



VALGESTA
NUEVA ENERGÍA

BOLETÍN INFORMATIVO

AÑO 16 | Nº10 | OCTUBRE 2023

in

VALGESTA.COM

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

No hay Transición sin Distribución

Por: Ramón Galaz Arancibia, Andrés Romero Celedón
Socios y directores de Valgesta Nueva Energía

De acuerdo con el Foro Económico Mundial, las tendencias principales del proceso de transición energética forman un triángulo interrelacionado: descentralización de los recursos energéticos, electrificación de los consumos y digitalización de las redes.

En la última década, en Chile hemos avanzado de manera profunda en el proceso de la transformación de nuestra matriz eléctrica, contando con cerca de un 40% de capacidad instalada en base a energía solar y eólica, a lo que deben sumarse las otras fuentes renovables como la hidroelectricidad, la biomasa y la geotermia. Asimismo, las empresas propietarias de centrales a carbón están comprometidas en un proceso de cierre paulatino de estas centrales. Este proceso ha generado nuevos y grandes desafíos: debemos avanzar hacia un sistema eléctrico más flexible y confiable a través del desarrollo eficiente de infraestructura, tanto en generación como transmisión, incorporando los sistemas de almacenamiento acorde a esta nueva matriz y, al mismo tiempo, adecuar nuestro mercado mayorista a un creciente mercado de costos variables “cero”, entre otros.

Sin embargo, donde no hemos avanzado lo suficiente es en el “triángulo” descentralización, electrificación y digitalización, ya que para avanzar en ello se requiere una profunda reforma a la distribución eléctrica. Desde hace varios años se han desarrollado procesos de discusión en torno a este segmento, existiendo un consenso generalizado de la urgencia de avanzar en una reforma. El diagnóstico es claro: el servicio tiene problemas de calidad severos, principalmente en relación a los objetivos de interrupción de servicio que debiésemos tener en nuestra senda de desarrollo, y las redes cuentan con poca tecnología para una gestión moderna y eficiente, lo que representa un obstáculo para avanzar decididamente en la masificación de la generación a nivel residencial, en la electrificación de los consumos y la integración de sistemas de almacenamiento y la movilidad eléctrica. En otras palabras, el sistema de distribución eléctrico y su regulación no está preparados para la transición energética.

Desde nuestra perspectiva, una reforma al segmento distribución debiese orientarse a lograr, a lo menos, los siguientes objetivos: mejorar la calidad de servicio, fortalecer la resiliencia de los sistemas de distribución, transformar la gestión de las redes eléctricas y fomentar la transición energética a nivel descentralizado.

Para lograr estos objetivos, sin lugar a duda se requiere un cambio profundo a la regulación, partiendo por el modelo de remuneración e incentivos con que cuentan las distribuidoras eléctricas. La actual regulación basada en una empresa modelo, no genera las condiciones para que las compañías inviertan en infraestructura, tecnología e innovación. Esquemas modernos de regulación proponen que la remuneración de

No hay Transición sin Distribución

las empresas esté relacionada al desempeño de éstas: si cumplen con los estándares de calidad y demás elementos que le sean exigidos (seguridad, eficiencia operativa, etc.), entonces obtienen los incentivos que se contemplan en la regulación; si no cumplen, su remuneración se reduce. A su vez, se deben contemplar mecanismos que premien la inversión en soluciones “mixtas” (generación descentralizada, almacenamiento, gestión de demanda, eficiencia energética, inversión tradicional), en vez de la tradicional fórmula de desarrollo de las redes (más líneas y subestaciones).

Si bien los desafíos regulatorios de corto plazo son enormes (tarifas, almacenamiento, capacidad, mercado mayorista, entre otros), creemos necesario retomar con sentido de urgencia la discusión sobre esta materia tomando todo lo avanzado en procesos previos, ya que una reforma de esta naturaleza requiere años de implementación. El diagnóstico está avanzado y los objetivos son claros. Falta avanzar en una amplia discusión sobre el nuevo modelo regulatorio que apunte a subsanar los problemas detectados y cumpla con los objetivos definidos. Esperemos que antes que termine la década estemos en plena implementación de lo que serán nuestros futuros “Distribution System Operators”. La regulación y las políticas públicas en el sector energía deben permanentemente adaptarse y modernizarse para fomentar la inversión, mejorar la competencia y sobre todo garantizar una transición eficiente hacia sistemas eléctricos más limpios y sostenibles. En distribución estamos al debe.

NOTICIAS

CNE emite informe definitivo para expandir transmisión eléctrica con 42 obras por una inversión total de US\$1.053 millones

La Comisión Nacional de Energía (CNE) publicó el Informe Técnico Definitivo del Plan de Expansión Anual de la Transmisión para el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), correspondiente al año 2022, el cual contempla un total de **42 obras de expansión**, cuya inversión asciende a un total aproximado de **US\$ 1.053 millones**.

En el caso del Sistema de Transmisión Nacional, se presenta **15 obras de expansión**, cuya inversión asciende a un total aproximado de **US\$ 662 millones**, de las cuales 10 son ampliaciones de instalaciones existentes, por un monto cercano a US\$ 90 millones, mientras que cinco corresponden a obras nuevas, por US\$ 572 millones aproximadamente.

En materia de **Transmisión Zonal**, se contemplan **27 obras de expansión**, cuya inversión asciende a un aproximado de **US\$ 391 millones**, de las cuales 12 son ampliaciones de instalaciones existentes, por un monto de US\$ 58 millones, en tanto que 15 corresponden a obras nuevas, por US\$ 333 millones.

Se estima que las **obras contenidas en el informe iniciarán su construcción a partir del primer semestre de 2025**.

En un comunicado, la CNE indicó que las principales obras de ampliación que se contemplan dentro del Informe Técnico Definitivo son: Tendido segundo circuito línea 2x500 kV Ancoa-Charrúa, que tiene una inversión referencial de US\$ 60 millones, lo que permitiría una capacidad de transmisión de, al menos, 1.700 MVA en la zona sur del Sistema Eléctrico Nacional.

A eso se suma la ampliación de la subestación Kimal 220 kV (US\$ 8,1 millones), considerando las adecuaciones necesarias para permitir la conexión del segundo enlace 2x220kV asociado a la obra "Nueva Línea HVDC Kimal-Lo Aguirre".

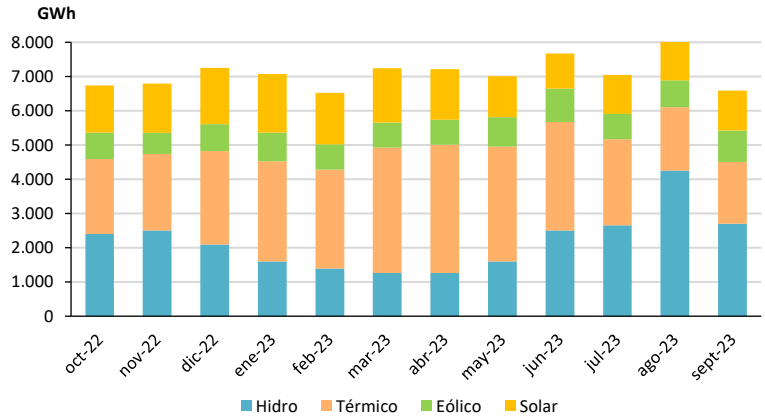
En materia de obras nuevas, se contempla: Nueva Línea 2x500 kV Digüeñes-Nueva Pichirropulli, con una inversión referencial de US\$ 345 millones. Y, además, la iniciativa Nueva Línea 2x500 kV Entre Ríos-Digüeñes, con una inversión referencial de US\$ 102 millones.

El secretario ejecutivo de la CNE, Marco Antonio Mancilla, destacó este nuevo hito para el desarrollo del segmento. "Las principales obras están destinadas a fortalecer zonas estratégicas del Sistema Eléctrico Nacional, con lo cual también se avanza en la incorporación de nuevos proyectos de generación de energías renovables para profundizar la hoja de ruta de la descarbonización", señaló.

Fuente: Diario Financiero (13/10/2023)

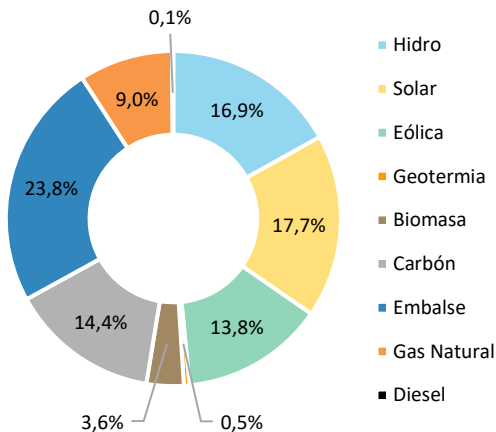
ESTADÍSTICAS SEPTIEMBRE 2023

Generación SEN últimos 12 meses



Fuente: Coordinador Eléctrico

COMPOSICIÓN DESPACHO SEN SEPTIEMBRE 2023

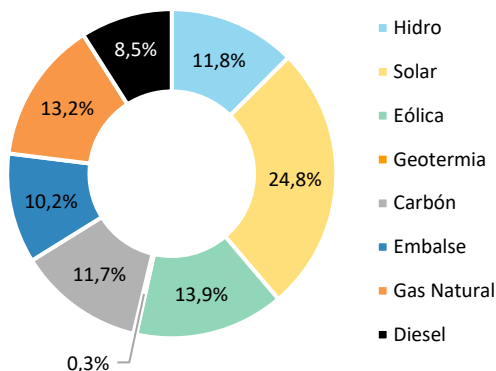


Despacho de generación (GWh)

Hidráulica	2.702
Térmica	1.801
Eólica	917
Solar	1.175
Geotermia	36
Total	6.631

Fuente: Coordinador Eléctrico

CAPACIDAD INSTALADA SEN AGOSTO* 2023



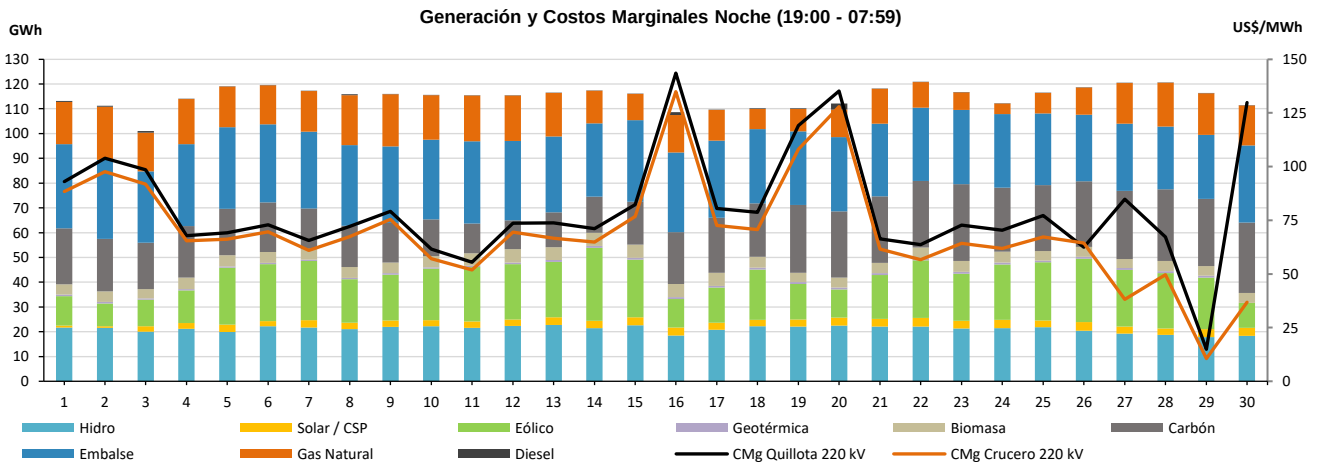
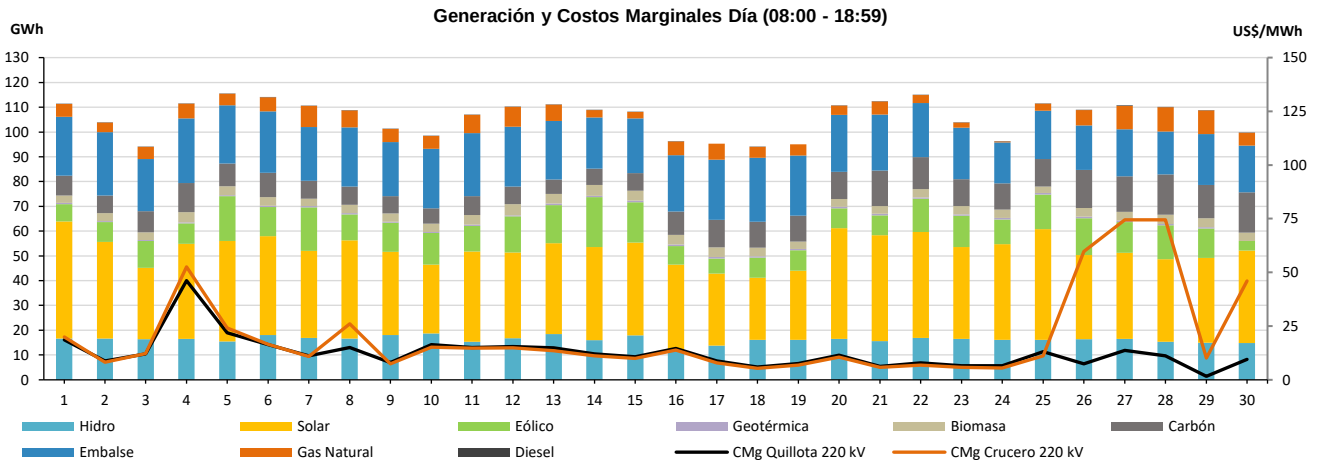
Capacidad instalada SEN (MW)

Hidráulica	7.518
Térmica	13.318
Eólica	4.727
Solar	8.456
Geotérmica	95
Total	34.114

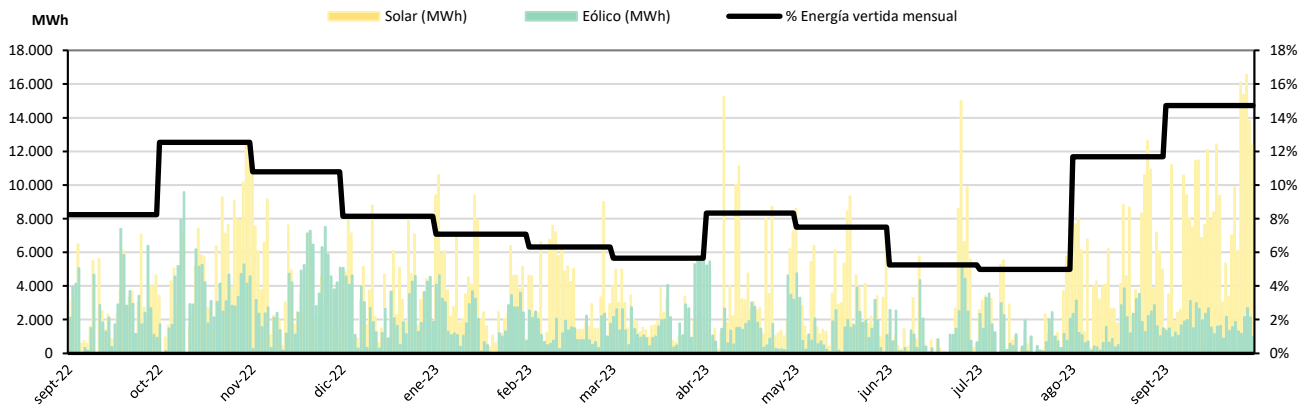
Fuente: Coordinador Eléctrico

* Última actualización del SEN al cierre de agosto 2023

Generación y costos marginales en Quillota 220 kV y Crucero 220 kV, septiembre 2023



Reducción ERNC durante la Operación en Tiempo Real, septiembre 2022 – septiembre 2023

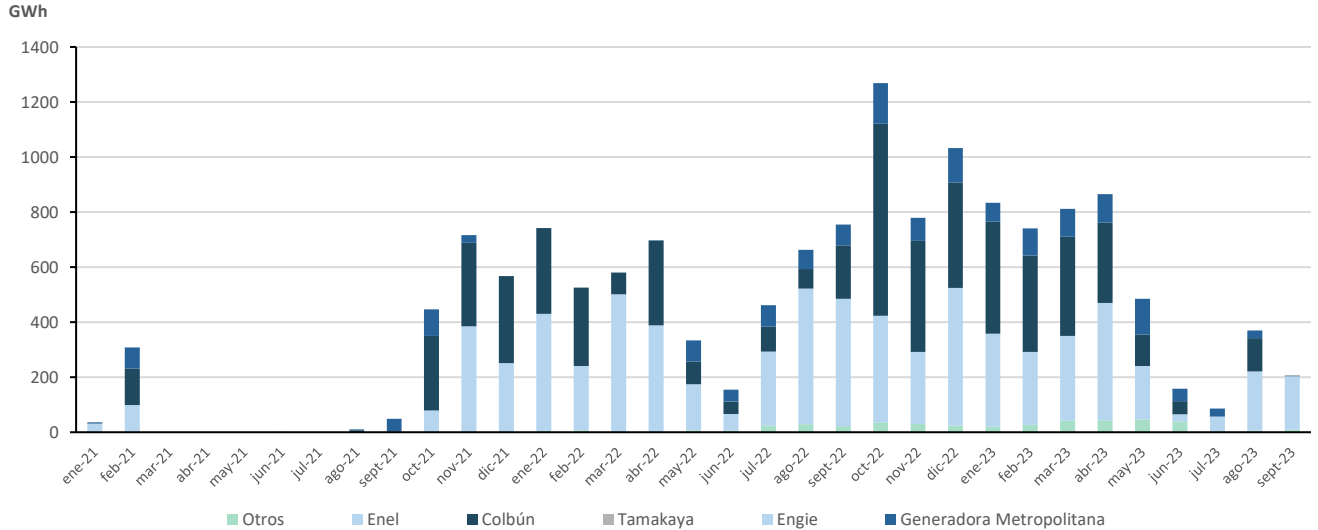


Fuente: Coordinador Eléctrico

El gráfico anterior presenta la cantidad de energía diaria reducida de centrales eólicas y solares que se ha presentado desde septiembre del año 2022 hasta septiembre* del año 2023, 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 septiembre 2023 corresponde a la exhibida en los Informes Diarios de Novedades al Centro de Despacho de Carga (CDC) del Coordinador Eléctrico Nacional.

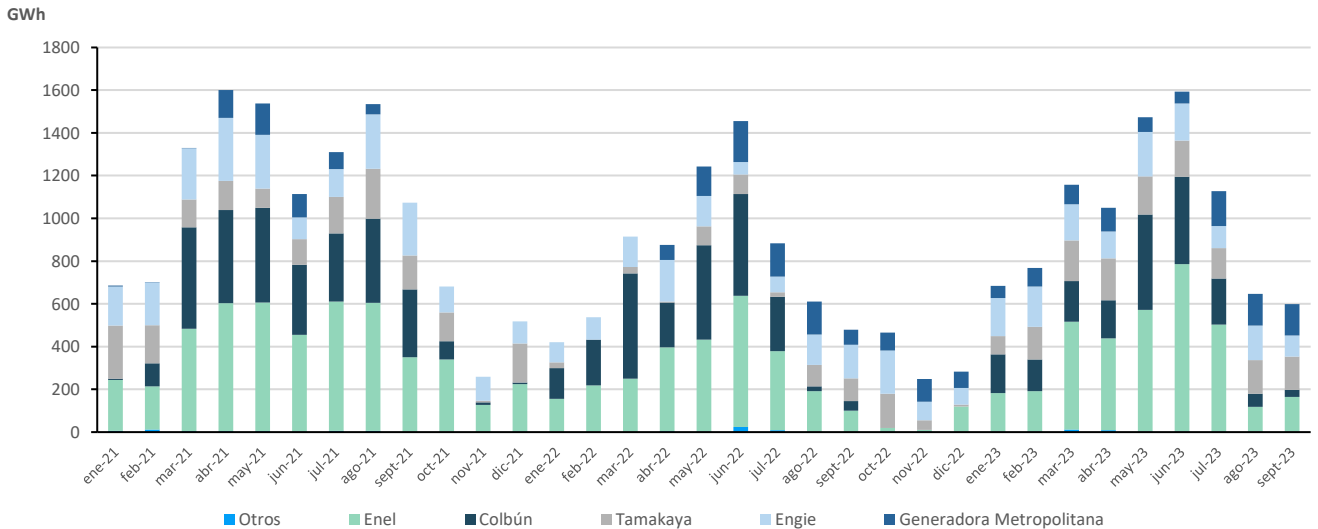
Generación histórica Gas Natural Argentino



En septiembre de 2023 se generaron **205,3 GWh** en base a Gas Natural Argentino, de los cuales un 94,4% es atribuible a la empresa Enel, 1,1% a Colbún y un 4,4% a otras empresas.

Fuente: Coordinador Eléctrico

Generación con GNL desde terminales Quintero y Mejillones



En septiembre de 2023, la generación de centrales en base a GNL asociadas a los terminales Quintero y Mejillones fue de **599,1 GWh**, lo que representó el 9% de la generación total del SEN. De estas inyecciones, un 27,3% se atribuye a Enel, un 26% a Tamakaya, un 24,5% a Generadora Metropolitana, un 16,6% a Engie, un 5,5% a Colbún y el 0,3% restante a otras empresas.

Fuente: Coordinador Eléctrico

Precios de Nudo de Corto Plazo y PMM septiembre 2023 (\$/kWh)

Precio Nudo Quillota 220 kV	81,5
Precio Nudo Crucero 220 kV	91,4
PMM SEN	103,3

Fuente: CNE

Costos marginales promedio septiembre 2023 (\$/kWh)

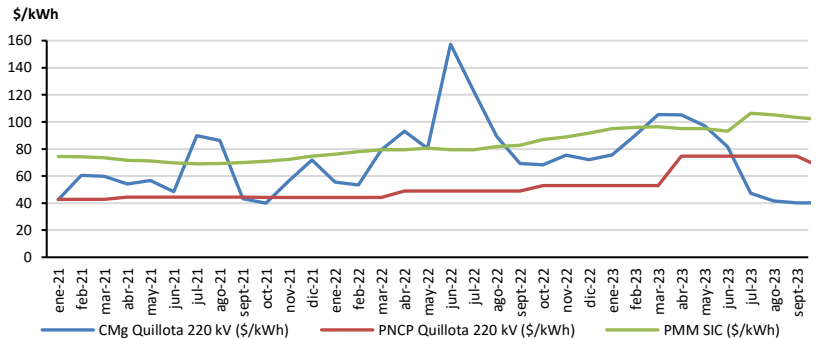
Crucero 220 kV	53,2
Cardones 220 kV	46,3
Pan de Azúcar 220 kV	49,7
Quillota 220 kV	50,2
Charrúa 220 kV	46,1
Puerto Montt 220 kV	32,3

Fuente: Coordinador Eléctrico

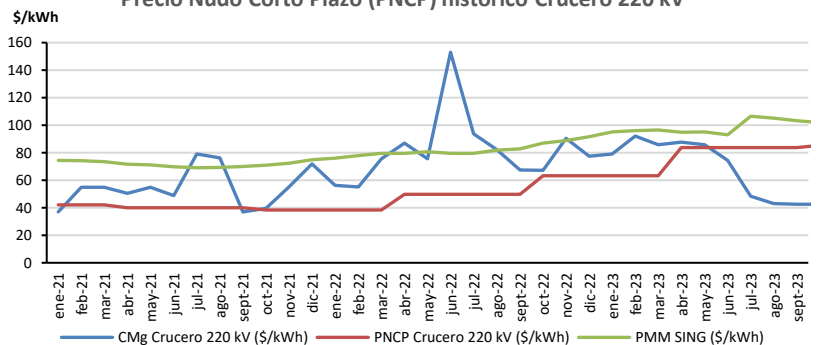
* En los gráficos a la derecha, los Precios Medio de Mercado SEN-SIC y SEN-SING corresponden al PMM del SEN.

ESTADÍSTICAS DE PRECIOS DE ENERGÍA

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



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



Fuente: CNE / Coordinador Eléctrico

NOTICIAS

Compañía china Tsingshan construirá fábrica de baterías de litio en Mejillones por US\$ 233 millones

La compañía de acero y níquel Tsingshan -una de las 20 empresas privadas más grandes de China- dio un paso clave en el desarrollo de las nuevas energías al suscribir con Corfo un acuerdo para invertir US\$ 233 millones y construir una fábrica de baterías de litio en Mejillones, Región de Antofagasta.

Se trataría de la iniciativa de mayor industrialización que tendría este estratégico mineral en Chile, dado que las baterías incluirían el packaging. Se espera que este complejo industrial verde, que dará hasta 668 empleos en la zona, se inaugure en mayo de 2025 por el Presidente Gabriel Boric. Según explicaron conocedores del proceso, el complejo tendrá una capacidad de 120.000 toneladas métricas anuales de productos de litio con valor agregado.

La idea es que la zona se transforme en un hub tecnológico de litio, que además incentive el uso de recursos minerales no metálicos de la zona, un modelo que Tsingshan Holding Group ya ha implementado en Indonesia, donde tienen dos parques industriales, en los que han invertido más de US\$ 10.000 millones en la última década.

La inversión se conoce en el contexto de la visita de Estado del Presidente Boric a la República Popular China, que busca fortalecer las relaciones de ambos países, por medio de la participación del mandatario en el Foro de la Franja y la Ruta, un modelo de cooperación donde el énfasis está puesto en la inversión en infraestructura física y digital.

El grupo es el principal productor mundial de níquel y de acero inoxidable del mundo. Con ingresos por US\$ 54 mil millones y más de 85.000 empleados a nivel global, a inicios de este año, John Li, vicepresidente de Tsingshan Holding Group, miembro de su directorio, y presidente de Tsingshan South America, anunció el interés de invertir US\$ 2.000 millones en nuestro país.

En esa oportunidad, el ejecutivo señaló a Diario Financiero que “queremos crear el mayor ecosistema verde de tecnología relacionada con el litio en Sudamérica, construyendo plantas de cátodos de litio, packing de baterías y ensamblado de vehículos eléctricos, configurando un parque industrial ecológico del litio con un puerto integrado, y aprovechando las sinergias con Argentina y Bolivia”.

Fuente: Diario Financiero (16/10/2023)

Balance ERNC Agosto 2023

Total retiros afectos a obligación (GWh)	6.359
Obligación ERNC (GWh)	924
% Obligación ERNC respecto a retiros afectos a obligación	14,5%
Inyección ERNC (GWh)	2.556
% Inyecciones ERNC respecto a retiros afectos a obligación	40,2%

Fuente: Coordinador Eléctrico

NOTICIAS

Descarbonización: CNE autoriza retiro de tres unidades termoeléctricas de AES Andes entre 2023 y 2025

La Comisión Nacional de Energía (CNE) hizo oficial la autorización para que AES Andes avance en las metas de descarbonización, con el retiro de tres unidades termoeléctricas que operan en base al combustible fósil.

En una resolución, el regulador autorizó la solicitud, realizada en agosto, de exención de plazo de 24 meses para informar el cese de operación de la central Ventanas 2. Con ello, la compañía generadora podrá retirar, desconectar y cesar las operaciones de esta unidad, de **208 MW** de capacidad instalada, a partir del próximo 31 de diciembre. A lo anterior se suma un oficio, en que la CNE tomó conocimiento de la desconexión de las unidades Norgener 1 y Norgener 2 de la Central Térmica Norgener, que en conjunto suman una capacidad instalada de **276 MW**, y que la generadora informó a la Comisión para el Mercado Financiero (CMF) en un hecho esencial en mayo de este año.

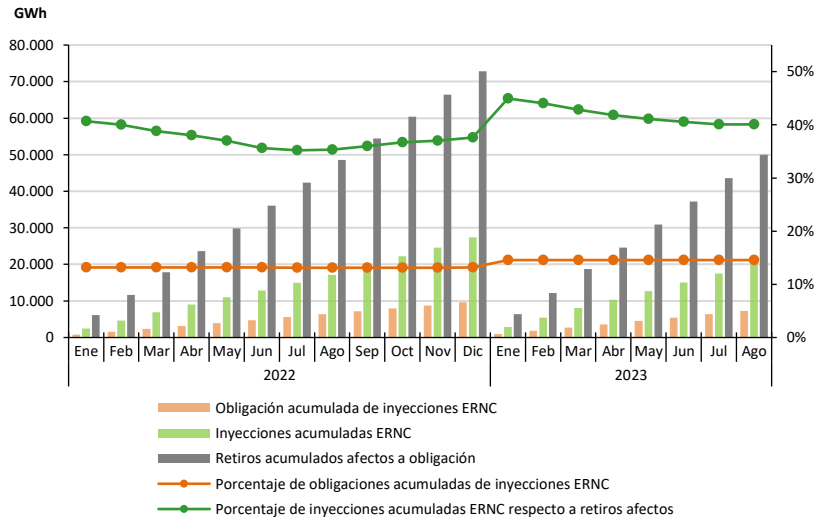
Marco Antonio Mancilla, secretario ejecutivo de la CNE, destacó el avance que significan estas medidas para la descarbonización del Sistema Eléctrico Nacional: “Entre junio de 2019 y julio de 2023, se han retirado ocho unidades a carbón, equivalente a una capacidad instalada **1.189 MW**, pasando de **5.525 MW** a **4.336 MW**, por lo que con estas medidas se reforzará este impulso que lleva a cabo el Ministerio de Energía”, indicó.

Fuente: Diario Financiero (12/10/2023)

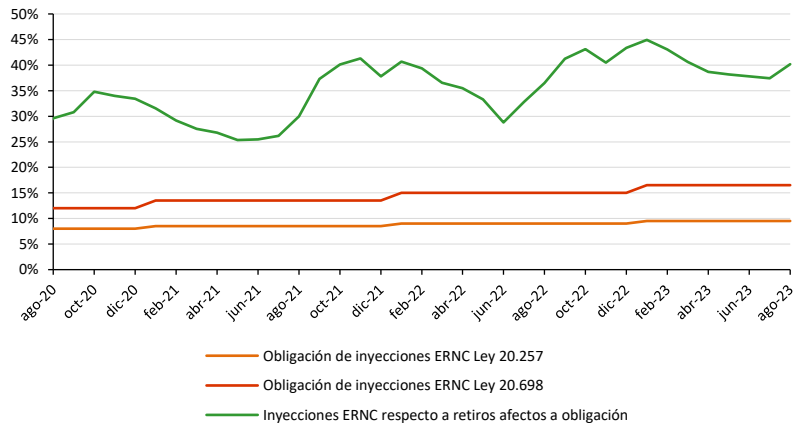
Observación: Según la ley, el 5% de la obligación anual de energía ERNC se mantiene vigente para los contratos pactados después de 31 de agosto de 2007 y antes del 1 de julio de 2013 (Ley 20.257). Con posterioridad al 1 de julio del 2013, los nuevos contratos deben regirse a la Ley 20.698. Ésta señala 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.

BALANCE ERNC AGOSTO 2023

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



Porcentaje de inyecciones ERNC respecto de retiros afectos a obligación



Fuente: Coordinador Eléctrico

Acreditaciones ERNC

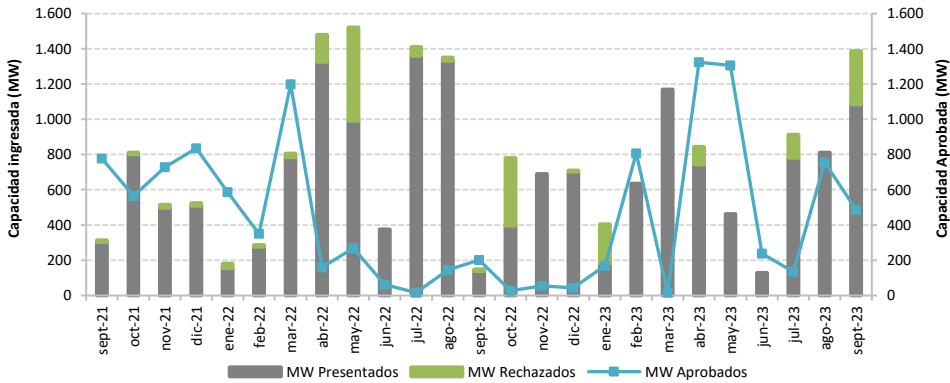
En los balances mensuales efectuados por el Coordinador Eléctrico Nacional, los retiros acumulados afectos de acreditación ERNC (ley 20.257 y ley 20.698) desde enero hasta agosto 2023, corresponden a **49.954 GWh**.

La obligación acumulada de inyecciones ERNC desde enero hasta agosto 2023 correspondió a **7.257 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 agosto 2023, fueron de **20.039 GWh**, lo que corresponde a un **40,1%** respecto de los retiros afectos en el mismo periodo.



Proyectos de generación en evaluación, rechazados y aprobados en el SEIA hasta septiembre 2023



Estado de Proyectos

A partir de los datos estadísticos registrados en la plataforma electrónica del SEIA (e-SEIA), en septiembre de 2023 ingresaron un total de **1.872 MW** de potencia. Se registraron **486 MW** aprobados.

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos del SEIA

Principales proyectos aprobados en el SEIA en septiembre 2023

Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Parque Fotovoltaico El Roble	Solek Chile Services SpA	7	Solar + BESS	21-02-2023
PLANTA FOTOVOLTAICA CAHUIL SOLAR II	Cahuil Solar II S.p.A.	6	Solar	22-12-2022
Parque Eólico Pampa Fidelia	Engie Energía Chile S.A.	336,6	Eólico	22-11-2022
Parque Fotovoltaico La Chupalla	La Chupalla Solar SpA	129	Solar + BESS	21-07-2022
Parque Solar Fotovoltaico El Paico	ORION POWER SpA	7,6	Solar	21-07-2022

Principales proyectos en calificación en el SEIA en septiembre 2023

Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Parque solar fotovoltaico Ceibo	Energía Renovable Violeta SpA	250	Solar + BESS	28-09-2023
Parque Fotovoltaico Ritoque Solar	LUZ DE SOL 5 SPA	100	Solar + BESS	25-09-2023
Parque Fotovoltaico Ostolazas	SOLAR TI CINCUENTA Y CINCO SPA	9	Solar + BESS	22-09-2023
PFV Peuco	PFV Peuco SpA	9	Solar + BESS	22-09-2023
Porvenir Solar	Porvenir Solar Spa	68	Solar + BESS	21-09-2023
Parque Eólico Wayra	EDF en Chile Holding SpA.	557	Híbrido + BESS	20-09-2023
PARQUE EÓLICO CARICA	Sonneditx Parque Eolico Carica SpA	92	Eólico + BESS	15-09-2023

Principales proyectos en calificación en el SEIA en septiembre 2023

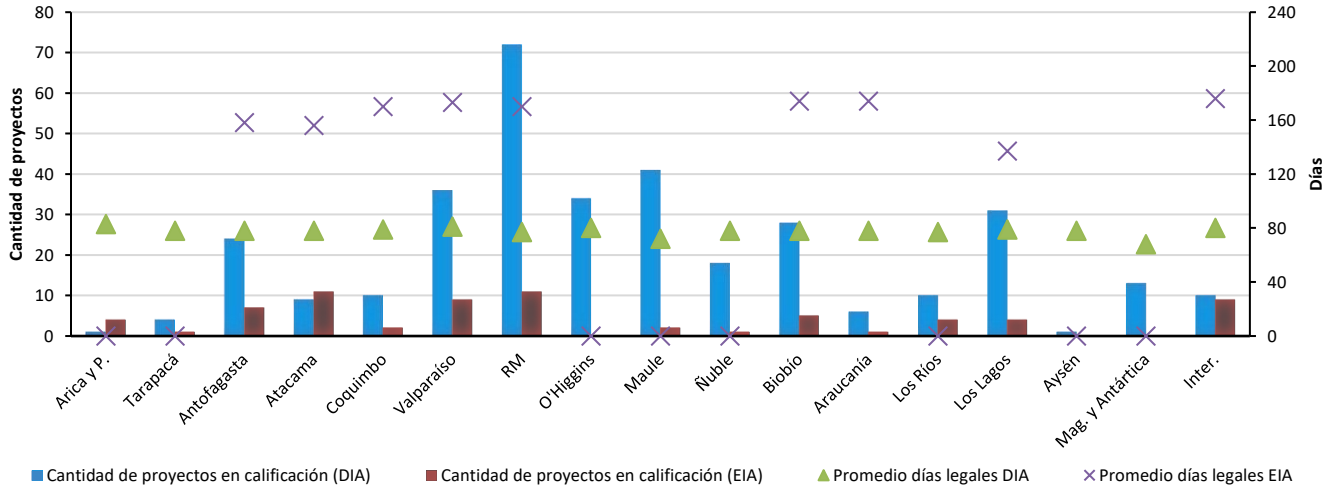
Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Rechazo
Parque Fotovoltaico Triqueta	GR PUYEHUE SPA	130	Solar + BESS	26-09-2023
Casas Viejas Solar	LUZ DE SOL 5 SPA	161	Solar + BESS	26-09-2023
Planta Solar Carmencita	PLANTA SOLAR CARMENCITA SPA	9	Solar	22-09-2023

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 2022 hasta agosto de 2023 (última actualización del SEIA al cierre de agosto 2023).



Fuente: Reporte Estadístico mensual de Proyectos en el SEIA

NOTICIAS

Gobierno ingresará este mes ley corta de estabilización de tarifas eléctricas

A poco más de un mes de iniciarse un trabajo conjunto entre el Gobierno y la comisión de Minería y Energía del Senado para lograr una fórmula a fin de mitigar las alzas en las cuentas de la luz, así como también una forma de trabajo que permita viabilizar el proyecto de transición energética, el miércoles 11 del presente mes hubo acuerdo.

En medio de una fallida propuesta de protocolo de acuerdo, la que fue presentada el miércoles pasado, pero que no logró luz verde ante nuevas discusiones que salieron en el debate como la congelación de las tarifas de distribución, se realizó ayer una nueva reunión reservada que culminó con un acuerdo de trabajo legislativo. Esto fue confirmado posteriormente por el ministro de Energía, Diego Pardow, quien fue citado durante la tarde a la comisión de Minería y Energía de la Cámara para abordar el alza de la tarifa eléctrica y sus implicancias.

De acuerdo al documento, el Ejecutivo comprometió el ingreso de un proyecto de ley que involucre las medidas necesarias para crear un mecanismo de estabilización de precios de la electricidad; normalizar las tarifas de distribución gradualmente; y abordar el pago de las deudas contraídas mediante los mecanismos de estabilización de las leyes N° 21.185 y N° 21.472.

Asimismo, el Ejecutivo se comprometió al ingreso de un conjunto de indicaciones al proyecto de transición energética que abordarán diversos aspectos. Según se detalla, reasignación de ingresos tarifarios extraordinarios; desarrollo eficiente de la transmisión mediante la incorporación de un nuevo mecanismo que flexibilice la ejecución de obras de expansión urgentes y necesarias para el sistema eléctrico; y de medidas que permitan mejorar el desempeño en las licitaciones y reducir la conflictividad en el desarrollo de las obras de ampliación del sistema de transmisión. Se suma la licitación del sistema de almacenamiento de energía a cargo de la Comisión Nacional de Energía (CNE); y la creación de un subsidio para clientes vulnerables.

Respecto al polémico proyecto de transición energética, las partes acordaron constituir el 16 de octubre una mesa técnica para alcanzar los acuerdos que permitan su pronto despacho. Esta deberá culminar su trabajo con un informe que se entregará a la comisión de Minería y Energía del Senado y al Ministerio de Energía el 13 de noviembre.

En la comisión, Pardow dijo que el calendario del proyecto de estabilización espera que se apruebe antes de fin de año y, "en el caso de todo lo que tiene que ver con la protección tarifaria, y va a estar incorporada dentro del proyecto de transición y los temas que ahí están incorporados, esperaríamos que a mitad del próximo año también seamos capaces de tenerlo aprobado".

Fuente: Diario Financiero (11/10/23)



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.

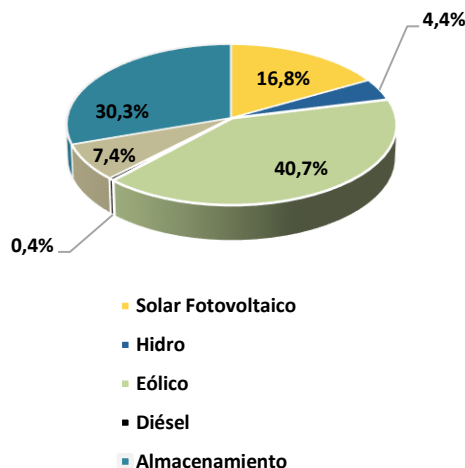
Para el año 2033, se estiman **3.251 MW** de capacidad adicional en instalaciones solares y **1.303 MW** de solar + almacenamiento.

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.

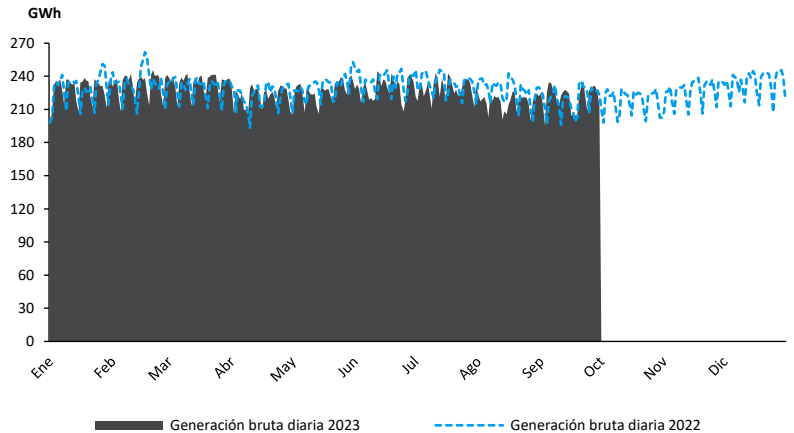
Fuente: ITD Segundo Semestre 2023, CNE

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 2022 hasta septiembre 2023



Fuente: Coordinador Eléctrico

Demanda máxima horaria del SEN (MWh)

2018	10.776
2019	10.513
2020	10.709
2021	11.172
2022	11.556

Fuente: Coordinador Eléctrico

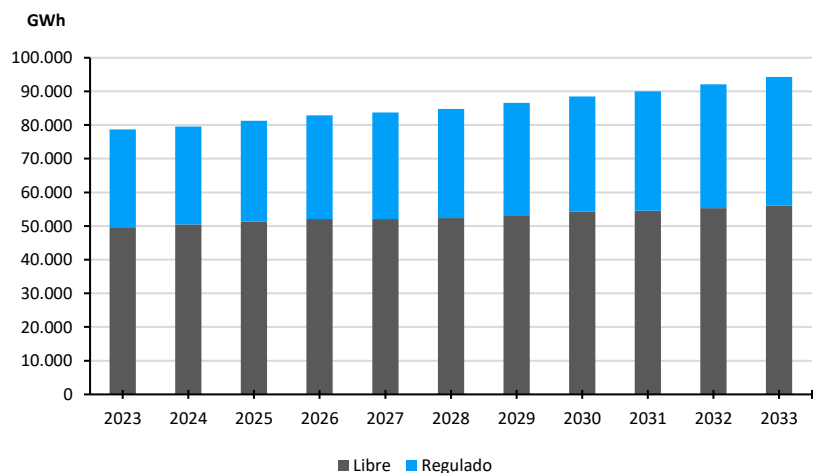
Capacidad agosto* 2023 y recomendada a instalar al año 2033 (MW)

	Ago. 2023	Rec. 2033
Eólica	4.583	7.474
Geotermia	95	0
Hidro	4.034	766
Solar	8.310	3.251
Térmico	13.318	84
Solar FV +	0	1.303
Almacenamiento		
Almacenamiento	0	5.314
Total	33.824	18.193

Fuente: ITD Segundo Semestre 2023, CNE

* Última actualización del SEN al cierre de agosto 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
Las Salinas Etapa 1 (Solar)	59	Oct-23	Finis Terrae II (Solar)	126	Nov-23
Gran Teno (Solar)	200	Nov-23	Meseta de los Andes (Solar)	160	Nov-23



NOTICIAS

EDF Chile fija plan de inversión por US\$ 2.000 millones con foco en hidrógeno verde

Si bien la francesa Grupo EDF se instaló en Chile en 2014, desde julio de este año comenzó una nueva etapa. Por primera vez, EDF Chile tiene como gerente general a un chileno, puesto que tradicionalmente lideraron franceses. En su primera entrevista en el cargo, Joan Leal detalla que tienen un plan de inversión en la filial del Grupo EDF en el país de **US\$ 2.000 millones**, equivalentes a **1,5 GW** de proyectos en desarrollo de almacenamiento de energía, transmisión e hidrógeno verde.

Esta inversión, dice, va en la línea de contribuir a la descarbonización y transición energética. “Eso es lo que vamos a ver de EDF en Chile, aumentando su participación en el mercado, creciendo como equipo, de tal manera que seamos un actor aún más relevante”, asegura. Y añade: “Estamos pensando que este portafolio estará aproximadamente en desarrollo y construcción en los próximos 10 años”.

La empresa tiene dos pilares. Por un lado, aportar al almacenamiento de energía y la transmisión. Y, por el otro, el hidrógeno verde.

Dentro del almacenamiento de energía, una de las tecnologías que están viendo es el de energía de larga duración, con tecnologías como las centrales de bombeo hidráulico. De hecho, ya contemplan un proyecto que está en etapa temprana de central de bombeo para el norte de Chile. También, están viendo otras tecnologías como baterías para apoyar alguna de las zonas más congestionadas del norte de Chile.

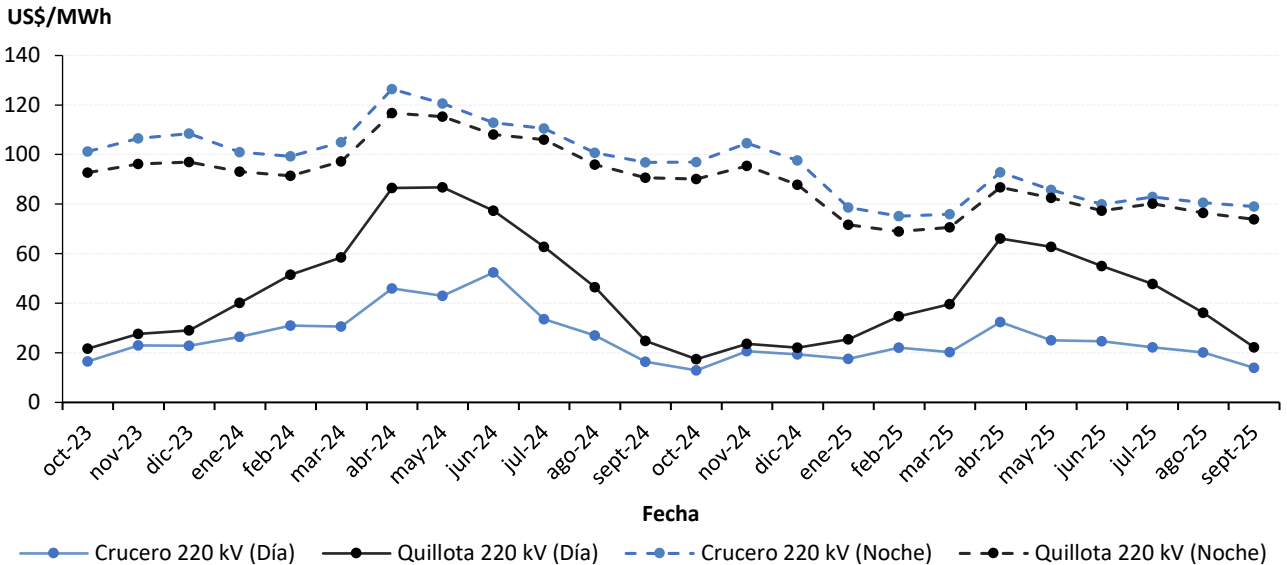
En transmisión, dicen estar muy activos buscando oportunidades. Según explica Leal, si bien EDF es un grupo de generación, han visto que la transmisión ha avanzado mucho en tecnología, ya que no se trata solo de líneas de transmisión y subestaciones. “Actualmente, y es parte de la estrategia del grupo, estamos buscando lo que se conoce como el Smart Transmission, aquellos proyectos de transmisión que pueden aportar a la capacidad de transmisión y también ser soporte para las líneas de transmisión, pero usando otro tipo de tecnologías”, detalla. Además, precisa que están buscando oportunidades con la tecnología de Grid Booster, que hacen transmisión virtual usando baterías en distintas subestaciones del país. Mientras, están a la espera del resultado de una licitación de control de flujo mediante almacenamiento Parinas -Seccionadora Lo Aguirre del Coordinador Eléctrico que debería conocerse en noviembre. “Si somos adjudicados en ese proyecto, tendríamos la primera incursión en transmisión en Chile mediante este proyecto Grid Booster”, destaca.

En hidrógeno verde, el Grupo EDF ha puesto especial atención en Chile. Este año lanzó el desarrollo de un proyecto de gran escala en la Región de Magallanes denominado “Energía Verde Austral”, que está en etapa de prefactibilidad y actualmente en proceso de realización de la línea base. “Esperamos ingresar la primera etapa del Estudio de Impacto Ambiental (EIA) de ese proyecto en 2025. Es un proyecto que estaría operativo, dependiendo de todo el desarrollo, después del año 2030”, afirma Leal.

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, para los últimos meses del año 2023, la proyección promedio de costos marginales durante la noche es de **100,4 US\$/MWh**. Esto se debe principalmente a los efectos del considerable aumento de la energía embalsada y al inicio de la temporada de deshielo. Para las horas del día, los costos marginales proyectados se acercan a un promedio de **23,4 US\$/MWh**, lo que es una consecuencia de la gran disponibilidad solar que está presente durante esta temporada.

El costo marginal promedio proyectado para los próximos dos años durante el día en la barra Crucero 220 kV es **25,8 US\$/MWh** y en la barra Quillota 220 kV es **44,4 US\$/MWh**. Esta diferencia se debe a congestiones en el sistema de transmisión ocasionadas por la estacionalidad del recurso solar.

El costo marginal promedio proyectado para los próximos dos años durante la noche en la barra Crucero 220 kV es **96,6 US\$/MWh** y en la barra Quillota 220 kV es **90,1 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