



BOLETÍN INFORMATIVO

AÑO 11 | Nº12 | DICIEMBRE 2021

VALGESTA.com

contacto@valgesta.com
Alonso de Córdoba 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
 Rodrigo Moreno, Profesor Universidad de Chile

Suministro eléctrico y medidas de corto plazo: el tiempo de actuar es ahora

En el mes de octubre pasado, el Coordinador Eléctrico Nacional publicó el Estudio mensual de Seguridad de Abastecimiento para el período octubre 2021 – septiembre 2022, donde se evaluaron un total de 9 casos, con el objetivo de informar la situación de abastecimiento del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en los siguientes 12 meses, bajo condiciones de escasez hídrica y también suponiendo indisponibilidades de unidades generadoras de gran tamaño.

Los resultados obtenidos señalan que en dos de los casos evaluados existiría un déficit de energía en la zona al sur de Valdivia (Puerto Montt a Chiloé). A su vez, el informe también señala que, para todos los casos evaluados, en una condición hidrológica muy seca como lo fue en los años 68-69, el consumo de diésel aumentaría considerablemente en los meses de invierno, alcanzando valores de los 9,000 m3/día para el caso crítico. En especial, durante los meses de junio, julio y agosto el diésel que se requiere supera la capacidad logística, ya que la capacidad de reposición diaria no supera los 3500 m3/día, por lo que la seguridad de abastecimiento del SEN podría verse comprometida en dicho escenario.

En noviembre el CEN realizó una sensibilización del estudio anterior. En este caso los resultados mostraron que *“para las condiciones hidrológicas evaluadas, el retraso en la fecha de retiro de las centrales Bocamina II, Tocopilla U14 y U15, y retraso en el ingreso de la central Ventanas II a ERE, confirman que la mayor parte de la energía desplazada por el aumento de generación en base a carbón corresponde a generación diésel (sobre un 80% de la energía desplazada).*

La mayor tasa de consumo de diésel se presenta en el mes de junio de 2022 para la hidrología 1968-1969, alcanzando un nivel de 11.204 m3/día como promedio mensual y un valor de 12.043 m3/día en la semana más crítica del mes. Es necesario comentar que los proveedores de diésel informaron que la capacidad máxima de reposición de dicho combustible alcanza a 3.500 m3/día, **por lo que la seguridad de abastecimiento del SEN podría verse comprometida de presentarse consumos promedios mayores a este número en períodos prolongados (1)**”.

A su vez, Valgesta Nueva Energía ha realizado modelaciones bajo escenarios de *stress* del sistema eléctrico, en las cuales el nivel de requerimiento de diésel supera la capacidad logística señalada, como lo muestra la siguiente gráfica:



1 El subrayado es nuestro

El escenario que se presenta para el corto plazo (2022 y los siguientes años) es complejo. Una mirada de largo plazo también requiere asumir como hipótesis para planificar que los años serán secos, por lo que el aporte hidroeléctrico será cada día más escaso. Por otra parte, nos encontramos frente a un escenario donde el cierre progresivo de centrales a carbón, implicará que en ciertas horas, días e incluso semanas, el aporte renovable solar y eólico no será suficiente para sustituir esta energía dada su variabilidad. Además contamos con un sistema de transmisión que durante toda esta década presentará congestiones importantes, desacoplándose la zona norte con el centro sur del país (donde se concentra el consumo de electricidad), lo que también ocurre en la zona sur desde el sur de Valdivia hasta Chiloé, por lo menos hasta fines de 2023. Finalmente, la importación de GNL se ha hecho más riesgosa dada la norma emitida por la CNE, junto con existir condiciones comerciales en Asia que podrían significar que parte de los barcos comprometidos para el mercado chileno, se pueden desviar hacia ese mercado por los precios a que está llegando el combustible.

Esto implica la necesidad de adoptar medidas de urgencia, no solo para enfrentar el año 2022, sino que nos permita mejorar la operación del sistema durante toda la década. Durante los últimos meses nos hemos reunido con múltiples actores, intentando generar un entendimiento común del problema que se presenta, junto con una mirada consensuada de las acciones que podrían contemplarse para enfrentar los problemas que viviremos en 2022 y durante toda la década.

La experiencia nacional e internacional ha demostrado que en este proceso de transición energética, los mercados eléctricos tradicionales no son capaces de resolver adecuadamente problemas de confiabilidad y resiliencia, por lo que las autoridades deben tomar un rol más proactivo en asegurar el suministro eléctrico a la población. Por ello, y como fruto de dichas discusiones, estimamos que las autoridades de Gobierno, el Parlamento y el Coordinador Eléctrico Nacional, debiesen considerar a lo menos las siguientes medidas de manera urgente, sin perjuicio de otras acciones que debiesen evaluarse:

1) Transmisión:

- a) Aumento permanente de capacidad de transmisión con sistemas de almacenamiento, con BESS conectado en lado de generación, descargado de manera permanente, tomando carga ante la contingencia.
- b) Re-potenciamiento de sistemas de transmisión existentes. En especial desarrollo de proyecto de aumento de capacidad de sistema Nueva Cardones – Nueva Polpaico presentado por Interchile, el que propone una solución para aumentar la capacidad de transferencia del corredor de 500 kV desde Polpaico hasta el Norte, pasando de 1700 MVA actual a 3100 MVA futuro, en dos etapas: Etapa 1, con incremento de capacidad de 1700 MVA hasta 2300 MVA, operativa en octubre de 2025. Etapa 2, con incremento de capacidad hasta 3100 MVA, operativa en octubre de 2027.
- c) Desarrollo de sistema de transmisión temporal, entre las subestaciones Polpaico – Lo Aguirre 220 kV, consistente en una línea de transmisión 1x220 kV, lo que permitiría aumentar las transferencias hacia el sur en 600 MVA, lo que podría desplazar unos 600 MW de diésel.
- d) Implementación de sistemas de desconexión automática de generación (EDAG), que permitan relajar la exigencia de la operación N-1, de manera de permitir una mayor utilización de determinados vínculos del sistema de transmisión, a la vez que preservar la seguridad de servicio frente a fallas de elementos del sistema eléctrico.
- d) En la medida en que el país se enfrenta a temperaturas estacionales más extremas, los flujos máximos por las líneas de transmisión podrían verse modificados significativamente. Proponemos que se ponga a disposición de los interesados una estrategia y un plan de cargabilidad máxima del sistema de transmisión en condiciones de operación normal y de emergencia y se incentive la implementación de sistemas para gestionar dinámicamente la capacidad de las líneas de transmisión (DLR) críticas.

2) Logística de petróleo Diésel

- a) Impulsar una estrategia logística de Enap, empresa estatal que, mediante mayor cabotaje entre puertos, evite al máximo el traslado de combustible mediante camiones entre puntos de almacenamiento de las distribuidoras y de esta forma utilizar la flota de camiones disponibles para llevar combustible a los usuarios finales (libera números muy grandes de capacidad de transporte diario, “hoy mal utilizado”).
- b) Habilitar las compras FOB de petróleo. Impulsar un acuerdo con las empresas distribuidoras de petróleo para que se pueda comprar combustible en el punto de almacenamiento con independencia de la empresa de transporte con la que se cuente. Hoy esto no es posible ya que los dos más grandes distribuidores solo permiten camiones de uso exclusivo para ellos, bandera propia.
- b) Impulsar a través del Ministerio de Transportes, un acuerdo con los sindicatos de transportistas para viabilizar el uso de camiones y conductores internacionales solo durante la crisis (pueden ser meses específicos).
- c) Para puntos con baja capacidad de almacenamiento y potencialmente alta necesidad de desembarco de petróleo, se requiere flexibilidad de la autoridad respectiva para poder operar desembarco de petróleo directamente desde barcos de cabotaje menores a camiones o almacenamiento temporal (permisos ambientales, SEC y otros sectoriales).

3) Operación del SEN

- a) La programación diaria se debe efectuar todos los días del año, incluyendo fines de semana y festivos sin excepciones. También se recomienda que la reprogramación frente a eventos imprevistos significativos también sea realizada mediante una programación óptima.
- b) Durante el período que dure la actual situación de riesgo, el Coordinador debiese publicar diariamente en su web un informe ejecutivo que incluya la siguiente información:
 - Stock de combustibles disponible para generación eléctrica por central / terminal GNL.
 - Utilización prevista de combustibles para los 7 días siguientes a la fecha del informe.
 - Llegadas de naves con combustibles confirmadas para los 7 días siguientes
 - Stock de combustibles previsto para el final del día 7.
 - Disponibilidad de camiones de transporte de diésel para cada uno de los puntos de distribución que abastecen a centrales generadores (base 30 m3)
 - Centrales termoeléctricas en mantenimiento mayor o indisponibles por falla, indicando la respectiva potencia, para los próximos 30 días.
 - “Curtailement” aplicado diariamente en los últimos siete días a las centrales ERNC.
 - Porcentaje de utilización de líneas de transmisión claves considerando valores máximos impuestos tanto por limitaciones físicas y como por limitaciones de seguridad (N-1).

4) Generación:

- a) Retrasar la fecha de retiro de las centrales Bocamina II, Tocopilla U14 y U15, e ingreso de la central Ventanas II a ERE, considerando que, según los datos del CEN, reducen el consumo de diésel en las condiciones hidrológicas secas.
- b) Operación Centrales Térmicas: para utilizar correctamente los recursos renovables en las horas que se tenga el recurso, se requiere que las centrales térmicas sean más flexibles en sus rampas de bajada, tiempos de estabilización y mínimo técnico. Asimismo, se debe tener la posibilidad de utilizar en algunas de estas centrales el embancamiento (2) o definitiva parada y encendido para permitir el uso eficiente de energías renovables en toda su capacidad.
- b) Existen 4.600 MW de proyectos de generación ERNC en construcción. El acortamiento de los plazos de puesta en servicio de esos proyectos significa que el sistema eléctrico contará con una mayor oferta y por lo tanto el uso de combustibles fósiles y de agua puede ser reducido. Para acortar los plazos de puesta en servicio, sugerimos considerar la facilitación por parte del Ministerio de Energía de los plazos de respuesta de las diferentes autoridades sectoriales que deben pronunciarse con aprobaciones a lo largo de cada uno de los proyectos.
- c) Considerando que nuestro país no cuenta con capacidad de almacenamiento de combustibles líquidos (derivados del petróleo y GNL) adecuada a su nivel de consumo, se recomienda contratar naves de almacenamiento que aumenten esa capacidad, especialmente en el caso de GNL. Este almacenamiento no solo proporcionará mayor autonomía, sino que reducirá la exposición a cierres de los puertos de los terminales debidos a marejadas y simplificará la cadena logística para los contratos ToP.

5) Almacenamiento

- a) Generar condiciones para viabilizar inversiones fast track en Almacenamiento de energía tales como:
 - Reconocimiento de Potencia de suficiencia a sistemas de almacenamiento de energía.
 - Activar contratación a largo plazo de Servicios complementarios. (Respuesta Rápida, Control primario de frecuencia).
 - Permitir, al menos de forma transitoria, a quienes inviertan en sistemas de almacenamiento instalados en plantas de ERNC, la operación de sus sistemas, vale decir puedan decidir cuándo cargar y descargar las baterías y que puedan complementar carga desde la red.
 - Flexibilizar la operación de sistemas stand alone, vale decir puedan decidir cuándo cargar y descargar las baterías, por lo menos de forma transitoria, para incentivar la entrada de este tipo de instalaciones.

Estamos ciertos que si se genera un plan de trabajo público privado, que busque las mejores soluciones para nuestro país, éstas y otras medidas pueden ser consideradas, analizadas y en algunos casos adoptadas. Lo que estamos ciertos no puede seguir sucediendo, es la inacción de la autoridad frente a un escenario que será complejo para el suministro eléctrico de Chile durante toda la década.

(2) El ‘embancamiento’ o ‘embotellamiento’ de unidades térmicas consiste en mantener las condiciones de la caldera en ‘standby caliente’, sin que se genere energía eléctrica para que luego la unidad pueda volver a generar energía eléctrica rápidamente. Este modo operativo provee flexibilidad al sistema.

Estos son los principales puntos del proyecto que promociona el almacenamiento de energía

Ingresó a la Cámara de Diputados el proyecto de ley que «Promueve el almacenamiento de energía eléctrica y la electromovilidad», en que se plantea la habilitación para que estas tecnologías puedan participar en el mercado eléctrico de corto plazo, tanto en las transferencias de energía como en la potencia.

La iniciativa también incluye la promoción de la movilidad eléctrica, eliminando «ciertas barreras que existen hoy para el recambio tecnológico de vehículos de combustión interna a vehículos eléctricos», habilitando también a los sistemas de almacenamiento que tienen estos vehículos para que participen en el mercado local.

El objetivo del proyecto es generar las condiciones para una mayor participación de energías renovables en la matriz, mediante la promoción del almacenamiento, además de habilitar la conexión eficiente de sistemas de generación-consumo, que tienen capacidad propia, con energías renovables, que se conectan al sistema eléctrico con un único punto de conexión.

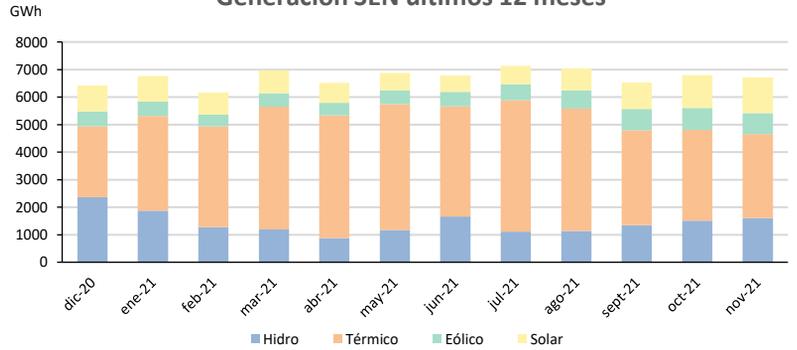
La idea es que los sistemas de almacenamiento reciban un pago por la energía inyectada al sistema eléctrico o por la disponibilidad que tengan para inyectarla en los momentos de mayor demanda. También se busca que sean remunerados en el mercado minorista.

El proyecto además contempla una rebaja transitoria en el permiso de circulación de vehículos eléctricos, así como permitir nuevos modelos de negocios para la electromovilidad y utilizar las baterías de los vehículos como almacenamiento estacionario para que puedan entregar servicios a la red eléctrica.

Fuente: Revista Electricidad (03/12/2021)

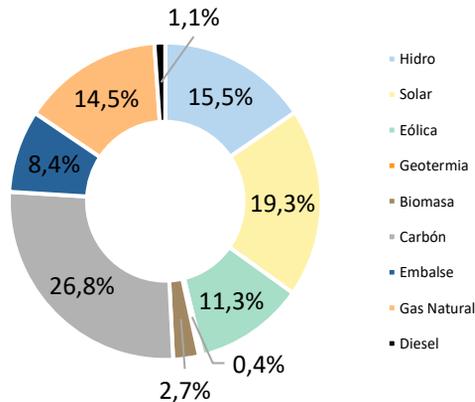
ESTADÍSTICAS NOVIEMBRE 2021

Generación SEN últimos 12 meses



Fuente: Coordinador Eléctrico

COMPOSICIÓN DESPACHO NOVIEMBRE 2021

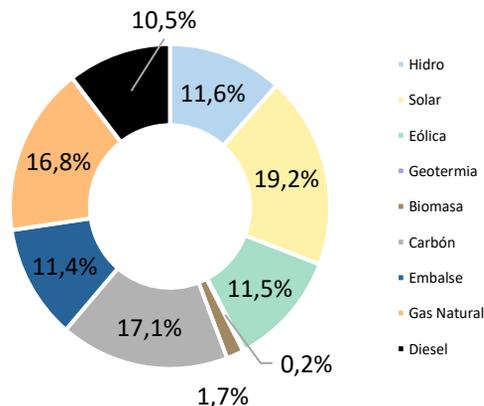


Despacho de generación (GWh)

Térmica	3.051
Hidráulica	1.610
Eólica	761
Solar	1.294
Total	6.715

Fuente: Coordinador Eléctrico

CAPACIDAD INSTALADA SEN OCTUBRE 2021

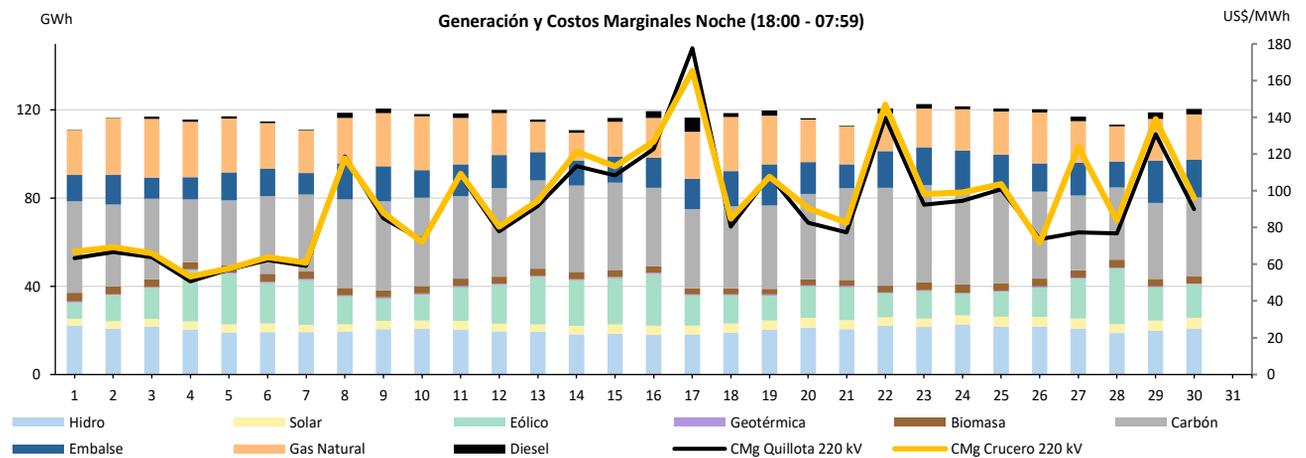
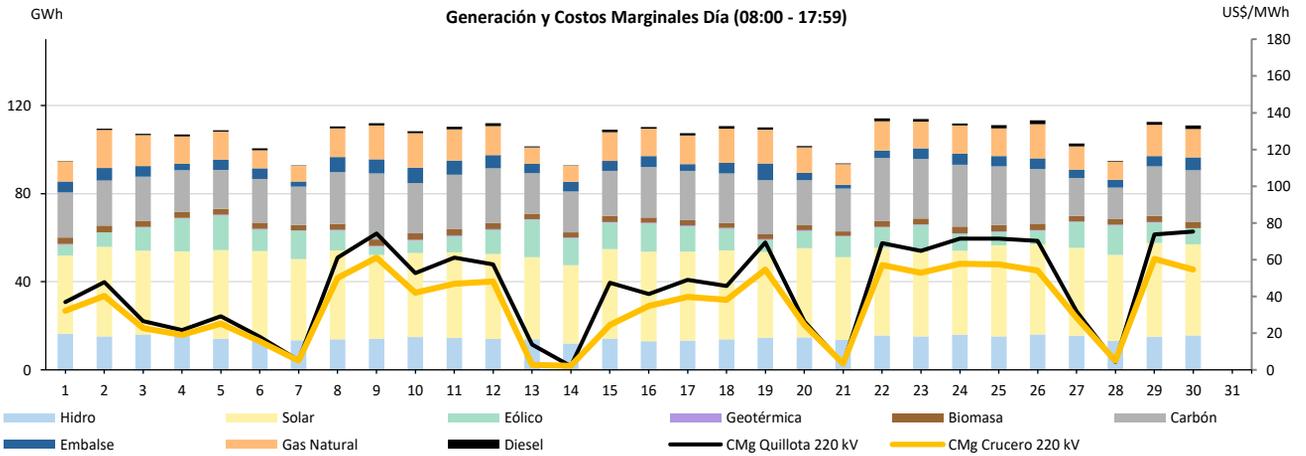


Capacidad instalada SEN (MW)

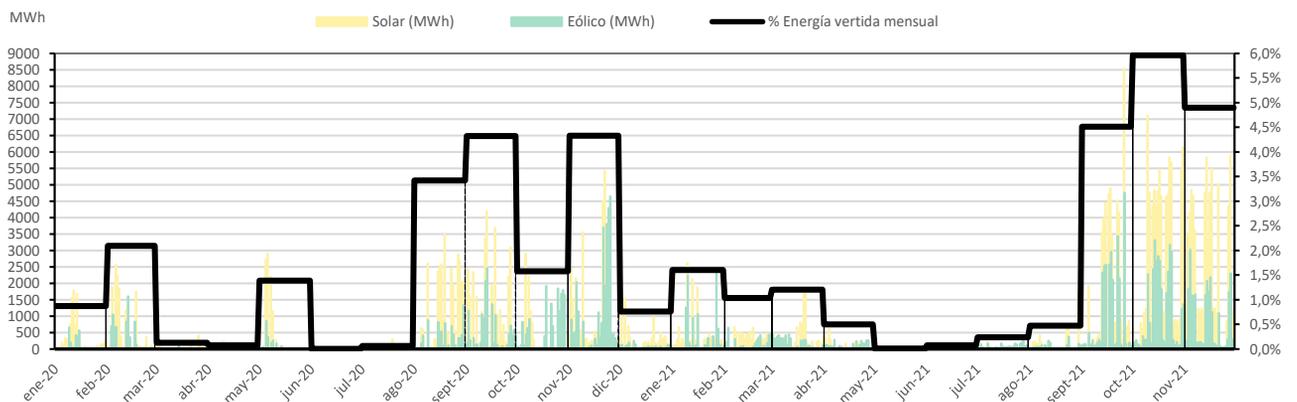
Hidro	6.849
Térmico	13.734
Eólica	3.425
Solar	5.718
Geotermia	45
Total	29.771

Fuente: Coordinador Eléctrico

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



Vertimientos de generación ERNC enero 2020 – noviembre 2021



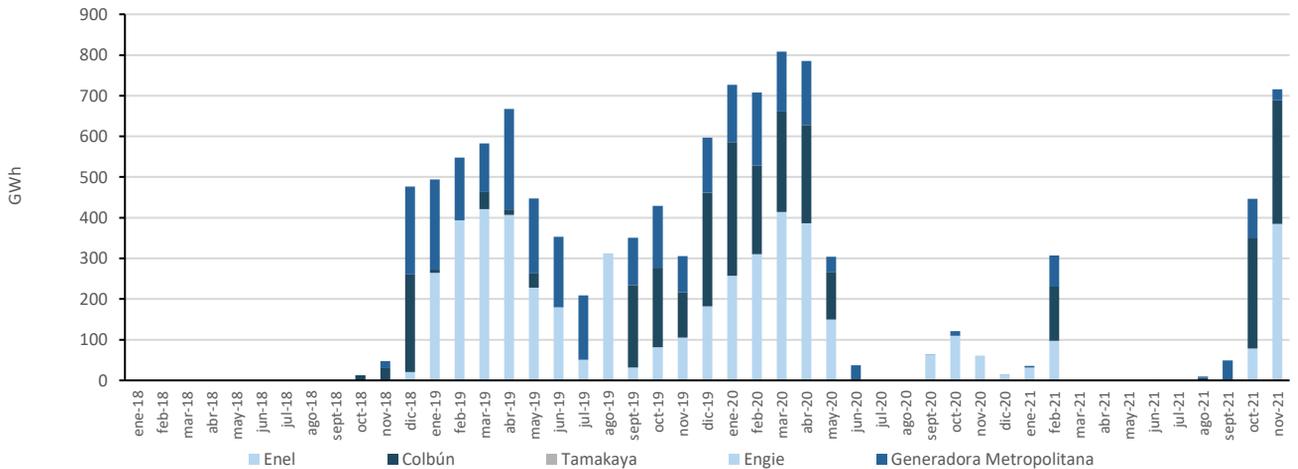
Fuente: Coordinador Eléctrico

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

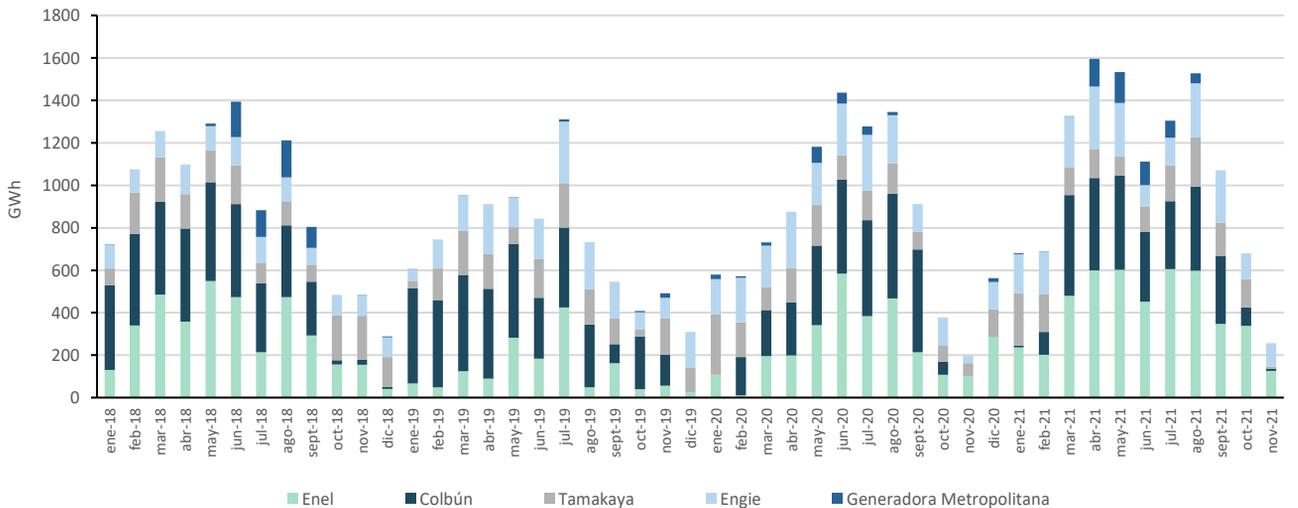
Generación histórica gas natural argentino



En noviembre de 2021 se generaron 716 GWh en base a Gas Natural argentino, de los cuales un 42,4% es atribuible a la empresa Colbún, un 3,8% se le atribuye a Generadora Metropolitana, y un 53,8% a Enel.

Fuente: Coordinador Eléctrico

Generación con GNL desde terminales Quintero y Mejillones



En noviembre de 2021, la generación de centrales en base a GNL asociadas a los terminales Quintero y Mejillones fue de 259 GWh, lo que representó el 3,9% de la generación total del SEN. De estas inyecciones, un 48,7% se atribuye a Enel, un 4,3% se atribuye a Colbún, un 3,3% se atribuye a Tamakaya, un 43,1% a Engie, y el 0,6% restante a otras empresas.

Fuente: Coordinador Eléctrico

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

Precio Nudo Quillota 220 kV	44,3
Precio Nudo Crucero 220 kV	38,3
PMM SEN	72,3

Fuente: CNE

Costos marginales promedio noviembre (\$/kWh)

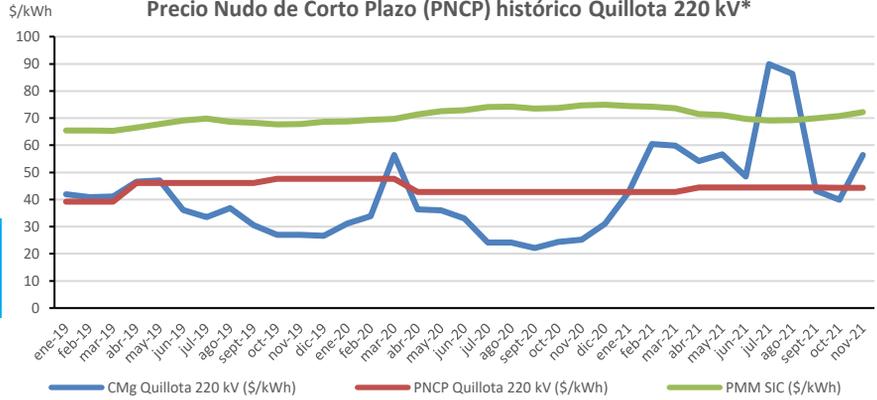
Crucero 220 kV	55,1
Cardones 220 kV	55,9
Pan de Azúcar 220 kV	56,3
Quillota 220 kV	56,4
Charrúa 220 kV	57,1
Puerto Montt 220 kV	168,5

Fuente: Coordinador Eléctrico

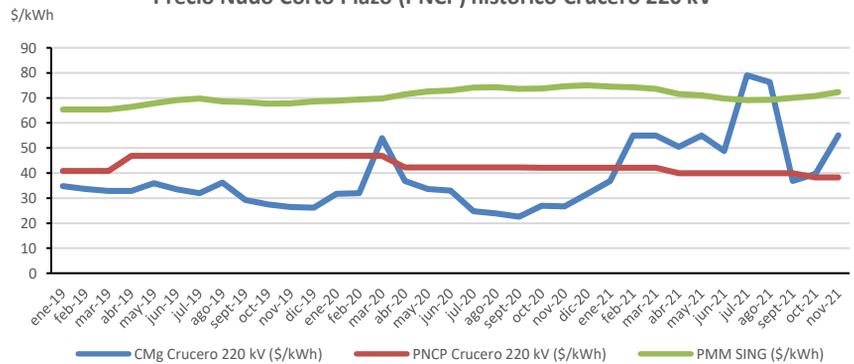
* En los gráficos a la derecha, los Precios Medio de Mercado SEN-SIC y SEN-SING corresponden al PMM del SEN.

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

CNE: proyectos ERNC aprobados ambientalmente en octubre suman inversiones por US\$2.301 millones

Un total de US\$2.301 millones en inversiones estimadas suman los 16 proyectos de generación eléctrica con ERNC que obtuvieron aprobación ambiental durante octubre, los que también totalizan una capacidad instalada de 1.146 MW, según indica el reporte sectorial de la CNE.

De total de estas iniciativas, 13 son solares fotovoltaicas, dos son parques eólicos y una es de Concentración Solar de Potencia (CSP), el cual es Likana Solar, el cual contempla una potencia de 690 MW, con una inversión de US\$1.800 millones.

Los parque eólicos que obtuvieron luz verde ambiental son la instalación de 3 aerogeneradores en Villa Alegre 2, por 16,8 MW (US\$17 millones) y Rarínco, de 198 MW (US\$280 millones). El proyecto solar fotovoltaico de mayor tamaño que fue aprobado en octubre es el Parque Fotovoltaico Pampa Librillo, de 126 MW (US\$90 millones), mientras que los demás son iniciativas medianas y PMGD, que consideran potencias instaladas que van desde 2,2 MW a 13,5 MW.

Fuente: Revista Electricidad (02/12/2021)

PMGD: capacidad instalada supera 1.618 MW a noviembre de este año

La capacidad instalada de los PMGD llegó a 1.618 MW de en el Sistema Eléctrico Nacional, de los cuales un 70% (1.125 MW) corresponden a centrales solares fotovoltaicas, seguida de 275 MW de proyectos térmicos (17%); 164 MW hidroeléctricos (10%), y 54 MW eólicos (3%).

Así lo señala el reporte mensual que elabora el CEN, donde se consigna que O'Higgins es la región que sigue liderando la potencia instalada de proyectos (268 MW), secundada por la Metropolitana (259 MW), y Maule (221 MW). Luego, debajo de los 200 MW, se encuentran Valparaíso (197 MW) y Biobío (139 MW).

La distribución por potencia por empresas distribuidoras todavía es liderada por CGE, con 1.023 MW, seguida de Saesa (242 MW); Chilquinta (198 MW); Cooperativas Eléctricas (101 MW), y Enel (54 MW). Durante el presente año se ha incorporado un total de 336 MW de capacidad instalada, de los cuales 298 MW son solares y 38 MW son proyectos térmicos.

Fuente: Revista Electricidad (06/12/2021)

Balance ERNC octubre 2021

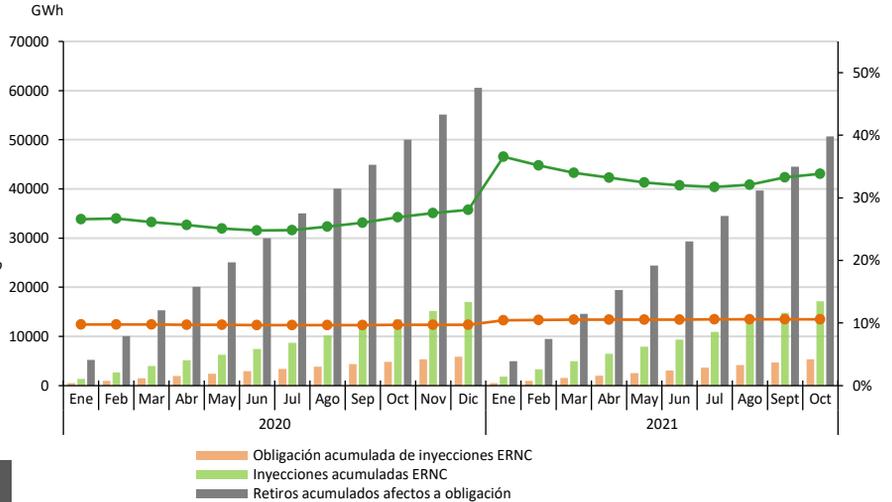
Total retiros afectos a obligación (GWh)	6.140
Obligación ERNC (GWh)	649
% Obligación ERNC respecto a retiros afectos a obligación	10,6%
Inyección ERNC (GWh)	2.335
% Inyecciones ERNC respecto a retiros afectos a obligación	38,0%

Fuente: Coordinador Eléctrico

Lo anterior implica que en octubre de 2021 las inyecciones ERNC superaron en **27,5 puntos porcentuales** a la obligación.

BALANCE ERNC A OCTUBRE 2021

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



NOTICIAS

Avanza proyecto que prohíbe generación eléctrica con combustibles fósiles desde 2030

La Comisión de Minería y Energía del Senado aprobó unánimemente el proyecto de ley que busca prohibir la inyección de energía proveniente de combustibles fósiles al Sistema Eléctrico Nacional, a partir de 2030, con el propósito de promover las energías con fuentes renovables.

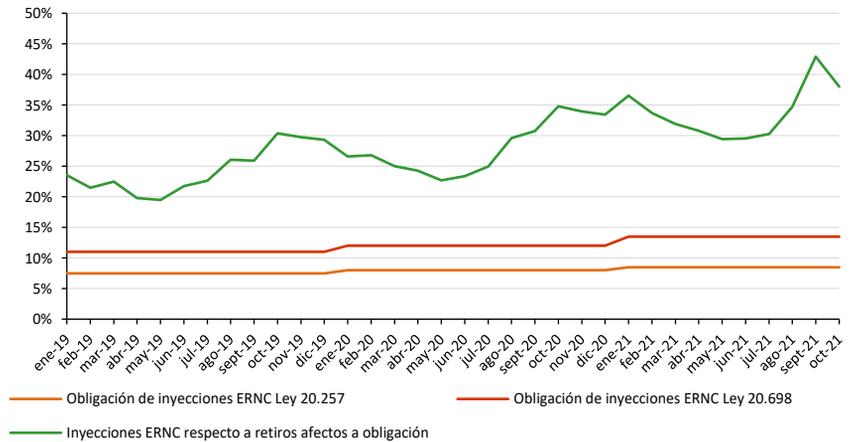
La iniciativa, que propone un artículo único, fue aprobada en general por todos los integrantes de la instancia, por lo que pasó a la Sala de la Cámara Alta para ser votada y luego regresar a la comisión, donde será votada en particular.

La comisión está integrada por Yasna Provoste, Guido Girardi, Alejandro García Huidobro, Rafael Prohens e Isabel Allende.

Los antecedentes del proyecto consideran factores como el desarrollo del almacenamiento de energía, de hidrógeno verde, además de las metas de carbono neutralidad.

Fuente: Revista Electricidad (24/11/2021)

Porcentaje de inyecciones ERNC respecto de retiros afectos a obligación



Fuente: Coordinador Eléctrico

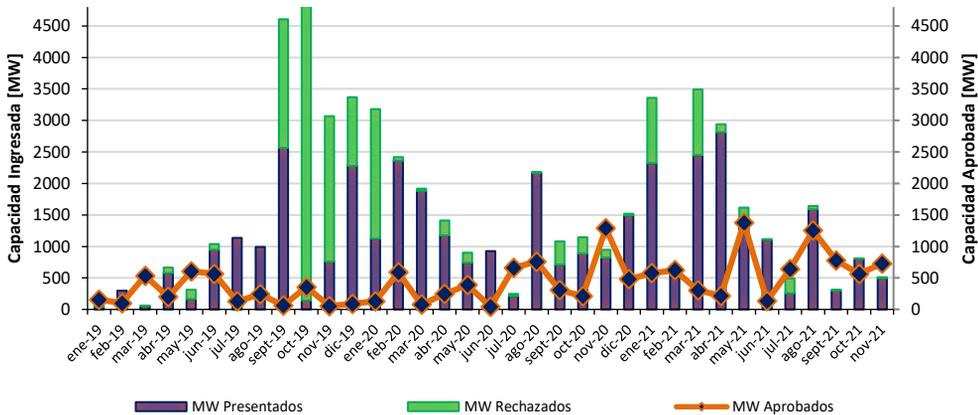
Acreditaciones ERNC

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 octubre 2021, corresponden a **50.657 GWh**.

La obligación acumulada de inyecciones ERNC de enero 2021 a octubre 2021, correspondió a **5.370 GWh**, lo que corresponde a un **10,6%** respecto de los retiros afectos en el mismo periodo.

Por otra parte, las inyecciones acumuladas de ERNC de enero 2021 a septiembre 2021, fueron de **17.147 GWh**, lo que corresponde a un **33,9%** 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 noviembre 2021

Estado de Proyectos

A partir de los datos estadísticos registrados en la plataforma electrónica del SEIA (e-SEIA), en noviembre de 2021 ingresaron un total de 1.242 MW de potencia. Se registraron 728 MW aprobados.

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

Principales Proyectos Aprobados en el SEIA en noviembre 2021

Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Peñon Solar II	Enlasa Energía S.A.	9	Solar	20-05-2021
Parque Fotovoltaico Don Oscar Solar	Don Esteban SpA	9	Solar	23-04-2021
Parque Solar Fotovoltaico El Peral	ORION POWER S.A.	9	Solar	23-04-2021
Larqui Solar	BUTLER CORPORATION SPA	9	Solar	22-04-2021
Central Eléctrica La Palma	La Palma Generación SpA	70	Diésel	22-04-2021
Orquídea Solar	CVE Proyecto Quince SpA	3	Solar	20-04-2021
Parque Eólico San Matías	Energía Eólica San Matías SpA	108	Eólico	20-04-2021
Proyecto Fotovoltaico La Sierra II	El Condor Solar SpA	9	Solar	20-04-2021
Parque Eólico Lomas de Taltal	Engie Energía Chile S.A.	353	Eólico	19-03-2021

Principales Proyectos en Calificación en el SEIA en noviembre 2021

Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Planta Solar El Noviciado	Planta Solar El Noviciado SpA.	9	Solar	30-11-2021
Ampliación Parque Eólico Alto Baguales	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	32	Eólico	25-11-2021
Parque Fotovoltaico Diego de Almagro	Inmobiliaria e Inversiones Los Coihues S.A.	9	Solar	23-11-2021
Parque Fotovoltaico Curamachi	MVC SOLAR 24 SPA	9	Solar	23-11-2021
Planta Solar Los Pétalos	Energy Lancuyen SpA	9	Solar	23-11-2021
Parque Fotovoltaico Observatorio del Verano	Ollague de Verano SpA	100	Solar	22-11-2021
Planta Fotovoltaica Portezuelo PMG	PFV PORTEZUELO SPA	9	Solar	22-11-2021
Parque Fotovoltaico Pulin	Agrícola Santa Lucía Ltda.	60	Solar	22-11-2021
Ampliación Central de Generación a Gas Teno	Innovación Energía S.A.	10	Gas Natural	22-11-2021
Parque Fotovoltaico Andino Occidente I	Parque Fotovoltaico Andino Occidente SpA	230	Solar y Almacenamiento	17-11-2021

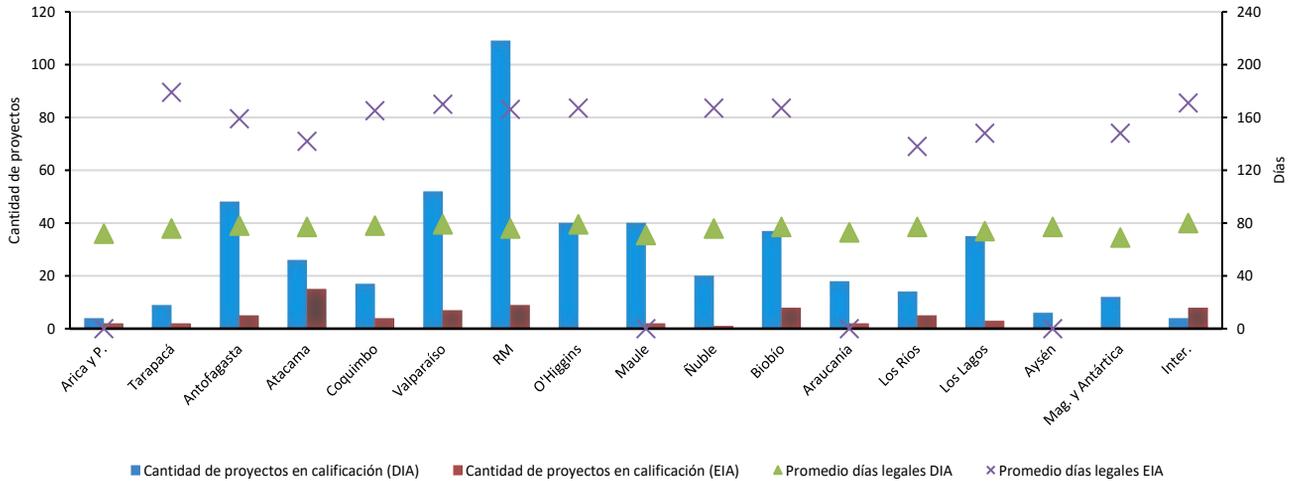
Principales Proyectos no Aprobados en el SEIA en noviembre 2021

Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Parque Fotovoltaico La Perla del Norte	SOLAR TI TREINTA Y UNO SPA	9	Solar	22-03-2021
Planta Fotovoltaica Charrabata	GREENERGY RENOVABLES PACIFIC LIMITADA	7,5	Solar	21-04-2020



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 2020 hasta noviembre de 2021.



Fuente: Reporte Estadístico mensual de Proyectos en el SEIA

NOTICIAS

Este es el consorcio que presentó la mejor oferta para el proyecto HVDC Kimal – Lo Aguirre

El consorcio Yallique, conformado por Transelec, ISA Inversiones Chile y China Southern Power Grid International (CSGI), presentó la mejor oferta para la construcción y operación del Proyecto Kimal – Lo Aguirre, por un valor de US\$116,3 millones de Valor Anual de Transmisión por Tramo (VATT), luego que el CEN abriera las propuestas presentadas a principios de octubre.

«El consorcio ha puesto énfasis en garantizar el adecuado desarrollo de esta línea que utiliza una tecnología nueva en el país, que permite importantes eficiencias en el transporte de la energía y menor impacto medioambiental, lo que será clave para transitar hacia la descarbonización», informó el grupo de empresas.

El proyecto HVDC Línea Kimal-Lo Aguirre, la primera línea de corriente continua en Chile, será clave para transmitir energías renovables desde la zona norte al centro del país, y alcanzar los compromisos del Estado de Chile con la carbono-neutralidad.

Proceso

Durante el acto de apertura, el Coordinador informó que los dos consorcios que calificaron en este proceso presentaron las siguientes propuestas económicas:

1. Consorcio «Yallique» (conformado por las empresas ISA Inversiones Chile SpA, Transelec Holdings Rentas Limitada y China Southern Power Grid International (HK) Co. Limited.), con un Valor Anual de Transmisión por Tramo (VATT) de US\$116.300.000.
2. Consorcio «Meval» (conformado por las empresas Iberdrola Redes España, S.A.U. y Celeo Redes Chile Limitada), con un Valor Anual de Transmisión por Tramo (VATT) de US\$197.200.000.

El organismo publicará en los próximos 4 días hábiles un Acta de Apertura de las Ofertas Económicas donde se dejará constancia de los valores ofertados y los proponentes que se acogieron al Valor Máximo de las ofertas. Según informó el Coordinador, «en las licitaciones de obras nuevas se licita la propiedad, la ejecución del proyecto de transmisión y la posterior explotación de dicha obra, a través de una remuneración anual que corresponde al Valor Anual de Transmisión por Tramo (VATT), por 20 años».



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

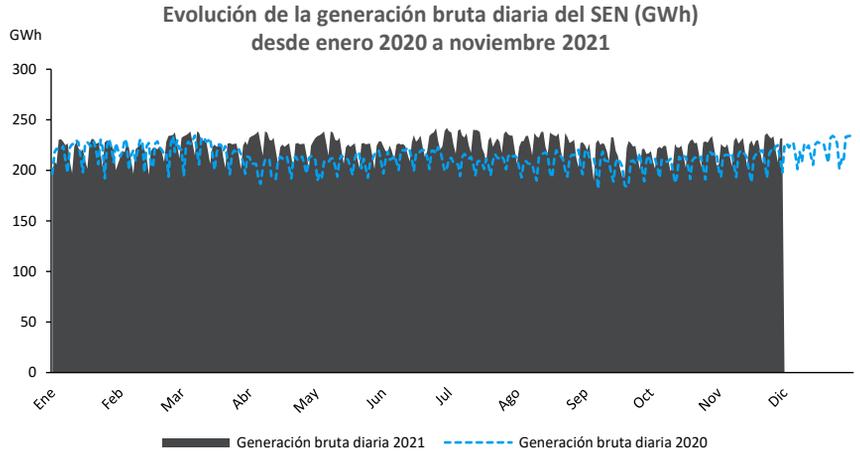
En relación con centrales hidroeléctricas se proyecta una potencia adicional instalada en torno a 1.186 MW para el año 2031.

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 4.868 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



Fuente: Coordinador Eléctrico

Demanda máxima horaria del SEN (MWh)

2018	10.776
2019	10.746
2020	10.900
2021	11.227

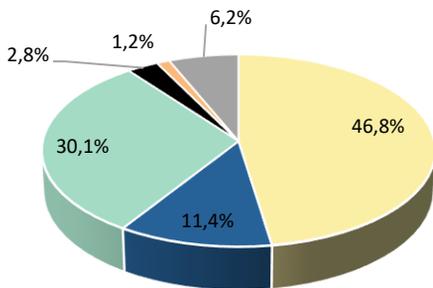
Fuente: Coordinador Eléctrico

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

	Oct. 2021	Rec.
Eólica	3.425	3.132
Geotermia	45	0
Hidro	6.849	1.186
Solar	5.718	4.868
Térmico	13.734	578
Almacenamiento	0	645
Total	29.771	10.407

Fuente: ITD Segundo Semestre 2021, CNE

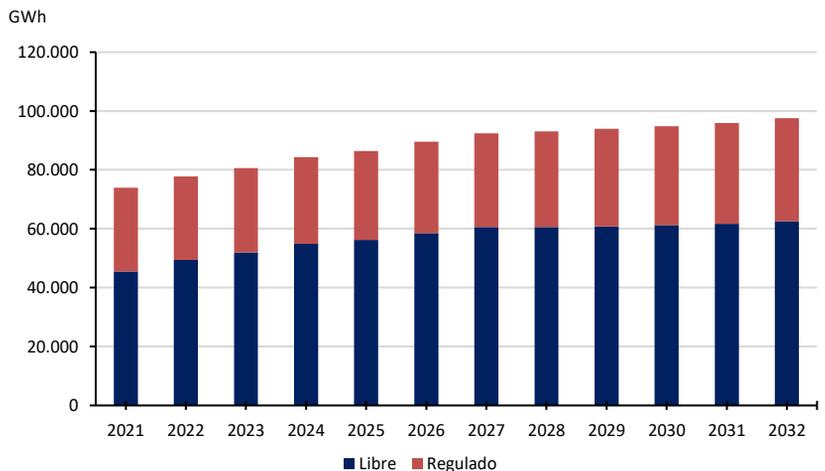
Capacidad adicional en construcción y recomendada por la CNE hasta el año 2031



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

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
Sol de Lila (solar)	163	Feb-22
Domeyko (solar)	186	Ene-22
Atacama Solar II	170	Ene-22



Central	Capacidad (MW)	Entrada en operación estimada
Campos del Sol (solar)	381	Feb-22
Río Escondido (solar)	145	Ene-22
Cerro Tigre (Eólico)	185	Feb-22



Ley de Servicios Básicos: Enel Distribución recurre nuevamente al Tribunal Constitucional

Enel Distribución presentó ante el Tribunal Constitucional (TC) un nuevo recurso de inaplicabilidad por inconstitucionalidad en contra de los preceptos de la ley de servicios básicos que impiden suspender el suministro a clientes no vulnerables de alto consumo. Como resultado de un análisis interno de aquellos clientes que están en condiciones de pagar y no lo hacen, la compañía presentó un informe detallado a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, y luego de interponer un recurso en la Corte de Apelaciones, Enel Distribución acudió al Tribunal Constitucional argumentando que, nuevamente se está haciendo extensivo a clientes con capacidad de pago, el beneficio contenido en la Ley de Servicios Básicos N° 21.249 que fue concebida para ir en ayuda de los hogares vulnerables en el contexto de crisis social y económica derivada de la pandemia por Covid 19.

La aplicación de las reglas de la ley sin distinción alguna por la capacidad de pago de los clientes vulnera la garantía constitucional de igualdad ante la ley, ya que “las normas jurídicas deben ser iguales para todas las personas que se encuentren en las mismas circunstancias y, consecuentemente, diversas para aquellas que se encuentren en situaciones diferentes”, según dice el recurso presentado por Enel Distribución.

En este caso no se respeta la igualdad ante la ley, al introducir una discriminación arbitraria en el ejercicio del derecho contractual esencial de Enel Distribución, como es el recibir un pago oportuno de sus clientes a cambio del suministro de electricidad que está obligada a entregar según lo dispuesto en el mismo contrato. Lo anterior, contraviene además el derecho a la no discriminación arbitraria que deben dar el Estado y sus organismos en materia económica.

«Desde el principio de la pandemia hemos puesto nuestros esfuerzos en ayudar a los clientes que se han visto más afectados por las consecuencias de esta crisis. Sin embargo, no existe ninguna justificación para otorgar un beneficio a quien no lo necesita», explicó Ramón Castañeda, gerente general de Enel Distribución.

El requerimiento que fue declarado admisible por el TC, también argumenta que la medida transgrede la garantía constitucional de igual repartición de las cargas públicas, al obligar a la empresa a asumir los costos de una medida en favor de gran parte de la comunidad, cuestión que por norma general debiese ser asumida por el Estado y, en casos excepcionales, por medio de gravámenes específicos muy bien fundados. Nada de esto se da al establecer como obligación el continuar prestando servicios e impedir la suspensión de suministro a usuarios que optan por no cumplir con su obligación de pago, pese a tener la capacidad para ello, según los antecedentes públicos que han podido reunirse.

Estado actual del mecanismo y proyección de saldos acumulados

El dólar tarifario de la fijación del primer semestre de 2021 fue de 801,49 CLP/USD, mientras que el dólar promedio entre enero y marzo de 2021, según el Banco Central, fue de 724,19 CLP/USD. Además, se definió un factor de ajuste de energía de 90,5% y un factor de ajuste de potencia de 77,0%. Producto de lo anterior, dentro de este período se acumularon para el SEN 83,43 MM USD por diferencias de facturación, 5,11 MM USD por diferencias por compra y 2,2 MM USD para los sistemas medianos. Adicionalmente, se contabilizaron saldos producto de montos adeudados a las empresas distribuidoras por un valor de 6,7 MM USD desde los inicios del Mecanismo de Estabilización y -1.3 MM USD producto de correcciones a PNP anteriores, llegando a un total de 93,91 MM USD.

El mecanismo ha acumulado 952,52 MM USD hasta marzo de 2021, correspondiente a un 70,6% de la totalidad del fondo.

Según el Informe Técnico Definitivo de Precio de Nudo Promedio de julio de 2021 se produjo un excedente de las distribuidoras que, según la Resolución Exenta 72 de 2020, debería culminar en un primer pago de la deuda de los suministradores afectados por el mecanismo. El excedente total corresponde a 8.866 MM CLP.

Proyección de saldos año 2021

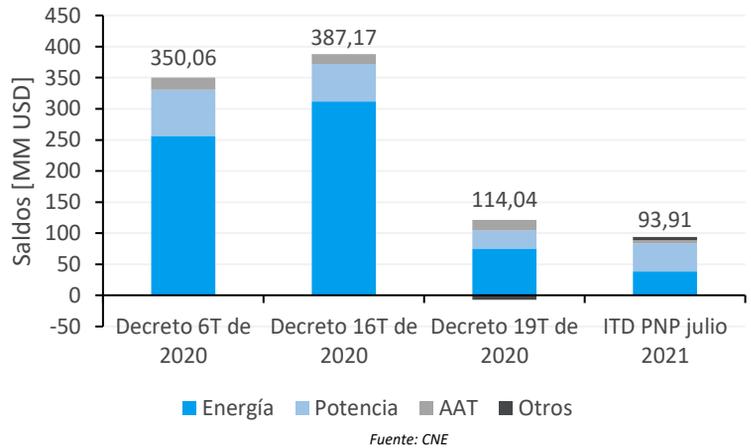
Tal como se puede observar en la proyección de saldos del Mecanismo de Estabilización, los saldos históricos han presentado una baja en su pendiente de generación explicado principalmente por la baja en la tasa de cambio que se ha mostrado en los últimos meses.

Adicionalmente, la proyección muestra que a finales del año 2021 los saldos acumulados alcanzarán valores entre los 980 MM USD y 1.110 MM USD, con un valor esperado de 1.044 MM USD.

Se espera que la pendiente de generación de saldos incremente respecto de la que se ha observado en los últimos meses. Esto se explicaría principalmente por un aumento en la diferencia entre la tasa de cambio aplicada en la tarifa semestral y la tasa de cambio mensual.

ESTADÍSTICAS PRECIO ESTABILIZADO A CLIENTES REGULADOS (PEC)

Saldos SEN Reconocidos hasta marzo 2021



Saldos Acumulados a marzo de 2021 [MM USD]

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

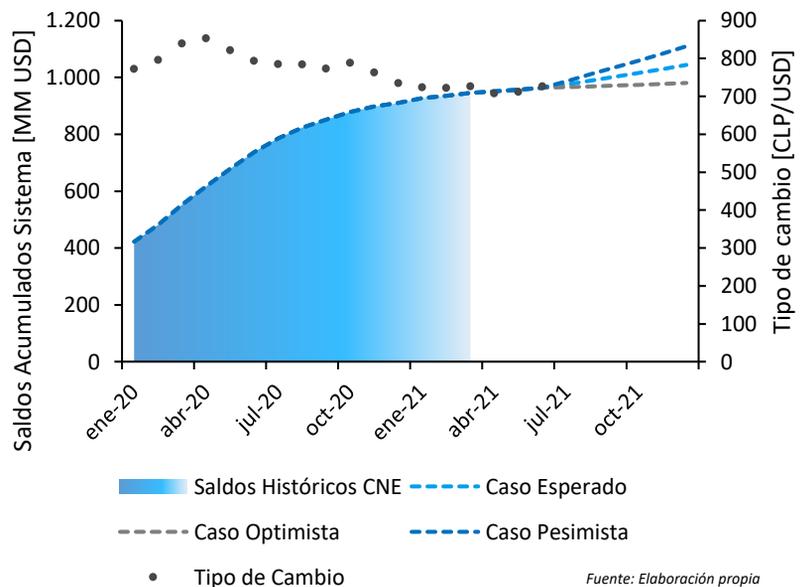
Fuente: CNE

Excedente de las Distribuidoras ITD PNP julio 2021 [€]

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

Fuente: CNE

Proyección de saldos de los suministradores SEN

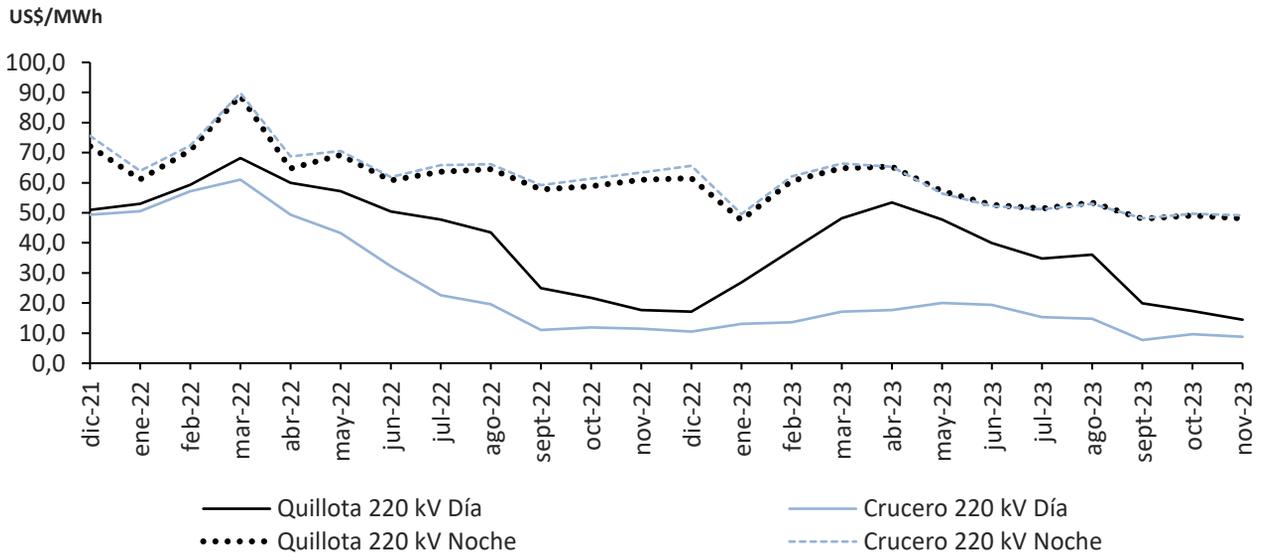


Fuente: Elaboración propia

PROYECCIÓN DEL SISTEMA SEN

Proyecciones de costos marginales Valgesta Nueva Energía

En la siguiente gráfica, se muestra una proyección de costos marginales promedio mensual para las barras Quillota 220 kV y Crucero 220 kV, en los periodos con presencia solar (bloque solar) y en ausencia de esta (bloque noche).



ÁREAS DE TRABAJO

- Estudio Mercado Eléctrico
- Diseño e Ingeniería Proyectos de Energía
- Análisis Económicos y Financieros
- Análisis Ambiental Estratégico

www.valgesta.com

Durante los primeros meses de 2022 el SEN pasará por un aumento de la participación del gas y el diésel en ciertos periodos, principalmente nocturnos, lo cual lleva a precios cercanos a los 90 USD/MWh en horarios nocturnos.

Durante el primer semestre de 2022, el ingreso de proyectos de generación renovable no lograría disminuir los precios de manera sustancial. No obstante, durante el segundo semestre el ingreso de centrales de pasada contribuiría para obtener costos marginales más bajos.

El costo marginal promedio proyectado para los próximos dos años durante horas de día en la barra Crucero 220 kV es 24,5 US\$/MWh y en la barra Quillota 220 kV es 39,5 US\$/MWh. El costo marginal promedio proyectado para los próximos dos años durante la noche en la barra Crucero 220 kV es 62,0 US\$/MWh y en la barra Quillota 220 kV es 60,5 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