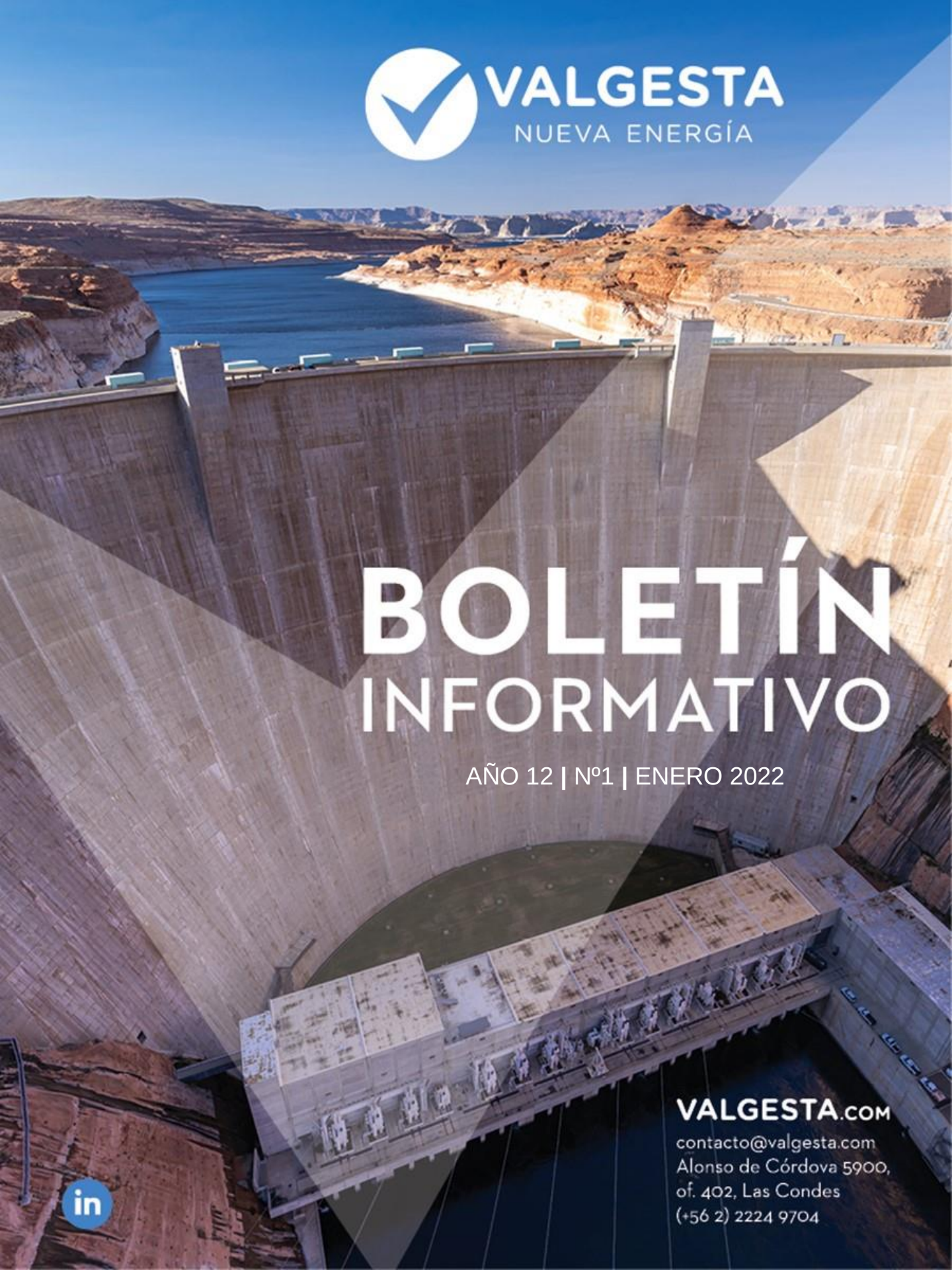
VALGESTA
NUEVA ENERGÍA



BOLETÍN INFORMATIVO

AÑO 12 | Nº1 | ENERO 2022

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

Por: Ramón Galaz, Director Ejecutivo Valgesta Nueva Energía
Andrés Romero, Director Valgesta Nueva Energía, Secretario Ejecutivo CNE 2014 – 2018

El complejo legado que deja Energía al nuevo Gobierno

"*La hoja de ruta del Ministerio de Energía en 2019 estará marcada por tres proyectos de ley*" titulaba una nota La Tercera el 23 de enero de 2019, añadiendo "*La ministra de Energía, Susana Jiménez, está en pleno trabajo diseñando una hoja de ruta para enfrentar el nuevo escenario. El eje principal de este año será hacer frente a los desafíos regulatorios* ***por medio de tres proyectos de ley que prometen renovar la cara del sector.***" En la nota se exponía ampliamente sobre un proyecto de ley para flexibilizar la matriz eléctrica, otro que perfeccionaba la ley de transmisión y, finalmente, la esperada ley que reformaría el modelo de distribución eléctrica.

Sin lugar a duda, la crisis política originada por la implementación del proceso de cambio del sistema de medición en los hogares, junto con el estallido social y el Covid 19 cambiaron los planes del Gobierno. En este contexto, en junio de 2019 asume un nuevo Ministro, Juan Carlos Jobet, quién cambió el eje de las políticas públicas sectoriales, concretando modificaciones regulatorias de profundo impacto en el sector tanto en el corto como mediano plazo. En primer lugar, en noviembre de 2019 se despacha del Congreso Nacional la ley 21.185, que crea el mecanismo de estabilización de precios de la energía eléctrica para clientes regulados, conocida como la ley PEC. Asimismo, en diciembre de 2019, logró la aprobación de la ley que dispuso una reducción en la rentabilidad de la industria de la distribución e introdujo cambios al proceso de tarificación del Valor Agregado de Distribución (VAD). En agosto de 2020 se promulgó la Ley de Servicios Básicos, diseñada inicialmente como medida "excepcional", que buscaba aliviar la carga económica de las personas afectadas por la pandemia, pero que hoy se ha convertido en un problema de difícil solución. Finalmente, en febrero de 2021 se aprobó la ley 21.305 sobre eficiencia energética.

Al terminar el mandato del Presidente Piñera, creemos necesario destacar los avances, como también resaltar las deudas que deja la administración. Estimamos muy positivo el avance en materia de eficiencia energética, lo que permite proyectar para Chile reducciones significativas de la intensidad energética en el sector industrial y de servicios, dada la implementación obligatoria de sistemas de gestión de energía. De la misma manera, el desarrollo de una política de hidrógeno verde, permite generar una guía para el trabajo público privado en la década, de tal manera que efectivamente en la próxima década podamos ver resultados efectivos en la materia. Por último, la ambiciosa agenda de electromovilidad, con un trabajo intersectorial junto al Ministerio de Transportes, permite proyectar que nuestro país contará con un liderazgo relevante en la región sobre la materia.

A pesar de ello, también se pueden visualizar enormes sombras en el desarrollo sectorial. Como lo hemos comentado en otras editoriales, una verdadera tormenta perfecta se avecina.

El proceso de cambio tecnológico para lograr una matriz eléctrica que progresivamente reduce sus emisiones, no ha sido abordado de manera correcta. El acelerado desarrollo de capacidad eólica y solar (el cual se debe fundamentalmente a los contratos celebrados en años anteriores por licitaciones de clientes regulados y nuevos contratos del mercado de clientes libres), junto con un paulatino cierre de centrales a carbón, un menor aporte hídrico "estructural" producto de los efectos del cambio climático, congestiones del sistema de transmisión y altos precios internacionales de los combustibles, están generando un cambio de las condiciones de operación del sistema eléctrico que requería actuar a tiempo para introducir mejoras operacionales, incorporación de nuevas tecnologías, adaptación de la logística, entre otros.

Lamentablemente, los últimos informes del Coordinador Eléctrico indican que estamos ante una situación de estrechez de suministro eléctrico que no se veía en el sector desde hace una década, lo que junto con generar altos costos marginales, que presionan los precios del mercado de contratos (lo que tarde o temprano se trasladará a los consumidores), podría significar que a pocos meses de asumir el nuevo Gobierno pudiesen ocurrir situaciones tan complejas como la necesidad de un racionamiento del suministro eléctrico. A su vez, es probable que la estabilización de las cuentas eléctricas culmine de acumular los saldos de la deuda máxima de USD 1.350 millones, que los clientes regulados debemos a las empresas generadoras que han soportado el mecanismo, a fines del primer semestre de 2022, por lo que eventualmente el nuevo Gobierno debiese corregir las tarifas representando un alza en torno al 20% de la cuenta eléctrica para los clientes residenciales a partir del mes de julio próximo. De la misma forma, la ley que suspendió el corte de los servicios básicos, impulsada por moción de parlamentarios de diversos sectores y apoyada por el Gobierno, ha terminado su vigencia sin que a la fecha tengamos una solución de cómo se pagará la deuda en torno a USD 400 millones que han debido soportar las empresas distribuidoras eléctricas.

El complejo legado que deja Energía al nuevo Gobierno

De esta manera, la tarea de las nuevas autoridades será titánica y desafiante: el cortísimo plazo exigirá implementar medidas que eviten que los 4 años de Gobierno del Presidente Gabriel Boric, impliquen vivir permanentemente bajo la amenaza de posibles cortes de suministro, por lo que más allá de los esfuerzos que se realicen para mejorar la capacidad logística de aprovisionamiento de diésel que pretende el nuevo decreto de racionamiento preventivo que está preparando la actual administración, se requerirá innovación y liderazgo político para impulsar soluciones rápidas en materia de transmisión, almacenamiento, gestión de la demanda y operación del sistema, entre otros aspectos. A su vez, se requerirá diseñar soluciones que eviten seguir acumulando deuda, tanto en los segmentos de generación como distribución de electricidad, volviendo a principios de buena regulación que permitan a los diversos agentes comprender que, bajo las excepcionales circunstancias que ha vivido el país, se tomaron decisiones que intervinieron directamente el mercado, a nivel de los contratos y derechos de buena parte de la cadena de valor del servicio eléctrico, lo que, de no regularizarse de manera paulatina, arriesga a que tengamos un sector que se deteriore con el tiempo. Finalmente, se deberán resolver los problemas de competencia que ha revelado recientemente la Fiscalía Nacional Económica en el mercado del GLP, cuidando que las soluciones no impliquen mayores costos para los consumidores.

Adicionalmente, los objetivos de largo plazo son desafiantes y demandados por la ciudadanía: avanzar aceleradamente a una matriz eléctrica cero emisiones requerirá definir plazos razonables para concretar el cierre de centrales a carbón; diseñar la transición del gas natural como seguro para la operación del sistema eléctrico con nuevas soluciones, las cuales aún requieren desarrollo; establecer un nuevo mercado de capacidad, flexibilidad y almacenamiento; un nuevo diseño a la distribución eléctrica que nos permita avanzar hacia una eficiente utilización de los recursos descentralizados de energía; y la transición hacia un mercado mayorista de ofertas de electricidad, que permita una rápida adaptación del mercado a las nuevas tecnologías.

Como se puede apreciar, la tarea es enorme y nadie puede restarse a este desafío. Las señales que ha dado el Presidente electo han sido alentadoras, invitando al diálogo constructivo para lograr una transformación en la que todos nos sintamos parte. Sin lugar a dudas, esto último ha sido uno de los principales déficit de las actuales autoridades de energía, dejando un legado de alta complejidad y enormes problemas. Por ello, esperamos que las nuevas autoridades se muestren abiertas al diálogo real y colaborativo, lo cual estimamos es la única manera en que se podrá avanzar para encontrar soluciones correctas a problemas complejos.

---

*https://www.latercera.com/pulso/noticia/la-hoja-ruta-del-ministerio-energia-2019-estara-marcada-tres-proyectos-ley/497033/

CNE emite bases preliminares de la próxima licitación de suministro eléctrico de 2022

La Comisión Nacional de Energía (CNE) emitió las Bases Preliminares de la Licitación Pública Nacional e Internacional para el Suministro de Energía y Potencia Eléctrica 2022/01, que subastará 5.250 GWh para abastecer las necesidades de energía de los clientes regulados del Sistema Eléctrico Nacional, a partir del año 2027, por 15 años.

Según lo establece Ley de Licitaciones (N°20.805), las Bases Preliminares de la Licitación podrán ser observadas por las empresas distribuidoras, para que la CNE en enero de 2022 publique las Bases Definitivas del próximo proceso y se realice el llamado público a licitación.

En el marco de la ley, a la Comisión Nacional de Energía le corresponde diseñar, coordinar y dirigir el proceso de licitación pública del próximo año, cuyo objetivo es que las empresas de distribución eléctrica dispongan de contratos de suministro de largo plazo para satisfacer los consumos de sus clientes sometidos a regulación de precios (consumidores residenciales y pymes), favoreciendo la competencia, logrando precios competitivos y promoviendo el ingreso de energías limpias en beneficio de las familias chilenas.

De acuerdo con el programa definido en las Bases Preliminares de la Licitación, en junio del año 2022 se efectuaría la presentación de las propuestas por parte de las empresas generadoras nacionales e internacionales.

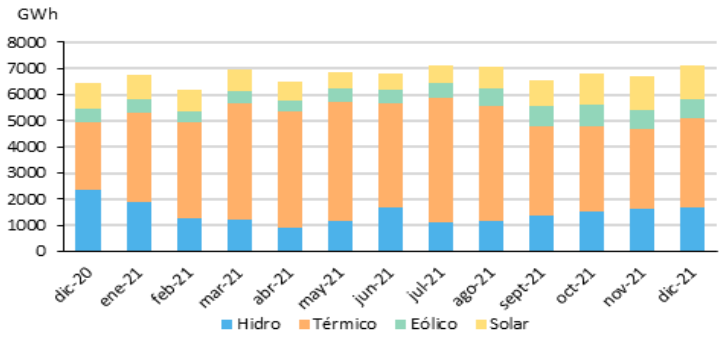
La CNE realizará la próxima licitación de suministro eléctrico siguiendo los objetivos de la política del Gobierno en términos de descarbonización, reducción de emisiones en el sector eléctrico, el impulso a las energías renovables no convencionales y potenciar la participación de Sistemas de Almacenamiento.

Las Bases Preliminares de la licitación contemplan algunos cambios, tales como que el respaldo de las ofertas deberá realizarse con tecnología distinta al carbón o diésel, y los oferentes deberán respaldar en cada uno de los bloques de suministro horario una porción de la energía ofertada.

Fuente: Revista Electricidad (31/12/2021)

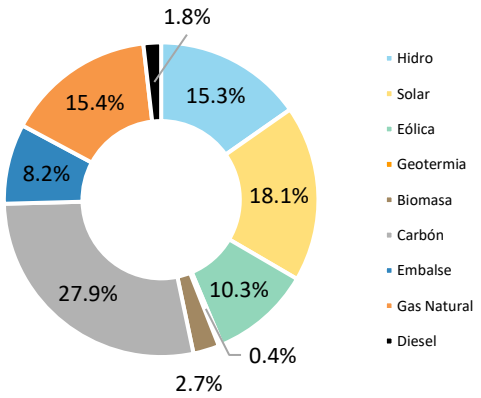
ESTADÍSTICAS DICIEMBRE 2021

Generación SEN últimos 12 meses



Fuente: Coordinador Eléctrico

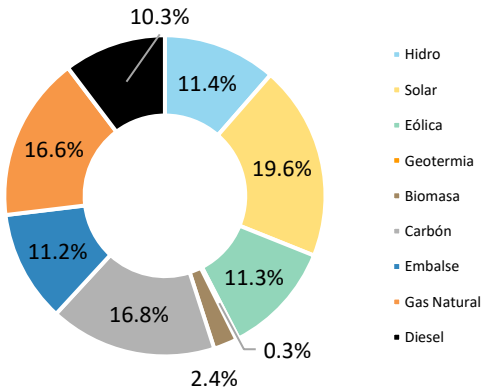
COMPOSICIÓN DESPACHO DICIEMBRE 2021



Despacho de generación (GWh)	
Térmica	3.428
Hidráulica	1.676
Eólica	731
Solar	1.294
Total	**7.125**

Fuente: Coordinador Eléctrico

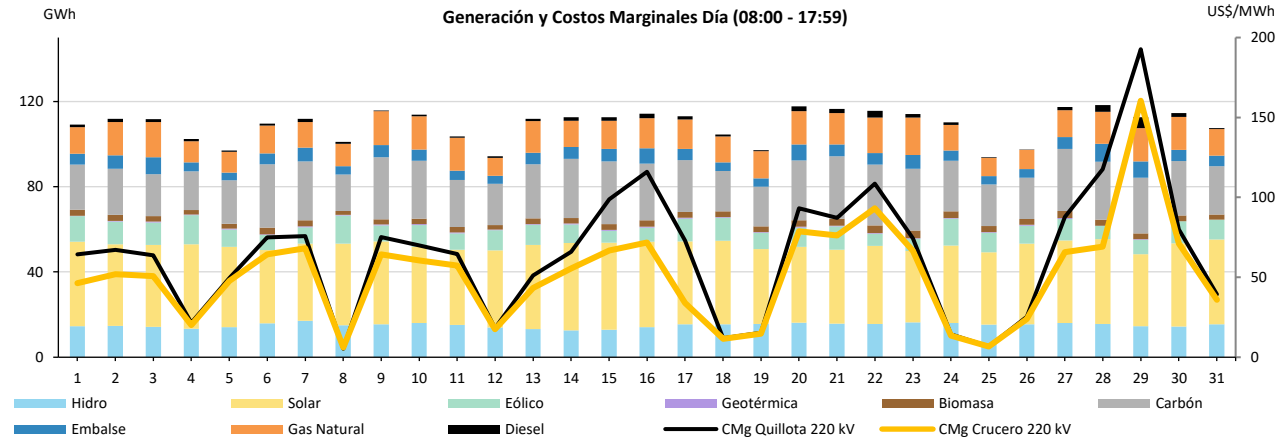
CAPACIDAD INSTALADA SEN NOVIEMBRE 2021

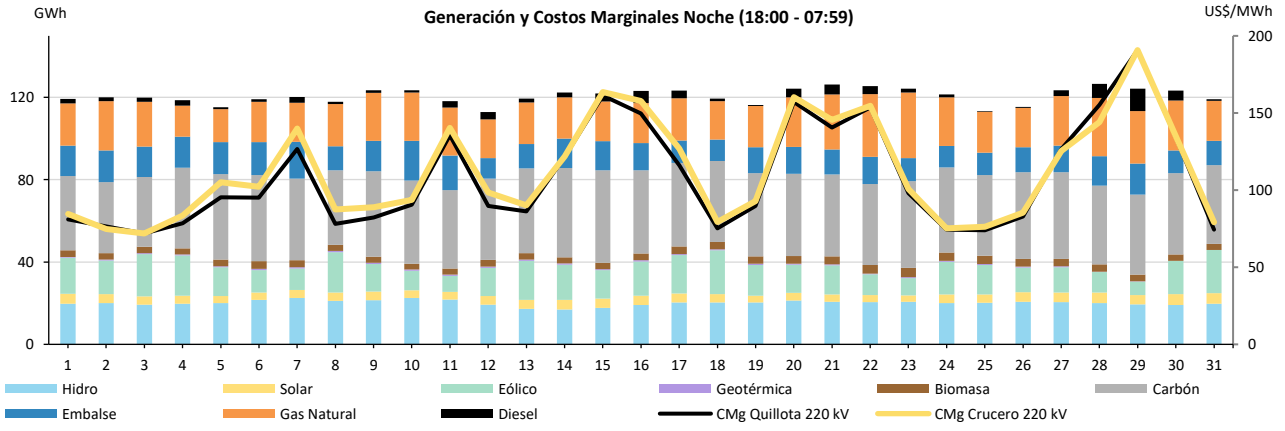


Capacidad instalada SEN (MW)	
Hidro	6.849
Térmico	13.937
Eólica	3.425
Solar	5.935
Geotermia	78
Total	**30.224**

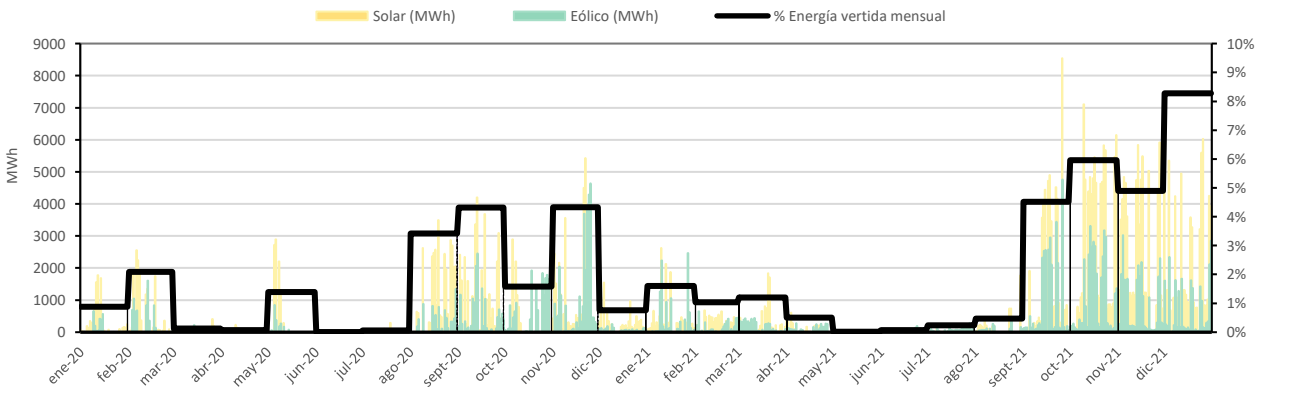
Fuente: Coordinador Eléctrico

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





Vertimientos de generación ERNC enero 2020 – diciembre 2021



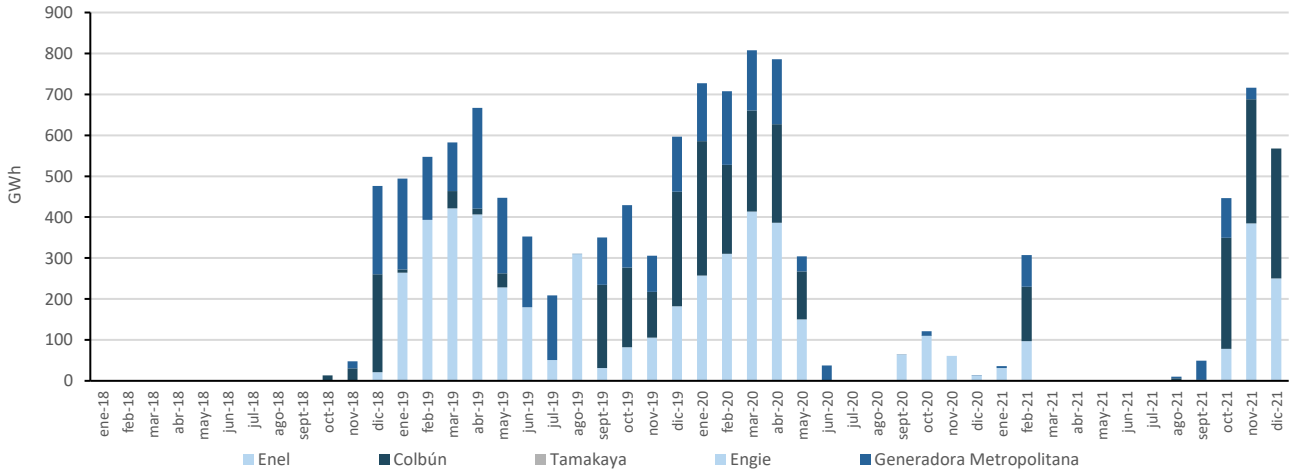
Fuente: Coordinador Eléctrico

El gráfico anterior presenta la cantidad de energía diaria reducida de centrales eólicas y solares que se ha presentado desde enero de 2020 a diciembre* de 2021, y el porcentaje mensual al que corresponden dichas reducciones con respecto a la generación solar y eólica.

Dichas reducciones son dispuestas por el Coordinador Eléctrico Nacional en respuesta a la presencia de congestiones en el sistema de transmisión.

*Los vertimientos de diciembre 2021 corresponden a los exhibidos en los Informes Diarios de Novedades al Centro de Despacho de Carga (CDC) del Coordinador Eléctrico.

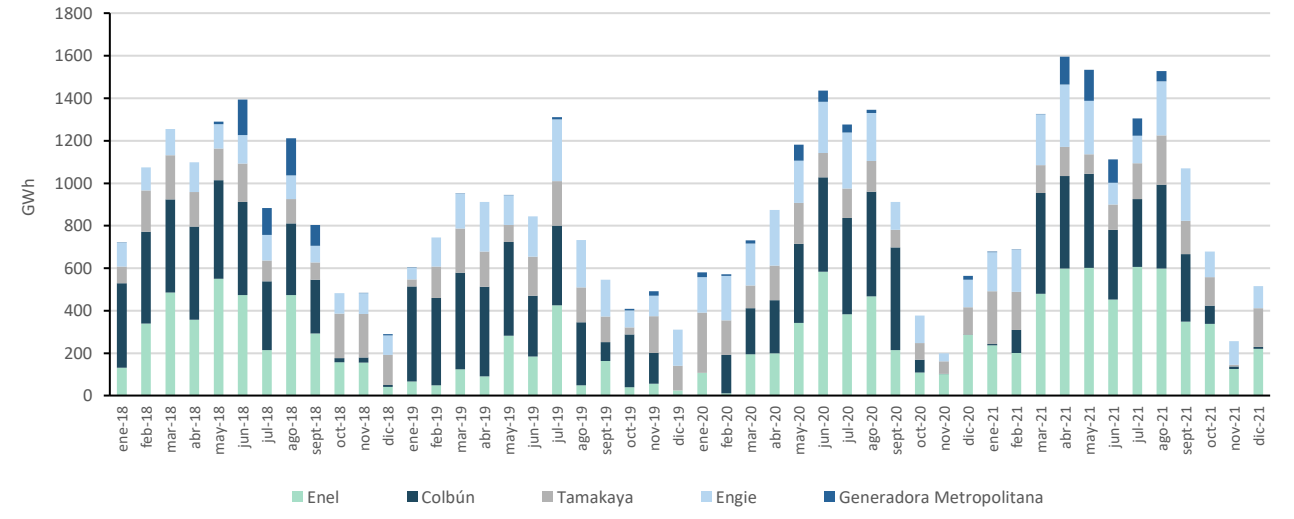
Generación histórica gas natural argentino



En diciembre de 2021 se generaron 567,9 GWh en base a Gas Natural argentino, de los cuales un 55,9% es atribuible a la empresa Colbún, y un 54,1% a Enel.

Fuente: Coordinador Eléctrico

Generación con GNL desde terminales Quintero y Mejillones



En diciembre de 2021, la generación de centrales en base a GNL asociadas a los terminales Quintero y Mejillones fue de 518,2 GWh, lo que representó el 15,4% de la generación total del SEN. De estas inyecciones, un 42,7% se atribuye a Enel, un 1,5% se atribuye a Colbún, un 35,4% se atribuye a Tamakaya, un 19,9% a Engie, y el 0,5% restante a otras empresas.

Fuente: Coordinador Eléctrico

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

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

Fuente: CNE

Costos marginales promedio diciembre ($/kWh)

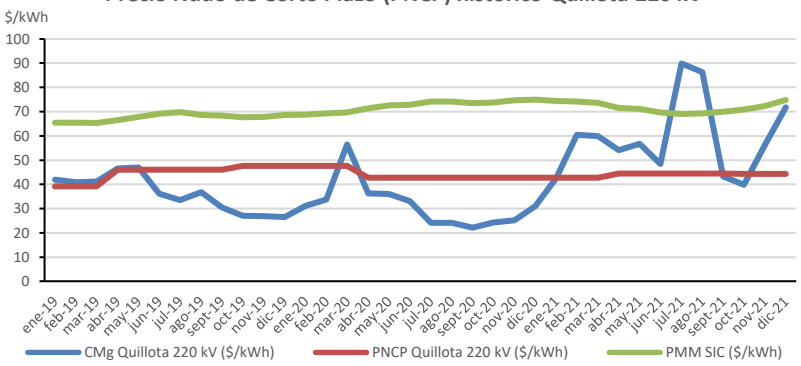
Crucero 220 kV	71,8
Cardones 220 kV	71,6
Pan de Azúcar 220 kV	72,5
Quillota 220 kV	71,8
Charrúa 220 kV	73,5
Puerto Montt 220 kV	180,0

Fuente: Coordinador Eléctrico

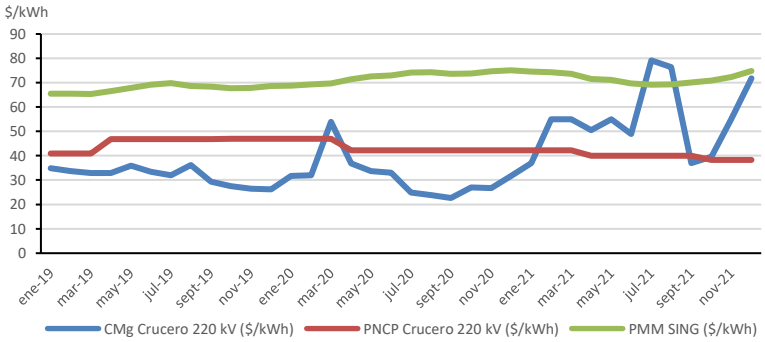
* En los gráficos a la derecha, los Precios Medio de Mercado SEN-SIC y SEN-SING corresponden al PMM del SEN.

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

Comisión de Minería aprobó que Enap distribuya y comercialice gas licuado y natural

Por seis votos a favor y cuatro en contra, la Comisión de Minería respaldó el proyecto que autoriza a la Empresa Nacional del Petróleo (Enap) para distribuir y comercializar, a consumidores finales, gas licuado de petróleo y gas natural.

La iniciativa permite que la estatal pueda intervenir como nuevo competidor en el mercado nacional de la distribución del gas en todos sus niveles. El objetivo de esto es generar un mejor escenario para la competencia, que derive en una disminución en el precio de venta del combustible.

La norma señala que la Enap podrá comercializar gas a nivel de mayorista o minorista y en cualquier formato de almacenamiento. Agrega, además, que estará autorizada para hacer uso de toda la red de transporte y distribución existente, sea pública o privada.

Fuente: Revista Electricidad (10/01/2021)

Clientes libres industriales pagan más de US$30/MWh adicional al precio de la energía

Más de US$30 por MWh adicionales a lo que es el precio de la energía es lo que deben pagar los clientes libres industriales en el sistema eléctrico local, en una tendencia que ha venido creciendo en los últimos años y que se concentra principalmente en desembolsos asociados al cargo por Servicios Complementarios (SSCC), por transmisión nacional y zonal y por potencia.

Según las estimaciones de la Asociación de Clientes Eléctricos No Regulados (Acenor A.G.), a este ítem se agregan los pagos que las empresas del sector deben realizar por el cargo de servicio público, precio estabilizado y por mínimos técnicos y operaciones especiales.

Según las estimaciones de la Asociación de Clientes Eléctricos No Regulados (Acenor A.G.), a este ítem se agregan los pagos que las empresas del sector deben realizar por el cargo de servicio público, precio estabilizado y por mínimos técnicos y operaciones especiales.

Fuente: Revista Electricidad (10/01/2022)

Balance ERNC noviembre 2021

Total retiros afectos a obligación (GWh)	**6.935**
Obligación ERNC (GWh)	**801**
% Obligación ERNC respecto a retiros afectos a obligación	**11,6%**
Inyección ERNC (GWh)	2.378
% Inyecciones ERNC respecto a retiros afectos a obligación	**34,3%**

Fuente: Coordinador Eléctrico

NOTICIAS

Bienes Nacionales licitó cerca de 40.000 hectáreas de terrenos para proyectos de energías renovables

El Ministerio de Bienes Nacionales informó sobre el anunció el término de las adjudicaciones del Plan de Licitaciones 2020, donde el sector energético fue uno de los más relevantes por la superficie de los inmuebles y el aporte al desarrollo sostenible del país, según indicó el ministro de la cartera, Julio Isamit.

El sector energético comprendió 59 de las 64 concesiones adjudicadas, con una tasa de 72%, lo que corresponde a una superficie de 39.689 hectáreas.

Lo anterior se traduce en 11.487 MW de potencia instalada comprometida en los inmuebles adjudicados, lo que es muy relevante si se considera que actualmente en Chile la capacidad instalada de energía eólica y solar es de 6.826 MW.

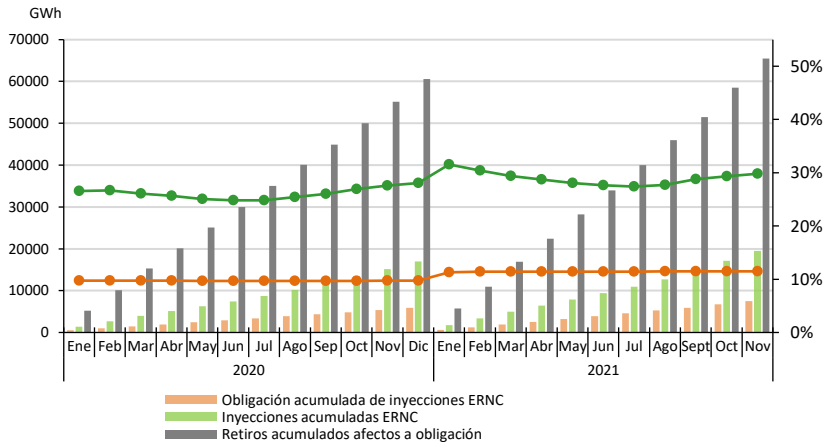
Además, esto implica más de US$ 10.000 millones de inversión proyectada, ingresos para el fisco en los primeros 12 meses por UF 921.214 (US$ 33,3 millones) y por los próximos 40 años por UF 36.848.540 (US$ 1.331 millones), en total.

Isamit destacó estos resultados, precisando que desde el Ministerio «estamos contribuyendo con casi 40.000 hectáreas para la generación de energía renovable, comprometiendo en un año una potencia instalada de más del doble de la actual».

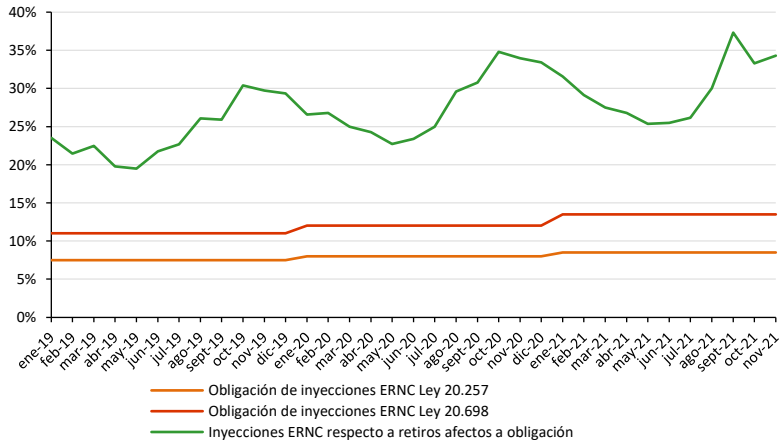
Fuente: Revista Electricidad (14/01/2022)

BALANCE ERNC A NOVIEMBRE 2021

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



Porcentaje de inyecciones ERNC respecto de retiros afectos a obligación



Fuente: Coordinador Eléctrico

Acreditaciones ERNC

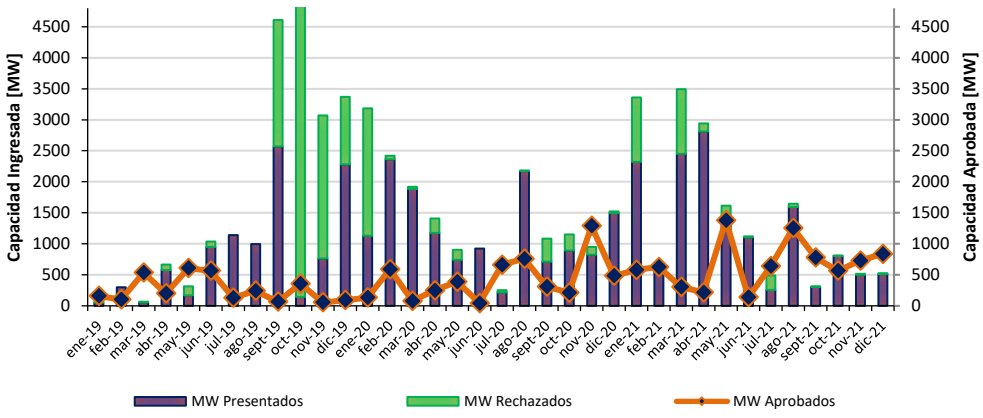
En los balances mensuales efectuados por el Coordinador Eléctrico Nacional, los retiros acumulados afectos de acreditación ERNC (ley 20.257 y ley 20.698) de enero 2021 a noviembre 2021, corresponden a **65.447 GWh**.

La obligación acumulada de inyecciones ERNC de enero 2021 a noviembre 2021, correspondió a **7.523 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 noviembre 2021, fueron de **19.526 GWh**, lo que corresponde a un **29.8%** 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



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

Estado de Proyectos

A partir de los datos estadísticos registrados en la plataforma electrónica del SEIA (e-SEIA), en diciembre de 2021 ingresaron un total de 1.359 MW de potencia. Se registraron 835 MW aprobados.

Principales Proyectos Aprobados en el SEIA en diciembre 2021

Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Parque Fotovoltaico Gabriela 220 MW	GR Lenga SpA	220	Solar	20-04-2021
Proyecto Fotovoltaico Malloco	El Condor Solar SpA	9	Solar	24-03-2021
Calderaza Solar	Manzano Solar SpA	9	Solar	24-03-2021
Parque Solar Paihuen	Yumbrel Solar SpA.	9	Solar	24-03-2021
Canelillo Solar	Canelillo Solar SpA	9	Solar	23-03-2021
Parque Fotovoltaico Liebre del Verano	Guallatiri SpA	9	Solar	19-02-2021
Parque Fotovoltaico Andino Las Pataguas	Parque Fotovoltaico Andino Las Pataguas SPA	132	Solar	21-01-2021
Parque Fotovoltaico Mila del Verano	Zapaleri de Verano SpA	90	Solar	20-05-2020
Parque Eólico Atacama	Parque Eólico Atacama SpA	180	Eólico	24-04-2020

Principales Proyectos en Calificación en el SEIA en diciembre 2021

Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Hidrosolar Nalcas Bajo	Hidronalcas SPA	3.1	Solar	23-12-2021
Parque Fotovoltaico Buganvilia	Rodrigo Carlos Sanz Lacaux	9	Solar	22-12-2021
Parque Fotovoltaico Faro de Santa Elena	Fotovoltaica Faro III SPA	9	Solar	22-12-2021
Planta Solar El Noviciado	Planta Solar El Noviciado SpA.	9	Solar	22-12-2021
Parque Solar Vichuquén Santa Elena	Lobo Solar SpA	9	Solar	21-12-2021
Parque Solar Fotovoltaico Tirana Oeste	FRV Services Chile SpA	336	Solar	10-12-2021
Arboleda Solar	Guanaquito Solar SpA	80	Solar	31-12-2021
Nueva Central Solar Fotovoltaica Verbena	Verbena Solar SpA	53	Solar	30-12-2021

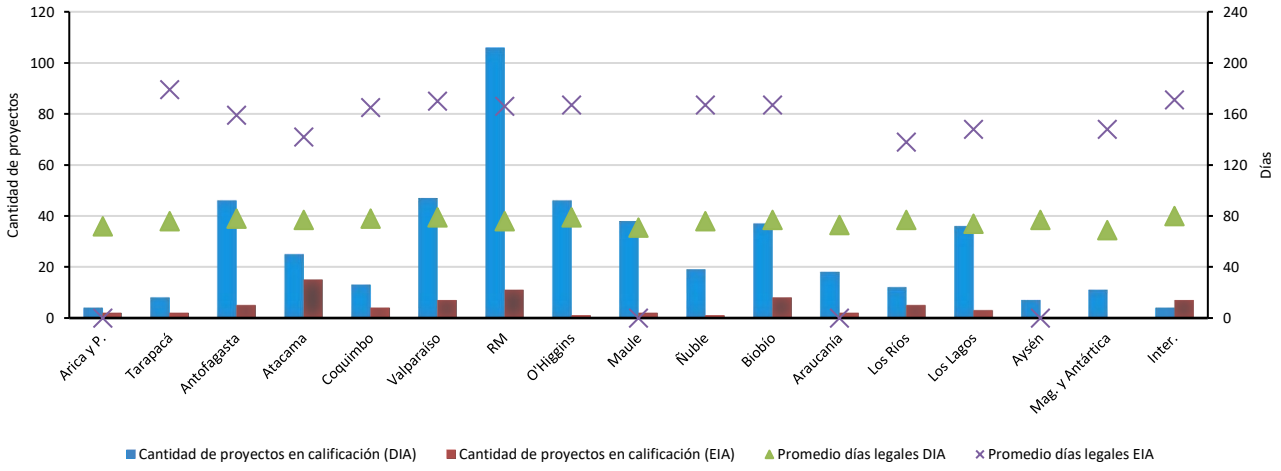
Principales Proyectos no Aprobados en el SEIA en noviembre 2021

Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Planta Fotovoltaica La Palma	MVC SOLAR 5 SPA	9	Solar	19-02-2021
Medusa Solar	CVE Proyecto Veinte SpA	6	Solar	22-01-2021

Fuente: SEIA (e-SEIA)

Indicadores de plazo de evaluación (Días Legales)

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



Fuente: Reporte Estadístico mensual de Proyectos en el SEIA

NOTICIAS

Gobierno extiende decreto de racionamiento hasta septiembre y plantea mecanismo para asegurar diésel

Aunque falta la firma del Presidente Sebastián Piñera y el trámite de toma de razón, el ministro de Energía, Juan Carlos Jobet, firmó el documento que extiende el decreto de racionamiento hasta el 30 de septiembre, ya que el sistema eléctrico se podría encontrar en riesgo de desabastecimiento dentro del primer semestre.

De acuerdo al escrito, la Comisión Nacional de Energía propone implementar un esquema de adquisición y remuneración de costos excepcionales de adquisición de diésel de seguridad para asegurar que las unidades generadoras que operan con este combustible puedan contar con un abastecimiento seguro en situaciones excepcionales.

Se plantea que los costos de requerimientos excepcionales de suministro de diésel derivados del mecanismo señalado serán remunerados a prorrata de los retiros de energía que efectúen las generadoras.

Fuente: Diario Financiero (14/01/22)

Comisión Nacional de Energía valora dictamen de Panel de Expertos en Valorización de la Transmisión

El Panel de Expertos de la Ley General de Servicios Eléctrico emitió el dictamen N°12-2021 correspondiente al Informe Técnico Final del proceso de Valorización de las Instalaciones de Transmisión 2020-2023, elaborado por la Comisión Nacional de Energía (CNE), en el marco de la Ley N°20.936.

Tras la emisión del dictamen por parte del Panel de Expertos, corresponde ahora a la CNE calcular y aplicar el fallo para emitir el Informe Técnico Definitivo con la valorización definitiva de las instalaciones incluidas en este proceso, las que representan el 75% del total de las instalaciones existentes y pagos anuales del orden de los US$700 millones. Con el Informe Técnico Definitivo, el Ministerio de Energía deberá emitir el Decreto correspondiente.

El secretario ejecutivo de la CNE, José Venegas, señaló que «estamos seguros que una vez aplicado el dictamen, se confirmará una rebaja interesante de las tarifas por concepto de transmisión. En el dictamen del Panel queda muy clara la contundencia y eficiencia técnica del equipo de la CNE, que abordó un proceso de valorización de las instalaciones de transmisión inédito, nunca efectuado con este nivel de detalle y nuevos parámetros, como la reducción de la tasa de rentabilidad. Esto representa una nueva forma de efectuar estos procesos que redundará en transparencia, y certeza de eficiencia frente a los consumidores, que son los que pagan todos los meses estas tarifas en sus cuentas".

Fuente: Revista Electricidad (12/01/22)

Plan de obras de generación SEN, ITD de PNCP, Segundo Semestre de 2021

De acuerdo al Informe Técnico Definitivo del Segundo Semestre de 2021, se proyecta una capacidad instalada adicional al año 2031 de 10.389 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 2031.

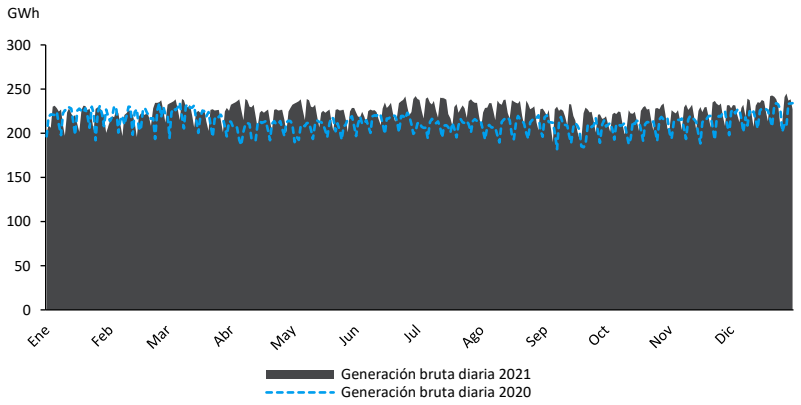
Con respecto a centrales térmicas, se proyecta la instalación de 578 MW entre instalaciones Diésel y GNL antes de 2024, y no más desde ese año en adelante.

Para el año 2031, se estiman 4.850 MW de capacidad adicional en instalaciones solares.

Por otro lado, para las centrales eólicas se proyecta una capacidad adicional de 3.132 MW al año 2031.

Fuente: ITD Segundo Semestre 2021, CNE

Evolución de la generación bruta diaria del SEN (GWh) desde enero 2020 a diciembre 2021



Fuente: Coordinador Eléctrico

Demanda máxima horaria del SEN (MWh)

2018	10.776
2019	10.746
2020	10.900
2021	11.227

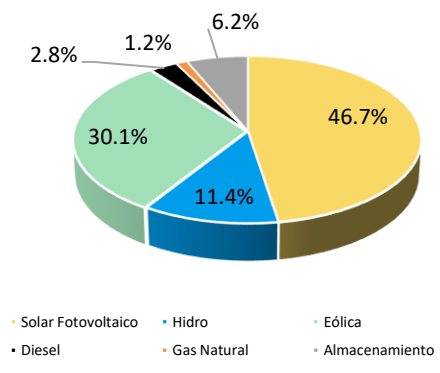
Fuente: Coordinador Eléctrico

Capacidad noviembre 2021 y recomendada a instalar al año 2031 (MW)

	Nov. 2021	Rec.
Eólica	3.425	3.132
Geotermia	78	0
Hidro	6.849	1.186
Solar	5.935	4.850
Térmico	13.937	578
Almacenamiento	0	645
Total	**30.224**	**10.389**

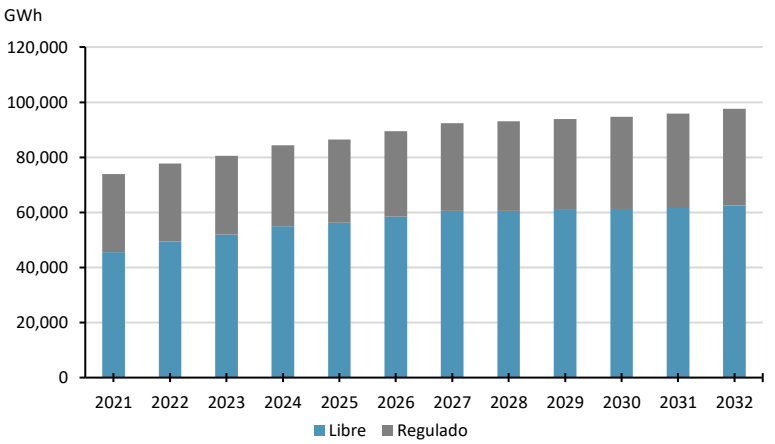
Fuente: ITD Segundo Semestre 2021, CNE

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



Fuente: ITD Segundo Semestre 2021, CNE

Demanda proyectada del SEN (GWh)



Fuente: ITD Segundo Semestre 2021, CNE

CENTRALES EN ETAPA DE PUESTA EN SERVICIO

Central	Capacidad (MW)	Entrada en operación estimada
PE Calama (Eólico)	150	Feb-22
Santa Isabel (Solar)	159	Feb-22
Tamaya (Solar)	114	Feb-22

Central	Capacidad (MW)	Entrada en operación estimada
Tchamma (Eólico)	155	Mar-22
Río Escondido (Solar)	145	Feb-22
Cerro Tigre (Eólico)	185	Mar-22

Ministerio de Minería notifica adjudicación de proceso de licitación para aumentar producción de litio

El Ministerio de Minería notificó la adjudicación del proceso de licitación para impulsar la producción de litio en el país, optando por entregar dos de las cinco cuotas que se ofrecían, a las empresas BYD Chile SpA y Servicios y Operaciones Mineras del Norte S.A.

Cada una se adjudicó una cuota de 80.000 toneladas de litio metálico comercializable (LME), por las cuales BYD Chile SpA presentó una oferta por US$61 millones y Servicios y Operaciones Mineras del Norte S.A. ofertó US$60 millones, respectivamente.

Ambas ofertas, sustancialmente más altas que el resto de las ofertas recibidas, son las que mejor responden al interés del Estado de aumentar la competencia en este mercado y obtener la recaudación por cuota más satisfactoria. El Estado recibirá, sin considerar los pagos futuros por producción, US$121 millones por estas dos cuotas.

Desde el Ministerio resaltaron que la convocatoria nacional e internacional buscaba elevar la producción de este mineral en Chile, atendiendo así la creciente demanda mundial generada por el desarrollo, entre otros, de la electromovilidad. Ello, en un contexto en el que pese a tener las mayores reservas mundiales de litio, el país ha ido perdiendo participación de mercado por la ausencia de nuevos proyectos.

Además, resaltaron que la entrada de ambas compañías permitirá aumentar el dinamismo de la industria local de litio para que Chile recupere su posición en la escena mundial. Las cuotas adjudicadas, por un total de 160.000 toneladas de LME, representan el 1,8% de las reservas conocidas de litio en nuestro país.

Previo al inicio de la etapa exploración y producción, las compañías deberán obtener frente a las autoridades pertinentes -ambientales y otras- todos los permisos requeridos, así como generar los espacios de diálogo necesarios para asegurar que los proyectos se desarrollen en armonía con las comunidades locales, cuidando el medioambiente y respetando nuestra legislación vigente.

Asimismo, el Gobierno trabajará con las compañías adjudicatarias, en el contexto de este proceso de licitación, la incorporación de fórmulas que permitan destinar una porción de los pagos que éstas deberán realizar, a aportes a las comunidades locales y a inversiones en I + D.

El Gobierno reafirmó además su disposición a conformar una Mesa Nacional del Litio para elaborar una estrategia de desarrollo de esta industria, con una mirada de Estado y de largo plazo.

Fuente: Revista Electricidad (12/01/22)

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 afectos por el mecanismo. El excedente total corresponde a 8.866 MM CLP.

Proyección de saldos año 2021

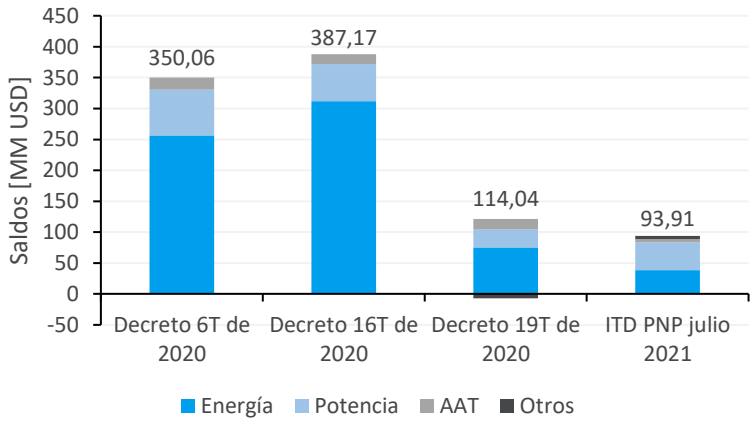
Tal como se puede observar en la proyección de saldos del Mecanismo de Estabilización, los saldos históricos han presentado una baja en su pendiente de generación explicado principalmente por la baja en la tasa de cambio que se ha mostrado en los últimos meses.

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



Fuente: CNE

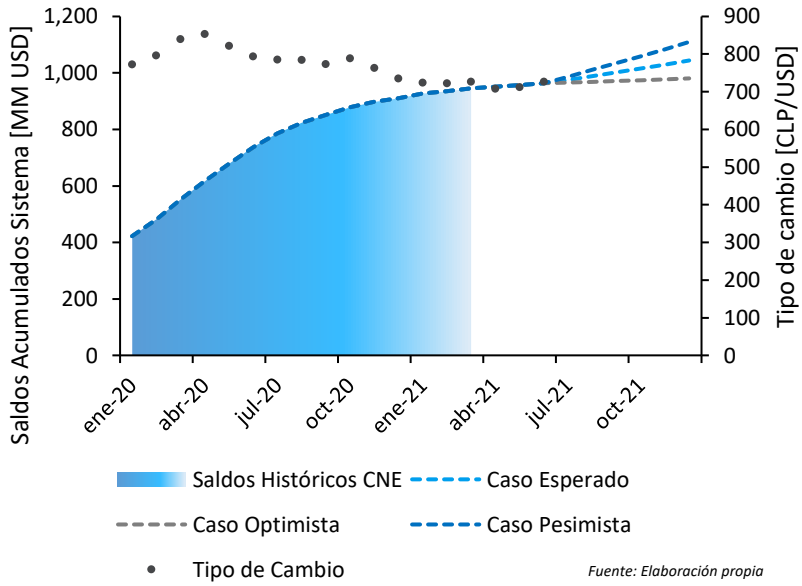
Saldos Acumulados a marzo de 2021 [MM USD]	
SEN	945,19
Sistemas Medianos	7,33
Total	**952,52**

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

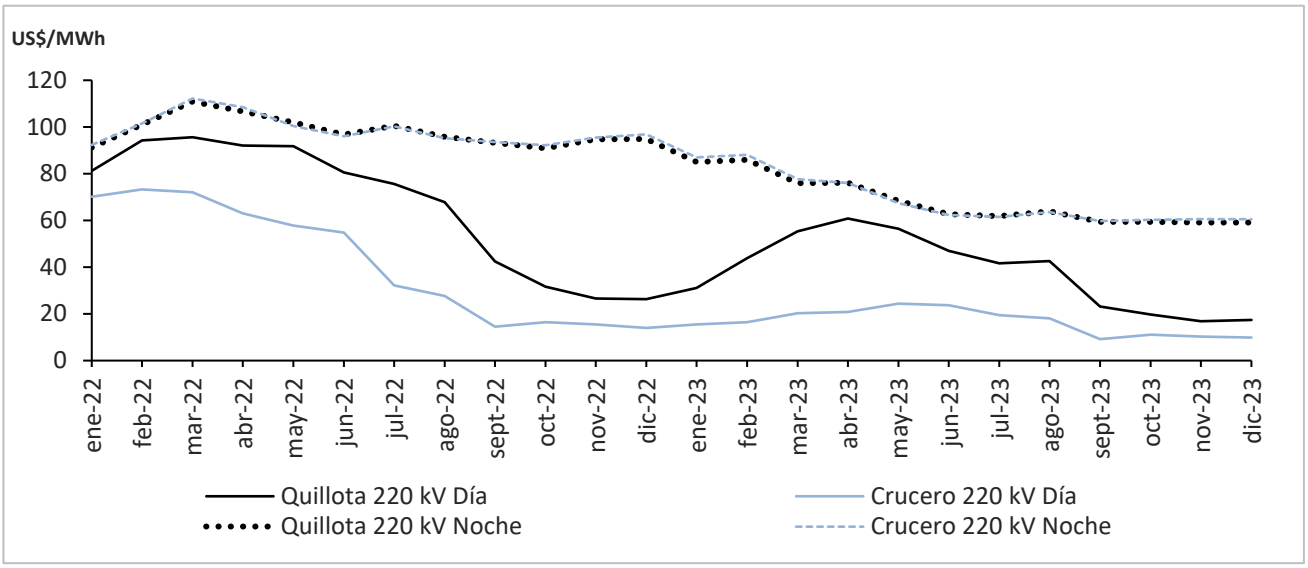


Fuente: Elaboración propia

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$/MWh. A partir del segundo semestre hay una baja atenuada durante la noche por el ingreso de proyectos de generación renovable y el proyecto Alto Maipo, y durante el día esta baja es más pronunciada la baja logrando precios de 26,2 US$/MWh en el mes de noviembre.

La proyección de costos marginales del SEN en este primer trimestre refleja precios de tecnología gas y diésel en las horas de la noche, complementado lo anterior, la ausencia de lluvias en los meses de verano y poca disponibilidad de agua en los principales embalses también contribuye a dichos valores.

El costo marginal promedio proyectado para los próximos dos años durante horas de día en la barra Crucero 220 kV es 30,1 US$/MWh y en la barra Quillota 220 kV es 52,5 US$/MWh. El costo marginal promedio proyectado para los próximos dos años durante la noche en la barra Crucero 220 kV es 83,3 US$/MWh y en la barra Quillota 220 kV es 83,1 US$/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.

Fuente: Valgesta Energía

VALGESTA
NUEVA ENERGÍA

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