



**VALGESTA**

NUEVA ENERGÍA

# BOLETÍN INFORMATIVO

AÑO 13 | N°1 | ENERO 2023

**VALGESTA.COM**

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



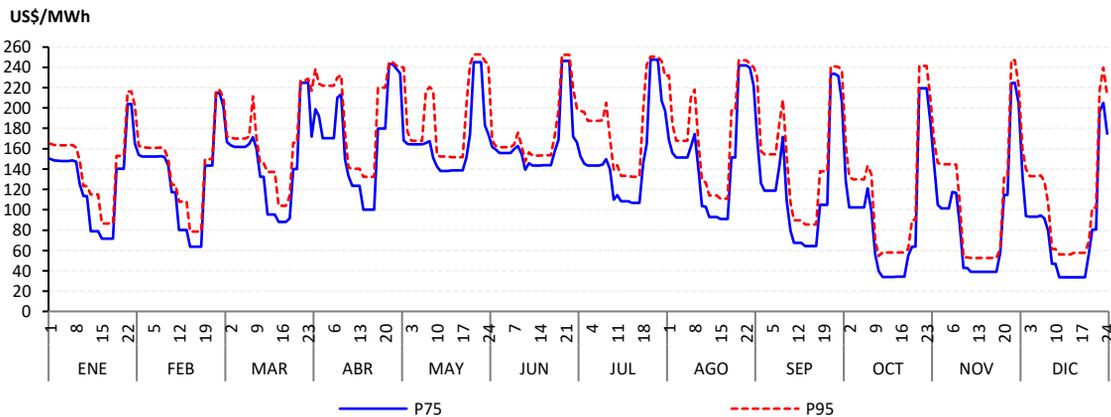
Por: Equipo Valgesta Nueva Energía

## Proyecciones – Predicciones Valgesta Nueva Energía para el 2023

Comienza el año y por primera vez en nuestra historia, nos atreveremos a realizar algunas proyecciones-predicciones Valgesta Nueva Energía para el año 2023, lo cual representa sólo una mirada con la información y los hechos que conocemos en esta fecha. Sin embargo, como todos sabemos, “la suerte no está echada” y varias de nuestras proyecciones podrían cambiar con el transcurso del tiempo, ya que dependen de múltiples factores que pueden alterarse durante el año, lo que dependerá de las decisiones de la autoridad, el comportamiento de la naturaleza, la evolución del conflicto en Ucrania y decisiones de los agentes del sistema eléctrico.

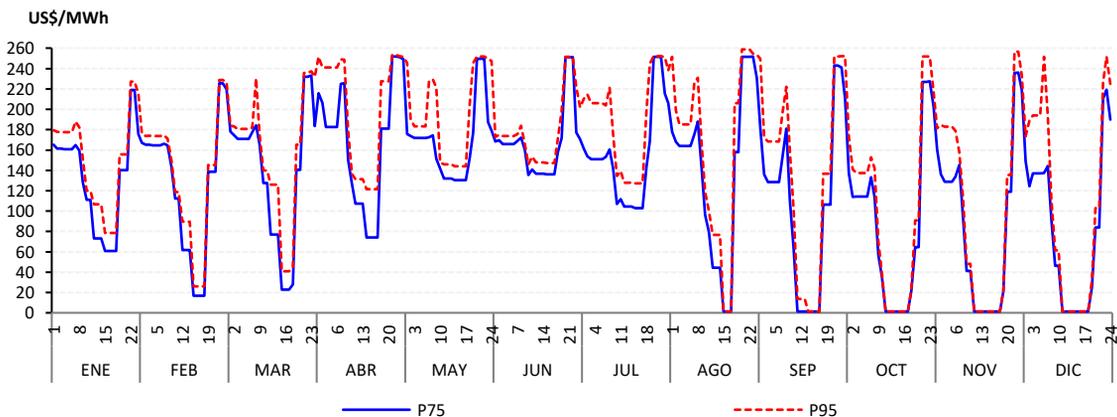
**Costos marginales:** Lamentablemente no vemos un cambio en la tendencia que hemos tenido en 2022 respecto a los costos marginales, ya que éstos siguen dependiendo de los precios internacionales de los combustibles y de las lluvias que nos entregará la naturaleza (o San Isidro según la opción de fe). La guerra Ucrania – Rusia no se ve de pronto término y por tanto la escasez de oferta y alta demanda de gas y carbón permanecería todo el 2023; de la misma manera, es muy poco probable que 2023 sea un año húmedo o promedio de los últimos 30 años, por lo que nos inclinamos a proyectar el año en una banda entre P 75 y P 95. Las proyecciones de costo marginal para horas tipo para la barra Quillota 220 kV y Crucero 220 kV lo observamos de esta manera:

*Ilustración 1 Proyección de costos marginales para hora tipo del año 2023 de la barra Quillota 220 kV*



Fuente: Elaboración propia

*Ilustración 2 Proyección de costos marginales para hora tipo del año 2023 de la barra Crucero 220 kV*



Fuente: Elaboración propia

## Proyecciones – Predicciones Valgesta Nueva Energía para el 2023

**Seguridad de suministro:** Lamentablemente las condiciones de estrechez de suministro no sólo no han mejorado, sino que podríamos decir que han empeorado en el último tiempo. Dado el incendio ocurrido en el puerto de Ventanas, el sistema eléctrico no contará hasta julio con 3957 MW en base a carbón. Junto con ello, los problemas identificados en el túnel de la central Las Lajas y Alfalfa II de Alto Maipo, implicará que al menos hasta el mes de junio de 2023 no contaremos con 531 MW de hidroelectricidad, que además está cercana al mayor centro de consumo del país. De la misma manera, contaremos con menos suministro de GNL, de acuerdo a lo informado por las empresas Enel y Engie, lo que en parte se vería compensado por un mayor aporte de GN proveniente de Argentina.

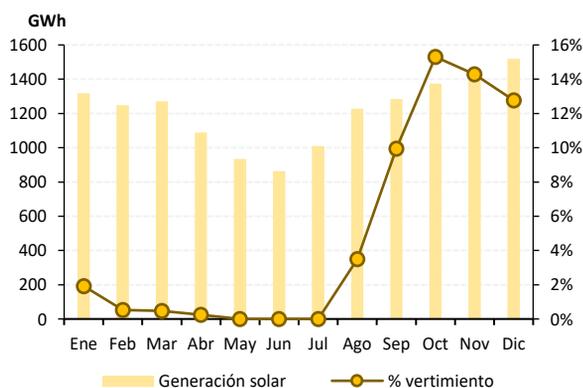
No obstante, lo señalado, el año 2023 parte con una mayor acumulación de agua en embalses que en 2022 y con 2136 MW adicionales de energía solar y eólica incorporados el año pasado. De la misma manera, se espera que durante el año 2023 se incorporen 2768 MW adicionales de estas tecnologías. A lo anterior, cabe agregar la ejecución de los trabajos de cambio de conductor referidos a Seccionadora lo Aguirre – Alto Jahuel 500 kV, lo que requerirá sumo cuidado por parte del Coordinador para la autorización de los trabajos, para no afectar la seguridad del suministro manteniendo criterios de eficiencia económica. Contamos con la experiencia del cambio de conductores en la zona de Puerto Montt, por lo que, si bien los órdenes de magnitud no son comparables entre ambos casos, los costos de la operación sí podrían aumentar debido a que se opere al sistema manteniendo condiciones de seguridad N-1.

En consecuencia, nuestro pronóstico es que, si bien la seguridad del sistema no está en riesgo, sí existe la probabilidad que pudiésemos tener episodios de falta de suministro en zonas y horas específicas, de manera acotada. En este sentido la tormenta perfecta se daría con un año en extremo seco, con una falla intempestiva de otra central térmica relevante del sistema y en días donde el aporte renovable, en especial eólico, sea bajo, en cuyo caso el requerimiento de diésel aumentaría de manera relevante y podría verse superada la capacidad logística del sistema para el suministro de este combustible.

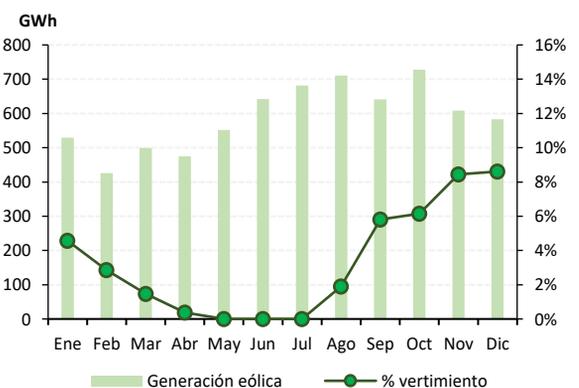
**Vertimientos:** Respecto al tema de vertimientos de energía renovable que se podrían producir en el SEN, podemos observar que se producirían diferencias relevantes a nivel estacional y en ciertas zonas del país. De manera más específica nuestra proyección es la siguiente:

*Zona norte: Corresponde de la S/E Los Vilos hacia norte del SE*

Vertimiento Solar



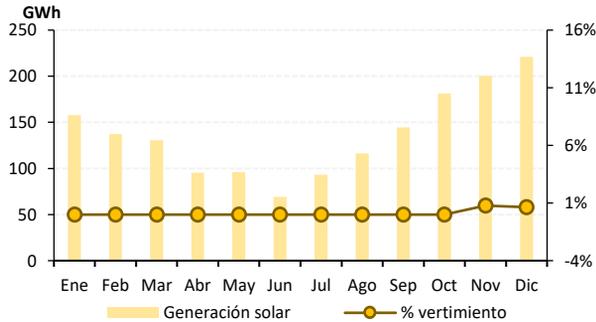
Vertimiento Eólico



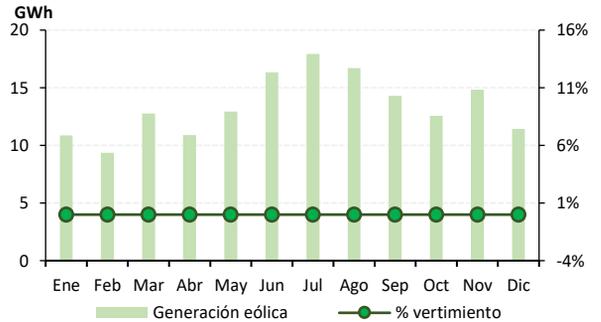
## Proyecciones – Predicciones Valgesta Nueva Energía para el 2023

*Zona Centro: Corresponde desde la S/E Nogales hasta la S/E Ancoa*

*Vertimiento Solar*

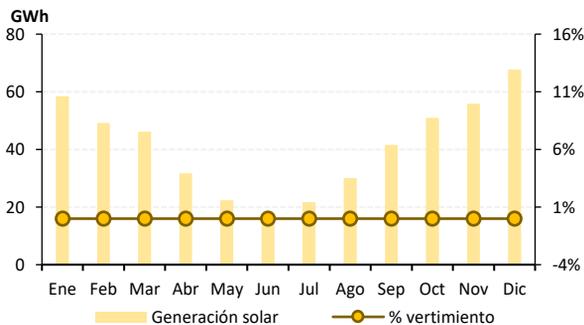


*Vertimiento Eólico*

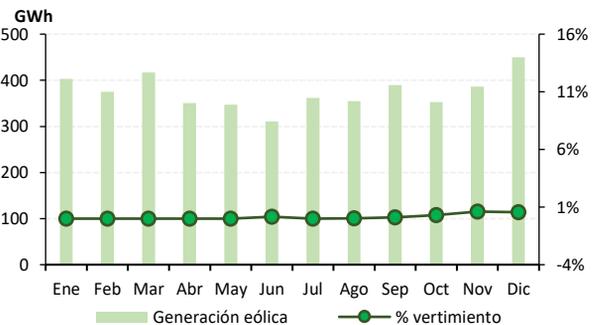


*Zona Sur: Corresponde desde la S/E Itahue hasta el sur del SEN*

*Vertimiento Solar*



*Vertimiento Eólico*



**Mercado eléctrico:** Un aspecto que fue relevante a partir de octubre de 2022 fueron los casos de las empresas María Elena y cabo Leones II. De acuerdo a los análisis realizados por Valgesta Nueva Energía, podrían existir otras empresas que estén en una situación financiera y económica compleja y esto podría verse reflejado durante el año 2023. En efecto, podríamos ver algún nuevo contrato regulado al cual se intente poner término anticipado por parte del suministrador. Los balances comerciales que arrojan algunos de los proyectos hacen muy compleja su mantención, ya que financieramente se transforman en proyectos muy difíciles de sostener.

Por otra parte, estimamos que se mantendrán los procesos de M&A observados en el mercado, en especial de proyectos que han cumplido para sus promotores la etapa de desarrollo, puesta en operación y contratación, consolidando éstos en actores con otro perfil de inversión (en especial fondos con portafolios verdes). Conforme con ello, aún vemos espacio para que en el segmento generación sigan desarrollándose procesos de compra-venta de activos en 2023, pero con una intensidad menor que en los dos últimos. De la misma manera, sería esperable que en el segmento de transmisión, sistemas dedicados en manos de clientes libres o generadores, sean vendidos a operadores de transmisión dadas las mayores exigencias regulatorias de los últimos años, que obliga a una nueva gestión de estos activos.

**Regulación:** Dentro de lo que se esporea en cambios o modificaciones a la regulación en el mercado podemos mencionar:

- **Mecanismo de Protección de los clientes (MPC):** Según el modelo desarrollado por Valgesta para proyectar los saldos de acumulación del mecanismo MPC, y considerando que la aplicación del nuevo mecanismo no se iniciará hasta que se publique el reglamento oficial que lo rige y, por ende, el Mecanismo PEC anterior sigue hoy generando saldos pendientes a pesar de haber alcanzado el límite de US\$1.350 MM (la ley N°21.472 indica que los saldos del PEC que superen dicho límite serán considerados como saldos del MPC), hasta febrero de 2023 nuestras proyecciones indican que el saldo acumulado en el nuevo mecanismo (al que se deben agregar los MMUSD 1.350 anteriores) sería del orden de los US\$1.425 MM, es decir, alcanzarían cerca de un 80% de los US\$1.800 MM definidos como límite de acumulación de saldos para el nuevo mecanismo

## Proyecciones – Predicciones Valgesta Nueva Energía para el 2023

Si proyectamos lo que viene para el año, considerando un tipo de cambio de largo plazo de 850, 820 y 800 CLP/USD, entonces el límite de 1.800 MM USD sería alcanzado en los meses de octubre de 2023 (dólar 850 CLP/USD) o noviembre de 2023 (dólar 820 y 800 CLP/USD).

- **Reglamento de Potencia:** Es altamente probable que el Ministerio de Energía envíe el proyecto de reglamento con cambios menores, en especial en sus plazos de implementación y con algunas modificaciones respecto de los sistemas de almacenamiento. Dado que no se ha podido determinar con claridad los impactos asociados a esta propuesta por parte del Ministerio, la discusión de la regulación de aplicación, en especial la normativa técnica, augura un debate mayor que implicará que algunos proyectos de inversión se suspendan a la espera de una mayor claridad y certeza regulatoria. Hoy como Valgesta ya hemos sido testigos de procesos de financiamiento que se han complejizado a tal nivel que es posible que no se logren cerrar producto de la incerteza que esto está generando en el mercado. Esto implicaría que el tema finalmente permanecerá abierto para futuras autoridades, especialmente considerando la necesidad de reformar el mercado de corto plazo y los ajustes que ello implicará al mercado de capacidad.

- **VAD:** A nuestro entender, el proceso tarifario para determinar las tarifas de distribución no sólo ha excedido largamente el tiempo determinado en la ley para su realización, sino que lamentablemente es poco probable que el decreto tarifario sea publicado antes del término de su vigencia (noviembre de 2023). En otras palabras, de existir decreto, éste tendrá que aplicarse mediante reliquidaciones en el nuevo período tarifario, es decir con un nuevo decreto VAD generando con ello un nuevo escenario de incertidumbre para los agentes del mercado. Sin embargo, estimamos que el proceso adolece de infracciones normativas relevantes, por lo que su paso por la Contraloría General de la República podría implicar que todo o parte de éste sea invalidado, lo que obligaría a la autoridad a buscar una salida legislativa para que las tarifas de distribución se apliquen de manera regular en algún momento.

- **Ley de cuotas renovables:** Tal como lo hemos señalado en pasadas editoriales, las energías renovables no requieren de más cuotas para su desarrollo (de hecho, son las únicas tecnologías en construcción). Estimamos que la obligación para cumplir con ello durante las 24 horas no ha sido suficientemente analizada en sus impactos, por lo que esperamos que junto con analizar en mayor profundidad este aspecto, se introduzcan modificaciones a la ley de manera que se apunte realmente a las barreras que hoy tiene el desarrollo renovable, tal como un proceso fast track de desarrollo de transmisión y almacenamiento; la determinación de ajustes a la institucionalidad del coordinador que le permita avanzar es más transparencia y certezas a la toma de decisión de éste, con objetivos más claros y rendición de cuentas; y normas que habiliten un mercado de flexibilidad, que permita favorezca la inversión de tecnologías eficientes para abordar la mayor necesidad que tiene hoy el sistema dada la alta penetración de renovables variables.

- **Ley de distribución, la reforma que nunca llega:** Estimamos que dada la compleja agenda que tiene la autoridad en materia de regulación del gas y de operación del sistema eléctrico, en 2023 no se presentará la anhelada reforma a la distribución eléctrica, entendida ésta como un cambio significativo al modelo de remuneración y expansión de este mercado. Sin embargo, esperamos se comience un diálogo abierto y colaborativo en esta materia, de tal manera que en 2024 se pueda presentar al Parlamento este proyecto de ley.

Finalmente, tal como lo señalamos en nuestras proyecciones de costos marginales, estas “predicciones” no son “determinísticas”, sino que muy por el contrario, siempre esperamos que el mercado energético de nuestro país tenga un año 2023 con buenas noticias, lo que dependerá de todos los actores y también, de una cuota de fortuna y ayuda de la naturaleza, de manera que podamos al finalizar el año darle buenas noticias al país, que cada día avanza en una matriz más limpia, segura y con precios eficientes y razonables.

## NOTICIAS

### Acera: Generación acumulada de renovables en 2022 superó por primera vez a la participación del carbón

La Asociación Chilena de Energías Renovables y Almacenamiento (Acera A.G.) calificó el 2022 como un año “muy positivo” para las energías renovables debido al registro de estadísticas históricas, como la generación acumulada de los últimos 12 meses, en que por primera vez la suma de las participaciones anuales de generación eléctrica de las centrales solares más eólicas (27,7%), superó a la participación de la generación a carbón (23,3%).

Rojas expuso estos números durante la presentación del balance de los resultados del año 2022 y de los desafíos para 2023, donde además destacó el aporte “récord” de generación renovable en la matriz eléctrica nacional, que en 2022 alcanzó un 33%, “lo que significa en el fondo que de toda la energía que consumimos, un tercio provino de fuentes limpias y esto es una excelente noticia en el contexto del cambio climático que vivimos”.

Durante la presentación de los resultados de 2022, la ejecutiva también resaltó la instalación de 155 nuevos proyectos de energías renovables y de almacenamiento, equivalentes a 3.954 MW de capacidad instalada que, según indicó, “también significan en el fondo un tremendo impacto para el sistema”.

De este total, actualmente han entrado en operación efectiva 2.346 MW y el resto, cerca de 1.600 MW aún están en fase de prueba.

Ana Lía Rojas explicó también que, con la incorporación de estos 155 proyectos, la inversión en 2022 asociada a energía renovable y almacenamiento alcanzó un monto de 4.216 millones de dólares, para un total acumulado de 16.817 millones de dólares de inversión en capacidad instalada para el sector de las ERNC.

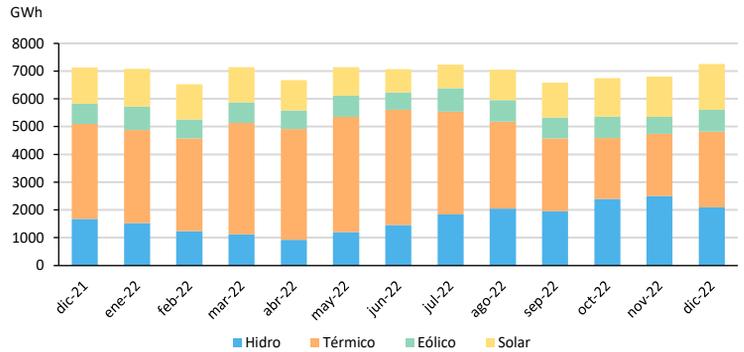
“Para 2023 el sector tiene en cartera la construcción de 448 proyectos renovables y de almacenamiento, pero también de obras de renovables con almacenamiento, que sumarán 6.010 MW de capacidad instalada y que por supuesto requerirá de un gran esfuerzo para poder integrarse a la red eléctrica. La inversión asociada para los proyectos de 2023 asciende a 5.600 millones de dólares», sostuvo la líder gremial.

Como hecho positivo de gran relevancia para el sector, Rojas también mencionó el retiro, durante 2022, de cuatro centrales a carbón por un total de 702 MW, equivalente al 15% de la capacidad instalada a carbón existente a inicios del año pasado.

Fuente: Diario Electricidad (09/01/2023)

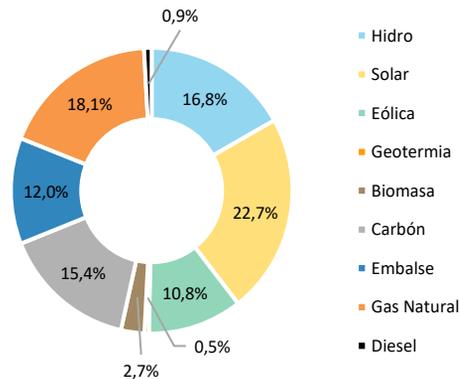
## ESTADÍSTICAS DICIEMBRE 2022

### Generación SEN últimos 12 meses



Fuente: Coordinador Eléctrico

## COMPOSICIÓN DESPACHO DICIEMBRE 2022

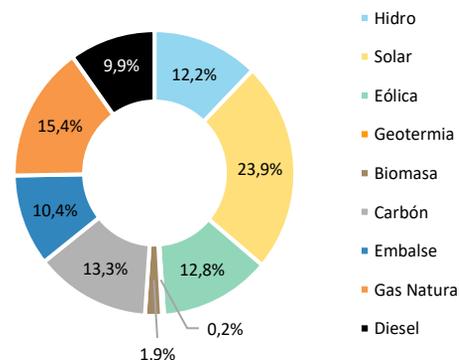


### Despacho de generación (GWh)

Térmica	2.731
Hidráulica	2.091
Eólica	786
Solar	1.645
<b>Total</b>	<b>7.252</b>

Fuente: Coordinador Eléctrico

## CAPACIDAD INSTALADA SEN DICIEMBRE 2022

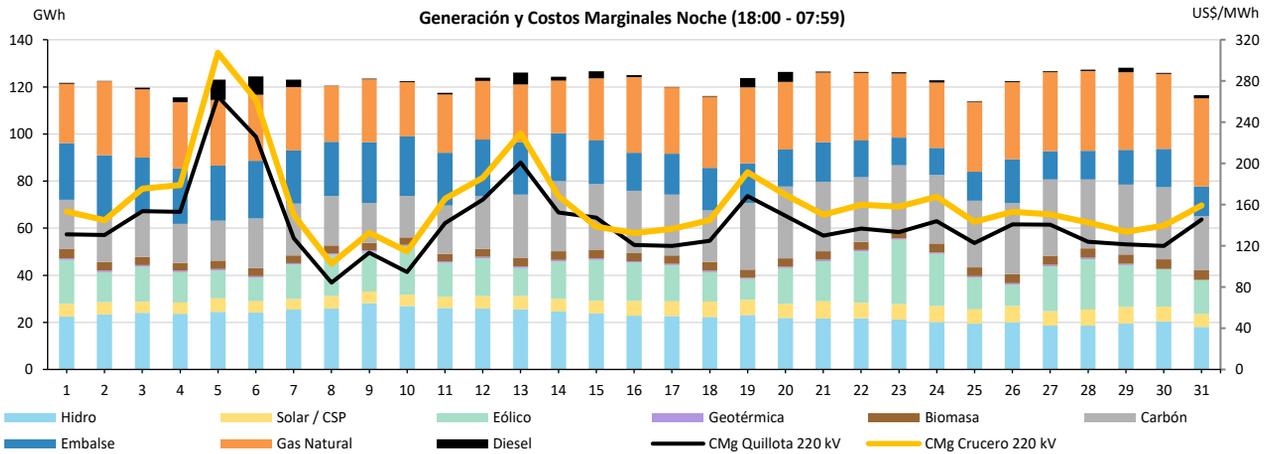
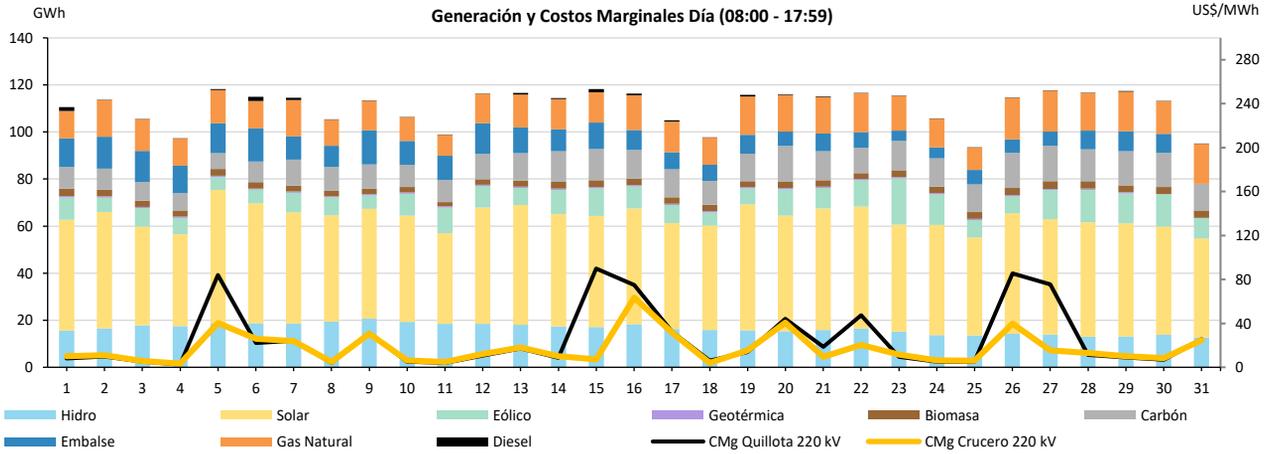


### Capacidad instalada SEN (MW)

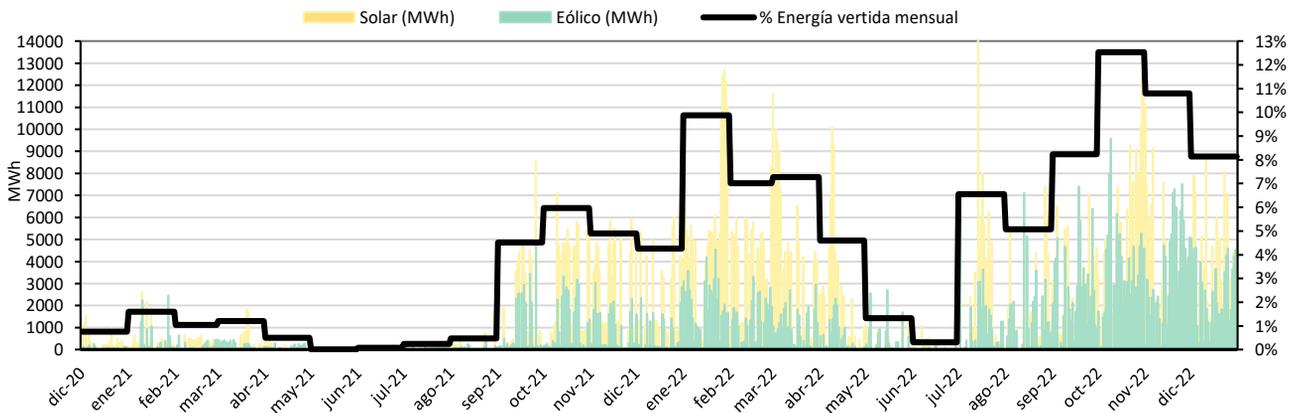
Hidro	7.397
Térmica	13.228
Eólica	4.172
Solar	7.816
Geotermia	78
<b>Total</b>	<b>32.690</b>

Fuente: Coordinador Eléctrico

## Generación y costos marginales en Quillota 220 kV y Crucero 220 kV, diciembre 2022



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

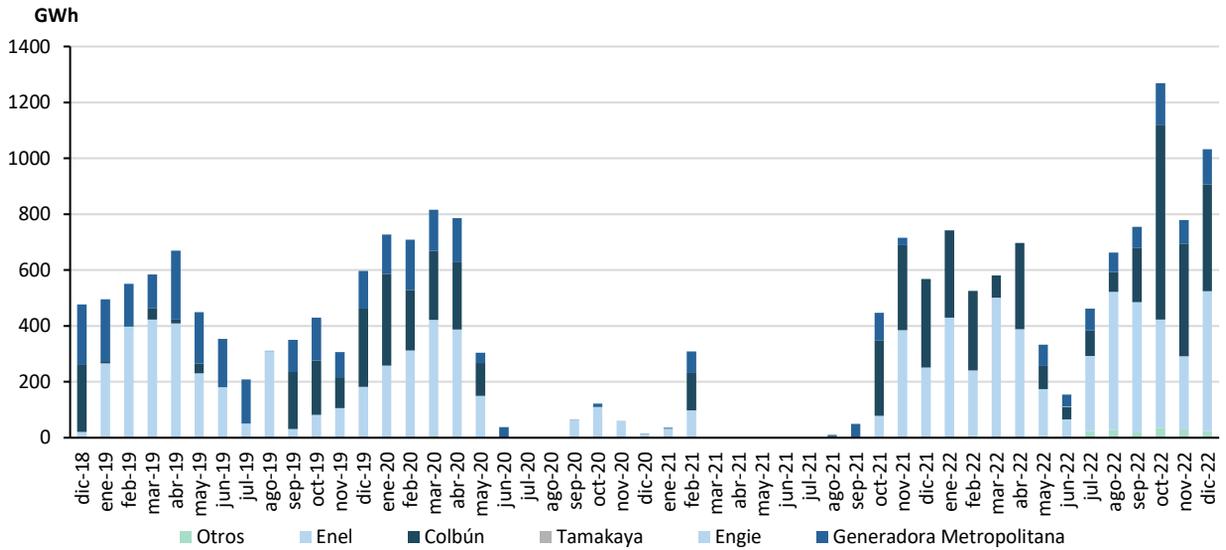


Fuente: Coordinador Eléctrico

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

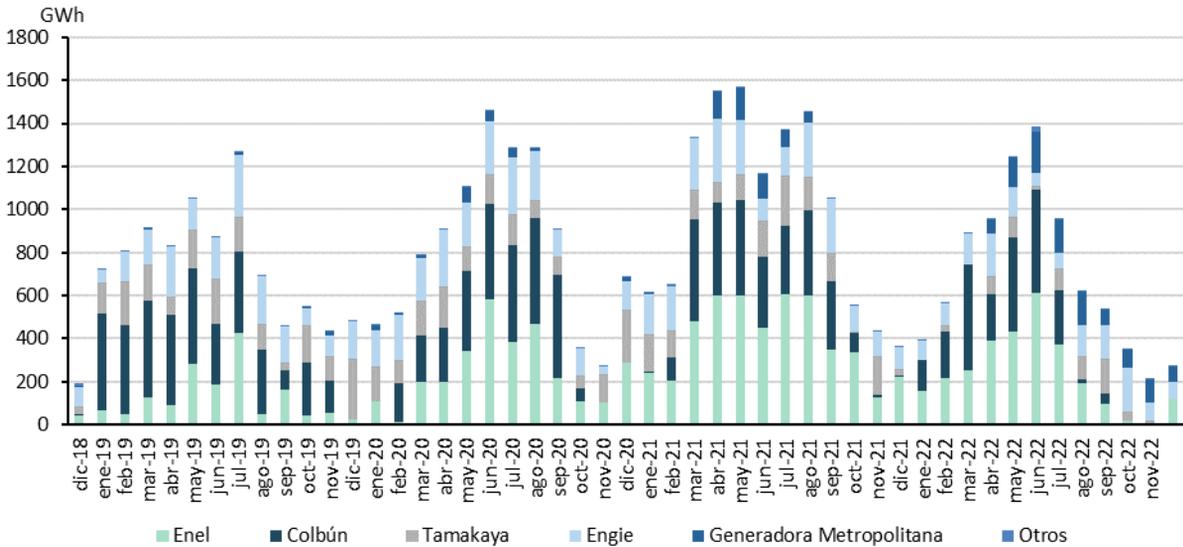
## Generación histórica gas natural argentino



En diciembre de 2022 se generaron 1032,6 GWh en base a Gas Natural argentino, de los cuales un 48,4% es atribuible a la empresa Enel, un 37,0% a Colbún, un 12,2 a Generadora Metropolitana y un 2,4% a otras empresas.

Fuente: Coordinador Eléctrico

## Generación con GNL desde terminales Quintero y Mejillones



En diciembre de 2022, la generación de centrales en base a GNL asociadas a los terminales Quintero y Mejillones fue de 283,6 GWh, lo que representó el 18,1% de la generación total del SEN. De estas inyecciones, un 41,7% se atribuye a Enel, un 27,6% a Engie, un 27,0% a Generadora Metropolitana, un 3,2% a Tamakaya y el 0,5% restante a otras empresas.

Fuente: Coordinador Eléctrico

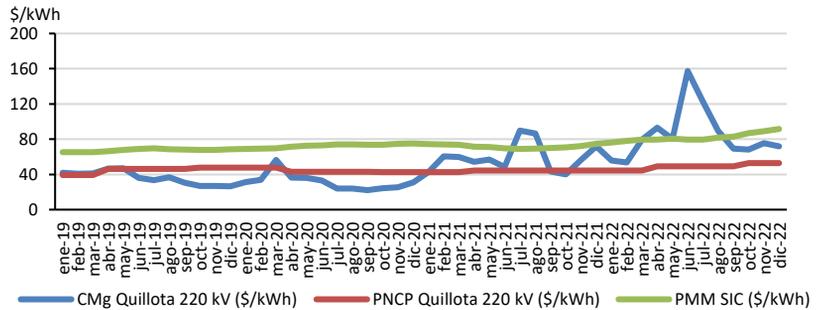
## ESTADÍSTICAS DE PRECIOS DE ENERGÍA

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

Precio Nudo Quillota 220 kV	52,9
Precio Nudo Crucero 220 kV	63,3
PMM SEN	91,7

Fuente: CNE

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

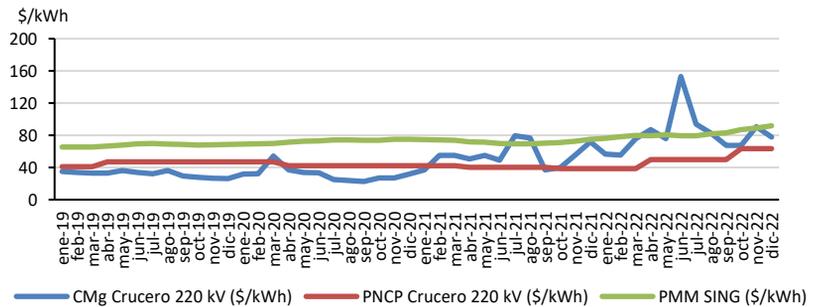


### Costos marginales promedio diciembre (\$/kWh)

Crucero 220 kV	77,5
Cardones 220 kV	72,8
Pan de Azúcar 220 kV	72,1
Quillota 220 kV	72,0
Charrúa 220 kV	72,0
Puerto Montt 220 kV	66,9

Fuente: Coordinador Eléctrico

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



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

Fuente: CNE / Coordinador Eléctrico

## NOTICIAS

### Comisión Nacional de Energía presenta 15 propuestas orientadas al mercado de corto plazo

En el marco de la mesa de diálogo público-privada que analizó el estado actual del mercado de corto plazo, la Comisión Nacional de Energía (CNE) publicó un informe en que se incluyen quince propuestas y sus plazos de implementación. Las medidas, que fueron revisadas por el organismo, se enfocan en los ámbitos de la cadena de pagos en el mercado de corto plazo; licitaciones de suministro eléctrico para clientes regulados, y en el segmento generación-almacenamiento y operación del sistema eléctrico.

#### Principales propuestas

##### Cadena de pagos en el mercado de corto plazo

- 1) Presentar una propuesta al ministerio de Energía para modificar el Reglamento de Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN)
- 2) Solicitar al Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) un reporte trimestral de análisis razonado de las disconformidades relacionadas con los pagos en el mercado de corto plazo.
- 3) Implementar un nuevo portal de pagos.

##### Licitaciones de suministro para clientes regulados

Se propone una revisión de las bases del proceso de licitación para evaluar la conveniencia de los siguientes puntos: 1) Incorporación de incentivos al almacenamiento en el mecanismo de adjudicación de los procesos de licitación. 2) Incorporación de señales de localización en el mecanismo de adjudicación de los procesos de licitación. 3) Modificación de garantías o multas ante incumplimiento de contratos.

##### Segmento de generación-almacenamiento y operación del sistema eléctrico

- 1) Incorporar una metodología para remunerar el aporte de los sistemas de almacenamiento puro a la suficiencia. Con ese fin, se presentará una propuesta al ministerio de Energía en el contexto del nuevo reglamento de transferencia de potencia, en discusión en las mesas correspondientes, para incorporar un mecanismo de remuneración para dichos sistemas en el régimen transitorio.
- 2) Modificar el proceso iterativo de la programación de la operación de sistemas de almacenamiento. Para esto, se presentará una propuesta al Ministerio de Energía a fin de modificar el Reglamento de Coordinación y Operación.
- 3) Habilitar a las centrales renovables con sistemas de almacenamiento para que puedan efectuar retiros en el sistema. Con este objetivo, se presentará una propuesta al ministerio de Energía a fin de modificar el Reglamento de Coordinación y Operación.
- 4) Permitir que la programación de la operación sea más cercana a la operación en tiempo real. Esto se concretará mediante la dictación del capítulo de Programación de la Operación de la Norma Técnica de Coordinación y Operación, por parte de la CNE.

### Balance ERNC noviembre 2022

Total retiros afectos a obligación (GWh)	<b>6.012</b>
Obligación ERNC (GWh)	<b>791</b>
% Obligación ERNC respecto a retiros afectos a obligación	<b>13,2%</b>
Inyección ERNC (GWh)	<b>2.433</b>
% Inyecciones ERNC respecto a retiros afectos a obligación	<b>40,5%</b>

Fuente: Coordinador Eléctrico

### NOTICIAS

#### Comisión Nacional de Energía publica su Plan Normativo Anual para el año 2023

La Comisión Nacional de Energía (CNE) emitió su Plan Normativo Anual para la elaboración y desarrollo de la normativa técnica correspondiente al año 2023, mediante la Resolución Exenta N° 892, de 14 de diciembre de 2022 y publicada el 19 de diciembre en el Diario Oficial.

De acuerdo con lo indicado en el documento, el plan normativo del próximo año considera el trabajo de nueve Normas Técnicas (NT), las cuales pertenecen a las áreas económicas y de coordinación; distribución; seguridad y calidad e información.

#### Prioridades normativas

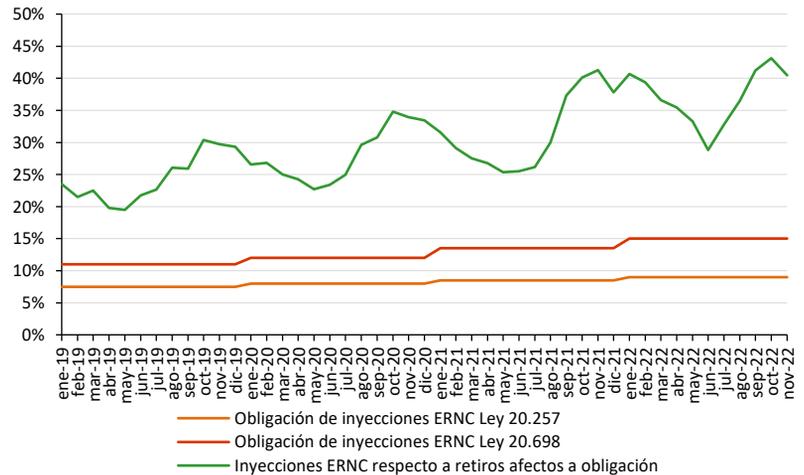
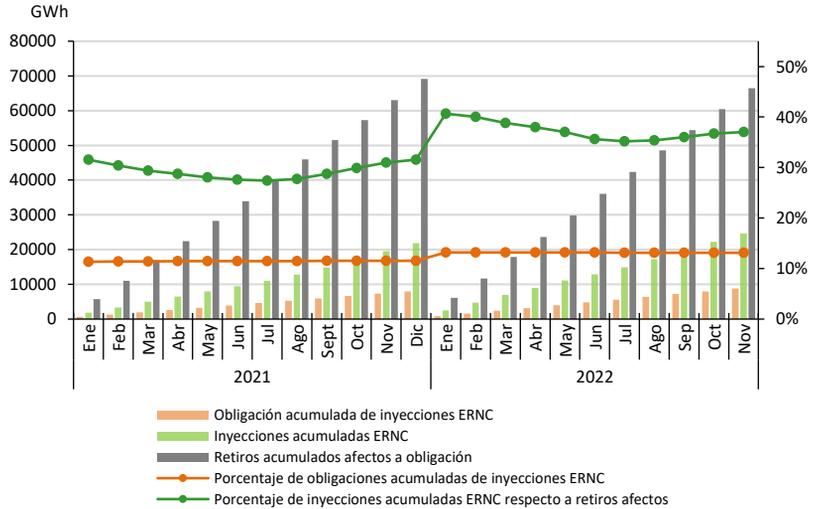
Es así como, para 2023, el trabajo del Subdepartamento de Normativa de la CNE contempla trabajar en torno a las siguientes prioridades:

- 1) Trabajo normativo sobre declaración de costos variables
- 2) Trabajo normativo sobre programación de la operación
- 3) Trabajo normativo sobre funciones de control y despacho
- 4) Modificación norma técnica de seguridad y calidad de servicio
- 5) Elaboración anexo técnico requisitos sísmicos para instalaciones eléctricas de alta tensión, de la norma técnica de seguridad y calidad de servicio
- 6) Modificación norma técnica de conexión y operación de PMGD.
- 7) Elaboración norma técnica de ciberseguridad y seguridad de la información.
- 8) Modificación norma técnica de calidad de servicio para sistemas de distribución ("NTD").
- 9) Modificación norma técnica de conexión y operación de equipamiento de generación en baja tensión.

Fuente: Revista Electricidad (19/12/2022)

### BALANCE ERNC A NOVIEMBRE 2022

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



Fuente: Coordinador Eléctrico

### Acreditaciones ERNC

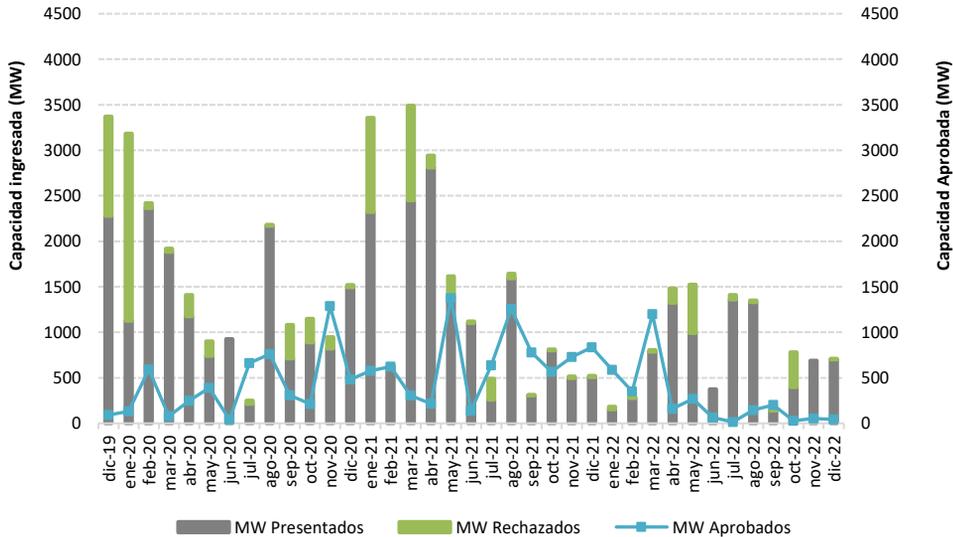
En los balances mensuales efectuados por el Coordinador Eléctrico Nacional, los retiros acumulados afectos de acreditación ERNC (ley 20.257 y ley 20.698) de enero 2022 a noviembre 2022, corresponden a **66.463 GWh**.

La obligación acumulada de inyecciones ERNC de enero 2022 a noviembre 2022 correspondió a **8.732 GWh**, lo que corresponde a un **13.1%** respecto de los retiros afectos en el mismo período.

Por otra parte, las inyecciones acumuladas de ERNC de enero 2022 a noviembre 2022, fueron de **24.615 GWh**, lo que corresponde a un **37.0%** respecto de los retiros afectos en el mismo período.



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



### Estado de Proyectos

A partir de los datos estadísticos registrados en la plataforma electrónica del SEIA (e-SEIA), en diciembre de 2022 ingresaron un total de 751,4 MW de potencia. Se registraron 54 MW aprobados.

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos del SEIA

### Principales proyectos aprobados en el SEIA en diciembre 2022

Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Planta Solar El Trigal	Planta Solar El Trigal SpA	9	Solar	19/04/2022
Planta Fotovoltaica Hugo Lorenzo	Inmobiliaria Cañadilla SpA	33,3	Solar	29/05/2020

### Principales proyectos en calificación en el SEIA en diciembre 2022

Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
PSF Cuarto Menguante	Per Llullaillaco SPA	18	Solar	22/12/2022
Parque Fotovoltaico Halcón Peregrino	PFV HALCON PEREGRINO SPA	22	Solar	22/12/2022
PLANTA FOTOVOLTAICA CAHUIL SOLAR II	Cahuil Solar II S.p.A.	6	Solar	22/12/2022
Parque Fotovoltaico Terrazas	Andes Mainstream SpA...	167	Solar	22/12/2022
Planta Fotovoltaica Livorno Solar	Livorno Solar SpA	9	Solar	21/12/2022
Parque Fotovoltaico Isidora Solar	CVE Proyecto Veintidos SpA	9	Solar	21/12/2022
Parque Eólico Junquillos	Colbún S.A.	473	Eólica	16/12/2022

### Principales proyectos rechazados en el SEIA en diciembre 2022

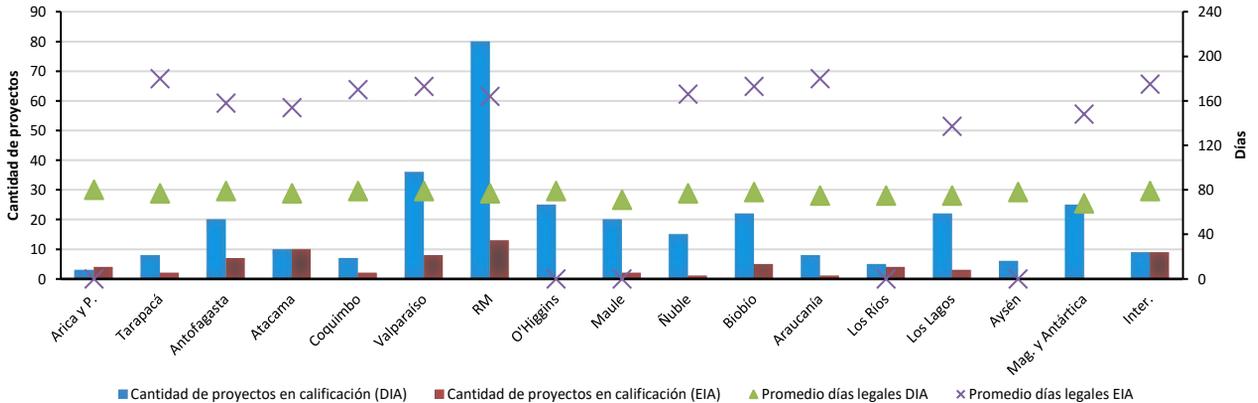
Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Dominga Solar	CVE proyecto Dieciséis SpA	6	Solar	09/09/2020

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 diciembre de 2021 hasta diciembre de 2022.



Fuente: Reporte Estadístico mensual de Proyectos en el SEIA

## NOTICIAS

### CNE emite Informe Técnico del Cálculo del Valor Agregado de Distribución

La Comisión Nacional de Energía emitió el Informe Técnico del Cálculo del Valor Agregado de Distribución (VAD), correspondiente al cuatrienio noviembre 2020 – noviembre 2024, de acuerdo con lo que establece el artículo 183 bis de la Ley General de Servicios Eléctricos y conforme a las reglas establecidas en el artículo sexto transitorio de la Ley 21.194 (“Ley Corta de Distribución”, que rebaja la rentabilidad de las empresas de distribución y perfecciona el proceso tarifario de distribución eléctrica).

Desde la entidad indicaron que este es un hito clave en el proceso de determinación del VAD, el cual corresponde al primero bajo las reglas de la Ley Corta de Distribución de 2019, y que consideró una instancia participativa, en la cual las empresas concesionarias de distribución y otros interesados pudieron presentar observaciones al estudio de costos elaborado por la empresa consultora encargada de dicho estudio.

Este hito fue destacado por el secretario ejecutivo de la CNE, Marco Antonio Mancilla: “La Comisión ha avanzado un paso más en este primer proceso tarifario con las nuevas reglas legales introducidas el 2019. Y tal como lo mandata la Ley, este organismo ha revisado, corregido y adecuado los resultados del estudio de costos en lo técnicamente pertinente, haciéndose cargo de las más de 800 observaciones realizadas por las empresas distribuidoras. Si bien todavía está pendiente la etapa de discrepancias en Panel de Expertos, a nuestro juicio los resultados parciales reflejan de mejor manera los costos eficientes de esta actividad en las diversas regiones del país, permitiendo que los consumidores finalmente paguen tarifas justas y reciban la calidad de servicio adecuada que será reconocida tarifariamente.”

#### El Proceso

El cálculo del VAD se encuentra regulado en la Ley General de Servicios Eléctricos, y lo debe desarrollar cada cuatro años la Comisión Nacional de Energía.

Este proceso, que se inició a comienzos de 2020 mediante la determinación de las Áreas Típicas Distribución y la posterior emisión de las Bases Técnicas del Estudio de Costos, es el primero que se desarrolla bajo los preceptos de la Ley Corta de Distribución, promulgada en diciembre de 2019. Dicha Ley rebajó la tasa de rentabilidad de las empresas de distribución para efectos del cálculo del VAD, dejando atrás la tasa fija de 10% antes de impuestos de procesos tarifarios anteriores, y estableciendo que esta debe ser calculada por la Comisión previo al estudio de costos, estableciendo una banda entre el 6% y el 8% después de impuestos para dicha tasa. Como resultado de lo anterior, el proceso 2020-2024 considera una tasa del 6% después de impuestos.

Con el Informe Técnico de la Comisión se cumple un hito importante en el proceso de determinación de tarifas de distribución, el cual continúa con la presentación de discrepancias ante el Panel de Expertos por parte de empresas e interesados que efectuaron observaciones al estudio de costos. Como resultado de lo anterior, la Comisión deberá emitir un Informe Técnico Definitivo que considere el dictamen del Panel de Expertos.

El proceso culmina con la elaboración del Informe Técnico de Propuesta de Fórmulas Tarifarias, donde la estructuración de las tarifas debe efectuarse de tal forma que se reflejen los costos determinados en el Informe Técnico del VAD y que la tasa de rentabilidad económica de la industria, después de impuestos a las utilidades, se encuentre dentro de la banda establecida por la Ley. Todos los actores de la sociedad civil y empresas inscritas podrán realizar observaciones a la propuesta de fórmulas tarifarias presentada por la Comisión, para posteriormente realizar el envío al Ministerio de Energía de la propuesta de fórmulas tarifarias, y la emisión del respectivo decreto tarifario por parte de dicha cartera.



**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 15.075 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 84 MW entre instalaciones Diésel y GNL antes de 2024, y posterior a ese año no se considera ninguna más.

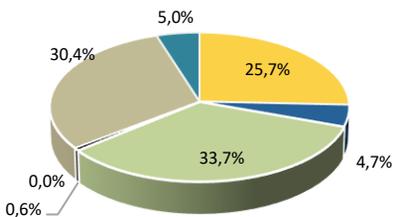
Para el año 2032, se estiman 3.873 MW de capacidad adicional en instalaciones solares y 4.575 MW de solar + bess.

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

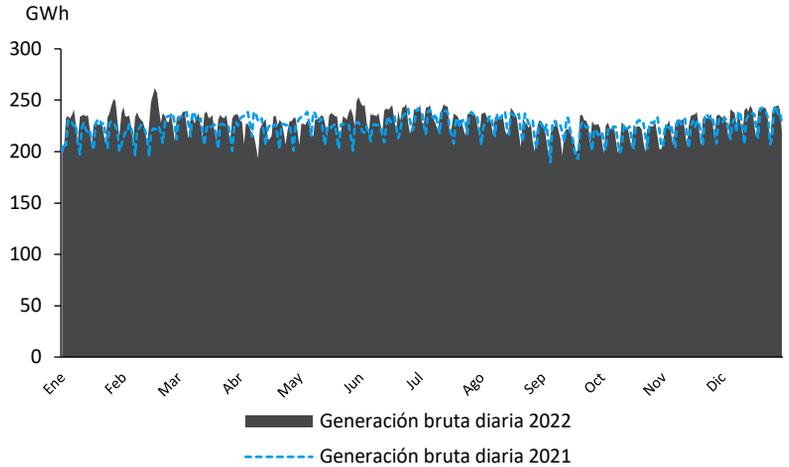
**Capacidad adicional en construcción y recomendada por la CNE hasta el año 2032**



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

Fuente: ITD Segundo Semestre 2022, CNE

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



Fuente: Coordinador Eléctrico

**Demanda máxima horaria del SEN (MWh)**

2018	10.776
2019	10.746
2020	10.900
2021	11.227

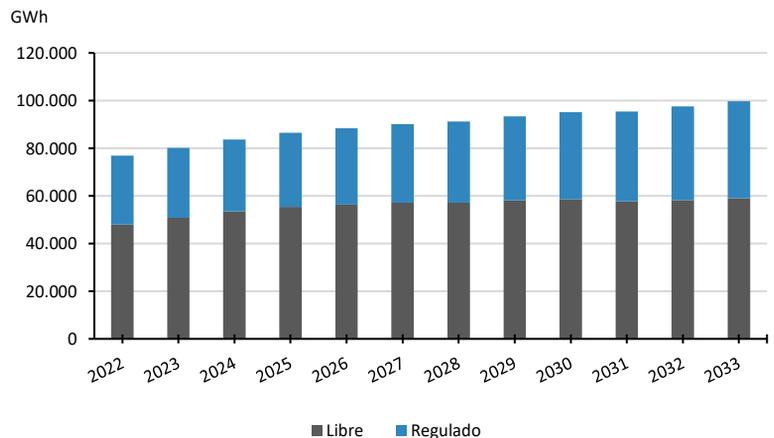
**Capacidad diciembre 2022 y recomendada a instalar al año 2032 (MW)**

	Dic 2022	Rec. 2032
Eólica	4.172	5.086
Geotermia	78	0
Hidro	7.397	706
Solar	7.816	3.873
Térmico	13.228	84
Solar FV + Bess	0	4.575
Almacenamiento	0	747
<b>Total</b>	<b>32.690</b>	<b>15.075</b>

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	Feb-22	Puelche Sur (Eólico)	153	Feb-22
Campos del Sol 1 (Solar)	381	Mar-22	Coya (Eólico)	48	Mar-22



**NOTICIAS**

**ACERA advierte en la necesidad de invertir fuertemente en almacenamiento**

“La Ley de Almacenamiento y Electromovilidad es un paso muy importante para la materialización de los desafíos de la transición energética del país, y es fundamental para satisfacer las necesidades de flexibilidad en un sistema eléctrico descarbonizado.”, señala la Asociación de Energías Renovables y Almacenamiento (ACERA)”, “Si queremos retirar el carbón de la matriz eléctrica de Chile al 2030, debemos agregar 1,6 a 2,6 GW de almacenamiento de corta y de larga duración de aquí al 2040 para mantener el sistema adaptado, y eso significa que debemos empezar ya a invertir en almacenamiento fuertemente”.

Hoy existen sólo 64 MW de almacenamiento instalados en el sistema, 60 MW en construcción y 275 MW más aprobados o esperando calificación ambiental. Esto, sin considera los proyectos híbridos, que tendrán combinaciones solares o eólicas con almacenamiento que suman unos 2.500 MW más, que podrían agregarse al sistema en los próximos tres a cuatros años.

Los proyectos empiezan a perfilarse, pero la envergadura de los requerimientos de instalación de almacenamiento es enorme, si queremos preservar nuestra ambición climática y sacar los 5.5 GW de carbón al 2030, lo que significa que debemos incentivar aún más el ingreso de almacenamiento, tanto en el segmento de la generación como en el de transmisión.

**DESARROLLO EN BASE A ENERGÍAS RENOVABLES**

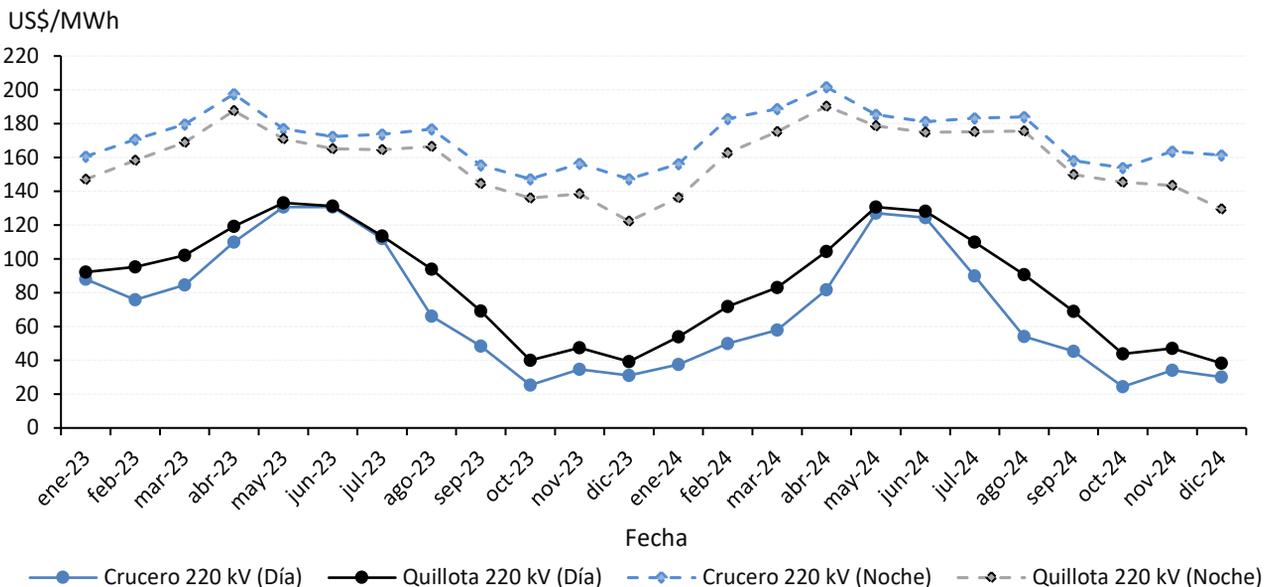
A diferencia de lo que pasaba hace algunos años atrás, hoy existe consenso en el sector sobre que el desarrollo de nuestra matriz eléctrica se hará en base a energías renovables. En efecto, según el estudio encargado por ACERA en 2021, para lograr el retiro eficiente de las centrales a carbón hacia el año 2030, se requiere la puesta en servicio de 22,5GW de nueva capacidad, lo que incluye al menos 2 GW en sistemas de almacenamiento de larga y corta duración.

Por consiguiente, esta modificación legal va sin duda en la dirección correcta de reducir las barreras para la incorporación de este tipo de tecnologías, que son fundamentales para habilitar la transición energética. El siguiente paso entonces, será avanzar rápidamente en el desarrollo y adaptación de los reglamentos y normas técnicas que permitan implementar, a la brevedad posible, las disposiciones contenidas en dicha Ley.

## 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](http://www.valgesta.com)

Para los primeros meses del año 2023, la proyección promedio de costos marginales durante la noche es de 171 USD/MWh. Esto se debe principalmente a los efectos del precio de los combustibles y al término de la temporada de deshielo. Para las horas del día los costos marginales proyectados se acercan a un promedio de 110 USD/MWh. Lo que es consecuencia de la variabilidad renovable y la disminución del recurso hídrico.

El costo marginal promedio proyectado para los próximos dos años durante el día en la barra Crucero 220 kV es 70,5 US\$/MWh y en la barra Quillota 220 kV es 85,2 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 171,4 US\$/MWh y en la barra Quillota 220 kV es 158,6 US\$/MWh.

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

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



**VALGESTA**  
NUEVA ENERGÍA



**VALGESTA.COM**

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