

BOLETÍN INFORMATIVO

AÑO 13 | N°5 | MAYO 2023



VALGESTA.COM

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

¡PLOP! ¡Exijo una explicación!

El pasado 25 de abril el Panel de Expertos emitió su dictamen N° 7-2023, relativo a la “Discrepancia presentada por Compañía General de Electricidad S.A., respecto del Informe Técnico para el Cálculo de las Componentes del Valor Agregado de Distribución, cuadrienio noviembre 2020- noviembre 2024”.

Junto con discutirse una serie de materias propias de dicho proceso tarifario, en esta ocasión nos referiremos a la solución planteada respecto de la discrepancia presentada con relación al **Dimensionamiento de instalaciones y costos de operación y mantenimiento para cumplir la Norma Técnica de Distribución**. Cabe señalar que esta materia, no obstante haber sido presentada por una empresa, su resolución tiene efectos sobre el proceso tarifario de todas las compañías, por tratarse de la manera en que la empresa modelo debe demostrar el cumplimiento de los estándares de calidad.

La discusión consistía en si la empresa modelo debiese incorporar en su dimensionamiento las exigencias de calidad de suministro a nivel individual (tiempo y frecuencia individual de interrupciones permitidas por los indicadores TIC y FIC) y de las tasas de falla y tiempos de duración promedio de falla.

Tal como lo señala el dictamen, *“al respecto, la CNE señala que para dimensionar las instalaciones de la empresa modelo, consideró pertinente emplear como indicadores de calidad los SAIDI y SAIFI [1], y no los TIC y FIC. Lo anterior, en virtud de que los primeros dan cuenta del cumplimiento global de la calidad y los últimos a nivel de cada cliente. La CNE afirma que los índices TIC y FIC fueron considerados en la empresa modelo como los costos por concepto de pago de compensaciones que procedan en caso de que dichos índices sobrepasen los estándares fijados en la norma.”*

En simple, la CNE consideró que la empresa “modelo” diseñada no cumple con los estándares de calidad a nivel de cada cliente que la normativa exige, por lo que la empresa deberá pagar compensaciones a los clientes... y por lo tanto en la propia tarifa se debe considerar el pago de éstas. Si, tal como usted lo lee: deberemos pagar en la tarifa eléctrica nuestra propia compensación.

Resulta técnicamente absurdo el criterio e inaceptable desde el punto de vista del consumidor. Tal como lo señala la RAE, compensar significa “dar algo o hacer un beneficio a alguien en resarcimiento del daño, perjuicio o disgusto que se ha causado”. Por cierto, deja de ser resarcimiento del daño si el mismo afectado paga éste.

[1] SAIDI representa el promedio de duración de las interrupciones máximas permitidas a nivel de la concesionaria; SAIFI representa el promedio de la frecuencia de las interrupciones.

¡PLOP! ¡Exijo una explicación!

Este simple raciocinio fue compartido por el Panel de expertos, al señalar en su dictamen que *“el Panel estima que no tiene fundamento regulatorio el criterio empleado por la CNE, con arreglo al cual, en lugar de agregar las inversiones y costos necesarios para dar cumplimiento a las exigencias de calidad de suministro establecidas en la norma, y en particular los indicadores TIC y FIC, se considere un monto por concepto de compensaciones a clientes por interrupción o suspensión de suministro. El argumento de que dichas compensaciones constituirían una forma de cumplimiento de la NTD defrauda el objetivo de la normativa, que persigue precisamente la observancia de un determinado estándar de calidad por parte de las empresas.”*

Por otra parte, para el Panel el modelo de costos para el cumplimiento de las normas de calidad presentado por CGE no permitía determinar los requerimientos adicionales asociados solo al cumplimiento de los índices TIC y FIC, considerando SAIDI y SAIFI ya cumplidos, junto con presentar una solución técnica ineficiente al problema planteado, ya que no permitía analizar alternativas de estrategias para el cumplimiento de los estándares de calidad. Dado este último análisis, el Panel resuelve “no acceder a lo solicitado por la discrepante”, rechazando por mayoría la solicitud de CGE.

De esta manera, a pesar de no tener “fundamento regulatorio” el criterio empleado por la CNE, el Panel desecha la discrepancia y mantiene en la práctica dicha definición. En este momento el lector, tal como los autores, deben haber exclamado tal como Condorito: ¡PLOP!, ¡Exijo una explicación!

¿Es razonable que los consumidores tengamos que pagar una parte de nuestra tarifa basada en un criterio que no tiene fundamento jurídico ni regulatorio? ¿cómo y quién le explicará a los consumidores que van a pagar en la tarifa y de manera “anticipada” las compensaciones que ordene la autoridad ante cortes de suministro que no cumplen la norma?

Probablemente el Panel señalará que sólo puede optar entre las opciones que se le presenten, dado el tenor literal del artículo 211 de la LGSE, que establece *“El dictamen del Panel de Expertos se pronunciará exclusivamente sobre los aspectos en que exista discrepancia, debiendo optar por una u otra alternativa en discusión, sin que pueda adoptar valores intermedios”*. Por cierto, no era necesario que el artículo transcrito especificara que, en caso de determinar la falta de cumplimiento normativo y regulatorio en la actuación de la CNE, el Panel debiese ordenar a ésta corregir su informe, aunque no adoptase los números presentados por la discrepante.

¡PLOP! ¡Exijo una explicación!

En este sentido, cabe preguntarse si se requiere un ajuste regulatorio a las normas del Panel, en que se permita cierta flexibilidad en sus dictámenes en casos como éstos, para que cuando exista una manifiesta infracción a las normas y principios regulatorios, pueda ordenar retrotraer el proceso tarifario en curso, de tal manera que las partes puedan tener una nueva instancia técnica de discusión.

Finalmente, resulta especialmente preocupante el voto de minoría que consigna el dictamen, ya que uno de los miembros del Panel de Expertos afirma que *“las compensaciones reguladas en la Ley N°18.410 representan, en este caso, una manera alternativa para cumplir con un estándar establecido en la norma técnica respectiva”,* añadiendo *“En ese orden de consideraciones, el integrante que suscribe, estima que las compensaciones son y serán, con una alta probabilidad, la manera en que las empresas cumplirán con la obligación derivada de las interrupciones del suministro eléctrico que se produzcan en la práctica, dado que esa es la manera más eficiente de cumplir con el estándar establecido por la norma, en contraposición a acometer las inversiones necesarias para no tener interrupciones del tipo TIC y FIC;”*

Sólo basta decir al respecto que, tal como lo señala la mayoría del panel en el dictamen, en caso que los estándares sean muy exigentes y exijan inversiones que no podrían ser considerados en la tarifa, esto requeriría un ajuste normativo en la exigencia de calidad respectiva. El no cumplimiento de un estándar no se transforma en “cumplimiento normativo” por pagarse una compensación, la que justamente debe corresponder a un mayor costo para la empresa real, producto de la necesidad de resarcir al consumidor que ha pagado una tarifa que le asegura un determinado estándar de calidad en el suministro eléctrico. En este sentido, si la compensación está bien diseñada y las multas aplicadas son adecuadas, debiese incentivar a la empresa a realizar las inversiones que se requieren para que las interrupciones de suministro tengan la duración y frecuencia que ha determinado la autoridad.

De lo contrario, le estaríamos diciendo a los consumidores: pague por un suministro que a veces no le va a llegar como se lo prometimos, pero no importa, le van a pagar una indemnización por esos cortes, la que usted también deberá pagar. Simplemente, ¡PLOP!

NOTICIAS

La Comisión Nacional de Energía (CNE) reportó en su informe mensual sobre el sector energético correspondiente a febrero de 2023, la capacidad instalada neta de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) alcanzó 11.992 MW.

De ese total, 11.949 se ubican en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), mientras el restante corresponde a los sistemas eléctricos de Aysén (31 MW) y Magallanes (13 MW). En términos porcentuales, esta capacidad instalada de ERNC corresponde a 38,5% de la capacidad eléctrica total.

El mismo informe destaca que la generación eléctrica total de los sistemas mayores durante febrero de 2023, fue de 6.518 GWh, de los cuales 2.540 GWh son atribuibles a la producción de las centrales de ERNC.

Al desglosar por tecnología, se observa que 58,5% (1.485 GWh) de la energía limpia provino de la solar fotovoltaica, 28,1% (715 GWh) de generación eólica, 4,6% (116 GWh) de generación proveniente de centrales mini hidráulicas de pasada, 6,3% (161 GWh) de inyección en bases a centrales de biomasa, 1,2% (30 GWh) de geotérmica y 1,30% (33 GWh) de concentración solar de potencia.

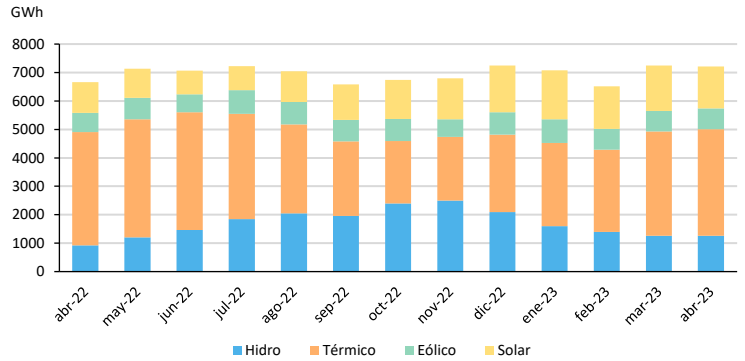
Además el informe revela que durante febrero pasado el Sistema de Evaluación Ambiental (SEA) acogió 14 proyectos de ERNC a calificación, que en conjunto suman 1.082 MW.

Durante el mismo período, el SEA otorgó tres Resoluciones de Calificación Ambiental (RCA) favorable a dos proyectos solares fotovoltaicos y uno eólico, que equivalen a 870 MW.

Fuente: Revista Electricidad (31/03/2023)

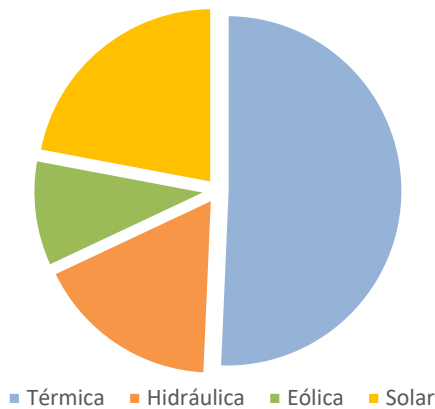
ESTADÍSTICAS ABRIL 2023

Generación SEN últimos 12 meses



Fuente: Coordinador Eléctrico

COMPOSICIÓN DESPACHO SEN ABRIL 2023

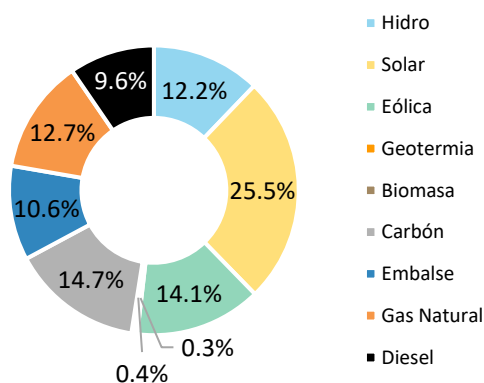


Despacho de generación (GWh)

Térmica	3.674
Hidráulica	1.255
Eólica	722
Solar	1.597
Total	7.248

Fuente: Coordinador Eléctrico

CAPACIDAD INSTALADA SEN ABRIL 2023

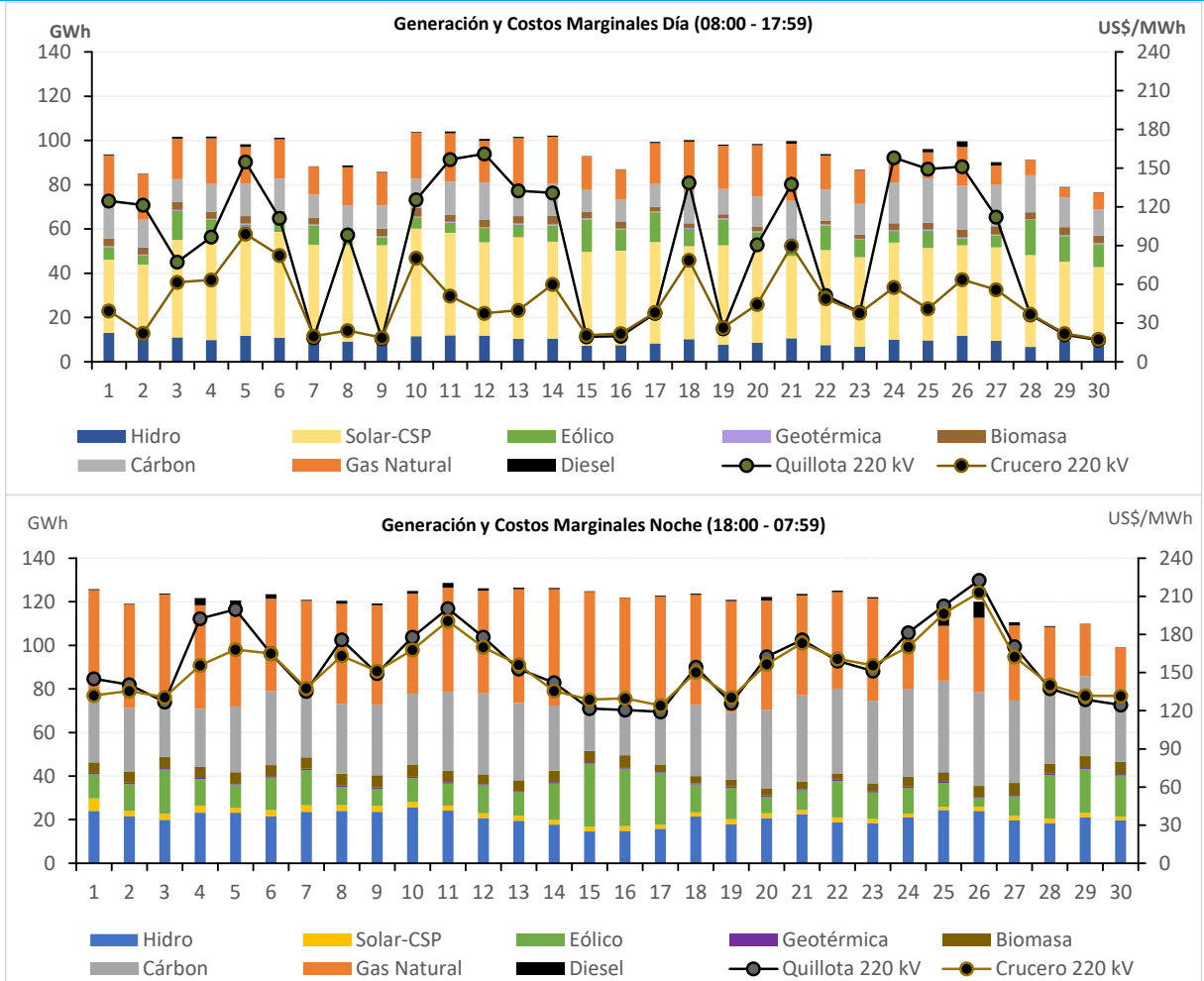


Capacidad instalada SEN (MW)

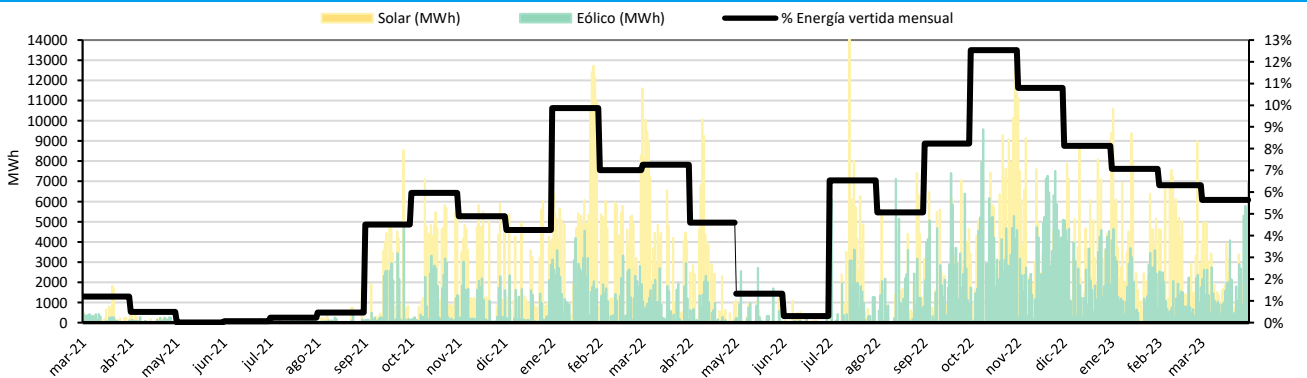
Hidro	7.249
Térmico	11.637
Eólica	4.505
Solar	8.142
Geotermia	95
Total	31.628

Fuente: Coordinador Eléctrico

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



Reducción ERNC durante la Operación en Tiempo Real, abril 2021 - abril 2023

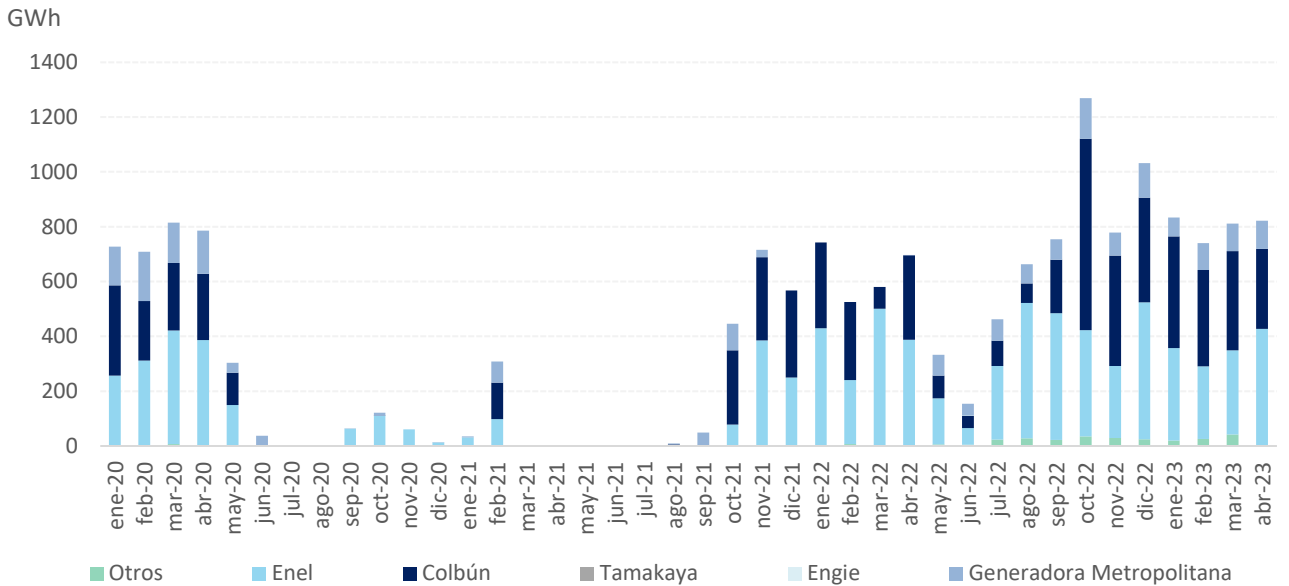


Fuente: Coordinador Eléctrico

El gráfico anterior presenta la cantidad de energía diaria reducida de centrales eólicas y solares que se ha presentado desde marzo de 2021 a marzo* de 2023, y el porcentaje mensual al que corresponden dichas reducciones con respecto a la generación solar y eólica. Estas son dispuestas por el Coordinador Eléctrico Nacional en respuesta a la presencia de gestiones en el sistema de transmisión.

*La reducción ERNC durante la Operación en Tiempo Real (OTR) de marzo 2023 corresponde a la exhibida en los Informes Diarios de Novedades al Centro de Despacho de Carga (CDC) del Coordinador Eléctrico Nacional.

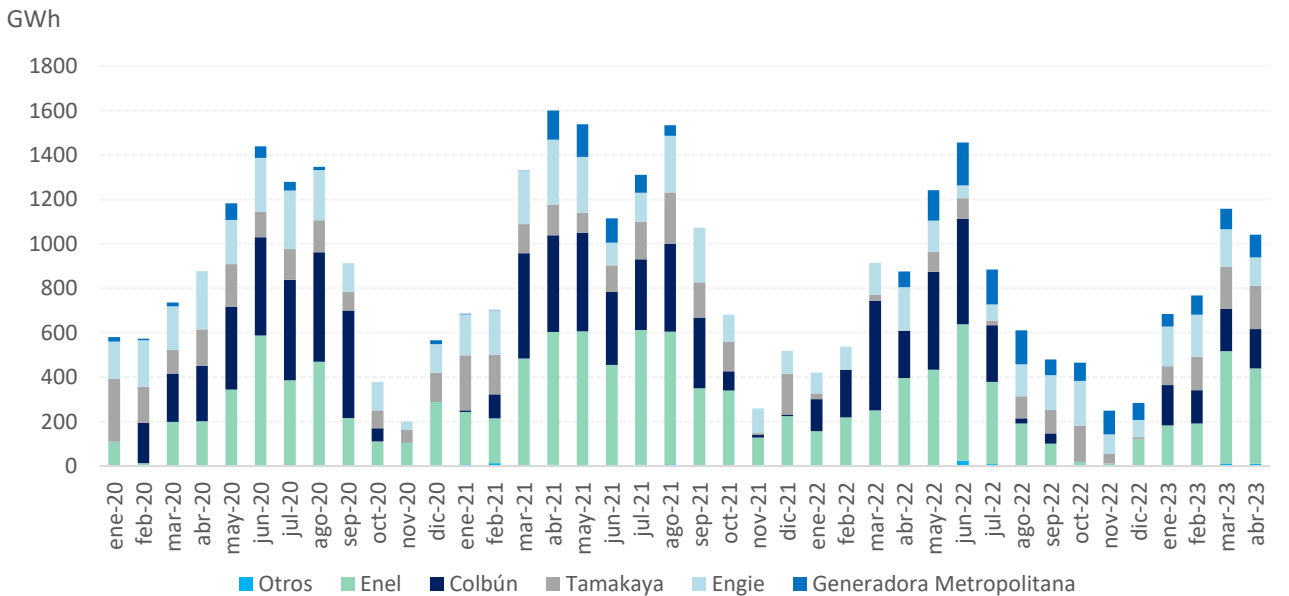
Generación histórica gas natural argentino



En abril de 2023 se generaron 822,5 GWh en base a Gas Natural argentino, de los cuales un 51,9% es atribuible a la empresa Colbún, un 35,6% a Enel, un 12,5% a Generadora Metropolitana.

Fuente: Coordinador Eléctrico

Generación con GNL desde terminales Quintero y Mejillones



En abril de 2023, la generación de centrales en base a GNL fue de 1040,9 GWh. De estas inyecciones, un 41,2% se atribuye a Enel, un 18,8% a Tamakaya, un 17,1% a Colbún, un 12,1% a Engie, un 9,9% a Generadora Metropolitana y el 0,9% restante a otras empresas.

Fuente: Coordinador Eléctrico

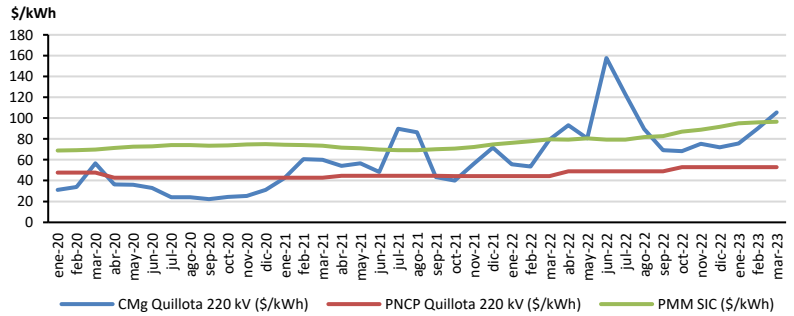
ESTADÍSTICAS DE PRECIOS DE ENERGÍA

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

Precio Nudo Quillota 220 kV	52,9
Precio Nudo Crucero 220 kV	63,3
PMM SEN	94,9

Fuente: CNE

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

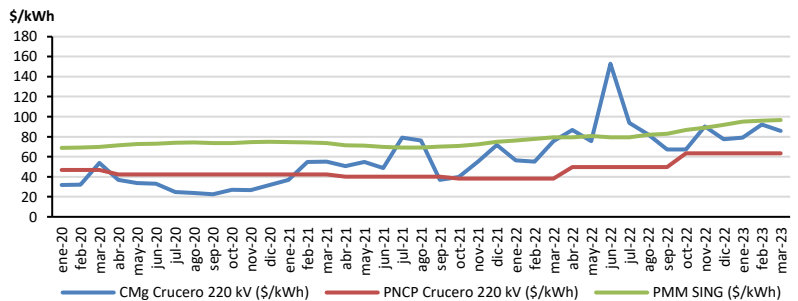


Costos marginales promedio marzo 2023 (\$/kWh)

Crucero 220 kV	85,8
Cardones 220 kV	84,8
Pan de Azúcar 220 kV	85,7
Quillota 220 kV	105,3
Charrúa 220 kV	106,2
Puerto Montt 220 kV	166,6

Fuente: Coordinador Eléctrico

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



Fuente: CNE / Coordinador Eléctrico

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

NOTICIAS

Cámara solicita avanzar en la implementación de sistemas solares en edificios públicos

La Cámara de Diputadas y Diputados solicitó al Ejecutivo avanzar en la implementación de sistemas de energía solar en los edificios públicos, haciendo alusión a la resolución 685, presentada en abril de 2023, que fue aprobada por 125 votos a favor, 1 en contra y 2 abstenciones.

El objetivo de la iniciativa es definir un procedimiento de aumento gradual que permita alcanzar el 20% de los inmuebles mediante la instalación de sistemas solares en el plazo de dos años. Así, la meta sería llegar, en 2027, a abarcar la totalidad de las edificaciones estatales.

En ese sentido, el texto remarca que promover la instalación de sistemas de energía solar en los edificios públicos permitirá al Estado contribuir con el cuidado del medio ambiente. Y, asimismo, incentivar el uso de energías más limpias y eficientes, especialmente, considerando el potencial de Chile como uno de los países con la mayor radiación solar del mundo.

La resolución precisa, además, que los esfuerzos del Estado y el proceso de formulación de políticas públicas deben orientarse a asegurar el derecho de todas las personas a vivir en un entorno limpio.

Balance ERNC marzo 2023

Total retiros afectos a obligación (GWh)	6488
Obligación ERNC (GWh)	947
% Obligación ERNC respecto a retiros afectos a obligación	14,6%
Inyección ERNC (GWh)	2.636
% Inyecciones ERNC respecto a retiros afectos a obligación	40,6%

Fuente: Coordinador Eléctrico

NOTICIAS

CNE expone informe técnico final del Plan de Expansión de Transmisión 2022

La Comisión Nacional de Energía (CNE), a través de la resolución exenta N° 174, emitió el informe técnico final que contiene el Plan de Expansión Anual de la Transmisión para el Sistema Eléctrico Nacional, correspondiente al año 2022. Este instrumento contempla un total de 48 obras de expansión, cuya inversión asciende a un total aproximado de US\$ 1.485 millones. En el caso del Sistema de Transmisión Nacional, en el documento se presenta un total de 21 obras de expansión, cuya inversión asciende a un total cercano de US\$ 1.094 millones, de las cuales 14 son ampliaciones de instalaciones existentes, por un monto de US\$ 209 millones aproximadamente, y 7 corresponden a obras nuevas, por un total de US\$ 885 millones.

Respecto de los sistemas de transmisión zonal, se contabilizan de 27 obras de expansión, cuya inversión asciende a un total aproximado de US\$ 391 millones. Del total de proyectos, 12 corresponden a ampliaciones de instalaciones existentes, por un monto de US\$ 58 millones aproximadamente, y 15 son obras nuevas, por un total de US\$ 333 millones. Además, se estima que las obras contenidas en el citado informe iniciarán su construcción a partir del primer semestre de 2025.

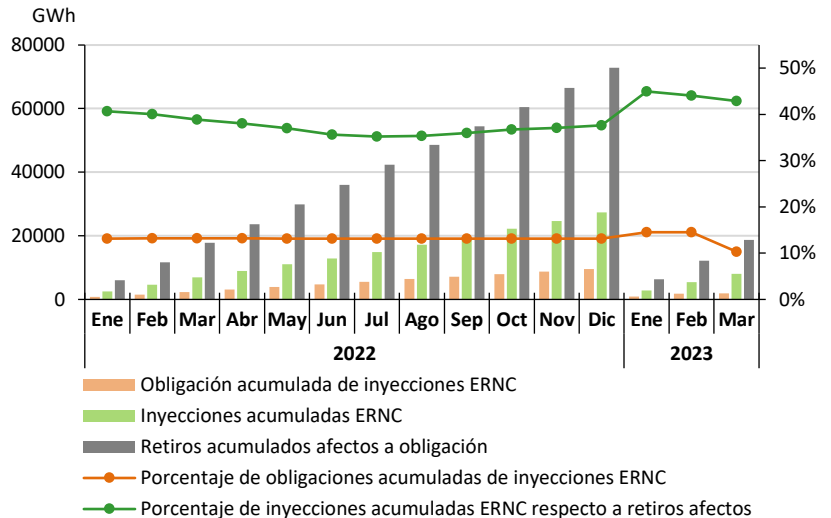
En relación con el informe técnico preliminar, sobre el cual se recibieron alrededor de 300 observaciones de los distintos participantes, interesados y usuarios del proceso, el documento no presenta variaciones sustantivas en términos de las obras que componen el plan. Como siguiente hito dentro del proceso anual correspondiente a 2022, las empresas e interesados podrán presentar sus eventuales discrepancias ante el Panel de Expertos hasta el 25 de mayo.

Fuente: Revistaei (09/05/2023)

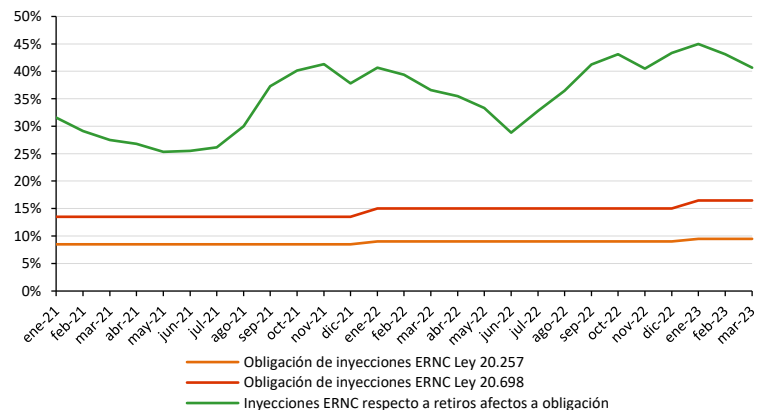
Observación: Según la ley, el 5% de la obligación anual de energía ERNC se mantiene vigente para los contratos pactados después de 31 de agosto de 2007 y antes del 1 de julio de 2013 (Ley 20.257). Con posterioridad al 1 de julio del 2013, los nuevos contratos deben regirse a la Ley 20.698. Ésta señala que para el año 2014, un 6% de la energía anual retirada por estos contratos debe provenir de fuentes ERNC. Para el año 2023 la obligación es de un 9,5%, y un 16,5% para los contratos que se rigen por la Ley 20.257 y la Ley 20.698 respectivamente.

BALANCE ERNC A MARZO 2023

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



Porcentaje de inyecciones ERNC respecto de retiros afectos a obligación



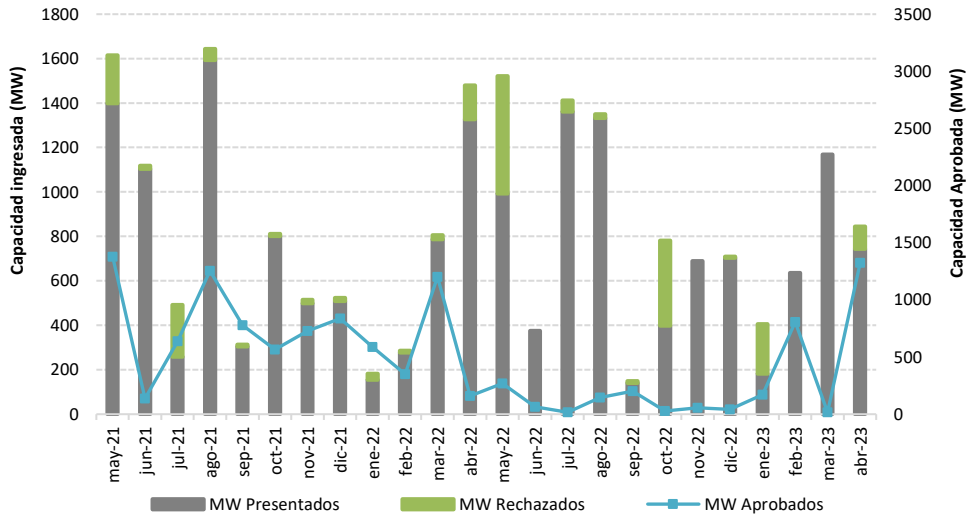
Fuente: Coordinador Eléctrico

Acreditaciones ERNC

En los balances mensuales efectuados por el Coordinador Eléctrico Nacional, los retiros acumulados afectos de acreditación ERNC (ley 20.257 y ley 20.698) de enero a febrero 2023, corresponden a **18.680 GWh**.

La obligación acumulada de inyecciones ERNC de enero a febrero 2023 correspondió a **1.923 GWh**, lo que corresponde a un **14.6%** respecto de los retiros afectos en el mismo periodo.

Por otra parte, las inyecciones acumuladas de ERNC de enero a febrero 2023, fueron de **8.009 GWh**, lo que corresponde a un **42.9%** respecto de los retiros afectos en el mismo periodo.

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

Estado de Proyectos

A partir de los datos estadísticos registrados en la plataforma electrónica del SEIA (e-SEIA), en marzo de 2023 ingresaron un total de 1.183 MW de potencia. Se registraron 15 MW aprobados.

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos del SEIA

Principales proyectos aprobados en el SEIA en marzo 2023

Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Ampelo Solar	CVE Proyecto Cuarenta y Dos SpA.	6	Solar	18/05/2022
Aquiluz Solar	CVE Proyecto Once SpA.	9	Solar	22/04/2022

Principales proyectos en calificación en el SEIA en marzo 2023

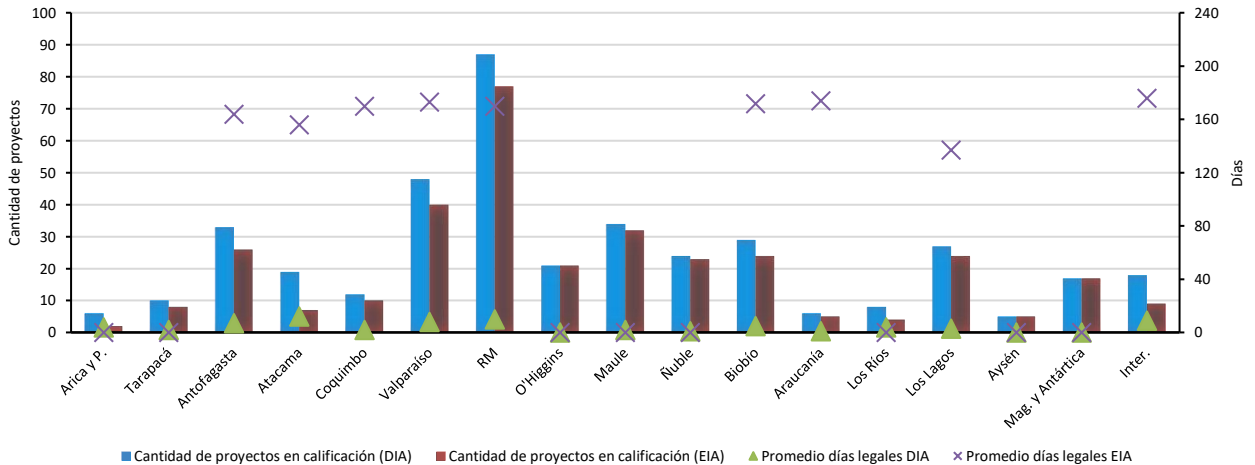
Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
PMGD Montenegro I	Montenegro SpA	5	Solar	24/03/2023
Parque Fotovoltaico El Cachudito	PFV EL CACHUDITO SPA	9	Solar	23/03/2023
Porvenir Solar	Porvenir Solar Spa	50	Solar	23/03/2023
Parque Solar Fotovoltaico San Ramón	ORION POWER SpA	9	Solar	22/03/2023
Parque Fotovoltaico Alto Solar	Alto Solar SPA	222	Solar	22/03/2023
Parque Fotovoltaico Cristales	Cristales SpA	379	Solar	22/03/2023
Parque Fotovoltaico Chirihue	PFV CHIRIHUE SPA	9	Solar	20/03/2023
Parque Fotovoltaico Gavilán	PFV Gavilán SpA	9	Solar	17/03/2023
ERNC Tarapacá	ERNC LOA Spa	226	Híbrido	09/03/2023
Parque solar fotovoltaico Ceibo	Energía Renovable Violeta SpA	250	Solar	09/03/2023

Fuente: SEIA (e-SEIA)



Indicadores de plazo de evaluación (Días Legales)

A continuación, se presentan los plazos promedios para la evaluación ambiental de proyectos ingresados como Evaluación de Impacto Ambiental (EIA) y Declaración de Impacto Ambiental (DIA) al Sistema de Evaluación Ambiental (SEA) de cada región. Lo anterior considerando, como situación basal, el tiempo empleado en las evaluaciones de proyectos calificados (aprobados y rechazados) durante el periodo comprendido entre enero 2023 hasta abril de 2023.



Fuente: Reporte Estadístico mensual de Proyectos en el SEIA

NOTICIAS

Corte Suprema determina que ruta concesionada acceda al régimen de cliente eléctrico libre

La Corte Suprema acogió la solicitud de la Sociedad Concesionaria Vespucio Norte Express para que la autopista El Salto- Ruta 78 (Américo Vespucio Norponiente) ingrese al régimen de precios libres como cliente eléctrico, revocando una sentencia de la Corte de Apelaciones de Santiago que acogía la negativa de la empresa distribuidora y de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) para pasar a esta categoría de consumidor.

La ruta tiene 29 kilómetros de extensión y cuenta con 33 conexiones al suministro de energía eléctrica que, en total, demandan 2.456 kilowatt (2,4 MW), consumo que es facturado conjuntamente en una única cuenta corporativa.

Todo comenzó con la negativa de Enel de realizar la migración de cliente regulado a libre, «por cuanto ninguno de los “33 suministros” de AVN cumplía con el requisito de contar con una potencia conectada mínima de 500 kilowatt», lo que también fue ratificado por la SEC.

Esto llevó a que la empresa concesionaria llegara a tribunales, señalando que la Ley General de Servicios Eléctricos «no requiere, en parte alguna, que el cliente que desea someterse al régimen de tarifa libre cuente con una única conexión, o que todos sus empalmes se encuentren en una misma comuna». Sin embargo, la Corte de Apelaciones de Santiago no acogió la posición de la compañía, la cual recurrió a la Corte Suprema.

Es así como el fallo del máximo tribunal señala que «la multiplicidad de empalmes, que éstos se encuentren en diferentes comunas, que AVN (Américo Vespucio Norte) cuente con instalaciones interiores y exteriores, y las eventuales dificultades para el cobro del peaje de distribución, constituyen factores ajenos a las disposiciones referidas que, en caso alguno, pueden obstar al ejercicio del derecho del cliente a acceder al régimen de precios libres».

«En efecto, la mención a un empalme único y a instalaciones interiores, contenida en el inciso 2º del artículo 147, dice relación con condiciones para que el usuario pueda ser incluido en el régimen de fijación de precios, no de precios libres.

Por otro lado, la adecuada medición de la potencia y la manera de cobrar correctamente el peaje de distribución, podrían constituir motivos para la implementación de instrumentos o cálculos tendientes a lograr aquellas finalidades, pero, en caso alguno, pueden constituir razones interpretativas que imposibiliten el acceso del cliente o usuario a un régimen que la ley pone a su disposición, por no existir precepto expreso que así lo impida», indica el fallo.

Bajo esta condiciones la Corte señaló que «resulta manifiesto que la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, al rechazar el acceso de Sociedad Concesionaria Vespucio Norte Express S.A. al régimen de precios libres, ha infringido lo dispuesto en el artículo 147, literal d) de la Ley General de Servicios Eléctricos, ameritando que su actuación sea enmendada en los términos que se dirá en lo resolutivo».



Plan de obras de generación SEN, ITD de PNCP, Primer Semestre de 2023

De acuerdo al Informe Técnico Definitivo del Primer Semestre de 2023, se proyecta una capacidad instalada adicional al año 2033 de 16.038 MW. Esta proyección incluye centrales en construcción y recomendadas por la CNE, sin considerar la capacidad actual.

En relación con centrales hidroeléctricas se proyecta una potencia adicional instalada de 766 MW para el año 2033.

Con respecto a centrales térmicas, se proyecta la instalación de 84 MW entre instalaciones Diésel y GNL antes de 2024, y posterior a ese año no se considera ninguna más.

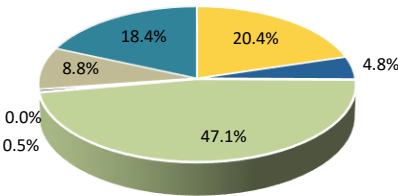
Para el año 2033, se estiman 3.269 MW de capacidad adicional en instalaciones solares y 1.415 MW de solar + almacenamiento.

Por otro lado, para las centrales eólicas se proyecta una capacidad adicional de 7.546 MW al año 2033.

Finalmente, se estiman 2.957 MW de capacidad de almacenamiento.

Fuente: ITD Primer Semestre 2023, CNE

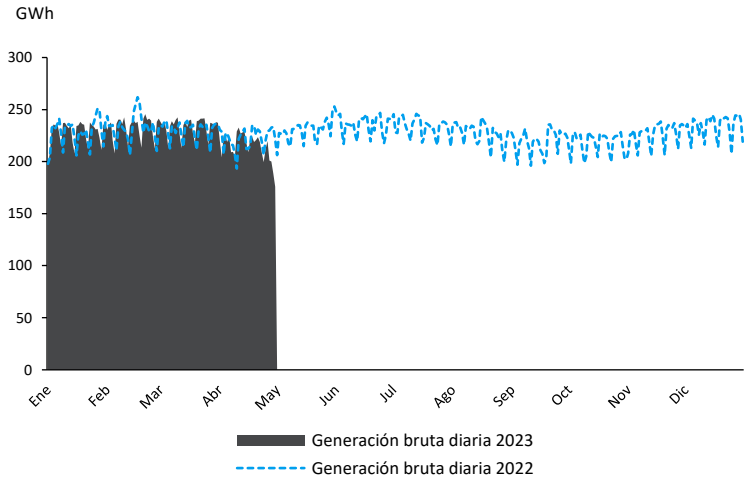
Capacidad adicional en construcción y recomendada por la CNE hasta el año 2033



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

Fuente: ITD Primer Semestre 2023, CNE

Evolución de la generación bruta diaria del SEN (GWh) desde enero 2022 a marzo 2023



Fuente: Coordinador Eléctrico

Demanda máxima horaria del SEN (MWh)

2018	10.776
2019	10.513
2020	10.709
2021	11.172
2022	10.960

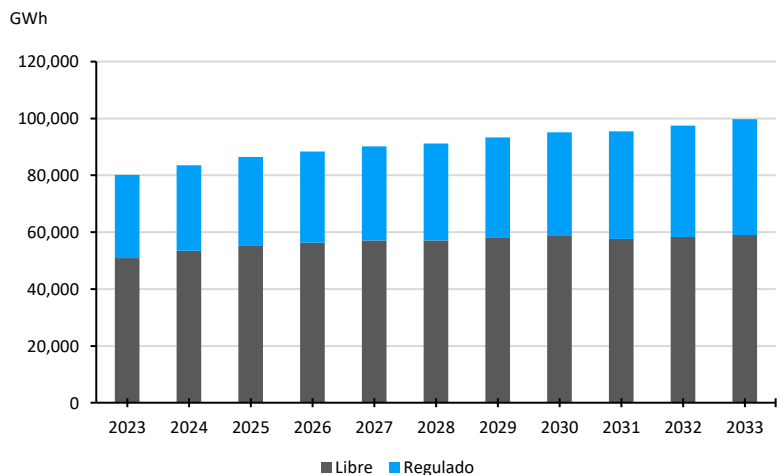
Fuente: Coordinador Eléctrico

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

	Mar 2023	Rec. 2033
Eólica	4.505	7.546
Geotermia	95	0
Hidro	7.249	766
Solar	8.142	3.269
Térmico	11.637	84
Solar FV +	0	1.415
Almacenamiento		
Almacenamiento	0	2.957
Total	33.489	16.038

Fuente: ITD Primer Semestre 2023, CNE

Demanda proyectada del SEN (GWh)



Fuente: ITD Primer Semestre 2023, CNE



CENTRALES EN ETAPA DE PUESTA EN SERVICIO

Central	Capacidad (MW)	Entrada en operación estimada	Central	Capacidad (MW)	Entrada en operación estimada
Renaico II (Eólico)	144	Jun-23	Atacama Solar II (Solar)	170	Jun-23
Valle del Sol (Solar)	150	Jun-23	Meseta de los Andes (Solar)	113	Jun-23



NOTICIAS

CNE destaca dictamen favorable del Panel de Expertos por proceso VAD 2020-2024

El Panel de Expertos emitió los dictámenes de las discrepancias del Informe Técnico del Cálculo del Valor Agregado de Distribución (VAD) correspondiente al cuatrienio 2020-2024, las cuales fueron presentadas por 14 empresas distribuidoras respecto de las 12 áreas típicas.

Las temáticas en discusión vistas por esta instancia fueron 128, las que se agruparon en categorías de costos de inversión, costos de operación y mantenimiento, costos fijos, pérdidas medias e indexación. Todas las categorías fueron discrepadas por más de una empresa.

Del total de temáticas individuales discrepadas, el Panel acogió la posición de la Comisión Nacional de Energía (CNE) en alrededor del 60%, en las cuales se debió dirimir entre el valor propuesto por la Comisión en su Informe Técnico y el valor solicitado por la empresa.

De haberse acogido la totalidad de discrepancias presentadas por las empresas, hubiera aumentado en aproximadamente \$100.000 millones de pesos (en moneda de diciembre de 2019) el costo anual de distribución y pérdidas calculado por la CNE en su Informe Técnico, en las empresas de referencia del proceso VAD 2020-2024. Considerando la variación del IPC a marzo de este año, este monto alcanza los 126 mil millones de pesos, equivalente a unos US\$157 millones anuales a la fecha de hoy.

Finalmente, el Panel ratificó el criterio técnico de la CNE respecto del 65% de los montos en discusión, evitando que mayores costos solicitados por las empresas por un monto de \$82.000 millones anuales por cuatro años se traspasen a tarifas a clientes finales una vez que el decreto tarifario sea publicado.

“El panel de expertos ya emitió su pronunciamiento y lo que corresponde ahora es seguir adelante con la implementación de esta normativa, que perfecciona el proceso de tarifación de la distribución eléctrica. Seguiremos muy atentos las instancias venideras establecidas en la normativa para la elaboración de un nuevo decreto tarifario”, aseguró el ministro de Energía, Diego Pardow.

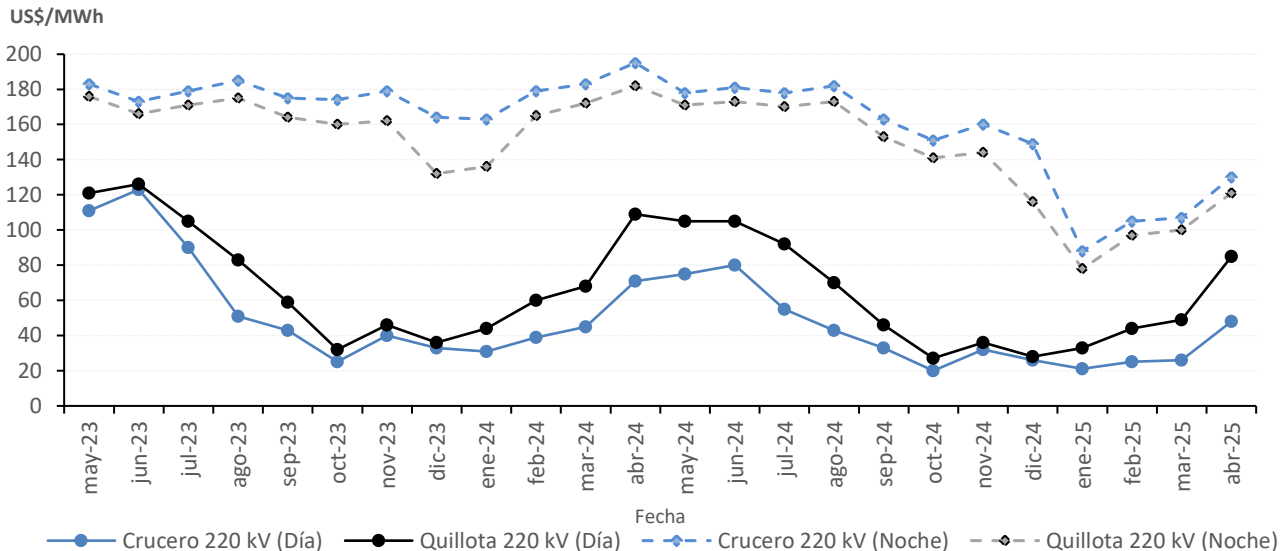
Ello fue compartido por el secretario ejecutivo de la CNE, Marco Antonio Mancilla: *“El dictamen del Panel de Expertos respecto del proceso VAD de las distribuidoras eléctricas ratifica la calidad técnica con que la comisión realiza su trabajo regulatorio, tal como ha ocurrido también con otros procesos tanto del sector eléctrico, como gasífero. Un trabajo técnico adecuado permite finalmente que los consumidores paguen las tarifas justas de acuerdo a la normativa vigente, sin perder de vista la adecuada remuneración de las inversiones eficientes que las empresas deben hacer para entregar el servicio”.*

En cuanto a los próximos pasos, la CNE procederá a elaborar el Informe Técnico Definitivo del Cálculo del VAD que implementa lo dictaminado por el Panel, y un Informe Técnico de Propuesta de Fórmulas Tarifarias, que deberán remitirse al ministerio de Energía para la elaboración del respectivo decreto tarifario.

PROYECCIÓN DE COSTOS MARGINALES DEL 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).



En la figura anterior puede observarse la proyección de costos marginales cercana a 68,2 USD/MWh durante las horas del día y de 165,2 USD/MWh durante la noche para lo que queda del 2023.

La proyección de costos marginales proyectados durante el día para la barra Crucero 220 kV se muestran desajustados con respecto a la barra Quillota 220 kV, debido principalmente a la ocurrencia de congestiones de transmisión en el sistema de 500 kV. Ello se asocia a la alta disponibilidad de energía eólica y solar FV en la zona norte cuya transferencia de energía se ve en ocasiones limitada.

Durante la noche, la diferencia de costos marginales se atenúa por la ausencia de energía solar, sin embargo la variabilidad de la energía eólica en ciertos momentos del tiempo podría congestionar.

El costo marginal promedio proyectado para los próximos dos años durante el día en la barra Crucero 220 kV es 49,4 US\$/MWh y en la barra Quillota 220 kV es 67,0 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 162,7 US\$/MWh y en la barra Quillota 220 kV es 149,9 US\$/MWh.

Estos valores están condicionados a los precios y disponibilidad de combustible y consideraciones de la reserva hídrica vigente.

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