



**VALGESTA**  
NUEVA ENERGÍA

# BOLETÍN INFORMATIVO

AÑO 14 | Nº5 | MAYO 2024

**VALGESTA.COM**

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



## Desafíos para la implementación del DS70

En noviembre de 2022, mediante una reforma a la Ley General de Servicios Eléctricos, se habilitó a los Sistemas de Almacenamiento de Energía (SAE) para que participaran del mercado de potencia. Si bien se les permitió participar en dicho mercado, este cambio solo es el punto de inicio para su inclusión en normativas de inferior jerarquía, como reglamentos y normas técnicas, que finalmente posibilitarían esta realidad.

En esta editorial expondremos nuestra visión respecto de los principales desafíos que se presentan a la hora de incluir los SAE en el mercado de potencia. En particular, sobre el Decreto Supremo N° 70 de 2023 del Ministerio de Energía (DS70)<sup>1</sup> que modificaría el Decreto Supremo N° 62 (DS62), en la que incorporaría una serie de cambios y definiciones al "Reglamento de Transferencias de Potencia".

La oferta de potencia de una unidad generadora se determina en base a su capacidad instalada y la disponibilidad que esta presenta en la operación real del sistema, lo cual se plasma en una métrica llamada "Potencia Inicial". Dado que la Potencia Inicial debe reflejar la disponibilidad que tiene la unidad generadora sobre su fuente primaria de energía, existe una metodología de cálculo distinta para cada tipo de tecnología de generación presente en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

Si bien los SAE no son exactamente una unidad generadora, la regulación les permite ser reconocidas como tales. Sin embargo, al no existir una metodología definitiva para el cálculo de Potencia Inicial de los SAE, estas inversiones enfrentan actualmente un vacío regulatorio que dificulta proyectar su participación a futuro y, por lo mismo, su financiamiento. El DS70 busca dar solución a este desafío mediante la definición de una metodología de cálculo en el reglamento.

Un elemento clave para comprender el impacto de esta propuesta de modificación reglamentaria es que el tamaño del mercado de potencia, entendido como la cantidad de potencia transada anualmente, es determinado exclusivamente por el comportamiento de la demanda. Cada año se transa una cantidad de potencia igual al promedio de los 52 mayores valores horarios de demanda, una métrica conocida como la "Demanda de Punta". Esto implica que los generadores deben competir por una participación sobre una cantidad fija de potencia, y que los ingresos de una unidad generadora se ven afectados por el reconocimiento de potencia de todas las demás unidades.

Por consiguiente, esta configuración de mercado lleva a que la incertidumbre, producto de la falta de una metodología de cálculo no se limite solo a los SAE, sino que afecte a todas las tecnologías de generación. Al no saber cuánto se les pagará a los SAE, tampoco se puede saber cuánto les corresponderá a las demás tecnologías dentro de la prorrata de mercado.

---

<sup>1</sup> Revisado, reingresado a contraloría en abril de 2024, y nuevamente retirado en mayo de 2024

## Desafíos para la implementación del DS70

El asunto lleva en discusión desde 2020, cuando comenzó la revisión del reglamento de potencia. En este proceso han surgido una serie de propuestas metodológicas, siendo la más vigente aquella presentada por el Gobierno en el DS70. En este documento, se propone en su artículo 37 que la Potencia Inicial de los SAE quede definida a partir de la solución de un modelo de optimización, que aplicaría tanto para sistemas stand-alone como para la componente de almacenamiento de centrales híbridas.

En el primer inciso del artículo mencionado se establece que la Potencia Inicial de los SAE “se determinará a partir de su aporte a la curva de carga”. Posteriormente, la propuesta de modificación define que esto se debe calcular mediante una optimización que considere las inyecciones y retiros, y “que permia disminuir las diferencias entre las mayores y menores demandas del sistema”. Esta optimización debe ser ejecutada de forma individual para cada instalación, para cada día del Año de Cálculo y con resolución horaria. Por ende, el parámetro sobre la cual se decidiría la operación del SAE, y por lo tanto aquel mediante el cual se definiría la Función Objetivo del modelo, sería la magnitud horaria de la demanda.

Como consecuencia de la operación horaria del SAE, producto de la resolución del modelo de optimización, se construiría una curva de demanda modificada. Esta demanda se calcularía como la demanda horaria original, sumando los retiros del SAE y restando las inyecciones, y se definiría como “curva de carga equivalente del sistema”. Finalmente, la Potencia Inicial quedaría definida como el promedio de la diferencia entre la Demanda de Punta<sup>2</sup> y la curva de carga equivalente del sistema en las mismas horas de la medición de la Demanda de Punta. En este sentido, el DS70 presupone que esta diferencia corresponde al aporte de un SAE a la curva de carga, al reducir el requerimiento de potencia del sistema en las horas de mayor demanda.

Uno de los asuntos pendientes por parte del Ministerio de Energía es que aún no ha publicado el modelo de optimización propuesto en notación matemática, y solamente se cuenta con la descripción contenida en el articulado de la reforma propuesta. Esto implica que, según el proceso que ha elegido el Gobierno para llevar a cabo esta reforma, no existirían certezas de la aplicación de este artículo hasta que la Comisión Nacional de Energía actualice la norma técnica correspondiente, lo cual ocurriría de forma posterior a la eventual publicación del decreto. Por esta razón, desde Valgesta queremos levantar algunos elementos que podrían generar efectos no deseados, y que con ello se genere una discusión para una correcta formulación del modelo descrito en el DS70.

En primer lugar, vemos un posible conflicto en esta definición de Potencia Inicial, ya que no es claro por qué es necesario calcular la Potencia Inicial de una SAE según su operación en las 52 horas originales de demanda máxima. Al modificar la curva de duración de la demanda no solo cambian las magnitudes de las demandas horarias, sino que

---

<sup>2</sup> Demanda promedio de los 52 mayores valores horarios de la curva de carga anual del sistema

## Desafíos para la implementación del DS70

también cambian cuáles son las horas de máxima demanda. Si se entiende la Demanda de Punta como el requerimiento de potencia del sistema, y se quiere usar para definir la Potencia Inicial, ¿No debería entenderse el aporte del SAE como la diferencia entre la Demanda de Punta de ambas curvas de duración, independientemente de las horas en las que se generen?

Por otro lado, el hecho de que el articulado requiera la ejecución de un modelo de optimización de forma individual para cada SAE implica que no se consideraría el efecto conjunto de la tecnología en el sistema. Cada uno de los SAE recibiría reconocimiento por su “aporte” a la curva de carga como si no hubiera más SAEs en el sistema. Como resultado, el ejecutar el modelo de forma individual no se permiten consideraciones para una señal de precio que pueda internalizar la eventual sobre instalación de esta tecnología en el sistema, por lo que cada SAE recibiría reconocimiento como si fuera la única unidad del sistema con capacidad de modificar la curva de demanda. Esto contrasta inmediatamente con la metodología de cálculo de Potencia Inicial para las centrales hidroeléctricas con capacidad de regulación, que, teniendo la misma capacidad de almacenar energía y utilizarla en los momentos de mayores requerimientos de potencia, para ellas se mide primero el impacto que tiene la tecnología en su conjunto y luego se prorratea.

Por lo demás, es importante tener presente que la interpretación que se le dé al articulado respecto de la definición de la función objetivo del modelo a partir de la frase “disminuir las diferencias entre las mayores y menores demandas del sistema” es un punto relevante para el correcto planteamiento de este. En efecto, en términos de la construcción del modelo de optimización, puede ser muy distinto “disminuir las diferencias entre los mayores y menores demandas” a “aporte a la curva de carga”, y en el DS70 ambos se usan como sinónimos. De aquí surgen algunas interrogantes con respecto al uso de la demanda del sistema como señal para la toma de decisiones de la operación de los SAE.

En modelos desarrollados por Valgesta, en función de cálculos publicados por el CEN, observamos que la definición propuesta implicaría la descarga de los SAE en horarios solares y carga en horarios nocturnos. Esto sucede debido a que el modelo está definido para “disminuir las diferencias entre las mayores y menores demandas del sistema”, y no existe una relación directa entre demandas nominales y necesidad de suficiencia del sistema. Sucede que durante la noche (y con demandas nominalmente más bajas) existen mayores exigencias de suficiencia debido al nulo aporte de la capacidad fotovoltaica en esas horas. En la operación real, las SAE operan en un ciclo completamente opuesto, almacenan energía generada durante el día principalmente con fuentes renovables y la descargan de noche desplazando generación térmica.



## Desafíos para la implementación del DS70

En definitiva, los SAE en la operación real gestionan energía en función de la disponibilidad de la capacidad de generación, costos marginales y de la demanda, pero no gestionan a la demanda, como sugiere el método propuesto. Este problema viene de la interpretación implícita en el DS70 de que “aporte a la curva de carga” y “disminuir las diferencias entre las mayores y menores demandas del sistema” son equivalentes, cuando en realidad el verdadero aporte de los SAE no proviene de aplanar la curva de carga, sino de su capacidad de desplazar la demanda nocturna hacia las horas solares en donde hay mayor capacidad de suplir dicha demanda.

Adicionalmente, queremos llamar la atención sobre el hecho de que al definir que la optimización debe ser realizada “para cada día del Año de Cálculo con resolución horaria” se están imponiendo restricciones de manera implícita sobre la operación del SAE dentro del modelo descrito. Esta definición sugiere que se deberían resolver al menos 365 ejecuciones del modelo de 24 horas cada una, con resultados independientes entre cada ejecución. La primera restricción implícita de esta definición es que el SAE no tendría capacidad de “mover” energía entre un día y el siguiente. La segunda restricción importante es que un SAE estaría limitado a comenzar cada día completamente descargado. Esto efectivamente restringe la capacidad de un SAE de suplir demandas en las primeras horas del día, y lo obliga a inyectar toda la energía que haya almacenado antes de terminar el periodo de 24 horas.

El DS70 también incluye un artículo transitorio que determina que, por 10 años desde la publicación del decreto, la metodología utilizada para reconocer la potencia inicial de los SAE sería simplemente la aplicación de una tabla. En ella se establece que, según la duración (en horas) del SAE, la potencia inicial se reconoce como un porcentaje de la potencia máxima, tal como se puede apreciar en la tabla a continuación.

*Tabla 1. Reconocimiento de Potencia Inicial SAE Art. primero transitorio*

Duración [Horas]	Porcentaje de la Potencia Máxima que debe reconocerse como Potencia Inicial [%]
<1	0%
1	36%
2	65%
3	85%
4	98%
≥5	100%

**Fuente:** Decreto Supremo N° 70 de 2023

## Desafíos para la implementación del DS70

Desde el Ministerio de Energía se ha asegurado que esta tabla fue construida en base al modelo de optimización del artículo 37, pero no se han publicado las memorias de cálculo ni el modelo de optimización para poder verificar esta aseveración. Valgesta le solicitó al Ministerio la publicación tanto del modelo como de la memoria de cálculo de construcción de la tabla en diciembre de 2023, el Ministerio se comprometió a publicar esta información, y hasta el momento ello no ha sucedido.

En base a cálculos realizados por Valgesta sobre el modelo propuesto, solamente se puede llegar a valores cercanos a los de la tabla bajo el supuesto optimista de eficiencia 100% en el ciclo de carga/descarga de un SAE. Además, tanto el CEN en su jornada técnica como el Ministerio se han referido a esta tabla como un “incentivo” a la instalación de SAEs en el sistema. Queda entonces la duda de si la construcción de la tabla tuvo en mente plasmar el aporte real de los SAE a partir del modelo propuesto, o el de utilizar el reglamento de potencia como un mecanismo de incentivar una tecnología en particular. Esto es relevante, debido a que como el tamaño del mercado de potencia es fijo, el sobre reconocimiento de potencia de una tecnología implica un menor ingreso por potencia para el resto de las tecnologías que existen en el SEN.

Otro aspecto relevante para el desarrollo del mercado de potencia guarda relación con la consideración de los retiros de los SAE como parte de la demanda sistémica. Esta es una definición importante, ya que la demanda de punta determina la cantidad de potencia transada, y por consiguiente el tamaño del mercado de potencia. Ponemos el tema sobre la mesa en el contexto de que el Ministerio de Energía ha abierto un proceso de discusión sobre el Reglamento de Coordinación y Operación del Sistema (DS125), y creemos que este tema debe ser parte de la discusión.

Es necesario tener presente que las mayores demandas horarias se presentan en horas solares, horas en las que se produciría la carga de los SAE. En caso de que se consideren los retiros como parte de la demanda sistémica, existe el riesgo de aumentar el valor de la Demanda de Punta, incrementando los costos del sistema y afectando negativamente a los clientes finales. Esto implicaría que agregar SAE al sistema, lejos de disminuir los requerimientos de potencia, los aumentaría a una tasa superior al crecimiento histórico del mercado.

Sumado a esto, hoy los operadores de los sistemas de almacenamiento tienen la potestad de elegir los horarios en los cuales se cargan estos sistemas. Esto abre un flanco para que algunos operadores de SAE tengan la capacidad de aumentar el tamaño del mercado al cargarse en horas de máxima demanda, o de forma coordinada entre los SAE del sistema para generar demandas horarias artificialmente altas. Esta configuración podría generar incentivos perversos, ya que serían las empresas que participan del mercado de generación las principales ganadoras de un esquema como el descrito.

## Desafíos para la implementación del DS70

En resumen, nos parece que, en caso de que se aprueben las modificaciones propuestas en el DS 70, tanto la CNE como el CEN deben poner especial atención a la bajada que se le dé a los siguientes aspectos:

- Interpretación de la definición de la Potencia Inicial en función a su “aporte a la curva de carga”.
- Consideración del efecto conjunto de la capacidad de almacenamiento del sistema sobre la Potencia Inicial de cada SAE individual.
- Uso de la demanda horaria como parámetro de decisión del modelo.
- Restricciones implícitas a la operación de un SAE en el método de optimización.
- Efecto de los retiros de los SAE sobre la Demanda de Punta.

A partir del análisis realizado sobre las SAE se hace evidente la dificultad de comparar el reconocimiento de potencia de suficiencia entre las diferentes tecnologías, y por sobre todo, si realmente se está remunerando el aporte de suficiencia de las unidades al sistema. Creemos que este desafío no solo afecta a la metodología propuesta para los SAE, sino que también se puede extender a las demás tecnologías. El CEN ha buscado respuestas a estos desafíos mediante diversos estudios, en donde se plantea la necesidad de remunerar el aporte real de las unidades a la suficiencia del sistema en un mercado competitivo sin discriminar por tecnología. Sin embargo, teniendo presente la experiencia reciente de regulaciones de fomento para el desarrollo de ciertas tecnologías y los impactos no previstos que ellos pueden generar, creemos fundamental establecer límites de aplicación (a quiénes) y alcance (cuánto), de tal manera de permitir a futuro hacer los ajustes normativos cuando esto sea necesario.

## NOTICIAS

### Generación eléctrica en base a ERNC llegó al 41% en lo que va de 2024

La cifra es superior en cuatro puntos a la del año pasado en comparación a los primeros tres meses del año según datos del Coordinador Eléctrico Nacional.

Las energías renovables siguen escalando su participación en la matriz energética de nuestro país. Esto último lo confirman las cifras publicadas por el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) en su Informe de Novedades, datos que reflejan que **durante el primer trimestre de 2024 la generación eléctrica en base a ERNC alcanzó un 41% del total de la energía producida en Chile.**

De esta misma forma, el documento afirma que la generación acumulada en base a ERNC, lo que contempla energía **eólica, solar, hidráulica, biomasa, geotérmica y biogás, creció 4% respecto del primer trimestre de 2023.**

En su desglose, el informe da cuenta del alza que tuvo la generación de energía renovable que compone la matriz energética de Chile. Es así y como lo detallan desde el Coordinador Eléctrico Nacional, la producción de energía **solar subió 13%, la eólica 7% y la hidráulica 44%** durante los primeros 3 meses del año 2024 respecto del mismo periodo del año pasado.

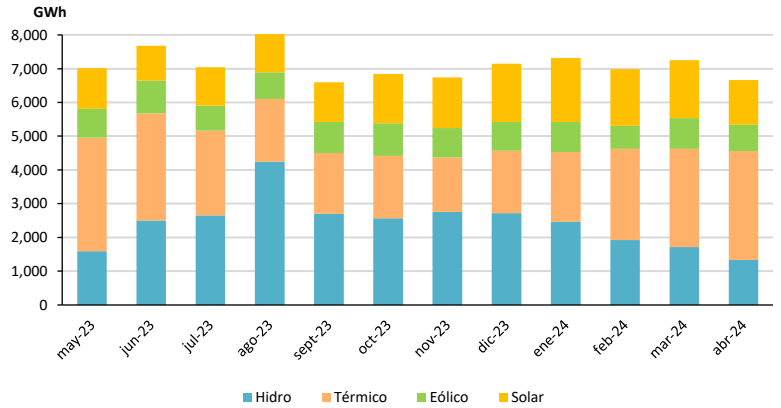
Otro dato que deja el documento es la disminución de generación en base a fuentes fósiles. En este contexto, **en marzo el carbón bajó en 5,32% y el gas natural 31%** en su aporte en la generación de electricidad. En el acumulado del primer trimestre de este año, el primero bajó 1,14% y el segundo disminuyó 31,86% en comparación al año 2023.

No obstante, en enero de 2024, hubo pérdidas de energía por 491 GWh, casi el doble del mismo periodo del año pasado, según datos de Acera. Según lo calculado, para almacenar esta energía se necesitaría contar con un sistema de almacenamiento del orden de 1.430 MW y 5 horas de duración, menciona El Mercurio.

Fuente: Reporte minero (05/04/2024)

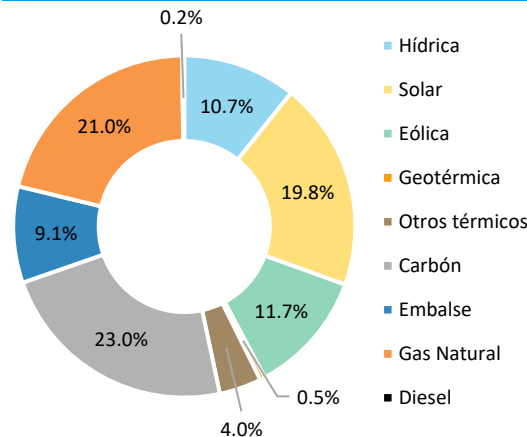
## ESTADÍSTICAS ABRIL 2024

### Generación SEN últimos 12 meses



Fuente: Coordinador Eléctrico

## COMPOSICIÓN DESPACHO SEN ABRIL 2024

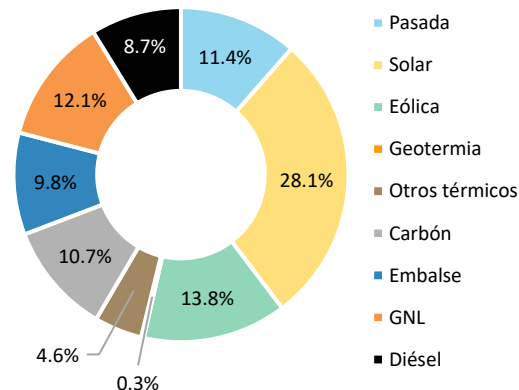


### Despacho de generación (GWh)

Hidráulica	1.329
Térmica	2.962
Eólica	782
Solar	1.325
Geotermia	32
<b>Total</b>	<b>6.429</b>

Fuente: Coordinador Eléctrico

## CAPACIDAD INSTALADA SEN MARZO\* 2024



### Capacidad instalada SEN (MW)

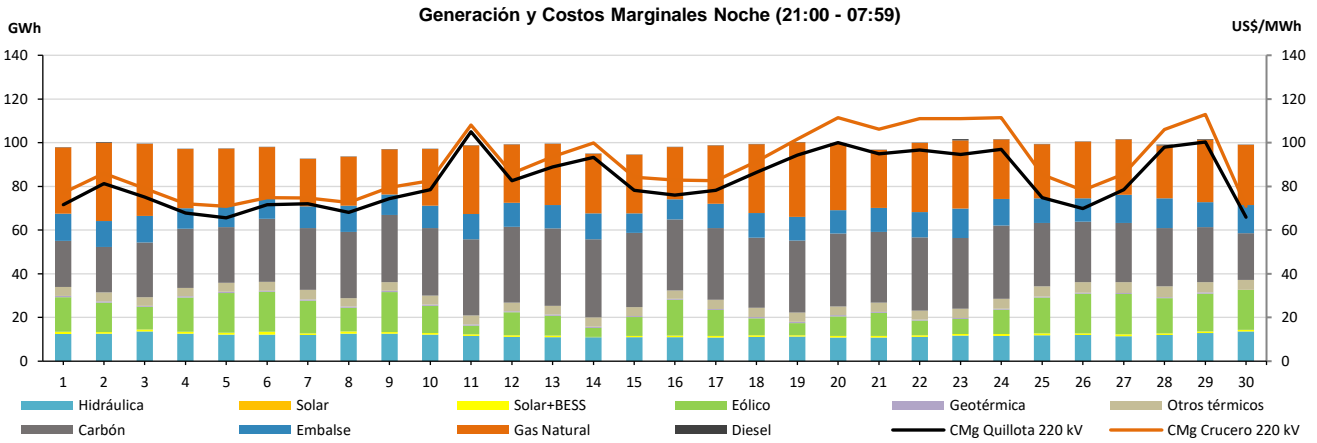
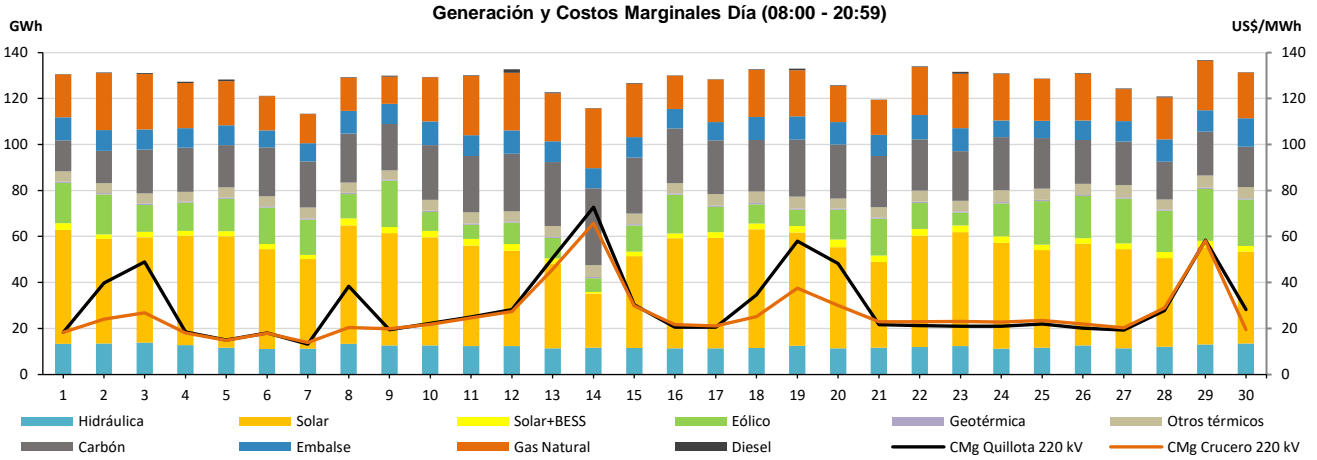
Hidráulica	7.508
Térmica	12.907
Eólica	4.892
Solar	9.938
Geotérmica	95
<b>Total</b>	<b>35.338</b>

Fuente: Coordinador Eléctrico

\*Última actualización del CEN de marzo 2024

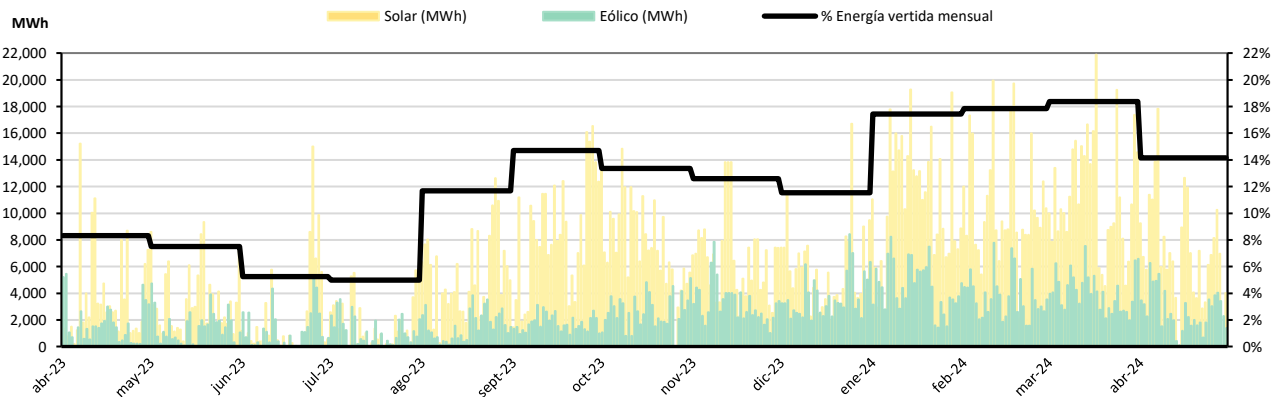


## Generación y costos marginales en Quillota 220 kV y Crucero 220 kV, abril 2024



\* Solar + BESS: Incluye centrales híbridas puestas en operación.

## Reducción ERNC durante la Operación en Tiempo Real, abril 2023 – abril 2024

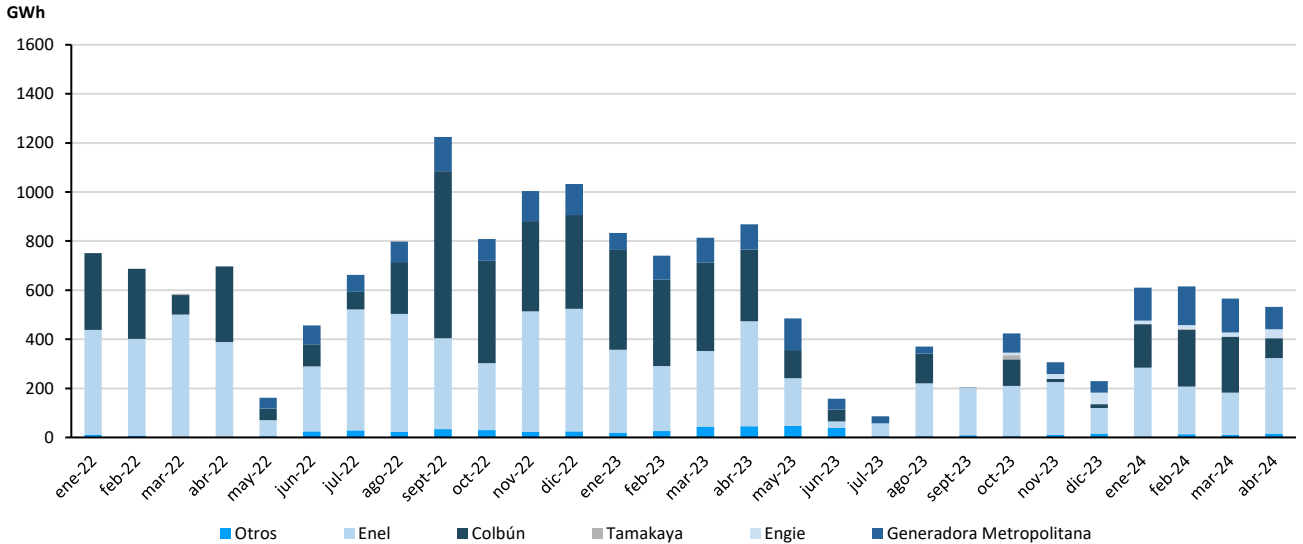


Fuente: Coordinador Eléctrico

El gráfico anterior presenta la cantidad de energía diaria reducida de centrales eólicas y solares que se ha presentado desde abril del año 2023 hasta abril\* del año 2024, 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 abril 2024 corresponde a la exhibida en los Informes Diarios de Novedades al Centro de Despacho de Carga (CDC) del Coordinador Eléctrico Nacional.

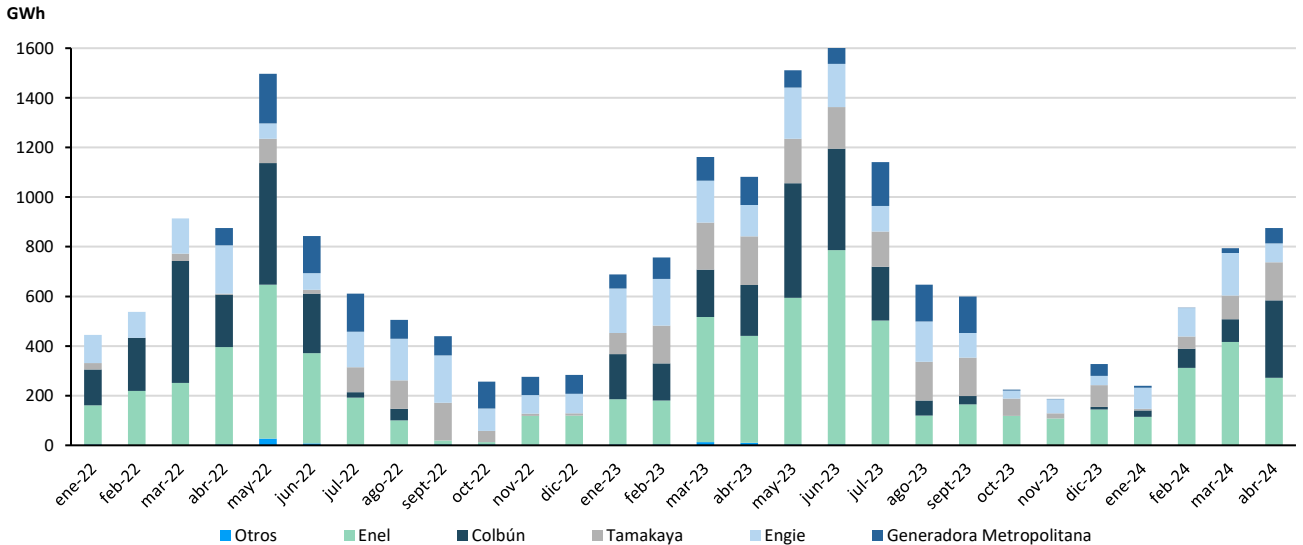
### Generación histórica Gas Natural Argentino



En abril de 2024 se generaron **531,9 GWh** en base a Gas Natural Argentino, de los cuales un **58%** se atribuye a **Enel**, un 17,1% a Generadora Metropolitana, un 15,2% a Colbún, un 6,8% a Engie, y el 2,9% restante es atribuible a otras empresas.

Fuente: Coordinador Eléctrico

### Generación con GNL desde terminales Quintero y Mejillones



En abril de 2024, la generación de centrales en base a GNL asociadas a los terminales Quintero y Mejillones fue de **875 GWh**, lo que representó el **21% de la generación total del SEN**. De estas inyecciones, un **35,7%** es atribuible a la empresa **Colbún**, un 30,9% a Enel, un 17,6% a Tamakaya, un 8,6% a Engie, un 7,1% a Generadora Metropolitana y el 0,2% restante se atribuye a otras empresas.

Fuente: Coordinador Eléctrico

**Precios de Nudo de Corto Plazo y PMM abril 2024 (\$/kWh)**

Precio Nudo Quillota 220 kV **54,4**  
 Precio Nudo Crucero 220 kV **55,4**  
 PMM SEN **102,2**

Fuente: CNE

**Costos marginales promedio abril 2024 (\$/kWh)**

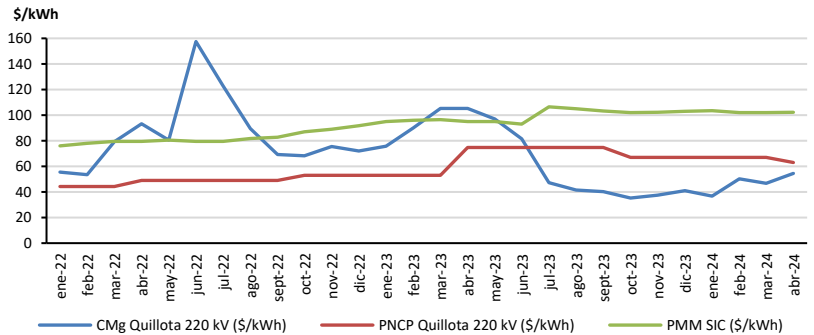
Crucero 220 kV **55,4**  
 Cardones 220 kV **53,6**  
 Pan de Azúcar 220 kV **53,2**  
 Quillota 220 kV **54,4**  
 Charrúa 220 kV **61,8**  
 Puerto Montt 220 kV **74,2**

Fuente: Coordinador Eléctrico

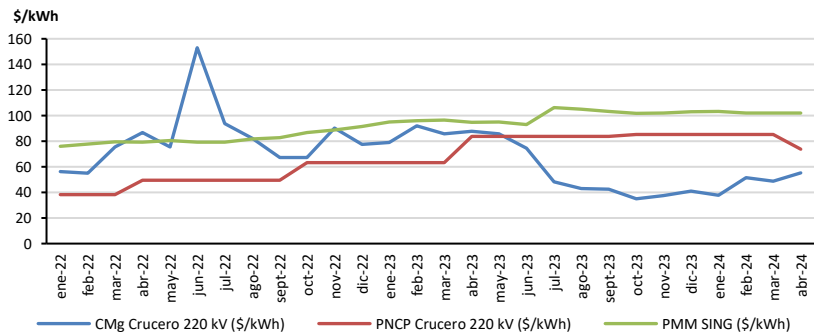
\* En los gráficos a la derecha, los Precios Medio de Mercado SEN-SIC y SEN-SING corresponden al PMM del SEN.

**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 publicó cambios al Informe de Definición de Servicios Complementarios**

La Comisión Nacional de Energía (CNE) emitió la **Resolución Exenta N°189**, que **modifica y reemplaza el Informe de Definición de Servicios Complementarios** a que se refiere el inciso segundo del artículo 72°-7 de la Ley General de Servicios Eléctricos.

Marco Mancilla, Secretario Ejecutivo de la CNE, indicó que la modificación responde “a una necesidad, tanto de la industria, como del Coordinador Eléctrico Nacional, dado que le entrega viabilidad al proceso de licitación internacional para la construcción y operación del Servicio Complementario de Control de Tensión por Aporte de Potencia de Cortocircuito, proceso que es impulsado por este organismo”.

Esta nueva versión incorpora una metodología para remunerar los retiros de energía o consumos, realizados por nueva infraestructura, para prestar el Servicio Complementario de Control de Tensión (CT), que se materializa a través de un proceso de licitación.

“El proceso de observaciones al que fue sometido el Informe Preliminar de Definición de Servicios Complementarios ha llevado a que la versión final de la Resolución de Servicios Complementarios amplíe y profundice la descripción de la metodología utilizada para considerar y remunerar los retiros o consumos de energía realizados por la nueva infraestructura, otorgando certezas tanto en el proceso de licitación como en la operación en el mercado de corto plazo”, explicó Mancilla.

Según la autoridad regulatoria, la modificación también responde “a una necesidad, tanto de la industria, como del Coordinador Eléctrico Nacional, dado que le entrega una mayor viabilidad al proceso de licitación, de más de 1000 MVar en nueva infraestructura que está liderando este organismo, con el fin de proveer de potencia de cortocircuito al sistema eléctrico nacional”.

“Sin esta modificación normativa, no sería posible distinguir entre los componentes de costos operativos que dependen o no de los retiros de energía, ni precisar la forma en que estos deben ser considerados en el proceso de licitación o como deben ser remunerados a través del mercado de corto plazo”, agregó.

### Balance ERNC Marzo 2024

Total retiros afectos a obligación (GWh)	<b>6.515</b>
Obligación ERNC (GWh)	<b>1.065</b>
% Obligación ERNC respecto a retiros afectos a obligación	<b>16,3%</b>
Inyección ERNC (GWh)	<b>2.969</b>
% Inyecciones ERNC respecto a retiros afectos a obligación	<b>45,6%</b>

Fuente: Coordinador Eléctrico

### NOTICIAS

#### Proyecto fotovoltaico de 250 MW a construirse en Antofagasta ingresa a evaluación ambiental

De acuerdo con información del Servicio de Evaluación Ambiental (SEA), el proyecto Parque Fovovoltaico Zaldívar, de Recurrent Energy, inició su tramitación en el SEIA a través del ingreso de una Declaración de Impacto Ambiental (DIA).

La iniciativa, cuya inversión asciende a los US\$238 millones, se ubicará en la comuna y región de Antofagasta, y contempla la construcción de un **parque solar de 250 MW de potencia nominal** que proveerá de energía al Sistema Eléctrico Nacional mediante una línea de evacuación de alta tensión de 220 kV, soportada por 57 torres y de aproximadamente 22,2 kilómetros de longitud, hasta el punto de conexión con la barra de 220 kV proyectada de la Subestación Eléctrica Nueva Zaldívar.

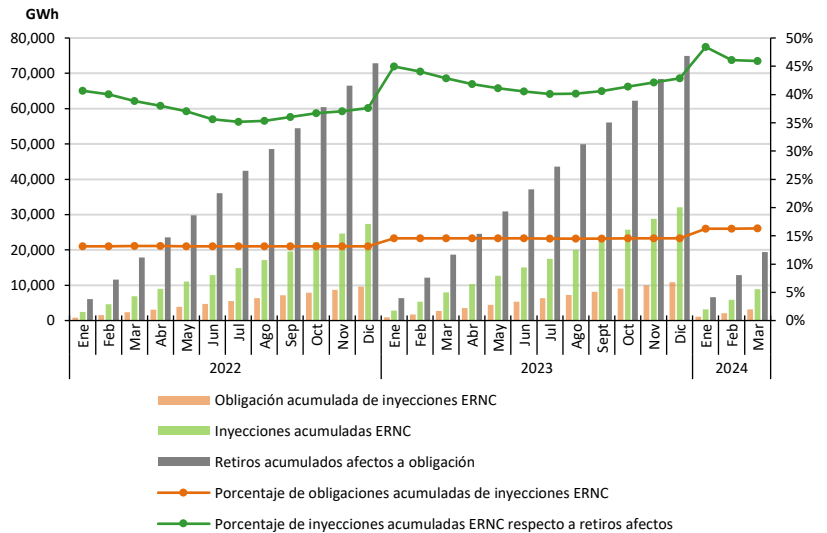
Para la producción de energía se utilizarán 384.076 módulos fotovoltaicos, de 690 Wp cada uno, que en conjunto generarán una potencia máxima total de 250 MW.

En caso de ser aprobado por el SEA, el proyecto tendrá una vida útil de 35 años y se estima que entre en operación en marzo de 2026, con una mano de obra de hasta 1.200 personas en su fase de construcción.

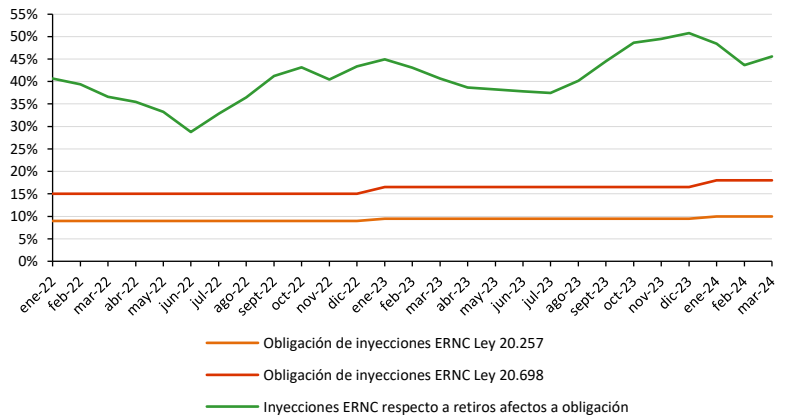
Fuente: Revista Electricidad (10/05/2024)

### BALANCE ERNC MARZO 2024

#### Obligación acumulada de inyecciones ERNC, inyecciones acumuladas de ERNC y retiros acumulados afectos a obligación desde enero 2022 hasta marzo 2024



#### 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) en el mes de marzo 2024, corresponden a **19.400 GWh**.

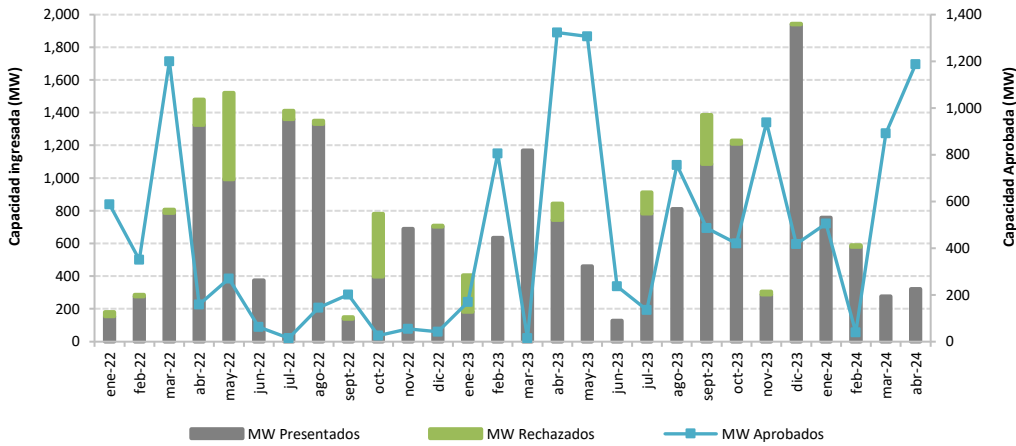
La obligación acumulada de inyecciones ERNC en el mes de marzo 2024 correspondió a **3.163 GWh**, lo que corresponde a un **16,3%** respecto de los retiros afectos en el mismo periodo.

Por otra parte, las inyecciones acumuladas de ERNC marzo 2024, fueron de **8.911 GWh**, lo que corresponde a un **45,9%** 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 2023 la obligación es de un 9,5%, y un 16,5% 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 abril 2024**



**Estado de Proyectos**

A partir de los datos estadísticos registrados en la plataforma electrónica del SEIA (e-SEIA), en abril de 2024 ingresaron un total de **1.508,6 MW** de potencia. Se registraron **1.187,3 MW** aprobados.

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos del SEIA

**Principales proyectos en proceso de calificación en el SEIA en abril 2024**

Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Parque Fotovoltaico Cabildo Solar	Luz del Sol 5 SPA	50	Solar + BESS	01-04-2024
Parque Fotovoltaico Soles del Norte	Soles Del Norte SpA	131	Solar	02-04-2024
Parque Solar Sol del Cobre	Sol del Cobre SG SpA	9	Solar + BESS	03-04-2024
Planta Solar Fotovoltaica con Almacenamiento de Energía Pradera Larga	Parque Solar Casablanca SPA	132	Solar + BESS	23-04-2024

**Principales proyectos aprobados por el SEIA en abril 2024**

Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Parque Solar Fotovoltaico Tirana Oeste	FRV Services Chile SpA	336.0	Solar + BESS	10-12-2021
DIA Parque Eólico Los Alpes	Empresa Eléctrica Alpes SpA	105.6	Eólico + BESS	22-07-2022
Parque Eólico El Guanaco	Atlas Energía SpA	316.8	Eólico + BESS	22-07-2022
Parque Fotovoltaico Parina Solar	Parina Solar SpA	185	Solar + BESS	21-11-2022
Parque Fotovoltaico Terrazas	Andes Mainstream SpA...	167	Solar + BESS	22-12-2022
Parque Solar Aris	Parque Solar Aris SPA	10.87	Solar	20-01-2023
Parque Fotovoltaico Gavilán	PFV Gavilán SpA	9	Solar + BESS	17-03-2023
Parque Fotovoltaico Chirihue	PFV Chirihue SPA	9	Solar + BESS	20-03-2023
Parque Fotovoltaico El Cachudito	PFV El Cachudito SPA	9	Solar + BESS	23-03-2023
Juncal Solar	Solar TI Cinco SPA	9	Solar + BESS	20-04-2023
San Francisco Solar	San Francisco SG SPA	15.45	Solar	20-04-2023
Parque Solar Mautz	Blue Solar Dieciseis SPA	9	Solar + BESS	24-05-2023

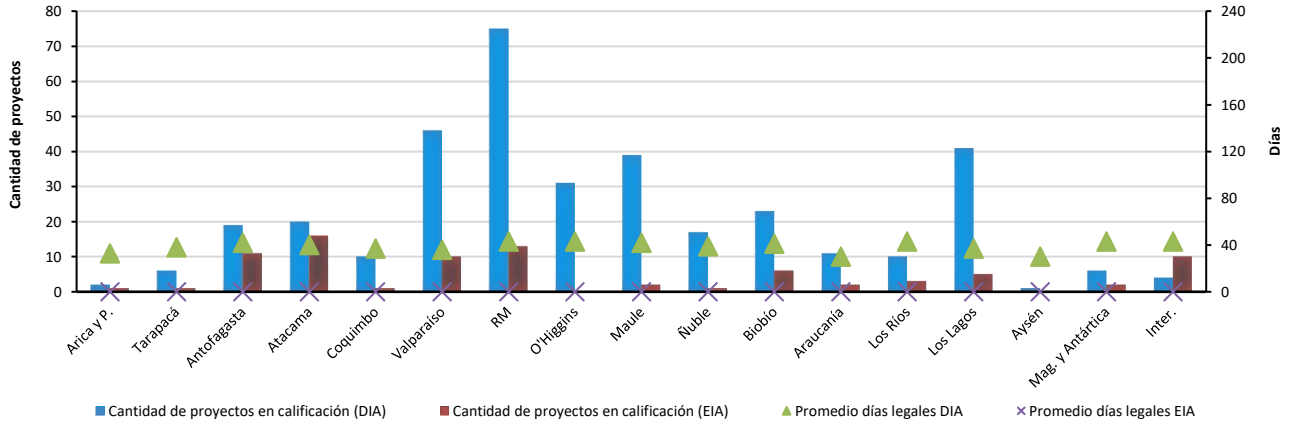
Fuente: SEIA (e-SEIA)





## Indicadores de plazo de evaluación (Días Legales)

A continuación, se presentan los plazos promedios para la evaluación ambiental de proyectos ingresados como Evaluación de Impacto Ambiental (EIA) y Declaración de Impacto Ambiental (DIA) al Sistema de Evaluación Ambiental (SEA) de cada región. Lo anterior considerando, como situación basal, el tiempo empleado en las evaluaciones de proyectos calificados (aprobados y rechazados) durante el periodo comprendido entre enero 2023 hasta marzo de 2024. (\*última actualización del SEIA a marzo 2024)



Fuente: Reporte Estadístico mensual de Proyectos en el SEIA

## NOTICIAS

### Licitación de suministro eléctrico a clientes regulados alcanzó precio de 56.679 US\$/MWh

El miércoles 8 de mayo se realizó el Acto Público de Adjudicación de la Licitación Pública Nacional e Internacional para el Suministro de Potencia y Energía Eléctrica 2023/01, que **licitó un total de 3.600 GWh/año de energía**, repartidos en dos bloques de suministro, por 1.500 GWh y 2.100 GWh, los que consideran iniciar la provisión de energía, a partir de 2027 y 2028, respectivamente, con segmentaciones de 3 zonas geográficas del país y cada una de ellas con segmentación 3 periodos horarios.

El proceso licitatorio fue realizado por la Comisión Nacional de Energía (CNE), en conjunto con la Asociación de Empresas Eléctricas AG y la Federación Nacional de Cooperativas Eléctricas (Fenacopel), donde se recibieron ofertas de 5 empresas generadoras nacionales e internacionales, las cuales ofertaron un total de 4.779 GWh.

Enel Generación Chile fue la empresa generadora que se adjudicó la totalidad de la energía licitada de este proceso, en los tres sistemas zonales contemplados, así como en todos los sub-bloques horarios, con un **precio de 56.679 dólares por MWh**.

Marco Antonio Mancilla, Secretario Ejecutivo de la CNE, destacó el desarrollo del proceso, “por cuanto cumplió con el objetivo de asegurar el suministro de energía para cubrir las necesidades futuras de los clientes regulados, específicamente, a partir de 2027 y 2028”.

“Este proceso demostró que existe energía disponible en el mercado para satisfacer los próximos requerimientos de la demanda regulada, que se concentra en hogares, comercio y pequeñas empresas, logrando adjudicar el suministro licitado a precios eficientes, en comparación al precio medio actual de la energía y el que se estima para los próximos años, contribuyendo a la baja sostenida del precio respecto a los valores actuales”, precisó la autoridad sectorial.

“La CNE seguirá trabajando en el perfeccionamiento de las bases para identificar los elementos que dificultan la participación de los procesos en las actuales condiciones de mercado, de manera que estas licitaciones sigan siendo un instrumento importante para atraer nuevos actores, incentivar la incorporación de nueva infraestructura y lograr el menor precio posible para los clientes regulados, especialmente los clientes residenciales”, agregó.

Fuente: Comisión Nacional de Energía (09/05/2024)



**Plan de obras de generación SEN, ITD de PNCP, Primer Semestre de 2024**

Según el Informe Técnico Definitivo del Primer Semestre de 2024, se proyecta una capacidad instalada adicional de **18.820 MW** para el año 2034. Esta estimación abarca tanto las centrales en construcción como las recomendadas por la CNE, sin considerar la capacidad actual.

En cuanto a las centrales hidroeléctricas, se prevé una potencia adicional instalada de **766 MW** para el año 2034.

En el caso de las centrales térmicas, se proyecta la instalación de **11 MW** entre instalaciones Biomasa, GNL y Diésel antes de 2034, sin contemplar ninguna adicional posteriormente a ese año.

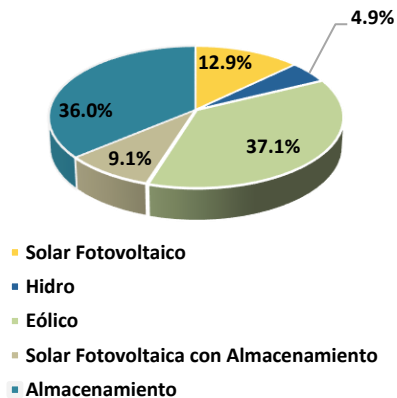
Para el año 2034, se estima una capacidad adicional de **1.916 MW** en instalaciones solares y **1.303 MW** en sistemas de energía solar con almacenamiento.

Por otra parte, se anticipa una capacidad adicional de **7.153 MW** para las centrales eólicas hasta el año 2034.

Por último, se calcula una capacidad de almacenamiento de **7.671 MW**.

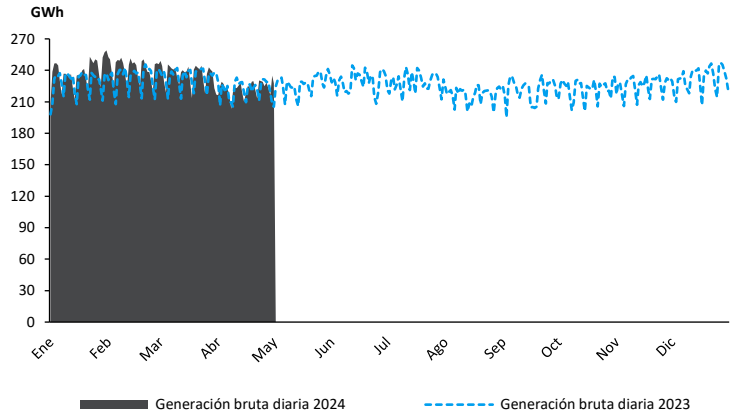
Fuente: ITD Primer Semestre 2024, CNE

**Capacidad adicional en construcción y recomendada por la CNE hasta el año 2034**



Fuente: ITD Primer Semestre 2024, CNE

**Evolución de la generación bruta diaria del SEN (GWh) desde enero 2023 hasta abril 2024**



Fuente: Coordinador Eléctrico

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

2019	10.513
2020	10.709
2021	11.172
2022	11.556
2023	11.549

Fuente: Coordinador Eléctrico

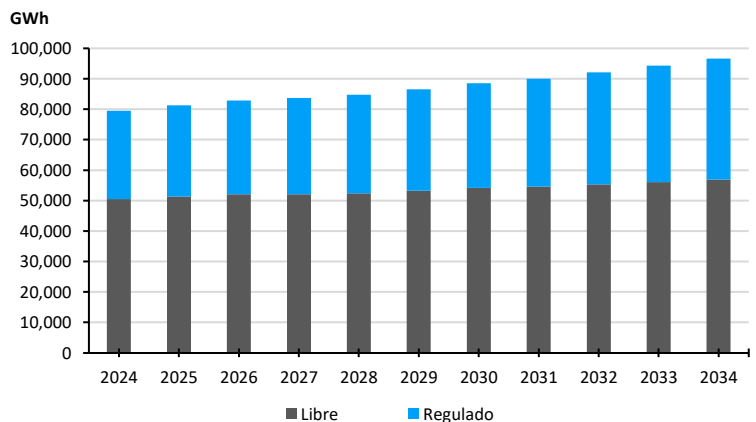
**Capacidad Marzo\* 2024 y recomendada a instalar al año 2034 (MW)**

	Mar. 2024	Rec. 2034
Eólica	4.892	7.153
Geotermia	95	0
Hidro	7.508	766
Solar	9.938	1.916
Térmico	12.907	11
Solar FV + BESS	0	1.303
Almacenamiento	0	7.671
<b>Total</b>	<b>35.338</b>	<b>18.820</b>

Fuente: ITD Primer Semestre 2024, CNE

\*Última actualización del CEN de Febrero 2024

**Demanda proyectada del SEN (GWh)**



Fuente: ITD Primer Semestre 2024, CNE



### CENTRALES EN ETAPA DE PUESTA EN SERVICIO

Central	Capacidad (MW)	Entrada en operación estimada	Central	Capacidad (MW)	Entrada en operación estimada
Las Salinas Etapa II (Solar)	123	Jul-24	Tamango (Solar)	40	Jul-24
Doña Antonia (Solar)	75	Jul-24	CEME Etapa I (Solar)	350	Jul-24



### NOTICIAS

#### CNE fija nueva Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución

El 03 de mayo se publicó en el Diario Oficial la **Resolución Exenta N°209**, de la Comisión Nacional de Energía (CNE), que fija la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución (NTD) y su Anexo Técnico Sistemas de Medición, Monitoreo y Control (AT SMMC).

Esta nueva versión de norma contempla una serie de modificaciones tendientes a mejorar la calidad del servicio eléctrico entregado a los clientes, modernizar las redes eléctricas y robustecer las potestades fiscalizadoras de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), entre otras materias. Dentro de las principales novedades de esta Norma Técnica, se encuentran:

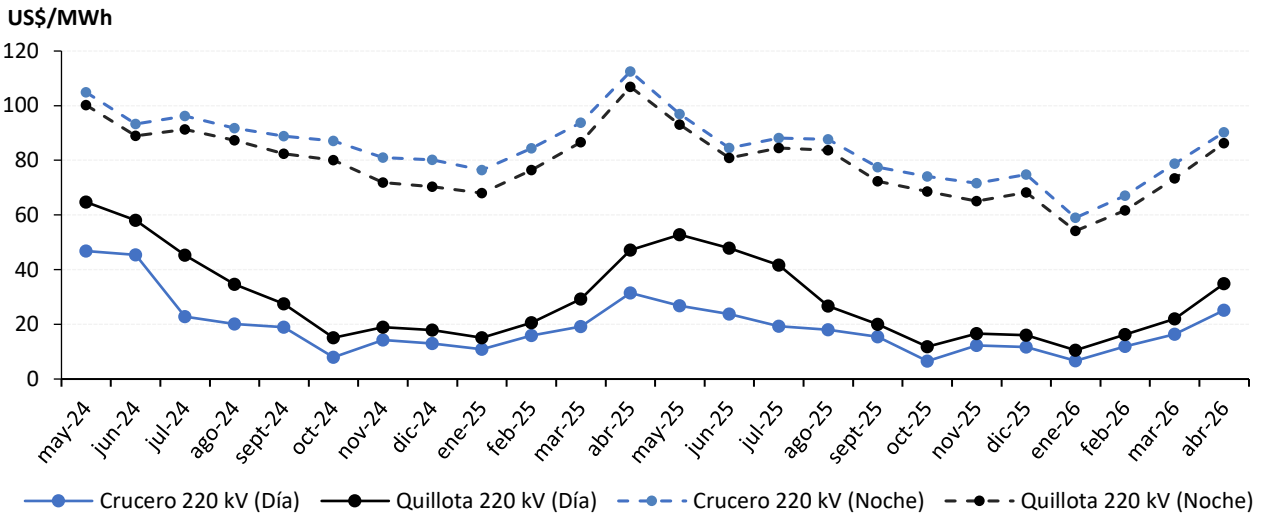
- Aumento de las exigencias en los indicadores globales de suministro, reconociendo las distintas realidades enfrentadas por las empresas eléctricas en zonas rurales.
- Modificaciones en los indicadores de calidad de suministro individual para brindar mayor claridad en su aplicación.
- Mejoras en el ámbito comercial, perfeccionando los requerimientos a las oficinas de atención al público, mayores exigencias en indicadores de calidad de gestión comercial y nuevo procedimiento de conexión o ampliación de servicios y modificación y traslado de redes de distribución.
- Incorporación de un nuevo sistema de información pública para satisfacer las necesidades de los clientes.
- Directrices para modernizar las redes de distribución eléctrica, actualizar los sistemas de gestión de calidad y mejorar la implementación de sistemas de medición, monitoreo y control.
- Nuevo procedimiento para desconexiones de emergencia de carácter preventivas ante riesgos como incendios u otros eventos que afecten la seguridad pública.
- Procedimiento para el desarrollo de auditorías, con el objetivo de facilitar la fiscalización por parte de la Superintendencia.

“Estas modificaciones buscan optimizar la eficiencia y confiabilidad del sistema eléctrico, promoviendo un mayor monitoreo de redes con alta presencia de recursos distribuidos y nuevas tecnologías”, indicó la autoridad sectorial.

## 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 día) y en ausencia de esta (bloque noche).



#### ÁREAS DE TRABAJO

- Estudio de Tarifas y costos para Sistemas de Generación, Transmisión y Distribución
- Diseño e Ingeniería Proyectos de Energía
- Análisis Económicos y Financieros
- Análisis y desarrollo de nuevas regulaciones

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

En la figura anterior se muestra la proyección promedio de costos marginales para el periodo 2024 - 2026. Asimismo, podemos observar que para los próximos meses del año en curso se proyectan costos marginales cercanos a **29 US\$/MWh** durante las horas del día, y de **87 US\$/MWh** para las horas de la noche.

Durante todo el período analizado, se observa que los costos marginales proyectados durante las horas diurnas para la barra Crucero 220 kV están desajustados en comparación con la barra Quillota 220 kV. Este fenómeno se debe principalmente a las congestiones en el sistema de transmisión, las cuales están asociadas a la alta disponibilidad de energía solar fotovoltaica (FV) en la zona norte. La transferencia de energía a la zona central se ve limitada en ocasiones debido a estas congestiones.

La diferencia de precios proyectada para los próximos dos años durante el día es significativa, siendo de **19,2 US\$/MWh** para la barra Crucero 220 kV y de **29,6 US\$/MWh** para la barra Quillota 220 kV. Esta disparidad se atribuye a las congestiones en el sistema de transmisión ocasionadas por la estacionalidad del recurso solar y el exceso de oferta en meses con mayor aporte solar.

En cuanto al costo marginal promedio proyectado para los próximos dos años durante la noche, se estima en **85 US\$/MWh** para la barra Crucero 220 kV y en **79,3 US\$/MWh** para la barra Quillota 220 kV.

Los precios proyectados están condicionados al aporte hídrico. Es decir, si hay una menor cantidad de lluvia –lo cual es probable considerando el fenómeno de la niña que se aproxima según las proyecciones meteorológicas–, los costos marginales tenderían a aumentar.

**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