

BOLETÍN INFORMATIVO

AÑO 14 | Nº2 | FEBRERO 2024

VALGESTA.COM

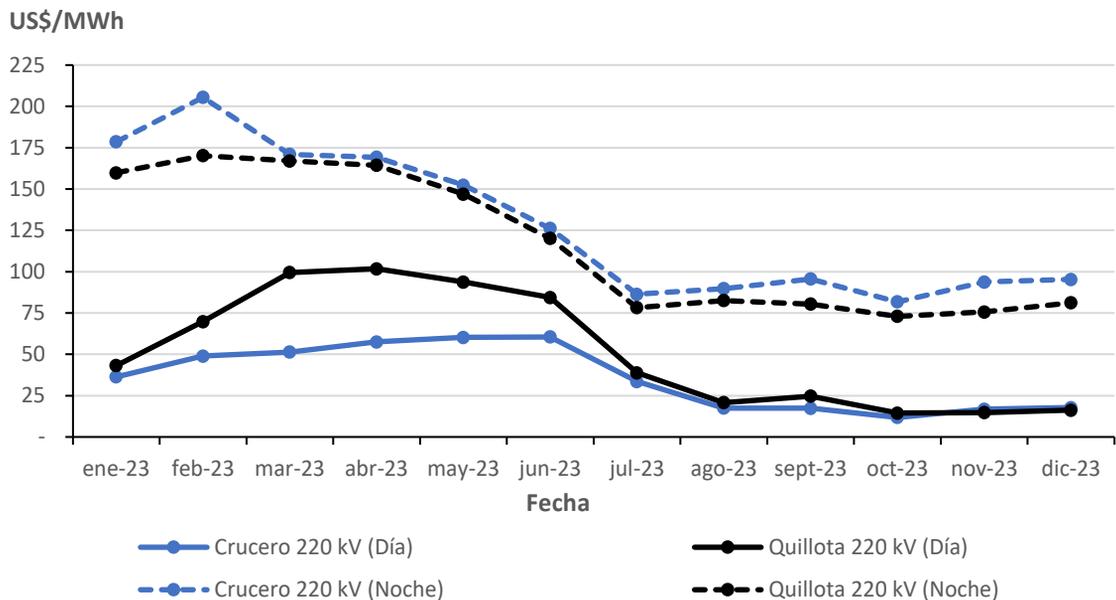
contacto@valgesta.com
Alonso de Córdoba 5900,
of. 402, Las Condes
(+56 2) 2224 9704

Variables críticas en la operación del Sistema Eléctrico Nacional: Análisis del año 2023

El año 2023 estuvo marcado por un quiebre en la condición de sequía de la última década, gracias a las precipitaciones que se produjeron entre junio y septiembre. Esta condición provocó un aumento en la energía afluyente y, por consiguiente, un aumento en la participación de generación hidráulica. Como referencia, en junio del año pasado se generaron 1.644 GWh con centrales hidráulicas, y un mes después, se generaron 2.657 GWh con la misma tecnología. Este cambio en la energía generada provocó que el nivel de participación de las centrales hidráulicas aumente de 23% a 37% entre los meses de junio y julio, respectivamente.

El aumento de la generación hidráulica provocó un desplazamiento de las tecnologías de generación más caras, es decir, aquellas con costos variables de operación más altos. Como muestra el siguiente gráfico, dicho cambio probó ser determinante para la baja de los costos marginales promedio entre los meses de junio y julio del año pasado. Además, significó una diferencia apreciable entre el primer y segundo semestre, ya que disminuyó el desacople entre los costos marginales de las zonas norte (Crucero 220 kV) y centro (Quillota 220 kV) del país.

Costos marginales promedio de día y noche en las barras Crucero 220 kV y Quillota 220 Kv



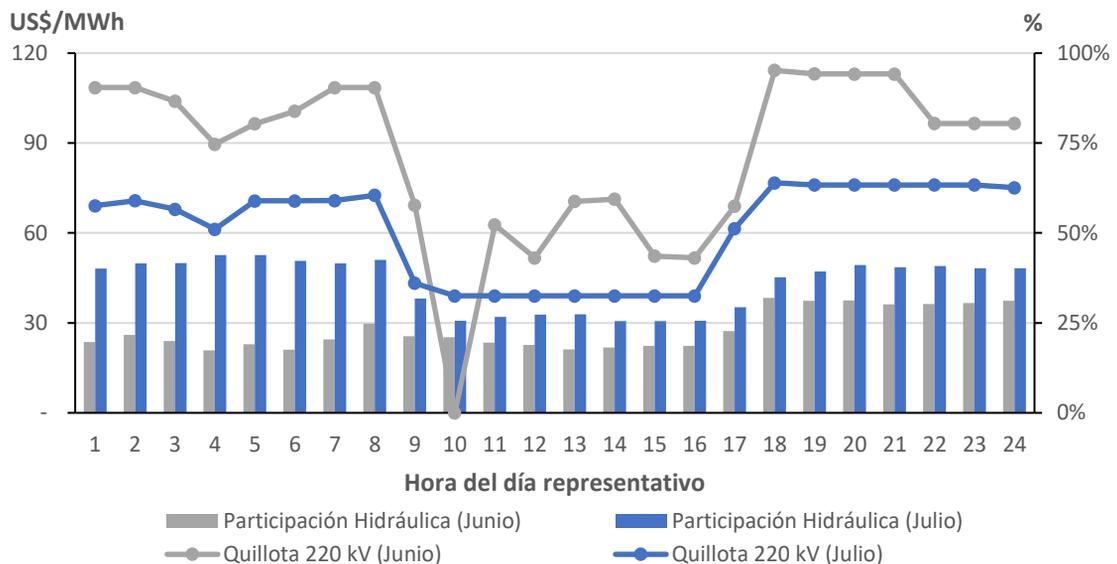
Complementando el análisis anterior, la siguiente figura muestra la comparación entre la participación de generación hidráulica y el costo marginal para dos días hábiles representativos¹ de junio y julio de 2023. Como se puede apreciar, el alza de generación hidráulica fue tal que el costo marginal bajó en un promedio de 30% al comparar ambos días representativos. Cabe destacar que el aumento de participación de dicha tecnología en

¹ Los días representativos son definidos como los días hábiles que más se acercan al promedio de participación de tecnologías del mes.

Variables críticas en la operación del Sistema Eléctrico Nacional: Análisis del año 2023

julio no es tal que su costo variable iguale al marginal, pero es suficiente para desplazar las tecnologías de generación con costos variables más altos, las que marcaron el marginal en las horas homólogas de junio.

Participación hidráulica y costo marginal de Quillota 220 kV – días hábiles representativos de junio y julio



La situación evidenciada plantea la pregunta de qué otras variables presentan un comportamiento similar al de los costos marginales. Para responder la interrogante, se recopiló datos históricos de la operación del sistema en el 2023 y se correlacionaron² con los costos marginales del mismo año. Específicamente, se consideró la generación por tecnología, los costos variables combustibles (CVC) declarados de las centrales térmicas³ y la demanda sistémica.

El análisis de correlación entre las potenciales variables explicativas y el costo marginal permite vislumbrar, como ejercicio referencial, el comportamiento estadístico entre estos conjuntos de datos. La siguiente tabla expone los resultados de dicho análisis, mostrando en **rojo** las correlaciones positivas sobre el 80% (variables con comportamiento **directo** a los costos marginales) y en **verde** las correlaciones negativas bajo el -80% (variables con un comportamiento **inverso** a los costos marginales). En general, valores de $\pm 80\%$ definen los límites para considerar una relación fuerte entre variables⁴, dentro de ese rango, no se puede afirmar concluyentemente una relación entre los datos (como es la correlación de costos marginales con la demanda sistémica y el despacho de tecnologías solar, eólica, geotérmica y otros térmicos).

² Calculado como el coeficiente de correlación muestral.

³ El costo variable combustible declarado de manera horaria se pondera por la generación horaria de la central, representando el costo variable medio de las centrales que despacharon.

⁴ Akoglu (2018) argumenta que correlaciones bajo 0,2 son deficientes y que por sobre 0,8 son excelentes.

Variables críticas en la operación del Sistema Eléctrico Nacional: Análisis del año 2023

Correlación entre variables explicativas y dependientes

Variables Explicativas		Variables Dependientes									
		Costo Marginal Promedio Día [USD/MWh]					Costo Marginal Promedio Noche [USD/MWh]				
		Crucero 220 kV	Maitencillo 220 kV	Quillota 220 kV	Charrúa 220 kV	Puerto Montt 220 kV	Crucero 220 kV	Maitencillo 220 kV	Quillota 220 kV	Charrúa 220 kV	Puerto Montt 220 kV
Generación por Tecnología [GWh]	Hidráulica	-91%	-93%	-94%	-94%	-85%	-89%	-92%	-95%	-96%	-91%
	Solar	-21%	-22%	-17%	-17%	41%	31%	30%	24%	16%	30%
	Eólica	-37%	-39%	-45%	-44%	-51%	-50%	-53%	-52%	-53%	-57%
	Carbón	83%	85%	87%	87%	44%	47%	54%	61%	66%	58%
	Gas Natural	95%	95%	96%	96%	74%	76%	80%	86%	89%	83%
	Diésel	79%	80%	81%	81%	97%	96%	97%	98%	97%	99%
	Geotérmica	-44%	-49%	-51%	-52%	-67%	-74%	-74%	-73%	-73%	-70%
	Otros Térmicos	14%	17%	20%	21%	-7%	0%	5%	9%	11%	3%
CVC Ponderado [USD/MWh]	Carbón	75%	77%	76%	75%	96%	97%	96%	95%	94%	95%
	Gas Natural	75%	76%	75%	75%	97%	97%	96%	95%	95%	96%
	Diésel	69%	70%	69%	69%	96%	95%	94%	93%	92%	95%
Demanda [GWh]	Día	-39%	-42%	-40%	-40%	8%	1%	-2%	-8%	-16%	-5%
	Noche	26%	27%	26%	27%	-20%	-24%	-17%	-10%	-1%	-9%

Los datos obtenidos van en línea con el comportamiento descrito anteriormente entre la generación hidráulica y los costos marginales, ya que se presenta una correlación negativa entre ambos datos. Asimismo, queda clara la dependencia del costo marginal promedio y el despacho de las centrales térmicas: **en el día**, el despacho de centrales a **gas natural y carbón** se vuelve más importante, **en la noche**, el despacho de centrales **diésel** toma mayor relevancia.

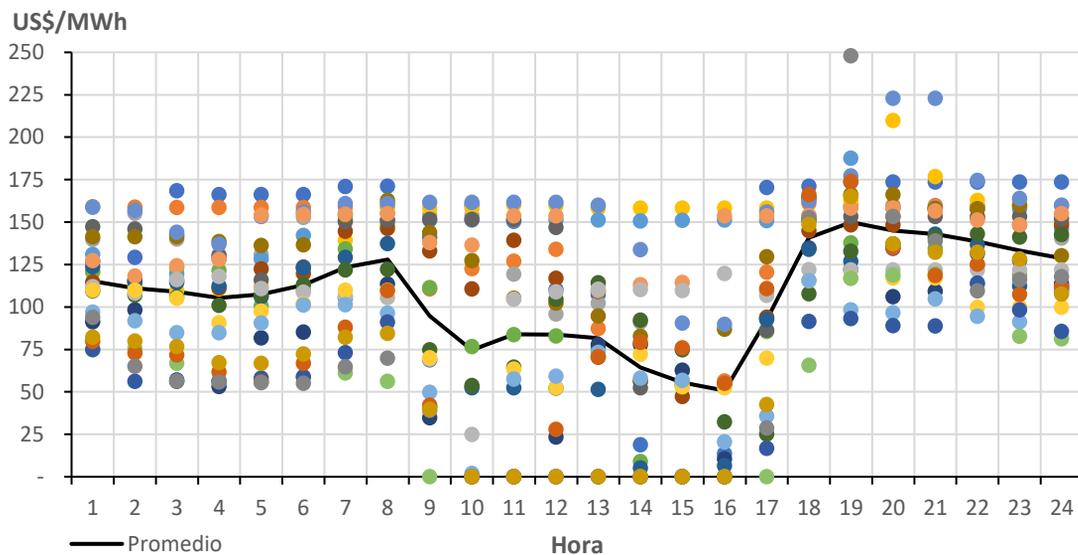
De manera similar, el CVC ponderado de las centrales térmicas se relaciona con el costo marginal solo en la zona sur (Puerto Montt 220 kV) en el día, pero en todas las zonas en la noche. Esta condición se debe a las limitaciones en el sistema de transmisión, ya que la capacidad máxima de las líneas supone una restricción en los flujos de potencia. Durante el día, las limitaciones se alcanzan en la línea de Ciruelos – Cautín 220 kV (barras ubicadas al norte de Puerto Montt 220 kV), por lo que una unidad adicional de energía en la zona sur debe ser suplida por el parque generador de la misma zona, compuesto principalmente por centrales térmicas con altos CVC. En la noche, la sincronía entre mayor demanda de energía y nula participación solar inducen el despacho de centrales térmicas a lo largo de todo el país, por tanto, el CVC toma mayor relevancia en todas las barras presentadas.

En conclusión, sigue quedando claro el alto impacto que tiene la generación hidráulica en la matriz eléctrica del país, junto a la variabilidad que dicho recurso puede presentar dentro de un mismo año. Si a dicha variabilidad se le adiciona la alta penetración de energías renovables de los últimos años (3.590 MW eólicos y 7.845 MW

Variables críticas en la operación del Sistema Eléctrico Nacional: Análisis del año 2023

solares instalados desde diciembre de 2015 a diciembre de 2023), cuyo comportamiento no se puede predecir, entonces nos encontramos con un sistema eléctrico cada vez más difícil de modelar. Ilustrativamente, este desafío se puede apreciar en la siguiente figura, donde se expone la dispersión de costos marginales de una barra, para las mismas horas de diferentes días del mes de junio de 2023 (las horas de un día poseen igual color).

Costo Marginal en Quillota 220 kV para diferentes días hábiles de junio 2023



El gráfico muestra un sistema desadaptado, ya que el impacto de la generación renovable variable y congestiones del sistema de transmisión, entre otros, originan la dispersión observada. En consecuencia, una correcta modelación presenta desafíos que deben ser abordados considerando un *trade-off* entre detalle y esfuerzo computacional. Por ejemplo, si se busca representar el comportamiento variable del agua, considerando escenarios con menor aporte hídrico (como el promedio de la última década) y mayor aporte hídrico (como el 2023), entonces es necesario recoger diferentes energías afluentes y prepararse para tiempos de simulación más extensos. Lo mismo ocurre si es que se quiere representar la generación renovable variable.

En base a los datos presentados, la variabilidad del recurso renovable genera un efecto determinante al proyectar la operación de largo plazo del sistema eléctrico. El *trade-off* mencionado conlleva la elección de hilar fino en la variabilidad del recurso (más series) o en el detalle horario (mejor resolución), si es que se quiere resguardar el tiempo computacional de simulación. Así, resulta imprescindible **definir la cantidad de series y resolución del modelo** de forma que logre capturar las características operacionales del sistema.

NOTICIAS

Coordinador Eléctrico propone 91 proyectos de expansión del sistema de transmisión para este año por más de US\$ 1.000 millones

El Coordinador Eléctrico Nacional, organismo que supervisa la operación del sistema eléctrico, dio a conocer su Propuesta de Expansión para el Sistema de Transmisión Eléctrico 2024, la cual se compone por 91 proyectos que totalizan una inversión referencial de US\$ 1.004 millones. Del total de obras, 13 corresponden al sistema de transmisión nacional (US\$ 501 millones) y 78 a transmisión zonal (US\$ 503 millones).

Según indicó el Coordinador Eléctrico en un comunicado, en el documento se analizan alternativas de nuevas líneas HVDC Norte – Centro y HVDC Sur – Centro, donde dijeron- "para el presente ejercicio no se identifican beneficios netos positivos, sin embargo, se destaca la importancia de continuar evaluando la viabilidad técnica y económica de esas alternativas, para determinar si pueden generar un impacto positivo en términos de beneficios a largo plazo".

El organismo detalló que el informe emite recomendaciones sobre proyectos que, debido a su urgencia, se sugiere llevar a cabo mediante el Artículo 102° de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE). "Estas iniciativas surgen como resultado de la falta de adjudicación de obras después de su licitación, lo que subraya la necesidad de abordar estos casos de manera expedita y eficaz", añadió la entidad.

Asimismo, el organismo explicó que, para la elaboración de esta propuesta, la Gerencia de Planificación y Desarrollo de la Red llevó a cabo un trabajo colaborativo con la industria, con el objetivo de tener una retroalimentación constante que ayudase a mejorar este documento, el que fue enviado a la Comisión Nacional de Energía (CNE), quien desarrolla el proceso.

Con el propósito de facilitar la participación de los interesados, el 16 de noviembre de 2023 el Coordinador publicó el Informe de Diagnóstico del Uso Esperado del Sistema de Transmisión, y el 4 de enero de 2024 presentó una versión preliminar de esta propuesta de expansión, donde se recibieron observaciones que fueron analizadas.

Fuente: Diario Financiero (23/01/2024)

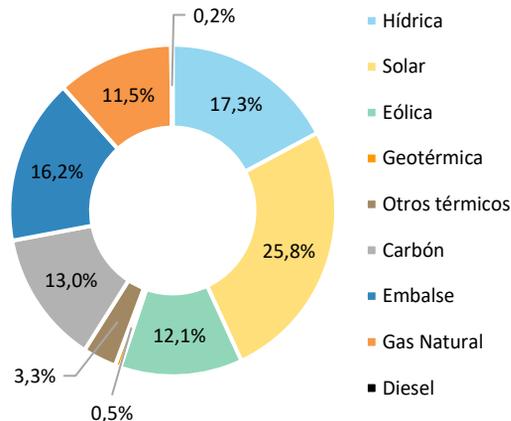
ESTADÍSTICAS ENERO 2024

Generación SEN últimos 12 meses



Fuente: Coordinador Eléctrico

COMPOSICIÓN DESPACHO SEN ENERO 2024

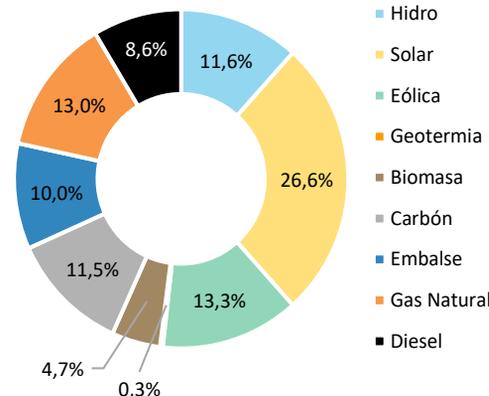


Despacho de generación (GWh)

Hidráulica	2.465
Térmica	1.819
Eólica	892
Solar	1.902
Geotermia	40
Total	7.118

Fuente: Coordinador Eléctrico

CAPACIDAD INSTALADA SEN DICIEMBRE* 2023



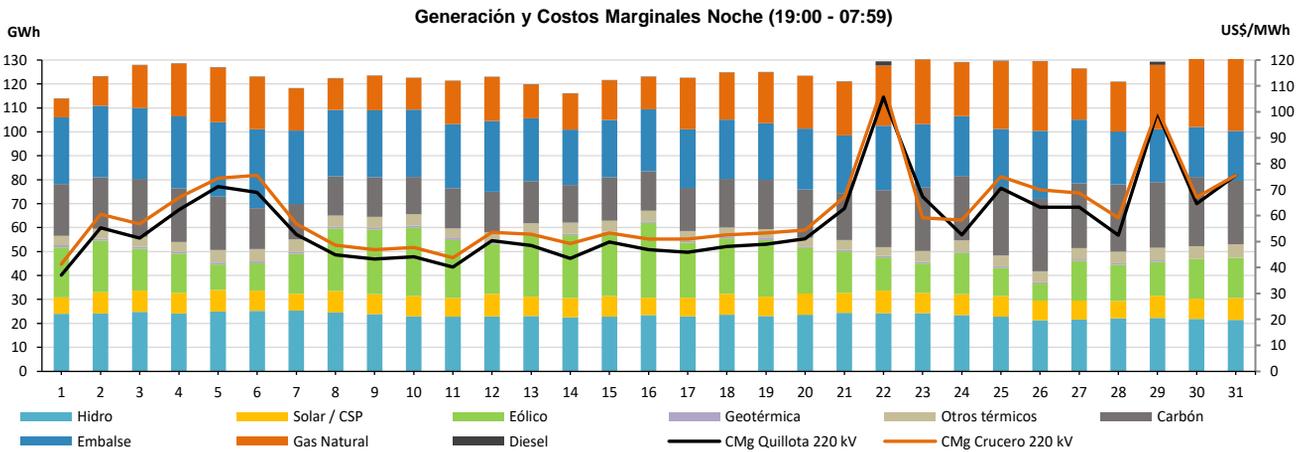
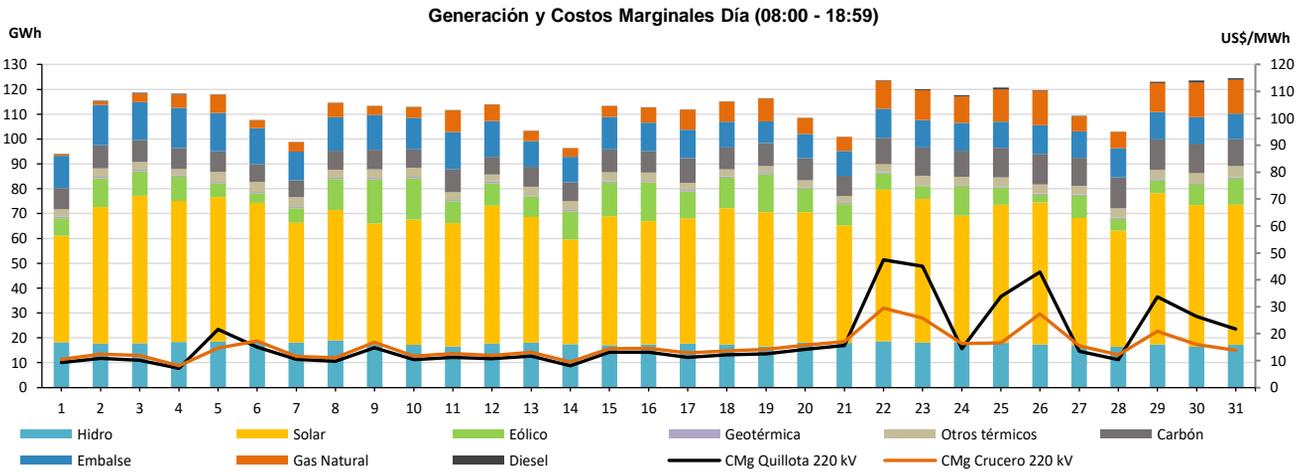
Capacidad instalada SEN (MW)

Hidráulica	7.513
Térmica	13.207
Eólica	4.628
Solar	9.229
Geotérmica	95
Total	34.672

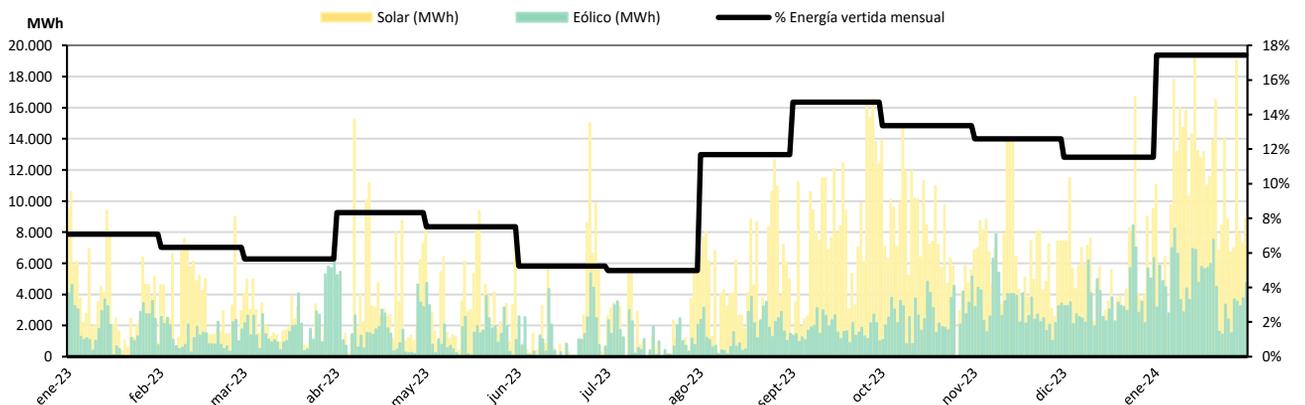
Fuente: Coordinador Eléctrico

*Última actualización del CEN de Diciembre 2023

Generación y costos marginales en Quillota 220 kV y Crucero 220 kV, enero 2024



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

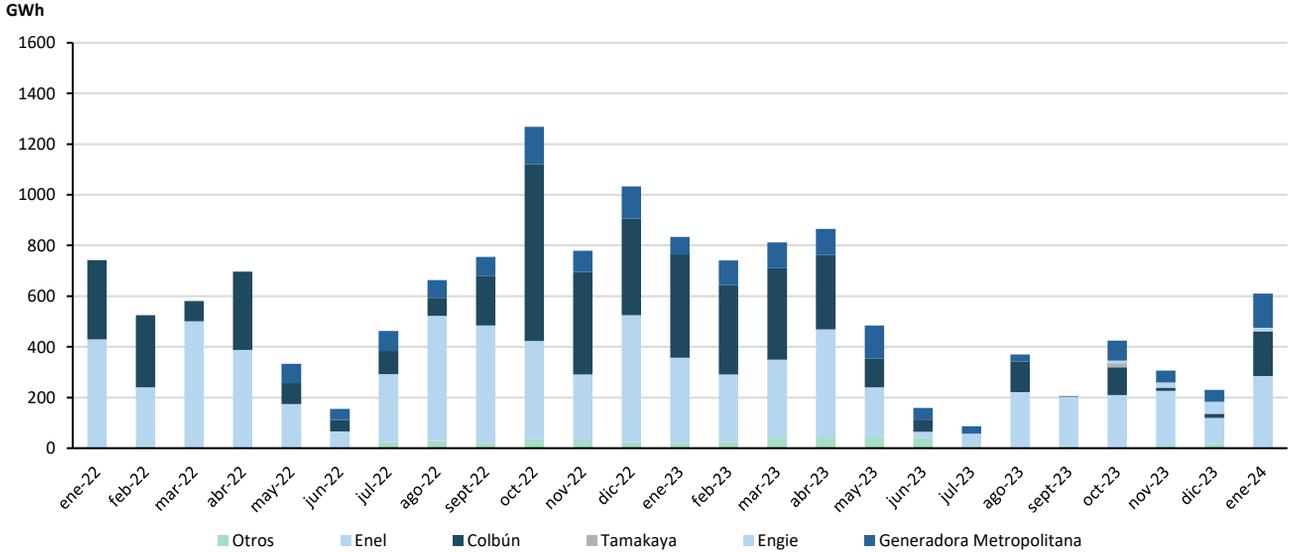


Fuente: Coordinador Eléctrico

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

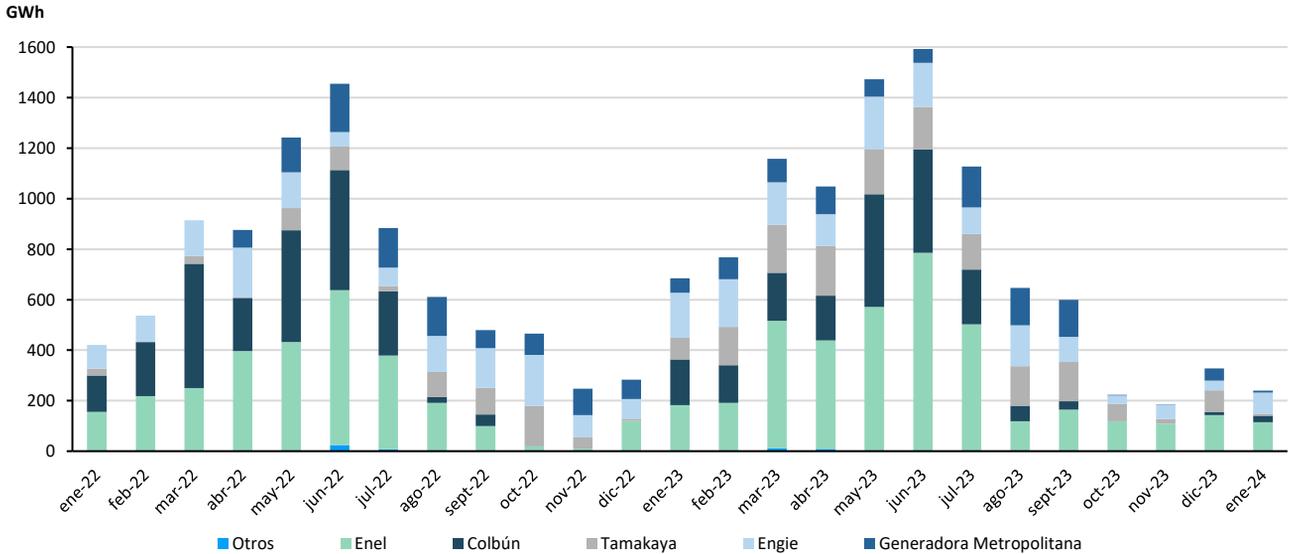
Generación histórica Gas Natural Argentino



En enero de 2024 se generaron **610,1 GWh** en base a Gas Natural Argentino, de los cuales un **45,9%** es atribuible a la empresa **Enel**, un 29% a Colbún, un 22,1% a Generadora Metropolitana, un 2,3% a Engie, y el 0,7% restante se atribuye a otras empresas.

Fuente: Coordinador Eléctrico

Generación con GNL desde terminales Quintero y Mejillones



En enero de 2024, la generación de centrales en base a GNL asociadas a los terminales Quintero y Mejillones fue de **239,7 GWh**, lo que representó el 11,5% de la generación total del SEN. De estas inyecciones, un **47,6%** se atribuye a **Enel**, un 35,8% a Engie, un 10,6% a Colbún, un 3,2% a Generadora Metropolitana, un 2,5% a Takamaya, y el 0,3% restante a otras empresas.

Fuente: Coordinador Eléctrico

ESTADÍSTICAS DE PRECIOS DE ENERGÍA

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

Precio Nudo Quillota 220 kV	83,8
Precio Nudo Crucero 220 kV	106,9
PMM SEN	103,4

Fuente: CNE

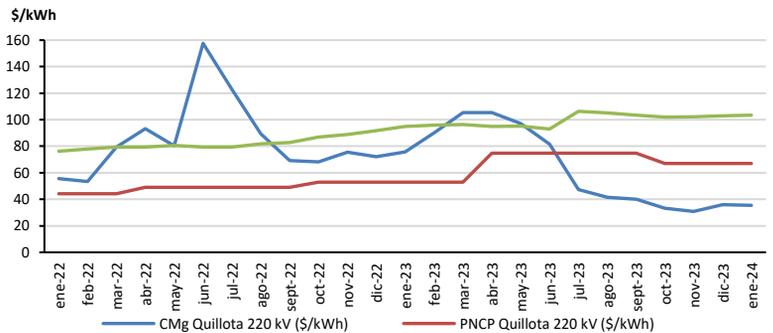
Costos marginales promedio enero 2024 (\$/kWh)

Crucero 220 kV	36,5
Cardones 220 kV	34,9
Pan de Azúcar 220 kV	34,3
Quillota 220 kV	35,4
Charrúa 220 kV	32,3
Puerto Montt 220 kV	66,8

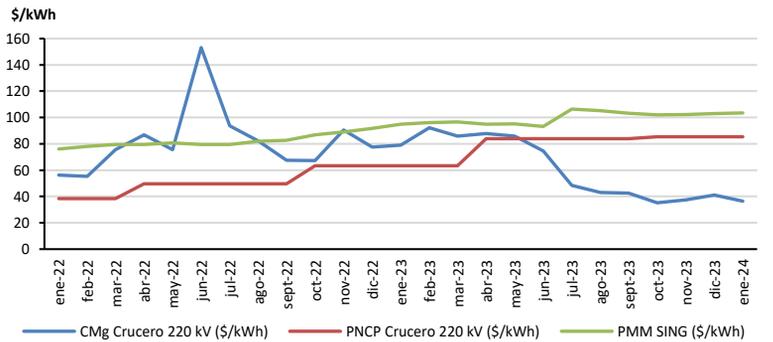
Fuente: Coordinador Eléctrico

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

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 baja volumen de energía a adjudicar en licitación de suministro para clientes regulados

Siguen los ajustes en la licitación pública nacional e internacional para el suministro de energía y potencia eléctrica destinados al abastecimiento de los consumos de clientes sometidos a regulación de precios.

Esta vez, la Comisión Nacional de Energía (CNE) aprobó la modificación a las bases del proceso respecto a un nuevo volumen de energía a licitar, contemplando un total de **3.600 GWh**, repartidos en dos bloques de suministro, por **1.500 GWh** y **2.100 GWh**, con inicio de suministro en los años **2027** y **2028**, respectivamente, y ambos con segmentaciones zonales y horarias.

Esto representa una baja del volumen a licitar, ya que el 13 de octubre a través de una resolución se aprobó una modificación a las bases de licitación en que se actualizó los requerimientos de energía de este proceso.

En ese entonces, se contempló subastar un total de 5.000 GWh, distribuidos en dos bloques de suministro de 2.600 GWh y 2.400 GWh cada uno, a partir de los años 2027 y 2028 respectivamente, destinados a abastecer las necesidades de energía de los clientes regulados del sistema eléctrico nacional. Originalmente, se subastaría un total de 5.400 GWh.

En un comunicado difundido este lunes 12 de febrero, la CNE respalda su decisión producto de la resolución exenta N°2 del 8 de enero de 2024 que aprobó el informe final definitivo de licitaciones a que se refiere el artículo 131° ter de la ley.

Pese al nuevo ajuste, el cronograma de la licitación no considera cambios, manteniéndose la fecha de presentación de ofertas para el próximo 9 de abril, como también las demás fechas establecidas en la resolución exenta N°560 del 17 de noviembre del año pasado.

Cabe recordar que, en medio de ajustes previos, en noviembre del año pasado la CNE informó un cambio que implicó postergar la fecha de presentación de ofertas desde el 13 de diciembre de 2023 al 9 de abril de este año. Según se explicó en ese momento, se consideró el trabajo que debía realizar el Panel de Expertos que estableció un programa de trabajo en torno a una discrepancia interpuesta el 13 de noviembre por Engie Energía Chile respecto del informe final de licitaciones.

Fuente: Diario Financiero (12/02/2024)

Balance ERNC Noviembre* 2023

Total retiros afectos a obligación (GWh)	6137
Obligación ERNC (GWh)	898
% Obligación ERNC respecto a retiros afectos a obligación	14,6%
Inyección ERNC (GWh)	3.038
% Inyecciones ERNC respecto a retiros afectos a obligación	49,5%

Fuente: Coordinador Eléctrico

*Última actualización del CEN de Noviembre 2023

NOTICIAS

Coordinador Eléctrico difunde versión definitiva del procedimiento interno para la interconexión de proyectos

El Coordinador Eléctrico Nacional publicó la versión definitiva del Procedimiento Interno Criterios para la Aplicación del Proceso de Interconexión de Proyectos, documento destinado a la divulgación de las metodologías de trabajo, requerimientos necesarios para la presentación de antecedentes, criterios de revisión y requisitos de aprobación en procesos de conexión.

Según el organismo, los principales objetivos del documento son «proporcionar información a todo interesado respecto a la clasificación de proyectos, los procesos llevados a cabo por el Coordinador», además de clarificar los requerimientos de detalle para el ingreso de antecedentes que deberá considerar la empresa solicitante para cada etapa asociada al proceso de interconexión.

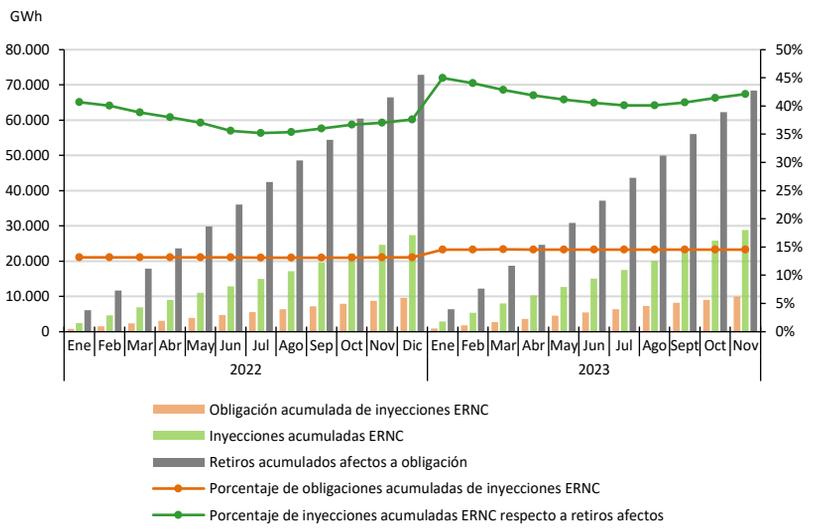
También busca describir la metodología que se aplica para la revisión de antecedentes en cada una de las etapas y tareas del proceso y consolidar en un único documento, los requisitos para el cumplimiento y avance en las distintas fases del proceso de interconexión o retiro, especificando la aplicación de las disposiciones contenidas en la normativa vigente para el período de Puesta en Servicio y Entrada en Operación de instalaciones.

En el procedimiento, que estuvo sujeto a un período de observaciones de la industria, aborda las siguientes materias: Interconexión de nuevas instalaciones, Modificación instalaciones existentes, Interconexión de Pequeños Medios de Generación Distribuidos (PMGD), y Retiro, desconexión o cese de operación.

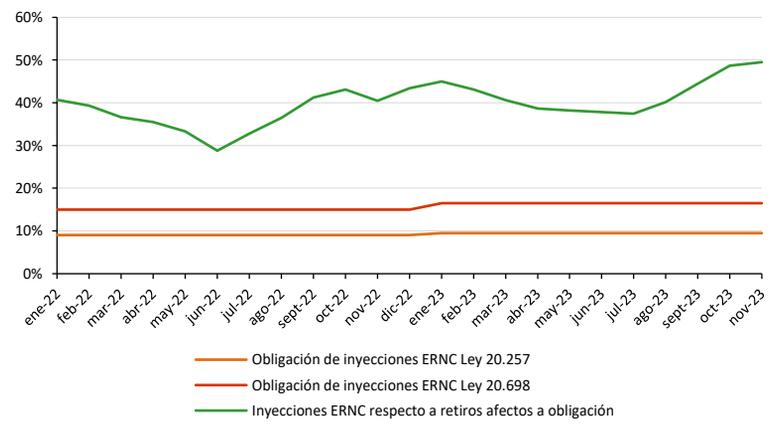
Fuente: Diario Financiero (16/02/2024)

BALANCE ERNC NOVIEMBRE* 2023

Obligación acumulada de inyecciones ERNC, inyecciones acumuladas de ERNC y retiros acumulados afectos a obligación desde enero 2022 hasta noviembre 2023



Porcentaje de inyecciones ERNC respecto de retiros afectos a obligación



Fuente: Coordinador Eléctrico
*Última actualización del CEN de Noviembre 2023

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) desde enero hasta noviembre 2023, corresponden a **68.397 GWh**.

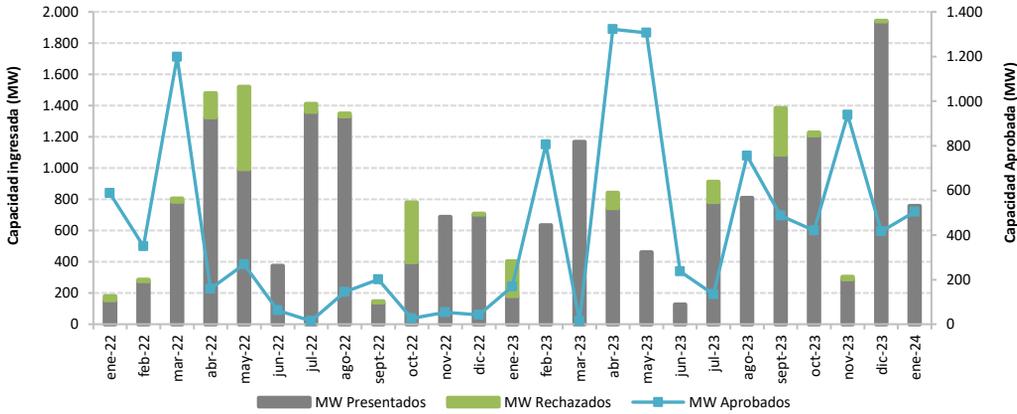
La obligación acumulada de inyecciones ERNC desde enero hasta noviembre 2023 correspondió a **9.949 GWh**, lo que corresponde a un **14,5%** respecto de los retiros afectos en el mismo periodo.

Por otra parte, las inyecciones acumuladas de ERNC desde enero hasta noviembre 2023, fueron de **28.809 GWh**, lo que corresponde a un **42,1%** 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 enero 2024



Estado de Proyectos

A partir de los datos estadísticos registrados en la plataforma electrónica del SEIA (e-SEIA), en enero de 2024 ingresaron un total de **1.262 MW** de potencia. Se registraron **504,4 MW** aprobados.

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos del SEIA

Principales proyectos aprobados en el SEIA en enero 2024

Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Parque Fotovoltaico Don Patricio	Pacific Hydro Chile S.A	200	Solar + BESS	02-01-2024
Parque Eólico Vientos del Valle	Vientos del Valle SPA	209	Eólico + BESS	11-01-2024
Parque Fotovoltaico Matilde Solar	CVE Proyecto Cuarenta y Tres SpA	9	Solar + BESS	18-01-2024
Parque Eólico Los Coihues	Hy2Wind SpA	338	Eólico	19-01-2024
Parque Fotovoltaico Los Durmientes	Parque Fotovoltaico Los Durmientes SpA	244	Solar + BESS	23-01-2024
Parque Solar Comunidad	Solarig Development Chile SpA	9	Solar + BESS	23-01-2024
Planta Solar Las Brisas	PLANTA SOLAR LAS BRISAS SPA	9	Solar	23-01-2024
Parque Fotovoltaico Sol del Sur SG	Sol del Sur SG SpA	9	Solar + BESS	24-01-2024
Planta Fotovoltaica Chieti Solar	Chieti Solar SpA	9	Solar + BESS	24-01-2024
Parque Fotovoltaico Leones Solar	Leones Solar SpA	114	Solar + BESS	24-01-2024
Parque Solar Chucao	Chucao SpA	9	Solar	24-01-2024
PARQUE FOTOVOLTAICO LOS ALAMOS	ENERGIA RENOVABLE JADE SPA	9	Solar + BESS	24-01-2024
Parque Solar Fotovoltaico Acuyo	Fontus SCL III SpA	82	Solar + BESS	25-01-2024
Planta Fotovoltaica Manarola	Manarola SpA	9	Solar + BESS	25-01-2024
Parque Eólico Cuatro Vientos	Colbún S.A.	360	Eólico	26-01-2024

Principales proyectos en calificación en el SEIA en enero 2024

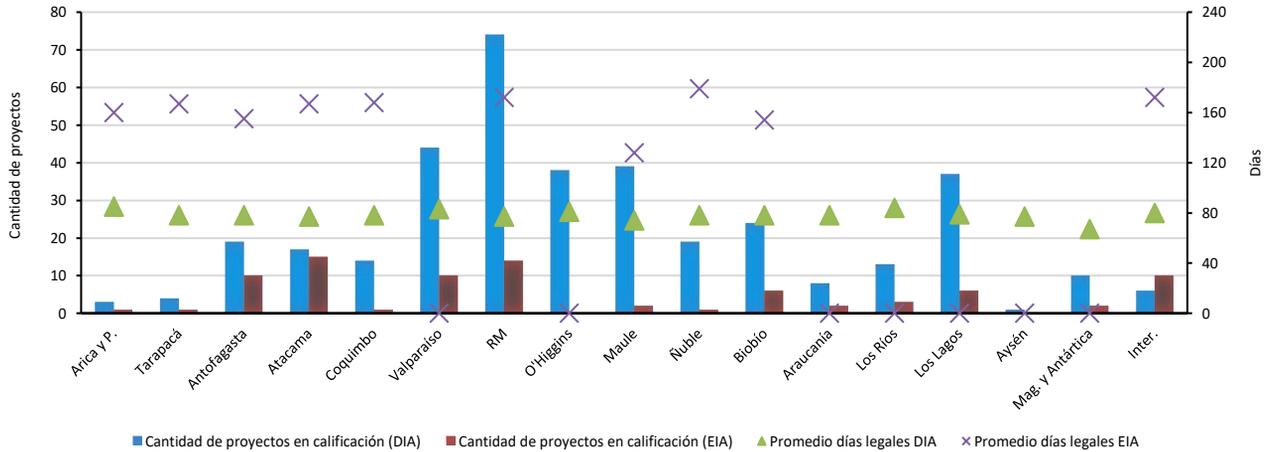
Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Parque Fotovoltaico Celda Solar	Colbún S.A.	369,2	Solar + BESS	19-08-2022
Parque Eólico Dañiñalqui	Eólica Dañiñalqui SpA	95,2	Eólico	23-09-2022
Parque Fotovoltaico Halcón Peregrino	PFV HALCON PEREGRINO SPA	22	Solar + BESS	22-12-2022
PSF Leona del Agua II	Per Orolonco SPA	9	Solar	20-01-2023
Parque Solar Fotovoltaico San Ramón	ORION POWER SpA	9	Solar + BESS	22-03-2023

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 enero de 2024.



Fuente: Reporte Estadístico mensual de Proyectos en el SEIA

NOTICIAS

Distribución eléctrica: CNE publica informe clave en el marco de proceso de tarificación

Un paso relevante se concretó este viernes en medio de la espera del segmento de distribución eléctrica respecto a los procesos tarifarios que han evidenciado importantes retrasos.

La Comisión Nacional de Energía (CNE) emitió la resolución en que se aprueba el Informe Técnico Definitivo de Propuesta de Fórmulas Tarifarias para Concesionarias de Servicio Público de Distribución, correspondiente al cuatrienio 2020-2024, el cual incorpora las modificaciones realizadas a partir de las observaciones recibidas al informe técnico preliminar, publicado en noviembre.

Así, se cumple lo establecido en la ley de realizar la estructuración de las tarifas que reflejen los costos que dan origen al Valor Agregado de Distribución (VAD) resultante del proceso de tarificación.

Eso sí, esta nueva estructura tarifaria será aplicable a los consumidores una vez que el decreto tarifario, elaborado por el Ministerio de Energía, sea tomado de razón por la Contraloría General de la República, y luego que sea publicado en el Diario Oficial.

Según detalló la CNE en un comunicado, los efectos en la cuenta tipo del cliente final de esta nueva estructura tarifaria, respecto a las tarifas vigentes, considerando la tarifa en moneda del año 2019 (año base del estudio tarifario), resulta en un aumento del 0,2% promedio a nivel nacional en la cuenta tipo de la tarifa residencial BT1a, sin considerar el efecto del descongelamiento de las tarifas.

La tarifa BT1a se aplica a los consumidores que tienen una potencia conectada igual o menor a 10 kW, a quienes solamente se le mide la energía consumida y no se le consideran cobros directos de la potencia demandada, correspondiendo a la mayor parte de los consumos residenciales del país.

La CNE aclaró que el efecto en cuenta tipo de la nueva estructura tarifaria dependerá de la fecha de entrada en vigencia del decreto tarifario, así como del descongelamiento de tarifas (que se encuentran congeladas desde diciembre de 2019) y del recálculo de los factores de Equidad Tarifaria Residencial.

Esto implica, explicó, que las tarifas máximas que las empresas distribuidoras pueden cobrar por el suministro a usuarios residenciales no pueden exceder el promedio simple de estas tarifas más un 10%.

De todas formas, tanto el efecto del descongelamiento de las tarifas de distribución, así como la entrada en vigencia del decreto tarifario y la oportunidad para el cálculo de los factores de equidad tarifaria residencial y, consecuentemente, el impacto en cuenta tipo de las nuevas fórmulas tarifas, dependerá igualmente de la tramitación en el Congreso del proyecto de ley que modifica diversos cuerpos legales, en materia de estabilización tarifaria.

Fuente: Diario Financiero (09/02/2024)



Plan de obras de generación SEN, ITD de PNCP, Segundo Semestre de 2023

De acuerdo al Informe Técnico Definitivo del Segundo Semestre de 2023, se proyecta una capacidad instalada adicional al año 2033 de **18.193 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 **766 MW** para el año 2033.

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.

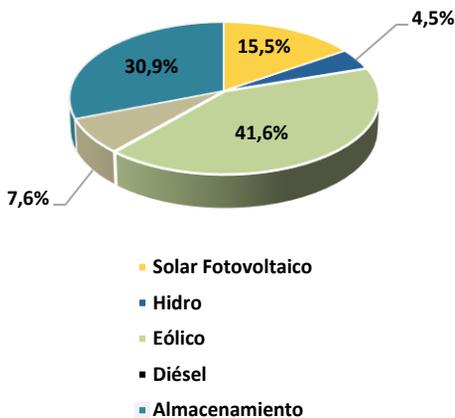
Para el año 2023, se estiman **3.251 MW** de capacidad adicional en instalaciones solares y **1.303 MW** de solar + almacenamiento.

Por otro lado, para las centrales eólicas se proyecta una capacidad adicional de **7.474 MW** al año 2033.

Finalmente, se estiman **5.314 MW** de capacidad de almacenamiento.

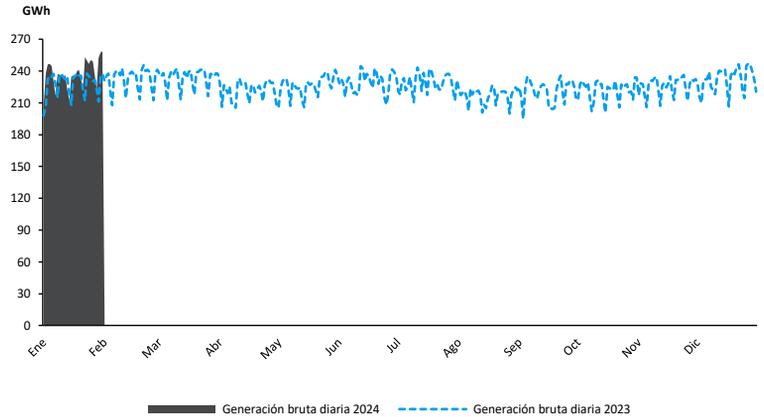
Fuente: ITD Segundo Semestre 2023, CNE

Capacidad adicional en construcción y recomendada por la CNE hasta el año 2033



Fuente: ITD Segundo Semestre 2023, CNE

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

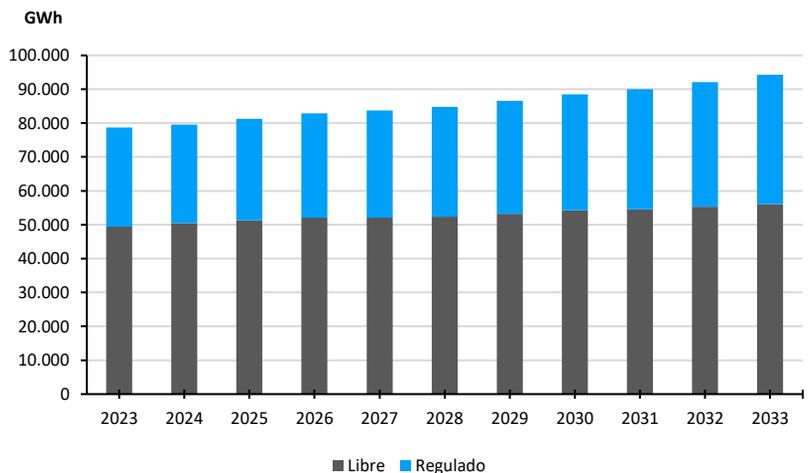
Capacidad Diciembre* 2023 y recomendada a instalar al año 2033 (MW)

	Dic. 2023	Rec. 2033
Eólica	4.596	7.474
Geotermia	95	0
Hidro	7.515	766
Solar	9.272	3.251
Térmico	13.208	84
Solar FV + BESS	0	1.303
Almacenamiento	0	5.314
Total	34.686	18.193

Fuente: ITD Segundo Semestre 2023, CNE

*Última actualización del CEN de Diciembre 2023

Demanda proyectada del SEN (GWh)



Fuente: ITD Segundo Semestre 2023, CNE



CENTRALES EN ETAPA DE PUESTA EN SERVICIO

Central	Capacidad (MW)	Entrada en operación estimada	Central	Capacidad (MW)	Entrada en operación estimada
Cardonal (Eólico)	33	Mar-24	Doña Antonia (Solar)	75	Mar-24
Gran Teno (Solar)	200	Abr-24	CEME Etapa I (Solar)	350	Abr-24



NOTICIAS

SEA revisa permiso ambiental de central termoeléctrica en Mejillones tras solicitud de ONG ambientalista

Una de las termoeléctricas que funciona en Mejillones acaba de ser sometida a un proceso de revisión que podría traducirse en la modificación de su permiso ambiental, pese a que la firma que actualmente la opera planea desconectarla en dos años más.

Se trata de la Central Termoeléctrica Mejillones Unidad 2 (CTM2), generadora que forma parte del Complejo Térmico de Mejillones (CTM), y que se encuentra operativa desde el año 1998, aportando con 160 MW en capacidad instalada al Sistema Eléctrico Nacional (SEN). La unidad cuenta con su Resolución de Calificación Ambiental (RCA) aprobada desde agosto de 1997, cuando Edelnor, firma que luego se transformó primero en E-CL, y en Engie Energía Chile después -de capitales franceses-, consiguió ampliar su operación en base a carbón en la zona norte del país.

El proceso de revisión fue aprobado por la Comisión de Evaluación Ambiental (Coeva) de Antofagasta, específicamente en su primera sesión del año, celebrada el pasado 3 de enero. Allí, la instancia presidida por la delegada presidencial Karen Behrens, resolvió admitir a trámite la solicitud presentada por la ONG ambientalista Fima, que en marzo de 2023 ingresó un documento de 156 páginas ante el Servicio de Evaluación Ambiental (SEA) de la región, acogiéndose al artículo 25 quinquies de la Ley 19.300, de Bases Generales del Medio Ambiente, que establece la posibilidad de revisar una RCA, tanto a petición del titular de un proyecto como por parte del directamente afectado, "cuando ejecutándose el proyecto, las variables evaluadas y contempladas en el plan de seguimiento sobre las cuales fueron establecidas las condiciones o medidas, hayan variado sustantivamente en relación a lo proyectado".

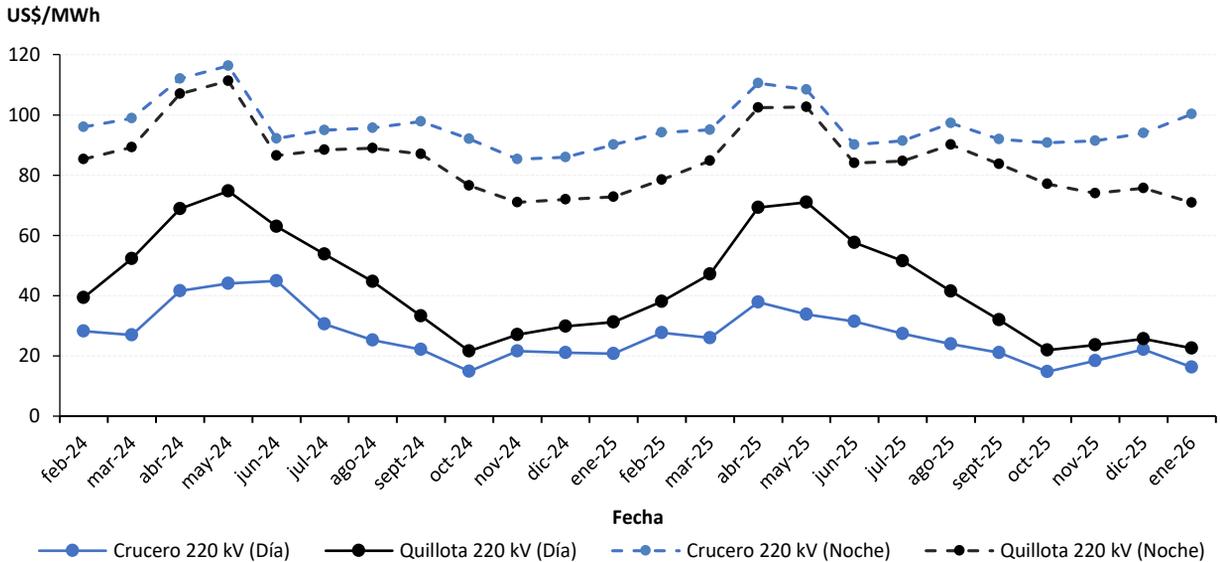
Según conocedores de la regulación ambiental, la aplicación de este procedimiento de revisión de la RCA acumula menos de 20 casos sobre las más de 20.000 autorizaciones ambientales que se mantienen vigentes. Sin embargo, una de las revisiones más recordadas en el sector fue la realizada a otra iniciativa de generación eléctrica, el emblemático y resistido proyecto hidroeléctrico Alto Maipo. Pese a haber contado con una RCA aprobada desde marzo de 2009, en enero de 2019 la Coordinadora Ciudadana No Alto Maipo consiguió iniciar el proceso de revisión de la RCA, que concluyó en septiembre de 2021 con la aprobación de un conjunto de medidas de mitigación.

Así, los procesos de revisión pueden llegar a tardar más del tiempo que le restaría de operaciones a CTM2, ya que desde diciembre de 2023 Engie inició el proceso ante la Comisión Nacional de Energía (CNE) para desconectar las unidades 1 y 2 del Complejo Térmico de Mejillones (CTM), el que incluye la reconversión a gas natural de Infraestructura Energética Mejillones (IEM), unidad que aporta con 377 MW al SEN, y cuenta con una RCA aprobada y vigente, cuya modificación se espera se materialice durante julio de 2026.

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

www.valgesta.com

En la figura anterior, se puede observar que durante el primer semestre del año 2024 se produce un aumento de la proyección de costos marginales, tanto para las horas diurnas como vespertinas. Asimismo, se muestra que el precio más alto se generaría durante el mes de mayo 2024, llegando a un valor de **116,3 US\$/MWh**. Esto se debe, principalmente, al término de la temporada de deshielo, y al elevado precio de los combustibles fósiles.

El costo marginal promedio proyectado para los próximos dos años durante el día en la barra Crucero 220 kV es **26,8 US\$/MWh** y en la barra Quillota 220 kV es **43,7 US\$/MWh**. Esta diferencia se debe a congestiones en el sistema de transmisión ocasionadas por la estacionalidad del recurso solar, y exceso de oferta en ciertos periodos, tal como se muestra en los meses de noviembre y diciembre del año 2024.

El costo marginal promedio proyectado para los próximos dos años durante la noche en la barra Crucero 220 kV es **96,4 US\$/MWh** y en la barra Quillota 220 kV es **85,2 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