

BOLETÍN INFORMATIVO

AÑO 12 | Nº12 | DICIEMBRE 2022

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

Lo bueno, lo malo y nuestros deseos para el 2023. Balance VNE 2022.

Al finalizar el año llega siempre la hora de los balances. Contemplar lo bueno y lo malo, los pendientes y desafíos, lo que se debe mantener y lo que urge modificar se transforma en una reflexión necesaria para un nuevo ciclo que comienza cada enero.

El año 2022 en el sector energía ha sido de dulce y agraz. En la hora de las evaluaciones, si tenemos que asignarle un único “calificativo”, éste sería “incertidumbre”, es decir un año donde la falta de seguridad, confianza o certeza crea inquietud en los actores del sistema.

Partamos con los hechos positivos que han marcado este año:

- **Las renovables arrasan:** Sin lugar a duda, la estrella del año es la inserción de energías renovables en nuestro mercado eléctrico. En efecto, la capacidad solar y eólica alcanzó un total de 11.813 MW de potencia instalada, lo que sumado a las otras tecnologías renovables (hidráulica, biomasa, CSP, geotermia) se traduce que en nuestra matriz eléctrica cerca de dos tercios de nuestra capacidad instalada (20.000 MW / 32600 MW) son en base a energía limpia y propia, lo que significa que nuestro proceso de transición energética avanza a paso acelerado hacia una matriz baja en emisiones. Ya podemos decir que, en nuestro país, en un día específico, un 46% de la generación efectiva provino solo de fuentes renovables “no convencionales” (08/10/2022), lo que implica una transformación de la operación del sistema eléctrico los últimos ocho años, donde este aporte no alcanzaba el 5% del sistema.
- **No llegó el temido “racionamiento”:** Tuvimos un mejor año hidrológico (considerando los últimos treinta años, en realidad sólo podríamos decir que fue “menos malo” que el 2021), lo que permitió un alivio en la operación del sistema eléctrico, en especial logramos sortear un año que comenzó con un decreto de racionamiento preventivo, el que aún se mantiene vigente. Si bien esto fue un hecho positivo, no asegura que 2023 sea mejor, por lo que no podemos relajarnos en materia de seguridad de suministro.
- **Nuevos pasos para incorporar el almacenamiento:** La aprobación ley de almacenamiento es una muy buena noticia de cara a los desafíos de gestionar adecuadamente la alta inserción de energía renovable, sin perjuicio de la necesidad de materializar cuanto antes la regulación reglamentaria de esta materia.
- **Crecen actores en el mercado eléctrico:** El año ha sido dinámico en transacciones M&A (Enel Transmisión, ARCO, Aela, entre otras), lo que da cuenta que el mercado eléctrico chileno aún es atractivo para los inversionistas, no obstante las circunstancias políticas, económicas y regulatorias. En este sentido, destacamos este año el notable crecimiento de empresas como Innergex, que se transforma en un actor de relevancia en el mercado de generación y de Saesa, que dio un paso importante en el mercado de la transmisión.
- **El diálogo mejora:** La creación de mesas de trabajo por parte del Ministerio y la CNE (como la de Potencia en su segunda parte, y la de medidas de Corto plazo) va en la línea correcta, toda vez que los desafíos que existen requieren un verdadero diálogo que contenga la mirada de múltiples actores. El debe de este proceso tiene que ver con la inclusión de otros actores (académicos, expertos, organizaciones ambientales, consumidores más pequeños) y un diálogo real de parte de las autoridades, en el sentido de facilitar un debate en que realmente las opiniones se sientan escuchadas y se pueda discutir los argumentos de todos los actores. Debemos relevar la técnica en los procesos de diálogo.

Lo bueno, lo malo y nuestros deseos para el 2023. Balance VNE 2022

En cuanto a lo negativo del año 2022, destacamos los siguientes hitos:

- **¿Hacia un nuevo orden mundial?:** el pequeño alivio que sentíamos hacia comienzo de año al sentir que íbamos saliendo de la pandemia del COVID y sus múltiples efectos, en febrero se desata la invasión de Rusia a Ucrania. En el ámbito energético, la guerra ha generado una crisis energética reflejada en altos precios de los combustibles (Petróleo, gas y carbón) afectando también a la oferta, generando una presión sobre los costos del sistema, en particular niveles muy altos de los costos marginales que es algo que nos debe preocupar. Los expertos proyectan que la guerra será de largo aliento, los efectos geopolíticos para las próximas décadas están en pleno desarrollo.... Y los precios de los hidrocarburos no se ven a la baja sino hasta un par de años más. Esto sin duda pone un manto de incertidumbre que hay que monitorear.

- **MPC o la bicicleta de deuda permanente:** una de las primeras medidas adoptadas por la actual administración, fue la tramitación de la ley que crea un “Mecanismo de Protección a los Clientes regulados” (MPC), la que permite no subir las cuentas eléctricas para clientes residenciales, mediante un mecanismo en que las empresas generadoras con contratos de suministro para este segmento, no cobra el precio al que tiene derecho recibir, sino que reciben un “voucher” o “vale por” el que puede ser liquidado en el mercado financiero. En múltiples ocasiones señalamos que esta solución no era la adecuada, ya que interviene de manera expropiatoria los contratos (lo que genera riesgos relevantes a futuro e impactará en los procesos de licitación futuros, como ya sucedió) y dependía del valor del tipo de cambio, de tal manera que el máximo de deuda que se puede acumular no guardaba relación con las proyecciones realizadas y el contenido de la ley.

Tanto es así que, con una alta probabilidad, la autoridad deberá enviar al Congreso en 2023 o a principios de 2024 un nuevo proyecto de ley que modifique el “tope” de la deuda y los plazos de pago, ya que de acuerdo con nuestras modelaciones el mecanismo podría llegar a su tope en el primer semestre de 2024. Sólo a modo de referencia los saldos ya acumulados hasta noviembre son del orden de los 1.030 MMUSD (el tope es de 1800 MMUSD) ... y el mecanismo aún no se implementa.

- **Costos Marginales que agobian los balances comerciales:** El costo marginal (CMg) de la barra Quillota fue en promedio de 68 USD/MWh de día y 136 USD / MWh de noche, es decir un 13% y 46% más alto que en 2021 respectivamente. Si consideramos las barras de Crucero, Quillota y Charrúa el CMg promedio subió un 35% respecto del año anterior, estando en un valor de 104 USD/MWh. Sin embargo, el promedio de Puerto Montt está en 198 USD/MWh, muy sobre el resto del sistema producto “nuevamente” de situaciones que es necesario prever. En otras palabras, no solo tenemos altos Cmg, sino que desacoples importantes en el sistema y variaciones día – noche muy relevantes, lo que está generando problemas importantes para diversos agentes (y lo seguirá haciendo si no buscamos soluciones de corto plazo).

- **Sobrecostos sistémicos inesperados:** Los denominados “sobrecostos del sistema” (pagos asociados a SSCC, mínimos técnicos, costos de partida y detención, reserva hídrica y precio estabilizado de PMG-D) aumentaron de manera relevante en lo que va de este año (133%), comparado con el 2021 (enero a octubre). Lo anterior tiene diversas explicaciones, sin perjuicio de lo cual el aumento de los costos marginales del sistema (por alza de hidrocarburos y escasez hídrica) y la alta inserción de renovables variables genera cambios relevantes en la operación del sistema eléctrico, lo que impactaría en el crecimiento antes señalado. Ciertamente la regulación y la acción del Coordinador son claves para enfrentar esta materia y esperamos que en 2023 se avance en esta materia.

- **Aumento de la energía limpia desperdiciada:** el aumento en los niveles de vertimiento de las renovables ha sido significativo, lo que ha significado perder hasta el mes de noviembre unos 1.270 GWh de energía limpia y económica, más del doble del vertimiento ocurrido en el año 2021. Muy mala noticia.

Lo bueno, lo malo y nuestros deseos para el 2023. Balance VNE 2022

- **Fracaso de la Licitación de suministro para clientes regulados:** Con menos del 15% de la energía adjudicada y a un precio 60% por sobre el promedio adjudicado en la licitación previa (23,78 USD/MWh vs 37,4 USD/MWh), terminó la licitación pública para el suministro de potencia y energía eléctrica, que llevó a cabo la Comisión Nacional de Energía (CNE) para el suministro de clientes regulados a partir del año 2027. El proceso tuvo pocos participantes (apenas el doble de la energía demandada) y con ofertas que superaron el precio techo establecido por la autoridad, lo que reflejó un mercado que internalizó los riesgos regulatorios y de mercado en precio y en la falta de interés en participar.
- **Término anticipado de contratos para clientes regulados:** las solicitudes de término anticipado de contratos por parte de los propietarios de los proyectos María Elena y Cabo Leones II, han generado enorme inquietud en el mercado eléctrico y también financiero. Las causas que llevaron a tales solicitudes deben estudiarse con sumo cuidado, sin extrapolar (por ahora) estas situaciones al resto de los contratos, por el contrario, hay que avanzar en mejorar la regulación para evitar situaciones similares y, sobre todo, garantizar el cumplimiento de los contratos que son la base del desarrollo de nuestro mercado eléctrico. En este sentido, la solución que le de la CNE, SEC y las propias distribuidoras a este problema, podrían generar un precedente complejo y desde ya ponen una fuerte presión a las condiciones de procesos licitatorios futuros.
- **Infraestructura eléctrica comprometida:** En el segmento de distribución el robo de cables eléctricos se transforma en un problema relevante para la calidad del servicio, tanto así que solo en el caso de CGE se han registrado entre septiembre de 2021 a octubre de 2022 548 incidentes por robo de cables. A su vez, este año estuvo marcado por un aumento en la violencia en la zona sur, la que no dejó indiferente a infraestructura de generación y transmisión. Desde la toma de la Central Pangue en enero, pasando por ataques incendiarios en inmediaciones de parques eólicos, hasta el colapso de una torre de transmisión de la línea Lagunillas – Hualqui ocurrida en septiembre. Sin duda este escenario es nuevo y requiere de las autoridades asignarle prioridad en su tratamiento.

Querido Viejo Pascuero: El wish list

Nuestra carta al Viejito Pascuero, tiene que ver con aliviar la incertidumbre y las condiciones de borde en que se está desarrollando el mercado eléctrico. Por ello, nuestro listado de deseos recoge muchas de las opiniones que hemos entregado en las editoriales publicadas en 2022:

- **Mejorar el diálogo técnico:** se requiere profundizar las instancias de diálogo llamadas por la autoridad, en la que exista diálogo real (no solo escuchar y después de algunos meses dar un feedback), participación de otros actores como academia, expertos y organizaciones sociales, profundizando la calidad del debate. En este sentido, sería muy deseable que el Gobierno adopte como un estándar para desarrollar cualquier cambio regulatorio relevante, el desarrollo de un Informe de Impacto Regulatorio bajo la metodología aprobada por la Presidencia de la República hace algunos años. Vemos en ello una medida que aportaría de manera importante los procesos de análisis y diálogo.
- **Una segunda mirada a la nueva regulación:** La agenda regulatoria más relevante del momento está asociada a la modificación del mercado de potencia y al aumento de las cuotas de energías renovables. Ambos son cambios de enorme impacto que, si no se realizan de manera adecuada, el trayecto de la transición energética podría verse en serio riesgo. Ambos cambios regulatorios fueron presentados por el Gobierno anterior y ninguno cuenta con

Lo bueno, lo malo y nuestros deseos para el 2023. Balance VNE 2022

informes de impacto regulatorio que permitan aclarar, al menos, el diagnóstico, los objetivos, las alternativas analizadas, los impactos esperados y el proceso de implementación. Hay una luz de alerta para el sector que debe monitorearse.

- **Ley de distribución, la reforma que nunca llega:** la gran tendencia de cambios de paradigmas en el mercado eléctrico tiene relación con la descentralización de los recursos energéticos, la digitalización de las redes y la electrificación de los consumos. Para poder aprovechar los beneficios que estas nuevas tendencias traen a los consumidores, aparece como una verdadera prioridad reformar profundamente el diseño de remuneración e incentivos de las compañías distribuidoras eléctricas, las que están sujetas a un marco regulatorio que no permite avanzar hacia un proceso de descentralización real que empodera a los clientes.

- **Antes de preocuparnos del 2030, 2040 o 2050 (que sin duda hay que hacerlo), ocupémonos del 2023:** se requiere con urgencia una agenda de corto plazo que enfrente los desafíos de asegurar el suministro con la máxima eficiencia económica. En este sentido, reducir los CMg, vertimientos y desacoples resulta a nuestro juicio uno de los principales problemas que debe enfocarse tanto el Coordinador como las autoridades, debiendo revisarse lo antes posible las normas de coordinación y operación, de seguridad y calidad de servicio; el desarrollo de un “fast track” para el desarrollo de inversiones en tecnologías que apunten a lo señalado; el diseño de mecanismos de swap eléctrico / gasífero con países del cono sur; revisión de los requerimientos y mecanismos de pago que aseguren la logística de combustibles, entre otras medidas.

- **Protección Social Sustentable:** Para al menos los tres primeros deciles de la población, el pago de la cuenta eléctrica supera largamente el 10% de sus ingresos. Por ello, se requiere diseñar un subsidio “sustentable”, que combine reducir la cuenta eléctrica y avanzar en el desarrollo de energía descentralizada. Una primera y rápida definición sería contar con un subsidio “espejo” del Subsidio del Agua Potable (SAP), lo que costaría unos USD 100 millones anuales, beneficiando a 800.000 familias y reduciendo su cuenta en promedio en torno a un 35%. En paralelo, y con el objeto de que los recursos fiscales que se comprometen no sean eternos, se podría desarrollar un plan a 5-10 años en que utilizando la modalidad de “net billing” cooperativo, se agrupen beneficiarios del subsidio, de tal manera en que, a partir de la producción de electricidad mediante esta modalidad, se quita el subsidio fiscal, transformándolo en “autogeneración” para reducir la cuenta eléctrica de manera sustentable.

Para finalizar, queremos agradecer muy especialmente este año 2022 a nuestro equipo Valgesta Nueva Energía, por su compromiso, calidad y compañerismo, sin duda hemos tenidos momentos inolvidables de alegrías y satisfacción por la tarea bien realizada. También a nuestros clientes, a los de siempre y a los que en 2022 confiaron por nosotros por primera vez; y finalmente a todas nuestras familias por ser parte de nuestras vidas. Que la magia de la Navidad nos traiga nuevas buenas energías para que todos tengamos un gran 2023.

NOTICIAS

Uno de los más grandes de Latinoamérica: Engie construirá sistema BESS de 638 MWh en la planta PV Coya

Engie Energía Chile anunció la construcción de uno de los proyectos de sistemas de almacenamiento de energía con base en baterías más grandes de América Latina, que estará ubicado dentro de la planta solar PV Coya en la comuna María Elena, región de Antofagasta.

La instalación tendrá una capacidad de almacenamiento de 638 MWh y contará con la tecnología Battery Energy Storage System (BESS), utilizando para ello baterías de iones de litio provistas por la empresa Sungrow Power Supply.

Dichos acumuladores almacenarán energía renovable proveniente del parque fotovoltaico PV Coya, entregando mayor eficiencia al sistema y permitiendo suministrar esta energía durante 5 horas, lo que se traduce en una entrega de 200 GWh en promedio al año, explicaron desde la empresa.

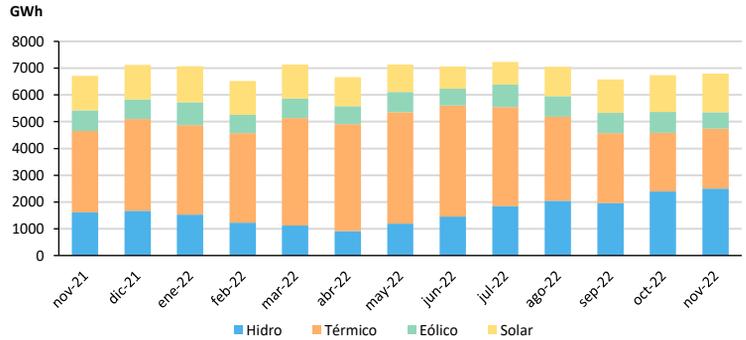
Construcción

El inicio de la construcción está contemplado para este mes y se espera tener el 100% de las baterías energizadas el primer trimestre de 2024. Cabe recordar que la energización de la totalidad de la planta solar PV Coya finalizó el 28 de octubre pasado y ya cuenta con la disponibilidad de 181,25 MWac como potencia nominal.

Fuente: Diario Electricidad (12/12/2022)

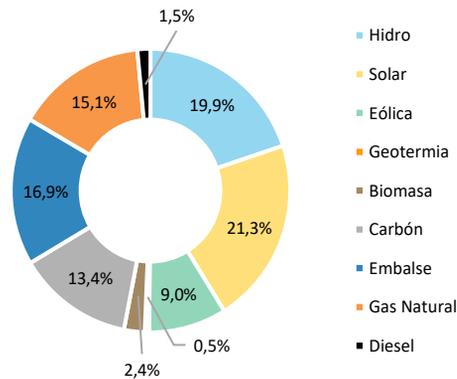
ESTADÍSTICAS NOVIEMBRE 2022

Generación SEN últimos 12 meses



Fuente: Coordinador Eléctrico

COMPOSICIÓN DESPACHO NOVIEMBRE 2022

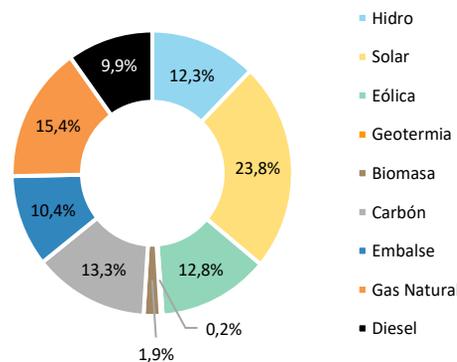


Despacho de generación (GWh)

Térmica	2.240
Hidráulica	2.501
Eólica	613
Solar	1.446
Total	6.799

Fuente: Coordinador Eléctrico

CAPACIDAD INSTALADA SEN NOVIEMBRE 2022

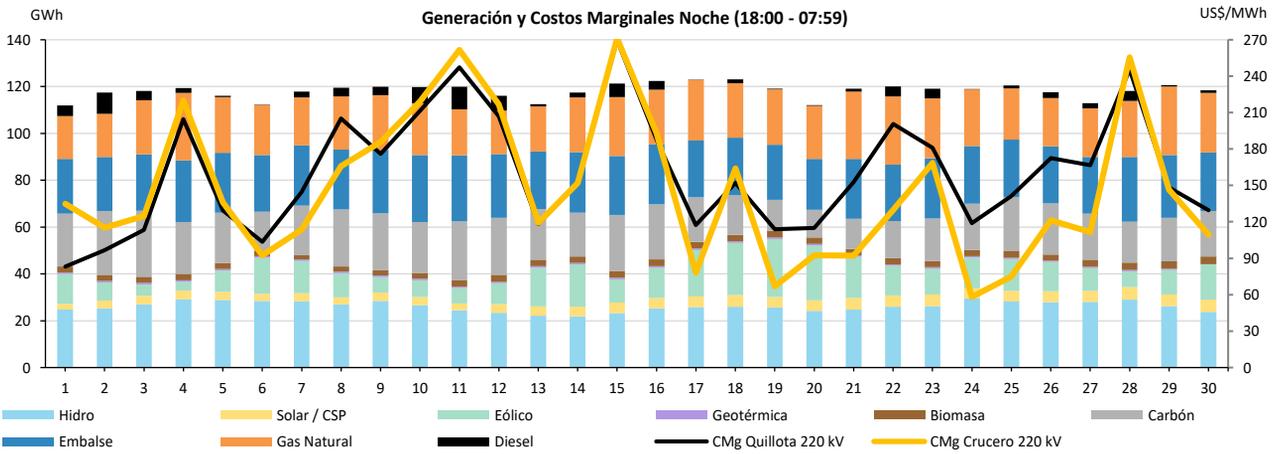
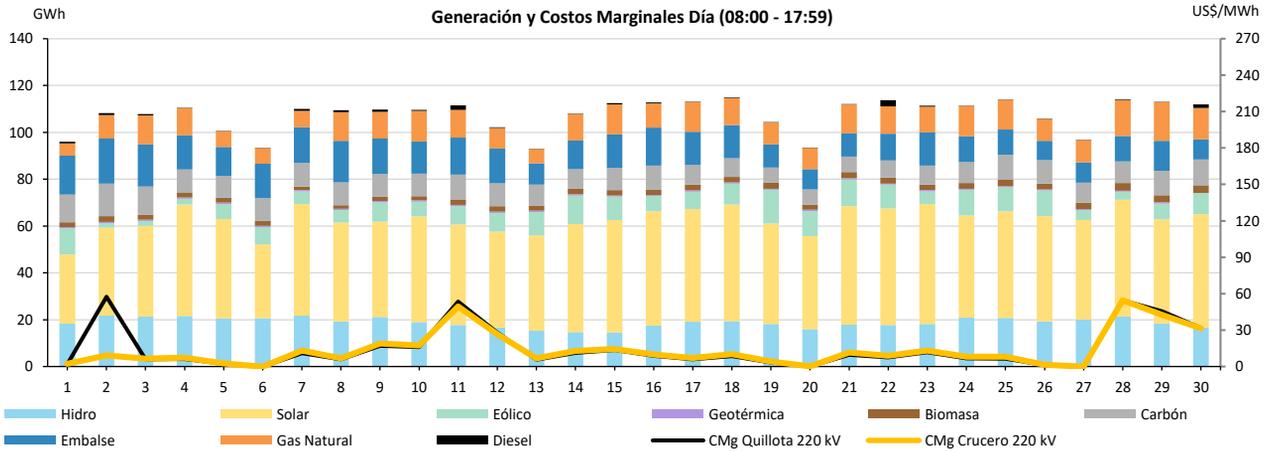


Capacidad instalada SEN (MW)

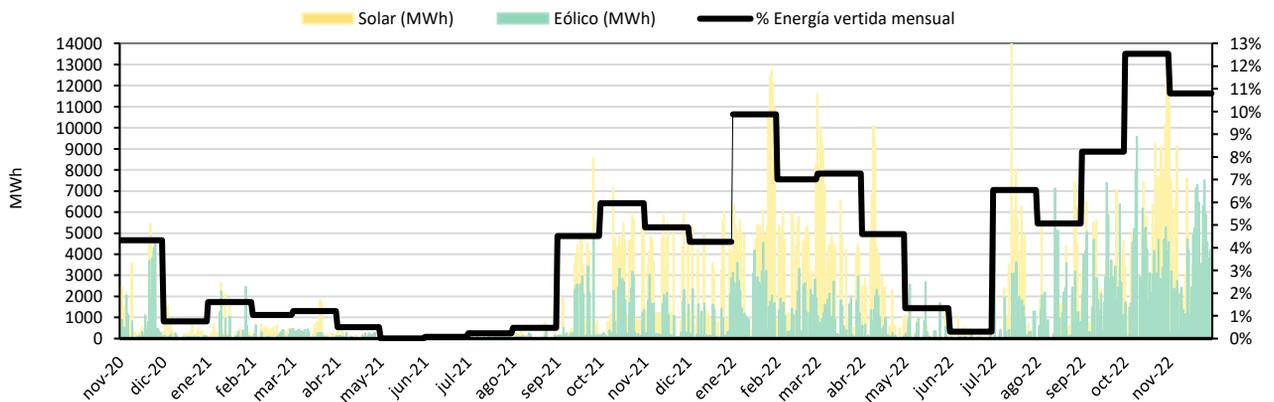
Hidro	7.397
Térmico	13.228
Eólica	4.172
Solar	7.751
Geotermia	78
Total	32.626

Fuente: Coordinador Eléctrico

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



Reducción ERNC durante la Operación en Tiempo Real, noviembre 2020 - noviembre 2022

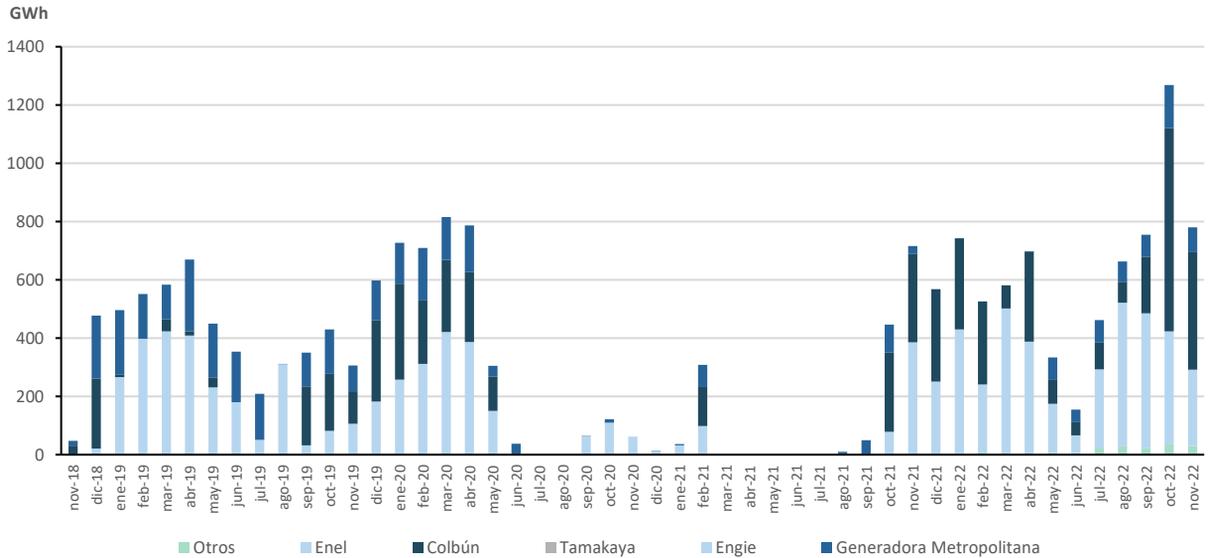


Fuente: Coordinador Eléctrico

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

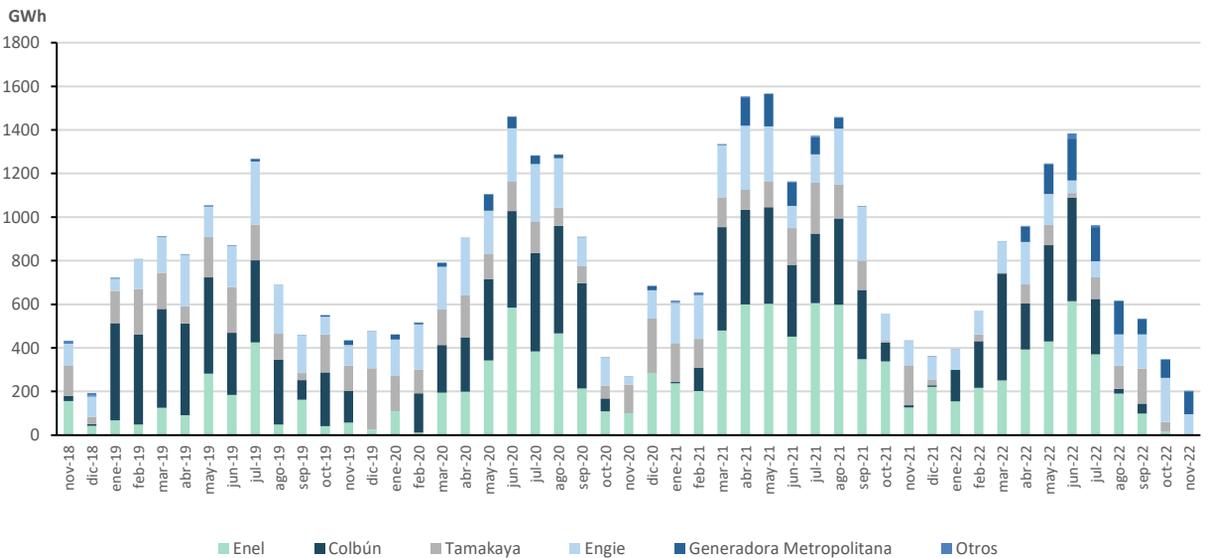
Generación histórica gas natural argentino



En noviembre de 2022 se generaron 779,3 GWh en base a Gas Natural argentino, de los cuales un 51,7% es atribuible a la empresa Colbún, un 33,6% a Enel, un 10,8 a Generadora Metropolitana y un 3,8% a otras empresas.

Fuente: Coordinador Eléctrico

Generación con GNL desde terminales Quintero y Mejillones



En noviembre de 2022, la generación de centrales en base a GNL asociadas a los terminales Quintero y Mejillones fue de 247,9 GWh, lo que representó el 15,1% de la generación total del SEN. De estas inyecciones, un 42,5% se atribuye a Generadora Metropolitana, un 35,1% a Engie, un 18,0% a Tamakaya, un 3,4% a Enel y el 1,0% restante a otras empresas.

Fuente: Coordinador Eléctrico

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

Precio Nudo Quillota 220 kV	52,9
Precio Nudo Crucero 220 kV	63,3
PMM SEN	88,9

Fuente: CNE

Costos marginales promedio noviembre (\$/kWh)

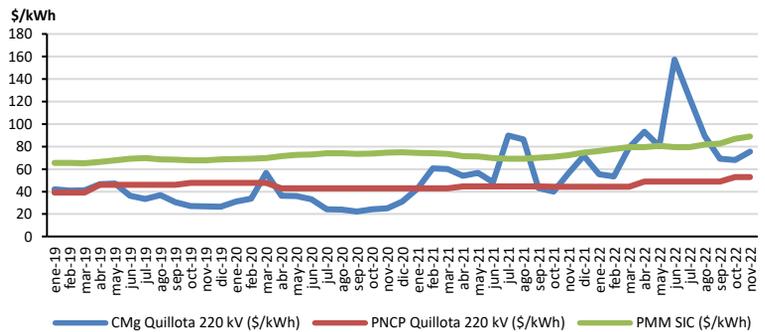
Crucero 220 kV	90,4
Cardones 220 kV	85,3
Pan de Azúcar 220 kV	83,4
Quillota 220 kV	75,4
Charrúa 220 kV	69,6
Puerto Montt 220 kV	80,4

Fuente: Coordinador Eléctrico

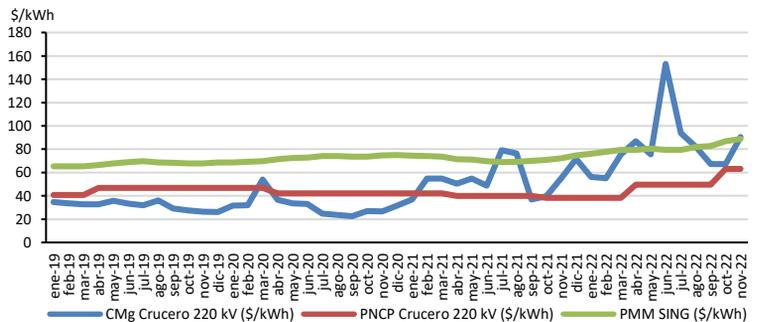
* En los gráficos a la derecha, los Precios Medio de Mercado SEN-SIC y SEN-SING corresponden al PMM del SEN.

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

Sector eléctrico en Chile enfrentará un 2023 con mejores condiciones hídricas

La energía embalsada es 14% superior que, a igual fecha de 2021, por lo que no se requeriría reserva hídrica por los próximos seis meses. Estudio del Coordinador Eléctrico Nacional modela nueve escenarios posibles y solo uno de ellos considera un déficit de abastecimiento.

La situación de abastecimiento del Sistema Eléctrico Nacional está en mejor pie que en 2021, según el Estudio de Seguridad de Abastecimiento correspondiente al período noviembre 2022-octubre 2023, que publica mensualmente el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), según informó El Mercurio.

De los nueve casos modelados en el estudio, solo en uno de ellos se enfrentaría un eventual déficit de energía de 42,1 GWh durante julio de 2023. Ese caso considera eso sí las condiciones más extremas y siempre que se repita una hidrología como la 1968-1969 (el año más seco desde que hay registros) o la del bienio 2021-2022 (segundo y duodécimo años más secos respectivamente). La gran diferencia con el año pasado es que, en el informe entregado en noviembre de 2021, cuatro de los nueve escenarios hipotéticos modelados implicaban restricciones.

El Coordinador destaca que la energía embalsada a la fecha sería suficiente para mitigar eventuales situaciones ajustadas de abastecimiento consideradas en el último decreto de racionamiento preventivo, que modificó otro de 2021 y extendió su vigencia hasta marzo de 2023, como falla o detención forzada de unidades generadoras o contingencias simples en el sistema de transmisión. Según el reporte, la energía embalsada gestionable por el Coordinador es aproximadamente 14% superior respecto a misma fecha de 2021 y superior a la reserva hídrica requerida a través del mencionado decreto (66 GWh).

El último estudio afirma que no se requiere reserva hídrica durante lo que resta de la vigencia del decreto de racionamiento ni durante los próximos seis meses y, por lo tanto, recomienda su devolución a partir de marzo. La reserva hídrica acumulada a la fecha de elaboración de este informe era de 60,43 GWh.

Este año se registró una notoria mejora hidrológica respecto de 2021, que fue el segundo año más seco de la estadística hidrológica, y por tanto hay más energía afluyente.

Balance ERNC octubre 2022

Total retiros afectos a obligación (GWh)	6.015
Obligación ERNC (GWh)	792
% Obligación ERNC respecto a retiros afectos a obligación	13,2%
Inyección ERNC (GWh)	2.593
% Inyecciones ERNC respecto a retiros afectos a obligación	43,1%

Fuente: Coordinador Eléctrico

NOTICIAS

Proyecto que impulsa uso de energías renovables es aprobado en general y se abre plazo para indicaciones

La iniciativa, que pretende aumentar la participación de energías limpias en nuestra matriz energética, fue aprobada de manera unánime en la Comisión de Minería y Energía de la Cámara.

El proyecto de ley que impulsa la participación de las energías renovables en la matriz energética nacional dio otro paso en el Congreso.

La iniciativa presentada por el Ministerio de Energía, que busca ampliar la cuota de generación con energías limpias, fue aprobado en general y por unanimidad en la Comisión de Minería y Energía de la Cámara de Diputadas y Diputados.

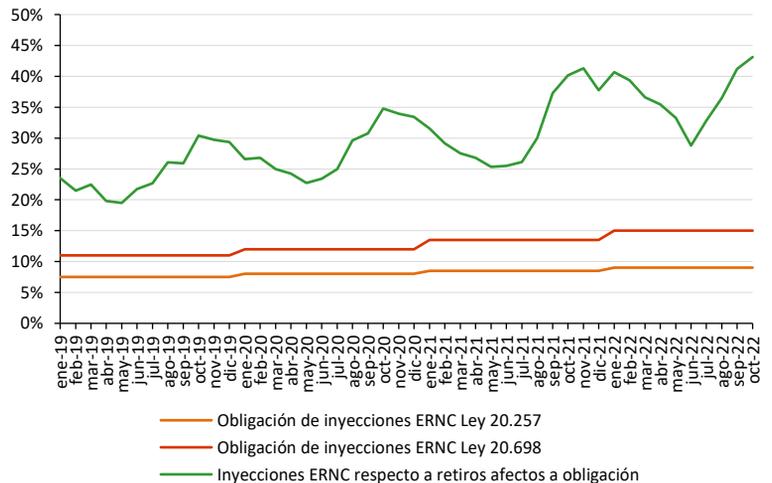
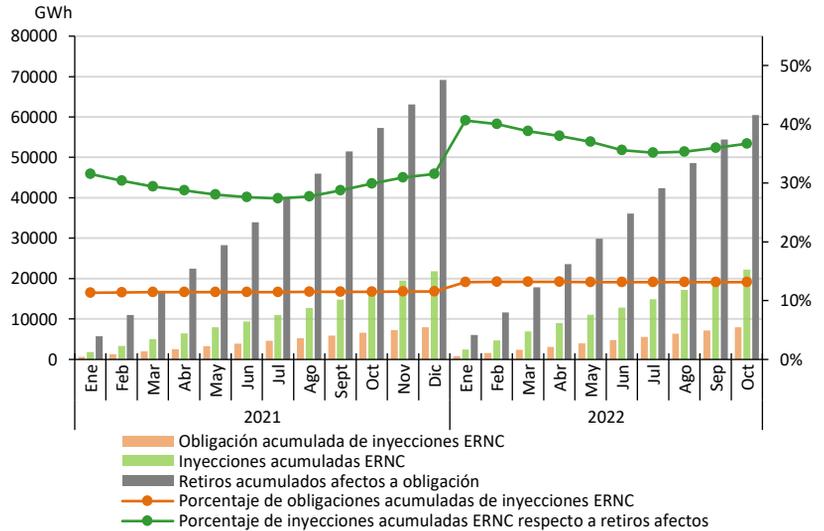
El ministro de Energía, Diego Pardow, se mostró satisfecho con la aprobación en general del proyecto. “Esto nos permite ir avanzando en nuestra estrategia legislativa. Ahora se abre un plazo de indicaciones donde vamos a poder redoblar la apuesta con cuotas más ambiciosas y reglas más claras. Ojalá cerrar el año con la aprobación del proyecto en la Cámara de Diputados para posteriormente ir al Senado”, afirmó.

Previamente, el secretario de Estado dijo que el gobierno ingresará indicaciones para establecer una meta global de 40% de energías renovables al 2030 y de un 30% por cada bloque horario. “Por un lado, para que se aumente la participación de energías renovables y por otro, para que los pequeños medios de generación distribuida sean más fácilmente incorporados en nuestro sistema de distribución”, agregó.

Fuente: Revista Electricidad (01/12/2022)

BALANCE ERNC A OCTUBRE 2022

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



Fuente: Coordinador Eléctrico

Acreditaciones ERNC

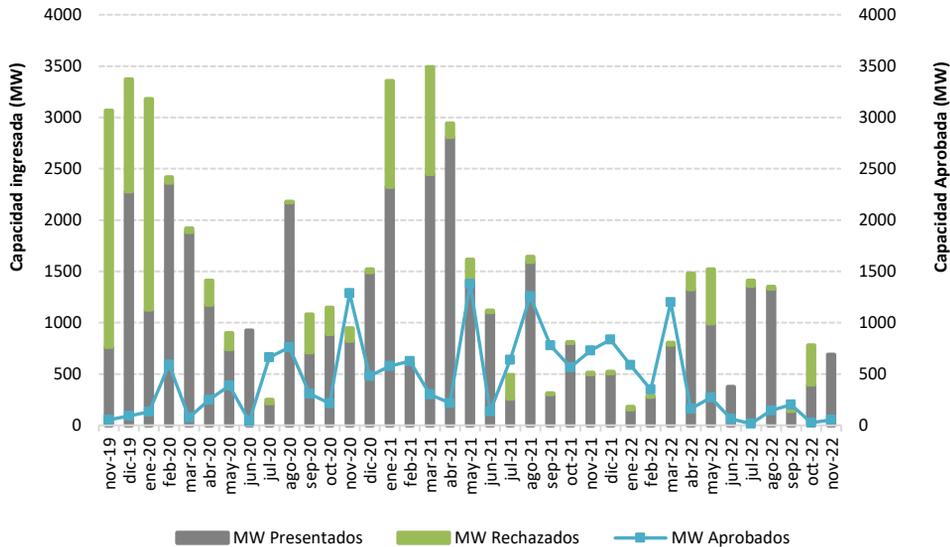
En los balances mensuales efectuados por el Coordinador Eléctrico Nacional, los retiros acumulados afectos de acreditación ERNC (ley 20.257 y ley 20.698) de enero 2022 a octubre 2022, corresponden a **60.452 GWh**.

La obligación acumulada de inyecciones ERNC de enero 2022 a octubre 2022 correspondió a **7.939 GWh**, lo que corresponde a un **13.1%** respecto de los retiros afectos en el mismo periodo.

Por otra parte, las inyecciones acumuladas de ERNC de enero 2022 a octubre 2022, fueron de **22.182 GWh**, lo que corresponde a un **36.7%** respecto de los retiros afectos en el mismo periodo.



Proyectos de generación en evaluación, rechazados y aprobados en el SEIA hasta noviembre 2022



Estado de Proyectos

A partir de los datos estadísticos registrados en la plataforma electrónica del SEIA (e-SEIA), en noviembre de 2022 ingresaron un total de 742,7 MW de potencia. Se registraron 54 MW aprobados.

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos del SEIA

Principales proyectos aprobados en el SEIA en noviembre 2022

Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Planta Fotovoltaica Rivazzurra Solar	Rivazzurra Solar SpA	9	Solar	23/03/2022
Parque Fotovoltaico Faro de Santa Elena	FOTVOLTAICA FARO III SPA	9	Solar	22/12/2021
Proyecto Eólico Kosten Aike	EÓLICA KOSTEN AIKE SPA	36	Eólico	23/11/2020

Principales proyectos en calificación en el SEIA en noviembre 2022

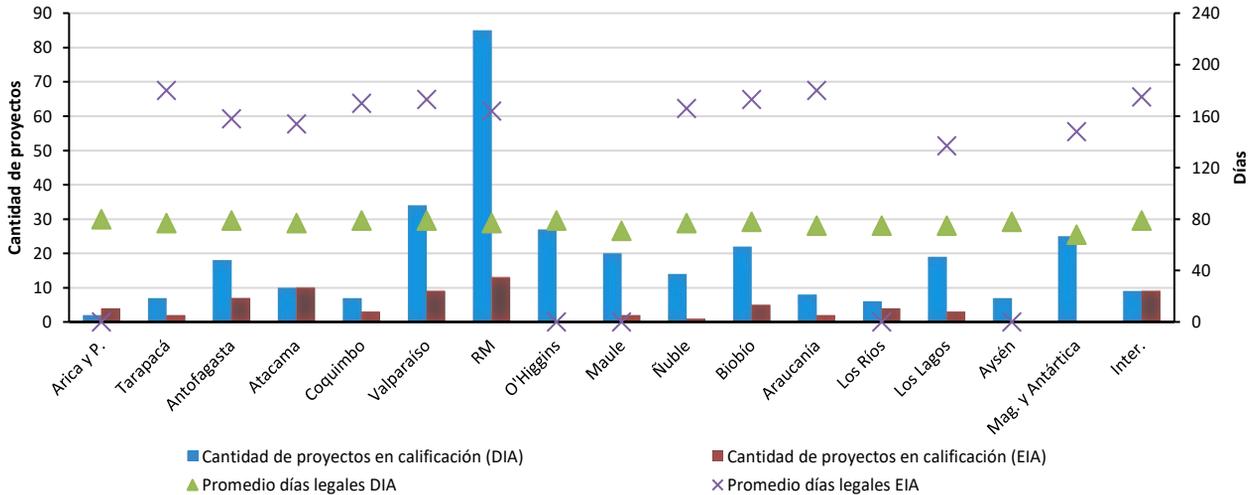
Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Calderaza Solar	Manzano Solar SpA	9	Solar	30/11/2022
Quinquimo Solar	QUINQUIMO SOLAR SPA	65	Solar	25/11/2022
PFV Alto Jahuel Solar	Alto Jahuel Solar SpA	6	Solar	23/11/2022
Planta Fotovoltaica Monza Solar	Monza Solar SpA	7	Solar	23/11/2022
Parque Eólico Pampa Fidelia	Engie Energía Chile S.A.	337	Eólico	22/11/2022
Parque Fotovoltaico Parina Solar	Parina Solar SpA	248	Solar	21/11/2022
PMGD Eólico Oxypora	Oxypora SpA	9	Eólico	21/11/2022
Parque Fotovoltaico Platero	PFV PLATERO SPA	9	Solar	18/11/2022

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 noviembre de 2021 hasta noviembre de 2022.



Fuente: Reporte Estadístico mensual de Proyectos en el SEIA

NOTICIAS

Los ítems del Presupuesto 2023 en materia de energías renovables y movilidad sostenible

Los montos considerados para los ministerios de Energía y de Medioambiente poseen un fuerte foco en innovación, acción por el cambio climático y desarrollo del hidrógeno verde.

En el marco de la discusión presupuestaria de la Nación para 2023, la Cámara aprobó y despachó a segundo trámite las partidas correspondientes a los ministerios de Transportes, Energía y Medioambiente

El Ministerio de Energía contempla recursos por \$138.464 millones. Posee un alza de 7,2%. Sustenta el accionar de la Subsecretaría de Energía y sus programas; de la Comisión Nacional de Energía (CCHEN); de la Comisión Chilena de Energía Nuclear; y de la Superintendencia de Electricidad y Combustible

Para el próximo año se concretará la consolidación en un único ítem de algunos programas del Ministerio que estaban dispersos. Se trata del nuevo programa de Transición Energética Justa, que tendrá dineros por \$12.228 millones. Su objetivo es avanzar hacia la descarbonización e impulsar el Hidrógeno Verde, junto con hacerse cargo del proceso de transición energética.

En materia de Transición Energética Justa, se contempla el apoyo a las estrategias de descarbonización.

Cambio climático

La Partida del Ministerio del Medio Ambiente posee ingresos y gastos por \$74.535 millones. Representa una variación de 11,3%. Financia la Subsecretaría del Medio Ambiente y el programa de Adaptación y Mitigación para el Cambio Climático. Además, entrega recursos al Servicio de Evaluación Ambiental y a la Superintendencia del Medio Ambiente.

Sus líneas programáticas tendrán relación con las leyes de impuesto verde, sobre cambio climático, humedales urbanos y acuerdo de Escazú. Igualmente, se presentará como desafío el cierre de Codelco Ventanas y otras centrales termoeléctricas.

Junto a lo anterior, está la implementación de la Oficina de Transición Socio ecológica Justa y un programa presupuestario nuevo: Desarrollo Productivo Sostenible. Tiene carácter interministerial y posee tres desafíos estratégicos: descarbonización justa; resiliencia ante la crisis climática y sus impactos socioambientales; y la sofisticación y diversificación productiva del país.

Los lineamientos del SEA para el periodo 2022-2026 serán asegurar una evaluación ambiental técnica y de calidad. A lo anterior se suma la implementación progresiva del Acuerdo de Escazú y la incorporación del cambio climático en la evaluación de impacto ambiental.



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

De acuerdo al Informe Técnico Definitivo del Segundo Semestre de 2022, se proyecta una capacidad instalada adicional al año 2032 de 15.089 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.

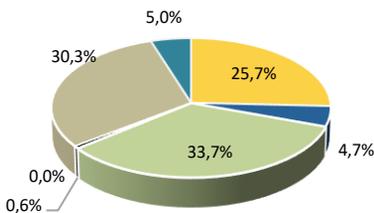
Para el año 2032, se estiman 3.885 MW de capacidad adicional en instalaciones solares y 4.575 MW de solar + bess.

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.

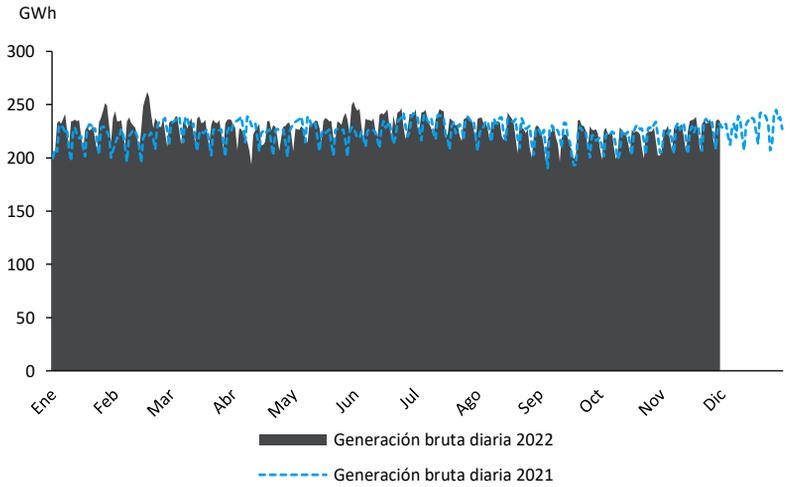
Fuente: ITD Segundo Semestre 2022, CNE

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



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

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



Fuente: Coordinador Eléctrico

Demanda máxima horaria del SEN (MWh)

2018	10.776
2019	10.746
2020	10.900
2021	11.227

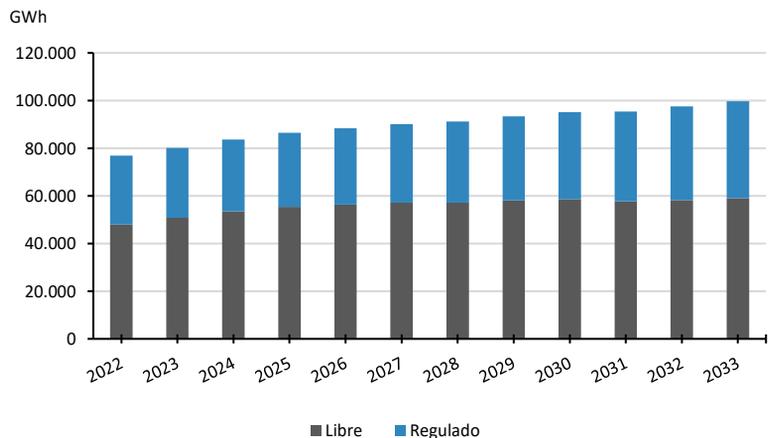
Capacidad noviembre 2022 y recomendada a instalar al año 2032 (MW)

	Nov 2022	Rec. 2032
Eólica	4.172	5.086
Geotermia	78	0
Hidro	7.397	706
Solar	7.751	3.885
Térmico	13.228	87
Solar FV + Bess	0	4.575
Almacenamiento	0	747
Total	32.626	15.089

Fuente: Coordinador Eléctrico

Fuente: ITD Segundo Semestre 2022, CNE

Demanda proyectada del SEN (GWh)



Fuente: ITD Segundo Semestre 2022, CNE



CENTRALES EN ETAPA DE PUESTA EN SERVICIO

Central	Capacidad (MW)	Entrada en operación estimada	Central	Capacidad (MW)	Entrada en operación estimada
Domeyko (Solar)	186	Ene-22	Puelche Sur (Eólico)	153	Ene-22
Campos del Sol 1 (Solar)	381	Ene-22	Coya (Eólico)	48	Ene-22



NOTICIAS

ACSP: “El impuesto verde debe frenar el despacho de unidades contaminantes y motivar el desarrollo de renovables”

Durante una presentación en una audiencia pública organizada por los ministerios de Hacienda y Energía, el gerente general de la ACSP, Cristián Sepúlveda estimó necesario un aumento de las tributaciones aplicadas a todas aquellas formas de generar energía que no sean amigables con el medio ambiente.

“No es suficiente cerrar las centrales a carbón, para lograr la descarbonización, puesto que se han cerrado algunas y seguimos con plantas que funcionan a partir de gas y diésel, que tienen condiciones que no deberían estar vigentes actualmente, si es que queremos hacer un cambio a la matriz energética de Chile”, precisó.

De acuerdo con el ejecutivo, es imperativo “revisar e incrementar el valor actual de USD 5/tCO2e, estableciendo un aumento gradual aplicable al costo variable de las centrales más contaminantes, tales como gas, diésel y carbón, para efectos de la determinación del costo marginal, evitando subvenciones artificiales como lo es el gas inflex”.

Sepúlveda agregó que esta sería la manera correcta para que el tributo a las emisiones o el llamado “impuesto verde” logre desalentar efectivamente el despacho de unidades contaminantes y no sea un simple mecanismo de recaudación.

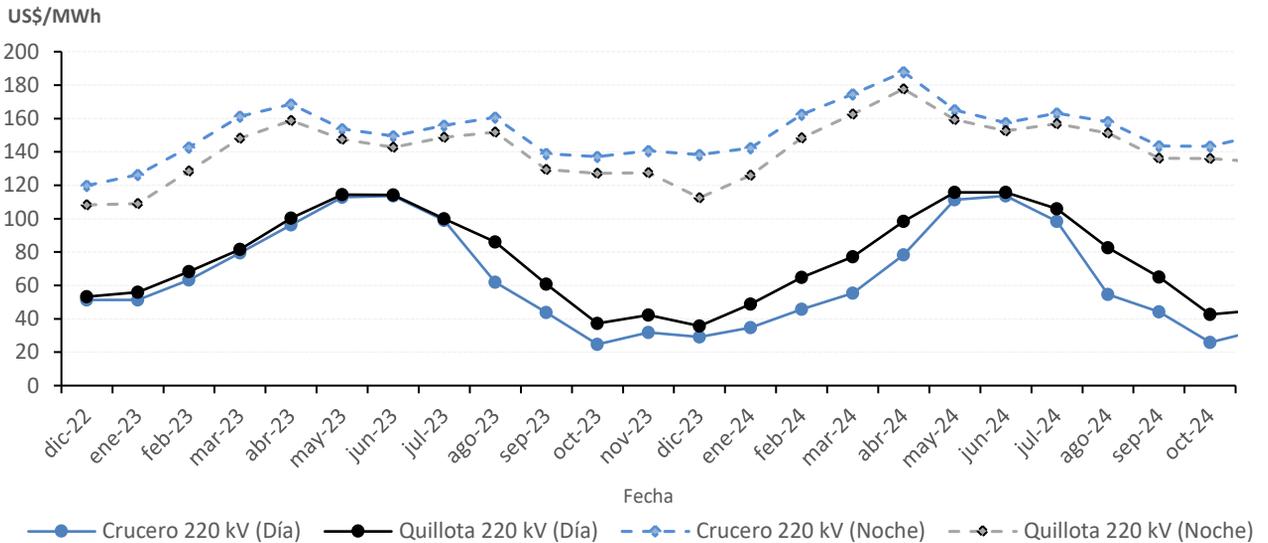
“Así veríamos un repunte importante o podríamos tener una mayor presencia de energías renovables en nuestro país. Si seguimos como estamos actualmente, será muy difícil cumplir la meta al 2030 que no sólo tenemos como país, sino que es un compromiso realizado en instancias internacionales”, señaló.

Otro de los temas abordados por el gerente general de la ACSP, fue la importancia de avanzar en energías renovables con atributos específicos como la Concentración Solar de Potencia. “Con esta tecnología no sólo producimos sin emisiones, sino que, además, robustecemos el sistema eléctrico con plantas que trabajan 24/7 y que tienen una alta capacidad de almacenamiento, tecnologías renovables, estables, flexibles y de base, que desplazará natural y económicamente a las fuentes fósiles”, expresó.

PROYECCIÓN DEL SISTEMA SEN

Proyecciones de costos marginales Valgesta Nueva Energía

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



ÁREAS DE TRABAJO

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

www.valgesta.com

A partir del primer semestre del año 2023 tanto en las horas diurnas como vespertinas se observa un aumento de la proyección de costos marginales, esto se debe principalmente a la disminución del aporte hídrico en los meses estivales y al elevado precio de los combustibles.

En ambos años mostrados, la proyección de los costos marginales durante el día para la barra Crucero 220 kV se muestran desajustados con respecto a la barra Quillota 220 kV, debido principalmente a la ocurrencia de congestiones de transmisión en el tramo Nueva Pan de Azúcar - Polpaico 500 kV.

El costo marginal promedio proyectado para los próximos dos años durante el día en la barra Crucero 220 kV es 64,8 US\$/MWh y en la barra Quillota 220 kV es 75,5 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 151,7 US\$/MWh y en la barra Quillota 220 kV es 140,9 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