



VALGESTA
NUEVA ENERGÍA

BOLETÍN INFORMATIVO

AÑO 11 | Nº9 | SEPTIEMBRE 2021

VALGESTA.COM

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



Por: Juan Ignacio Alarcón Marambio y Tomás Coello Sommer

Precios de mercado de largo plazo para el suministro eléctrico de Chile

Hace unos días se llevó a cabo la adjudicación de las ofertas presentadas por 29 empresas generadoras, que participaron del proceso de Licitación de Suministro 2021/01, que consideraba el suministro de 2.310 GWh/año de energía para abastecer parte de las necesidades de suministro de electricidad de los clientes regulados del SEN a partir de 2026.

Los precios de oferta para contratos de suministro de energía suelen reflejar la visión de los agentes de mercado con respecto a los costos de desarrollo de las respectivas tecnologías con las que se presentan a la licitación, incluyendo en estos precios la gestión del riesgo comercial asociado al suministro de este (riesgos asociados a los niveles de generación esperados y a la localización de los puntos de inyección y retiro).

En la Figura 1 se presenta la distribución de precios de las ofertas presentadas en la primera etapa en escala de 5 USD/MWh. Como se puede observar la mayoría de las ofertas se encontraban en el rango 25–35 USD/MWh, presentando un promedio ponderado por la energía de 35,24 USD/MWh (línea roja en el gráfico). De manera similar, el precio promedio ponderado de las ofertas de la segunda etapa de subasta fue de 34,89 USD/MWh. Esto es coincidente con la visión de largo plazo que Valgesta tiene respecto de los precios futuros, considerando nuestras proyecciones de largo plazo para los costos de desarrollo de las tecnologías.

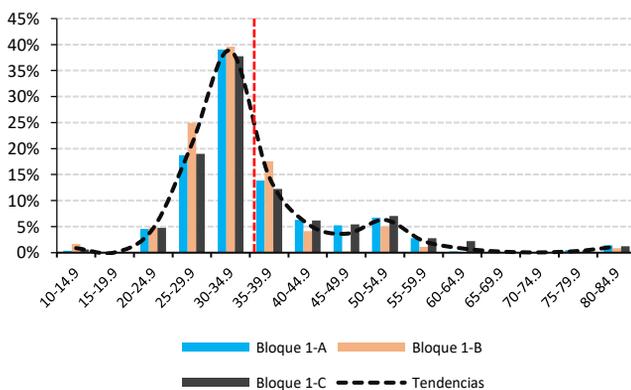


Figura 1. Distribución de ofertas para los Bloques de Suministro Horario en la primera etapa

Adicionalmente y tal como lo muestra la figura anterior, las ofertas mostraron una alta dispersión en los precios, los que fueron desde los 13,32 USD/MWh para una central solar, hasta los 83 USD/MWh de un parque eólico.

Las ofertas más agresivas y que se adjudicaron el proceso, merecen un análisis más profundo para tener un mejor

entendimiento de las ofertas realizadas. Esto, considerando que se presentaron incluso ofertas con valores bajos no únicamente para el bloque solar (que se asume el de menor costo de desarrollo), sino que de forma pareja en los tres bloques.

Los costos nivelados de la energía (LCOE, por sus siglas en inglés) son una herramienta útil que permite comparar los costos de desarrollo de las diferentes tecnologías (solar, eólica, GN, etc). Los LCOE de las tecnologías maduras (tales como las centrales de GNL, diésel, carbón, biomasa, hidroeléctrica de pasada o embalse) no se proyectan con bajas en sus costos de desarrollo. En el lado opuesto, sí se espera que se produzcan bajas en los costos de desarrollo para aquellas tecnologías que aún no se encuentran totalmente maduras, principalmente los sistemas de almacenamiento y la incorporación de nuevos combustibles, y en menor medida observar alguna baja en las tecnologías eólicas y solar.

De acuerdo con los cálculos de Valgesta, a partir del 2030, las plantas solares FV podrían presentar un LCOE en un rango de 18,4 USD/MWh a 34,7 USD/MWh, mientras que las plantas eólicas tendrían un LCOE en el rango 43,9 USD/MWh a 58,5 USD/MWh. Por otro lado, las plantas de GN tendrían un LCOE en un rango entre 60 y 70 USD/MWh.

Para intentar explicar las ofertas más agresivas desde el punto de vista del precio, es posible recurrir a dos elementos de análisis que afectan el cálculo del costo de desarrollo: los costos de inversión de las tecnologías y la tasa de descuento utilizada por los agentes del mercado para evaluar sus proyectos.

Respecto de los costos de inversión de las tecnologías, y de acuerdo con lo mencionado anteriormente, es posible que se produzcan bajas en los costos de las tecnologías no maduras hasta el año 2026 y que los agentes prevean (o apuesten por) que esta baja les va a permitir tener acceso a estas tecnologías (principalmente almacenamiento) a costos muy por debajo de los observados actualmente. Esto podría explicar en parte un precio de oferta muy bajo y pareja en los tres bloques.

En cuanto a la tasa de descuento, que relaciona el valor futuro y presente de los flujos, es posible inferir que las ofertas con precios bajos tienen internalizado una tasa de descuento muy baja, probablemente en rangos entre el 4% y 6%, o incluso menor.

Si a lo anterior se suma la posibilidad de que estos proponentes estén evaluando sus proyectos a plazos mayores a los 20 años, también podría ser parte de la explicación.

Por lo tanto, observar valores inferiores a los 24 USD/MWh y por los tres bloques de energía, con una tecnología solar FV podría explicarse por una “apuesta fuerte” por tener una baja muy relevante de los costos de inversión para los sistemas de almacenamiento, junto con considerar además la posibilidad de obtener ingresos más allá de la energía y potencia (aunque en este último caso el proyecto de Reglamento de Potencia presentado por el Ministerio no le asigna pago a una central FV), participando en el mercado de servicios complementarios.

Considerando lo explicado, como Valgesta vemos posible lo anterior pero poco probable. Esperar que, en los próximos cinco años, se den conjuntamente los tres puntos considerados (tasa de descuento muy bajas, baja en los costos de inversión de las nuevas tecnologías relevante y participación en otros mercados para lograr nuevos ingresos), es un escenario difícil de proyectar, al menos para los próximos cinco años.

Además de los costos de desarrollo de la tecnología, un ofertante debe considerar el riesgo comercial que enfrenta su proyecto en el mercado eléctrico chileno (considerando el contrato de suministro). Este riesgo comercial está asociado a la variación en los ingresos y costos esperados de la ejecución del contrato considerando la participación del proyecto en el mercado físico o mercado spot. Lo anterior, debido especialmente a los riesgos asociados al nivel y perfil de generación y a los desacoples de los costos marginales. Como consecuencia de ello, en los precios de los contratos se suele agregar una prima asociada a este riesgo comercial.

El primer riesgo mencionado se refiere a la posibilidad de que la unidad de generación aumente o disminuya su generación con respecto al valor esperado (por ejemplo, por vertimiento de ERV), convirtiendo al suministrador en excedentario o deficitario y obligándolo a hacer frente a la variabilidad del costo marginal.

De manera similar, si el perfil de generación se diferencia de manera relevante con el de consumo de manera horaria, el generador quedará expuesto a la variabilidad de los costos marginales para aquellas horas en que presenta un déficit (o exceso) de generación. De manera adicional, es de esperar que el perfil diario de generación (y el de demanda probablemente) varíe durante el año, aumentando aún más el riesgo asociado.

Finalmente, existe un riesgo asociado a la posibilidad de que se produzcan diferencias de costos marginales entre los puntos de inyección y de retiro (debido a problemas de congestión), afectando por ello el resultado esperado.

De las ofertas realizadas que están por debajo de los 24 USD/MWh, se puede intuir que los oferentes consideraron un riesgo comercial bajo, es decir, que el SEN se encontrará adaptado y su operación será eficiente sin existir congestión en transmisión más allá de las producidas por pérdidas eléctricas. Esto implica que sus proyecciones deben considerar que el desarrollo del sistema de transmisión nacional será el óptimo, eliminando futuros desacoples entre los costos marginales y la posibilidad de vertimientos debido a congestiones.

Como Valgesta no compartimos esta percepción de bajo riesgo comercial, especialmente antes del año 2030. Se proyectan claros desacoples de los costos marginales entre la zona norte y sur del país debido a las congestiones, por lo menos hasta la entrada de la línea HVDC Kimal – Lo Aguirre 500 kV, lo que se traduce en un impacto en el balance de inyección y retiro, y se espera que este tipo de desacoples sigan existiendo en alguna medida en el futuro. Debido a estos problemas de transmisión proyectados, tampoco existe certeza de poder generar la energía esperada. De esta manera consideramos relevante el riesgo de producción y el riesgo asociado a la localización de los puntos de retiro, no siendo esto consistente con considerar una baja prima por riesgo comercial.

En conclusión, a nuestro entender, algunas de las ofertas adjudicadas son muy arriesgadas, lo que podría implicar un complejo panorama a la hora de buscar financiamiento y por ende concretar la inversión comprometida. Sin perjuicio de ello, la tendencia a la reducción de los precios de largo plazo del suministro eléctrico es una buena noticia para los consumidores. Lamentablemente, los clientes regulados no veremos esta tendencia por lo menos hasta el año 2028, al momento en que se termine de pagar la deuda originada por la ley de estabilización de tarifas eléctricas presentada por el Gobierno en noviembre de 2019.

Transición energética: coinciden en contar con señales regulatorias para desarrollar almacenamiento

Los desafíos de la planificación del sistema energético a raíz de los efectos del cambio climático y cómo incorporar a mayor volumen el potencial de energías renovables en nuestro país fueron los temas que se abarcaron en el webinar «Cómo integrar un parque flexible en medio del cambio climático y la descarbonización de la matriz energética», organizado por GPM, gremio que reúne a los pequeños y medianos generadores.

El director de Regulación Valgesta Nueva Energía, Andrés Romero, cree que los desafíos de adaptación que requiere el sector energético local «son enormes, pues nos centramos en cómo bajamos las emisiones, pero olvidamos la sección de adaptación que implica que tendremos menos agua de manera permanente, donde las sequías serán una realidad permanente, profundización de marejadas, incendios, etc. Hay una serie de elementos que obligan a tomar decisiones distintas, por lo que -en ese sentido- el proceso que vamos a vivir en los próximos años es súper desafiante en términos regulatorios, porque va a necesitar un mercado muy flexible».

«El almacenamiento es una enorme oportunidad que hay que evaluar con todas sus potencialidades en todos los servicios como flexibilidad, potencia, energía, mejoramiento de la capacidad de transición y cada vez los resultados van a ser distintos. Tenemos que mirar el futuro de manera distinta, con adaptación regulatoria. La autoridad está mirando un poco más al pasado que al futuro en estos términos, más que la foto para atrás que hay que aprender del pasado, hay que hacer una mirada global del mercado para que nuevas tecnologías puedan incorporarse lo antes posible para responder a estos desafíos de adaptación», complementó.

A su juicio, en este escenario es necesario «ser prudentes y tomar decisiones que no pongan en riesgo el sistema, si queremos ir cerrando paulatinamente centrales de carbón y disponernos a enfrentar periodos con menor cantidad de agua, no bastará con tener una enorme inversión en energía eólica o solar sino que hay que tener mercados que den señales de precio para que estas tecnologías se desarrollen. Esto va de la mano con la responsabilidad de quién y cómo se paga, a veces lo olvidamos por definir metas muy ambiciosas».

Fuente: Revista Electricidad (27/08/2021)

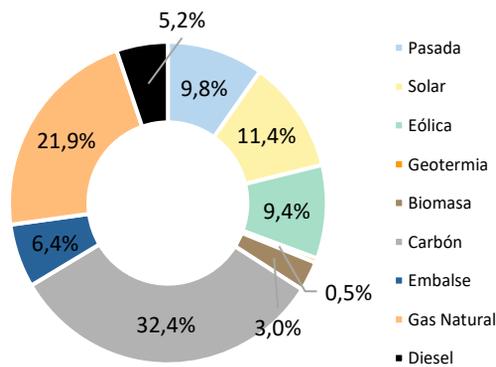
ESTADÍSTICAS AGOSTO 2021

Generación SEN últimos 12 meses



Fuente: Coordinador Eléctrico

COMPOSICIÓN DESPACHO AGOSTO 2021

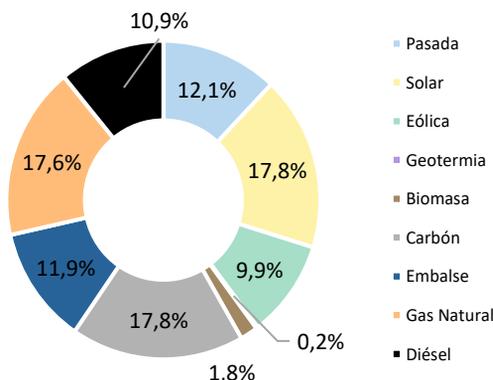


Despacho de generación (GWh)

Térmica	4.440
Hidráulica	1.143
Eólica	661
Solar	801
Total	7.045

Fuente: Coordinador Eléctrico

CAPACIDAD INSTALADA SEN JULIO 2021

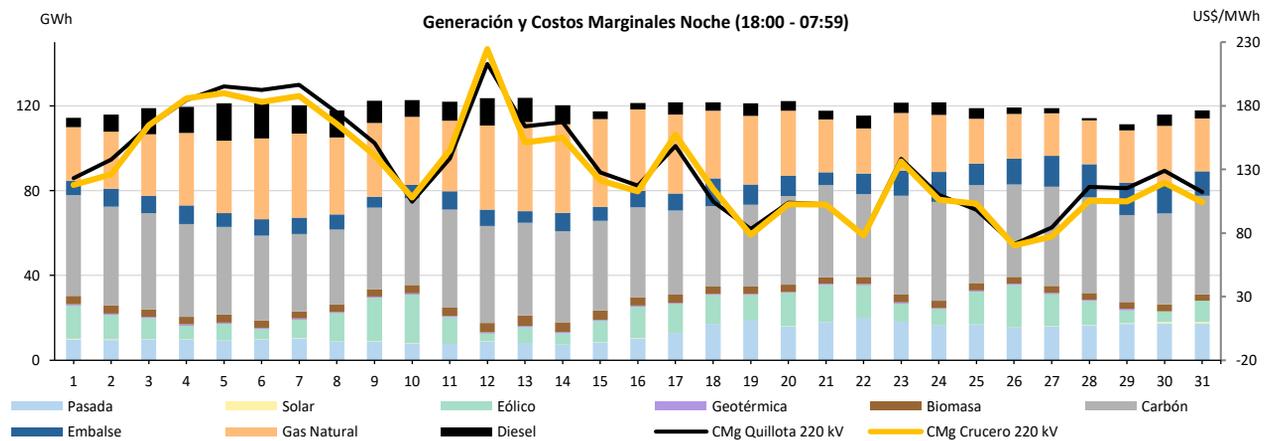
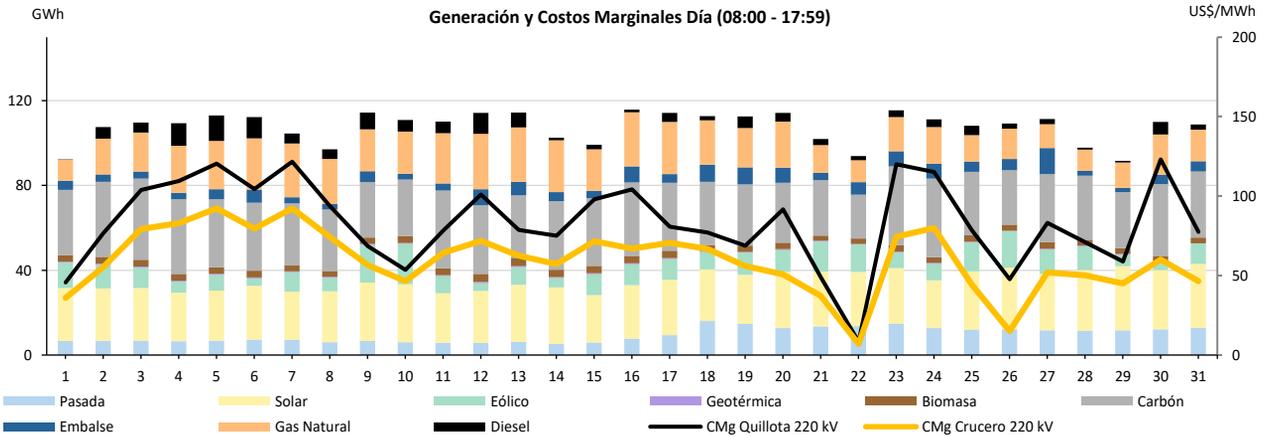


Capacidad instalada SEN (MW)

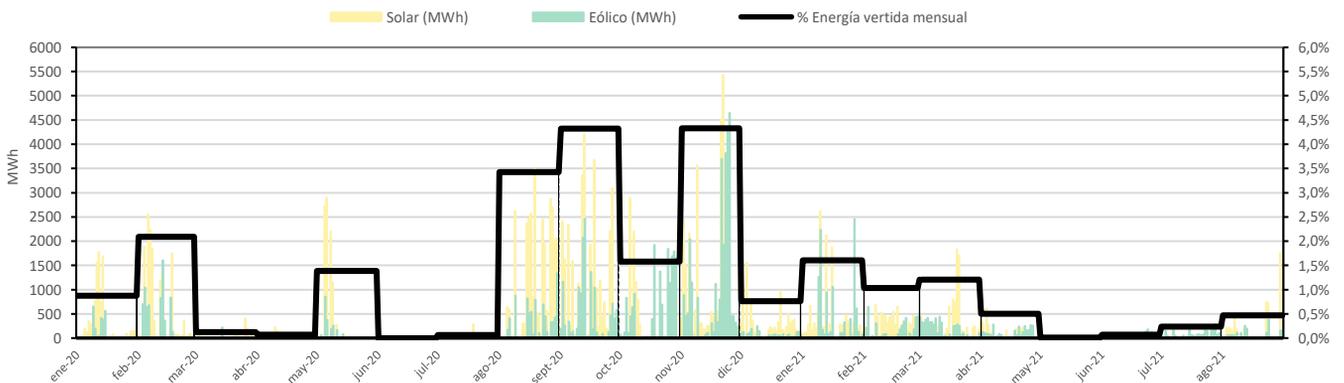
Hidro	6.830
Térmica	13.727
Eólica	2.835
Solar	5.058
Geotermia	45
Total	28.495

Fuente: Coordinador Eléctrico

Generación y costos marginales en Quillota 220 kV y Crucero 220 kV, agosto 2021



Vertimientos de generación ERNC enero 2020 – agosto 2021



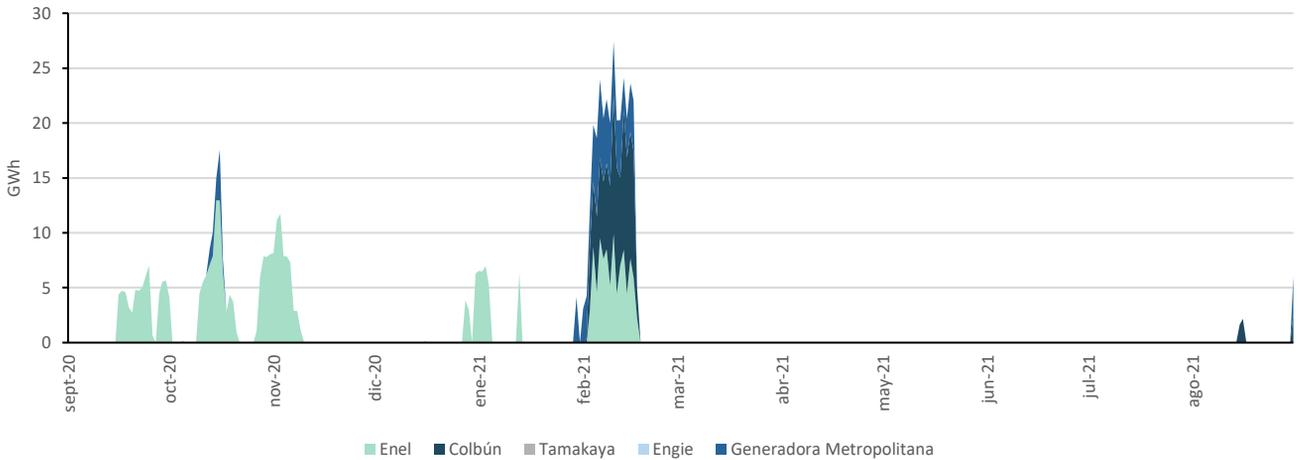
Fuente: Coordinador Eléctrico

El gráfico anterior presenta la cantidad de energía diaria reducida de centrales eólicas y solares que se ha presentado entre enero de 2020 y agosto* de 2021, 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 agosto 2021 corresponden a los exhibidos en los Informes Diarios de Novedades al Centro de Despacho de Carga (CDC) del Coordinador Eléctrico.

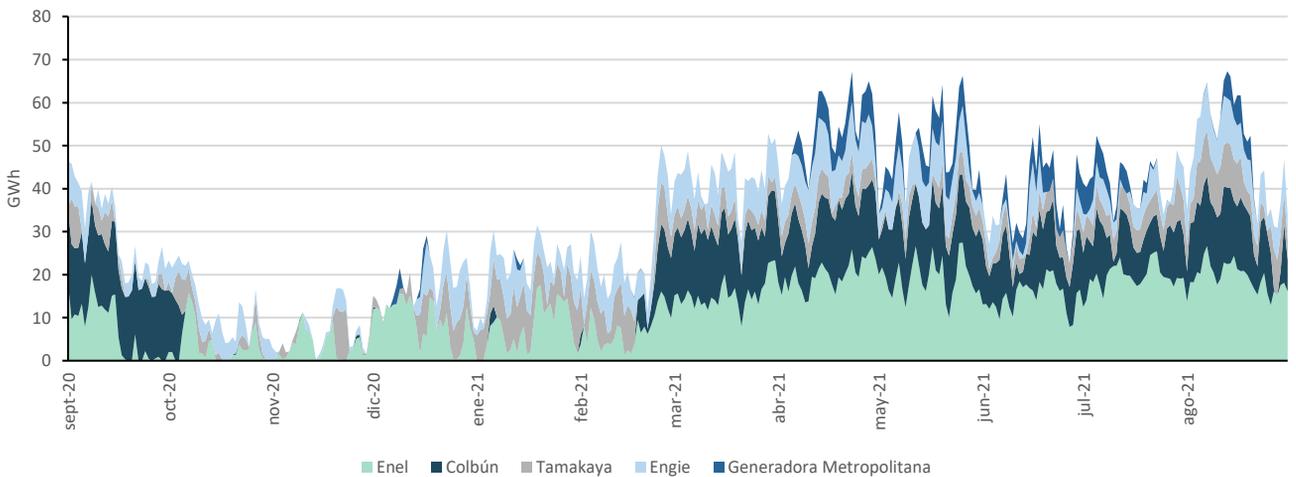
Generación con gas natural argentino últimos 12 meses



En agosto de 2021 se generaron tan solo 9,8 GWh en base a Gas Natural argentino, de los cuales un 65% es atribuible a la empresa Colbún, mientras que el 35% restante se le atribuye a Generadora Metropolitana.

Fuente: Coordinador Eléctrico

Generación con GNL desde terminales Quintero y Mejillones últimos 12 meses



En agosto de 2021, la generación de centrales en base a GNL asociadas a los terminales Quintero y Mejillones fue de 1.534 GWh, lo que representó el 21,8% de la generación total del SEN. De estas inyecciones, un 39,0% se atribuye a Enel, un 25,7% se atribuye a Colbún, un 15,1% se atribuye a Tamakaya, un 16,6% a Engie, un 3,1% a Generadora Metropolitana, y el 0,4% restante a otras empresas.

Fuente: Coordinador Eléctrico

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

Precio Nudo Quillota 220 kV	44,5
Precio Nudo Crucero 220 kV	39,9
PMM SEN	88,8

Fuente: CNE

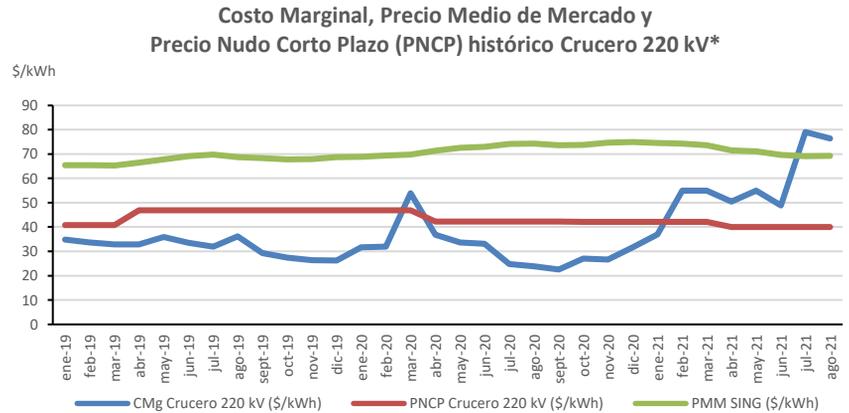
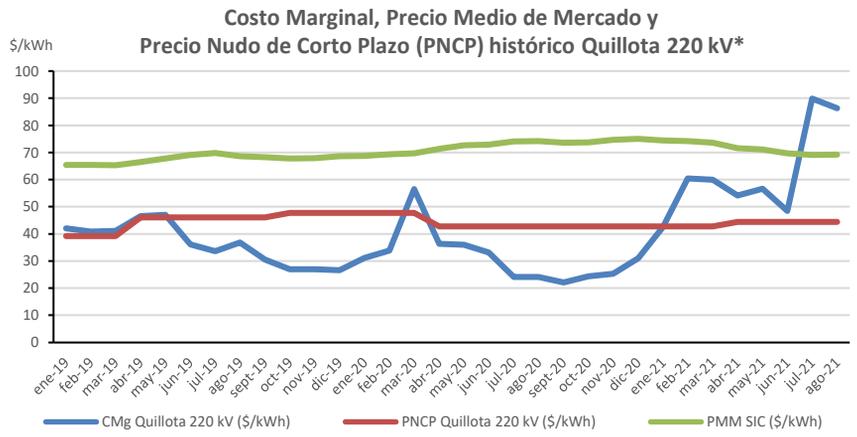
Costos marginales promedio agosto (\$/kWh)

Crucero 220 kV	76,3
Cardones 220 kV	80,6
Pan de Azúcar 220 kV	82,9
Quillota 220 kV	86,3
Charrúa 220 kV	99,6
Puerto Montt 220 kV	102,0

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



Fuente: CNE / Coordinador Eléctrico

NOTICIAS

Coordinador se adelanta a norma técnica de GNL y aplica nuevo modelo para reducir inflexibilidad

Aunque siguen expectantes los generadores renovables y convencionales a la modificación de la norma técnica de GNL que prepara la Comisión Nacional de Energía (CNE), el Coordinador Eléctrico se adelantó y aplicó una medida en esta materia.

Tomando las facultades que le otorga el reglamento de operación del sistema eléctrico publicado en diciembre de 2019 (en el marco del cambio legal de 2016), el organismo que supervisa el funcionamiento del sistema publicó una minuta para gestionar GNL con restricciones de almacenamiento a través de costo de oportunidad. En el documento incorpora el concepto de "precio sombra" o costo alternativo de GNL, el cual permite disminuir sustancialmente episodios de inflexibilidad. En sí, optimiza el uso de GNL cuando se prevé, en un horizonte de mediano plazo, una saturación de la capacidad de almacenamiento del terminal.

Esta propuesta fue mencionada el 18 de agosto en la Cámara de Diputados por el presidente del consejo directivo del Coordinador, Juan Carlos Olmedo. Reconoció que estaban en conversaciones con la CNE para incorporar este método. "Lo que haría el precio sombra es desplazar carbón, por lo cual tenemos un beneficio de emisiones para dar prioridad al gas natural", dijo.

El Coordinador estrenó este nuevo sistema el sábado 4 de septiembre, luego de los intentos de Enel por declarar el gas que estaba almacenado como inflexible para poder liberar espacio y evitar que un embarque con combustible adicional que estaba en el terminal se fuera sin dejar ese GNL. A la italiana se le había rechazado la declaración de inflexibilidad con la actual norma vigente, pero dadas las condiciones del sistema el organismo aplicó el nuevo "precio sombra".

Fuente: Diario Financiero (09/09/2021)

Balance ERNC julio 2021

Total retiros afectos a obligación (GWh)	6.014
Obligación ERNC (GWh)	628
% Obligación ERNC respecto a retiros afectos a obligación	10,4%
Inyección ERNC (GWh)	1.572
% Inyecciones ERNC respecto a retiros afectos a obligación	26,1%

Fuente: Coordinador Eléctrico

Lo anterior implica que en julio de 2021 las inyecciones ERNC superaron en **15,7 puntos porcentuales** a la obligación.

NOTICIAS

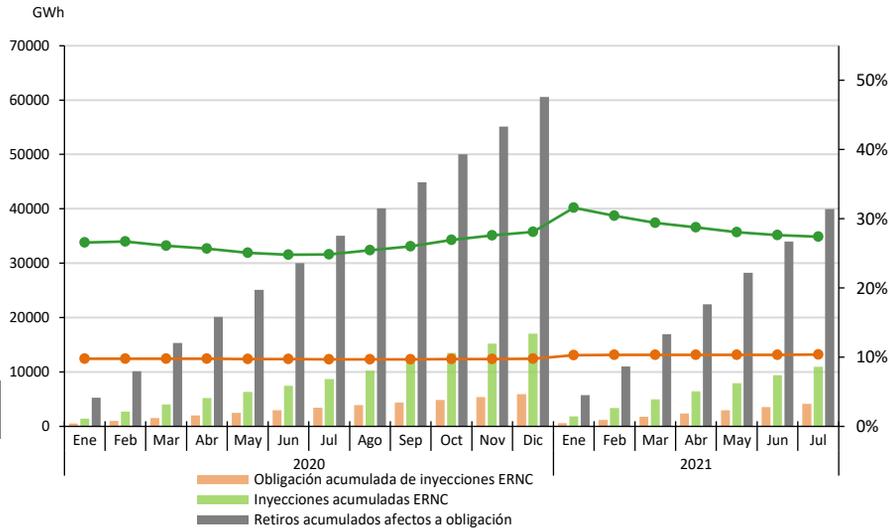
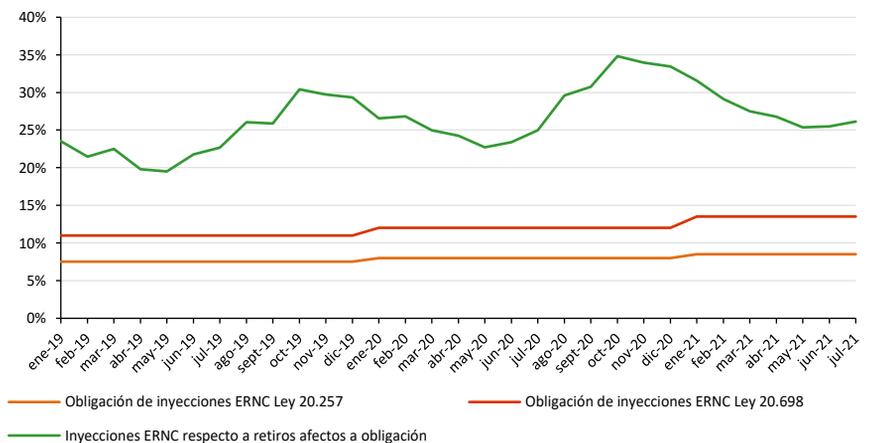
CNE: Nuevo informe ajusta la definición de horas de punta, volviendo a situación previa a crisis sanitaria

El régimen de horas punta en el sistema vuelve a su definición contemplada antes de que se activara la emergencia sanitaria, producto de la pandemia de Covid, de marzo del año pasado, según se indica en el ajuste que realizó la Comisión Nacional de Energía (CNE) al Informe Técnico Definitivo para la Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo del Sistema Eléctrico Nacional, donde se consideró el último decreto preventivo publicado la semana pasada por el Ministerio de Energía.

Según indica la resolución, este cambio «es consistente con las condiciones de restricción hidrológica observadas, el estado actual de la pandemia y las proyecciones de reactivación del país, y busca entregar, de manera anticipada, una adecuada señal de consumo a los clientes».

El documento también señala la constatación de la «existencia de errores en algunas de las definiciones de los elementos de la fórmula de indexación del precio de la potencia de punta y los indexadores contenidos en el Informe Técnico Definitivo».

Fuente: Revista Electricidad (23/08/2021)

BALANCE ERNC A JULIO 2021
Obligación acumulada de inyecciones ERNC, inyecciones acumuladas de ERNC y retiros acumulados afectos a obligación desde enero 2020 a julio 2021

Porcentaje de inyecciones ERNC respecto de retiros afectos a obligación


Fuente: Coordinador Eléctrico

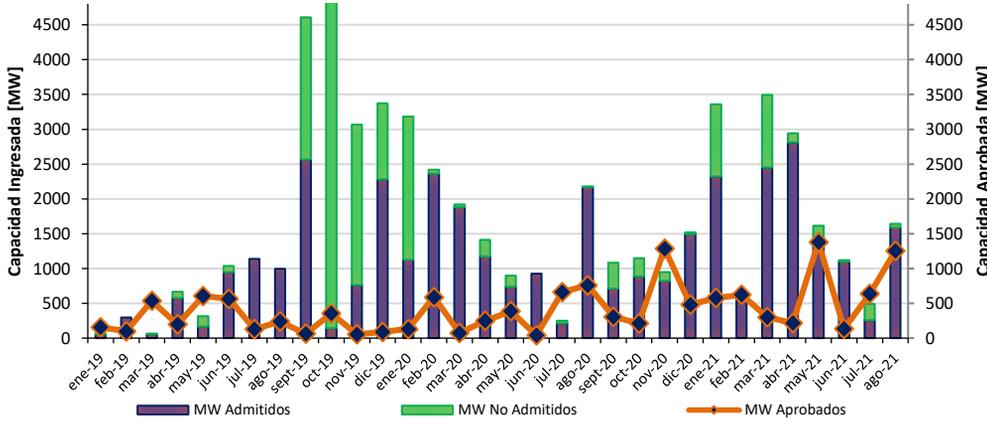
Acreditaciones ERNC

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 2021 a julio 2021, corresponden a **39.974 GWh**.

La obligación acumulada de inyecciones ERNC de enero 2021 a julio 2021, correspondió a **4.132 GWh**, lo que corresponde a un **10,3%** respecto de los retiros afectos en el mismo periodo.

Por otra parte, las inyecciones acumuladas de ERNC de enero 2021 a julio 2021, fueron de **10.951 GWh**, lo que corresponde a un **27,4%** respecto de los retiros afectos en el mismo periodo.

Observación: Según la ley, el 5% de la obligación anual de energía ERNC se mantiene vigente para los contratos pactados después de 31 de agosto de 2007 y antes del 1 de julio de 2013 (Ley 20.257). Con posterioridad al 1 de julio del 2013, los nuevos contratos deben regirse a la Ley 20.698. Ésta señala que para el año 2014, un 6% de la energía anual retirada por estos contratos debe provenir de fuentes ERNC. Para el año 2021 la obligación es de un 8,5%, y un 13,5% 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 2021

Estado de Proyectos

A partir de los datos estadísticos registrados en la plataforma electrónica del SEIA (e-SEIA), en agosto de 2021 ingresaron un total de 2.898 MW de potencia. Se registraron 1.254 MW aprobados.

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

Principales Proyectos Aprobados en el SEIA en agosto 2021

Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Porota Solar	Porota Solar SpA	6	Solar	19-02-2021
Bulnes Solar	Bulnes Solar SpA	9	Solar	25-01-2021
Parque Solar La Peña	Andina Solar 13 SpA	8	Solar	20-01-2021
San Antonio Solar	SANTA BARBARA ENERGY SpA	8	Solar	23-12-2020
Planta Solar Santa Teresita	Grupo energy Lancuyen spa	9	Solar	22-10-2020
Parque Fotovoltaico Leyda	Solek Chile Services SpA	96	Solar	24-09-2020
Parque Fotovoltaico Las Machas	Parque Solar Panguilemo SpA	9	Solar	20-04-2020
Parque Fotovoltaico La Colonia	LUZ DE SOL 5 SPA	9	Solar	20-03-2020
Parque Eólico Horizonte	Colbún S.A.	980	Eólica	07-02-2020
Parque Fotovoltaico Peldehue Solar	Peldehue Solar SpA	120	Solar	13-06-2019

Principales Proyectos en Calificación en el SEIA en agosto 2021

Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Parque Eólico Rinconada	Energía Eólica Rinconada SpA	258	Eólica	24-08-2021
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 El Rosal	MVC SOLAR 12 SpA	9	Solar	23-08-2021
Parque híbrido Amolanas	PACIFIC HYDRO CHILE S.A.	199	Solar y Eólico	23-08-2021
GHUNGNAM KCS	ANDES GREEN ENERGY S.A.	1009	Solar y CSP	23-08-2021
Planta Fotovoltaica Tamango 40 MW	GR Liun SpA	40	Solar	23-08-2021
Parque Solar Fotovoltaico PMGD CE Rio Maule	COX RIO MAULE SPA	9	Solar	20-08-2021
PMGD Cónдор La Ligua II	PARQUE FOTOVOLTAICO LA LIGUA SPA	6	Solar	19-08-2021
Planta Solar La Puntilla	Energy Lancuyen SpA	9	Solar	19-08-2021
Planta Solar La Ligua 9 MW	LETRAN TRANSMISION SPA	9	Solar	18-08-2021
Parque Fotovoltaico Hijuela	CMS SPVI SpA	9	Solar	05-08-2021
Parque Fotovoltaico Los Llanos	CMS SPVIII SpA	9	Solar	05-08-2021
Parque Fotovoltaico El Olivar	CMS SPVII SpA	9	Solar	05-08-2021

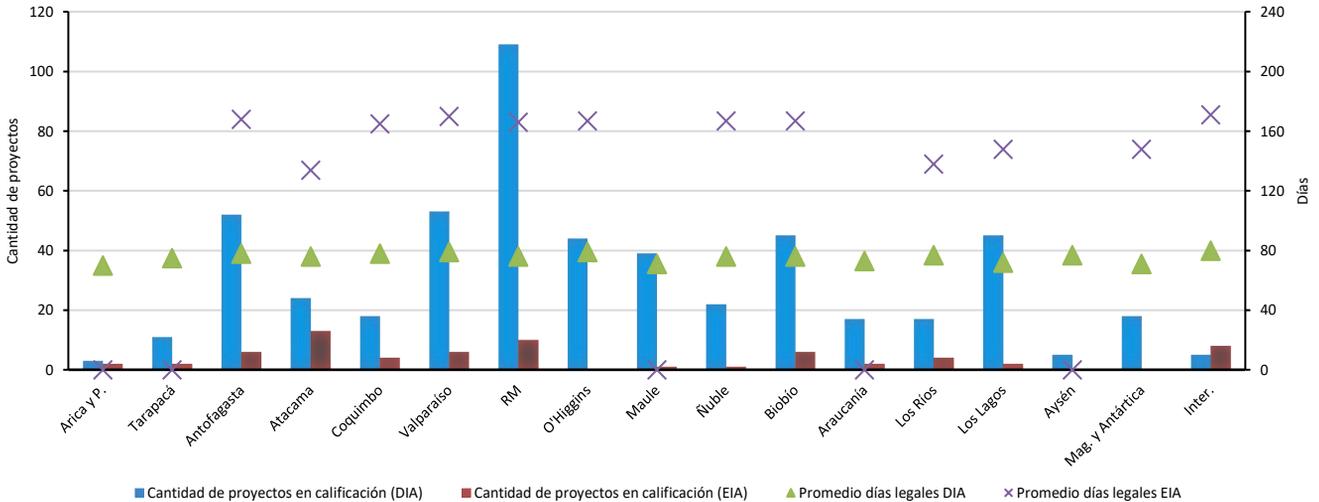
Principales Proyectos no Aprobados en el SEIA en agosto 2021

Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Instalación de 3 Aerogeneradores Purranque 2	Windkraft Purranque 2 SPA	17	Eólica	21-07-2020
Instalación de 3 Aerogeneradores Villa Alegre 1	Windkraft_Villa Alegre 1 SPA	17	Eólica	22-06-2020
Instalación de 3 Aerogeneradores Purranque 1	Windkraft Purranque 1 SPA	17	Eólica	19-06-2020

Fuente: SEIA (e-SEIA)

Indicadores de plazo de evaluación (Días Legales)

A continuación, se presentan los plazos promedios para la evaluación ambiental de proyectos ingresados como Evaluación de Impacto Ambiental (EIA) y Declaración de Impacto Ambiental (DIA) al Sistema de Evaluación Ambiental (SEA) de cada región. Lo anterior considerando, como situación basal, el tiempo empleado en las evaluaciones de proyectos calificados (aprobados y rechazados) durante el periodo comprendido entre enero de 2020 hasta agosto de 2021.



Fuente: Reporte Estadístico mensual de Proyectos en el SEIA

NOTICIAS

Hidrógeno verde: estudio de GIZ identifica condiciones para su inyección a redes de gas existentes

Según se indica, el hidrógeno verde, producido a partir de energías renovables, «puede ser inyectado a los gasoductos de gas natural existentes, de esta manera se reutiliza la infraestructura actual para llegar hasta a los puntos de consumos industrial, de generación y residenciales».

Así lo señala un estudio del Programa de Energías Renovables de la GIZ, para determinar las consideraciones técnicas de la inyección de hidrógeno en la red de gas natural, en relación con su funcionamiento y seguridad, con una mezcla de gas e hidrógeno o bien con 100% de este último.

Dentro de las condiciones que se determinaron para el porcentaje de inyección, se encuentra la presión de operación, materialidad de las tuberías, los componentes, tales como válvulas y compresores, tipo o equipo de uso y la combustión final.

Para el caso de distribución y servicio existen mayores posibilidades de inyectar un mayor porcentaje de hidrógeno sin grandes modificaciones. Esto debido a que las tuberías están construidas de materiales más dúctiles y compatibles, como lo es el polietileno, el cual puede tolerar más de un 30% de hidrógeno sin mayores cambios.

Fuente: Revista Electricidad (31/08/21)

Proyecto de almacenamiento criogénico de energía ingresa a evaluación ambiental

Al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA), a través del artículo 94 de su reglamento, ingresó el «Proyecto de almacenamiento criogénico de energía Ensicom», del Consorcio Highview Enlase, el cual contempla 50 MW de potencia instalada, además de una capacidad de almacenamiento de 600 MWh, bajo una inversión estimada de US\$160 millones.

La iniciativa busca emplazarse en la Región de Atacama y considera la instalación y operación de una central de almacenamiento de energía mediante aire líquido, tecnología denominada LAES (acrónimo del inglés Liquid Air Energy Storage o, en español, almacenamiento de energía mediante aire líquido), el cual «utiliza electricidad para enfriar aire tomado desde la atmósfera hasta licuarlo mediante un ciclo de Claude, almacenarlo en tanques con aislamiento térmico, para convertirse posteriormente, en el momento requerido, en energía eléctrica a través del proceso inverso en el cual el aire vuelve a estado gaseoso para mover un turbogenerador».

«La planta cuenta con un módulo de carga de 100 MW, que corresponde a la potencia máxima que puede retirar de la red de transmisión eléctrica, de donde se obtiene la energía necesaria para alimentar el proceso de enfriamiento y almacenamiento de energía», indica la Declaración de Impacto Ambiental (DIA).

Fuente: Revista Electricidad (10/09/21)



Plan de obras de generación SEN, ITD de PNCP, Segundo Semestre de 2021

De acuerdo al Informe Técnico Definitivo del Segundo Semestre de 2021, se proyecta una capacidad instalada adicional al año 2031 de 6.551 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 en torno a 115 MW para el año 2031.

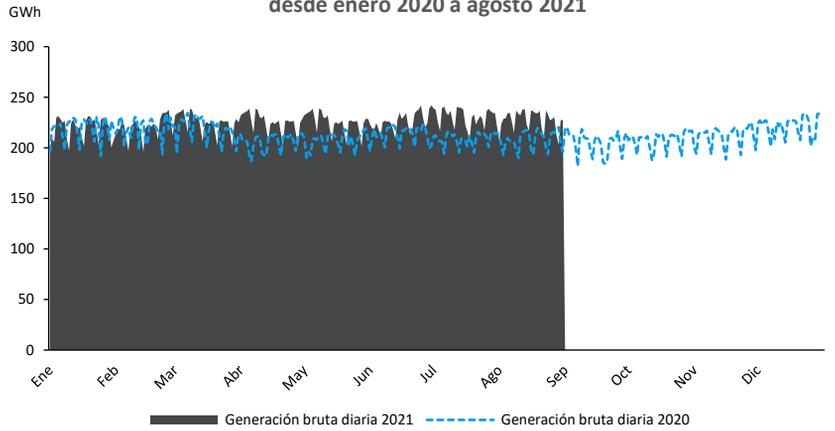
Con respecto a centrales térmicas, se proyecta la instalación de 132 MW entre instalaciones Diésel y GNL antes de 2024, y no más desde ese año en adelante.

Para el año 2031, se estiman 2.821 MW de capacidad adicional en instalaciones solares.

Por otro lado, para las centrales eólicas se proyecta una capacidad adicional de 2.837 MW al año 2031.

Fuente: ITD Segundo Semestre 2021, CNE

Evolución de la generación bruta diaria del SEN (GWh) desde enero 2020 a agosto 2021



Fuente: Coordinador Eléctrico

Demanda máxima horaria del SEN (MWh)

2018	10.776
2019	10.746
2020	10.900
2021	11.227

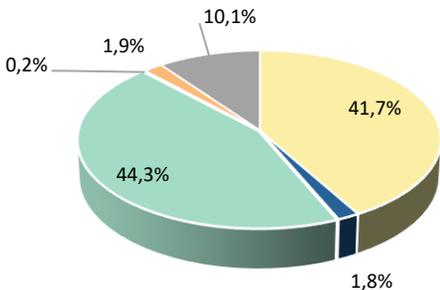
Fuente: Coordinador Eléctrico

Capacidad junio 2021 y recomendada a instalar al año 2030 (MW)

	Jul 2021	Rec.
Eólica	2.835	2.837
Geotermia	45	0
Hidro	6.830	115
Solar	5.058	2669
Térmico	13.727	133
Almacenamiento	0	645
Total	28.495	6.398

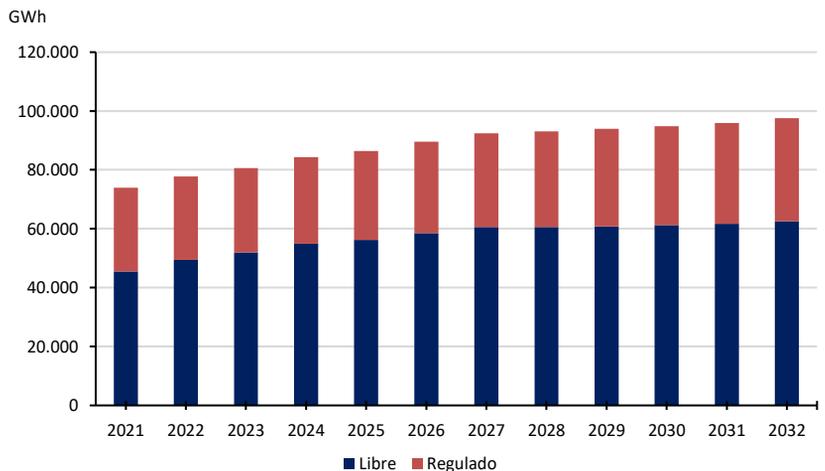
Fuente: ITD Segundo Semestre 2021, CNE

Capacidad adicional en construcción y recomendada por la CNE hasta el año 2031



- Solar Fotovoltaico
- Eólica
- Gas Natural
- Hidro
- Diesel
- Almacenamiento

Demanda proyectada del SEN (GWh)



Fuente: ITD Segundo Semestre 2021, CNE



CENTRALES EN ETAPA DE PUESTA EN SERVICIO

Central	Capacidad (MW)	Entrada en operación estimada
Sol de Lila (solar)	163	Nov-21
Domeyko (solar)	186	Nov-21
Cerro Dominador (CSP)	110	Sep-21

Central	Capacidad (MW)	Entrada en operación estimada
Campos del Sol (solar)	381	Oct-21
Río Escondido (solar)	145	Oct-21
Azabache (solar)	63	Oct-21



A la vuelta de la esquina: Este es el mes en que Alto Maipo se pondrá en marcha

Con un 98% de avance, el proyecto de AES Andes, de 531 MW, entró en su fase final para su puesta en marcha. Paralelamente, la empresa está iniciando un proceso de negociación con sus acreedores financieros con el objetivo de buscar una estructura de capital sostenible en el largo plazo.

Alto Maipo entró en la etapa final de su puesta en marcha, y comenzará a inyectar energía renovable al Sistema Eléctrico Nacional en diciembre de este año. El proyecto hidroeléctrico de pasada de 531 MW alcanza un 100% de avance en la excavación de sus túneles y un 98% a nivel general, por lo que su construcción terminará dentro de los costos estimados y un año antes de las fechas garantizadas en los contratos de construcción.

De acuerdo con lo informado por AES Andes, «expertos independientes han proporcionado a Alto Maipo proyecciones actualizadas. En algunos escenarios estas proyecciones prevén una reducción material en los precios de la energía y la generación anual esperada. Estas variaciones están relacionadas con la incorporación acelerada de energías renovables al Sistema Eléctrico Nacional de Chile y el cambio climático que ha provocado un descenso significativo de los aportes hídricos en los últimos diez años respecto a la media histórica».

«La combinación de ambos factores potencialmente reduce los flujos de caja futuros y, por ende, la capacidad de repago de deuda. En base a estas proyecciones actualizadas, Alto Maipo está iniciando negociaciones con los acreedores financieros del Proyecto para lograr una estructura de capital sustentable bajo esas proyecciones en el largo plazo», agrega la generadora.

La inversión total del proyecto fue de US\$ 1.000 millones. Una vez que se hayan aportado los últimos US\$46 millones pendientes que AES Andes tiene comprometidos con su filial Alto Maipo y los acreedores de la iniciativa, la empresa habrá dado cumplimiento a todos sus compromisos de capital.

Alto Maipo está constituido por dos centrales de pasada, Alfalfal II y Las Lajas, las que en conjunto tendrán una capacidad instalada de 531 MW.a

Fuente: Revista Electricidad (27/08/21)

Estado actual del mecanismo y proyección de saldos acumulados

El dólar tarifario de la fijación del primer semestre de 2021 fue de 801,49 CLP/USD, mientras que el dólar promedio entre enero y marzo de 2021, según el Banco Central, fue de 724,19 CLP/USD. Además, se definió un factor de ajuste de energía de 90,5% y un factor de ajuste de potencia de 77,0%. Producto de lo anterior, dentro de este período se acumularon para el SEN 83,43 MM USD por diferencias de facturación, 5,11 MM USD por diferencias por compra y 2,2 MM USD para los sistemas medianos. Adicionalmente, se contabilizaron saldos producto de montos adeudados a las empresas distribuidoras por un valor de 6,7 MM USD desde los inicios del Mecanismo de Estabilización y -1.3 MM USD producto de correcciones a PNP anteriores, llegando a un total de 93,91 MM USD.

El mecanismo ha acumulado 952,52 MM USD hasta marzo de 2021, correspondiente a un 70,6% de la totalidad del fondo.

Según el Informe Técnico Definitivo de Precio de Nudo Promedio de julio de 2021 se produjo un excedente de las distribuidoras que, según la Resolución Exenta 72 de 2020, debería culminar en un primer pago de la deuda de los suministradores afectados por el mecanismo. El excedente total corresponde a 8.866 MM CLP.

Proyección de saldos año 2021

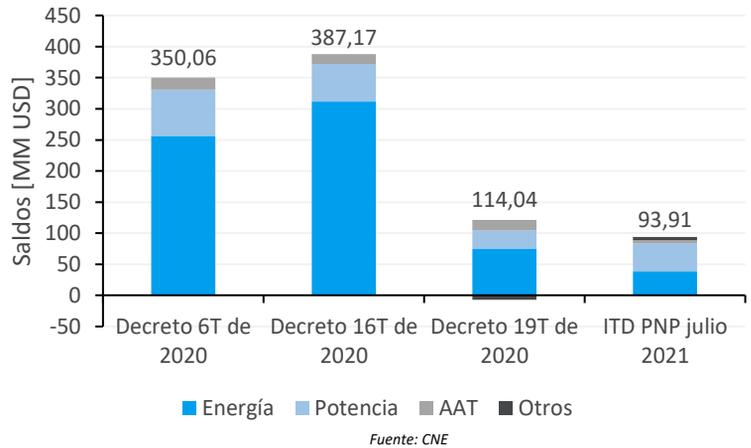
Tal como se puede observar en la proyección de saldos del Mecanismo de Estabilización, los saldos históricos han presentado una baja en su pendiente de generación explicado principalmente por la baja en la tasa de cambio que se ha mostrado en los últimos meses.

Adicionalmente, la proyección muestra que a finales del año 2021 los saldos acumulados alcanzarán valores entre los 980 MM USD y 1.110 MM USD, con un valor esperado de 1.044 MM USD.

Se espera que la pendiente de generación de saldos incremente respecto de la que se ha observado en los últimos meses. Esto se explicaría principalmente por un aumento en la diferencia entre la tasa de cambio aplicada en la tarifa semestral y la tasa de cambio mensual.

ESTADÍSTICAS PRECIO ESTABILIZADO A CLIENTES REGULADOS (PEC)

Saldos SEN Reconocidos hasta marzo 2021



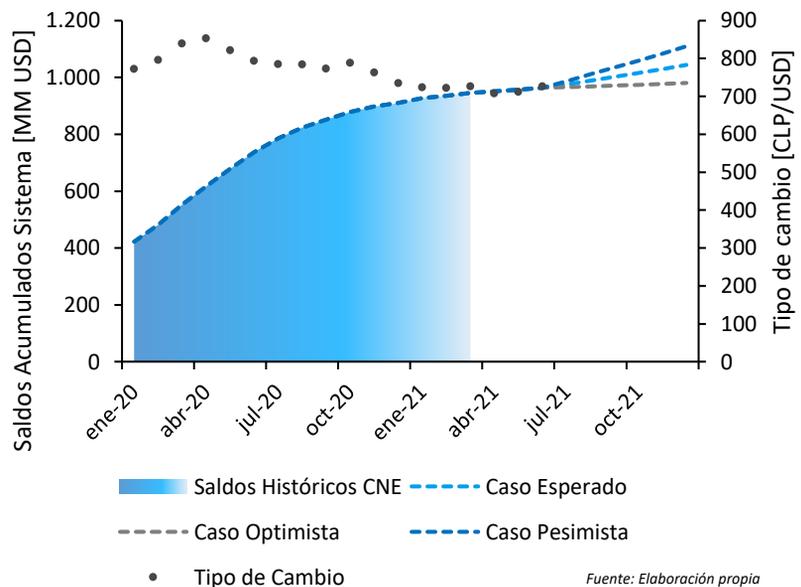
Saldos Acumulados a marzo de 2021 [MM USD]

SEN	945,19
Sistemas Medianos	7,33
Total	952,52

Excedente de las Distribuidoras ITD PNP julio 2021 [€]

Excedente Total	8.866.401.391
-----------------	---------------

Proyección de saldos de los suministradores SEN

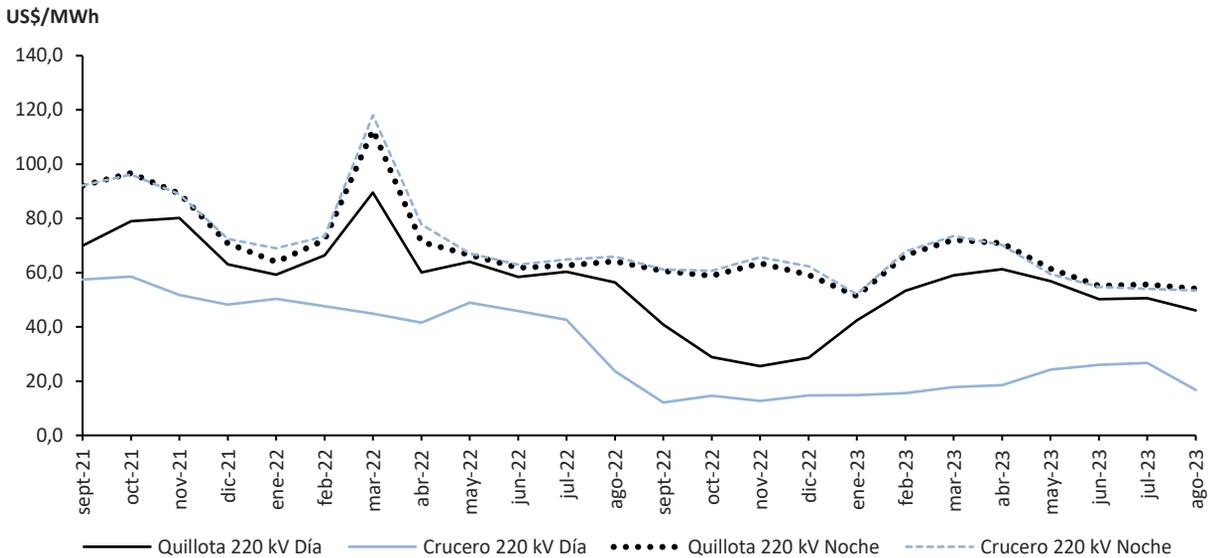


Fuente: Elaboración propia

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 las últimas semanas, el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) ha estado expuesto a situaciones de estrechez operacional debido a condiciones climatológicas particulares, incertidumbre en la disponibilidad de gas natural, entre otros. Hasta fin de año, se espera que haya precios sobre los 80 USD/MWh en el horario nocturno principalmente, debido a las coyunturas explicadas anteriormente. Esto llevará al SEN a un aumento de la participación del gas y el diésel en ciertos periodos.

Durante el primer semestre de 2022, el ingreso de proyectos de generación renovable no lograría disminuir los precios. No obstante, durante el segundo semestre el ingreso de Alto Maipo contribuiría para obtener costos marginales más bajos.

El costo marginal promedio proyectado para los próximos dos años durante horas de día en la barra Crucero 220 kV es 32,4 US\$/MWh y en la barra Quillota 220 kV es 56,3 US\$/MWh. El costo marginal promedio proyectado para los próximos dos años durante la noche en la barra Crucero 220 kV es 70,2 US\$/MWh y en la barra Quillota 220 kV es 68,9 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