



VALGESTA
NUEVA ENERGÍA

BOLETÍN INFORMATIVO

AÑO 12 | N°7 | JULIO 2022

VALGESTA.COM

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



Licitación Clientes Regulados 2022/01: ¿Qué podemos esperar?

El 1° de julio se realizó la entrega de las ofertas administrativas y económicas de la licitación de energía eléctrica para clientes regulados "2022/01", cuyo objetivo es adjudicar 5.250 GWh/año a ser suministrados a partir de enero de 2027 por un período de 15 años. El proceso contó con la participación de 15 oferentes, entre empresas nacionales e internacionales, y entre ellos generadores que ya participan del mercado como también nuevos participantes. Esto representa un decrecimiento de un 67% en número de oferentes con respecto al promedio de los últimos tres procesos.

Dado que el suministro a adjudicar no comienza inmediatamente después de haber firmado el contrato, y la naturaleza de largo plazo del suministro, existe la posibilidad para que los oferentes se presenten con proyectos nuevos de generación renovable, quienes debiesen considerar los costos de inversión futuros de las tecnologías de generación y los riesgos comerciales de la licitación en su precio de oferta.

Solo por mencionar algunas de las empresas que presentaron ofertas, PE Cancura y Vergara son nuevos entrantes eólicos, Pacific Hydro cuenta con generación hidráulica (y proyectos tanto eólicos como solares), Likana Solar es un proyecto CSP que ya se presentó a la licitación del año pasado ("2021/01") con una oferta de 33,9 USD/MWh¹ (que no fue adjudicada), OPDE también se presentó a la licitación pasada con un precio adjudicado promedio de 21,2 USD/MWh, y Colbún y Enel Generación cuentan con un *mix* tecnológico diversificado que probablemente estará complementado con nuevos proyectos renovables que ambas empresas tienen en carpeta.

Por otro lado, las bases de la licitación incorporaron diferencias con procesos anteriores, tales como la no admisión de respaldo de ofertas con centrales que operen en base a carbón o diésel, o que los oferentes deben respaldar con generación propia al menos el 40% de la energía ofertada para cada bloque, lo que tiene un efecto sobre los proyectos solares fotovoltaicos principalmente. Dado esto, estos oferentes deberían incluir sistemas de almacenamiento o equivalentes en respaldo para dar cumplimiento a los requisitos de la licitación.

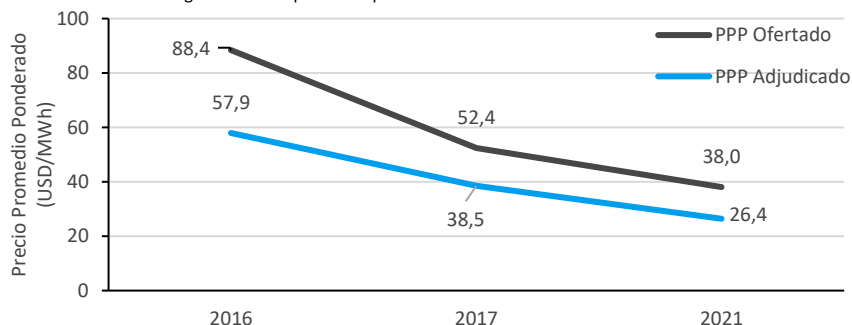
Cuando analizamos los últimos tres procesos de licitación para clientes regulados, podemos ver que la energía ofertada ha superado a la licitada entre 8 a 10 veces, lo que habla de licitaciones competitivas y con gran diversidad de ofertas en términos de tecnologías y volúmenes (ver Tabla 1).

Tabla 1. Parámetros últimos tres procesos de licitaciones reguladas

Proceso	Oferentes	GWh/año	
		Licitados	Ofertados
2016	84	12.430	118.982
2017	24	2.200	22.604
2021	29	2.310	18.560
Totales	168	18.140	168.716

En efecto, en los últimos procesos hemos observado una diversificación de las ofertas y también bajas en los precios ofertados – principalmente de las tecnologías solar y eólica. Esto ha tenido como consecuencia una baja de los precios ofertados y adjudicados, según se puede ver en la siguiente figura².

Figura 1. Precio promedio ponderado de las últimas tres licitaciones³



1 37,2 USD/MWh a abril de 2022.

2 Los precios exhibidos se encuentran indexados a abril de 2022.

3 PPP: Precio Promedio Ponderado.

En promedio, el precio ofertado para los últimos tres procesos fue un 44% mayor que el adjudicado. Sin embargo, los bajos precios que finalmente se adjudican están correlacionados con la participación de agentes con ofertas con un alto componente estratégico, que finalmente podrían considerarse como *outliers* de la muestra, al igual que los suministradores que ofrecen a precios muy por sobre lo que muestra el mercado en un determinado momento. Un ejemplo de esto es lo que sucedió en la licitación 2021/01, donde un agente ofertó un histórico precio de 13,3 USD/MWh para ciertos bloques de suministro. No obstante, esto guarda relación con una estrategia del suministrador en particular, pero no con el precio de mercado necesariamente.

Ahora bien, hoy existen variados factores por los cuales esta tendencia podría revertirse, obteniendo probablemente mayores precios para esta licitación. Los causantes de estos posibles aumentos son los riesgos comerciales de la licitación y los derivados de la operación del sistema, el complejo contexto internacional y nacional, y la crisis climática a la que estamos actualmente expuestos.

En primer lugar, los suministradores deben medir los riesgos comerciales de la licitación. Uno de estos riesgos tiene que ver con la exposición a los costos sistémicos de retiro de energía, los cuales han mostrado un comportamiento poco predecible que depende de varios factores de difícil proyección. En el caso de contratos de suministro de clientes regulados, estos costos no se pueden traspasar mediante modalidad *pass-through* al cliente final, de manera que el suministrador asume dichos costos y el riesgo asociado a los mismos por cada retiro realizado. Sólo a modo de referencia, los costos sistémicos fueron de 3,90 USD/MWh en promedio durante 2020, y 4,62 USD/MWh durante 2021. Esta alza está principalmente explicada por el sobre costo de Servicios Complementarios (SSCC), el cual tuvo un aumento del 68,5% entre estos años.

En la misma línea anterior, si bien el proceso de descarbonización acordado entre las autoridades y las empresas implicaría una reducción en el sobre costo por impuesto ambiental y por operación a mínimo técnico, es complejo predecir lo que ocurrirá con los sobre costos de precio estabilizado y SSCC. Para el caso del precio estabilizado, esto ocurre, entre otros factores, por la incertidumbre que genera el Decreto Supremo N°88 sobre el desarrollo futuro de los PMGD⁴, ya que los proyectos solares fotovoltaicos se ven desfavorecidos por el cambio en la regulación de precios, entre otros factores. Por el lado de los sobre costos por provisión de SSCC, se espera que estos se incrementen debido a que el sistema requerirá estos servicios en mayor medida con el aumento de la energía renovable variable. No obstante, el crecimiento que pueda tener este costo dependerá de las condiciones de mercado que existan para proveer los servicios requeridos y la evolución de los mecanismos que lo regulan.

Por otro lado, los factores de modulación de los precios de los contratos también generan incertidumbre para los oferentes, ya que estos no están reflejando la realidad operacional del sistema. A modo de ejemplo, el factor de modulación promedio durante 2021 para Puerto Montt 220 kV fue de 0,86, pero la razón de costos marginales con Polpaico 220 kV (nodo de referencia de la licitación) fue de 1,74 para el mismo período. Esto significa que para aquellos generadores que inyectan energía en Puerto Montt 220 kV, el precio percibido es un 14% menor que la oferta en el nodo de referencia, a pesar de tener un costo marginal 74% más alto que dicho nodo.

Otros riesgos importantes pueden asociarse a la compleja situación internacional de los últimos años, la que ha estado marcada por la pandemia por COVID-19 y el conflicto entre Rusia y Ucrania. Estos fenómenos han tenido efectos en los precios de combustibles y cadenas de suministro, generando con ello un impacto en las condiciones económicas globales y los costos de inversión de las tecnologías renovables. Esto se puede evidenciar en las proyecciones de instituciones internacionales líderes en materias energéticas. El National Renewable Energy Laboratory (NREL), en su informe Annual Technology Baseline, muestra en cada publicación la mejor estimación de los costos de desarrollo proyectados al largo plazo. La versión 2021 mostraba un costo de inversión o CAPEX⁵ promedio de 1,02 MM USD/MW para un *mix* tecnológico entre solar FV y eólico entre 2023 y 2027, mientras que la versión de 2022 presenta un valor promedio de 1,09 MM USD/MW al realizar el mismo ejercicio, lo que representa un incremento de 7,5% con respecto a la proyección del año anterior. Esta tendencia la muestran otras proyecciones que en la actualidad muestran aumentos por sobre un 20% de los costos de inversión de estas tecnologías.

4 Pequeños Medios de Generación Distribuida

5 Capital Expenditures

Por otro lado, el conflicto entre Rusia y Ucrania ha disparado el precio de los combustibles, lo que también pone presión sobre las ofertas realizadas con portafolios que contemplen respaldo de generación con centrales que funcionen en base a gas natural. Por lo tanto, el aumento de los costos de inversión y los precios elevados de los combustibles fósiles, deberían traducirse en una tendencia al alza de los precios ofertados en el actual proceso.

Finalmente, el proceso constitucional por el que está pasando el país también podría tener un impacto en las estimaciones de los precios que hicieron los oferentes en esta licitación. Debido a esto y otros factores macroeconómicos, los oferentes verán tasas de descuento que saldrán del rango entre 4% a 6% a valores cercanos al 7%-8%, que generarían un aumento de entre 10% al 20% en el precio ofertado según las estimaciones del Consultor.

Además, hay que considerar que habrá un comportamiento incierto en los costos sistémicos, principalmente el de SSCC. Este riesgo comercial es de especial relevancia, ya que en 2021 el costo sistémico promedio fue aproximadamente un 11% del precio promedio ponderado de oferta de la licitación 2021/01, sin considerar los *outliers* de este proceso. Más aún, los agentes deberán tener en consideración una cobertura en su precio ofertado frente a los factores de modulación (que dependerá de dónde inyectan su energía).

Finalmente, considerando la estructura de ofertas de los suministradores, se puede aproximar el precio promedio ponderado de oferta como el LCOE del *mix* tecnológico ofertado más la cobertura frente a los costos sistémicos. Teniendo en mente lo anterior, y según las estimaciones de Valgesta, se puede estimar el incremento en el precio promedio de oferta de esta licitación al sumar los efectos de CAPEX y de incremento en la tasa de descuento (el efecto que tendrían sería aproximadamente del orden de 50% cada uno en el aumento del precio ofertado). Suponiendo un costo sistémico constante durante el período de suministro, e igual al valor promedio de 2021 (4,62 USD/MWh), se podrían observar precios ofertados promedio ponderados entre un 15% a un 35% mayores que el precio de 2021 indexado a abril 2022, sin considerar los *outliers* en el tramo superior e inferior de la distribución de precios. Esto responde a que el precio promedio ponderado de oferta no necesariamente guarda relación con los precios adjudicados, los que estarán finalmente determinados por las estrategias comerciales de los participantes con las ofertas más bajas.

El dispar comportamiento que tuvieron las distintas tecnologías de generación durante junio

El Ministerio de Energía dio a conocer su reporte mensual del mercado eléctrico, el cual permite conocer las principales estadísticas del sector durante el mes de junio de 2022.

Es así como se informó que la generación solar aumentó un 38% durante junio 2022 en comparación a junio 2021, mientras que la eólica lo hizo en un 18%, el diésel en un 600% y el gas natural en un 45%.

Por el contrario, la generación en base a carbón se redujo un 22%, y la hidráulica lo hizo en un 14% y 11% para centrales de pasada y embalse, respectivamente.

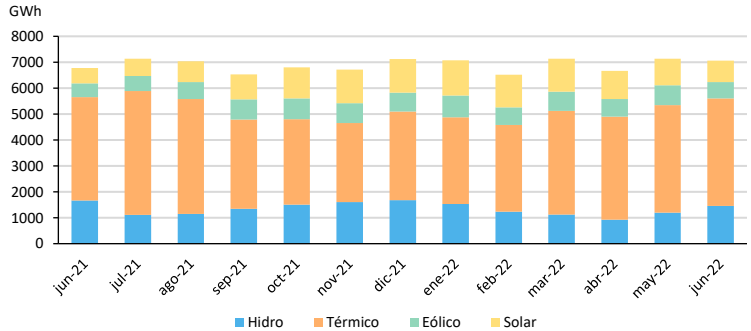
Junto con ello, se destacó que en junio de 2022 en el horario solar se registró un aumento del 52% de los CMg respecto del mismo periodo en 2021.

Pese al aumento de generación solar en 2022 respecto a 2021, se ha observado un alza en los costos dentro del horario solar: en particular, durante junio 2022, se alcanzaron CMg de 93USD/MWh en promedio entre las 8 y 18 hrs, en comparación con los 61USD/MWh observados en el mismo periodo de 2021.

Fuente: Revista Electricidad (11/07/2022)

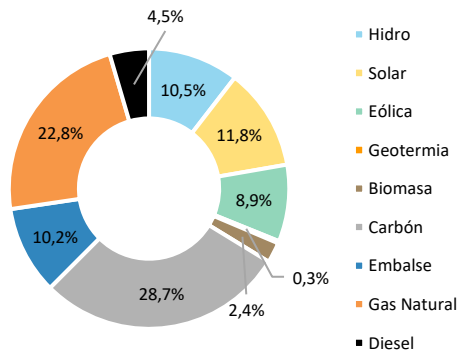
ESTADÍSTICAS JUNIO 2022

Generación SEN últimos 12 meses



Fuente: Coordinador Eléctrico

COMPOSICIÓN DESPACHO JUNIO 2022

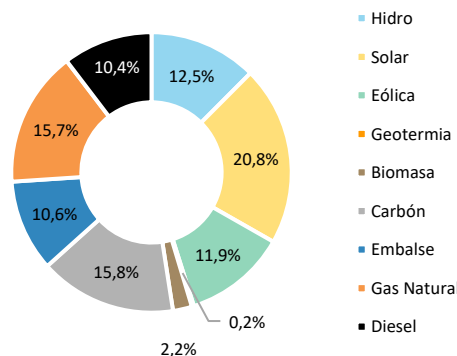


Despacho de generación (GWh)

Térmica	4.148
Hidráulica	1.459
Eólica	626
Solar	833
Total	7.066

Fuente: Coordinador Eléctrico

CAPACIDAD INSTALADA SEN JUNIO 2022

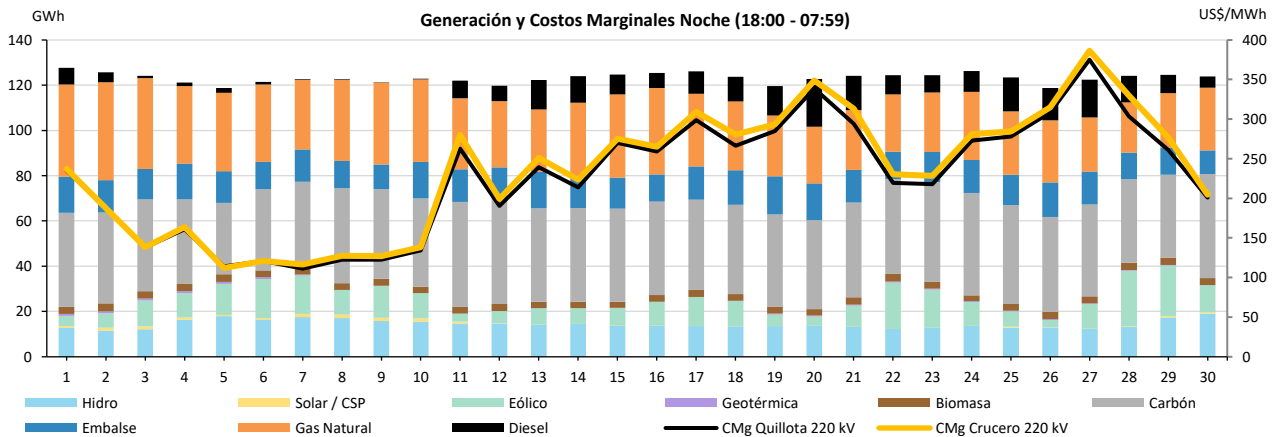
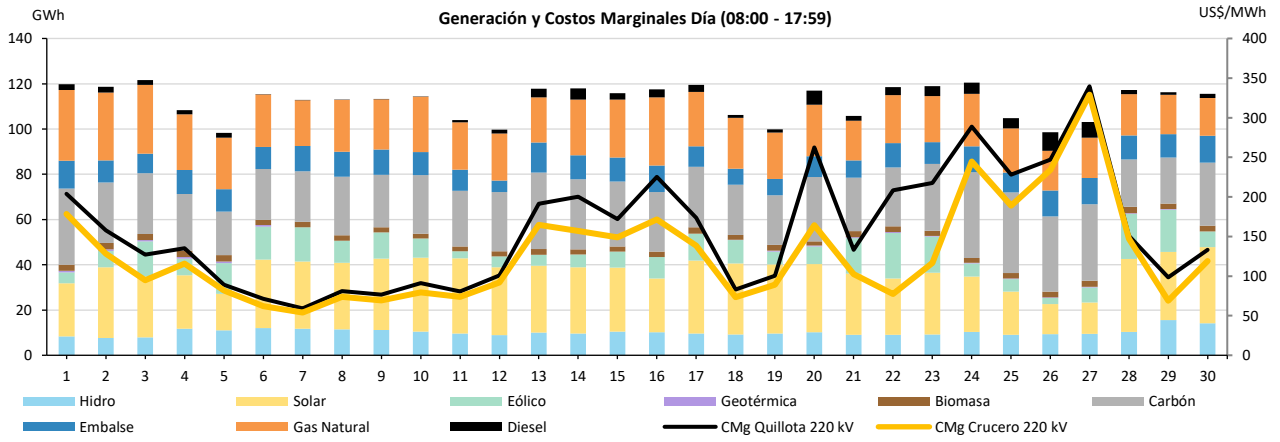


Capacidad instalada SEN (MW)

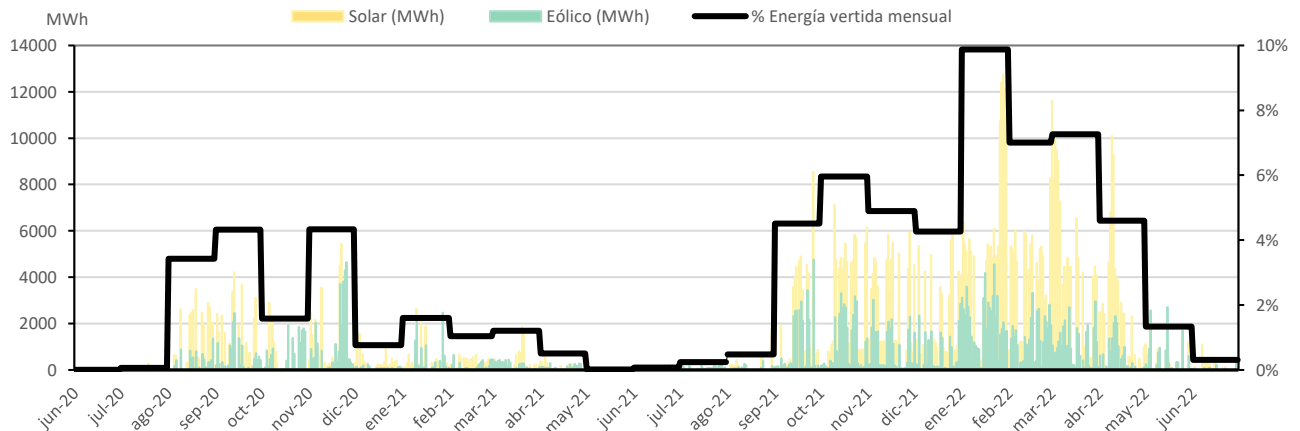
Hidro	7.391
Térmico	14.114
Eólica	3.805
Solar	6.652
Geotermia	78
Total	32.038

Fuente: Coordinador Eléctrico

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



Vertimientos de generación ERNC, junio 2020 – junio 2022

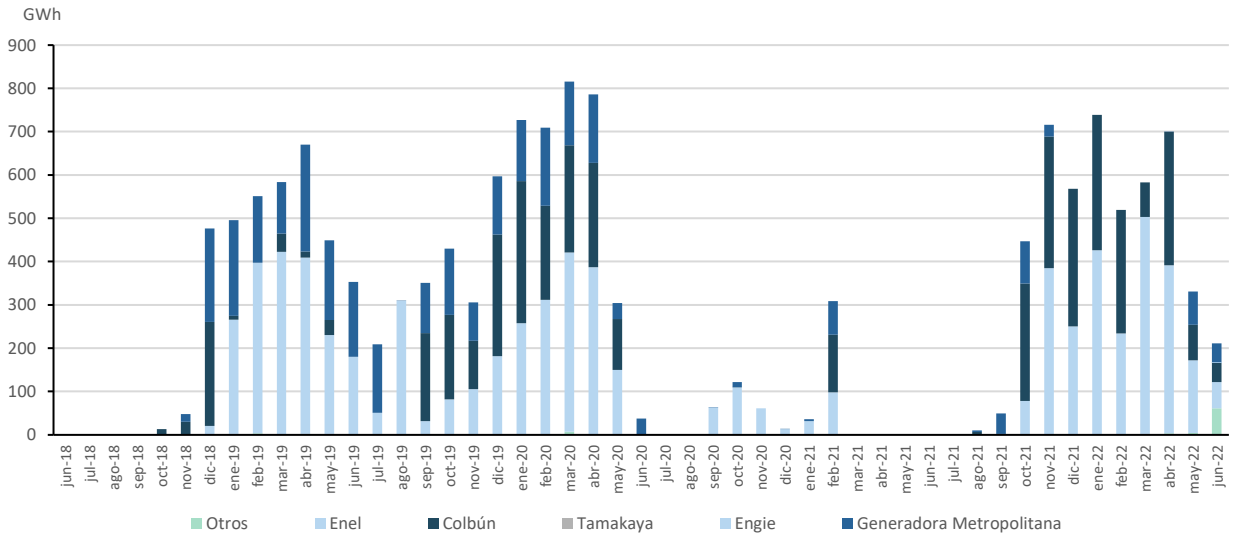


Fuente: Coordinador Eléctrico

El gráfico anterior presenta la cantidad de energía diaria reducida de centrales eólicas y solares que se ha presentado desde junio de 2020 a junio* 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 junio 2022 corresponden a los exhibidos en los Informes Diarios de Novedades al Centro de Despacho de Carga (CDC) del Coordinador Eléctrico Nacional.

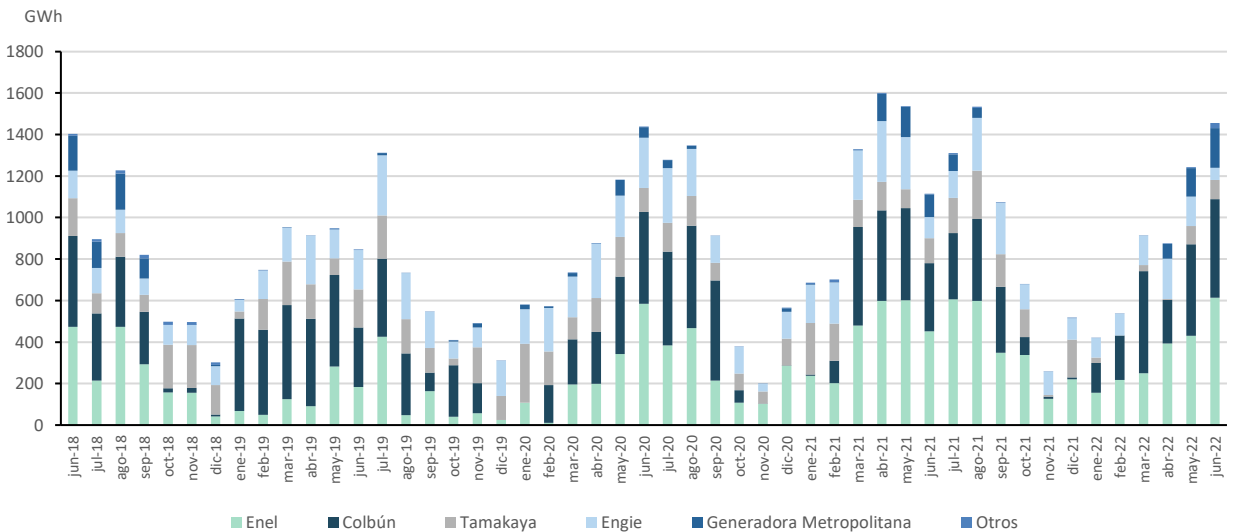
Generación histórica gas natural argentino



En junio de 2022 se generaron 210,8 GWh en base a Gas Natural argentino, de los cuales un 28,9% es atribuible a la empresa Enel, un 21,6% a Colbún, un 20,6 a Generadora Metropolitana y un 28,9% a otras empresas.

Fuente: Coordinador Eléctrico

Generación con GNL desde terminales Quintero y Mejillones



En junio de 2022, la generación de centrales en base a GNL asociadas a los terminales Quintero y Mejillones fue de 1.455 GWh, lo que representó el 22,8% de la generación total del SEN. De estas inyecciones, un 42,2% se atribuye a Enel, un 32,6% a Colbún, un 13,2% a Generadora Metropolitana, un 6,4% a Tamakaya, un 4,0% a Engie y el 1,7% 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)

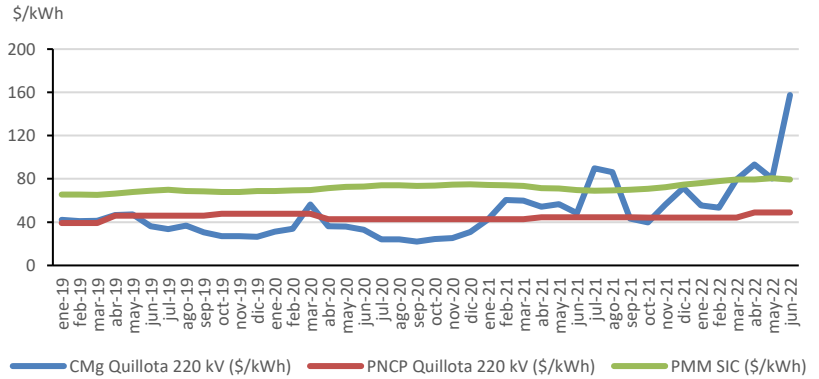
Crucero 220 kV	153,0
Cardones 220 kV	152,9
Pan de Azúcar 220 kV	154,3
Quillota 220 kV	157,5
Charrúa 220 kV	158,3
Puerto Montt 220 kV	180,0

Fuente: Coordinador Eléctrico

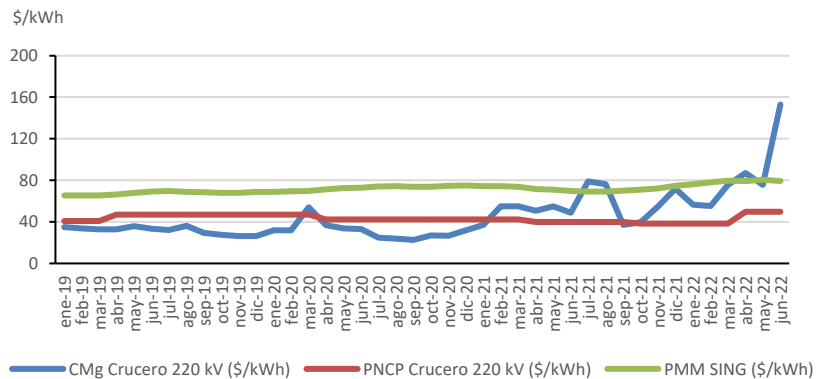
* En los gráficos a la derecha, los Precios Medio de Mercado SEN-SIC y SEN-SING corresponden al PMM del SEN.

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

Estancamiento del uso de energías renovables dispara el uso de combustibles fósiles impidiendo el cumplimiento de objetivos climáticos

La red internacional de expertos de energías renovables REN21, en su último informe pone de manifiesto que la transición energética no se está produciendo “pese a la promesa de recuperación ecológica mundial tras la pandemia del Covid-19”, lo que hace “improbable” que se lleguen a cumplir los objetivos climáticos fundamentales durante esta década.

Carbón, gas y petróleo

En la segunda mitad de 2021 se desató la mayor crisis energética de la historia moderna, que se ha visto agudizada este año por la invasión rusa de Ucrania y una crisis mundial de materias primas sin antecedentes.

Esto ha llevado a muchos países a buscar “nuevas fuentes de combustibles fósiles y a quemar más carbón, gas y petróleo”, ha advertido la directora ejecutiva de REN21, Rana Adib, en un comunicado.

El informe recoge que, a pesar de las importantes medidas de recuperación ecológica en muchos países, el fuerte repunte económico impulsó un aumento del 4% del consumo final de energía, lo que contrarrestó la apuesta por las tecnologías verdes.

Fuente: Diario Financiero (15/06/2022)

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

Memoria Anual de Acera: Capacidad instalada ERNC aumentó un 55% durante 2021

La Asociación Chilena de Energías Renovables y Almacenamiento (Acera) publicó su Memoria Anual correspondiente al año 2021.

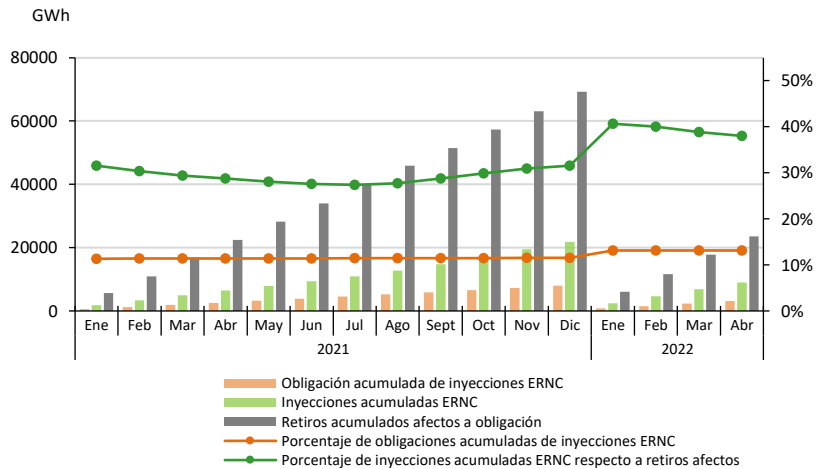
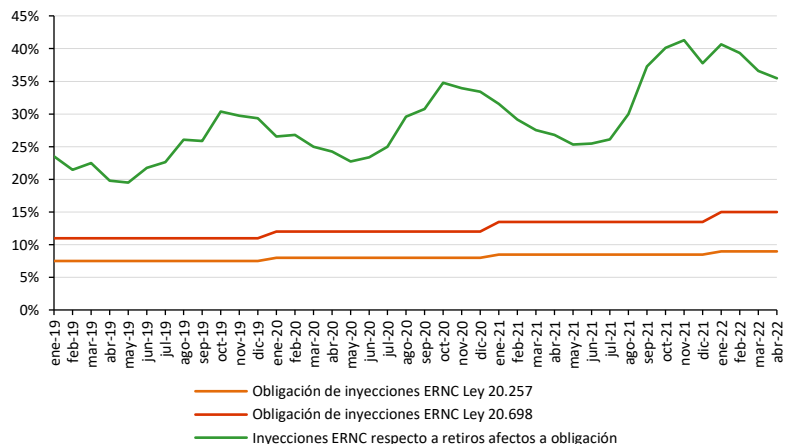
En el documento, plantean que 2021 fue un año récord para las renovables: 169 iniciativas ERNC en construcción, las que sumaron 4.500 MW, y que permitió llegar al 36,7% de la capacidad instalada del país, aportando el 27% de la generación eléctrica YTD.

Por su parte, la generación ERNC fue equivalente al 75% de la demanda regulada. Las energías limpias han dejado claro que son una de las principales fuentes de inversión, con 2.555 MUS\$ por construir como resultado de las últimas licitaciones, 4.425 MUS\$ en proyectos en construcción y 13.639 MUS\$ en centrales ya en operación.

Para ser aún más específicos, la capacidad instalada ERNC aumentó un 55% durante 2021, principalmente mediante proyectos solares fotovoltaicos y eólicos. El peak horario anual de participación ERNC llegó a la cifra récord de 65,7%. Además, en el 37% de los días del año, la máxima participación horaria ERNC superó el 50%.

El año 2021 también estuvo marcado por las licitaciones de suministro, donde se logró un precio medio récord de 23,8 [USD/MWh] (27% inferior al último proceso efectuado), resultando el 100% de las ofertas adjudicadas respaldadas en proyectos ERNC, afianzándose como la opción preferida para respaldar las ofertas emitidas. Y este 2022 se efectuarán dos nuevas licitaciones en donde se espera que las ERNC continúen siendo protagonistas.

Fuente: Revista Electricidad (12/07/2022)

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

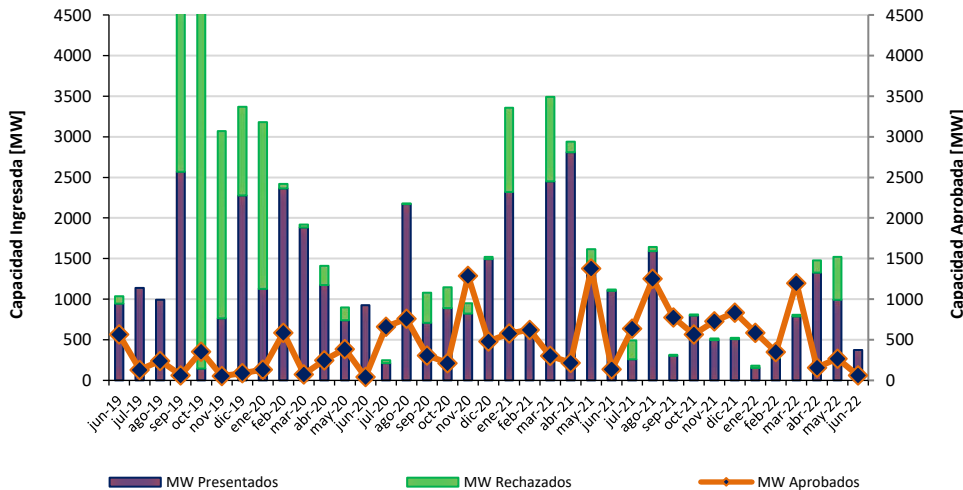
Acreditaciones ERNC

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 junio 2022



Estado de Proyectos

A partir de los datos estadísticos registrados en la plataforma electrónica del SEIA (e-SEIA), en junio de 2022 ingresaron un total de 436 MW de potencia. Se registraron 62 MW aprobados.

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

Principales Proyectos Aprobados en el SEIA en junio 2022

Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Parque Fotovoltaico Diego de Almagro	Inmobiliaria e Inversiones Los Coihues S.A.	9	Solar	23/11/2021
PSF CE Machalí	Cox Machalí SpA	9	Solar	21/09/2021
Proyecto Planta Solar San Juan	Energy Lancuyen SpA	9	Solar	24/08/2021
Parque Fotovoltaico Cerrillos	Cerrillos SpA	9	Solar	24/08/2021
Parque Fotovoltaico Rigel	Rigel Solar Spa	12,5	Solar	22/04/2021
Parque eólico El Alemán 2	Parque eólico El Alemán SpA	13,5	Eólica	23/06/2020

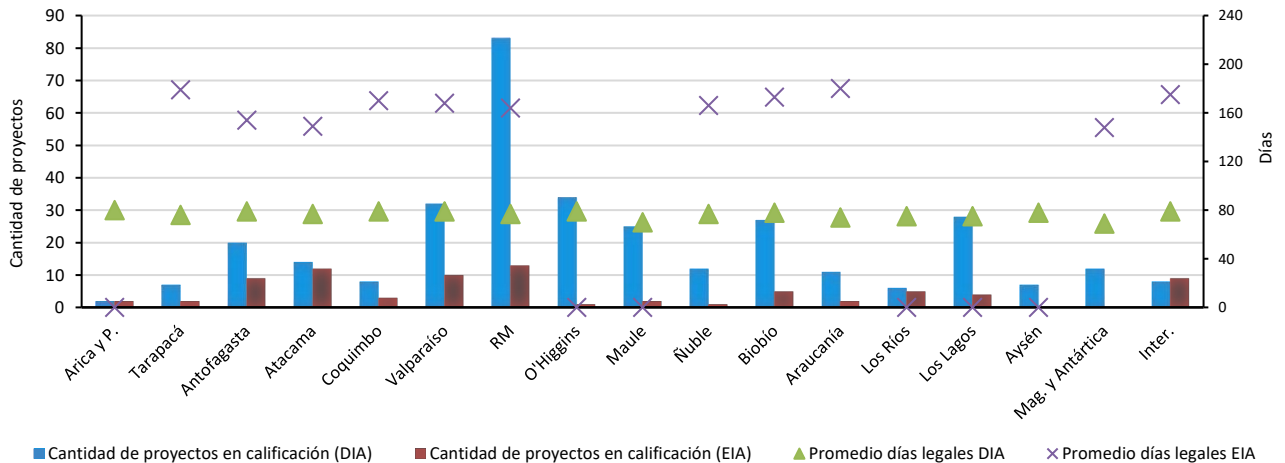
Principales Proyectos en Calificación en el SEIA en junio 2022

Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Planta Fotovoltaica Módena Solar	Módena Solar SpA	9	Solar	28/06/2022
Parque Fotovoltaico Zeus Solar	CVE Proyecto Diecinueve SpA	9	Solar	22/06/2022
Parque Fotovoltaico Brillo Solar	Parque Solar Brillo SpA	4	Solar	20/06/2022
Parque Solar La Totora	Parsosy Sunna SpA	69	Solar	20/06/2022
Parque Eólico Los Lagos del Sur	Eólica Los Lagos SpA	283	Eólica	14/06/2022



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

Senado despacha a la Cámara Baja proyecto de estabilización de las tarifas eléctricas

Con sentido de urgencia, la Sala despachó a la Cámara Baja el proyecto que crea el fondo de estabilización y emergencia energética y establece nuevo mecanismo de estabilización transitorio de precios de la electricidad para clientes sometidos a regulación de precios.

La Comisión de Minería y Energía; y la de Hacienda realizaron modificaciones al texto de la iniciativa de autoría del Ejecutivo, de allí que los diputados y diputadas deban revisar dichos cambios introducidos en el Senado.

Durante la sesión ordinaria, los congresistas aprobaron por unanimidad el texto en general y particular, salvo una votación separada que solicitó el senador Juan Antonio Coloma. El legislador apuntó al hecho que los clientes libres deberán contribuir –al igual que los regulados- al fondo de estabilización, siendo que ellos negocian directamente con las generadoras.

Alcances del proyecto

Creará un fondo de estabilización que será administrado por la Tesorería y tendrá como fin evitar el alza de las cuentas producto de la deuda acumulada desde 2019 a la fecha. Beneficiará a los clientes regulados (los que no tienen la posibilidad de negociar precios con las generadoras directamente).

El Ministerio de Hacienda realizará aportes anuales de US\$20 millones a este fondo, hasta 2032. También este ministerio realizará un aporte adicional de hasta US\$15 millones, monto que estará destinado a aquellos clientes que consuman menos de 350 kw/h al mes.

El fondo tendrá una vigencia única que no podrá exceder del 31 de diciembre de 2032, no pudiendo prorrogarse su funcionamiento más allá de ese periodo.

Los clientes pagarán cargos por servicio en función de su consumo mensual, sin embargo las micro y pequeñas empresas quedarán exentas de estos cargos. Se entenderá por éstas aquellas determinadas por la ley y cuyo consumo mensual no supere los mil kw/h.

En tanto, el proyecto crea un Mecanismo Transitorio de Protección al Cliente (MPC), que busca impedir el alza de las cuentas de la luz durante el año 2022 y permitir solo alzas graduales durante la próxima década. Así se fijan tablas de consumo de energía para este año y para la década 2023-2032. Al igual que el fondo de estabilización, se determina el consumo mensual en kw/h indicándose el precio estabilizado más el IPC y el porcentaje adicional por tramo.

Fuente: Revista Electricidad (13/07/22)



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 10.605 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 3.790 MW de capacidad adicional en instalaciones solares y 1.895 MW de solar + bess.

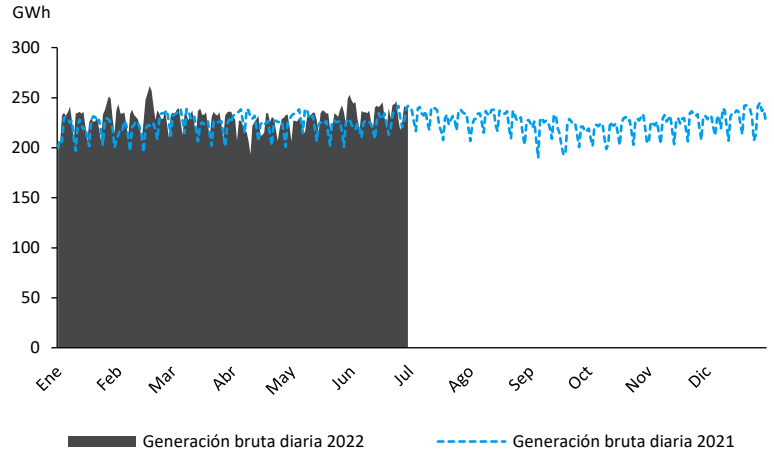
Por otro lado, para las centrales eólicas se proyecta una capacidad adicional de 3.536 MW al año 2032.

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

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



Fuente: Coordinador Eléctrico

Demanda máxima horaria del SEN (MWh)

2018	10.776
2019	10.746
2020	10.900
2021	11.227

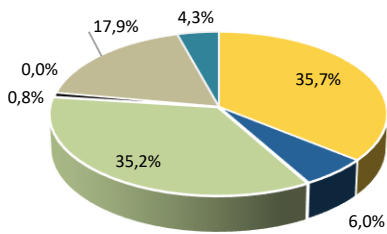
Fuente: Coordinador Eléctrico

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

	Junio 2022	Rec.
Eólica	3.805	3.536
Geotermia	78	0
Hidro	7.391	636
Solar	6.652	3.790
Térmico	14.114	90
Solar FV + Bess	0	1895
Almacenamiento	0	457
Total	32.038	10.605

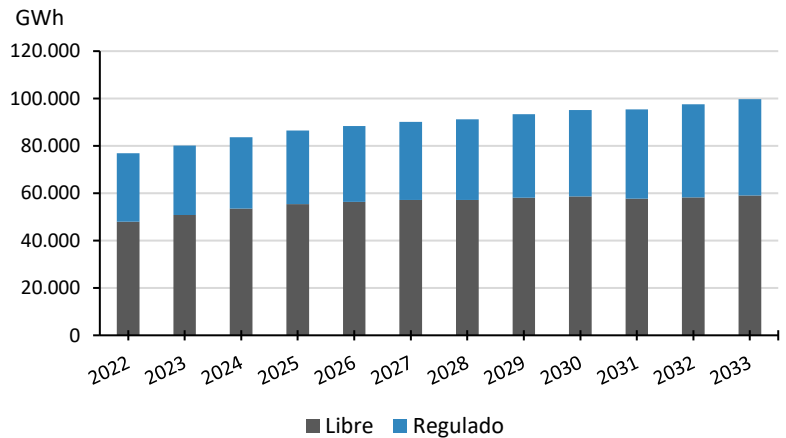
Fuente: ITD Primer Semestre 2022, CNE

Demanda proyectada del SEN (GWh)



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

Fuente: ITD Primer Semestre 2022, CNE



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	Ago-22	Mesamávida (Eólico)	54	Ago-22
Pampa Tigre (Solar)	100	Sep-22	Sol de Lila (Solar)	152	Sep-22



Coordinador Eléctrico Nacional publicó su informe complementario de la propuesta de expansión de la transmisión del año 2022

El Coordinador Eléctrico Nacional dio a conocer su informe complementario de la propuesta de expansión para el sistema de transmisión eléctrica correspondiente al año 2022, de acuerdo con lo establecido en la Ley N°20.936/2016.

Considerando la revisión de los proyectos de transmisión incluida en el informe, en resumen, la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2022 del Coordinador corresponde a un total de 25 proyectos de transmisión con un monto de inversión referencial de 279,3 millones de dólares. De éstos, 12 corresponden a proyectos en Transmisión Nacional con una inversión de 228,9 millones de dólares y 13 proyectos en Transmisión Zonal con una inversión de 50,4 millones de dólares.

Dentro de las obras propuestas destacan la ampliación de las barras 220 kV de la S/E Kimal para permitir la conexión del proyecto HVDC Kimal – Lo Aguirre, adjudicado por el Coordinador en diciembre de 2021, y las obras necesarias para energizar en 500 kV la nueva línea 500 kV Entre Ríos – Pichirropulli, que actualmente se encuentra en estudio de franja, antes de proceder a su licitación.

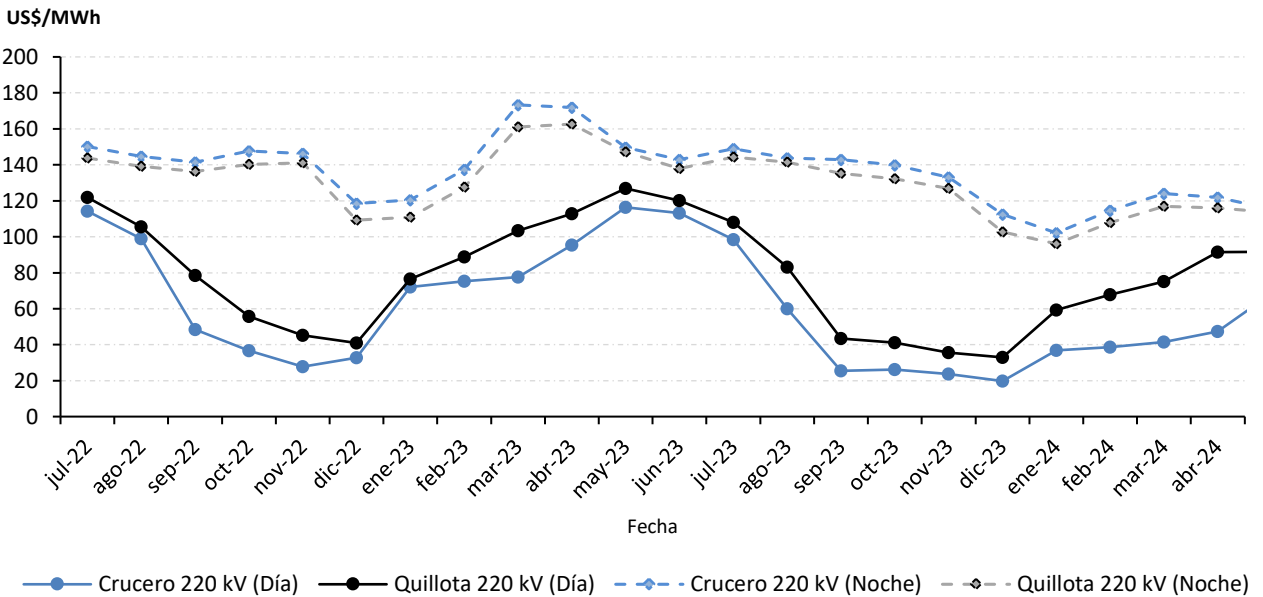
Adicionalmente, en este informe se incluyeron un conjunto de obras de transmisión zonal que se fundamentan en los criterios de planificación robustos de la transmisión zonal que fueron elaborados y presentados por el Coordinador en la propuesta presentada en enero de 2022. Se incluyen 22 proyectos con un monto de inversión referencial de 142 millones de dólares.

Luego de la publicación del informe complementario del Coordinador, corresponde a la Comisión Nacional de Energía emitir su Informe Técnico Preliminar hacia fines del segundo semestre de 2022.

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).



ÁREAS DE TRABAJO

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

www.valgesta.com

Durante el segundo semestre del año 2022 se observa una disminución de la proyección de costos marginales durante las horas del día, esto se debe principalmente a la disponibilidad de energía proveniente de fuentes renovables solares FV y eólicas; y a las constantes precipitaciones observadas en las últimas semanas.

Sin embargo, durante la noche la proyección de costos marginales se mantiene alta, esto es consecuencia del precio elevado de los combustibles fósiles.

Se estima una proyección promedio de costos marginales durante la noche para las barras Quillota 220 kV y Crucero 220 kV cercana a los 140 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 61,2 US\$/MWh y en la barra Quillota 220 kV es 78,7 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 135,7 US\$/MWh y en la barra Quillota 220 kV es 129,1 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