



VALGESTA
NUEVA ENERGÍA

BOLETÍN INFORMATIVO

AÑO 14 | N°11 | NOVIEMBRE 2024

VALGESTA.com

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

El desafío de proyectar las necesidades de suministro de las empresas distribuidoras

El miércoles 30 de octubre, la Comisión Nacional de Energía (CNE) publicó el Informe Final de Licitaciones con las necesidades de suministro a contratar para el periodo 2024-2034. En base al análisis desarrollado, se concluyó que resulta necesario realizar una Licitación de Corto Plazo en 2025 por 2.100 GWh/año¹ con inicio de suministro en 2027 (2 años de anticipación).

Tabla 1. Proyección referencial de próximos procesos de licitación (CB)

Año de Adjudicación	Inicio de Suministro	Volumen CB a licitar (GWh/año)
2025	2027	2.000
2026	2029	1.300
2026	2030	1.000
2026	2031	3.400
2027	2032	1.800
2027	2033	7.000
2028	2034	6.000

Fuente: Informe Final de Licitaciones 2024, CNE

No es necesario retroceder mucho en el tiempo para recordar que la licitación realizada en agosto de 2022 por 5.250 GWh/año resultó parcialmente desierta, adjudicándose solo 777 GWh/año, y que en mayo de 2024 se adjudicaron 1.500 GWh/año, todos con inicio de suministro en 2027.

Adicionalmente, a partir de 2023 se comenzó a “sincerar” el término anticipado de algunos contratos que se encontrarían vigentes a 2027, es el caso de:

- **374 GWh/año** – Huemul Energía con inicio de suministro en 2021 (Licitación 2015/01)
- **280 GWh/año** – María Elena Solar SA con inicio de suministro en 2021 (Licitación 2015/01)
- **286 GWh/año** – Copihue Energía con inicio de suministro en 2021 (Licitación 2015/01)
- **140 GWh/año** – Cox Energía con inicio de suministro en 2024 (Licitación 2017/01)
- **540 GWh/año** – Energía Renovable Verano Tres con inicio de suministro en 2024 (Licitación 2017/01)
- **273 GWh/año** – Parque Eólico San Andrés SPA con inicio de suministro en 2026 (Licitación 2021/01)

¹ Se asume que la componente variable corresponde al 5% de la componente base (2.000 GWh).

El desafío de proyectar las necesidades de suministro de las empresas distribuidoras

En resumen, 873 GWh/año de los 5.250 GWh/año que se licitaron en 2022 no se adjudicaron y 1.893 GWh/año, adjudicados entre 2016 y 2021, tendrán término anticipado. ¿Cómo se explica la diferencia de 2.766 GWh que no se licitará el próximo año?

Desde un punto de vista conceptual, la estimación de las necesidades de suministro es un cálculo sencillo. Se proyecta la demanda, se proyecta la energía contratada, y la diferencia positiva entre ambos valores corresponde a la energía que se debe licitar en un plazo no inferior a 5 años (Licitaciones de Largo Plazo). A pesar de la simplicidad del cálculo, tanto la demanda como la energía contratada se han transformado en variables difíciles de proyectar, generándose diferencias importantes de un informe a otro.

Por un lado, las proyecciones de demanda internalizan los efectos de variables “extratendenciales” como eficiencia energética, migración de clientes, generación residencial y electromovilidad, y de variables “tendenciales” como crecimiento económico (PIB) y crecimiento poblacional, variables que en sí mismas contienen altos niveles de incertidumbre. De hecho, la corrección a la baja para 2027 que se hace en el Informe Final de Licitaciones 2024 es de 2.853 GWh (8,9% de la proyección de demanda). En este caso, ¿qué asegura que los supuestos asociados a las variables “extratendenciales” se cumplirán? ¿Cuál sería el impacto de la reducción del límite regulado/libre o de la indicación al proyecto de ley de subsidio eléctrico que acaba de proponer el ministro Pardow para financiar paneles solares?

Por otro lado, las estimaciones asociadas al nivel de contratación, que acostumbraban a ser bastante certeras, comenzaron a presentar un grado mayor de incertidumbre producto del término anticipado de contratos adjudicados a partir de 2016. Como se señaló anteriormente, si se consideran tanto los contratos con término anticipado como los contratos vigentes en incumplimiento grave, 1.893 GWh dejarían de estar disponibles para 2027 (5,9% de la proyección de demanda). Además, ¿qué pasará con los demás contratos adjudicados entre 2016 y 2023 a precios incluso más bajos y que claramente están con riesgo de cumplimiento?

Todo lo anterior presenta un panorama complejo en 2027 (o incluso antes), ya que de no ser exitosa la próxima licitación, que se reduzca la oferta contratada o que se produzca un crecimiento mayor de la demanda, podría incluso llegar a requerirse la realización de “Licitaciones Excepcionales de Corto Plazo”, o bien, el mecanismo de traspaso de consumos para cubrir las necesidades que exceden el suministro contratado, tal como lo establece la ley.

El desafío de proyectar las necesidades de suministro de las empresas distribuidoras

Frente a este escenario, desde Valgesta creemos que los esfuerzos de la CNE en el último tiempo han ido en el camino correcto, robustecer la proyección de demanda con objeto de minimizar las distorsiones que potencialmente podrían generar las variables “extratendenciales”. A pesar de lo anterior, la mayoría de estas variables fueron proyectadas bajo el alero de la Planificación Energética de Largo Plazo 2023-2027 presentada por el Ministerio de Energía (MEN) de manera preliminar en agosto de 2021, y la información histórica de 2021 a la fecha las ha ido invalidando. En particular, las proyecciones de eficiencia energética, generación distribuida y electromovilidad son bastante más optimistas que lo que muestra la realidad, por lo que se requiere que la CNE perfeccione y actualice la metodología, más allá de hacer correcciones a los primeros años o de utilizar directamente los antecedentes proporcionados por el MEN.

Una situación similar se observa en los supuestos asociados a los traspasos de clientes regulados a libres, en que se asume que hacia el largo plazo un 80% de los clientes potencialmente libres se traspasará, situación que no se condice con la realidad en que los traspasos de libre a regulado superan a los traspasos de regulado a libre.

También resulta necesario evaluar de manera profunda los mecanismos vigentes para cubrir las necesidades de suministro de los clientes regulados. Por una parte, se requiere definir si se desea avanzar hacia un mecanismo de comercialización gradual y creciente en el tiempo, lo que reemplazaría el actual esquema. Esta vía requiere diseñar un modelo que permita asegurar inversiones en generación renovable a futuro, para dar suficiencia al sistema, y cumplir con las metas de carbono neutralidad². En efecto, buena parte de las inversiones en energía renovable de los últimos años son fruto de contratos de suministro adjudicados en los procesos de licitación de clientes regulados, realizados desde el año 2015 en adelante, los que a su vez activaron la competencia en el segmento de generación.

Por último, y no menos importante, se debe tener presente que las leyes de estabilización de tarifas han introducido altos niveles de incertidumbre a los agentes del mercado, lo que se traduce en que una parte relevante del segmento de generación no esté disponible (o al menos más reticente) para seguir participando del suministro eléctrico regulado.

² Las licitaciones de suministro se introdujeron mediante la Ley Corta II, o Ley N° 20.018, en el año 2005 con el objeto era incentivar la inversión en generación de energía eléctrica y reducir las trabas a la contratación a largo plazo.

El desafío de proyectar las necesidades de suministro de las empresas distribuidoras

Desde esta perspectiva, fortalecer el actual mecanismo de licitaciones parece ser esencial para asegurarle un suministro eficiente al menos a los clientes residenciales, lo que permitiría mantener una estrategia de contratación de largo plazo que sostenga el ciclo de inversiones. Nuestra visión es que dentro de los cambios más significativos debiese diseñarse un esquema de contratación de largo plazo con energía base y segura de su consumo, junto con licitaciones de corto plazo que permitan equilibrar la oferta y la demanda; determinar ex ante una cláusula contractual que establezca la indemnización que le corresponderá a un suministrador en caso de que, por acto de autoridad, se afecte el contrato suscrito; abrir la discusión ante el Panel de Expertos no solo para la proyección de demanda regulada, sino que también para las necesidades de suministro a contratar y las condiciones especiales de licitación que establece la CNE en su informe; entre otros ajustes.

NOTICIAS

Dos regiones concentran el 44% de la generación eléctrica del país

Las regiones de **Antofagasta** y del **Biobío** concentran el 44% de la generación eléctrica en el país, con el **26% y 18% de participación, respectivamente**, en el sistema eléctrico, según indica un análisis de la Consultora Scientiis, donde también se destaca que la **inyección de energía, proveniente de tecnologías limpias, llega a 69%.**

De acuerdo con el informe, los meses de febrero, abril y septiembre son los que presentan una menor generación, con el 8,2%; 7,9% y 8%, respectivamente, mientras que diciembre y mayo son lo que anotan una mayor demanda, con una participación de 8,4% y 8,8%, respectivamente.

El documento sostiene que la mayor participación de centrales térmicas se produce hacia fines del otoño, «alcanzando el 44% de la generación (menor generación al terminar el deshielo y baja de generación solar) contra el 31% de promedio anual», en tanto que las centrales de energías limpias «aumentan su participación hacia fines de primavera y principios del verano alcanzando el 77% de la energía producida contra el 55% que alcanzan a fines del otoño».

Por su lado, **el peak de generación se produce entre las 20:00 y 22:00 horas**, representando entre el 4,4% y 4,5% del total, en tanto que el menor consumo se registra entre las 3 y 5 horas de la madrugada, con 3,6% y 3,7% del consumo, respectivamente.

A nivel de fuente energética, la **tecnología hidráulica se concentra en la región de Biobío (41%) y Maule (30%)**, mientras que la **energía solar se concentra en Antofagasta (38%) y Atacama (29%)**, y la **eólica está más distribuida concentrándose entre Antofagasta-Atacama (40%) y Biobío-La Araucanía (35%)**.

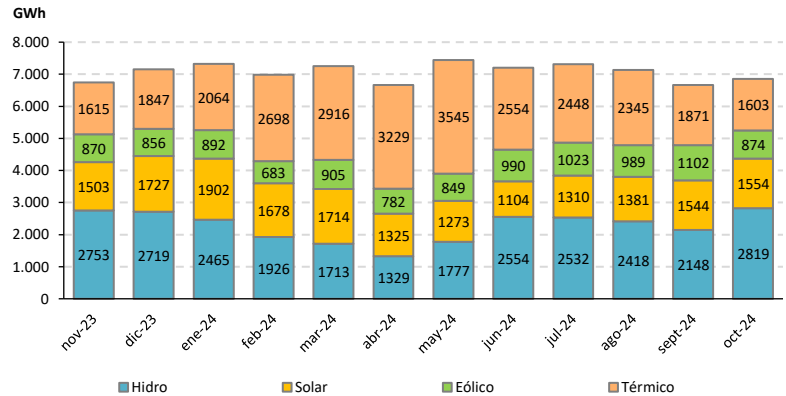
El reporte indica que la generación térmica proveyó el 31% de la energía eléctrica de Chile, donde el carbón se concentra principalmente entre Antofagasta y Atacama (79%), encontrándose también instalaciones en Valparaíso y Biobío.

Por su parte, el Gas Natural se ubica en donde está la demanda. Antofagasta (36,6%) y Valparaíso-Región Metropolitana (62%), mientras que se señala que la generación con petróleo no fue relevante (0,6%) del total concentrada en el Biobío.

Fuente: Electrominería (08/11/2024)

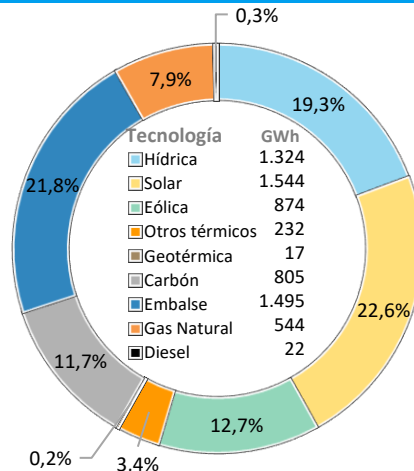
ESTADÍSTICAS OCTUBRE 2024

Generación SEN últimos 12 meses



Fuente: Coordinador Eléctrico

COMPOSICIÓN DESPACHO SEN OCTUBRE 2024

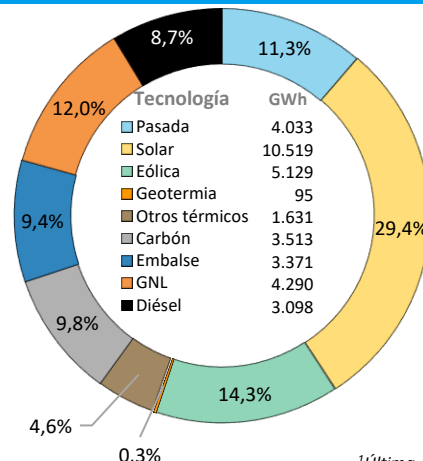


Despacho de generación (GWh)

Hidro	2.819
Térmico	1.603
Eólica	874
Solar	1.554
Geotérmica	17
Total	6.867

Fuente: Coordinador Eléctrico

CAPACIDAD INSTALADA SEN SEPTIEMBRE¹ 2024



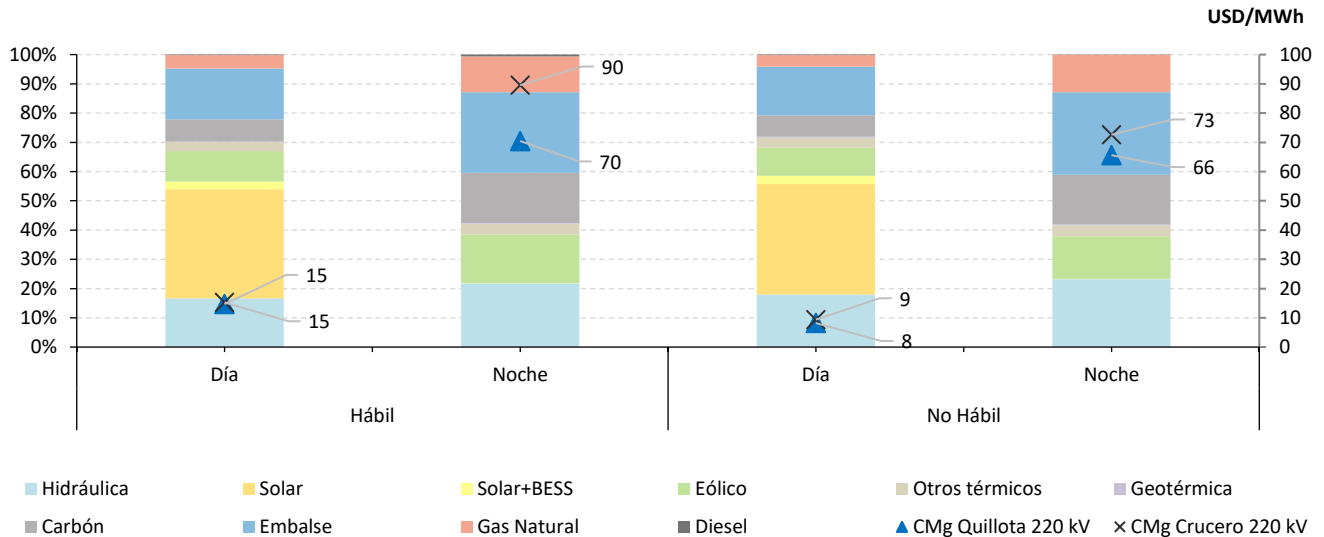
Capacidad Instalada SEN (MW)

Hidro	7.403
Térmico	12.646
Eólica	5.129
Solar	10.519
Geotérmica	95
Total	35.791

Fuente: Coordinador Eléctrico

¹Última actualización del CEN de Septiembre 2024

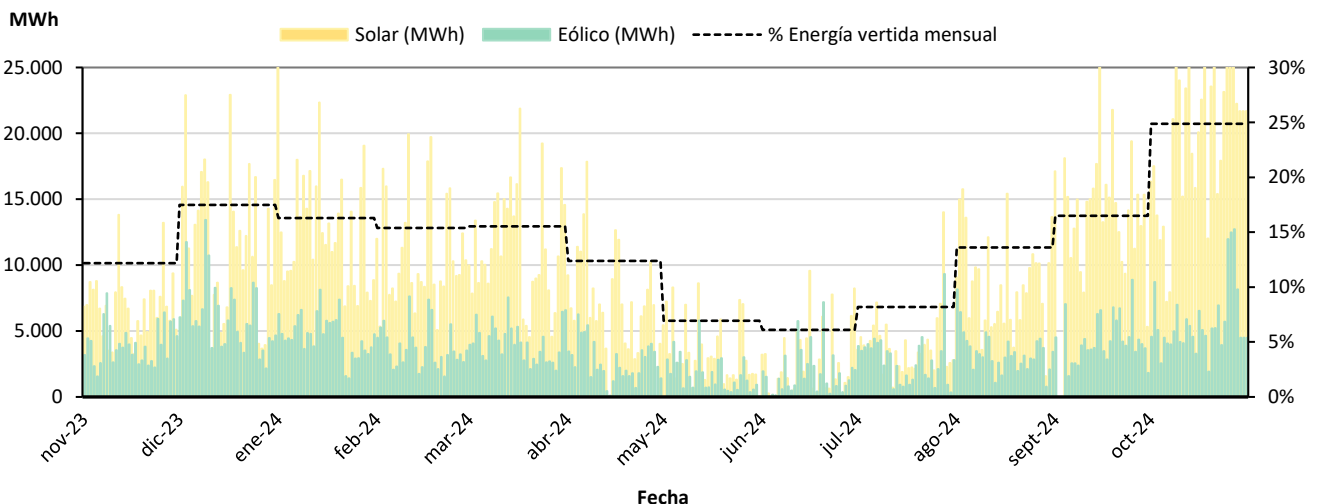
Generación por tecnología y costos marginales en Quillota 220 kV y Crucero 220 kV, Octubre 2024



Fuente: Coordinador Eléctrico

En el gráfico anterior se puede observar el promedio de la participación de generación por tecnología para día hábil y no hábil (los días considerados como “no hábiles” incluyen sábado, domingo y festivos), haciendo la separación entre bloques horarios con aporte solar y no solar (bloque de día desde las 6:00 hasta las 21:59 hrs.). En periodos nocturnos se consideró las centrales híbridas (Solar + BESS) que se encuentran actualmente en operación (Andes Solar II-A, Andes Solar II-B, Andes Solar IV, Coya, Diego de Almagro Sur, Don Humberto, El Manzano, Salvador, San Andrés, Tamaya, Uribe Solar), lo cual permite tener aporte de energía solar durante la noche. A su vez, se muestra el promedio del costo marginal para las barras Crucero 220 kV y Quillota 220 kV.

Reducción ERNC mensual durante la Operación en Tiempo Real, Nov. 2023 – Oct. 2024

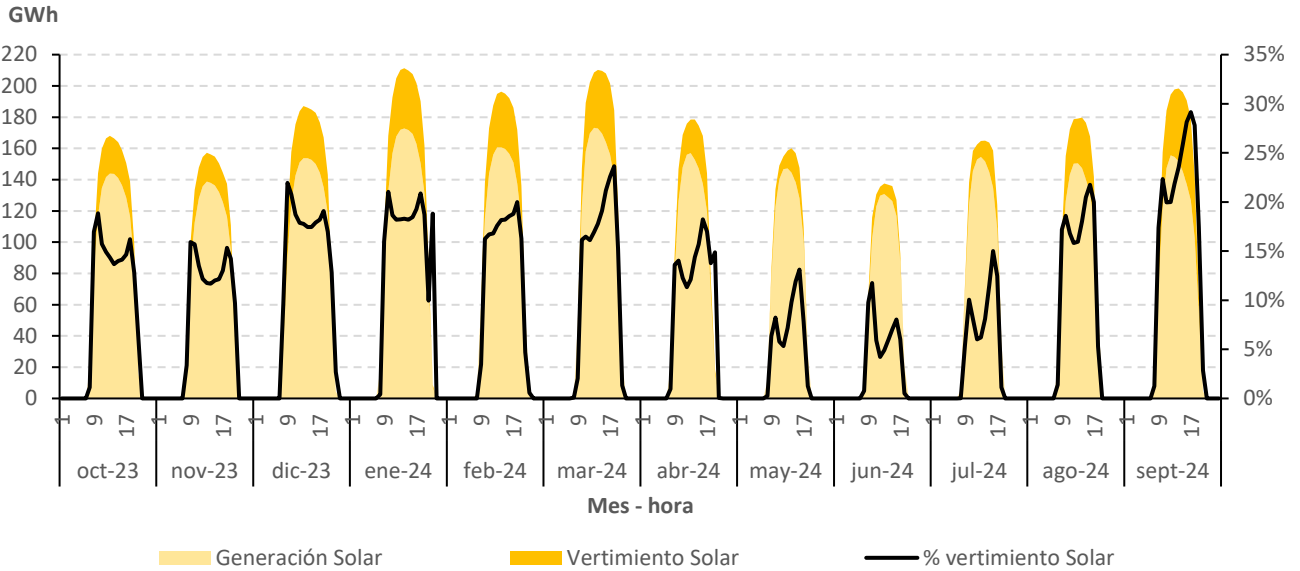


Fuente: Coordinador Eléctrico

El gráfico anterior presenta la cantidad de energía diaria reducida de centrales eólicas y solares que se ha presentado desde noviembre del año 2023 hasta octubre² 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.

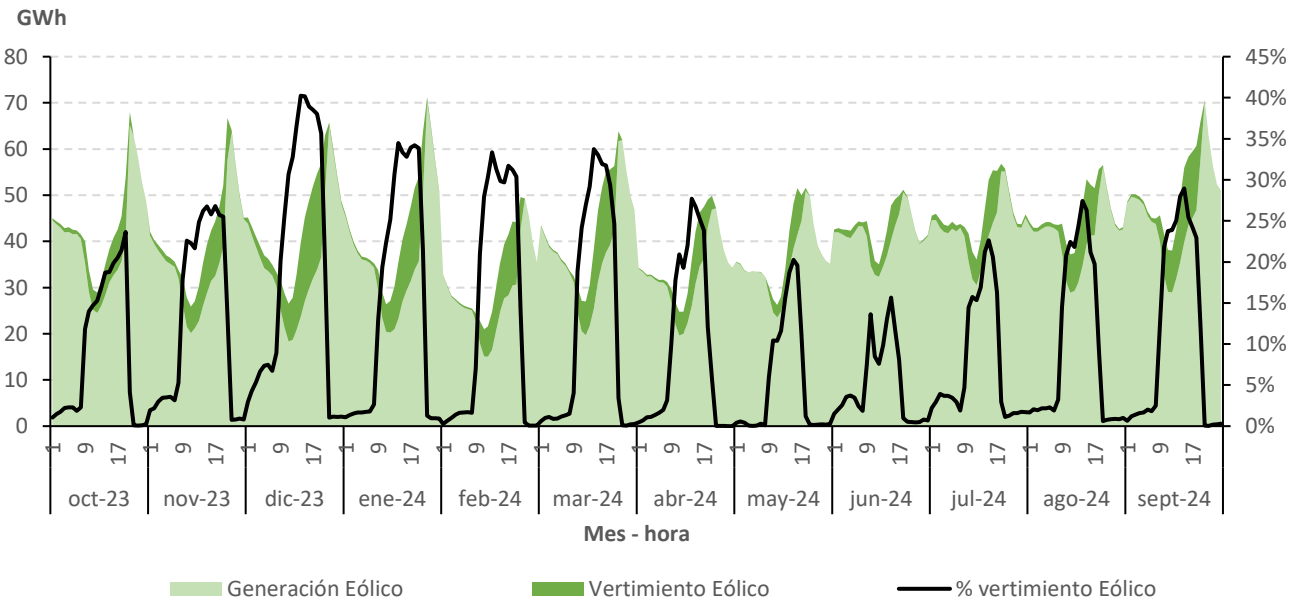
²La reducción ERNC durante la Operación en Tiempo Real (OTR) de octubre 2024 corresponde a la exhibida en los **Informes Diarios de Novedades al Centro de Despacho de Carga (CDC)** del Coordinador Eléctrico Nacional.

Reducción de energía Fotovoltaica mensual horaria, Octubre 2023 – Septiembre³ 2024



Fuente: Coordinador Eléctrico

Reducción de energía Eólica mensual horaria, Octubre 2023 – Septiembre 2024



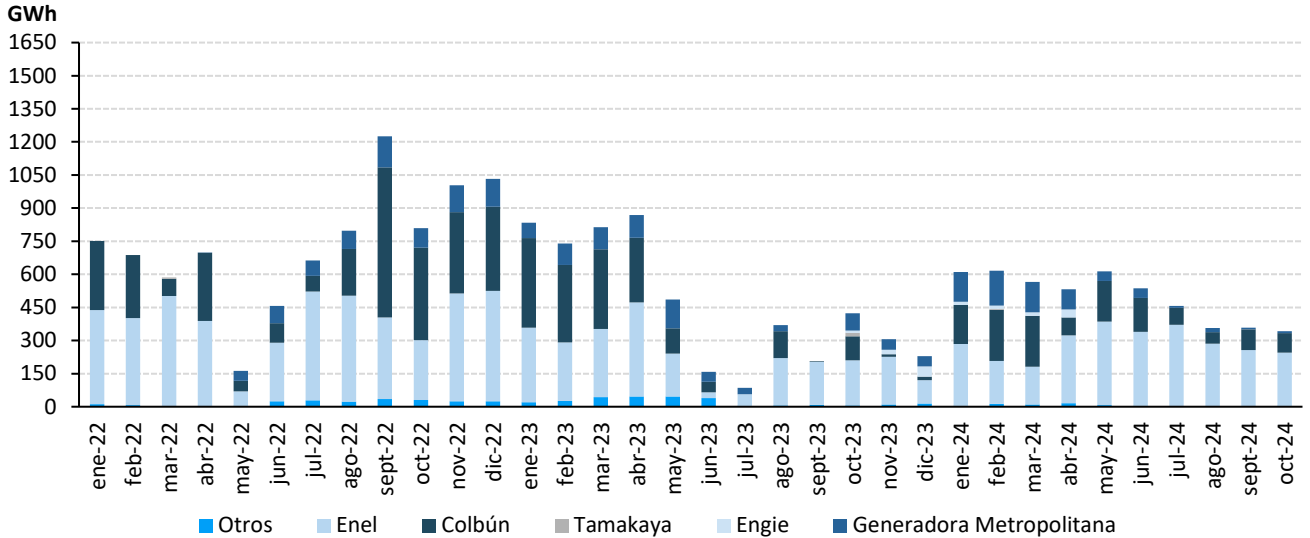
Fuente: Coordinador Eléctrico

Los gráficos muestran la reducción de energía y la generación horaria de las centrales solares y eólicas en el periodo comprendido entre Octubre 2023 y Septiembre 2024 (último mes actualizado con valores reales del SEN). Adicionalmente, se presenta el porcentaje de vertimiento de cada tecnología en relación con su generación.

Se observa que los meses con mayor porcentaje de vertimiento son también los que aportan una mayor cantidad de generación renovable al Sistema.

³ Últimos datos definitivos publicados por el Coordinador a Septiembre 2024.

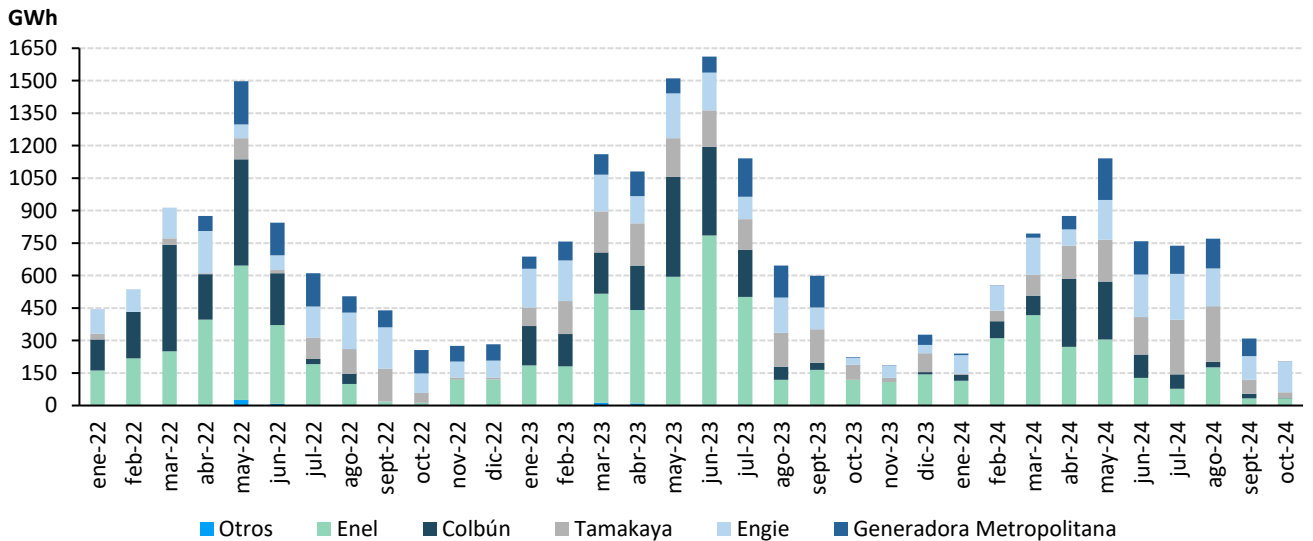
Generación histórica Gas Natural Argentino



En octubre de 2024 se generaron **341,6 GWh** en base a Gas Natural Argentino, de los cuales un **70%** se atribuye a **Enel**, un 25,9% a Colbún, un 2,5% a Generadora Metropolitana, y el 1,5% restante es atribuible a otras empresas.

Fuente: Coordinador Eléctrico

Generación con GNL desde terminales Quintero y Mejillones



En octubre de 2024, la generación de centrales en base a GNL asociadas a los terminales Quintero y Mejillones fue de **202,4 GWh**, lo que representó el **7,9% de la generación total del SEN**. De estas inyecciones, un **69,8%** es atribuible a la empresa **Engie**, un 15,3% a Enel, un 12,7% a Tamakaya, un 1,2% a Colbún, y el 0,2% restante se atribuye a otras empresas.

Fuente: Coordinador Eléctrico

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

Precio Nudo Quillota 220 kV	68,4
Precio Nudo Crucero 220 kV	78,1
PMM SEN	101,8

Fuente: CNE

Costos marginales promedio Octubre 2024 (\$/kWh)

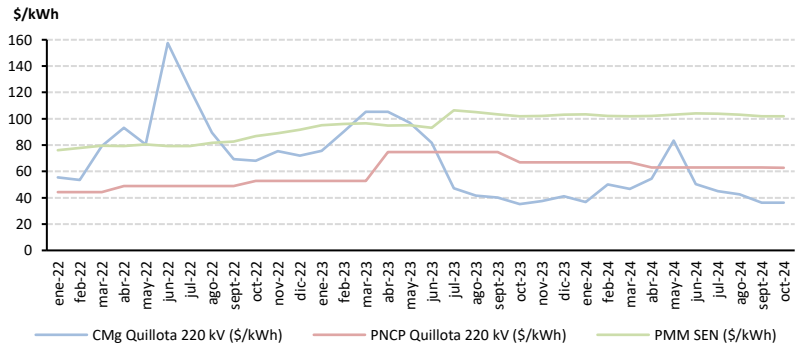
Crucero 220 kV	43,5
Cardones 220 kV	41,5
Pan de Azúcar 220 kV	40,5
Quillota 220 kV	36,3
Charrúa 220 kV	24,9
Puerto Montt 220 kV	44,2

Fuente: Coordinador Eléctrico

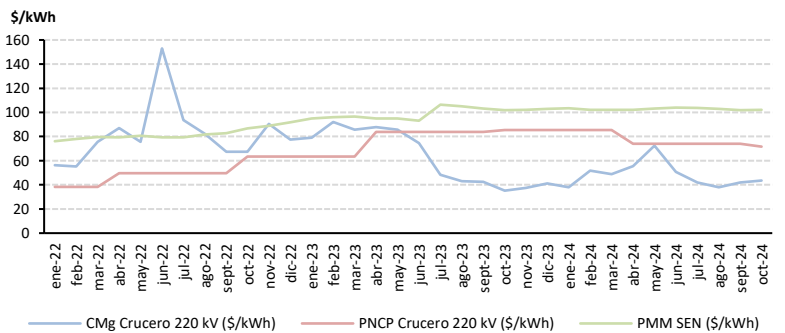
* En los gráficos a la derecha, los Precios Medio de Mercado corresponden al PMM del SEN.

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: Plan de Expansión de la Transmisión 2023 contempla 45 obras, con una inversión total de US\$389 millones

La Comisión Nacional de Energía (CNE), a través de la Resolución Exenta N°562, aprobó el Informe Técnico Definitivo del Plan de Expansión Anual de la Transmisión para el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) correspondiente al año 2023, dando así cumplimiento a lo establecido en los artículos 87° y 91° de la Ley.

El referido Plan de Expansión 2023 contempla un total de 45 obras de transmisión, cuya inversión asciende a un total referencial de US\$389 millones.

En el caso del Sistema de Transmisión Nacional, se presenta un total de 10 obras de expansión, cuya inversión asciende a un total aproximado de US\$52 millones, de las cuales 9 son ampliaciones de instalaciones existentes, por un monto cercano a US\$30 millones, mientras que se contempla 1 obra nueva, por un total de US\$22 millones aproximadamente.

En materia de Transmisión Zonal, se presenta un total de 35 obras de expansión, cuya inversión asciende a un total aproximado de US\$337 millones, de las cuales 22 son ampliaciones de instalaciones existentes, por un monto de US\$110 millones aproximadamente, en tanto que 13 corresponden a obras nuevas, por un total de US\$227 millones aproximadamente.

Se estima que las obras contenidas en el presente informe iniciarán su construcción a partir del primer semestre de 2026.

“El informe técnico definitivo del proceso de expansión 2023 incorpora obras de expansión que, una vez licitadas, construidas y puestas en operación, permitirán garantizar el abastecimiento, mejorar los costos operacionales y robustecer los Sistemas de Transmisión Nacional y Zonal, especialmente en la zona norte y sur del Sistema Eléctrico Nacional”, sostuvo la autoridad.

Entre las obras destacadas por Mancilla se encuentra la obra “Nuevo sistema de control de flujo para tramos 220 kV Ciruelos–Nueva Pichirropulli”, que consiste en la instalación de equipos de control dinámico de flujo de potencia basados en tecnologías tipo FACTS, “para optimizar la utilización de las líneas de transmisión de la zona sur, aumentando la capacidad de transferencia por estos corredores y reducir los costos operacionales del sistema”.

Fuente: Comisión Nacional de Energía (22/10/2024)

Balance ERNC Septiembre 2024

Total retiros afectos a obligación (GWh)	6.058
Obligación ERNC (GWh)	999
% Obligación ERNC respecto a retiros afectos a obligación	16,5%
Inyección ERNC (GWh)	2.826
% Inyecciones ERNC respecto a retiros afectos a obligación	42,8%

Fuente: Coordinador Eléctrico

NOTICIAS

Zona norte del sistema eléctrico aporta 41,3% de generación bruta durante el presente año

Entre enero y julio del presente año, la zona norte del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), entre Arica-Parinacota y Coquimbo, ha aportado un **41,3% de la generación eléctrica total**, de la cual **55,8% proviene de fuentes energéticas renovables**, especialmente solares fotovoltaicas y eólicas, según señala el Reporte de Mercados Eléctricos del Ministerio de Energía.

De acuerdo con los datos del documento, después viene la zona centro del SEN, entre Valparaíso y El Maule, con una participación de 33,9%, donde el 54,6% corresponde a lo generado por centrales de energías renovables, donde las centrales hidráulicas tuvieron un rol relevante, mientras que la zona sur -entre las regiones de Ñuble y Los Lagos- registra 24,8%, dentro de lo cual el 82,6% viene de unidades renovables, especialmente hidráulicas y eólicas.

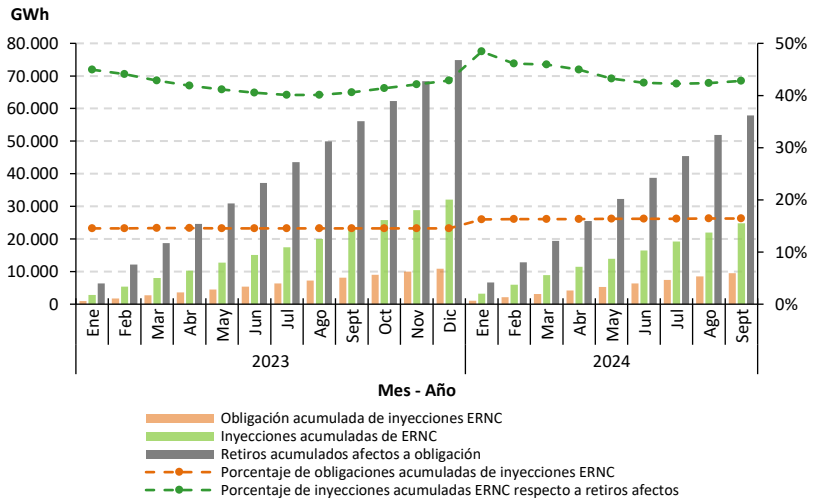
El reporta también destaca que la participación horaria promedio de la tecnología solar y de la eólica en julio llegó a 31%, representando un aumento de 5% respecto a igual mes del año pasado.

En cuanto al nivel de los costos marginales, en julio se anotó una disminución en las barras Crucero (-25%), Quillota (-19%) y Puerto Montt (-14%), respecto a julio de 2023.

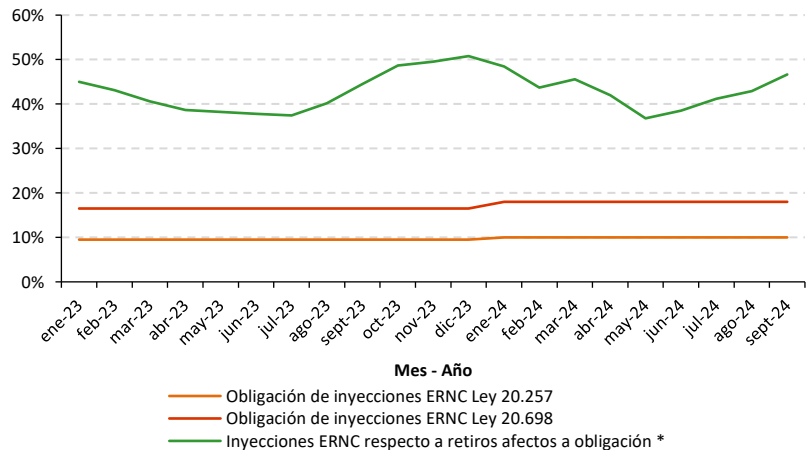
Fuente: Electro Minería (14/10/2024)

BALANCE ERNC SEPTIEMBRE 2024

Obligación acumulada de inyecciones ERNC, inyecciones acumuladas de ERNC y retiros acumulados afectos a obligación desde Enero 2022 hasta Septiembre 2024



Porcentaje de inyecciones ERNC respecto de retiros afectos a obligación



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 septiembre 2024, corresponden a **57.929 GWh**.

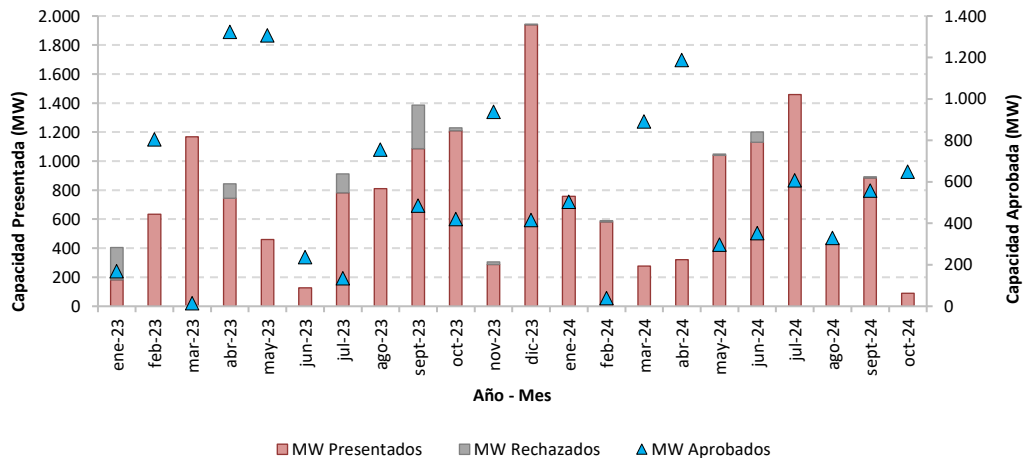
La obligación acumulada de inyecciones ERNC en el mes de septiembre 2024 correspondió a **9.507 GWh**, lo que corresponde a un **16,5%** respecto de los retiros afectos en el mismo periodo.

Por otra parte, las inyecciones acumuladas de ERNC septiembre 2024, fueron de **24.794 GWh**, lo que corresponde a un **42,8%** 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, aprobados y rechazados en el SEIA hasta Octubre 2024



Estado de Proyectos

A partir de los datos estadísticos registrados en la plataforma electrónica del SEIA (e-SEIA), en octubre de 2024 ingresaron un total de **90 MW** de potencia. Se registraron **649,3 MW** aprobados.

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos del SEIA

Principales proyectos en proceso de calificación en el SEIA en Octubre 2024

Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Parque Solar BESS Cuyumillaco	CHUCAO SOLAR SPA	90	Solar + BESS	21-10-2024

Principales proyectos aprobados por el SEIA en Octubre 2024

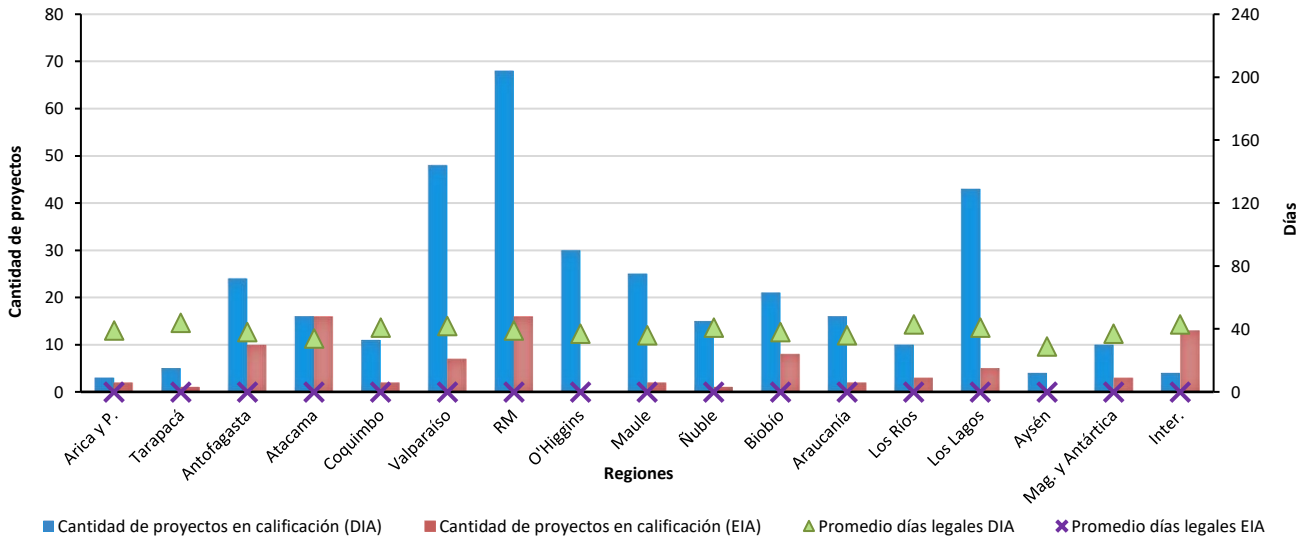
Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
La Mocha Solar	LA MOCHA SOLAR SPA	160	Solar	23-10-2023
Parque Eólico El Almendro	Bioenergías Forestales SpA	144	Solar	29-04-2022
Parque Fotovoltaico Cronos Solar	CVE PROYECTO CINCUENTA Y TRES SPA	4,2	Solar	21-11-2023
Solar Ray 1	Solar Ray 1 SpA	44	Solar	23-05-2023
Parque Solar La Totora	PARSOSY SUNNA SpA	84,6	Solar	20-06-2022
Parque Fotovoltaico Sol del Sur SG	Sol del Sur SG SpA	9	Solar	24-01-2024
Parque Fotovoltaico Santa Ana del Pangal	PER POMERAPE SPA	9	Solar	22-12-2023
Planta Fotovoltaica Chieti Solar	Chieti Solar SpA	9	Solar + BESS	24-01-2024
Parque Fotovoltaico Polpaico Solar	ESMERALDA SOLAR SPA	9	Solar	18-08-2023
El Cerrillo Solar	CERRILLO SOLAR SPA	88	Solar	21-12-2023
Parque Fotovoltaico Nueva Paillaco	ENERGIA RENOVABLE LAPISLAZULI SPA	4,5	Solar + BESS	24-01-2024
Parque Fotovoltaico Andino Los Maitenes	Andino Los Maitenes SPA	84	Solar	21-08-2023

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 septiembre de 2024. (*última actualización del SEIA a septiembre 2024)



Fuente: Reporte Estadístico mensual de Proyectos en el SEIA

NOTICIAS

CNE actualiza proyecciones de demanda eléctrica e informa calendario de licitación de suministro

La Comisión Nacional de Energía (CNE) emitió la resolución en que se aprueba el Informe Final de Licitaciones de Suministro Eléctrico, donde se actualizan las proyecciones de la demanda eléctrica al año 2044, que estima **una tasa media anual de crecimiento de 2,8%**, además de la futura realización de cuatro procesos licitatorios, desde 2025 a 2028, que buscan adjudicar un total de 22.500 GWh.

El documento señala la proyección de los procesos de licitación de suministro que deberán realizarse dentro de los próximos cuatro años, en concordancia con las necesidades de suministro de las empresas distribuidoras.

Es así como **para el próximo año se contempla efectuar una licitación de suministro por un total de 2.000 GWh-año, mientras que para el año 2026 se proyecta llevar adelante un proceso de licitación**, que considere 3 bloques de energía que inicien su suministro entre los años 2029 a 2031, por un volumen de energía de 1.300 GWh, 1.000 GWh y 3.400 GWh, respectivamente.

Para 2027 contempla realizar una licitación con bloques de suministro que inicien entre 2032 y 2033 por un monto total de 8.800 GWh al año, en tanto que para 2028 se prevé licitar un total de 6.000 GWh, con inicio de suministro a contar de 2034.

A partir de la información de la proyección de demanda a nivel nacional y los niveles de contratación, el informe también muestra las proyecciones de las necesidades de suministro de las empresas distribuidoras, detallando que para el corto plazo las necesidades de suministro se encuentran cubiertas solo hasta el año 2026.

“Sin embargo, para el período 2027-2029 existen requerimientos netos de energía, dado que los excedentes totales de energía no logran cubrir los déficits que se presentan durante dichos años. En consecuencia, resulta necesario licitar las necesidades de suministro a corto plazo, atendido que los excedentes de energía no alcanzan a cubrir el déficit previsto”, indica el informe.

Asimismo, para los años 2030 en adelante, el documento de la CNE proyecta un déficit neto relevante no cubierto por los contratos existentes, por lo que se requiere de procesos licitatorios que solventen esas necesidades de suministro.

Fuente: La Tercera (04/11/2024)



Plan de obras de generación SEN, ITD de PNCP, Segundo Semestre de 2024

Según el Informe Técnico Definitivo del Segundo Semestre de 2024, se proyecta una capacidad instalada adicional de **20.128 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 **1.026 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.

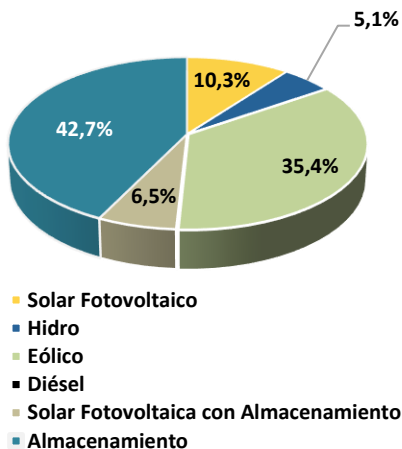
Para el año 2034, se estima una capacidad adicional de **2.082 MW** en instalaciones solares y **1.303 MW** en sistemas de energía solar con almacenamiento.

Por otra parte, se anticipa una capacidad adicional de **7.120 MW** para las centrales eólicas hasta el año 2034.

Por último, se calcula una capacidad de almacenamiento de **8.585 MW**.

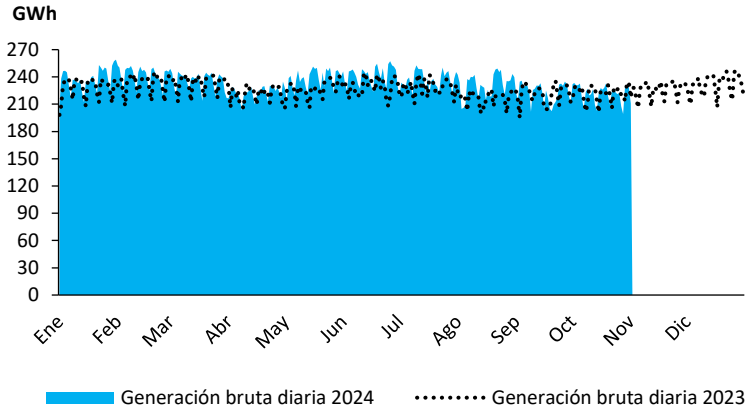
Fuente: ITD Segundo Semestre 2024, CNE

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



Fuente: ITD Segundo Semestre 2024, CNE

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



Fuente: Coordinador Eléctrico

Demanda máxima horaria del SEN (MW)

2019	10.793
2020	10.907
2021	11.303
2022	11.906
2023	11.549

Fuente: Coordinador Eléctrico

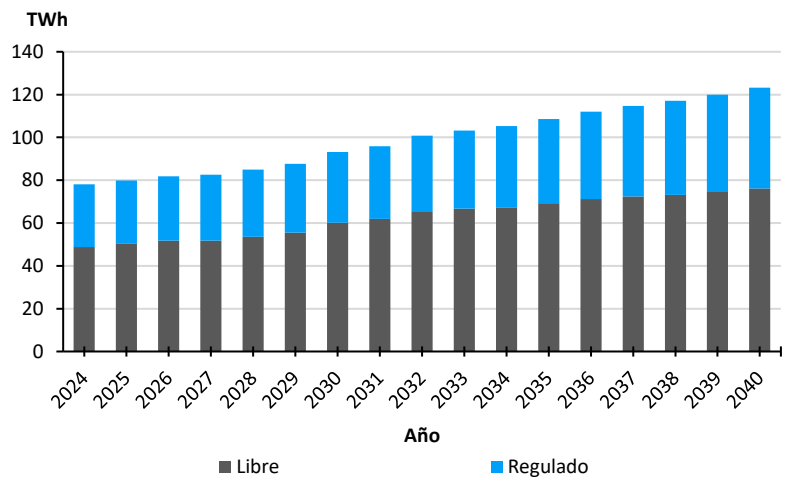
Capacidad Octubre* 2024 y recomendada a instalar al año 2034 (MW)

	Sept. 2024	Rec. 2034
Eólica	5.129	7.120
Geotermia	95	0
Hidro	7.403	1.026
Solar	10.519	2.082
Térmico	12.646	11
Solar FV + BESS	0	1.303
Almacenamiento	0	8.585
Total	35.791	20.128

Fuente: ITD Segundo Semestre 2024, CNE

*Última actualización del CEN de Septiembre 2024

Demanda proyectada del SEN (TWh)



Fuente: ITD Segundo Semestre 2024, CNE



CENTRALES EN ETAPA DE PUESTA EN SERVICIO

Central	Capacidad (MW)	Entrada en operación estimada	Central	Capacidad (MW)	Entrada en operación estimada
Don Humberto (Solar)	81	Nov-24	Tamarico (Solar)	165	Dic-24
Punta de Talca (Solar)	80	Dic-24	Los Cóndores (Pasada)	150	Dic-24



NOTICIAS

Enel inicia operación comercial de sistema de almacenamiento de El Manzano

Enel informó que se dio inicio a la operación comercial del sistema de almacenamiento de El Manzano en la Región Metropolitana. Esto, tras recibir la autorización del Coordinador Eléctrico Nacional.

Este es el primer clúster energético de Enel en la Región Metropolitana, que permite almacenar energía 100% renovable cerca de los grandes centros de consumo. El sistema combina tecnologías de generación fotovoltaica bifacial y de almacenamiento, según detalló la empresa en un comunicado.

“Un proyecto híbrido a escala industrial de este tipo nos permite generar eficiencias en la utilización del recurso producido, debido a que al estar inserto en una zona urbana, tiene la capacidad de conectarse directamente a la red de distribución de la región y de esta forma, permitir que la energía tanto generada como también almacenada, pueda ser utilizada en distintos horarios, optimizando al máximo el uso del recurso solar” dijo el gerente general de Enel Chile.

La compañía sostuvo además que, gracias a la estrategia de hibridación de centrales renovables de la compañía, la operación conjunta del sistema BESS y parque fotovoltaico del clúster energético El Manzano, permitirá inyectar anualmente del orden de los 226 GWh de energía renovable al Sistema Eléctrico Nacional, equivalente a alimentar alrededor de 75 mil hogares chilenos, evitando la emisión de cerca de 182 mil toneladas de CO2 por año.

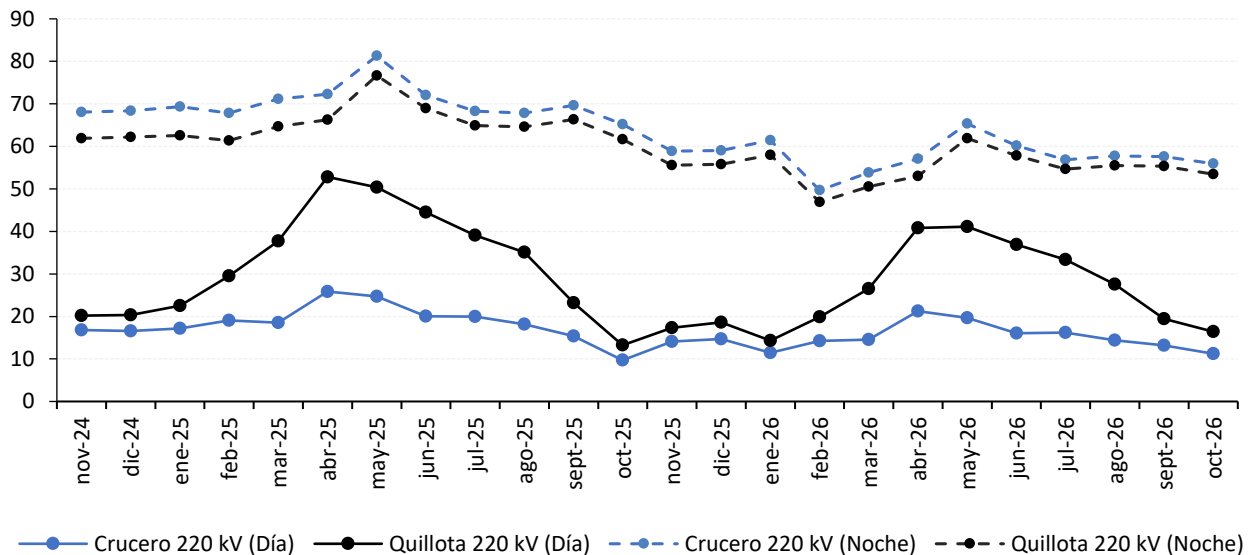
Por otro lado, va a ser posible gestionar del orden de los 44 GWh anuales, permitiendo trasladar la generación renovable a las horas de mayor consumo y con menor recurso solar disponible.

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.

US\$/MWh



ÁREAS DE TRABAJO

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

www.valgesta.com

En la figura anterior se puede observar la proyección promedio de costos marginales para el periodo 2024 - 2026. Asimismo, se muestra que para los próximos meses del presente año se proyectan precios cercanos a los **20 US\$/MWh** durante las horas del día, y de **63 US\$/MWh** para las horas de la noche. Además, se observa que el costo marginal más bajo en horario solar se presentaría en el mes de octubre, llegando a un valor de **9,7 US\$/MWh**.

Además, el gráfico permite evidenciar que, considerando todas las posibles condiciones, para los próximos dos años durante el día en la barra Crucero 220 kV es **16,8 US\$/MWh** y en la barra Quillota 220 kV es **29,2 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.

Respecto al periodo nocturno, el costo marginal para la barra Crucero 220 kV es de **64 US\$/MWh** y en la barra Quillota 220 kV es **60 US\$/MWh**.

Los precios proyectados están condicionados al aporte hídrico y generación ERV. Es decir, si hay una menor cantidad de lluvia, los costos marginales tenderían a aumentar. De igual forma, si la generación ERV es baja, se tendrá baja disponibilidad de un recurso cuyo costo variable es bajo (prácticamente nulo) y su reemplazo por despacho de tecnologías de mayor costo variable (principalmente térmicas) tenderían a aumentar los costos marginales.

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.

Fuente: Valgesta Energía



VALGESTA
NUEVA ENERGÍA



VALGESTA.COM

valgesta@valgesta.com
Alonso de Córdova 5900,
Of. 402, Las Condes
(+56 2) 3246 9922