /MWh. Así lo señala el reporte mensual que publica (Acenor A.G.), para monitorear la operación eficiente del sistema y los cargos a clientes finales,

«A nivel agregado, puede observarse que el primer mes del año 2022 alcanzó los 19,1 millones de dólares, valor similar al mismo mes del año 2021 (19,6 millones de dólares), pero significativamente mayor al mes de enero de 2020 (4,8 millones de dólares). Respecto a diciembre de 2021, el aumento fue de 6,2%. Por lo tanto, se evidencian las mismas condiciones de aumentos en costos de SSCC producto de un bajo aporte de centrales hidroeléctricas y de las restricciones que se han impuesto para evitar un racionamiento eléctrico, a partir del decreto supremo N°51-2021 del Ministerio de Energía», señala el informe gremial.

Y se agrega: «Cuando estos valores se expresan en términos de USD/MWh, se observa que el pago de enero alcanzó los 3 USD/MWh, mientras que en 2021 fue de 3,2 USD/MWh mensuales, pero en enero 2020 alcanzaba 0,8 USD/MWh».

Según el reporte, los Servicios Complementarios más relevantes en términos de remuneración, «se observa que el Control Primario de Frecuencia (CPF) ha dejado de ser el principal componente para pago, pasando a ser más relevantes los pagos por Control Secundario de Frecuencia (CSF) y Control Terciario de Frecuencia (CTF). En cambio, los cargos por Infraestructura, control de tensión, Costo Combustible Adicional y Costo Recurso Adicional (CRA+CCA) se han mantenido relativamente estables».

Fuente: Revista Electricidad (06/04/22)

Transmisión: Ministerio de Energía registra 25 proyectos en construcción por US\$832 millones

El Ministerio de Energía anota 25 proyectos de transmisión, nacionales y zonales, los cuales suman una inversión de US\$832 millones, de los cuales US\$663 millones corresponden a líneas de alta tensión, equivalentes a 1.123 kilómetros de longitud, y los otros US\$168 millones son en subestaciones eléctricas.

«Respecto a las inversiones, las más significativas se ejecutan en las regiones Metropolitana – O'Higgins, y en Los Lagos – Los Ríos y Atacama – Coquimbo», indica el reporte mensual de la cartera.

Las iniciativas contemplan iniciar su puesta en servicio de aquí a agosto de 2024, siendo el proyecto «Nueva Línea Transmisión 2x220 kV Nueva Pan de Azúcar-Punta Sierra-Centella» el que tiene la mayor inversión (US\$140 millones), que desarrolla la empresa Ferrovial.

Luego viene el proyecto «Línea de Transmisión Pichirpulli – Tineo», a cargo de Transelec, por US\$138 millones, seguido de la «Línea de Transmisión Lo Aguirre – Alto Melipilla – Rapel», de Eletrans (US\$129 millones), empresa que también construye el proyecto «Nueva Línea Nueva Maitencillo – Punta Colorada– Nueva Pan de Azúcar», por US\$106,9 millones.

Fuente: Revista Electricidad (06/04/22)



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 11.151 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.

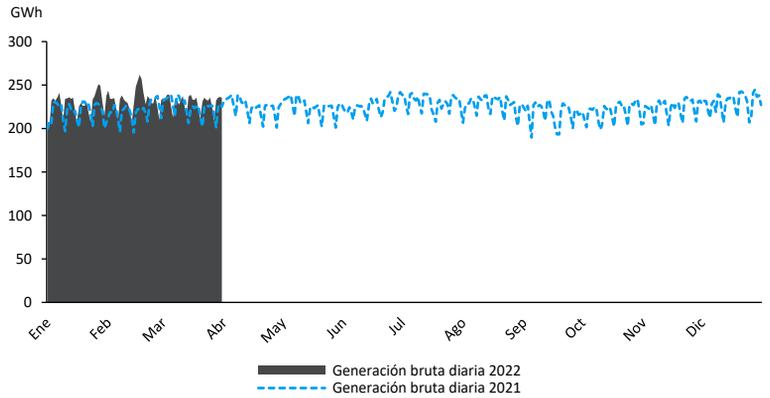
Con respecto a centrales térmicas, se proyecta la instalación de 552 MW entre instalaciones Diésel y GNL antes de 2024, y no más desde ese año en adelante.

Para el año 2032, se estiman 5.556 MW de capacidad adicional en instalaciones solares.

Por otro lado, para las centrales eólicas se proyecta una capacidad adicional de 3.477 MW al año 2032.

Fuente: ITD Primer Semestre 2022, CNE

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



Fuente: Coordinador Eléctrico

Demanda máxima horaria del SEN (MWh)

2018	10.776
2019	10.746
2020	10.900
2021	11.227

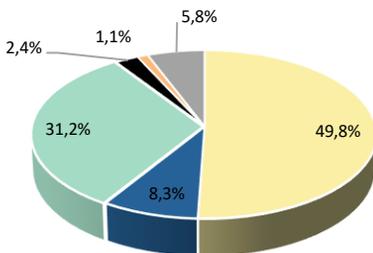
Fuente: Coordinador Eléctrico

Capacidad marzo 2022 y recomendada a instalar al año 2032 (MW)

	Mar 2022	Rec.
Eólica	3.805	3.477
Geotermia	78	0
Hidro	7.391	1.186
Solar	6.328	5.556
Térmico	14.108	552
Almacenamiento	0	645
Total	31.709	11.415

Fuente: ITD Primer Semestre 2022, CNE

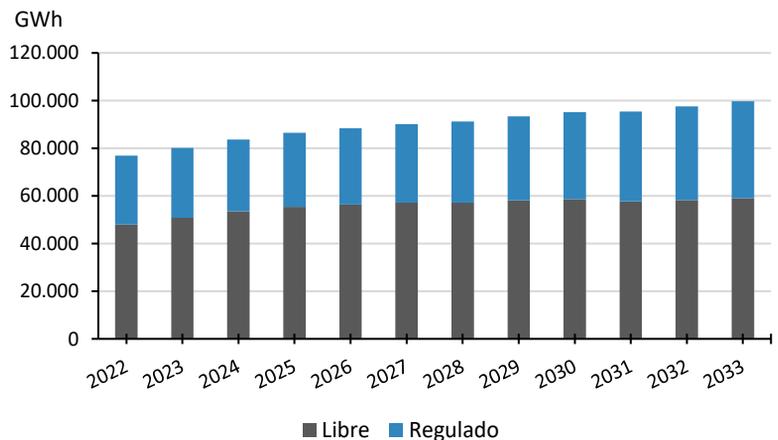
Capacidad adicional en construcción y recomendada por la CNE hasta el año 2032



- Solar Fotovoltaico
- Hidro
- Eólica
- Diésel
- Gas Natural
- Almacenamiento

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	May-22
Campos del Sol (Solar)	382	Jun-22

Central	Capacidad (MW)	Entrada en operación estimada
Domeyko (Solar)	204	Jun-22
Diego de Almagro Sur (Solar)	230	May-22



Decreto de racionamiento: Ministerio de Energía establece figura de «Reserva Hídrica»

Se publicó en el Diario Oficial un nuevo cambio al Decreto Supremo 51, de 2021, que contiene medidas preventivas frente a la estrechez energética que vive el Sistema Eléctrico Nacional, el cual establece la implementación de una «reserva hídrica», para «evitar y, en su caso, manejar, disminuir o superar un eventual déficit de generación, en conformidad a las disposiciones legales y reglamentarias vigentes».

La medida fue destacada por el ministro de Energía, Claudio Huepe: “Estamos trabajando para asegurar el suministro eléctrico en lo que queda del año, integrando todos los mecanismos que tenemos a nuestra disposición, siendo esta una herramienta muy importante para este proceso”.

Esto fue recomendado a inicios de marzo por parte de la Comisión Nacional de Energía. Es así como en el cambio al DS 51 se define a la Reserva Hídrica: «Con el objeto de disminuir, manejar o superar el déficit de generación eléctrica, el Coordinador deberá coordinar la operación de las centrales hidroeléctricas de embalse de tal forma que se garantice la existencia en todo momento de una reserva hídrica efectivamente disponible, equivalente a 650 GWh, a ser dispuestos para paliar el déficit proyectado, considerando las restricciones técnicas y operacionales de cada embalse y procurando que la acumulación de la reserva hídrica minimice la probabilidad de vertimientos futuros en embalses estacionales y que no comprometa la seguridad de abastecimiento del Sistema Eléctrico Nacional».

«El procedimiento de acumulación de la reserva hídrica, así como los términos generales para su uso y recuperación, deberán ser elaborados por el Coordinador y comunicados a la Comisión», se agrega.

También se establece que el organismo coordinador «deberá elaborar un procedimiento de valorización de los efectos económicos producidos por la formación y mantención de la reserva hídrica».

Otra modificación legal se refiere al uso de diésel, indicándose que el Coordinador «deberá realizar una proyección de la cantidad de diésel promedio mensual en m³/día, para cada mes, que requerirá el SEN durante la vigencia del presente decreto, para minimizar la probabilidad de racionamiento eléctrico. La cantidad de diésel indicado anteriormente se denominará «Diésel Mensual Requerido por el Sistema».

Estado actual del mecanismo y proyección de saldos acumulados

En el último Informe Técnico Definitivo (ITD) de Precio de Nudo Promedio (PNP) de la Comisión Nacional de Energía, se reconocieron 182 MM USD de saldos adeudados a los generadores del SEN para los meses comprendidos entre abril y septiembre de 2021, y 2,14 MM USD para los generadores pertenecientes a los sistemas medianos para los meses entre marzo y agosto de 2021.

Respecto de los saldos reconocidos para el SEN, 118,97 MM USD corresponden a saldos de energía, 45,75 MM USD a saldos por potencia, 18,26 MM USD a saldos por diferencias por compras y -0,979 MM USD a otro tipo de saldos, como correcciones de PNP anteriores.

Conforme a lo anterior, el mecanismo ha acumulado un total de 1.136,67 MM USD hasta septiembre de 2021, lo que corresponde a un 84,2% de la totalidad del límite impuesto por ley.

Según el mismo informe definitivo de la Comisión, se produjo un excedente de las distribuidoras que, según la Resolución Exenta 72 de 2020, debería culminar en un pago de la deuda de los suministradores afectados por el mecanismo. El excedente total corresponde a 3.232 MM CLP.

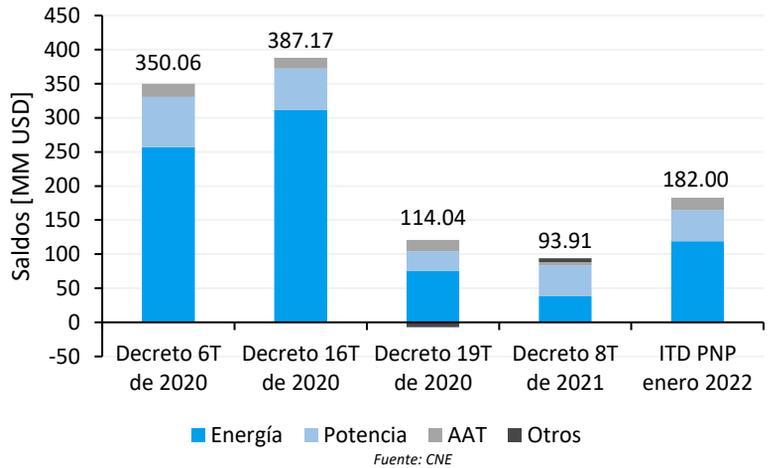
Proyección de saldos año 2022

La proyección de saldos del Mecanismo de Estabilización muestra que el límite de 1.350 MM USD definido por la Ley 21.185 será alcanzado en marzo de 2022. Esto quiere decir que ya no se seguirán acumulando saldos en los semestres siguientes, y que la CNE deberá calcular un ajuste al precio PEC de energía para evitar la acumulación de saldos.

En línea con la simulación, la llegada al límite se estaría produciendo un año antes de lo esperado por la autoridad al momento de diseñar el mecanismo, lo que se explica principalmente por los altos niveles del tipo de cambio que se han presenciado durante el último tiempo. A esto se adiciona el incremento de los precios de los combustibles, situación que se ha acentuado producto del conflicto entre Ucrania y Rusia.

ESTADÍSTICAS PRECIO ESTABILIZADO A CLIENTES REGULADOS (PEC)

Saldos SEN Reconocidos hasta septiembre 2021



Saldos Acumulados a marzo de 2021 [MM USD]

SEN	1.127,19
Sistemas Medianos	9,48
Total	1.136,67

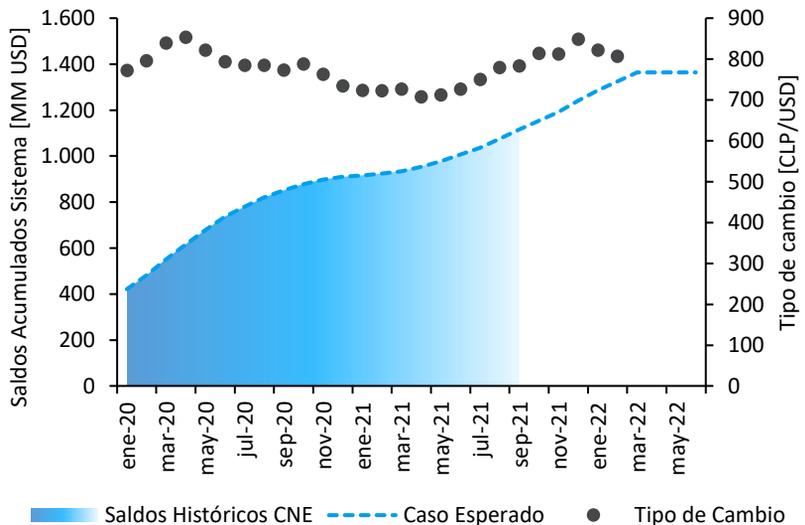
Fuente: CNE

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

Excedente Total	3.232.130.084
-----------------	---------------

Fuente: CNE

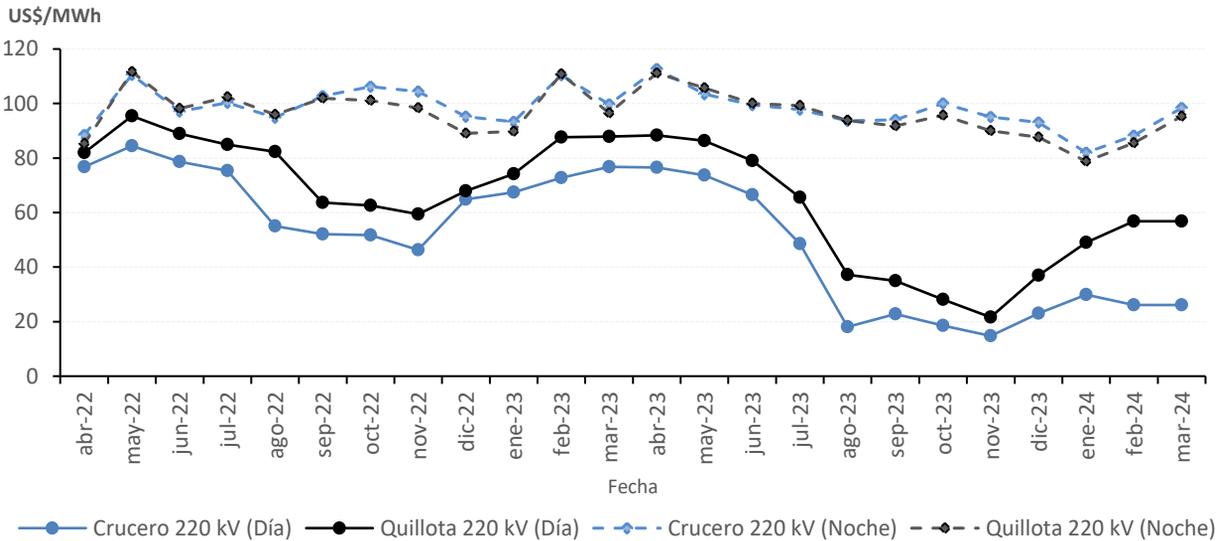
Proyección de saldos de los suministradores SEN



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

A partir de abril del 2022 se proyectan costos marginales cercanos a los 82 US\$/MWh. Esto se asocia a los efectos del precio de los combustibles y a la situación de escasez hídrica.

A partir del segundo semestre se observa una disminución de la proyección durante las horas del día, esto se debe al mayor aporte de energía solar, sin embargo se observa una disimilitud de precios entre las barras Quillota 220 kV y Crucero 220 kV, esta diferencia es ocasionada por las congestiones en el sistema de transmisión, especialmente en las líneas que transportan energía solar desde el norte a la zona central.

El costo marginal promedio proyectado para los próximos dos años durante el día para la barra Crucero 220 kV es 44,1 US\$/MWh y en la barra Quillota 220 kV es 59,4 US\$/MWh. El costo marginal promedio proyectado para los próximos dos años durante la noche en la barra Crucero 220 kV es 97,4 US\$/MWh y en la barra Quillota 220 kV es 95,4 US\$/MWh.

Sin embargo, estos precios de proyección están condicionados al aporte hídrico, esto quiere decir que si llueve en invierno, los costos tenderían a disminuir

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