



BOLETÍN INFORMATIVO

AÑO 12 | Nº9 | SEPTIEMBRE 2022

VALGESTA.com

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

in

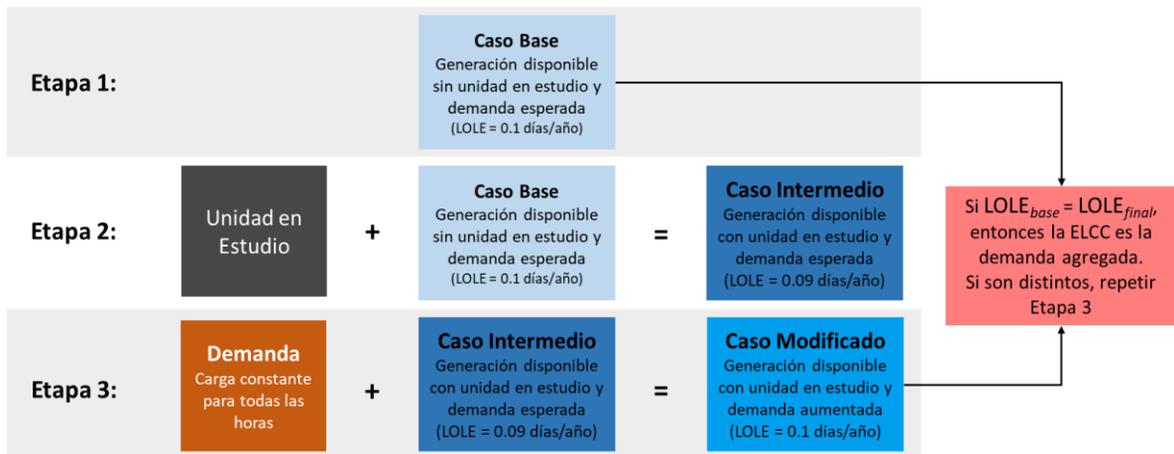
Por: Matías Salas, Jefe Área Investigación y Desarrollo
Juan Pablo Elorrieta, Ingeniero de Estudios

Posibles contingencias de la nueva metodología de reconocimiento de potencia

Actualmente, el nuevo reglamento de transferencias de potencia se encuentra en revisión por parte de la Contraloría General de la República. Dicho documento fue presentado en febrero de 2022 por el anterior Gobierno, luego de haber realizado una mesa de trabajo que tenía como finalidad la elaboración de un reglamento de potencia que se adecuara correctamente a la definición de suficiencia del sistema eléctrico, que fuera consistente con la transición energética y que entregara señales de mercado correctas para mantener la seguridad del sistema en el largo plazo.

En caso de ser aprobado este documento, reemplazaría al Decreto Supremo 62 de 2006 (DS 62), que corresponde al actual reglamento de potencia. La modificación más relevante que presenta el nuevo reglamento respecto del DS 62, es la definición de una nueva metodología de cálculo de potencia inicial que se basa en el cálculo de potencia ELCC (*Effective Load Carrying Capability*). Esta metodología evalúa el aporte de cada unidad generadora en función de la probabilidad de pérdida de carga, es decir, la probabilidad de que la generación disponible no sea suficiente para satisfacer la demanda del sistema. Para determinar la potencia ELCC, se calcula la probabilidad de pérdida de carga sin la central en estudio y luego se calcula cuánta demanda adicional constante se puede agregar al sistema para que, con el aporte de la central estudiada, la probabilidad de pérdida de carga sea idéntica a la calculada inicialmente (Figura 1).

Figura 1. Esquema representativo del cálculo de ELCC



La idea fundamental de esta nueva metodología es que el actor que aporta energía en los momentos de mayor necesidad del sistema, tendrá un mejor reconocimiento en términos de suficiencia. Este cambio de paradigma respecto al DS 62 es notable. En vez de considerar la demanda máxima de un sistema, el ELCC calcula los aportes de suficiencia respecto de los momentos en que el sistema se encuentra en un posible déficit de disponibilidad de generación, entregando una medición más efectiva del aporte de las distintas unidades generadoras a la suficiencia del sistema. Otro punto interesante de esta metodología es que toda tecnología que inyecte energía a la red es considerada y, por ende, se puede adaptar a cambios tecnológicos futuros

Si bien el cálculo de potencia inicial en función de esta metodología tiene varios beneficios desde el punto de vista de la suficiencia del sistema, también es necesario abordar los problemas que su implementación puede traer al mercado de potencia chileno.

Posibles contingencias de la nueva metodología de reconocimiento de potencia

En efecto, la implementación de esta metodología trae consigo tres posibles contingencias: primero, que es un cambio relevante en las reglas del juego para centrales que ya están operando, lo que afecta directamente a sus ingresos; segundo, el reconocimiento de potencia de una central podría verse afectado según como evolucione el parque generador, dificultando su predictibilidad en el tiempo; y finalmente, que tiene una alta complejidad de cálculo.

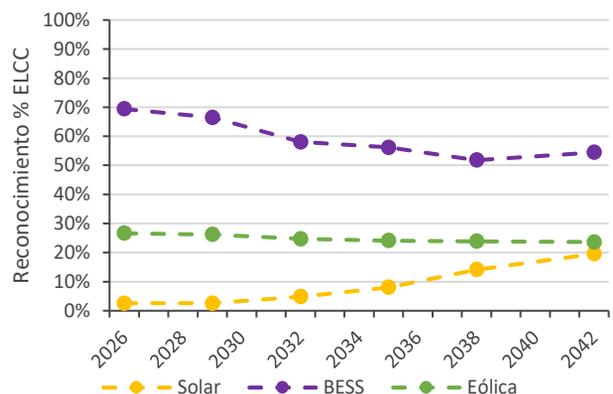
El primer problema indica que esta nueva metodología cambia las reglas del juego para todos los agentes del mercado de potencia. Específicamente, las centrales solares se verán altamente afectadas una vez sea implementado este mecanismo, ya que se espera que su reconocimiento de potencia baje de forma abrupta. Según los cálculos realizados por Valgesta, la potencia ELCC de las centrales solares para el año 2026 es cercana a 2,6% (Figura 2), mientras que la potencia inicial de una central del mismo tipo bajo las condiciones del reglamento de potencia actual presenta un reconocimiento en torno al 27%.

El segundo problema va en línea con el primero y tiene relación con la evolución futura del parque generador y los efectos cruzados que esto genera. Al modelar el ELCC, es posible observar que un aumento de capacidad instalada de una tecnología podría generar un decrecimiento en el reconocimiento de la misma y, adicionalmente, podría impactar en el reconocimiento de otras tecnologías. Por ejemplo, si se considera una penetración relevante de sistemas de almacenamiento con baterías (BESS), por una parte, se observará una reducción en el reconocimiento de potencia de esta tecnología mientras la capacidad total aumente y, por otra, es probable que el reconocimiento de las centrales solares aumente producto de una redistribución de la probabilidad de pérdida de carga del sistema. En este contexto, la Figura 2 presenta el resultado de una simulación realizada por Valgesta donde se observa que, al aumentar la capacidad instalada de BESS en el tiempo, el reconocimiento de las centrales solares aumenta.

Tabla 1. Reconocimiento porcentual ELCC por tecnología, en MW

Tecnología	2026	2029	2032	2035	2038	2042
Solar	8,550	9,053	10,844	12,073	13,173	15,323
Eólica	5,707	5,747	6,791	8,366	10,366	13,366
Hidro Embalse	4,045	4,045	4,045	4,045	4,045	4,045
Hidro Pasada	3,449	3,524	3,611	3,656	3,676	3,676
CSP	114	114	214	314	414	564
BESS	120	420	1,320	2,220	3,120	4,320
Térmica	12,819	11,912	9,932	9,932	9,932	9,932

Figura 2. Reconocimiento porcentual ELCC por tecnología



El tercer y mayor inconveniente que presenta el uso de la metodología ELCC es la complejidad de su algoritmo de cálculo. El número de operaciones computacionales necesarias para realizar el cálculo aumenta exponencialmente con el número de actores. Dado esto, no sería razonable realizar este cálculo para cada una de las centrales del sistema. En este contexto, el nuevo reglamento de potencia menciona que las centrales serán agrupadas en *clusters*, para los cuales será calculada la potencia ELCC. El nuevo reglamento nombra las características que se considerarán para la agrupación de las centrales, pero será la norma técnica la que definirá el número de *clusters*, el método de agrupación y como se repartirá la potencia estimada para estos grupos entre las centrales que los compongan. Cada una de estas definiciones tendrán un impacto en la remuneración percibida por las distintas centrales generadoras.

Posibles contingencias de la nueva metodología de reconocimiento de potencia

Esta complejidad representa uno de los puntos que más debería preocupar a los actores del mercado de potencia ya que es probable que el reconocimiento de potencia presentado por la autoridad sea mucho menos auditable que el reconocimiento calculado mediante la metodología actual. Adicionalmente, la agrupación en *clusters* puede generar tanto perjuicios como beneficios para cada uno de los agentes, dependiendo de cómo se realice la agrupación de centrales y de cómo se redistribuya la potencia calculada de cada *cluster* para obtener la potencia reconocida de cada central de generación.

Considerando los puntos anteriores y como reflexión final, entendemos que la utilización de la metodología ELCC va en la dirección correcta respecto de la definición de una metodología que permita calcular el aporte de suficiencia real de las diferentes unidades de generación al sistema. Sin embargo, existen complejidades relevantes en su implementación que aún no han sido definidas en su totalidad por la autoridad y que pueden presentar problemas relevantes para los actores del mercado de potencia. En esta línea, las dificultades expuestas deben ser estudiadas en profundidad para ser abordadas y así asegurar la mitigación de posibles efectos negativos que puede traer la implementación de esta metodología. Finalmente, dado lo anterior, consideramos necesario revisar el período de transitorio definido por el nuevo reglamento, de tal forma de asegurar una implementación eficaz de esta nueva metodología.

NOTICIAS

Región de Atacama destaca por su crecimiento en materia de energías renovables

Como un importante hito fue destacado el reporte «Mercado Eléctrico-Julio 2022», realizado por la Dirección de Estudios de Generadoras de Chile, pues este resaltó que por primera vez en 16 años las energías renovables representaron más del 50% de la generación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en julio de este año.

«Desde 2006 que no teníamos un sistema eléctrico con más de 50% participación renovable. Hoy estamos recuperando esa vocación, con mayor diversidad de fuentes que hacen más robusto al sistema», subrayó Claudio Seebach, presidente ejecutivo de Generadoras de Chile.

Generación energética

La seremi de Energía, Cecilia Sánchez Valenzuela, destacó respecto a la generación de energía eléctrica que «considerando enero – julio del presente año a nivel regional se han generado 5.860,45 GWh de los cuales el 57%, equivalente a 3.345,66 GWh, han sido producidos en centrales con uso de tecnologías renovables, mientras que el restante 43%, equivalente a 2.514,79 GWh corresponde a la generación de energía eléctrica en base a combustibles fósiles».

La autoridad agregó que «comparativamente y tomando en cuenta similar periodo de análisis del 2021, respecto al año pasado en esta misma fecha, Atacama ya ha generado un 9% más de energía eléctrica y particularmente un 38% más de energía renovable, incremento principalmente aportado por la entrada de nuevas centrales fotovoltaicas en las comunas de Copiapó, Tierra Amarilla y Diego de Almagro que en conjunto totalizan 445 MWp que suman a nuestra matriz regional».

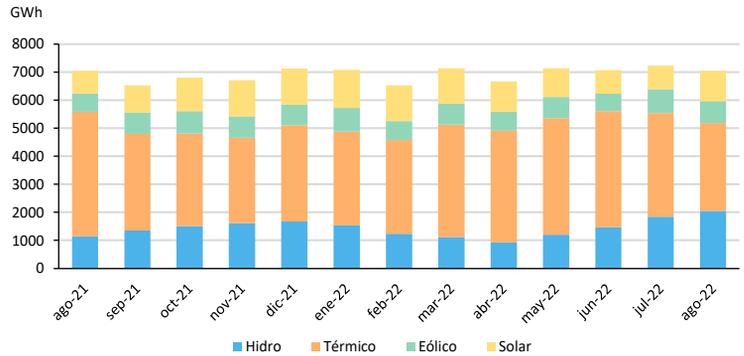
Fuentes de energía

En relación a las principales fuentes de energía que posee la Región de Atacama, la titular de energía respondió que la zona «cuenta con 47 centrales generadoras abarcando prácticamente toda la región a excepción de las comunas de Alto del Carmen y Caldera, aunque en esta última ya se tienen catastrados y aprobados proyectos solares fotovoltaicos. Con estas centrales en operación, la matriz energética regional registra hoy una capacidad instalada es de 4.506,29 MW y se compone en un 69% por fuentes renovables y el restante 31% por fuentes convencionales con uso de tecnologías asociadas a combustibles fósiles, por lo que seguimos en línea posicionándonos como una región que aporta al país mayoritariamente energía amigable con el medio ambiente».

Fuente: Diario Electricidad (29/09/2022)

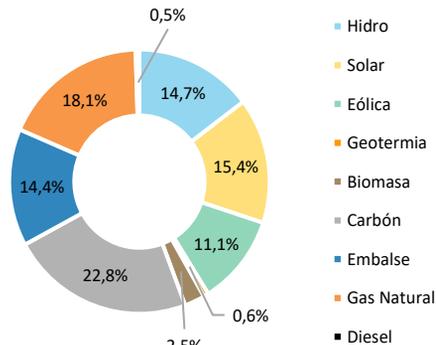
ESTADÍSTICAS AGOSTO 2022

Generación SEN últimos 12 meses



Fuente: Coordinador Eléctrico

COMPOSICIÓN DESPACHO AGOSTO 2022

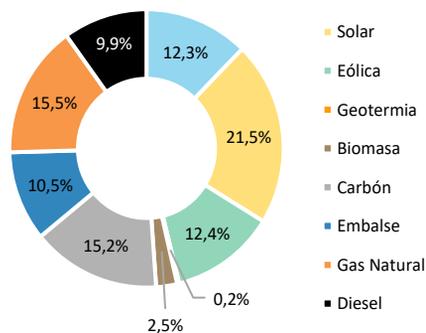


Despacho de generación (GWh)

Térmica	3.135
Hidráulica	2.046
Eólica	781
Solar	1083
Total	7.044

Fuente: Coordinador Eléctrico

CAPACIDAD INSTALADA SEN AGOSTO 2022

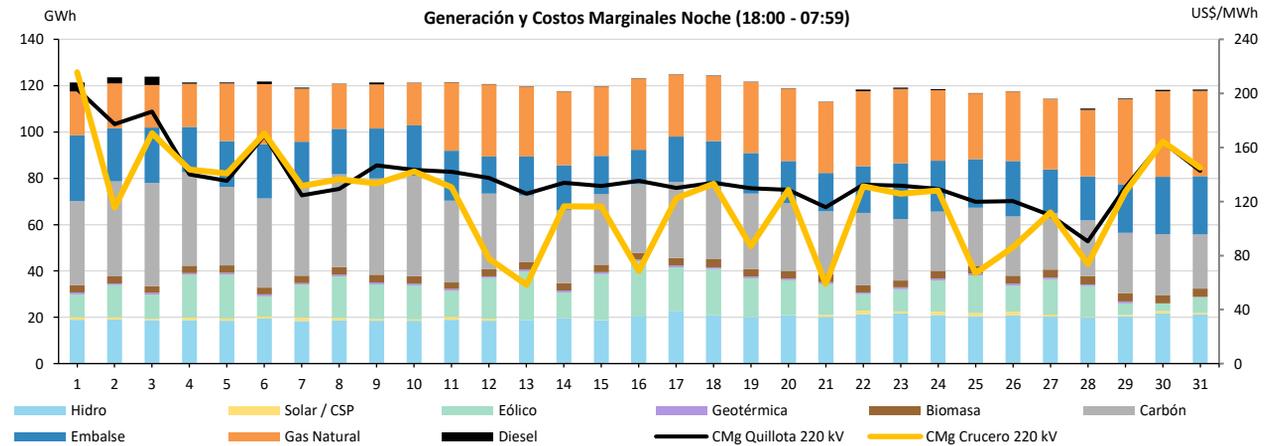
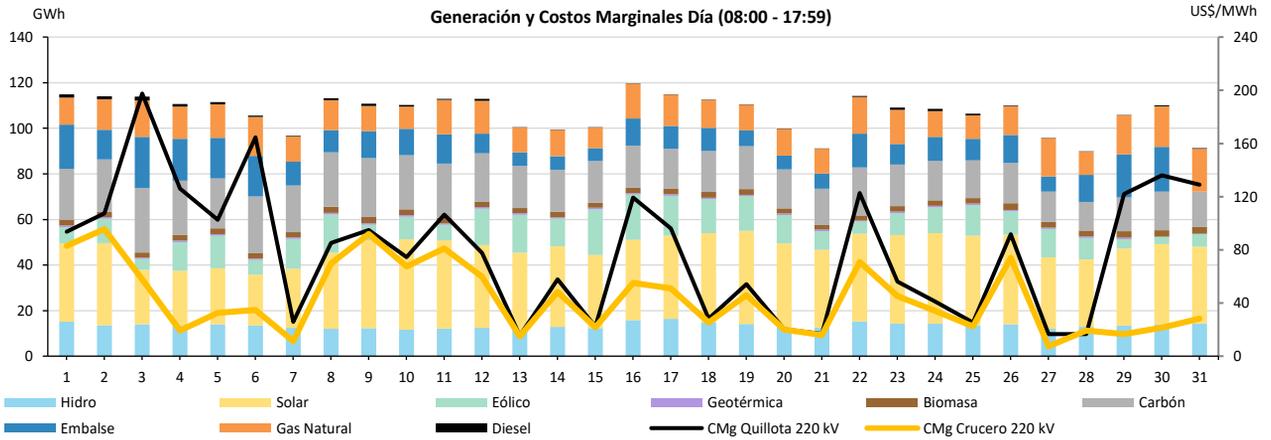


Capacidad instalada SEN (MW)

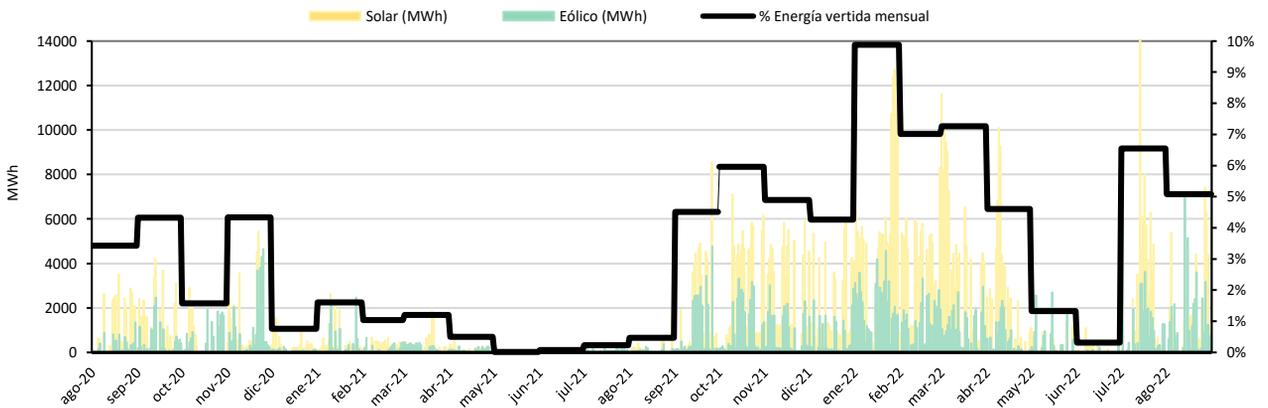
Hidro	7.393
Térmico	13.981
Eólica	4.015
Solar	6.961
Geotermia	78
Total	32.429

Fuente: Coordinador Eléctrico

Generación y costos marginales en Quillota 220 kv y Crucero 220 kv, agosto 2022



Vertimientos de generación ERNC, agosto 2020 – agosto 2022

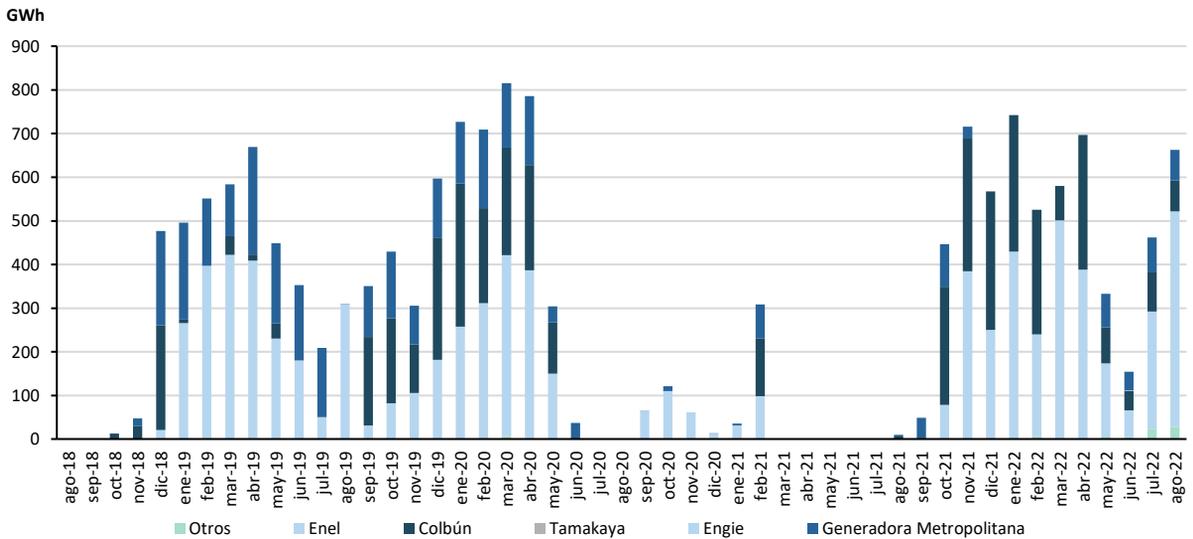


Fuente: Coordinador Eléctrico

El gráfico anterior presenta la cantidad de energía diaria reducida de centrales eólicas y solares que se ha presentado desde agosto de 2020 a agosto* de 2022, 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.

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

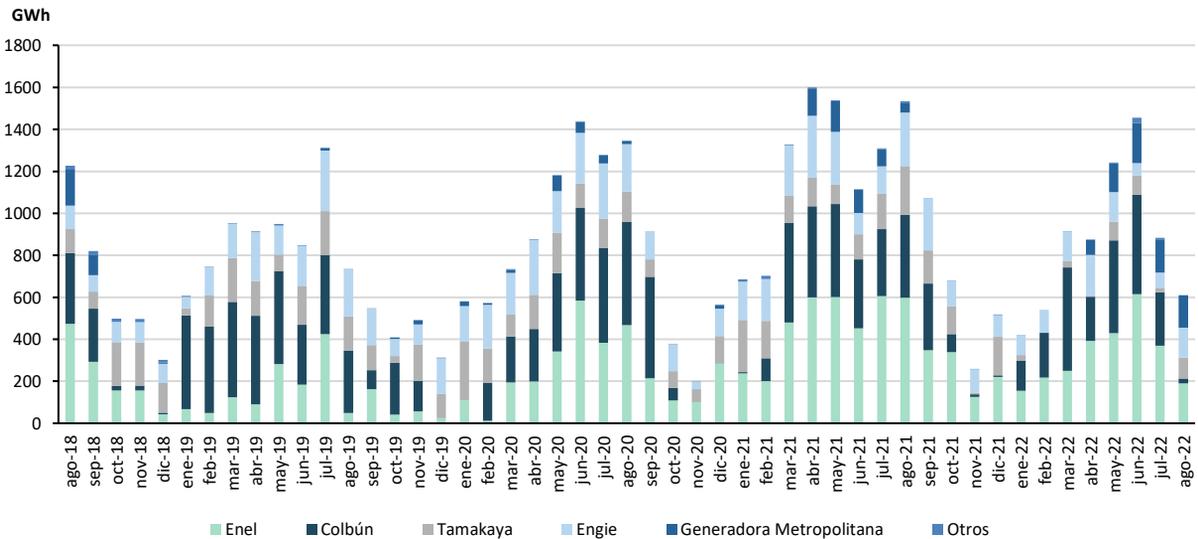
Generación histórica gas natural argentino



En agosto de 2022 se generaron 663,0 GWh en base a Gas Natural argentino, de los cuales un 74,4% es atribuible a la empresa Enel, un 10,7% a Colbún, un 10,6 a Generadora Metropolitana y un 4,3% a otras empresas.

Fuente: Coordinador Eléctrico

Generación con GNL desde terminales Quintero y Mejillones



En agosto de 2022, la generación de centrales en base a GNL asociadas a los terminales Quintero y Mejillones fue de 610,4 GWh, lo que representó el 18,1% de la generación total del SEN. De estas inyecciones, un 31,1% se atribuye a Enel, un 25,1% a Generadora Metropolitana, un 23,5% a Engie, un 16,3% a Tamakaya, un 3,8% a Colbún y el 0,3% restante a otras empresas.

Fuente: Coordinador Eléctrico

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

Precio Nudo Quillota 220 kV	49,0
Precio Nudo Crucero 220 kV	49,7
PMM SEN	81,8

Fuente: CNE

Costos marginales promedio agosto (\$/kWh)

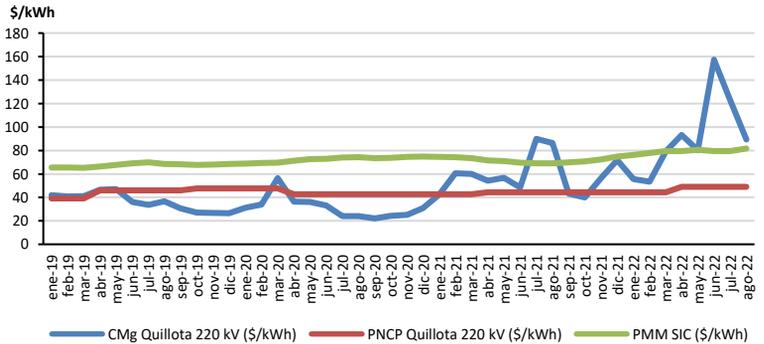
Crucero 220 kV	82,3
Cardones 220 kV	82,5
Pan de Azúcar 220 kV	87,8
Quillota 220 kV	89,4
Charrúa 220 kV	80,8
Puerto Montt 220 kV	160,5

Fuente: Coordinador Eléctrico

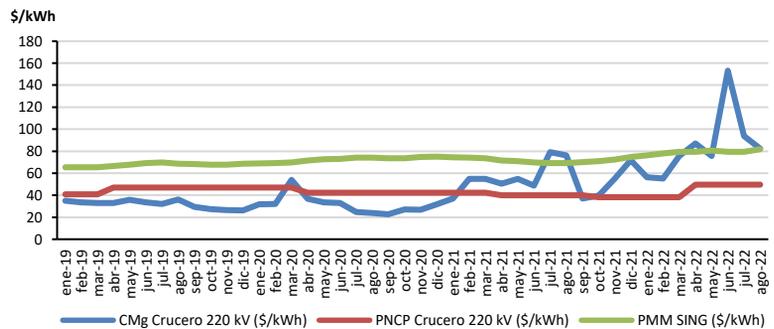
* En los gráficos a la derecha, los Precios Medio de Mercado SEN-SIC y SEN-SING corresponden al PMM del SEN.

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

Se publica en el Diario Oficial el reglamento de la ley de Eficiencia Energética

Se publicó en el Diario Oficial el Decreto Supremo N° 28 de 2021, del Ministerio de Energía, que aprueba el reglamento que promueve el uso racional y eficiente de los recursos energéticos, enmarcado en la ley de Eficiencia Energética (N° 21.305).

El objetivo del reglamento es regular la implementación de esta norma, respecto de los denominados Consumidores con Capacidad de Gestión de Energía (CCGE) y de organismos públicos (municipalidades y gobiernos regionales, entre otros).

De acuerdo con lo anterior, los CCGE tendrán la obligación de reportar sus consumos de energía y el nivel de intensidad energética, información con que el Ministerio de Energía elaborará un reporte público con frecuencia anual.

“El presente reglamento establece el procedimiento para informar los consumos de energía; y las acciones de eficiencia energética realizadas y proyectadas”, señala el texto del reglamento.

En ese marco, dentro de un plazo de tres meses, deberán reportar su consumo energético al ministerio del ramo las empresas con consumos sobre las 58,1 GWh/año, que registren ventas sobre 1 millón de UF/año y tengan más de 200 trabajadores contratados.

Las instalaciones que se consideren Consumidores con Capacidad de Gestión de Energía, asimismo, deberán implementar un Sistema de Gestión de Energía en un plazo de 24 meses. Este instrumento, según se explica en el texto, se define como un “conjunto de elementos de una empresa, interrelacionados o que interactúan entre sí, con el objetivo de asegurar una Mejora Continua en el Desempeño Energético”.

Balance ERNC julio 2022

Total retiros afectos a obligación (GWh)	6.335
Obligación ERNC (GWh)	827
% Obligación ERNC respecto a retiros afectos a obligación	13,0%
Inyección ERNC (GWh)	2.077
% Inyecciones ERNC respecto a retiros afectos a obligación	32,8%

Fuente: Coordinador Eléctrico

NOTICIAS

ACERA reporta 31,1% de participación ERNC en matriz eléctrica al mes de agosto

Las energías renovables no convencionales (ERNC) alcanzaron una participación de 31,1% en la matriz eléctrica nacional como participación acumulada del año 2022, al mes de agosto, señala la última edición del informe que elabora mensualmente la Asociación Chilena de Energías Renovables y Almacenamiento (ACERA A.G.).

Esto de acuerdo con el reporte "Estadísticas sector de generación de energía eléctrica renovable". Además, la generación de energía eléctrica a partir de fuentes limpias aumentó en 22,8% en comparación con agosto de 2021.

De igual forma, la medición desarrollada por ACERA da cuenta de una capacidad instalada de energías renovables de 13.337 MW. "El aumento de la capacidad instalada ERNC se debe al ingreso de nuevas centrales de tecnología eólica y solar fotovoltaica, aumentando en un 0,5% la capacidad ERNC respecto al mes anterior", se explica en el documento.

Proyectos en ejecución

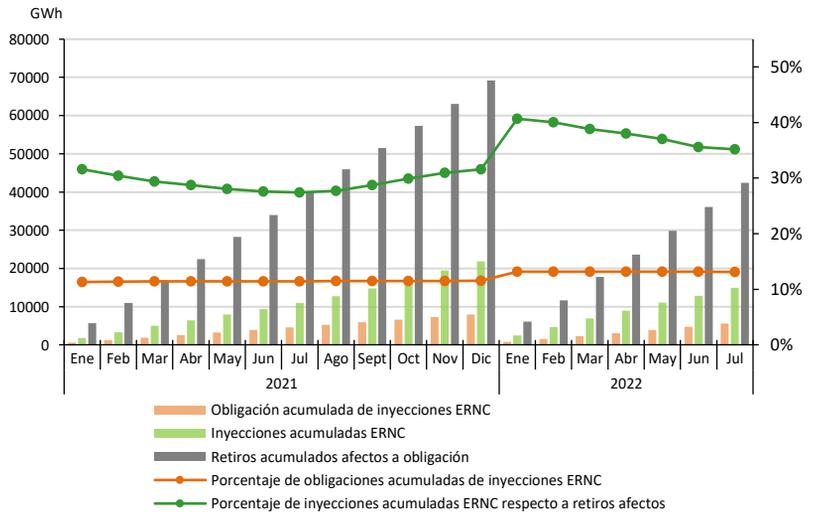
En materia de generación distribuida, la capacidad instalada PMG y PMGD corresponde a 331 MW y 2.107 MW respectivamente.

Adicionalmente, a agosto de 2022 los proyectos de generación ERNC y sistemas de almacenamiento en construcción alcanzaron 4.689 MW. Del total, el 77% corresponde a proyectos solares fotovoltaicos, seguido por un 15% de proyectos eólicos.

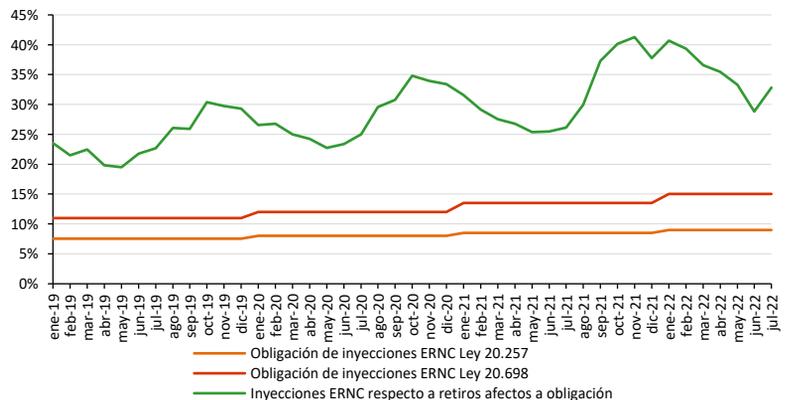
Fuente: Revista Electricidad (11/09/2022)

BALANCE ERNC A JULIO 2022

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



Porcentaje de inyecciones ERNC respecto de retiros afectos a obligación



Fuente: Coordinador Eléctrico

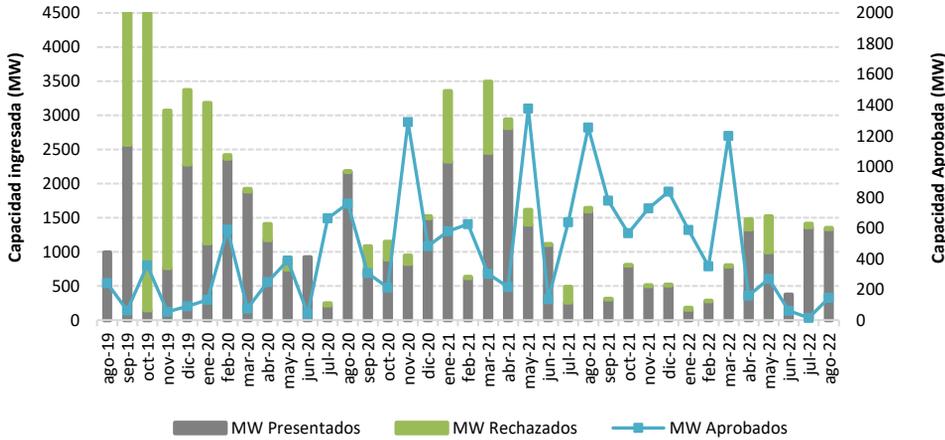
Acreditaciones ERNC

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 julio 2022, corresponden a **42.389 GWh**.

La obligación acumulada de inyecciones ERNC de enero 2022 a julio 2022 correspondió a **5.567 GWh**, lo que corresponde a un **13.1%** respecto de los retiros afectos en el mismo periodo.

Por otra parte, las inyecciones acumuladas de ERNC de enero 2022 a julio 2022, fueron de **14.916 GWh**, lo que corresponde a un **35.2%** respecto de los retiros afectos en el mismo periodo.

Observación: Según la ley, el 5% de la obligación anual de energía ERNC se mantiene vigente para los contratos pactados después de 31 de agosto de 2007 y antes del 1 de julio de 2013 (Ley 20.257). Con posterioridad al 1 de julio del 2013, los nuevos contratos deben regirse a la Ley 20.698. Ésta señala que para el año 2014, un 6% de la energía anual retirada por estos contratos debe provenir de fuentes ERNC. Para el año 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.

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

Estado de Proyectos

A partir de los datos estadísticos registrados en la plataforma electrónica del SEIA (e-SEIA), en agosto de 2022 ingresaron un total de 1.494 MW de potencia. Se registraron 144 MW aprobados.

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

Principales proyectos aprobados en el SEIA en agosto 2022

Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Parque Fotovoltaico Bugarvilla	Sociedad CVE Proyecto Cuarenta y Uno SpA	9	Solar	22/12/2021
Planta Solar Los Pétalos	Energy Lancuyen SpA	9	Solar	23/11/2021
Planta Solar La Greda	Energy Lancuyen SpA	9	Solar	21/10/2021
Parque Solar Fotovoltaico Negreiros	SCM COSAYACH YODO	3,9	Solar	22/09/2021
Paillihue Solar	Villa Prat II Energy SpA	9	Solar	22/09/2021
Parque Solar Fotovoltaico Soledad	SCM COSAYACH YODO	5,55	Solar	21/09/2021
Parque Fotovoltaico Doña Ximena	MVC SOLAR 35 SpA	9	Solar	23/07/2021
Parque Renovable Entre Cerros	Inversiones BOSQUEMAR Ltda	90	Híbrido	23/03/2021

Principales proyectos en calificación en el SEIA en agosto 2022

Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Parque Fotovoltaico Oxum del Tamarugal	GENERADORA Y DISTRIBUIDORA DE ENERGÍA OXUM SPA	320	Solar	24/08/2022
Nueva Central Solar Fotovoltaica Verbena	Verbena Solar SpA	60	Solar	24/08/2022
Parque Fotovoltaico Los Llanos Solar	Los Llanos Solar SpA	190	Solar	24/08/2022
Rinconada Solar	Rinconada Solar SpA	50	Solar	23/08/2022
Proyecto Planta Solar Santa Isidora	Planta Solar Santa Isidora SpA.	9	Solar	22/08/2022
Parque Fotovoltaico Celda Solar	Colbún S.A.	369	Solar	19/08/2022
Parque Fotovoltaico El Bautizo	SOLAR TI CUARENTA SPA	9	Solar	18/08/2022
Parque Eólico Faro del Sur	Eólica Faro del Sur S.P.A	325	Eólico	11/08/2022

Principales proyectos no aprobados en el SEIA en agosto 2022

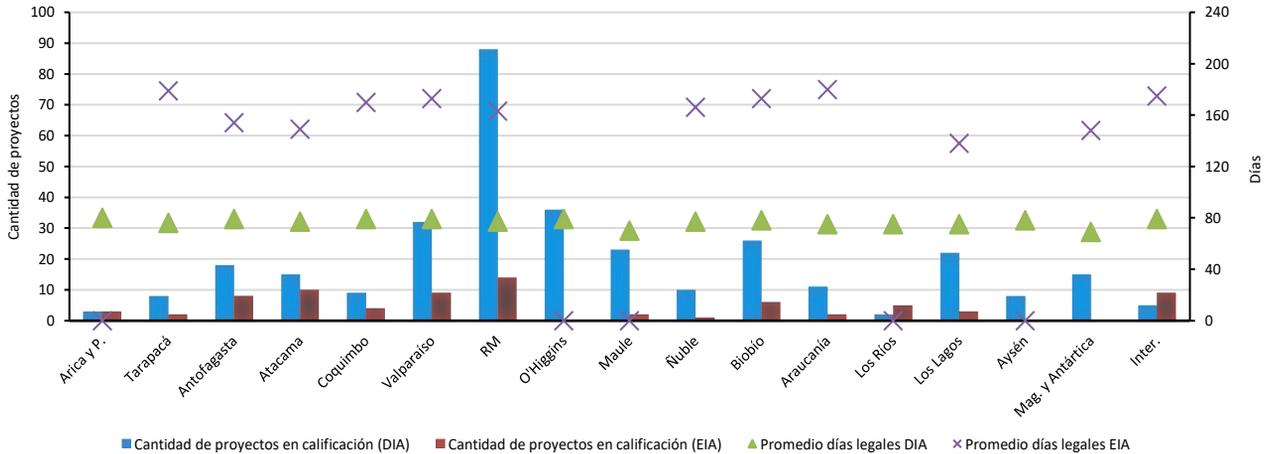
Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Parque Fotovoltaico Los Maquis Solar	Los Maquis Solar SpA	11,7	Solar	24/08/2022
Planta Fotovoltaica Monza Solar	Monza Solar SpA	6,5	Solar	24/08/2022

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 agosto de 2021 hasta agosto de 2022.



Fuente: Reporte Estadístico mensual de Proyectos en el SEIA

NOTICIAS

Coordinador publica versión definitiva de Estudio de Capacidad Técnica Disponible 2022 en Sistemas de Transmisión Dedicados

El Coordinador Eléctrico Nacional publicó la versión definitiva del “Estudio de Capacidad Técnica Disponible (ECTD) en los Sistemas de Transmisión Dedicados” año 2022, el cual entrega los valores estimados de capacidad técnica disponible del conjunto de instalaciones de transmisión dedicadas que forman parte del Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

El alcance del estudio abarcó un total de 447 instalaciones de transmisión pertenecientes al segmento dedicado, para las cuales se entregan los valores estimados de capacidad técnica disponible para inyección y retiro de energía.

Cabe destacar que la presente versión aplica las definiciones y exigencias contenidas en los artículos 63° y 64° del Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión, publicado el 25 de mayo de 2021, para la totalidad de las instalaciones del SEN.

Con el propósito de facilitar la revisión de los resultados del estudio, las instalaciones del SEN fueron agrupadas bajo un criterio geográfico en tres (3) zonas: Norte, Centro y Sur, y se presenta gráficamente la ubicación aproximada de las instalaciones, indicando el rango de capacidad técnica disponible para inyección y retiro, según un criterio de clasificación de colores.

De los resultados, destaca la zona Norte donde se concentra la mayor cantidad de instalaciones dedicadas, contabilizando un total de 243.

Le sigue la zona Sur con 134 y finalmente la zona Centro con 70 instalaciones dedicadas.

Para cada una de ellas, se presenta el uso típico y su estimación de capacidad técnica disponible en un horizonte de análisis de 10 años para inyecciones y retiros.

Fuente: Revista Electricidad (26/08/22)



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

De acuerdo al Informe Técnico Definitivo del Segundo Semestre de 2022, se proyecta una capacidad instalada adicional al año 2032 de 15.107 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 706 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.

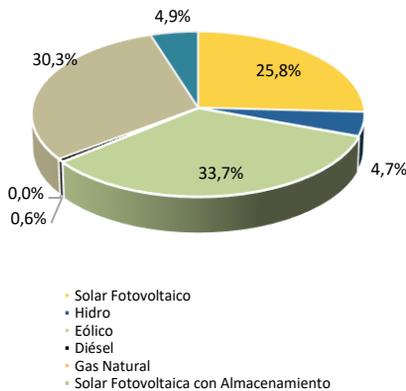
Para el año 2032, se estiman 6.961 MW de capacidad adicional en instalaciones solares y 4.575 MW de solar + bess.

Por otro lado, para las centrales eólicas se proyecta una capacidad adicional de 5.086 MW al año 2032.

Finalmente, se estiman 747 MW de capacidad de almacenamiento.

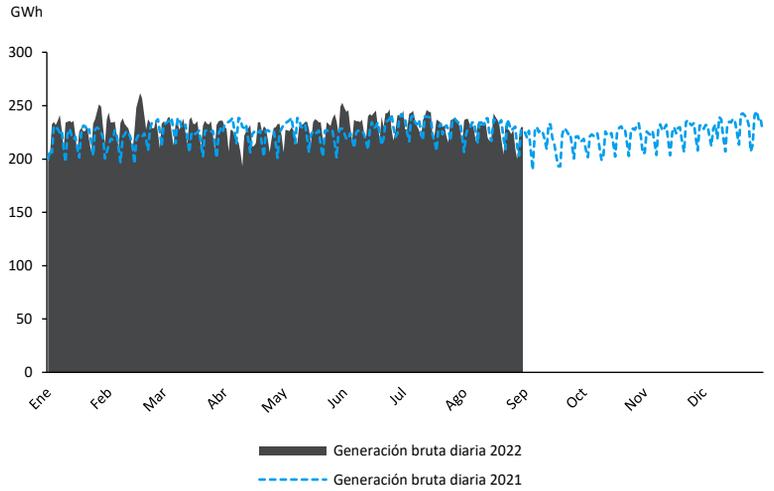
Fuente: ITD Segundo Semestre 2022, CNE

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



Fuente: ITD Segundo Semestre 2022, CNE

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



Fuente: Coordinador Eléctrico

Demanda máxima horaria del SEN (MWh)

2018	10.776
2019	10.746
2020	10.900
2021	11.227

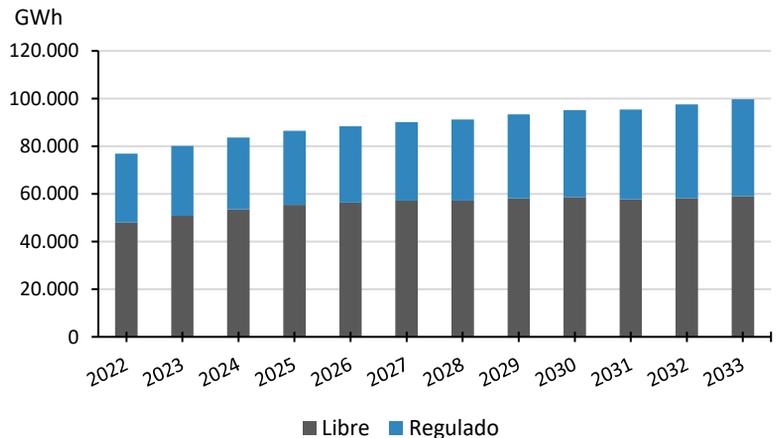
Fuente: Coordinador Eléctrico

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

	Agosto 2022	Rec. 2032
Eólica	4.015	5.086
Geotermia	78	0
Hidro	7.391	706
Solar	6.961	3.901
Térmico	13.981	90
Solar FV + Bess	0	4.575
Almacenamiento	0	747
Total	32.428	15.107

Fuente: ITD Segundo Semestre 2022, CNE

Demanda proyectada del SEN (GWh)



Fuente: ITD Segundo Semestre 2022, CNE



CENTRALES EN ETAPA DE PUESTA EN SERVICIO

Central	Capacidad (MW)	Entrada en operación estimada	Central	Capacidad (MW)	Entrada en operación estimada
Domeyko (Solar)	186	Oct-22	Capricornio (Solar)	97	Oct-22
Campos del Sol 1 (Solar)	381	Oct-22	Puelche Sur (Eólico)	153	Nov-22



NOTICIAS

CNE publicó el Informe Preliminar de Licitaciones de Suministro Eléctrico 2022

La Comisión Nacional de Energía (CNE) publicó el miércoles 3 de agosto, el Informe Preliminar de Licitaciones de Suministro Eléctrico correspondiente al año 2022, el cual efectúa una proyección de la demanda eléctrica de los clientes regulados del Sistema Eléctrico Nacional para el período 2022-2042, junto con analizar la necesidad de contratar nuevo suministro en el corto y largo plazo.

El señalado informe estima una demanda de los clientes regulados de 30.181 GWh a nivel de los puntos de compra en el sistema de transmisión nacional y proyecta una tasa anual de crecimiento promedio para los próximos 10 y 20 años de 2,8% y 3,6%, respectivamente.

La finalidad del Informe de Licitaciones es poder determinar los requerimientos de contratos de suministro para abastecer los consumos de los clientes regulados, los cuales deberán ser obtenidos a través de nuevas licitaciones públicas. Según lo indicado en el documento, se aprecia la necesidad de realizar nuevas licitaciones de corto plazo para contar con mayor suministro contratado al año 2027.

Para el largo plazo, es decir, a partir del año 2028, se aprecia un déficit neto de contratación relevante, el cual requiere de la realización de licitaciones de largo plazo. El informe prevé la necesidad de contar con nuevos contratos de suministro licitados para 2028, incluidos los volúmenes de corto plazo que se liciten con inicio en 2027, por un volumen de 5.908 GWh.

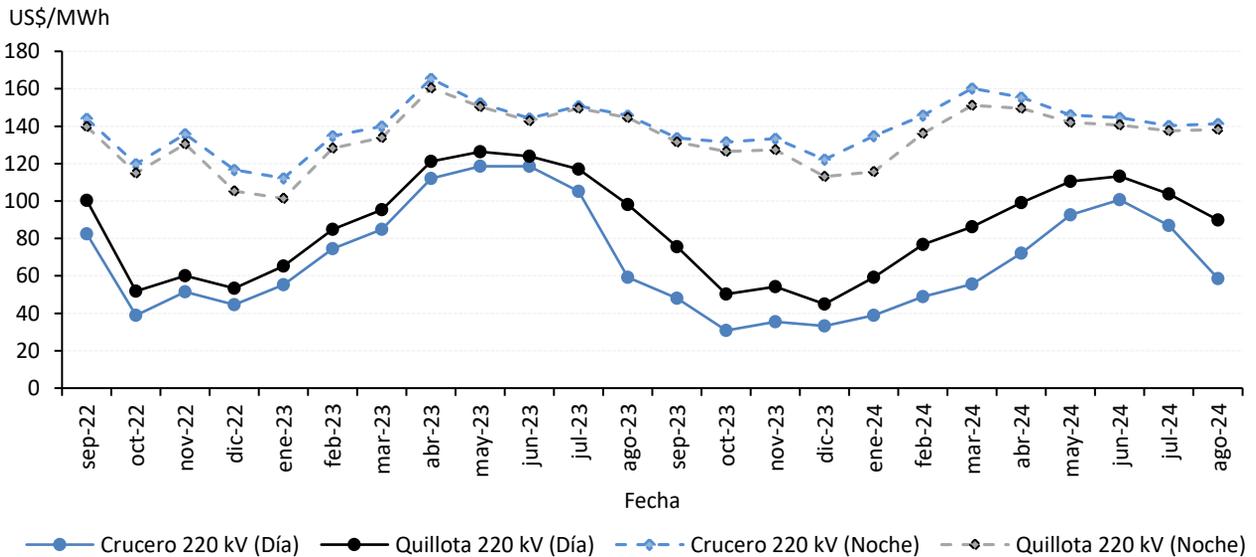
Cabe mencionar que la CNE debe elaborar anualmente este Informe, en el marco de la preparación de antecedentes para dar inicio a los procesos licitatorios que correspondan. Las necesidades de suministro determinadas para cada empresa distribuidora se establecen considerando que éstas deben disponer permanentemente del suministro de energía que les permita satisfacer el total del consumo de sus clientes sometidos a regulación de precios.

Una vez establecidos los requerimientos contratación adicionales, la Comisión deberá diseñar, coordinar y dirigir la realización de procesos de licitación para satisfacer los consumos de sus clientes sometidos a regulación de precios.

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).



A partir de octubre de 2022 se observa una disminución de la proyección de costos marginales durante el día, causada por el inicio del periodo de deshielo. Se estima que el aporte hídrico durante los meses de deshielo del año en curso sea más alto que en 2021 debido al registro de mayor acumulación de nieve, lo que influiría positivamente en el costo marginal; sumado al aumento de disponibilidad de energía proveniente de fuentes renovables solares FV y eólicas durante el periodo estival.

Durante el horario nocturno, la proyección de costos marginales sigue siendo marcada por 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 125,8 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 68,6 US\$/MWh y en la barra Quillota 220 kV es 85,9 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 139,6 US\$/MWh y en la barra Quillota 220 kV es 133,8 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