



BOLETÍN INFORMATIVO

AÑO 12 | N°8 | AGOSTO 2022

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

Señales de alarma para la transición energética

El pasado jueves 11 de agosto, El Mercurio publicó una nota respecto del índice RECAI, relacionado con el atractivo de los países para invertir en energías renovables, elaborado por EY. En el informe de 2022, Chile retrocede dos puestos, quedando en la posición número 14, lejos del cuarto lugar que alcanzamos en 2016 y que puso a nuestro país en una posición de liderazgo reconocida mundialmente.

Las dos principales razones que explicarían la variación de este índice están asociadas a la suspensión por parte del Ministerio de Bienes Nacionales de las licitaciones de terrenos fiscales para el desarrollo de proyectos ERNC en marzo de 2022, junto con la incertidumbre generada en materia regulatoria. Según lo explica la socia de Servicios de Sostenibilidad de EY, Elanne Almeida, *“la incerteza regulatoria es un factor relevante a la hora de viabilizar las inversiones necesarias para llevar adelante los proyectos renovables. Sobre todo, en mercados como el chileno, que no ha impulsado el sector de las renovables con subsidios de ningún tipo, y a diferencia de Europa, donde buscan un retorno de esos subsidios en función del desarrollo de industrias basadas en estas tecnologías. Por lo tanto, al ralentizar las certezas regulatorias lo que se hace es aumentar el riesgo de los inversores en renovables y con ello retrasar su desarrollo.”*

Los resultados de este ranking se han visto reflejados en el mercado eléctrico de manera certera. Hace unos pocos días, conocimos el resultado de la licitación de suministro para clientes regulados liderada por la CNE: se adjudicó menos del 15% de la energía licitada, a un precio promedio superior en más de 50% al proceso promedio anterior (nominal), lo que constituye un retroceso de 9 años en esta clase de procesos, ya que la última ocasión en que quedó parcialmente desierta una licitación fue a fines de 2013. Este resultado es fruto de una menor competencia: se redujo el número de proponentes un 67% con respecto al promedio de los últimos tres procesos, y se ofertó apenas 1,9 veces la energía licitada, lo que dista mucho de las tres licitaciones anteriores, en las que este valor se encontraba entre 8 y 10 veces.

Hay varias razones para explicar esta situación (ver publicación de Valgesta en <https://www.linkedin.com/company/valgesta-energ%C3%ADa/posts/?feedView=all>), entre las cuales comienza a evidenciarse que los riesgos regulatorios (intervención de los contratos por la autoridad, sobrecostos sistémicos, cambios en régimen de potencia, entre otros), hacen menos atractivo y/o más riesgoso a los inversionistas participar en estos procesos, generando con ello una presión al alza sobre los precios ofertados, incorporando primas por riesgo para cubrirse a futuro.

Tal como lo señalamos en anteriores editoriales de Valgesta Nueva Energía, tanto la ley de estabilización de las cuentas eléctricas materializada en el pasado gobierno, como la ley que crea el “mecanismo de protección al cliente” establecido recientemente por ley por la actual administración, constituyen una grave violación a los contratos celebrados en virtud de procesos de licitación internacionales, abiertos y competitivos. Si bien consideramos correcta la decisión política de evitar el traspaso inmediato a los consumidores de alzas relevantes en las tarifas, el instrumento adoptado no es adecuado, ya que en vez de financiar la política pública con recursos fiscales, ambas administraciones optaron por “suspender” por ley el derecho a recibir parte del precio adjudicado y contractualmente comprometido a las compañías generadoras, lo que implica una falta de protección política y jurídica a contratos que son claves para que inversionistas privados construyan la nueva inversión renovable, base de la transformación energética que el país está viviendo.

Por otra parte, los procesos de fijación tarifaria del sistema de transmisión y especialmente la determinación del Valor Agregado de Distribución, se encuentran fuertemente cuestionados en cuanto al cumplimiento de los plazos, la calidad del trabajo realizado y la legalidad de la actuación de las autoridades, todo lo cual deberá ser resuelto por la Contraloría General de la República, ante una serie de objeciones que han sido presentadas con relación a ambos procesos. Estas señales claramente van en contra del avance que tuvimos como sector en los últimos años.

Señales de alarma para la transición energética

La transición energética requiere de nueva capacidad de generación, lo que podría significar, de acuerdo al estudio realizado por ACERA, en torno a 23.000 MW nuevos de generación solar y eólica, más almacenamiento; de un sistema de transmisión con mayor capacidad que permita traer la energía renovable a los centros de consumo; y de un mejoramiento radical de nuestros sistemas de distribución eléctrica, si queremos aprovechar al máximo los recursos distribuidos (generación, gestión de demanda, servicios de red) y viabilizar una mayor penetración de la electromovilidad. Para ello las buenas políticas públicas junto con una correcta regulación son fundamentales.

Chile había sido un referente en la región en términos de competitividad, transparencia y certeza jurídica, ganándose con autoridad un verdadero “sello” de estabilidad y solidez para la atracción de inversiones que son la base de un desarrollo eficiente, seguro y sustentable del mercado eléctrico, dando mayor bienestar a todos los chilenos y chilenas. Para que podamos materializar las inversiones señaladas, debemos volver a ofrecer y garantizar un ambiente de estricta protección de los contratos y respeto a la regulación, lo que es la base para la atracción de competencia, menores precios, inversiones y beneficios para los consumidores.

La actual administración ha entregado los lineamientos respecto de la política que desea impulsar en el sector energía; sin embargo, dichos lineamientos nos parecen genéricos y requieren de mayor detalle respecto de sus objetivos. Creemos esencial que el Gobierno defina prontamente y de manera precisa la agenda regulatoria que tendrá la actual administración, lo que implica despejar, entre otras materias, los pasos a seguir en el corto y largo plazo para lograr la transición, como por ejemplo la definición sobre el reglamento de potencia, el desarrollo de un mercado de flexibilidad, el fortalecimiento de la regulación del almacenamiento (tres temas que están íntimamente ligados), el rol del gas natural, la reforma al segmento de distribución, el tratamiento de los impuestos verdes, la transición hacia un mercado mayorista de ofertas de electricidad y el tratamiento del territorio, entre otros, para así generar las condiciones y desplegar las nuevas inversiones que se requieren en generación, transmisión y distribución.

Los objetivos de largo plazo son desafiantes y demandados por la ciudadanía: avanzar aceleradamente a una matriz eléctrica cero emisiones, reduciendo las tarifas, haciéndose cargo también de la inequidad energética y velar por la seguridad de suministro son los objetivos claves para los próximos años. Para lograrlo, no basta solo con proponérselo e incluso asegurarlo por ley o mediante la nueva Constitución. Se requiere un mercado transparente, competitivo y que pueda confiar en desarrollar inversiones de largo plazo, para lo cual requiere conocer y confiar en las reglas de juego; se requiere, asimismo, un Gobierno que defina con precisión los objetivos, las acciones que desarrollará y sobre todo abierto a la discusión con el conjunto de actores que forman parte del sector, algo que vemos se ha perdido.

NOTICIAS

Coordinador Eléctrico pide flexibilizar reserva hídrica de embalses tras lluvias y pronósticos de deshielos

El organismo señaló que debido al aumento en el agua embalsada y las condiciones hidrológicas favorables que se esperan para el periodo de deshielo, se prevé un riesgo de vertimiento en los embalses Colbún y Ralco entre octubre y diciembre de 2022.

En un documento firmado por el director ejecutivo de la entidad, Ernesto Huber, se detalla que respecto de las condiciones hidrológicas, la probabilidad de excedencia para la energía afluente del sistema acumulada al 15 de julio de 2022 corresponde a 87,5%, “lo que equivale al onceavo año más seco de la estadística desde el año hidrológico 1960/1961, habiendo mejorado sustancialmente la disponibilidad de recursos hídricos en comparación a la misma fecha con el año hidrológico 2021/2022, el cual concluyó como el segundo año más seco”. La petición del Coordinador Eléctrico fue dirigida a Marco Mancilla, secretario ejecutivo (S) de la Comisión Nacional de Energía.

El Coordinador reporta que ha coordinado la operación de las centrales para la conformación de la reserva hídrica, resultando un monto total acumulado a mayo de 2022, de 374,67 GWh, cifra distribuida en cuatro embalses: Colbún (69,11 GWh); Laja (104,63); Ralco (135,67) y Maule (65,26).

Riesgo de vertimiento

El Coordinador indica que, de acuerdo con los convenios de riego vigentes los derechos de generación sujetos a la conformación de reserva hídrica en el Lago Laja pueden ser utilizados hasta el 30 de noviembre de 2022 y en la Laguna del Maule la fecha límite para las extracciones de los derechos de generación está condicionada por los trabajos asociados a la construcción de la Central Los Cóndores, que se iniciarían el 01 de septiembre.

“En este contexto, y sumado a las condiciones hidrológicas favorables que se esperan para el periodo de deshielo, se prevé un riesgo de vertimiento en los embalses Colbún y Ralco entre octubre y diciembre de 2022, lo que provocaría el vertimiento de parte o la totalidad de la reserva hídrica”, afirma.

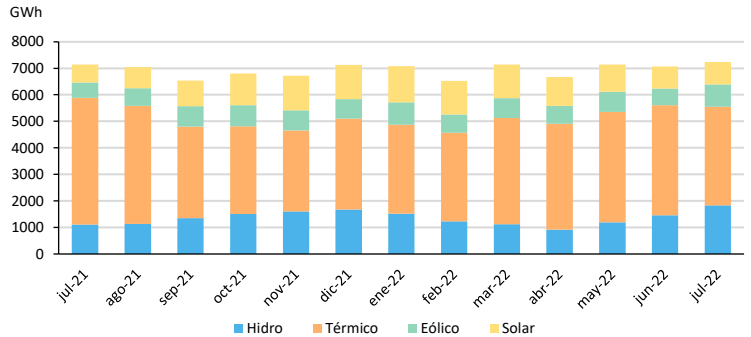
Por ello sostiene que “considerando todo lo anterior y la necesidad de minimizar la probabilidad de vertimiento futuros, se requiere flexibilizar el uso de la reserva hídrica acumulada a la fecha, con el objetivo de disponer de ella antes de la fecha del término de vigencia del DS N°51/2021”.

Ello para su utilización de acuerdo con los principios de seguridad y operación a mínimo costo establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos.

Fuente: Diario La Tercera (21/07/2022)

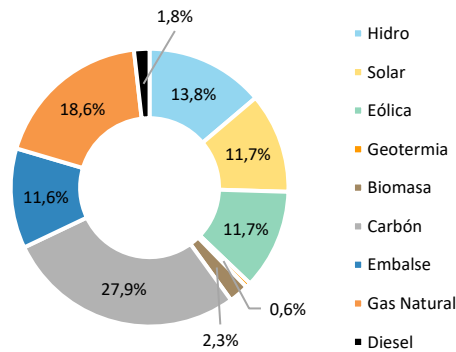
ESTADÍSTICAS JULIO 2022

Generación SEN últimos 12 meses



Fuente: Coordinador Eléctrico

COMPOSICIÓN DESPACHO JULIO 2022

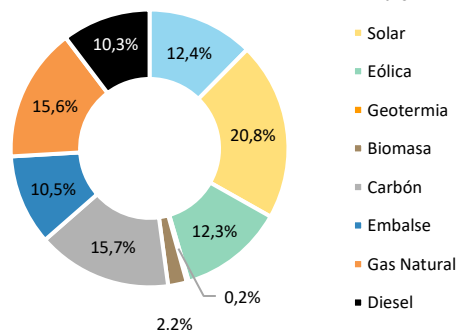


Despacho de generación (GWh)

Térmica	3.704
Hidráulica	1.840
Eólica	842
Solar	844
Total	7.230

Fuente: Coordinador Eléctrico

CAPACIDAD INSTALADA SEN JULIO 2022

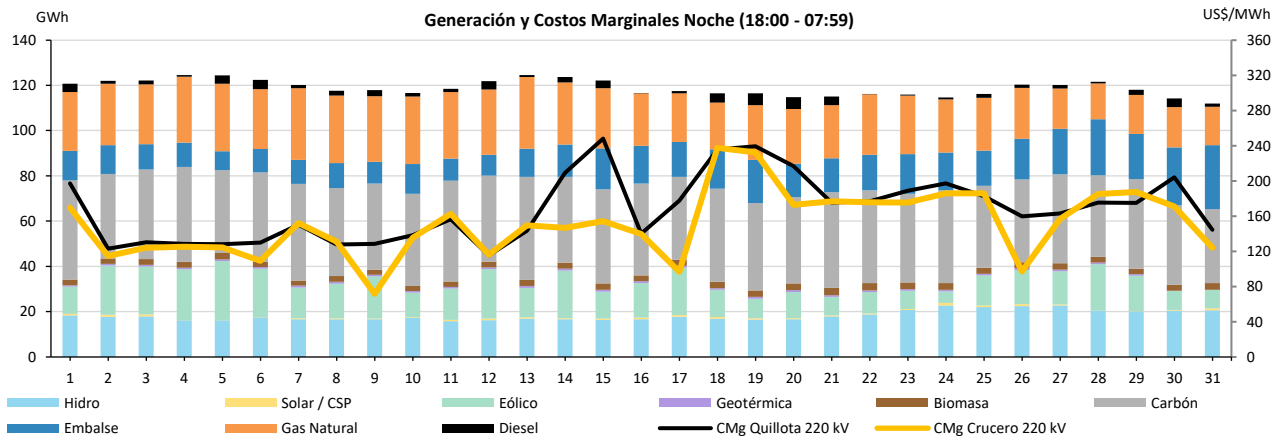
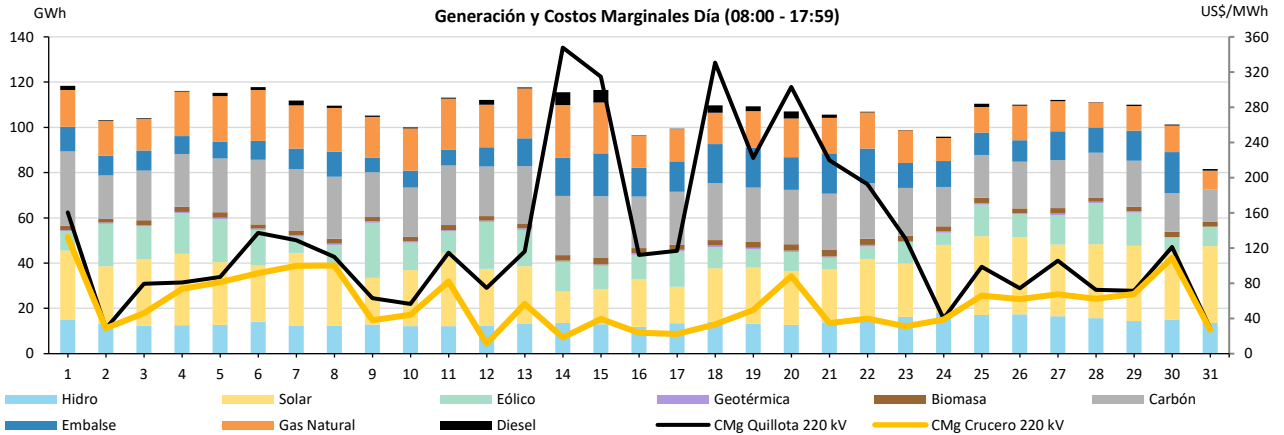


Capacidad instalada SEN (MW)

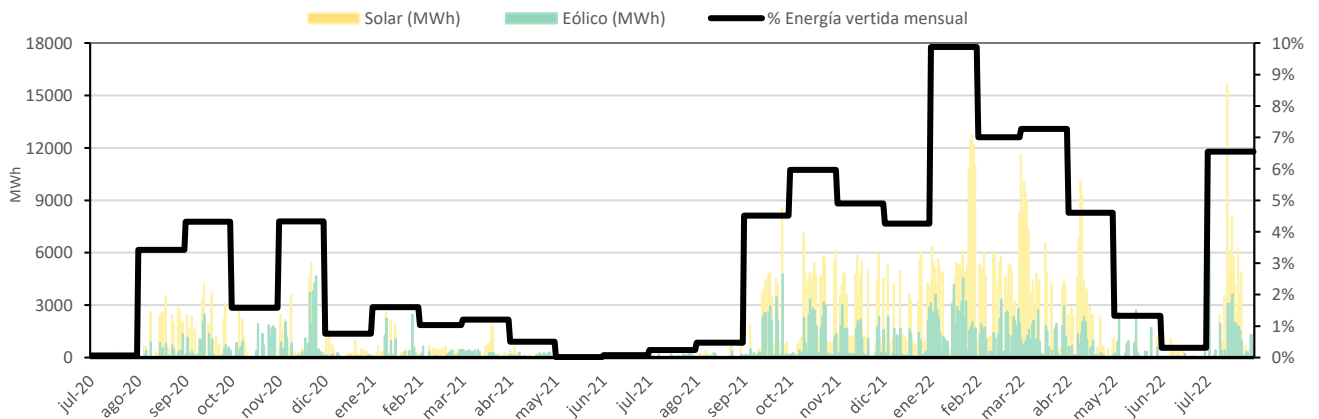
Hidro	7.391
Térmico	14.125
Eólica	3.957
Solar	6.703
Geotermia	78
Total	32.253

Fuente: Coordinador Eléctrico

Generación y costos marginales en Quillota 220 kV y Crucero 220 kV, julio 2022



Vertimientos de generación ERNC, julio 2020 – julio 2022

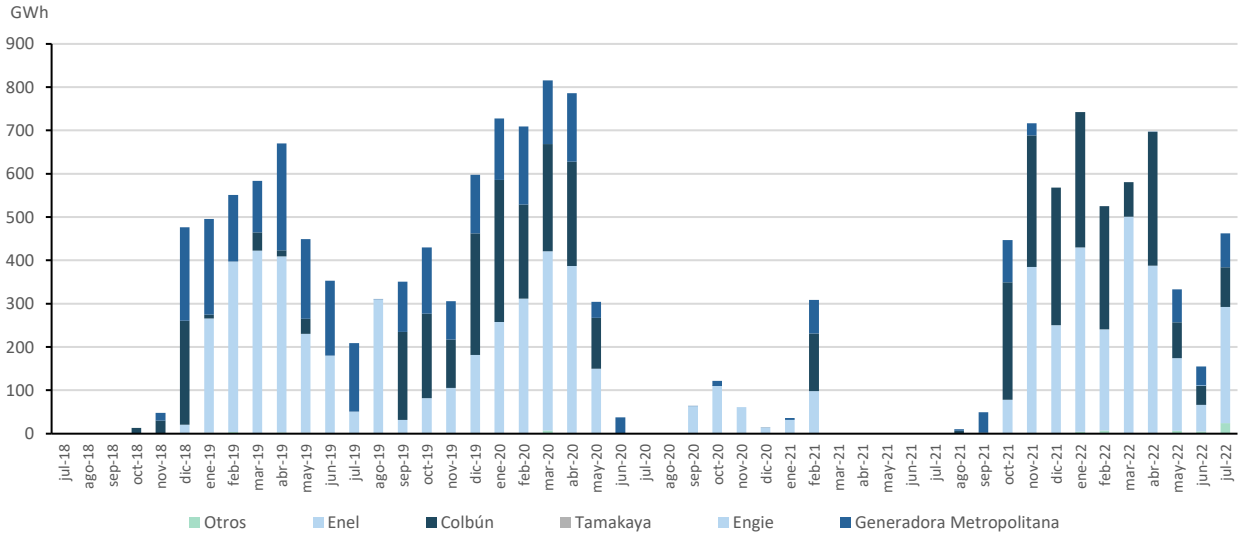


Fuente: Coordinador Eléctrico

El gráfico anterior presenta la cantidad de energía diaria reducida de centrales eólicas y solares que se ha presentado desde julio de 2020 a julio* de 2022, y el porcentaje mensual al que corresponden dichas reducciones con respecto a la generación solar y eólica. Dichas reducciones son dispuestas por el Coordinador Eléctrico Nacional en respuesta a la presencia de congestiones en el sistema de transmisión.

*Los vertimientos de julio 2022 corresponden a los exhibidos en los Informes Diarios de Novedades al Centro de Despacho de Carga (CDC) del Coordinador Eléctrico Nacional.

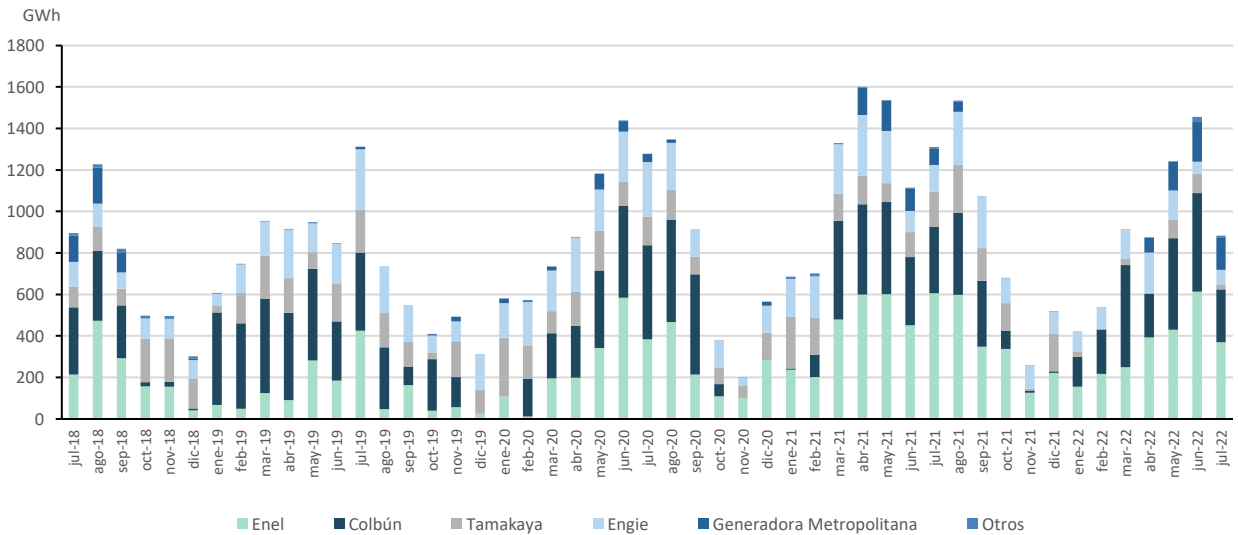
Generación histórica gas natural argentino



En julio de 2022 se generaron 462,0 GWh en base a Gas Natural argentino, de los cuales un 58,1% es atribuible a la empresa Enel, un 19,8% a Colbún, un 16,9 a Generadora Metropolitana y un 5,2% a otras empresas.

Fuente: Coordinador Eléctrico

Generación con GNL desde terminales Quintero y Mejillones



En julio de 2022, la generación de centrales en base a GNL asociadas a los terminales Quintero y Mejillones fue de 883,9 GWh, lo que representó el 18,6% de la generación total del SEN. De estas inyecciones, un 41,8% se atribuye a Enel, un 28,8% a Colbún, un 17,8% a Generadora Metropolitana, un 8,2% a Engie, un 2,4% a Tamakaya y el 1,0% restante a otras empresas.

Fuente: Coordinador Eléctrico

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

Precio Nudo Quillota 220 kV	49,0
Precio Nudo Crucero 220 kV	49,7
PMM SEN	79,4

Fuente: CNE

Costos marginales promedio junio (\$/kWh)

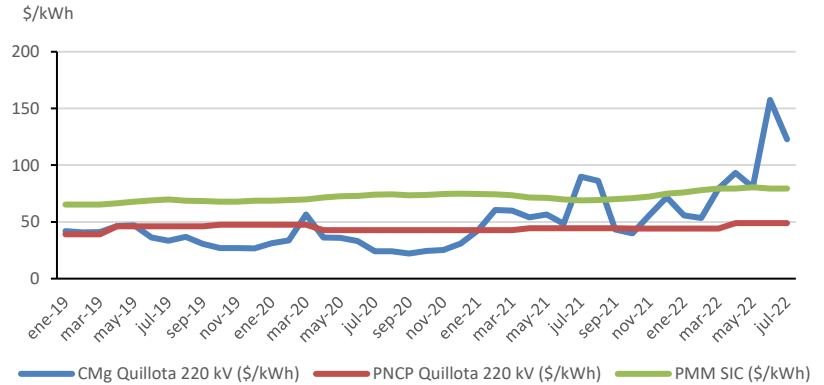
Crucero 220 kV	93,8
Cardones 220 kV	92,5
Pan de Azúcar 220 kV	93,3
Quillota 220 kV	122,8
Charrúa 220 kV	118,5
Puerto Montt 220 kV	194,6

Fuente: Coordinador Eléctrico

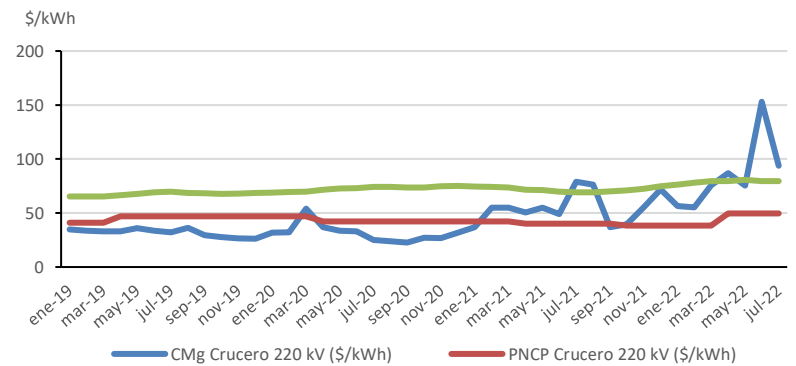
* En los gráficos a la derecha, los Precios Medio de Mercado SEN-SIC y SEN-SING corresponden al PMM del SEN.

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

Publican ley que estabiliza cuentas de luz: apoyará a 90% de clientes regulados según el Gobierno

Se publicó la Ley 21.722, que crea un Fondo de Estabilización de Tarifas para moderar el precio de la electricidad de los clientes regulados. Este fondo será administrado por la Tesorería General de la República y regulado por un reglamento del Ministerio de Hacienda, el cual también será suscrito por la cartera de Energía.

El Fondo de Estabilización de Tarifas, así como los cargos que lo financian, tendrán vigencia hasta el 31 de diciembre de 2032 y no podrán prorrogarse tras esa fecha.

El MPC tendrá por objeto pagar las diferencias que se produzcan entre la facturación de las empresas de distribución a los clientes finales por la componente de energía y potencia, y el monto que corresponda pagar por el suministro eléctrico a las empresas de generación

Tras la aprobación del proyecto el 13 de julio pasado, el ministro Claudio Huepe indicó que beneficiará de gran manera a aquellos que consumen menos de 350 kWh. "Son el 90% de los clientes regulados de Chile", precisó.

Fuente: Diario Biobio (02/08/2022)

Balance ERNC abril 2022

Total retiros afectos a obligación (GWh)	5.760
Obligación ERNC (GWh)	757,8
% Obligación ERNC respecto a retiros afectos a obligación	13,2%
Inyección ERNC (GWh)	2.043
% Inyecciones ERNC respecto a retiros afectos a obligación	35,5%

Fuente: Coordinador Eléctrico

NOTICIAS

Generación ERNC roza los 12.000 MW y mantiene sostenido aumento en el SEN

Con un total de 11.815,7 MW, las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) reafirman su tendencia sostenida de crecimiento dentro del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en lo que va de 2022.

Según el último reporte mensual del Coordinador Eléctrico, las fuentes renovables alcanzaron un 36,6% del total de potencia disponible en la red al mes de junio.

Así, el aporte de estas tecnologías prosigue en una senda de ascenso desde enero, cuando registraron 11.059,1 MW, lo que se refrendó en los meses siguientes: febrero, 11.168,8 MW; marzo, 11.288,8 MW; abril, 11.576,8 MW y mayo, 11.612,4 MW.

Capacidad instalada

El informe, además, da cuenta de que la capacidad instalada total a nivel país se encumbra a los 32.253,4 MW al mes de junio, donde el aporte de las centrales convencionales representa 20.437,7 MW (63,4%).

Por tecnología instalada, el primer lugar lo ocupa la energía hidráulica, con una participación de 22,9%, seguida por la solar fotovoltaica (20,4%); carbón (15,7%); gas natural (15,6%); eólica (12,3%) y petróleo diésel (10,3%).

El reporte, además, da cuenta de 65 proyectos de generación en fase de prueba o puesta en servicio, los que suman una capacidad total de 2.651,5 MW.

Dichas iniciativas de inversión corresponden a tecnología solar (46), hídrica (8), térmica (5), eólica (5) y geotérmica (1).

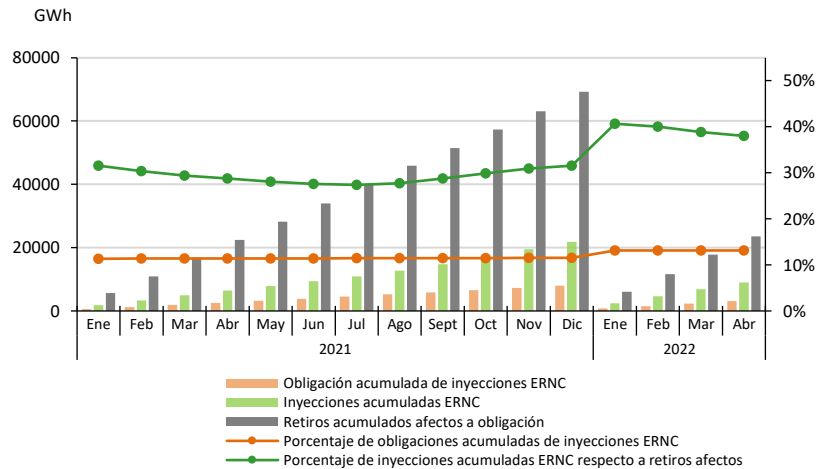
Fuente: Revista Electricidad (26/07/2022)

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 2022 la obligación es de un 9,0%, y un 15,0% para los contratos que se rigen por la Ley 20.257 y la Ley 20.698 respectivamente.

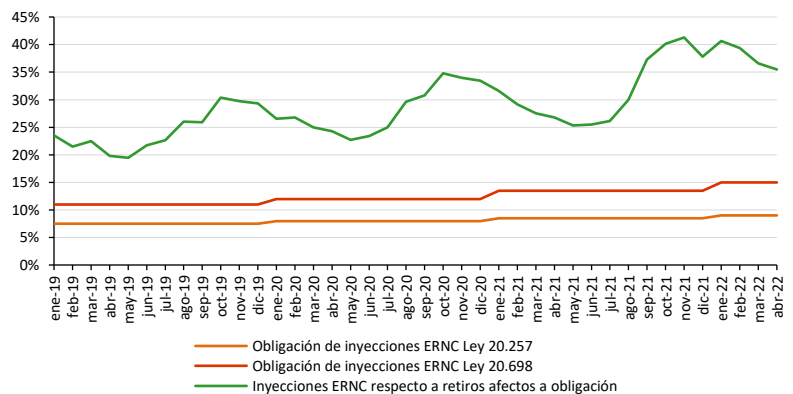
* ÚLTIMA ACTUALIZACIÓN DEL CEN

BALANCE ERNC A ABRIL * 2022

Obligación acumulada de inyecciones ERNC, inyecciones acumuladas de ERNC y retiros acumulados afectos a obligación desde enero 2021 a abril 2022



Porcentaje de inyecciones ERNC respecto de retiros afectos a obligación



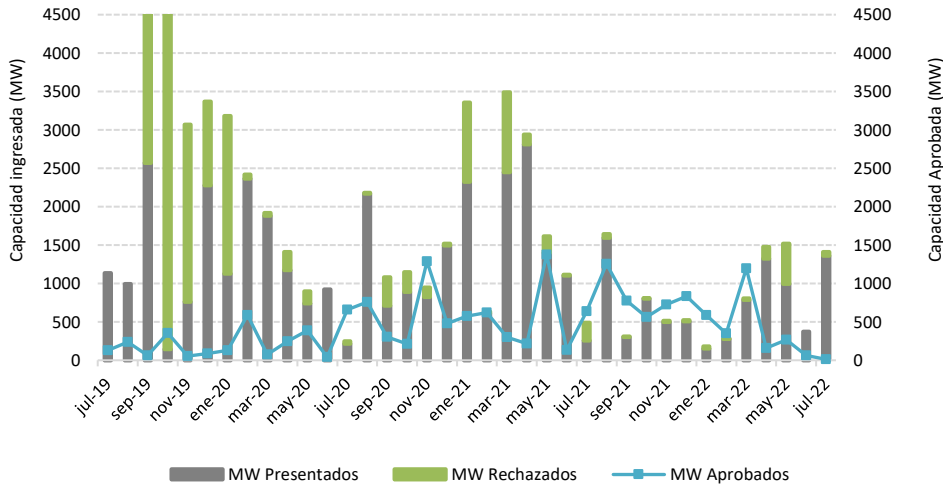
Fuente: Coordinador Eléctrico

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) de enero 2022 a abril 2022, corresponden a **23.596 GWh**.

La obligación acumulada de inyecciones ERNC de enero 2022 a abril 2022 correspondió a **3.109 GWh**, lo que corresponde a un **13,2%** respecto de los retiros afectos en el mismo periodo.

Por otra parte, las inyecciones acumuladas de ERNC de enero 2022 a abril 2022, fueron de **8.970 GWh**, lo que corresponde a un **38,0%** respecto de los retiros afectos en el mismo periodo.

Proyectos de generación en evaluación, rechazados y aprobados en el SEIA hasta julio 2022

Estado de Proyectos

A partir de los datos estadísticos registrados en la plataforma electrónica del SEIA (e-SEIA), en julio de 2022 ingresaron un total de 1.426 MW de potencia. Se registraron 15 MW aprobados.

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos del SEIA (e-SEIA)

Principales Proyectos Aprobados en el SEIA en julio 2022

Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Parque Fotovoltaico Faro de El Triunfo	FOTOVOLTAICA FARO I SPA	6,2	Solar	22/11/2021
Planta Solar El Membrillar	Energy Lancuyen SpA	9	Solar	22/10/2021

Principales Proyectos en Calificación en el SEIA en julio 2022

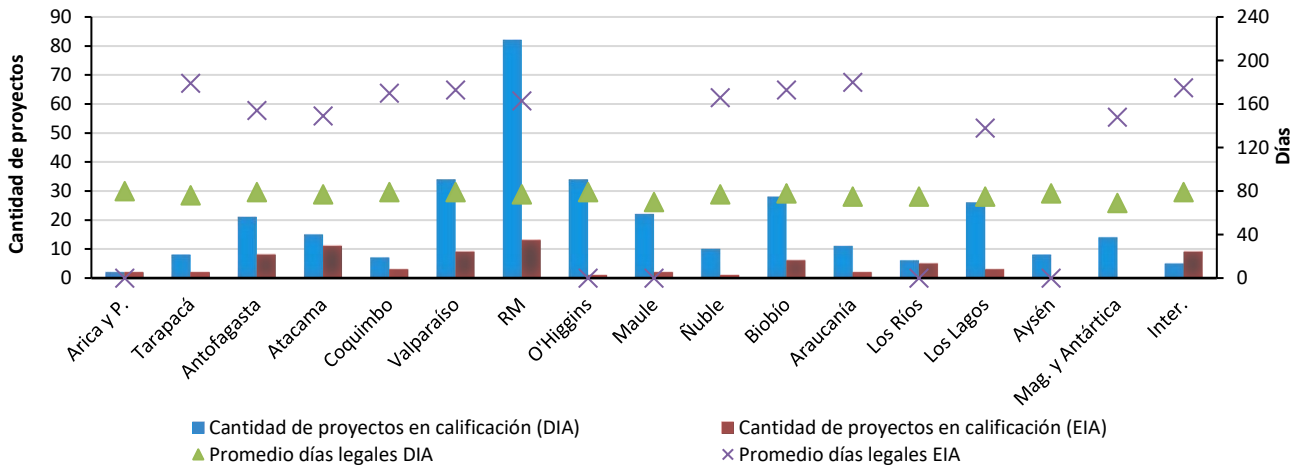
Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Proyecto AR Panimávida Solar	AR Energía Chile SpA	112,58	Solar	22/07/2022
Parque Fotovoltaico Las Terrazas	Terrazas Solar SpA	268,6	Solar	22/07/2022
Parque Eólico El Guanaco	Atlas Energía SpA	316,8	Eólico	22/07/2022
Parque Eólico Los Alpes	Empresa Eléctrica Alpes SpA	105,6	Eólico	22/07/2022
Planta Fotovoltaica Limachino	PFV LIMACHINO SPA	6	Solar	22/07/2022
Parque Fotovoltaico La Chupalla	La Chupalla Solar SpA	129	Solar	21/07/2022
Parque Fotovoltaico Cousiño	Tedlar Marte SpA	7,8	Solar	21/07/2022
Sol de Orrego	Casablanca Energy SPA	210	Solar	21/07/2022
Parque Fotovoltaico Solar Laja	Impulso Solar NCI SpA	8,5	Solar	21/07/2022

Principales Proyectos en Calificación en el SEIA en julio 2022

Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Rinconada Solar	Rinconada Solar SpA	50	Solar	22/07/2022

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 junio de 2021 hasta junio de 2022.



Fuente: Reporte Estadístico mensual de Proyectos en el SEIA

NOTICIAS

Los beneficios de incorporar la tecnología BESS al sistema de transmisión

Una serie de beneficios para el desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) contempla el proyecto “Nuevo sistema de control de flujo mediante almacenamiento Parinas-Seccionadora Lo Aguirre”, que incluye la implementación de la tecnología BESS (Battery Energy Storage System).

Así lo destacaron desde la Comisión Nacional de Energía (CNE), tras ratificarse esta iniciativa en el dictamen del Panel de Expertos N° 7-2022, que se pronunció respecto al Plan de Expansión del Sistema de Transmisión correspondiente a 2021, elaborado por el organismo.

El proyecto, que representa una inversión referencial de US\$211 millones, consiste en la instalación de un sistema de control con almacenamiento tipo BESS ubicado en las subestaciones Parinas y la Seccionadora Lo Aguirre, entre las regiones de Antofagasta y Metropolitana.

Esto, con el objetivo de controlar el flujo de potencia a través de las líneas de 500 kV que conectan las dos subestaciones y así actuar coordinadamente ante contingencias en cualquiera de las líneas existentes entre ambas unidades, permitiendo de este modo un incremento de entre 400 y 500 MVA en la capacidad de transmisión.

Además, la iniciativa considera la instalación de los equipos necesarios para la conexión en configuración interruptor y medio en el patio de 220 Kv, en la S/E Parinas, en una de las posiciones disponibles que resultan de la obra “Ampliación en S/E Parinas 500 kV (IM) y 220 kV (IM)”. Lo anterior, junto con incluir el equipamiento requerido para la conexión en configuración interruptor y medio en el patio de 220 kV en la S/E Seccionadora Lo Aguirre, en una de las posiciones disponibles.

De acuerdo con lo indicado en el informe definitivo del Plan de Expansión de la Transmisión 2021 de la CNE, los equipos de almacenamiento a utilizar deben contar con una capacidad de al menos 500 MVA/125 MWh en cada subestación, además de la posibilidad de realizar control de tensión en sus respectivos puntos de conexión, mediante el intercambio de potencia reactiva (inyección u absorción, según corresponda).

Fuente: Revista Electricidad (05/08/22)



Plan de obras de generación SEN, ITD de PNCP, Primer Semestre de 2022

De acuerdo al Informe Técnico Definitivo del Primer Semestre de 2022, se proyecta una capacidad instalada adicional al año 2032 de 10.584 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 636 MW para el año 2032.

Con respecto a centrales térmicas, se proyecta la instalación de 90 MW entre instalaciones Diésel y GNL antes de 2024, y posterior a ese año no se considera ninguna más.

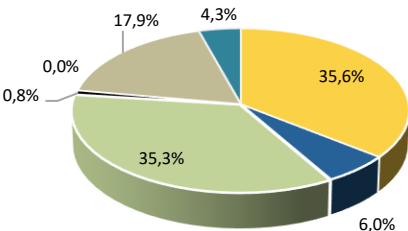
Para el año 2032, se estiman 3.769 MW de capacidad adicional en instalaciones solares y 1.895 MW de solar + bess.

Por otro lado, para las centrales eólicas se proyecta una capacidad adicional de 3.736 MW al año 2032.

Finalmente, se estiman 457 MW de capacidad de almacenamiento.

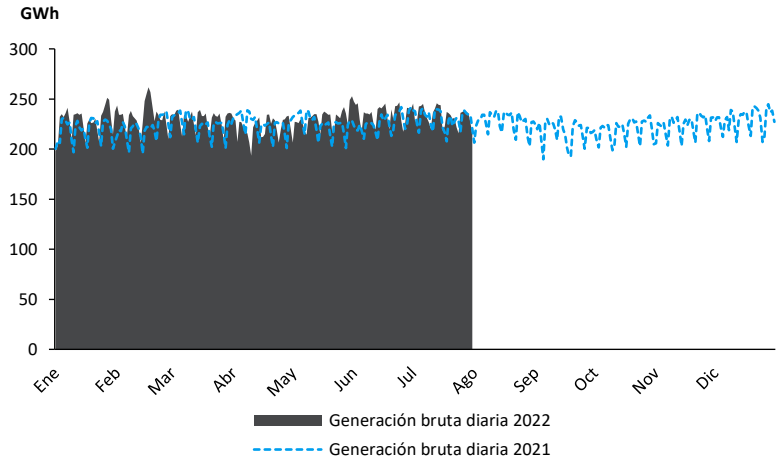
Fuente: ITD Primer Semestre 2022, CNE

Capacidad adicional en construcción y recomendada por la CNE hasta el año 2032



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

Evolución de la generación bruta diaria del SEN (GWh) desde enero 2021 a julio 2022



Fuente: Coordinador Eléctrico

Demanda máxima horaria del SEN (MWh)

2018	10.776
2019	10.746
2020	10.900
2021	11.227

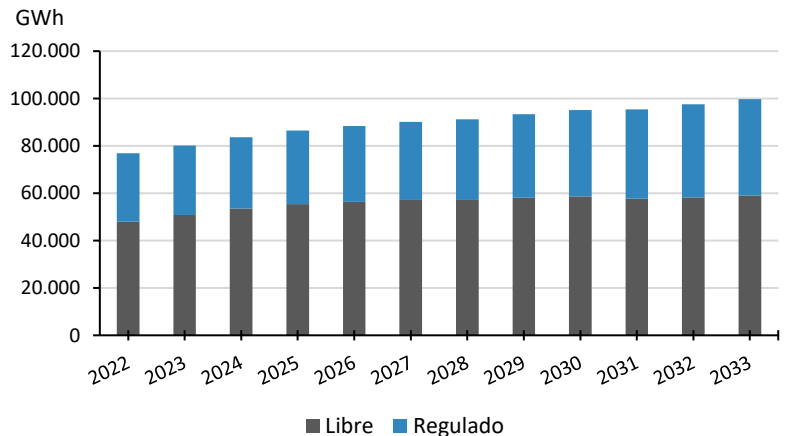
Fuente: Coordinador Eléctrico

Capacidad julio 2022 y recomendada a instalar al año 2032 (MW)

	Julio 2022	Rec.
Eólica	3.957	3.736
Geotermia	78	0
Hidro	7.391	636
Solar	6.703	3.769
Térmico	14.125	90
Solar FV + Bess	0	1.895
Almacenamiento	0	457
Total	32.253	10.584

Fuente: ITD Primer Semestre 2022, CNE

Demanda proyectada del SEN (GWh)



Fuente: ITD Primer Semestre 2022, CNE



CENTRALES EN ETAPA DE PUESTA EN SERVICIO

Central	Capacidad (MW)	Entrada en operación estimada	Central	Capacidad (MW)	Entrada en operación estimada
Lomas de Duqueco (Eólico)	59	Sep-22	Mesamávida (Eólico)	54	Sep-22
Pampa Tigre (Solar)	100	Oct-22	Sol de Lila (Solar)	152	Oct-22



NOTICIAS

Licitación de suministro eléctrico a clientes regulados alcanzó precio promedio de US\$37,4/MWh

Se realizó el acto público de adjudicación de la Licitación Pública Nacional e Internacional para el Suministro de Potencia y Energía Eléctrica 2022/01, que ofreció un total de 5.250 GWh/año de energía. Esto, con la finalidad de abastecer las necesidades de electricidad de los clientes regulados (hogares, comercios y pequeñas empresas) del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) por un periodo de 15 años a partir de 2027.

El proceso licitatorio fue realizado por la CNE, la Asociación de Empresas Eléctricas A.G. y la Federación Nacional de Cooperativas Eléctricas (Fenacopel).

En total, se presentaron 15 empresas generadoras nacionales e internacional, las cuales ofertaron un total de 10.125 GWh, representando casi dos veces la energía solicitada para tres bloques de suministro (N°1-A, N°1-B y N°1-C).

Adjudicación

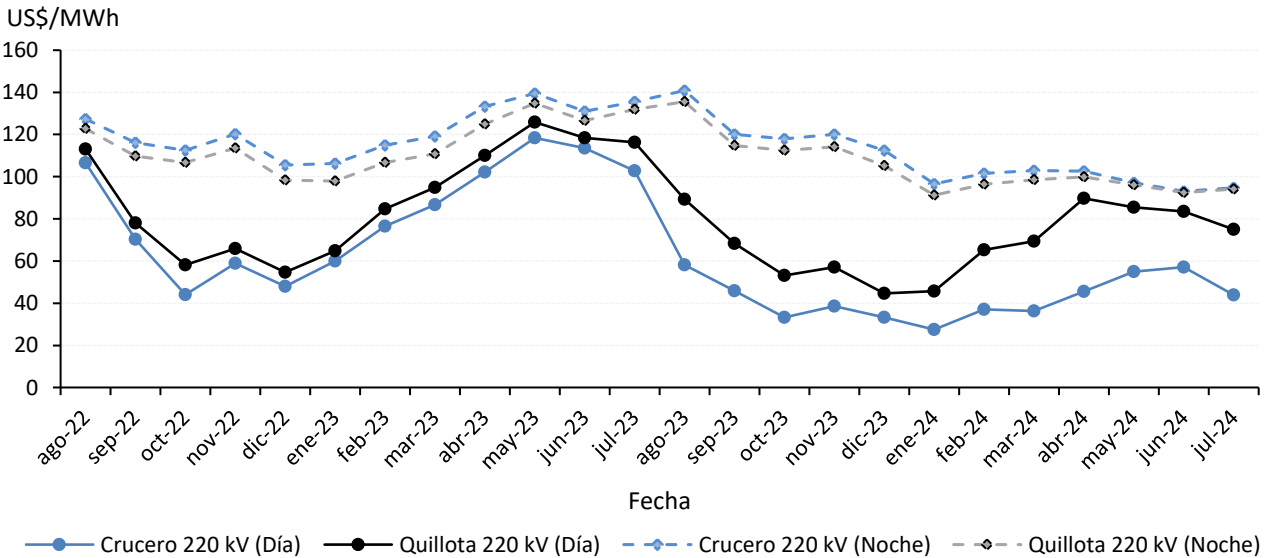
Zapaleri SpA y FRV Development Chile I SpA son las empresas generadoras adjudicatarias de este nuevo proceso, por un volumen de energía de 126 GWh y 651 GWh, respectivamente, que totalizan 777 GWh bajo un precio promedio de US\$37,380 por MWh. Ello representa un 14,8% respecto al total de suministro eléctrico que contemplaba esta licitación.

Marco Antonio Mancilla, secretario ejecutivo (s) de la CNE, destacó el desarrollo del proceso: “Se lograron precios eficientes, con tecnología renovable, que incluye el almacenamiento de energía; además agregó que “estos procesos son periódicos y, probablemente, el próximo año habrá un nuevo proceso, en que se buscará licitar el remanente y lo que no se haya licitado en este año. La CNE permanentemente está monitoreando las condiciones del mercado eléctrico para estos fines”.

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 solar) y en ausencia de esta (bloque noche).



Para el segundo semestre del año 2022 se proyecta una disminución de costos marginales durante el día, esto se debe principalmente a la presencia de aportes hídricos relevantes esperados en el periodo de deshielo (lo que sucedería durante los últimos 3 meses del año), y a la disponibilidad de energía proveniente de fuentes renovables solares FV y eólicas.

Sin embargo, en el horario nocturno, la proyección de costos marginales se mantendría sobre 100 US\$/MWh, debido a que no se prevé una disminución en el precio de los combustibles fósiles en el corto plazo.

Se estima una proyección promedio de costos marginales durante la noche para las barras Quillota 220 kV y Crucero 220 kV cercana a los 114 US\$/MWh para el segundo semestre del año.

El costo marginal promedio proyectado para los próximos dos años durante el día para la barra Crucero 220 kV es 62,5 US\$/MWh y en la barra Quillota 220 kV es 79,7 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 115,1 US\$/MWh y en la barra Quillota 220 kV es 109,8 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.



ÁREAS DE TRABAJO

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

www.valgesta.com



VALGESTA
NUEVA ENERGÍA



VALGESTA.COM

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