

BOLETIN INFORMATIVO

AÑO 14 | Nº12 | DICIEMBRE 2024

VALGESTA.COM

contacto@valgesta.com Alonso de Córdova 5900, of. 402, Las Condes (+56 2) 2224 9704 Por: Ramón Galaz, Director Ejecutivo Valgesta Nueva Energía Andrés Romero, Director Valgesta Nueva Energía, Secretario Ejecutivo CNE 2014-2018

Lo bueno, lo malo y nuestros deseos para el 2025

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

En nuestra editorial de diciembre del año pasado, decíamos que el rótulo del año era "Gracias San Isidro", porque la disponibilidad hídrica del 2023 correspondía a uno de los años más lluviosos registrados en los últimos años.

Según los más recientes datos publicados por el Coordinador Eléctrico Nacional, el promedio de excedencia que se espera para el año hidrológico 2024–2025 se ubica en un 55%, tratándose del mejor escenario visto desde la temporada 2009-2010, cuando el promedio fue de 53%, y una importante variación respecto a 2023-2024, cuando se ubicó en 74%, es decir, en un nivel más seco.

Por su parte, la energía solar y eólica marcaron nuevamente récords, ya que hasta noviembre de este año la generación solar representó un 21,4% y la eólica un 12,9% del total de generación en el país. Sumando las demás fuentes renovables, más de 2/3 de la generación eléctrica provino de fuentes renovables.

De esta manera, nuestro rótulo para el 2024 es "Renovabiles Habemus", ya que la energía renovable nuevamente es una de las "marcas" de nuestro sistema eléctrico (como hace unas décadas atrás), lo que nos permite tener energía cada día más limpia, eficiente y propia, con costos marginales promedio día de 20,5 US\$/MWh y noche 72,5 US\$/MWh, para la barra Quillota 220 kV, y promedio día de 14,0 US\$/MWh y noche de 75 US\$/MWh para la barra Crucero 220 kV.

Por otra parte, este 2024 se recordará como el año en que dimos un paso adelante, pero también varios pasos hacia atrás. En específico, se puede catalogar como el año de la "regularización de las tarifas y la herejía regulatoria", tal como lo señalamos en nuestra editorial de septiembre pasado.

Partamos por lo bueno

En cuanto a los hechos positivos que han marcado el año 2024, queremos destacar lo siguiente:

• La generación renovable nuevamente marca récords de generación en Chile, alcanzando a la fecha un total del 69,6% del total acumulado al año 2024. Es importante indicar que hubo días del año en que esta generación alcanzó una participación del 88,9% (25 de octubre), lo que sin duda es una muy buena noticia. Esto es relevante no sólo por el cumplimiento de nuestros objetivos en materia de cambio climático y de reducción de emisiones locales, sino que nos permite ser más competitivos en materia de exportaciones, ya que los clientes libres que deben competir en el extranjero con la huella de carbono de sus productos pueden celebrar contratos de largo plazo con certificados de energía verde.



Lo bueno, lo malo y nuestros deseos para el 2025

- La entrada en vigencia del DS 70/2023 impulsó decididamente el desarrollo de sistemas de almacenamiento. En efecto, la capacidad instalada en operación actualmente alcanza los 929 MW, correspondiente al 7,7% de la demanda máxima, lo que equivale a contar con 3,8 GWh de energía gestionable aproximadamente, mientras que se encuentran en construcción otros 1500 MW, que se espera estén operativos a fines del próximo año, alcanzando un total de 2438 MW en sistemas de almacenamiento, equivalentes al 20,15% de la demanda máxima del sistema. Esto permitirá reducir los costos marginales de noche y aliviar, en parte, los vertimientos de energía renovables en el día.
- Regularización de las cuentas eléctricas para clientes regulados mediante la ley 21.667, de abril de 2024.
 Mediante esta ley, comenzó el proceso de regularización de tarifas eléctricas, de tal manera de que éstas reflejen de manera efectiva el precio promedio ponderado de los contratos, poniendo fin a cinco años de "congelamiento" tarifario que acumuló más de USD 6.000 millones en deuda.
- Subsidio a la cuenta de electricidad de las familias más vulnerables. Sin duda que resulta destacable que la ley también contempló un subsidio para enfrentar el aumento de las tarifas eléctricas, el que se proyectó en un 60% entre los meses de junio de 2024 y enero de 2025. Era imperioso buscar una solución para aquellas familias que les resulta muy difícil pagar la cuenta eléctrica.
- Elaboración para consulta pública del "Plan de descarbonización", el que tiene por objeto establecer una hoja de ruta con acciones y medidas que en su conjunto materialicen las condiciones necesarias para alcanzar un sistema eléctrico descarbonizado, resiliente y que opere de manera eficiente. Lo destacable de este plan, más allá de los ajustes que se puedan realizar, es que busca sustentar las decisiones en análisis técnicos que viabilicen el desarrollo del plan, lo que sin duda es necesario y razonable, junto con orientar las acciones del sector público y privado para los próximos años.

Lo malo

- Retroceso en el mercado de licitaciones de suministro para clientes regulados: La licitación de suministro
 para clientes regulados ha evidenciado una preocupante falta de participación, con sólo cinco ofertas
 presentadas en 2023 y un impacto directo en los precios a largo plazo. Este fenómeno se relaciona con un
 creciente riesgo regulatorio por incertidumbre asociada a deficientes políticas públicas como las leyes de
 congelamiento de tarifas, entre otros.
- Alza de tarifas eléctricas: El descongelamiento de tarifas, resultado de acumulaciones de deudas tarifarias cercanas a los seis mil millones de dólares, ha generado un aumento significativo de aproximadamente un 40% en las cuentas de electricidad. Este incremento está afectando directamente a los consumidores,



Lo bueno, lo malo y nuestros deseos para el 2025

principalmente aquellos más vulnerables. Si bien la solución vía subsidio a la cuenta logró disminuir en parte el problema, la propuesta de ampliar los subsidios, aunque bien intencionada, ha sido cuestionada por sus fundamentos jurídicos y por los riesgos de sostenibilidad financiera que representa. El diseño propuesto podría comprometer la estabilidad del mercado y generar distorsiones a largo plazo que no son deseables para nuestro país.

- Propuestas regulatorias controversiales: La iniciativa legal de transición energética contemplaba un complejo mecanismo para forzar al mercado para incorporar sistemas de almacenamiento (lo que finalmente fue rechazado); la propuesta inicial de cambio normativo para los PMGD, tomando un "LCOE" como base para determinar los precios de este tipo de proyectos, y ahora último, el proyecto de ley que busca financiar un aumento de cobertura el subsidio eléctrico, el cual ha generado fuertes críticas de carácter transversal, debido a su viabilidad técnica y al precedente que establece para la definición de políticas públicas a futuro con el "principio de autocontención". Este tipo de medidas genera un desincentivo a las inversiones e incertidumbre en un segmento clave para el desarrollo económico del país, ya que representa una expropiación regulatoria que podría generar un precedente nefasto para el desarrollo del mercado eléctrico.
- Opacidad en la toma de decisiones, ya que, en procesos regulatorios claves para el sector, la autoridad no ha presentado los antecedentes que demuestren los impactos sobre los distintos agentes, la relación de costo efectividad de las medidas planteadas y la razón de su elección, junto con las memorias técnicas de los análisis que sustentan la decisión. Esto lo hemos visto en el cálculo de potencia de suficiencia para sistemas de almacenamiento; el proyecto de ley que amplía el subsidio eléctrico (junto con presentarse de manera posterior al ingreso del proyecto, cuenta con una serie de falencias); el proyecto de ley de transición energética donde se modificaba la regla de los ingresos tarifarios con una discutible asignación entre clientes y generadores, entre otras, generó desconfianza y dificultó el diseño y la implementación efectiva de políticas que beneficien al sector.
- Atraso en los procesos tarifarios: Sin duda que el atraso existente en los procesos tarifarios en los segmentos de distribución y transmisión, que incluso llevan más de 2 y 3 años de retraso, está generando incertidumbre que afectará la planificación y ejecución de inversiones. Este contexto desincentiva la modernización de la infraestructura de transmisión y distribución, comprometiendo la capacidad del sistema para satisfacer la demanda y avanzar en la transición energética. Además, las tarifas desactualizadas distorsionan el mercado, provocando subsidios cruzados e ineficiencias operativas, lo que afecta tanto a las empresas como a los consumidores.



Lo bueno, lo malo y nuestros deseos para el 2025

Para los usuarios, estos atrasos suelen traducirse en alzas tarifarias de corto y largo plazo, cuando finalmente se ajustan los precios, generando con ello descontento social y presiones políticas.

A su vez, la falta de ingresos adecuados para las empresas concesionarias puede impactar negativamente en la calidad del servicio, ya que los recursos disponibles no permiten mantener ni renovar la infraestructura necesaria. Esto, combinado con congestiones en la red y limitaciones para la incorporación de las energías renovables, pone en riesgo la seguridad del suministro y la competitividad del sistema.

Finalmente, los atrasos afectan la percepción de estabilidad del marco regulatorio, un aspecto crítico para atraer inversiones en un sector altamente intensivo en capital. La falta de predictibilidad mina la confianza de los actores del mercado, lo que puede dificultar la captación de recursos para nuevos proyectos.

Lo que esperamos/deseamos

El 2024 deja lecciones fundamentales para nuestro sector. Si bien los avances en energía renovable son alentadores, es evidente que el país enfrenta desafíos regulatorios significativos. La incertidumbre generada por propuestas como las anteriormente descritas subraya la necesidad de fortalecer la estabilidad regulatoria y promover un diálogo entre todos los actores del sector y con evidencia técnica.

Es crucial que el Gobierno y las instituciones relevantes adopten un enfoque más proactivo para garantizar que las decisiones regulatorias estén respaldadas por análisis técnicos rigurosos y transparentes, junto con procesos tarifarios actualizados y respetuosos del marco regulatorio vigente. Solo así podremos asegurar un desarrollo sostenible y competitivo para el sistema eléctrico chileno, entregando mejores bases para lograr un proceso de transmisión energética eficiente y eficaz, acompañada de un mayor y mejor crecimiento de nuestro sector.

En un momento en que Chile busca liderar la transición energética en la región, creemos que debemos salir del "barro regulatorio" en el que nos encontramos, llevamos demasiado tiempo discutiendo de congelamientos, auto contenciones y distorsiones de mercado, debemos enfocarnos en los "grandes temas" que posibilitarán una transición energética segura y eficiente: los cambios a la distribución eléctrica para mejorar la calidad del servicio y descentralizar la transición energética; cambio al mercado mayorista, pasando a un mercado de ofertas; y perfeccionar el mecanismo de licitaciones de clientes regulados, para volver hacerlo atractivo, junto con mejorar el mercado de la comercialización para clientes que pueden negociar su suministro, con mayor información para los agentes.





NOTICIAS

Planificación Energética de Largo Plazo 2023-2027: presentan informe final

El Ministerio de Energía presentó el informe final de la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) 2023-2027, una herramienta estratégica para guiar el desarrollo del sector energético del país en los próximos 30 años.

Este proceso, que se lleva a cabo cada cinco años, busca integrar proyecciones de demanda y oferta, infraestructura de transmisión y participación ciudadana para garantizar un sistema energético seguro, eficiente y resiliente.

El lanzamiento del reporte contó con la participación del subsecretario de Energía, Luis Felipe Ramos, quien subrayó que la planificación a largo plazo garantiza un suministro energético seguro, eficiente y sostenible. A su vez, Álex Santander, jefe de la División de Planificación Estratégica y Desarrollo Sostenible de la cartera, explicó las estrategias implementadas a lo largo de la elaboración de la PELP.

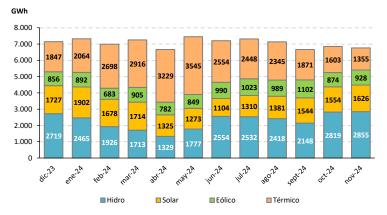
Durante la audiencia pública final del proceso se realizó el panel "El rol de la planificación estratégica en la transición energética", que contó, entre otros, con la intervención de Javier Tapia, director ejecutivo de Transmisoras de Chile. El líder gremial destacó la necesidad de elaborar la PELP, para poder enfrentar el actual déficit de transmisión de 3.000 MW. "Esta planificación entrega información crucial para la toma de decisiones en política pública y regulación, legitimando una visión de largo plazo en el sector energético", expresó.

La Planificación Energética de Largo Plazo constituye una hoja de ruta no solo para el desarrollo energético, sino también para fortalecer participación ciudadana en decisiones estratégicas. En tal sentido, Tapia señaló que este instrumento permite definir refuerzos expansiones la en red de transmisión, consolidando el compromiso del país con la sostenibilidad.

Fuente: Revista Electricidad (16/12/2024)

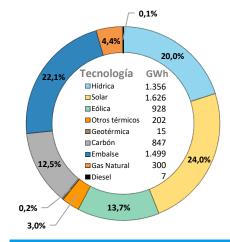
ESTADÍSTICAS NOVIEMBRE 2024

Generación SEN últimos 12 meses



Fuente: Coordinador Eléctrico

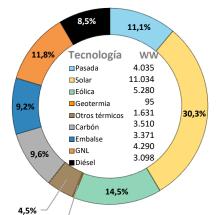
COMPOSICIÓN DESPACHO SEN NOVIEMBRE 2024



Despacho de generación (GWh)			
Hidro	2.855		
Térmico	1.355		
Eólica	928		
Solar	1.626		
Geotérmica	15		
Total	6.780		

Fuente: Coordinador Eléctrico

CAPACIDAD INSTALADA SEN OCTUBRE¹ 2024



0,3%

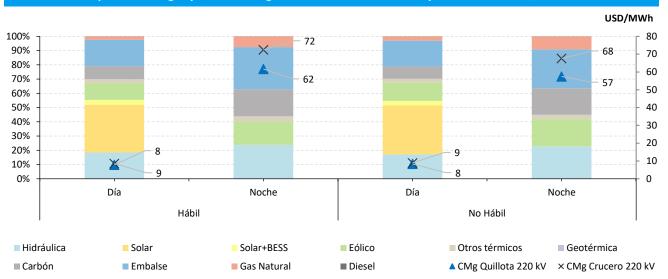
Capacidad Instalada SEN (MW)			
Hidro	7.406		
Térmico	12.644		
Eólica	5.280		
Solar	11.034		
Geotérmica	95		
Total 36.458			

Fuente: Coordinador Fléctrico

¹Última actualización del CFN de Octubre 2024



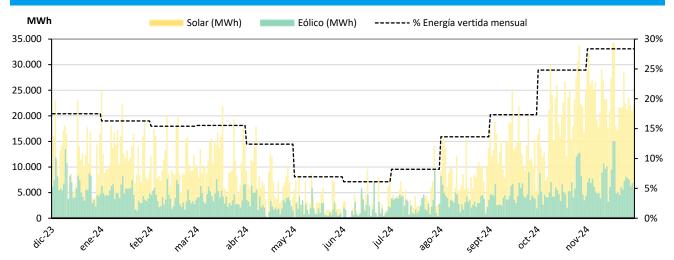
Generación por tecnología y costos marginales en Quillota 220 kV y Crucero 220 kV, Noviembre 2024



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 7:00 hasta las 21:59 hrs.). En periodos nocturnos se consideró las centrales híbridas (Solar + BESS) que se encuentran actualmente en operación (Andes Solar II-B, Andes Solar IV, Coya, Diego de Almagro Sur, Don Humberto, El Manzano, Salvador, Uribe Solar), y también las centrales híbridas que se encuentran en prueba (Andes Solar II-A, San Andrés), 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, Dic. 2023 – Nov. 2024



Fuente: Coordinador Eléctrico

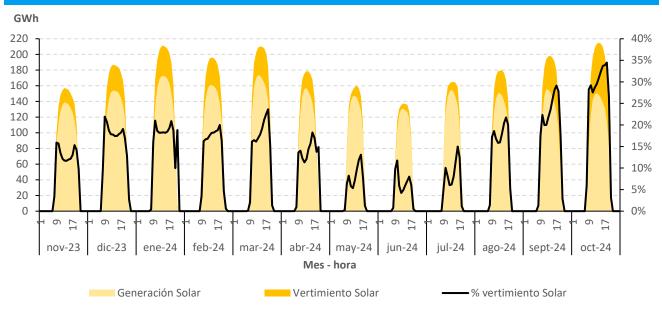
El gráfico anterior presenta la cantidad de energía diaria reducida de centrales eólicas y solares que se ha presentado desde diciembre del año 2023 hasta noviembre² del año 2024, y el porcentaje mensual al que corresponden dichas reducciones con respecto a la generación solar y eólica. Estas son dispuestas 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 noviembre 2024 corresponde a la exhibida en los **Informes Diarios de Novedades** al Centro de Despacho de Carga (CDC) del Coordinador Eléctrico Nacional.



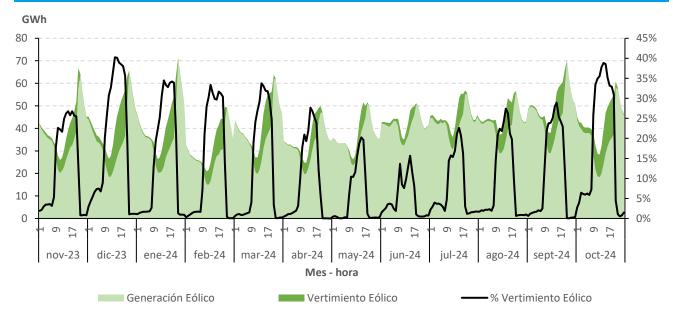


Reducción de energía Fotovoltaica mensual horaria, Noviembre 2023 – Octubre³ 2024



Fuente: Coordinador Eléctrico

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



Fuente: Coordinador Eléctrico

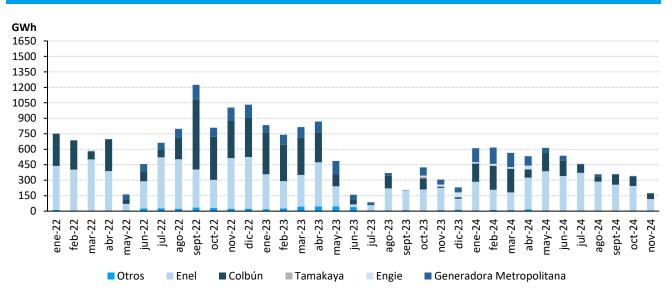
Los gráficos muestran la reducción de energía y la generación horaria de las centrales solares y eólicas en el periodo comprendido entre Noviembre 2023 y Octubre 2024 (último mes actualizado con valores reales del SEN). Adicionalmente, se presenta el porcentaje de vertimiento de cada tecnología en relación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

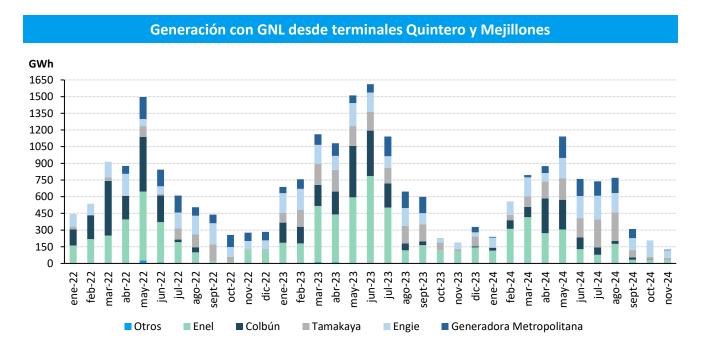






En noviembre de 2024 se generaron **174,7 GWh** en base a Gas Natural Argentino, de los cuales un **63,3%** se atribuye a **Enel**, un 32,3% a Colbún, un 3% a otras empresas, y el 1,1% restante es atribuible a Generadora Metropolitana.

Fuente: Coordinador Eléctrico



En noviembre de 2024, la generación de centrales en base a GNL asociadas a los terminales Quintero y Mejillones fue de **123,7 GWh**, lo que representó el **4,4% de la generación total del SEN**. De estas inyecciones, un **54,1%** es atribuible a la empresa **Engie**, un 23,5% a Enel, un 17,3% a Tamakaya, un 4,5% a Generadora Metropolitana, y el 0,6% restante se atribuye a otras empresas.

Fuente: Coordinador Eléctrico



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

Precio Nudo Quillota 220 kV	68,4
Precio Nudo Crucero 220 kV	78,1
PMM SEN	102,7
Precio Dólar	971,6

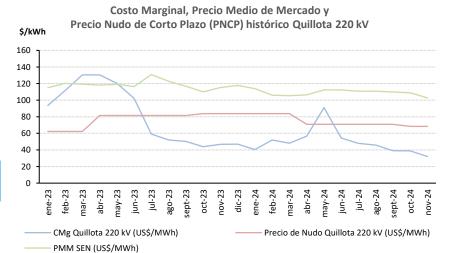
Fuente: CNE

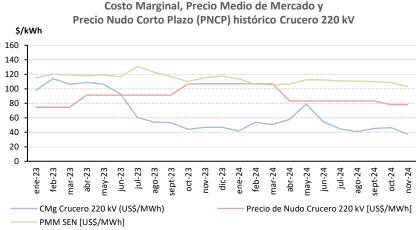
Costos marginales promedio Octubre 2024 (US\$/kWh)

Crucero 220 kV	37,3
Cardones 220 kV	32,7
Pan de Azúcar 220 kV	32,0
Quillota 220 kV	32,1
Charrúa 220 kV	24,1
Puerto Montt 220 kV	32,1

Fuente: Coordinador Eléctrico

ESTADÍSTICAS DE PRECIOS DE ENERGÍA





Fuente: CNE / Coordinador Eléctrico

NOTICIAS

Parque Eólico Horizonte Completa Construcción en Chile: El Mayor Proyecto de Energía Renovable con 140 Aerogeneradores

El proyecto Parque Eólico Horizonte, ubicado en la comuna de Taltal, Región de Antofagasta, ha finalizado la etapa de construcción con la instalación de su aerogenerador número 140. Esta iniciativa se convierte en el mayor parque eólico en Chile y cuenta con el respaldo de Colbún, que sigue demostrando su compromiso con la inversión en la región.

El proyecto Parque Eólico Horizonte destaca por su relevancia en la transición energética de Chile. Con una capacidad instalada de 816 MW, gracias a sus 140 aerogeneradores, se espera que el parque produzca aproximadamente 2.450 GWh al año. Esta cantidad de energía es suficiente para abastecer el consumo anual de más de 715 mil hogares, contribuyendo así a los objetivos de descarbonización y energía limpia en el país.

Además del impacto positivo en la matriz energética de Chile, el Parque Eólico Horizonte también ha generado beneficios económicos en la región. Hasta la fecha, se han invertido cerca de US\$900 millones en el proyecto, generando alrededor de \$16.000 millones en compras y contrataciones en la comuna y la región través de servicios de proveedores locales y mano de obra.

Actualmente, el proyecto se encuentra en su última fase de puesta en marcha, que incluye la energización de los aerogeneradores y la realización de las pruebas técnicas necesarias para iniciar la operación comercial del parque.

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



Balance ERNC Octubre 2024

Total retiros afectos a obligación (GWh)	6.268
Obligación ERNC (GWh)	1.037
% Obligación ERNC respecto a retiros afectos a obligación	16,5%
Inyección ERNC (GWh)	2.856
% Inyecciones ERNC respecto a retiros afectos a obligación	45,6%

Fuente: Coordinador Eléctrico

NOTICIAS

Proyecto eólico y de almacenamiento Quebrada Locayo de EDF Renewables es admitido a evaluación ambiental

En el marco de su compromiso con la transición energética de Chile y su objetivo de ser carbono neutral al 2050, el Grupo EDF, a través de su filial EDF Renewables, informó de la admisibilidad del Estudio de Impacto Ambiental de su proyecto Parque Eólico Quebrada Locayo.

El proyecto, ubicado en la comuna de Ovalle, Región de Coquimbo, considera una **potencia instalada de 240 MW** a través de la instalación de 30 aerogeneradores de hasta 8 MW. Además, el parque eólico contará con un sistema de almacenamiento de **baterías tipo BESS de 300 MWh**, lo cual le permitirá suministrar energía renovable y segura al sistema.

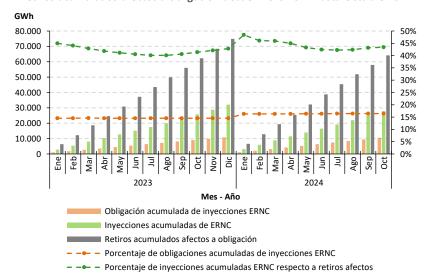
El proyecto considera una inversión de US\$396 millones y una vida útil de alrededor de 32 años. Su etapa de construcción se extenderá por 18 meses y se estima que generará un peak de 480 puestos de trabajo.

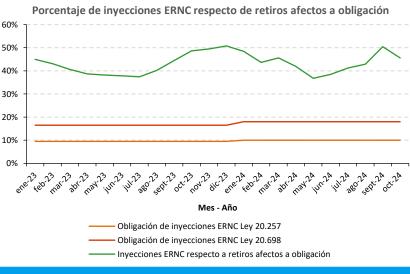
El CEO de EDF Renewables, Matías Steinacker, señaló que "la admisión del parque eólico Quebrada Locayo a evaluación ambiental es una buena noticia para el país. Además de seguir sumando energía renovable al Sistema Eléctrico Nacional, el proyecto agrega capacidad de almacenamiento, un elemento clave para aportar flexibilidad y mayor seguridad de suministro al sistema."

Fuente: Reporte Minero (28/11/2024)

BALANCE ERNC OCTUBRE 2024

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





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 octubre 2024, corresponden a **64.198 GWh**.

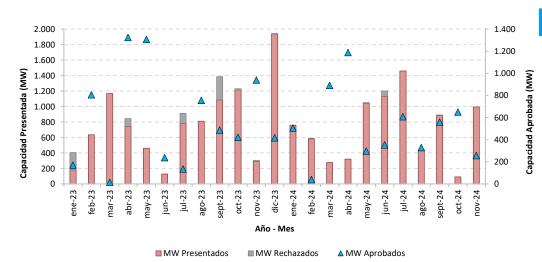
La obligación acumulada de inyecciones ERNC en el mes de octubre 2024 correspondió a **10.545 GWh**, lo que corresponde a un **16,4%** respecto de los retiros afectos en el mismo periodo.

Por otra parte, las inyecciones acumuladas de ERNC octubre 2024, fueron de **27.878 GWh**, lo que corresponde a un **43,4%** 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 Noviembre 2024



Estado de Proyectos

A partir de los datos estadísticos registrados en la plataforma electrónica del SEIA (e-SEIA), en noviembre de 2024 ingresaron un total de 994,6 MW de potencia. Se registraron 255,7 MW aprobados.

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos del SEIA

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

Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Parque Fotovoltaico Solango	Hidroenersur SpA	10	Solar + BESS	06-11-2024
Parque Eólico Loncualhue	Parque Eólico Loncualhue SpA	317	Eólico	07-11-2024
Parque Fotovoltaico Ramaditas	RAMADITAS SOLAR SPA	360	Solar + BESS	07-11-2024
Parque Solar Fotovoltaico Agnis	PER LICANCABUR SPA	9	Solar	12-11-2024
Parque Solar Fotovoltaico Vulcano	PER CERRO MOHAI SPA	9	Solar + BESS	12-11-2024
Parque Fotovoltaico Kaban	KABAN ENERGY SPA	9	Solar	20-11-2024
Parque Eólico Quebrada Locayo	Parque Eólico Locayo SpA	240	Eólico + BESS	25-11-2024
Parque Fotovoltaico Catalina del Verano	CATALINA DE VERANO SPA	41	Solar + BESS	28-11-2024

Principales proyectos aprobados por el SEIA en Noviembre 2024

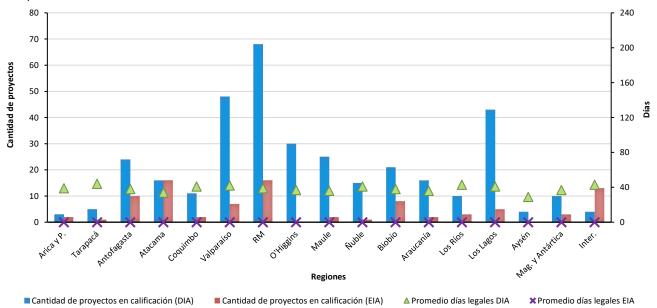
Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Parque Fotovoltaico Solar Wing	Copiapó Solar SpA	212	Solar + BESS	21-07-2023
Parque Fotovoltaico Auco Sunlight	Auco Sunlight SpA	9	Solar	20-10-2023
Parque Solar La Polvareda	La Polvareda SG SpA	9	Solar	21-12-2023
Parque Fotovoltaico Doña Pierina	Grupotec Chile SpA	7,75	Solar + BESS	26-12-2023
Parque Solar Chucao	Chucao SpA	9	Solar	24-01-2024
Planta Fotovoltaica Manarola	Manarola SpA	9	Solar + BESS	25-01-2024

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



Fuente: Reporte Estadístico mensual de Proyectos en el SEIA

NOTICIAS

Comisiones de Evaluación Ambiental (Coeva) calificaron 23 proyectos durante noviembre a nivel nacional

Un total de 23 proyectos de inversión fueron calificados durante el mes de noviembre por las Comisiones de Evaluación Ambiental (Coeva) a lo largo de todo Chile.

Según indicó el Servicio de Evaluación Ambiental (SEA), el 100 % de estas iniciativas fueron aprobadas, por un monto total de inversión de US\$ 858 millones de dólares.

Las Coeva que calificaron proyectos el mes pasado, fueron: Tarapacá, Antofagasta, Atacama, Coquimbo, Valparaíso, Metropolitana, O'Higgins, Maule, Biobío, La Araucanía y Los Ríos.

En tanto, las regiones que no calificaron iniciativas fueron: Arica y Parinacota, Ñuble, Los Lagos, Aysén y Magallanes.

Respecto al tipo de proyectos, 11 de ellos correspondieron al sector energético; incluyendo parques fotovoltaicos, líneas de transmisión y planta de bioenergía.

Finalmente, 20 de estas iniciativas fueron Declaraciones de Impacto Ambiental (DIA), y tres correspondieron a Estudios de Impacto Ambiental (EIA): Parque Fotovoltaico Solar Wing (Atacama), Hidrógeno Verde Bahía de Quintero (Valparaíso) y Minera florida 100 (Metropolitana).

Fuente: Servicio de Evaluación Ambiental (03/12/2024)

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.

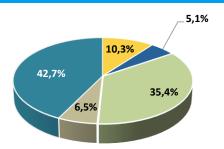
Para el año 2034, se estima una capacidad adicional de **2.082 MW** en instalaciones solares y **1.303 MW** en sistemas de energía solar con almacenamiento.

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**.

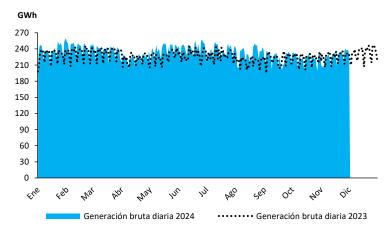
Fuente: ITD Segundo Semestre 2024, CNE

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



- Solar Fotovoltaico
- Hidro
- Eólico
- Diésel
- Solar Fotovoltaica con Almacenamiento
- Almacenamiento

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



Fuente: Coordinador Fléctrico

Demanda máxima horaria del SEN (MW)

2019	10.795
2020	10.907
2021	11.303
2022	11.906
2023	11.549

Fuente: Coordinador Eléctrico

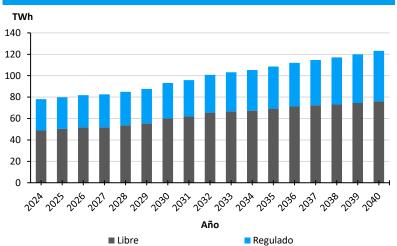
Capacidad Octubre* 2024 y recomendada a instalar al año 2034 (MW)

0	ct. 2024	Rec. 2034
Eólica	5.280	7.120
Geotermia	95	0
Hidro	7.406	1.026
Solar	11.034	2.082
Térmico	12.644	11
Solar FV + BESS	0	1.303
Almacenamiento	0	8.585
Total	36.458	20.128

Fuente: ITD Segundo Semestre 2024, CNE

*Última actualización del CEN de Octubre 2024

Demanda proyectada del SEN (TWh)



Fuente: ITD Segundo Semestre 2024, CNE

	ES EN ETAPA	
CLIVILITAL	Ly LIV LIAIA	IN SEILAICIO

Central	Capacidad (MW)	Entrada en operación estimada	Central	Capacidad (MW)	Entrada en operación estimada
Don Humberto (Solar)	81	Dic-24	Las Salinas – Etapa 4 (Solar)	94	Ene-25
Los Cóndores (Pasada)	150	Dic-24	Desierto de Atacama (Solar)	270	Ene-25





NOTICIAS

En Frutillar: Parque Eólico Vientos del Lago ingresa a evaluación ambiental con una inversión de US\$200 millones

De acuerdo con información del Servicio de Evaluación Ambiental (SEA), ingresó a calificación el proyecto Parque Eólico Vientos del Lago, promovido por OPDE Chile SpA. Esta iniciativa, que considera una inversión de US\$200 millones, se emplazará en la comuna de Frutillar, región de Los Lagos.

El proyecto contempla la construcción y operación de una planta de generación eléctrica a partir del recurso eólico con una potencia nominal de 132 MW. Para ello, la central contará con 21 aerogeneradores, de hasta 7,2 MW cada uno.

La energía generada será transmitida al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) a través de una línea de alta tensión (LAT) de 16 kilómetros, para conectarse a la subestación eléctrica Frutillar Norte, de 220 kV.

Adicionalmente, el proyecto incluye una subestación elevadora y diversas obras temporales y permanentes que permitirán su operación.

Su construcción no solo impactará positivamente en la generación de empleo, sino también en el fortalecimiento de la capacidad energética del SEN, aportando energía limpia y sostenible a la red.

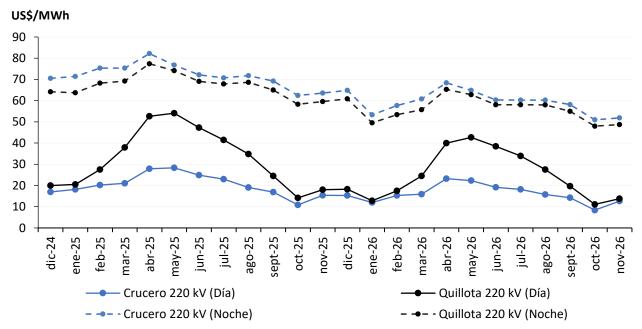
Fuente: Revista Electricidad (05/12/2024)



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.





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 próximo año se proyectan precios cercanos a los 26 US\$/MWh durante las horas del día, y de 68 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 10,9 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 **18,4 US\$/MWh** y en la barra Quillota 220 kV es **29,5 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 **66,1 US\$/MWh** y en la barra Quillota 220 kV es **62,2 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.com

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

