



VALGESTA
NUEVA ENERGÍA

BOLETÍN INFORMATIVO

AÑO 13 | Nº2 | FEBRERO 2023

VALGESTA.com

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



Por: Andrés Romero C., Director Valgesta Nueva Energía,
Rosa Serrano S., Estudiante de Doctorado en la Universidad de Manchester

Incendios y resiliencia del sistema eléctrico

En unos pocos días Chile nuevamente ardió. De acuerdo con el informe consolidado de incendios forestales N° 15 de SENAPRED, al 12 de febrero de 2023, un total de 299 incendios se han desarrollado en cuatro regiones contiguas del país, Maule, Ñuble, Bio Bio y la Araucanía, afectando un total de 423.574 hectáreas, siendo lo más grave el fallecimiento de 24 personas en estas últimas semanas.

En el mismo reporte, en cuanto a infraestructura crítica dañada, la SEC informa de un total de 37.267 clientes afectados, de los cuales el 97% corresponde a la región del Biobío. En el contexto de una catástrofe de la magnitud antes descrita, el sistema eléctrico a nivel de generación, transmisión y distribución ha sorteado con éxito este episodio. Aunque aún nos falte mucho por avanzar para mejorar la calidad de suministro, es importante relevar en momentos como éste que las catástrofes previas han sido fuente de aprendizaje y mejora para los distintos actores del sistema.

El aprendizaje desde el infierno de 2017: los mega incendios pasan a ser una realidad

Los sistemas eléctricos son muy vulnerables a los incendios forestales. La combinación de altas temperaturas de las llamas y el humo puede causar graves daños a las infraestructuras y causar estragos en la operación y estabilidad de los sistemas eléctricos. Las líneas de distribución suelen ser las más afectadas debido a la alta exposición al calor que emiten las llamas, por lo que estas infraestructuras son las más propensas a sufrir daños estructurales, ya sea cortes de conductores o destrucción de postes, especialmente cuando son de madera. Las líneas de transmisión, en menor medida, también tienen una alta exposición a los incendios forestales. Sin embargo, en este caso, la franja de seguridad que rodea las líneas de transmisión, junto con la mayor altura a la que se encuentran los conductores, permite reducir el nivel de exposición al calor, minimizando los daños que pueden sufrir las líneas por este fenómeno. Sin embargo, el humo y las partículas transportadas en él aún representan un alto nivel de riesgo ya que disminuyen la distancia dieléctrica entre conductores o entre conductores y torres, provocando cortocircuitos y fallas en el suministro.

Dado lo señalado y la vasta extensión de los incendios de esta temporada, tenemos que detenernos en identificar y reconocer la preparación y trabajo de diversas organizaciones para contar con resultados exitosos como el señalado

En primer lugar, cabe destacar la labor del Coordinador Eléctrico Nacional. Si bien es cierto, la afectación a los consumos está focalizada en redes de media tensión de empresas distribuidoras y cooperativas que escapan al alcance del accionar del Coordinador, ello no ha obstado a que frente al desarrollo de los hechos el Coordinador ha instruido medidas que permiten minimizar los impactos que podrían extenderse al resto de las instalaciones, particularmente a la infraestructura de transmisión, disponiendo de modificaciones en el despacho económico de unidades, modificaciones topológicas de la red y en algunos casos instruyendo reducciones preventivas de consumos.

En segundo lugar, el aprendizaje de los incendios de 2017 por parte de las compañías distribuidoras es destacable. En las regiones afectadas, la mayor empresa de distribución es CGE, la que ha implementado el "Plan Verano", el cual se despliega entre los meses de septiembre y diciembre, de tal manera que entre los meses de enero y marzo las redes se encuentren preparadas para eventos de este tipo. El plan considera el despeje total de las fajas de redes en zonas "rojas" (alta vegetación); la revisión de las redes de manera pedestre (más de 3.200 kilómetros); el uso de tecnologías que minimizan la posibilidad de provocar incendios, tales como fusibles sin chispa o la sensibilización de protecciones, para minimizar los tiempos de corto circuito; y el desarrollo de protocolos de actuación y aumento de brigadas que están permanentemente monitoreando el avance de los incendios entre otras actividades. Este monitoreo resulta esencial para minimizar las interrupciones de suministro, toda vez que permite prever la necesidad de desconectar ciertas líneas y proveer electricidad por otros circuitos o con generación local. A modo de ejemplo, CGE evitó con esta estrategia el corte de suministro durante tres días para la localidad de San Fabián (Ñuble).

En cuanto a la autoridad, el despliegue y coordinación que realiza SENAPRED, permite que las instituciones sectoriales, en especial la SEC, puedan coordinarse con las empresas involucradas para enfrentar de manera colaborativa estos eventos.

Incendios y resiliencia del sistema eléctrico

Regulación, avances y temas por solucionar

El comportamiento peligroso e impredecible de los incendios forestales hace necesaria la adopción de una serie de medidas a corto y largo plazo para mitigar el impacto de estos en los sistemas eléctricos. Las medidas de largo plazo incluyen el manejo adecuado de la vegetación y estrategias de planificación como soterrar o definir rutas alternativas que reduzcan el impacto de los incendios en las líneas de transmisión, e invertir en recursos locales que permitan abastecer el suministro ante fallas en el sistema de transmisión. Entre las medidas a corto plazo se encuentran desarrollar un sistema de monitoreo permanente de las zonas con mayor riesgo de ignición de nuevos incendios forestales, así como también herramientas que permitan contar con una alerta temprana de la generación de incendios, y seguimiento y estimación permanente de la progresión del evento, de forma tal que el operador del sistema y las empresas cuenten con las herramientas adecuadas que permitan tener una clara percepción del riesgo y que apoyen la asertiva toma de decisiones, minimizando así el impacto en la estabilidad y continuidad del servicio. En esta línea, el Ministerio de Energía ha desarrollado una herramienta llamada #EnergíaAlerta que permite mejorar el monitoreo del evento y con esto mejorar la coordinación y respuesta frente a la ocurrencia de estos eventos extremos. Si bien es cierto, esta iniciativa va en el camino correcto, se requiere seguir incorporando herramientas que permitan mejorar más aún la respuesta operacional. Por otra parte, la inspección permanente del estado de los activos, también juega un papel preponderante, ya que permite enfocar los esfuerzos de las empresas respecto de su mantenimiento. Adicionalmente, algunas regulaciones como la del Estado de California están adoptando medidas operativas como las desconexiones preventivas, conocidas como “Public Safety Power Shutoff” (PSPS) como último recurso para minimizar la ocurrencia de incendios forestales por causas eléctricas cuando las condiciones climáticas son extremas. Si bien es cierto, la aplicación de estas medidas ayuda a reducir la probabilidad de ocurrencia de estos eventos, tiene un impacto sobre la continuidad de suministro por lo que la aplicación debe ser realizada bajo estrictas medidas de control que permitan garantizar la correcta aplicación de ellas.

La adopción de medidas de corto y largo plazo requiere dotar de los recursos adecuados a las empresas y el Coordinador Eléctrico Nacional, así como también establecer los mecanismos de fiscalización. Un avance significativo respecto para ello fue la ley 21.194, del año 2019, la que introdujo un nuevo numeral 5) al artículo 183 de la LGSE, el que dispone la obligación en el proceso tarifario de que la empresa modelo debe tener en consideración las restricciones que enfrenta la empresa real que sirva de referencia, entre otros aspectos, en “5) La consideración de existencia de vegetación, su interacción con las redes y las actividades para su control.” Esto fue recogido en las bases técnicas definitivas del VAD en curso, estableciendo que “Las alternativas técnico-económicas de diseño eficiente propuestas por el Consultor, deberán evaluar a lo menos, las siguientes situaciones: m. La existencia de vegetación, su interacción con las redes y las actividades para su control bajo criterios de eficiencia.

Por cada uno de los aspectos sometidos a evaluación se deberá preparar una memoria de cálculo que contenga los fundamentos, análisis y resultados, los cuales deberán ser entregados por el Consultor en el informe de su estudio.”

Si bien el nivel de reconocimiento tarifario que la CNE incorporó en el informe técnico final del VAD se está discutiendo ante el panel de expertos por parte de algunas empresas, la sola introducción de esta obligación para que de manera explícita el regulador demuestre cómo se remunera la labor de control de la compañía distribuidora con relación a la existencia de vegetación, es un avance sustantivo en la materia.

Estimamos que el proceso tarifario de los sistemas de transmisión debiese incorporar un concepto similar, que recoja las franjas de seguridad que corresponde tener y las actividades de control de vegetación correspondientes, así como también alternativas de inversión y otras medidas de mitigación que permiten mejorar la confiabilidad y resiliencia de los sistemas ante la ocurrencia de estos eventos. Todo lo anterior bajo criterios de costo-efectividad.

Finalmente, para mejorar la respuesta sistémica ante incendios forestales se requiere una activa coordinación y cooperación otros organismos, mejorar la comunicación de riesgo e involucrar a la comunidad respecto de las medidas que ayuden a prevenir y combatir los incendios forestales.

NOTICIAS

Generadoras de Chile: 62% de la capacidad instalada del sistema eléctrico en diciembre fue de origen renovable

La participación de las energías renovables en la matriz eléctrica nacional mantiene su tendencia al alza, tal como lo vienen refrendando hace tiempo distintos informes. De hecho, Generadoras de Chile esta semana publicó la última edición de su Boletín del Mercado Eléctrico, preparada en enero y que incluye las cifras registradas por el sector generación a diciembre de 2022.

Según el reporte, al último mes del año pasado, el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) poseía una potencia instalada de generación de 33.218 MW, los que corresponden a más del 99% de la capacidad instalada nacional. Esto, porque los sistemas medianos, como Aysén y Magallanes, y sistemas aislados representan menos del 1%.

Del total de capacidad en el SEN, el 62% corresponde a tecnologías de generación con base en recursos renovables, que son la hidroeléctrica, solar fotovoltaica, eólica, biomasa y geotérmica. Y el 38% restante, a centrales termoeléctricas a gas natural, carbón o derivados del petróleo.

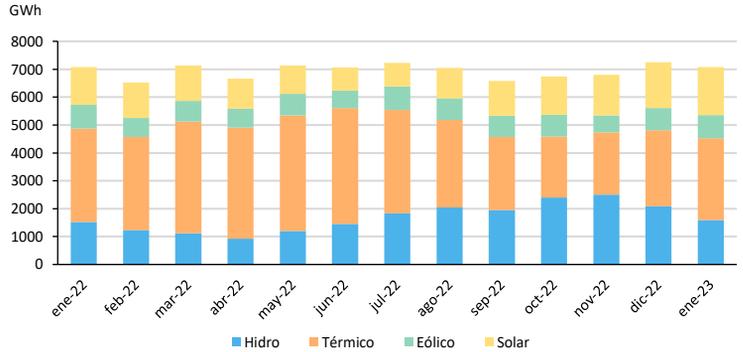
El boletín también informa de la capacidad de generación, por tipo de tecnología, en los proyectos en fase de prueba y con su puesta en servicio prevista para finales de diciembre de 2022. En total, dichas centrales representan 2.188 MW de potencia, de la cual un 99,9% corresponde a fuentes de generación renovables.

Es decir, se trata de 318 proyectos, de los cuales 315 se basan en recursos renovables y que se desglosan en 273 fotovoltaicos, 38 hídricos y 4 eólicos. A estos se suman otras tres iniciativas, desarrolladas a partir de derivados del petróleo.

Fuente: Revista Electricidad (09/02/2023)

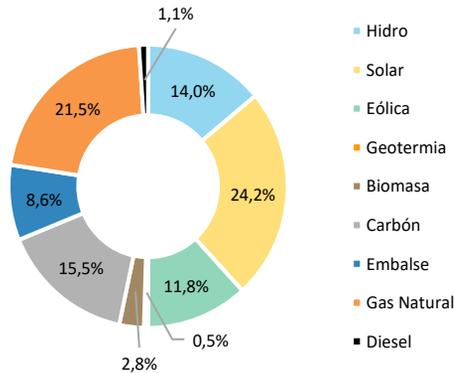
ESTADÍSTICAS ENERO 2023

Generación SEN últimos 12 meses



Fuente: Coordinador Eléctrico

COMPOSICIÓN DESPACHO ENERO 2023

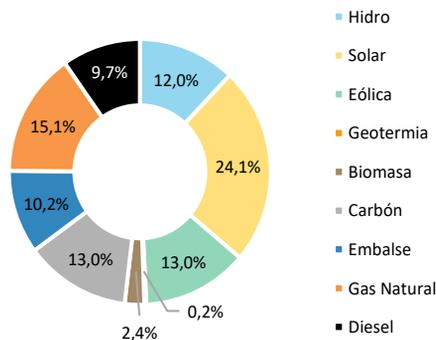


Despacho de generación (GWh)

Térmica	2.930
Hidráulica	1.598
Eólica	835
Solar	1.715
Total	7.077

Fuente: Coordinador Eléctrico

CAPACIDAD INSTALADA SEN ENERO 2023

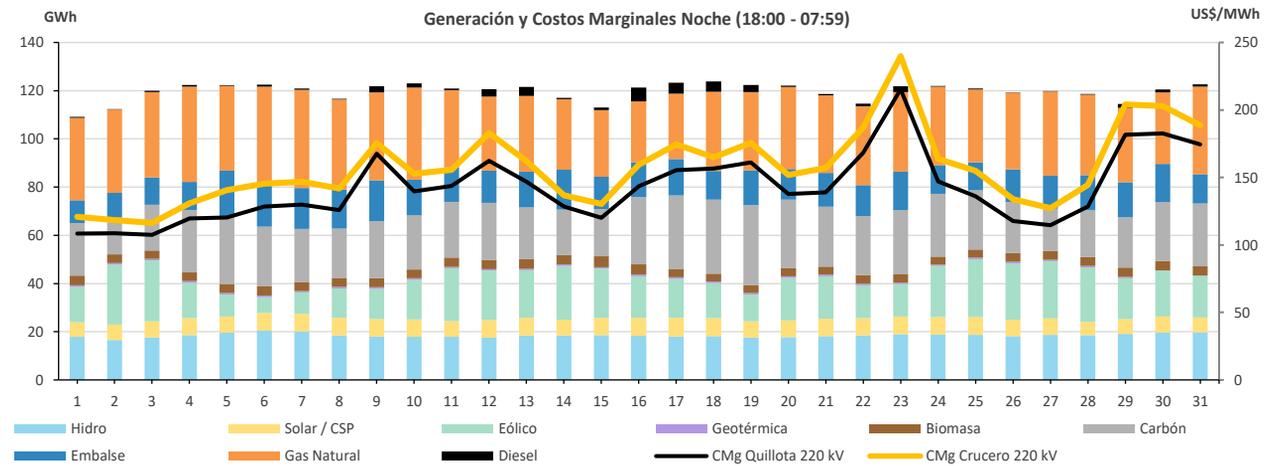
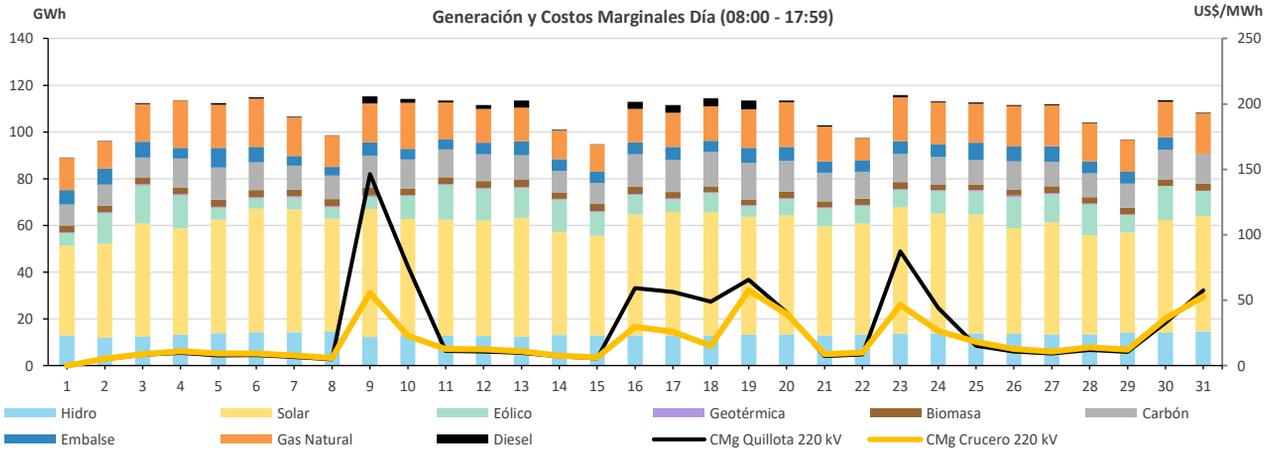


Capacidad instalada SEN (MW)

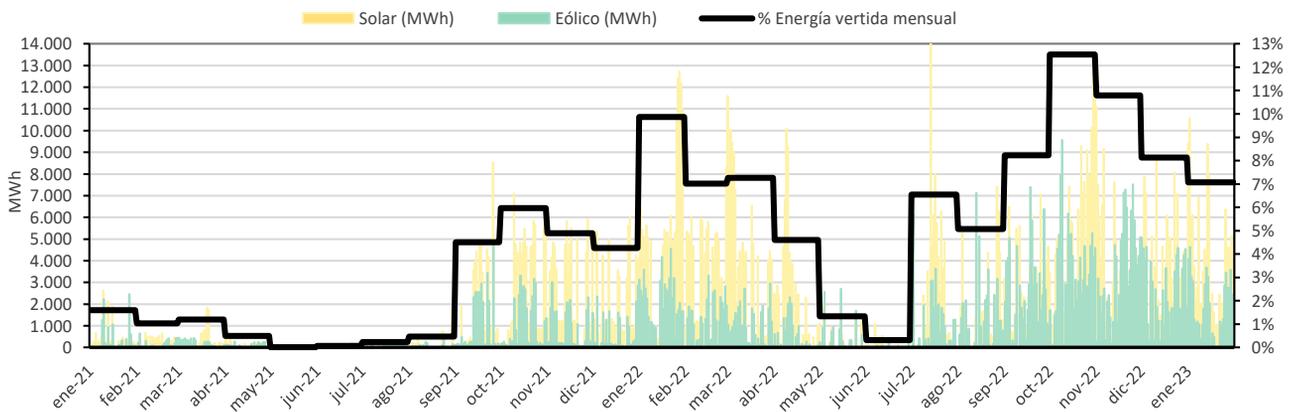
Hidro	7.397
Térmico	13.394
Eólica	4.328
Solar	8.018
Geotermia	82
Total	33.219

Fuente: Coordinador Eléctrico

Generación y costos marginales en Quillota 220 kV y Crucero 220 kV, enero 2023



Reducción ERNC durante la Operación en Tiempo Real, enero 2021 - enero 2023

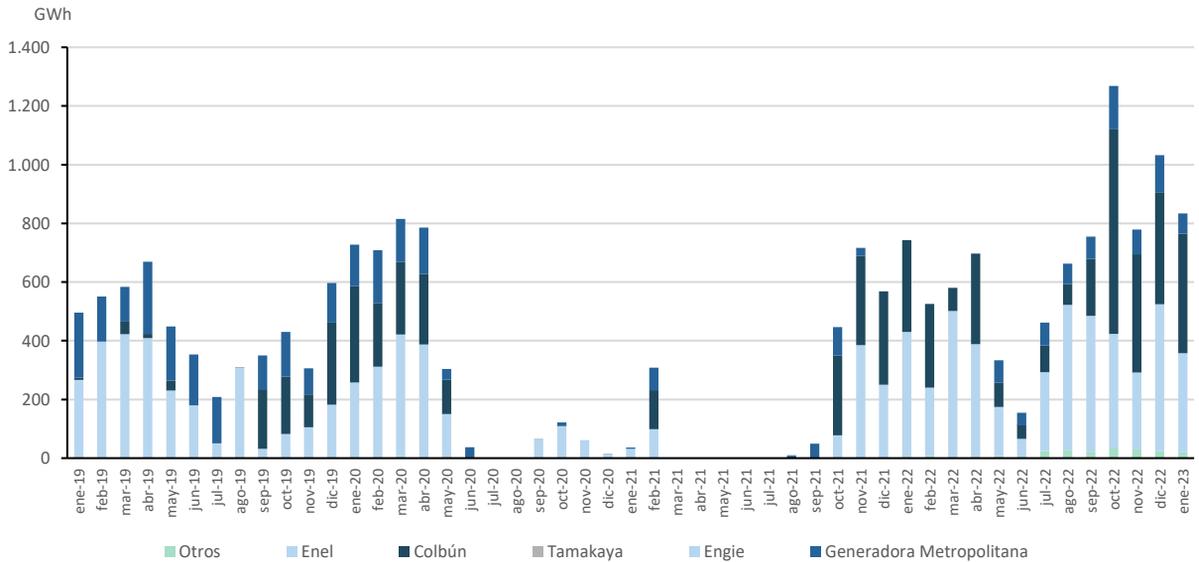


Fuente: Coordinador Eléctrico

El gráfico anterior presenta la cantidad de energía diaria reducida de centrales eólicas y solares que se ha presentado desde enero de 2021 a enero* de 2023, y el porcentaje mensual al que corresponden dichas reducciones con respecto a la generación solar y eólica. Estas son dispuestas por el Coordinador Eléctrico Nacional en respuesta a la presencia de congestiones en el sistema de transmisión.

*La reducción ERNC durante la Operación en Tiempo Real (OTR) de enero 2023 corresponde a la exhibida en los Informes Diarios de Novedades al Centro de Despacho de Carga (CDC) del Coordinador Eléctrico Nacional.

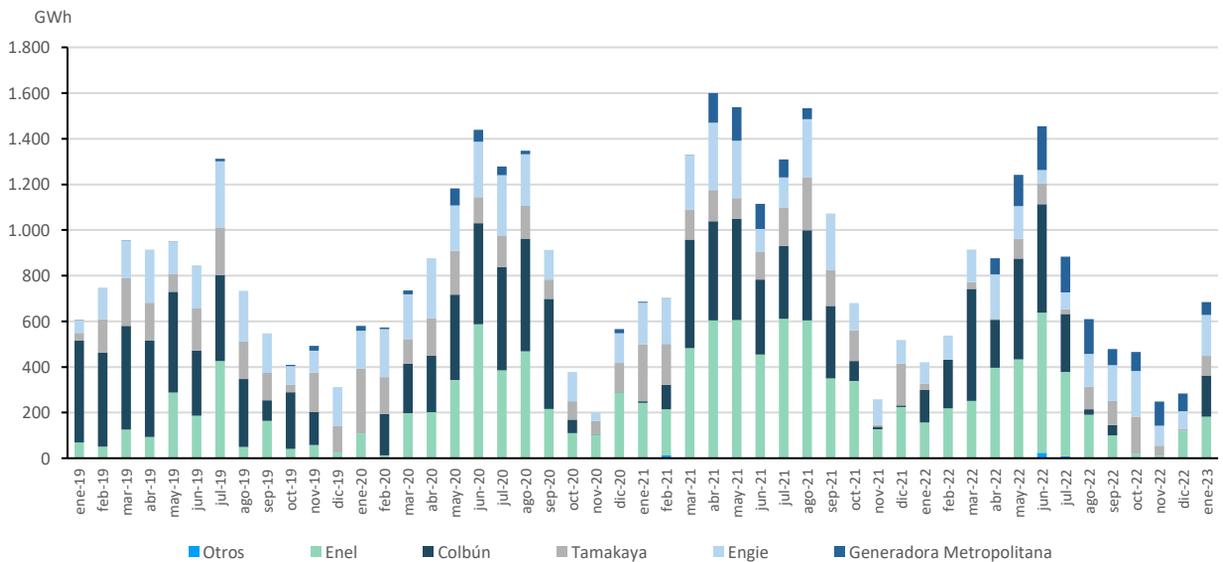
Generación histórica gas natural argentino



En enero de 2023 se generaron 833, GWh en base a Gas Natural argentino, de los cuales un 48,8% es atribuible a la empresa Colbún, un 40,5% a Enel, un 8,3% a Generadora Metropolitana y un 2,4% a otras empresas.

Fuente: Coordinador Eléctrico

Generación con GNL desde terminales Quintero y Mejillones



En enero de 2023, la generación de centrales en base a GNL asociadas a los terminales Quintero y Mejillones fue de 684,3 GWh, lo que representó el 21,5% de la generación total del SEN. De estas inyecciones, un 26,5% se atribuye a Colbún, un 26,2% a Enel, un 26,1% a Engie, un 12,5% a Tamakaya, 8,3% Generadora Metropolitana y el 0,4% restante a otras empresas.

Fuente: Coordinador Eléctrico

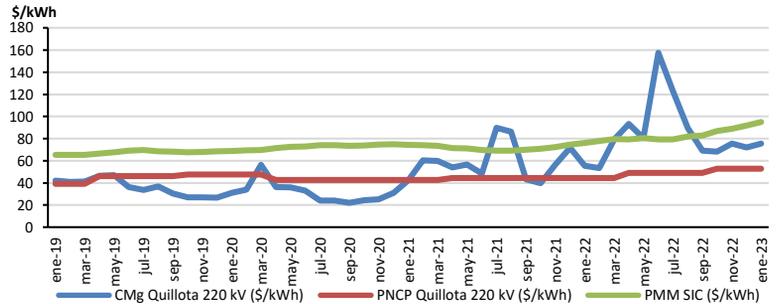
ESTADÍSTICAS DE PRECIOS DE ENERGÍA

Precios de Nudo de Corto Plazo y PMM enero 2023 (\$/kWh)

Precio Nudo Quillota 220 kV	52,9
Precio Nudo Crucero 220 kV	63,3
PMM SEN	95,0

Fuente: CNE

Costo Marginal, Precio Medio de Mercado y Precio Nudo de Corto Plazo (PNCP) histórico Quillota 220 kV*

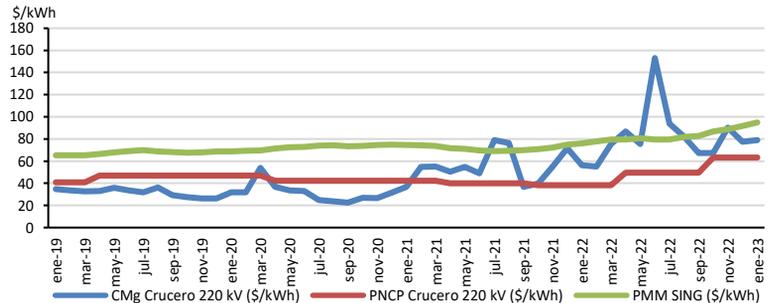


Costos marginales promedio enero 2023 (\$/kWh)

Crucero 220 kV	79,0
Cardones 220 kV	75,5
Pan de Azúcar 220 kV	74,5
Quillota 220 kV	75,6
Charrúa 220 kV	74,5
Puerto Montt 220 kV	161,8

Fuente: Coordinador Eléctrico

Costo Marginal, Precio Medio de Mercado y Precio Nudo Corto Plazo (PNCP) histórico Crucero 220 kV*



Fuente: CNE / Coordinador Eléctrico

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

NOTICIAS

Experto en gestión de activos: “Principales riesgos por incendios son el colapso de torres y líneas de alta tensión”

Una vez declarados los incendios forestales que golpean severamente a las regiones de Biobío y Ñuble, la prioridad se ha centrado en salvar a las personas y, en la medida de lo posible, sus casas y pertenencias.

No obstante, paralelamente, la atención ha estado centrada en mantener la operación normal de las instalaciones eléctricas de la zona, a fin de asegurar la continuidad de suministro eléctrico para la ciudadanía.

En ese sentido, el intenso calor que azota el territorio afectado por los incendios ha pasado la cuenta a la infraestructura eléctrica, causando afectaciones en algunas líneas de transmisión, tales como Línea de 154 kV Charrúa-Concepción; Línea de 220 kV Charrúa-Hualpén, y Línea de 154 kV Pueblo Seco-Chillán, según indicó el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN).

De hecho, este problema condujo al CEN, en coordinación con las empresas eléctricas que operan en la zona, a aplicar el viernes una restricción temporal en el suministro eléctrico de Chillán, capital de Ñuble.

Según Rodrigo Cordovero, consulting manager de Micor Consulting, empresa de consultoría especializada en gestión de activos y energías renovables, los principales riesgos que afectan a las instalaciones eléctricas por exposición a los efectos de los incendios son el colapso de estructuras de torres y líneas de alta tensión en infraestructura de transmisión. Agrega que en el caso de subestaciones y centrales de generación la exposición es menor, debido a que cuentan con líneas cortafuego, “que corresponden a una faja de terreno de varios metros de ancho, donde se ha cortado y extraído toda la vegetación existente”.

De igual modo, el experto explica que el mayor riesgo de los tendidos de transmisión eléctrica radica en que “pasan por zonas muy vegetadas y dependen de la acción de bomberos y Conaf para el combate de los incendios”.

Consultado acerca qué acciones preventivas pueden adoptarse con el fin de evitar o mitigar la afectación de la infraestructura eléctrica frente a eventos como los incendios forestales, Rodrigo Cordovero comenta: “La única medida preventiva es de tipo protección pasiva a través de líneas cortafuegos y preparación de las brigadas de combate de incendios, ya que las acciones preventivas dependen del comportamiento humano, que históricamente ha sido el causante de estos incendios forestales”.

Balance ERNC diciembre 2022

Total retiros afectos a obligación (GWh)	6.409
Obligación ERNC (GWh)	850
% Obligación ERNC respecto a retiros afectos a obligación	13,3%
Inyección ERNC (GWh)	2.779
% Inyecciones ERNC respecto a retiros afectos a obligación	43,4%

Fuente: Coordinador Eléctrico

NOTICIAS

Acera A.G.: Participación acumulada de generación ERNC alcanza 39,2% en enero

La generación de energía a partir de fuentes limpias sigue ganando terreno en el país. De acuerdo con el último informe estadístico del sector de generación eléctrica renovable publicado por la Asociación Chilena de Energías Renovables y Almacenamiento (Acera A.G.), la participación acumulada de generación de energía eléctrica proveniente de recursos renovables fue de 39,2% en enero, lo que equivale a un aumento de 9,9% con respecto al mismo mes de 2022.

Asimismo, el reporte da cuenta de que durante el primer mes de este año la máxima participación horaria de energía renovable alcanzó un máximo de 68,8% y se produjo a las 14 horas del 3 de enero. En aquella hora, el peak ERNC estuvo compuesto de un 70,1% de energía solar y un 23,7% de energía eólica, entre otros.

Durante los últimos 12 meses, detalla el documento, la máxima participación horaria de ERNC ocurrió a las 13:00 horas del 12 de octubre de 2022, cuando el 71,3% de toda la energía eléctrica producida provino de fuentes limpias.

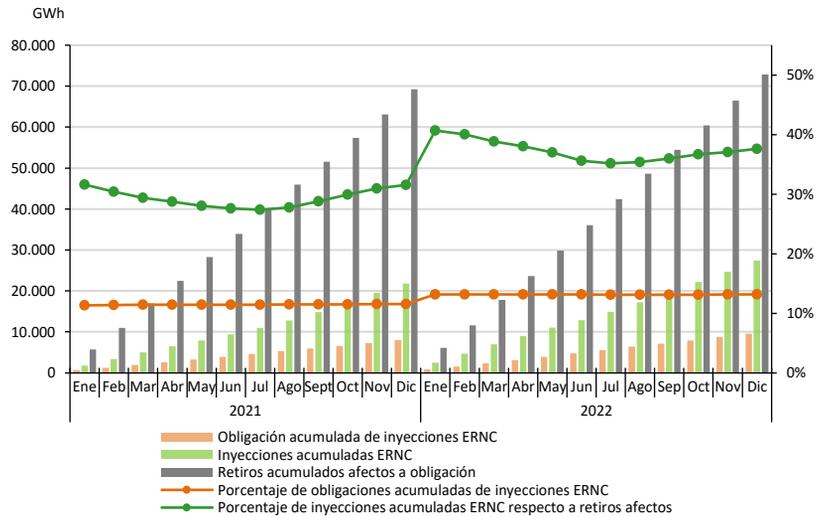
En cuanto a capacidad instalada, el reporte reveló que en enero pasado esta alcanzó los 14.055 MW, apuntando un alza de 1,9% respecto de diciembre 2022, aumento debido principalmente al ingreso de nuevas centrales eólicas y fotovoltaicas.

Adicionalmente, la capacidad ERNC y de sistemas de almacenamiento en construcción se elevó a los 5.653 MW. De este monto, el 84% corresponde a proyectos solares fotovoltaicos seguido por un 11% de centrales eólicas.

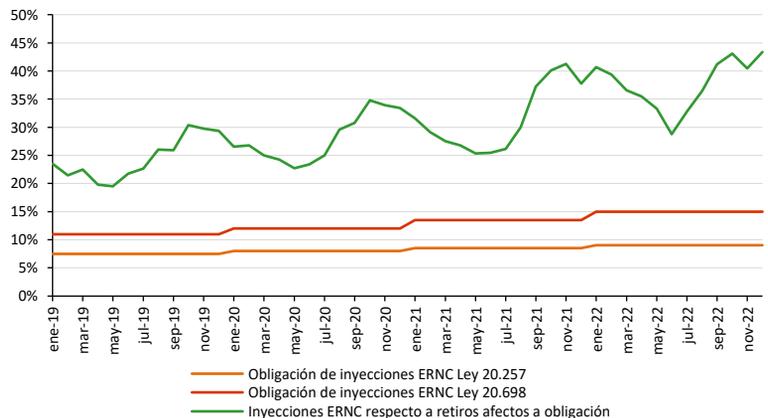
Fuente: Revista Electricidad (09/02/2023)

BALANCE ERNC A DICIEMBRE 2022

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



Porcentaje de inyecciones ERNC respecto de retiros afectos a obligación



Fuente: Coordinador Eléctrico

Acreditaciones ERNC

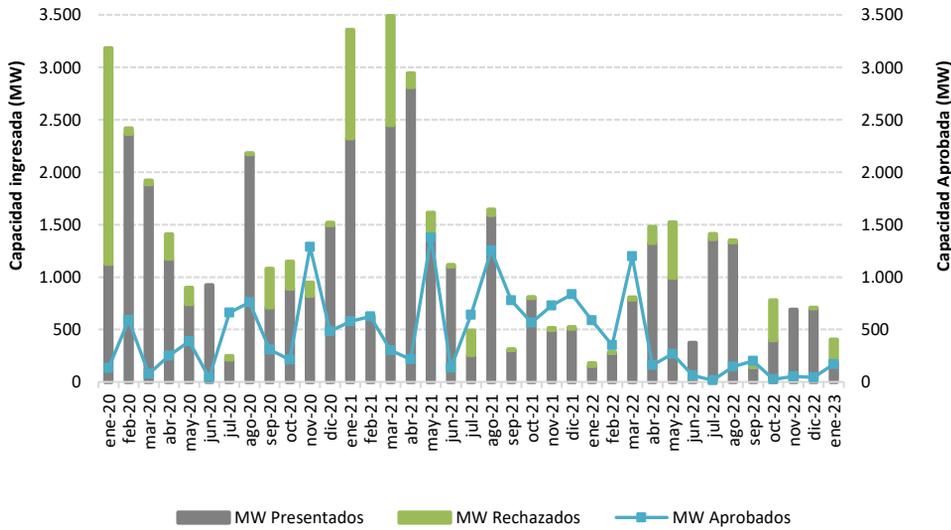
En los balances mensuales efectuados por el Coordinador Eléctrico Nacional, los retiros acumulados afectos de acreditación ERNC (ley 20.257 y ley 20.698) de enero 2022 a diciembre 2022, corresponden a **72.872 GWh**.

La obligación acumulada de inyecciones ERNC de enero 2022 a diciembre 2022 correspondió a **9.582 GWh**, lo que corresponde a un **13,1%** respecto de los retiros afectos en el mismo período.

Por otra parte, las inyecciones acumuladas de ERNC de enero 2022 a diciembre 2022, fueron de **27.395 GWh**, lo que corresponde a un **37,6%** respecto de los retiros afectos en el mismo período.



Proyectos de generación en evaluación, rechazados y aprobados en el SEIA hasta enero 2023



Estado de Proyectos

A partir de los datos estadísticos registrados en la plataforma electrónica del SEIA (e-SEIA), en enero de 2023 ingresaron un total de 573,5 MW de potencia. Se registraron 169 MW aprobados.

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos del SEIA

Principales proyectos aprobados en el SEIA en enero 2023

Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Parque Solar Victoria	Solar Victoria Spa	9	Solar	22/03/2022
Parque Fotovoltaico Observatorio del Verano	Ollague de Verano SpA	100	Solar	22/11/2021
Parque Fotovoltaico Pulin	Agrícola Santa Lucía Ltda.	60	Solar	22/11/2021

Principales proyectos en calificación en el SEIA en enero 2023

Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Solar Ray 1	Solar Ray 1 SpA	50	Solar	25/01/2023
Central de Generación de Energía Eléctrica a Gas Las Lengas	Innovación Energía S.A.	7	Gas	24/01/2023
Planta Solar Fotovoltaica Oro y Cielo	Acciona Energía Chile SpA	96	Solar	23/01/2023
FV Ñuble	Carmen Solar SpA	9	Solar	23/01/2023
Parque Solar Aris	Parque Solar Aris SPA	11	Solar	20/01/2023
Parque Solar Altair	Parque Solar Altair SpA	9	Solar	18/01/2023

Principales proyectos rechazados en el SEIA en enero 2023

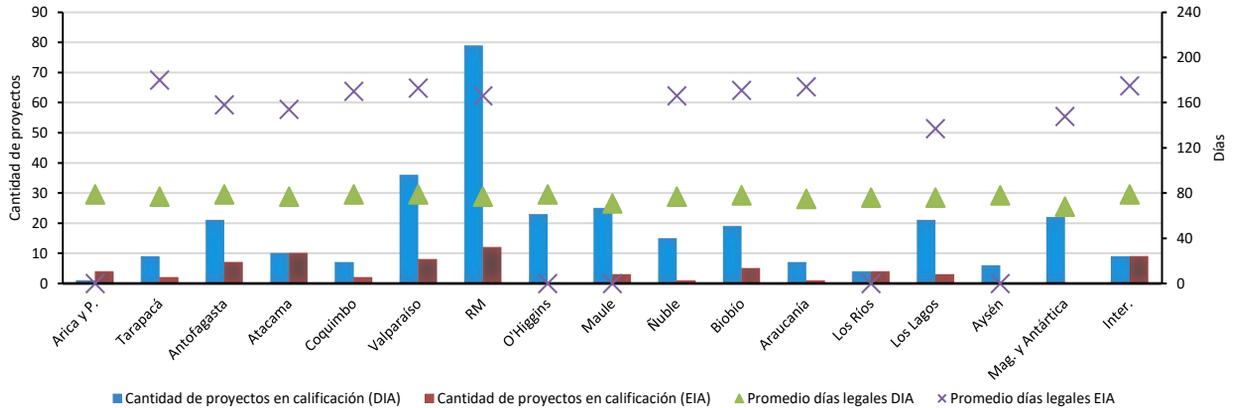
Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Parque Fotovoltaico Alto Solar	Alto Solar SPA	222,7	Solar	20/01/2023

Fuente: SEIA (e-SEIA)



Indicadores de plazo de evaluación (Días Legales)

A continuación, se presentan los plazos promedio para la evaluación ambiental de proyectos ingresados como Evaluación de Impacto Ambiental (EIA) y Declaración de Impacto Ambiental (DIA) al Sistema de Evaluación Ambiental (SEA) de cada región. Lo anterior considerando, como situación basal, el tiempo empleado en las evaluaciones de proyectos calificados (aprobados y rechazados) durante el periodo comprendido entre enero de 2022 hasta enero de 2023.



Fuente: Reporte Estadístico mensual de Proyectos en el SEIA

NOTICIAS

Advierten escenario más complejo en evaluación ambiental de proyectos energéticos tras incremento de renovables

Los proyectos de generación de energía a partir de recursos renovables prosiguen su avance decidido, incrementando cada vez más su presencia en la matriz eléctrica nacional. En efecto, según el último Boletín del Mercado Eléctrico publicado por Generadoras de Chile, el 62% de la capacidad instalada del Sistema Eléctrico Nacional a diciembre de 2022 (33.218 MW) correspondió a energías renovables.

Lo anterior, a la vez, da cuenta de que en el último tiempo ha aumentado el ingreso de proyectos energéticos basados en recursos renovables al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA). De acuerdo con Pablo Galarce, gerente técnico de Gestión Ambiental Consultores (GAC), “los proyectos de energías renovables enfrentan hoy un escenario de evaluación ambiental cada vez más complejo debido a lo extensivo del uso del territorio, afectación de suelo y población en el entorno y, principalmente, afectación sobre flora y vegetación y avifauna”.

Junto con lo anterior, añade el experto, es preciso recordar que el Servicio de Evaluación Ambiental (SEA) se encuentra desarrollando nuevas guías y criterios de evaluación ambiental que implican mayores estudios y análisis, y no solamente para los proyectos energéticos.

“A modo de ejemplo, a fines del año pasado se publicó la Guía de Criterios Técnicos para Campañas de Terreno de Fauna Terrestre y Validación de Datos, que sugiere la necesidad de efectuar hasta cuatro campañas de línea base en las distintas estaciones del año, en tanto, durante el mes de enero de 2023 han visto la luz una guía de evaluación de efectos adversos sobre recursos naturales renovables y, quizás la más novedosa hasta ahora, una guía metodológica para la consideración del cambio climático en el SEIA, con implicancias para el diseño de los proyectos, sus estudios de línea base y, por consiguiente, su evaluación ambiental”.

De acuerdo con lo anterior, opina Galarce, se prevé una mayor tecnificación en la evaluación, lo que motivará la implementación de nuevas metodologías y herramientas que, a su vez, deberán ser consideradas desde una etapa más temprana en cuanto al desarrollo de los proyectos de inversión.



Plan de obras de generación SEN, ITD de PNCP, Primer Semestre de 2023

De acuerdo al Informe Técnico Definitivo del Primer Semestre de 2023, se proyecta una capacidad instalada adicional al año 2032 de 15.054 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 de 706 MW para el año 2032.

Con respecto a centrales térmicas, se proyecta la instalación de 87 MW entre instalaciones Diésel y GNL antes de 2024, y posterior a ese año no se considera ninguna más.

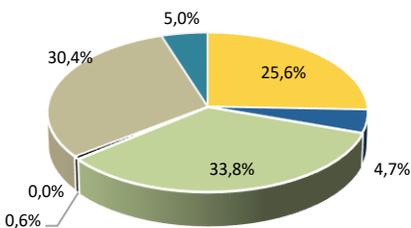
Para el año 2032, se estiman 3.852 MW de capacidad adicional en instalaciones solares y 4.575 MW de solar + bess.

Por otro lado, para las centrales eólicas se proyecta una capacidad adicional de 5.086 MW al año 2032.

Finalmente, se estiman 747 MW de capacidad de almacenamiento.

Fuente: ITD Primer Semestre 2023, CNE

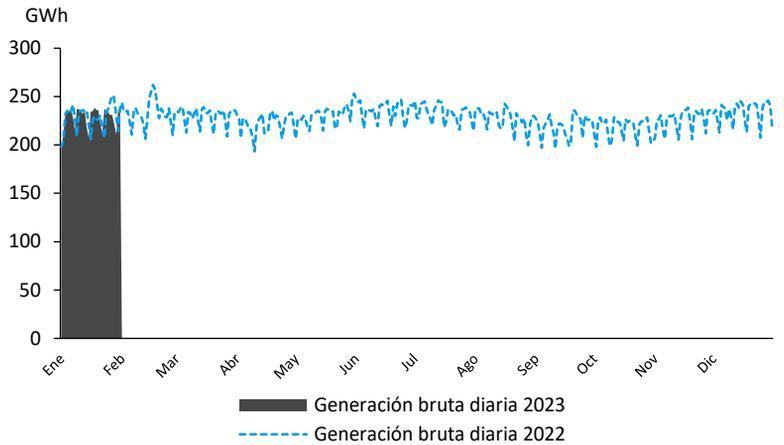
Capacidad adicional en construcción y recomendada por la CNE hasta el año 2032



- Solar Fotovoltaico
- Hidro
- Eólico
- Diésel
- Gas Natural
- Solar Fotovoltaica con Almacenamiento
- Almacenamiento

Fuente: ITD Primer Semestre 2023, CNE

Evolución de la generación bruta diaria del SEN (GWh) desde enero 2022 a enero 2023



Fuente: Coordinador Eléctrico

Demanda máxima horaria del SEN (MWh)

2018	10.776
2019	10.746
2020	10.900
2021	11.227

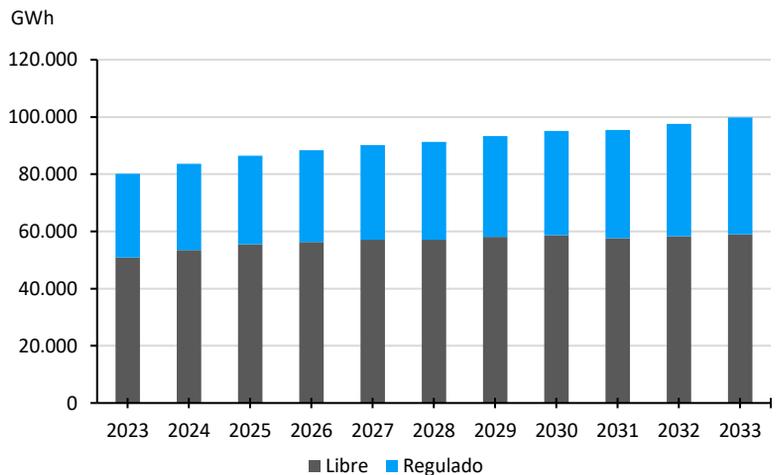
Capacidad enero 2023 y recomendada a instalar al año 2032 (MW)

	Ene 2023	Rec. 2032
Eólica	4.328	5.086
Geotermia	82	0
Hidro	7.397	706
Solar	8.018	3.852
Térmico	13.394	87
Solar FV + Bess	0	4.575
Almacenamiento	0	747
Total	33.219	15.054

Fuente: Coordinador Eléctrico

Fuente: ITD Primer Semestre 2023, CNE

Demanda proyectada del SEN (GWh)



Fuente: ITD Primer Semestre 2023, CNE



CENTRALES EN ETAPA DE PUESTA EN SERVICIO

Central	Capacidad (MW)	Entrada en operación estimada	Central	Capacidad (MW)	Entrada en operación estimada
Coya (Eólico)	180	Mar-22	Guancoi (Solar)	369	May-23
Valle del Sol (Solar)	150	Mar-22	Renaico II (Eólico)	144	May-23



NOTICIAS

Coordinador Eléctrico publica propuesta de expansión del sistema de transmisión para 2023

El Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) presentó su plan de expansión para el sistema de transmisión eléctrico del país correspondiente a 2023, según lo establecido en la Ley N°20.936, por un valor de inversión de US\$ 279 millones.

La propuesta es el resultado de un estudio de planificación eléctrica realizado por el Coordinador, que considera una proyección de la demanda de energía y potencia para el periodo 2023-2042. Esto, considerando escenarios de oferta de generación desarrollados mediante modelos de optimización de inversiones en generación y transmisión, que incluyen tecnologías que facilitan el proceso de transición hacia una matriz energética 100% renovable.

Los proyectos de transmisión planteados permiten cumplir con los criterios establecidos en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio y son el resultado del diagnóstico de uso del sistema de transmisión publicado por el organismo técnico en diciembre de 2022. Cabe destacar que esta evaluación fue obtenida a partir de las simulaciones de la operación del sistema en el largo plazo, bajo diversas condiciones hidrológicas y de variabilidad de generación renovable.

La propuesta presentada contiene 23 proyectos, por un monto de US\$ 279 millones. De ellos, siete corresponden al desarrollo del sistema de transmisión nacional (US\$ 175 millones) y 16 a proyectos de transmisión zonal (US\$ 104 millones).

Adicionalmente, se proponen iniciativas que permiten liberar congestiones provocadas por inyecciones de Pequeños Medios de Generación Distribuido (PMGD), en sistemas de transmisión zonal, y que corresponden a 32 proyectos en subestaciones, con una inversión de US\$ 112 millones, con lo cual el monto de inversión total propuesto por el Coordinador alcanza a los US\$ 391 millones.

Facilitar oferta y promover competencia

Los proyectos de expansión asociados al sistema de transmisión nacional se plantean para facilitar la oferta y promover la competencia, en tanto que los proyectos de transmisión zonal están diseñados para otorgar suficiencia y calidad de servicio a ese segmento.

Es importante mencionar que en las valorizaciones de ampliaciones en líneas de transmisión, el CEN incorpora el costo de tendidos auxiliares cuando corresponda, con el fin de viabilizar la ejecución de los proyectos minimizando las desconexiones de clientes.

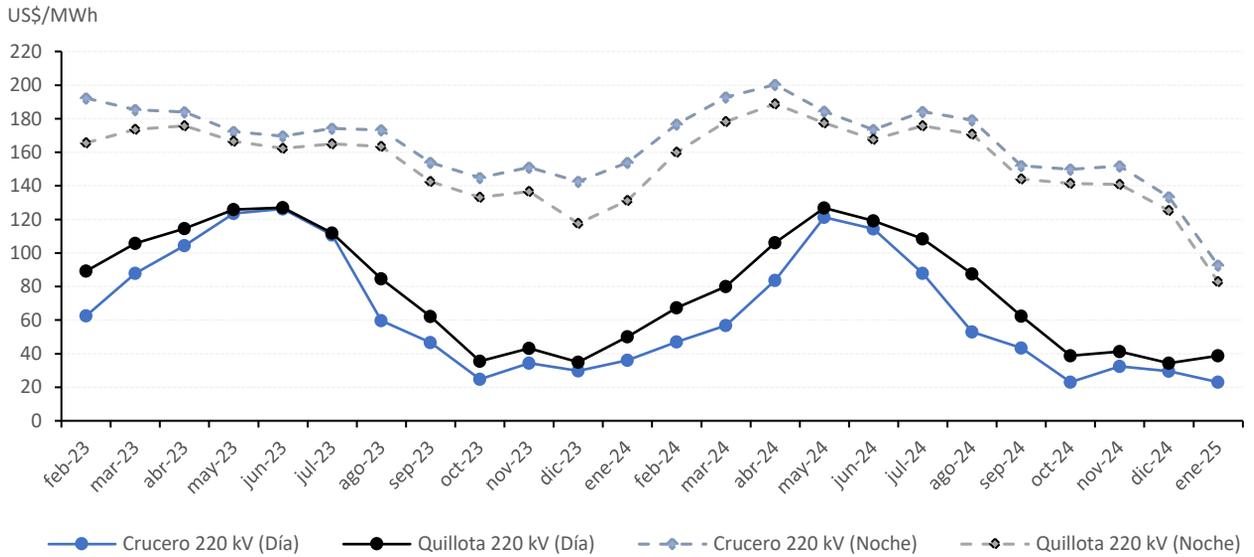
Desde el organismo indicaron que con esta propuesta se busca promover la innovación en la industria a través de la incorporación de sistemas de monitoreo dinámico de líneas de transmisión DLR, considerando que son una tecnología madura en redes internacionales y que permitirán optimizar el uso de las capacidades de transmisión en el corto y mediano plazo.

Luego de la publicación del informe del Coordinador, el proceso continúa con la convocatoria que hace la Comisión Nacional de Energía (CNE) a las empresas para proponer proyectos de transmisión y, posteriormente, emitir su informe técnico preliminar al término del segundo semestre de 2023.

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

Para el primer semestre del año 2023, la proyección promedio de costos marginales durante la noche es de 173,6 USD/MWh. Esto se debe principalmente a los efectos del precio de los combustibles y al término de la temporada de deshielo. Para las horas del día los costos marginales proyectados se acercan a un promedio de 109,7 USD/MWh. Lo que es consecuencia de la disminución del recurso hídrico.

El costo marginal promedio proyectado para los próximos dos años durante el día en la barra Crucero 220 kV es 65,9 US\$/MWh y en la barra Quillota 220 kV es 79,4 US\$/MWh. Esta diferencia se debe a congestiones en el sistema de transmisión ocasionadas por la estacionalidad del recurso solar.

El costo marginal promedio proyectado para los próximos dos años durante la noche en la barra Crucero 220 kV es 164,8 US\$/MWh y en la barra Quillota 220 kV es 153,6 US\$/MWh.

Cabe mencionar que dada la incertidumbre de las variables significativas del sistema, tales como condiciones hidrológicas, materialización de proyectos, entre otras, estas proyecciones podrían cambiar.

La proyección entregada en este boletín fue desarrollada por Valgesta Nueva Energía solamente para fines informativos e ilustrativos, por lo que no constituye asesoría en estas materias.



VALGESTA
NUEVA ENERGÍA



VALGESTA.COM

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