

BOLETÍN INFORMATIVO

AÑO 14 | Nº7 | JULIO 2023



VALGESTA.COM

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

Proyecto de Ley de Transición Energética: Quien mucho abarca poco aprieta

Por: Ramón Galaz Arancibia, Andrés Romero Celedón
Socios y directores de Valgesta Nueva Energía

El pasado 10 de julio el Gobierno ingresó a trámite parlamentario el anunciado “Proyecto de Ley de Transición Energética”. En la presentación efectuada por el Ministro de Energía, Diego Pardow, ante la Comisión de Minería y Energía del Senado, se señalan como “Pilares del proyecto de ley”, la incorporación del cambio climático en aspectos estructurales del sector eléctrico, el desarrollo eficiente de obras de transmisión, y la promoción de la competencia y el fomento al almacenamiento.

De esta manera, el contenido del proyecto de ley es misceláneo, destacándose como sus principales propuestas:

1. La planificación de la expansión de la transmisión pasaría a ser bienal.
2. La política energética de largo plazo es reformulada considerando tres nuevos instrumentos; el plan estratégico nacional; el plan estratégico regional; y los polos de desarrollo de generación eléctrica.
3. Se incorpora un nuevo artículo para las obras urgentes y necesarias, que no pasen por la planificación.
4. Se radica en las empresas propietarias la responsabilidad de efectuar las licitaciones de las obras de ampliación decretadas en los planes de expansión; el Coordinador pasa a tener un rol de supervisor, resguardando la competencia en proceso de licitación.
5. Reasignación de los Ingresos Tarifarios "extraordinarios".
6. Los costos de expansión de obras de transmisión zonal, que además permitan la operación de medios de generación y sistemas de almacenamiento, serán cubiertos por los propietarios de dichos medios y sistemas de almacenamiento en la proporción que corresponda.
7. Nueva definición de la potencia punta (en reemplazo de demanda máxima), "como demanda eléctrica en el periodo de mayor exigencia de potencia en el año para el sistema eléctrico".
8. Indemnización por concepto de incumplimiento por la suspensión de participación en el balance de energía y potencia.
9. Se habilita a la Comisión Nacional de Energía para desarrollar un proceso de licitación por única vez para un proyecto de almacenamiento a gran escala.
10. Se introduce un nuevo principio para la coordinación de la operación: Propender a una operación del sistema eléctrico bajo en emisiones de gases de efecto invernadero.

Proyecto de Ley de Transición Energética: Quien mucho abarca poco aprieta

Como puede observarse, la diversidad de materias es amplia y con ellas se verán impactados especialmente los segmentos de generación y transmisión. Uno de los riesgos de tal amplitud de contenidos, es que la discusión del proyecto podría incorporar, vía indicaciones, una diversidad de otras medidas promovidas por actores del sector, lo que extendería los tiempos de tramitación más allá de lo que el mercado eléctrico espera y requiere.

Por otra parte, cabe observar dentro de esta diversidad de materias hay algunas propuestas que ya han sido ampliamente debatidas y son recogidas positivamente en el proyecto de ley. Sin embargo, también se plantean disposiciones complejas que no han sido suficientemente estudiadas ni discutidas, por lo que los diagnósticos que se han realizado, los objetivos que se pretenden y los impactos esperados de éstas aún son desconocidos y no son aclarados por el mensaje presidencial.

Tal es el caso de la introducción de un nuevo principio de la coordinación. Junto con la obligación de garantizar el acceso abierto y una operación segura y económica, el proyecto dispone que se debe “propender a una operación del sistema eléctrico bajo en emisiones de gases de efecto invernadero”.

¿Cuál es el problema que se pretende resolver con dicha disposición? Suponemos que el problema detectado por el Ministerio de Energía es que la operación del sistema dispuesta por el Coordinador Eléctrico Nacional, al preservar la seguridad y la eficiencia económica de la operación, determinaría una operación con mayores emisiones de las que el sistema eléctrico podría generar. En este sentido, cabe hacerse la pregunta de si la reducción de emisiones que tendríamos con la introducción de este nuevo principio se realizará impactando la seguridad de la operación o ésta será menos económica que la que tenemos con la ley vigente. Por cierto, si esa es la solución prevista, al menos se deberían transparentar los impactos que se originarán tanto a nivel del mercado mayorista como del mercado de contratos con clientes libres y regulados.

Otra hipótesis sería que, en caso de tener dos alternativas de operación “segura y económica”, se privilegie la que tenga menores emisiones. De esta forma, nos parecería razonable el principio, pero más bien parece un escenario de “paper” que uno práctico o real.

Desde nuestra perspectiva, las materias tratadas en el proyecto de ley requieren distintos tratamientos legislativos: hay medidas de corto plazo que el mercado eléctrico requiere con urgencia, como la reasignación de ingresos tarifarios y almacenamiento, los que seguramente tendrán un amplio debate en el Parlamento, puesto que, por el momento, no cuentan con consenso técnico ni soporte de todos los actores, en especial de los clientes libres (¿y quién representará a los clientes regulados?).

Proyecto de Ley de Transición Energética: Quien mucho abarca poco aprieta

Por otra parte, se plantean medidas de largo plazo, como las modificaciones a la planificación de la transmisión, las que podrían tener su propia discusión parlamentaria y que podrían debatirse sin la inmediatez que requieren los aspectos señalados anteriormente. A su vez, existen nuevas ideas, como el señalado principio de la coordinación, que requieren de un mayor trabajo prelegislativo, que permita a todos los actores comprender los alcances de lo que se busca.

Junto con todo lo anterior, se echa de menos el “Informe de Impacto Regulatorio” del Proyecto conforme lo establecido en el Instructivo Presidencial que incorpora las directrices de la Guía Chilena para una Buena Regulación de abril de 2019.

En consecuencia, a pesar de que el Proyecto se hace cargo de problemas existentes en el sector, esperamos que la estrategia política técnica inicial de discusión legislativa que ha definido el Ministerio de Energía cuente con la flexibilidad necesaria en el transcurso del debate, para que, en caso de ser necesario, el proyecto pueda ser ajustado a aquellas materias que requieren de soluciones inmediatas, separando los objetivos de corto plazo de los de largo plazo en proyectos diferentes.

NOTICIAS

CNE emitió las bases definitivas para la licitación de suministro eléctrico 2023/01

Mediante la emisión de la Resolución Exenta N°284, la Comisión Nacional de Energía (CNE) aprobó las bases definitivas de la Licitación Pública Nacional e Internacional para el Suministro de Energía y Potencia Eléctrica para Abastecer los Consumos de Clientes Sometidos a Regulación de Precios, Licitación Suministro 2023/01.

Este proceso licitatorio contempla subastar un total de **5.400 GWh**, distribuidos en 2 Bloques de Suministro de **1.800 GWh** y **3.600 GWh** cada uno, con el propósito de abastecer las necesidades de energía de los clientes regulados del Sistema Eléctrico Nacional, a partir de los años 2027 y 2028 respectivamente.

Además, este proceso de licitación incorpora una segmentación zonal con frontera en las barras del Sistema Eléctrico Nacional desacopladas, otorgando a los oferentes la libertad de ofertar para cualquiera de estas zonas y reducir el riesgo nodal en el Mercado de Corto Plazo.

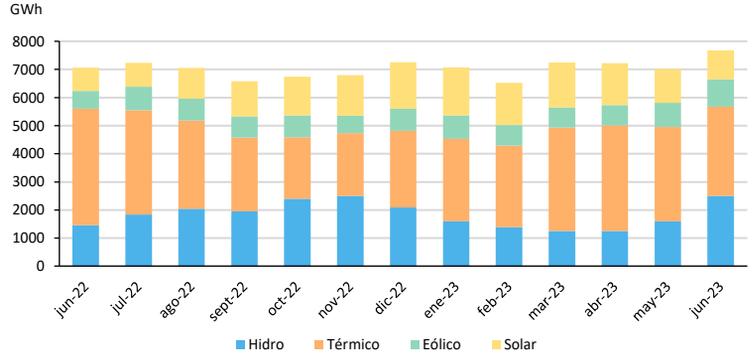
Uno de los aspectos más relevantes que se incorporaron a las bases definitivas de la licitación es una modificación al mecanismo de fomento a proyectos de almacenamiento y energías renovables no variables, donde mediante dicha modificación se amplió el universo de proyectos que pueden optar a este beneficio, incluyendo así a proyectos hidráulicos que puedan aportar flexibilidad al sistema.

Otros cambios incorporados son considerar que el almacenamiento debe ser de al menos 4 horas de duración para acceder al incentivo señalado, además del traspaso de Costos Sistemáticos, donde se incluye la posibilidad de incorporar otros costos sistemáticos futuros que puedan aparecer, previa aprobación de la CNE.

Fuente: CNE (11/07/2023)

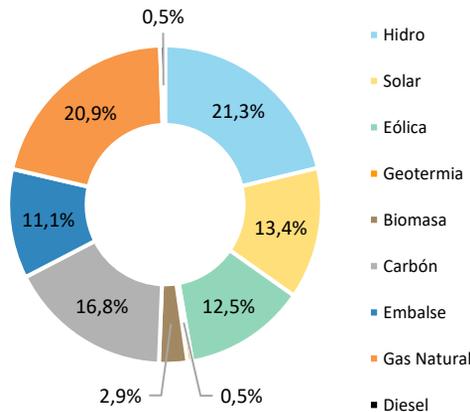
ESTADÍSTICAS JUNIO 2023

Generación SEN últimos 12 meses



Fuente: Coordinador Eléctrico

COMPOSICIÓN DESPACHO SEN JUNIO 2023

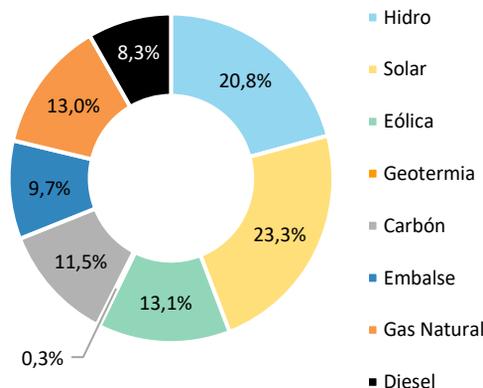


Despacho de generación (GWh)

| | |
|--------------|--------------|
| Hidráulica | 2.503 |
| Térmica | 3.176 |
| Eólica | 968 |
| Solar | 1.033 |
| Geotermia | 38 |
| Total | 7.717 |

Fuente: Coordinador Eléctrico

CAPACIDAD INSTALADA SEN JUNIO 2023



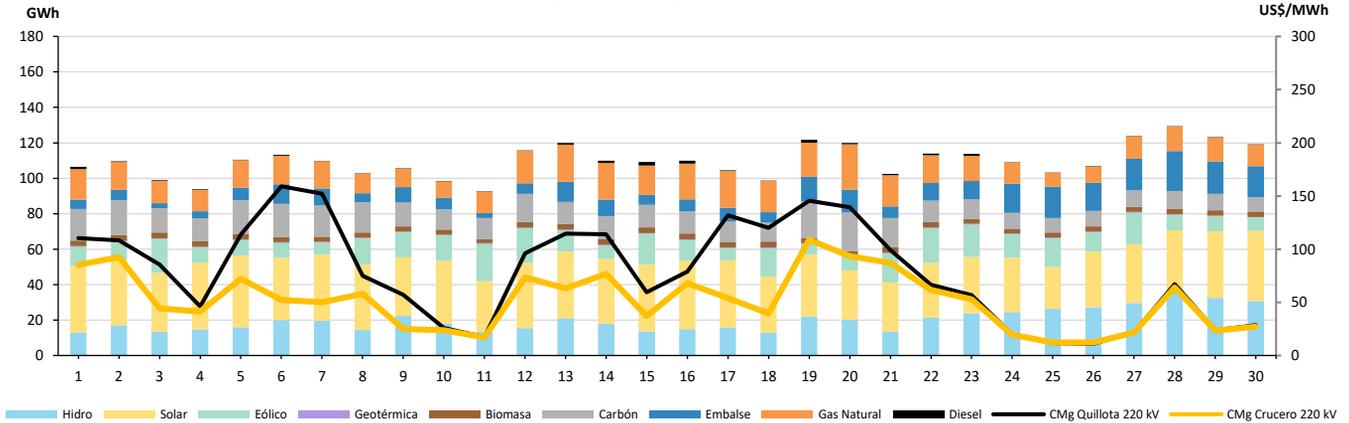
Capacidad instalada SEN (MW)

| | |
|--------------|---------------|
| Hidráulica | 10.619 |
| Térmica | 11.413 |
| Eólica | 4.577 |
| Solar | 8.109 |
| Geotérmica | 95 |
| Total | 34.813 |

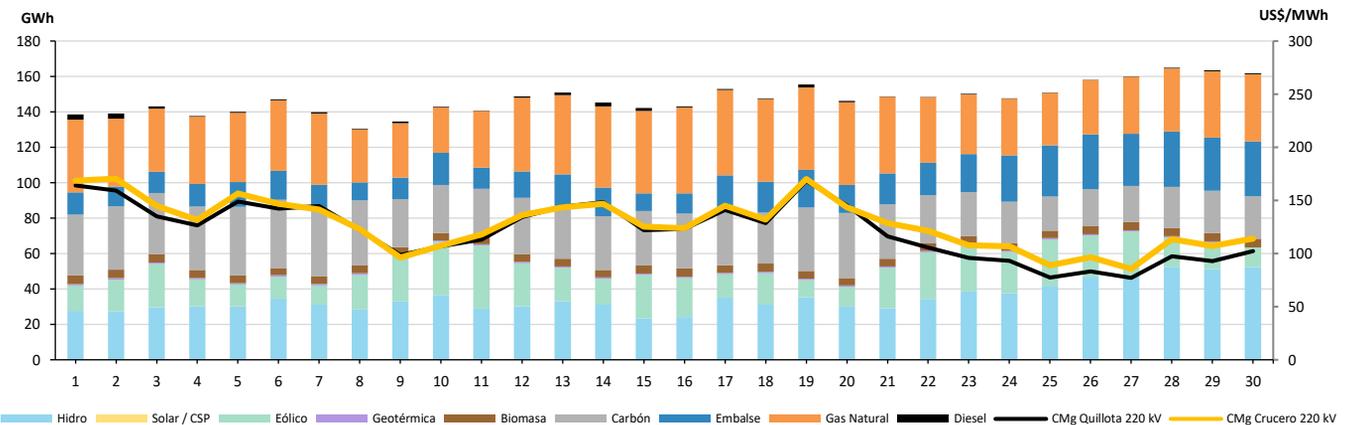
Fuente: Coordinador Eléctrico

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

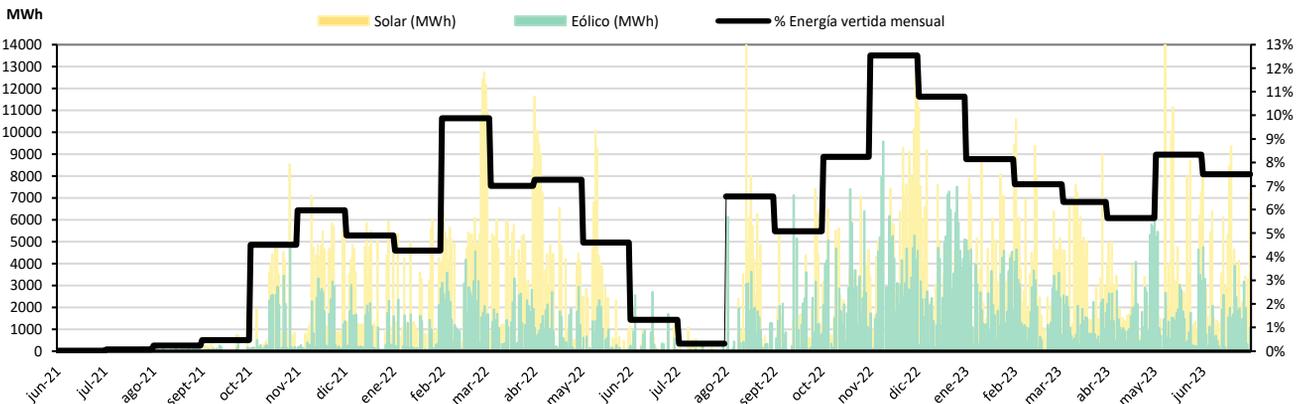
Generación y Costos Marginales Día (08:00 - 17:59)



Generación y Costos Marginales Noche (18:00 - 07:59)



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

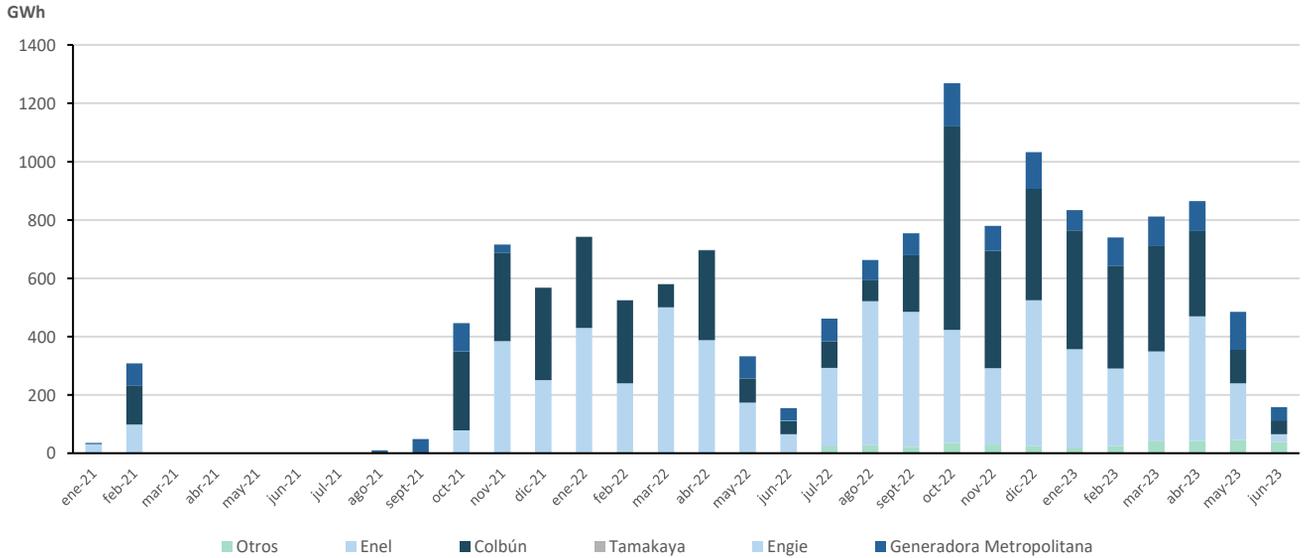


Fuente: Coordinador Eléctrico

El gráfico anterior presenta la cantidad de energía diaria reducida de centrales eólicas y solares que se ha presentado desde junio de 2021 a junio* 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 junio 2023 corresponde a la exhibida en los Informes Diarios de Novedades al Centro de Despacho de Carga (CDC) del Coordinador Eléctrico Nacional.

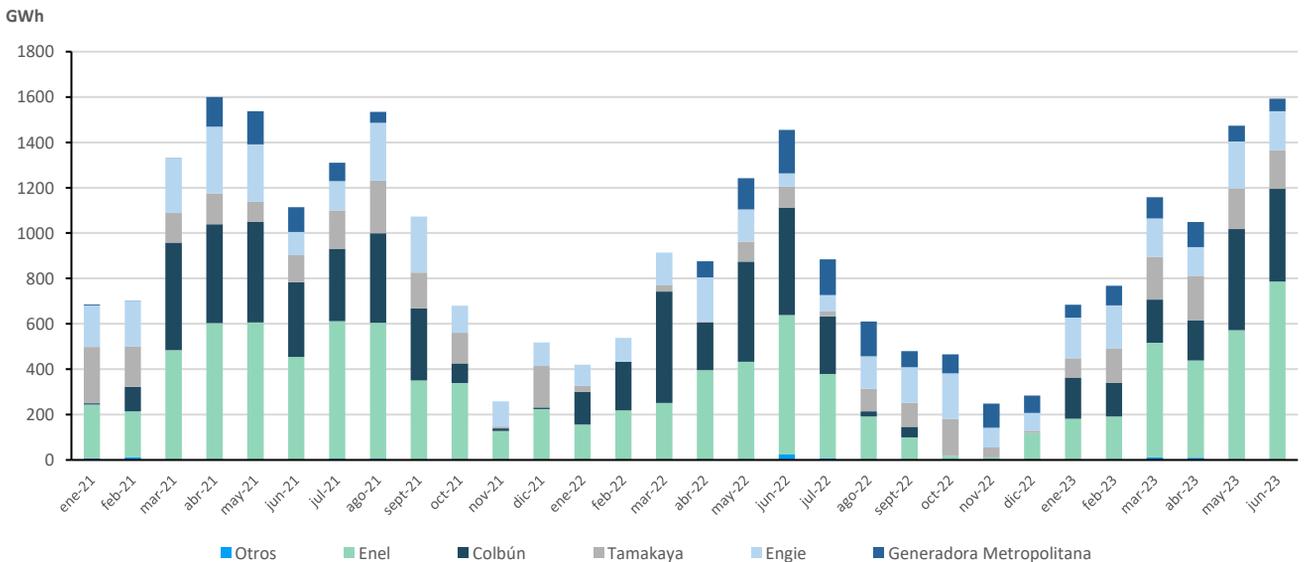
Generación histórica Gas Natural Argentino



En junio de 2023 se generaron **158,3 GWh** en base a Gas Natural Argentino, de los cuales un 30,1% es atribuible a la empresa Colbún, un 16,7% a Enel, un 28,6% a Generadora Metropolitana y un 24,5% a otras empresas.

Fuente: Coordinador Eléctrico

Generación con GNL desde terminales Quintero y Mejillones



En junio de 2023, la generación de centrales en base a GNL asociadas a los terminales Quintero y Mejillones fue de **1.472,7 GWh**, lo que representó el 19% de la generación total del SEN. De estas inyecciones, un 49,2% se atribuye a Enel, un 10,6% a Tamakaya, un 25,7% a Colbún, un 10,9% a Engie, un 3,5% a Generadora Metropolitana y el 0,2% restante a otras empresas.

Fuente: Coordinador Eléctrico

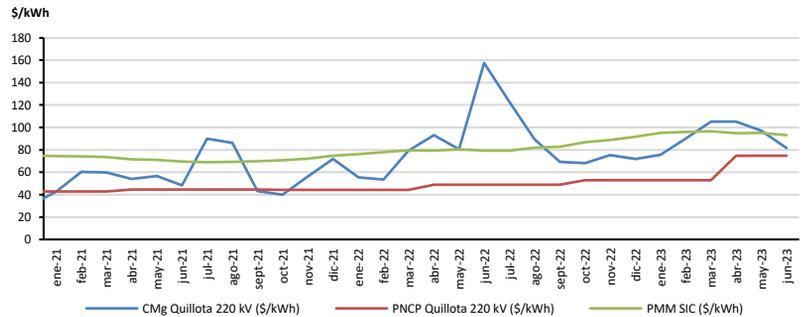
ESTADÍSTICAS DE PRECIOS DE ENERGÍA

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

| | |
|-----------------------------|-------------|
| Precio Nudo Quillota 220 kV | 74,7 |
| Precio Nudo Crucero 220 kV | 83,8 |
| PMM SEN | 93,1 |

Fuente: CNE

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

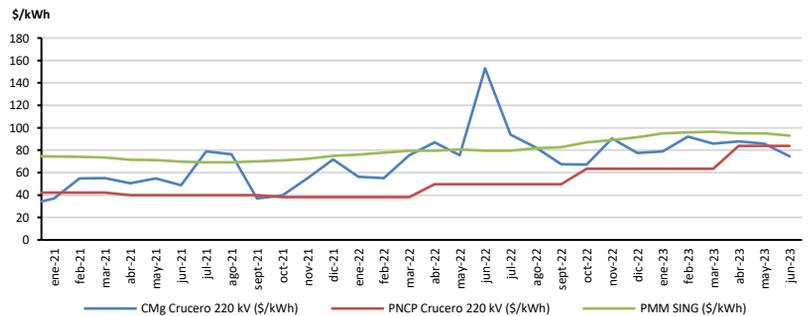


Costos marginales promedio junio 2023 (\$/kWh)

| | |
|----------------------|--------------|
| Crucero 220 kV | 93,1 |
| Cardones 220 kV | 90,5 |
| Pan de Azúcar 220 kV | 92,0 |
| Quillota 220 kV | 102,1 |
| Charrúa 220 kV | 101,8 |
| Puerto Montt 220 kV | 89,9 |

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

Gobierno ingresa proyecto de ley que busca regular mercado del gas licuado de petróleo

El Ministerio de Energía ingresó al Congreso el proyecto de ley que busca regular el mercado del gas licuado de petróleo (GLP), tomando en consideración las recomendaciones de la Fiscalía Nacional Económica (FNE) contenidas en el Estudio de Mercado del Gas, emitido en diciembre de 2021, como también en su recomendación normativa de marzo de 2023.

La propuesta del gobierno busca, en primer lugar, mejorar la competencia en el mercado de GLP por medio de la desintegración vertical de dicho mercado en los segmentos de distribución mayorista y minorista, desde el punto de vista legal, patrimonial y económico, prohibiendo la integración entre ambos mercados, proscribiendo las cláusulas de exclusividad entre distribuidores mayoristas y minoristas.

Al respecto, el ministro de Energía, Diego Pardow, señaló que el proyecto «desintegra el mercado, separar el mercado mayorista que llena los cilindros, y el minorista que distribuye los cilindros a los clientes. Esto va a generar mayor competencia en el mercado de los cilindros y esperamos que se refleje en mejores condiciones para todas las familias chilenas».

Asimismo, la iniciativa legal incorpora la obligación de que los distribuidores mayoristas de GLP se constituyan como sociedades de giro exclusivo, de forma de facilitar el monitoreo y fiscalización tanto de los organismos asociados al sector energético como al de libre competencia.

De esta forma, se establece un régimen transitorio que permitirá a las empresas del mercado adaptarse a la nueva regulación en forma progresiva, considerando un plazo de doce meses para separar legalmente las actividades de distribución mayorista y minorista de GLP y un plazo máximo de 18 meses, prorrogable por una única vez, hasta por seis meses adicionales, para enajenar la entidad con giro de distribución mayorista o minorista de GLP, a su elección, ambos plazos contados luego de la eventual aprobación y publicación de la ley en el Diario Oficial.

En paralelo, se considera un plazo de 12 meses, desde la publicación en el Diario Oficial, para dejar sin efecto cualquier cláusula de exclusividad celebrada entre los distribuidores mayoristas y minoristas de GLP.

Balance ERNC mayo 2023

| | |
|--|--------------|
| Total retiros afectos a obligación (GWh) | 6.270 |
| Obligación ERNC (GWh) | 908 |
| % Obligación ERNC respecto a retiros afectos a obligación | 14,5% |
| Inyección ERNC (GWh) | 2.395 |
| % Inyecciones ERNC respecto a retiros afectos a obligación | 38,2% |

Fuente: Coordinador Eléctrico

NOTICIAS

Nuevo Reglamento de Potencia a punto de ver la luz

El nuevo Reglamento de Transferencias de Potencia –más conocido como Reglamento de Potencia– se encontraría a punto de ver la luz. En efecto, según fuentes del sector, la carpeta respectiva ya estaría sobre el escritorio del ministro de Energía, Diego Pardow, para una pronta definición sobre el tema.

El Reglamento de Potencia se creó mediante el DS N° 62, de 2006, del Ministerio de Economía, con el objetivo de reglamentar las transferencias de potencia entre las empresas generadoras. A partir de entonces, ha sufrido varias modificaciones.

En octubre de 2020 se inició el proceso para la elaboración de un nuevo reglamento. Según el ministerio de Energía, la nueva propuesta tiene como objetivos principales la implementación de la Ley N° 21.505 de Almacenamiento y Electromovilidad, en el mercado de potencia, fomentando el despliegue de esta tecnología en el sistema eléctrico. Asimismo, establecer mecanismos de estabilidad regulatoria, considerando las decisiones de inversión ya tomadas por distintos actores de la industria y generar gradualidad en la implementación de la nueva metodología.

En febrero de 2022, y finalizando el proceso de elaboración, el DS N° 3/2022 ingresó para su toma de razón en la Contraloría a fin de aprobar el nuevo reglamento de transferencias de potencia, con lo cual se derogaría el DS N° 62/2006.

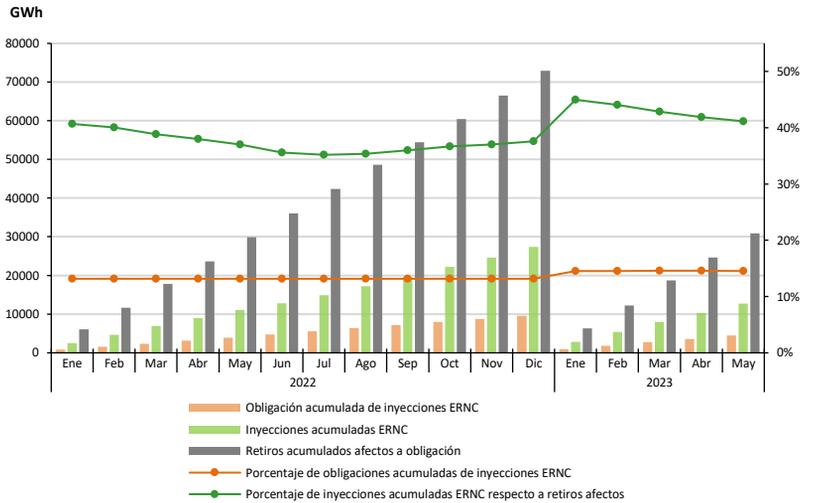
Después de un primer estudio del DS N° 3 por parte del órgano contralor, el documento fue retirado por el Ministerio de Energía en septiembre de 2022, con el fin de introducirle modificaciones.

Finalmente, en marzo de este año, y tras la realización de una mesa de diálogo público-privado convocada por el gobierno, se desarrolló la consulta pública de la propuesta. Actualmente, la definición en torno al documento está en manos del Ministerio de Energía.

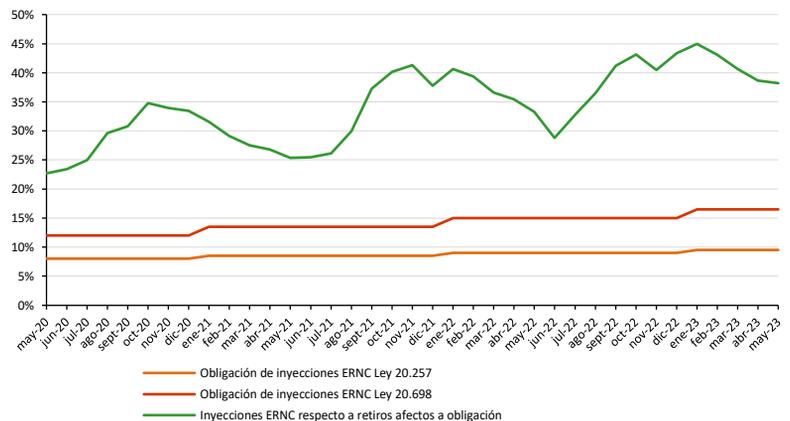
Fuente: Revista Electricidad (07/07/2023)

BALANCE ERNC MAYO 2023

Obligación acumulada de inyecciones ERNC, inyecciones acumuladas de ERNC y retiros acumulados afectos a obligación desde enero 2022 hasta mayo 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) desde enero hasta mayo 2023, corresponden a **30.878 GWh**.

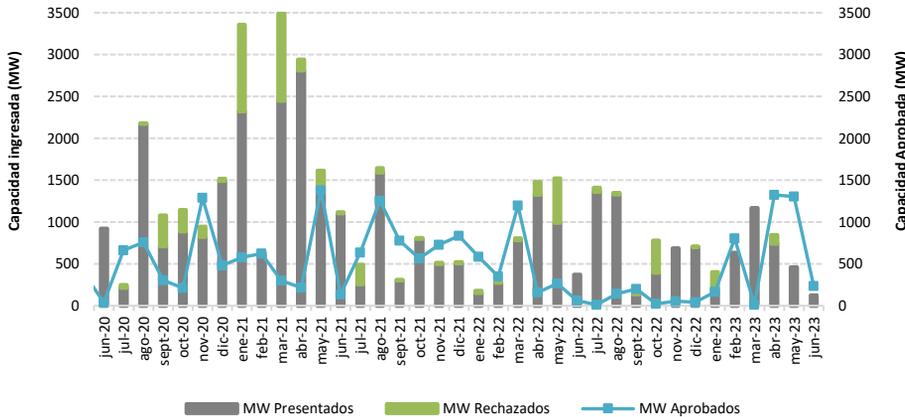
La obligación acumulada de inyecciones ERNC desde enero hasta mayo 2023 correspondió a **4.491 GWh**, lo que corresponde a un **14,5%** respecto de los retiros afectos en el mismo periodo.

Por otra parte, las inyecciones acumuladas de ERNC desde enero hasta abril 2023, fueron de **12.697 GWh**, lo que corresponde a un **38,2%** 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 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.



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



Estado de Proyectos

A partir de los datos estadísticos registrados en la plataforma electrónica del SEIA (e-SEIA), en junio de 2023 ingresaron un total de **376 MW** de potencia. Se registraron **236 MW** aprobados.

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos del SEIA

Principales proyectos aprobados en el SEIA en junio 2023

| Proyecto | Titular | Potencia (MW) | Tecnología | Fecha de Ingreso |
|--|---------------------------------|---------------|------------|------------------|
| PMGD Eólico Oxypora | Oxypora SpA | 4,5 | Eólico | 21-11-2022 |
| Parque Fotovoltaico El Peñón | EL PENÓN SpA | 9 | Solar | 21-10-2022 |
| Rinconada Solar | Rinconada Solar SpA | 67,9 | Solar | 23-08-2022 |
| Ampliación Parque Eólico Alto Baguales | Empresa Eléctrica de Aisén S.A. | 32,2 | Eólico | 25-11-2021 |
| Planta Solar La Ligua 9 MW | LETRAN TRANSMISION SPA | 9 | Solar | 18-08-2021 |
| Parque Eólico Don Álvaro | Energía Eólica Don Álvaro SpA | 114 | Eólico | 22-01-2021 |

Principales proyectos en calificación en el SEIA en junio 2023

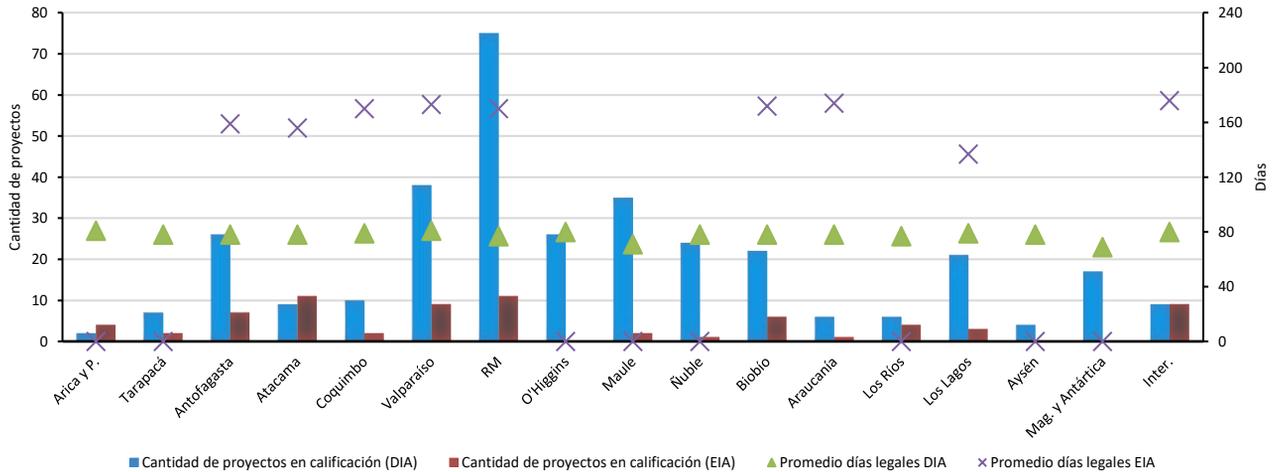
| Proyecto | Titular | Potencia (MW) | Tecnología | Fecha de Ingreso |
|--------------------------------------|---------------------------------|---------------|--------------|------------------|
| Parque Eólico El Rosal | Engie Energía Chile S.A. | 5 | Eólico | 30-06-2023 |
| Parque Fotovoltaico El Capitán | SOLAR TI CUARENTA Y TRES SPA | 9 | Solar | 22-06-2023 |
| Parque Solar San Javier | Blue Light Energy SpA | 80 | Solar | 22-06-2023 |
| Planta Solar ALVARADO | Planta Solar Alvarado SpA | 9 | Solar | 22-06-2023 |
| PFV José Solar | SOLAR TI CINCUENTA SPA | 11 | Solar | 20-06-2023 |
| Parque solar fotovoltaico Los Quilos | ORION POWER SpA | 9 | Solar + BESS | 20-06-2023 |
| Parque Solar Talinom | Blue Light Energy SpA | 5 | Solar | 20-06-2023 |
| Gabriela Solar | CVE Proyecto Treinta y Dos SpA. | 9 | Solar | 20-06-2023 |

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 junio 2022 hasta junio de 2023.



Fuente: Reporte Estadístico mensual de Proyectos en el SEIA

NOTICIAS

Fin de la tarifa de invierno comenzará a regir desde mediados de julio

Tras ser anunciado por el Presidente Gabriel Boric en la Cuenta Pública del 1 de junio, a partir de la primera quincena de julio se dejará de cobrar la tarifa de invierno en las cuentas de electricidad de los clientes regulados (tarifa BT1 y TRAT1). La implementación de esta medida se concretará tras un acuerdo alcanzado en una mesa de trabajo integrada por el Ministerio de Energía y las compañías integrantes del gremio Empresas Eléctricas A.G., que proveen el suministro a cerca de un 96% de los clientes regulados.

Fue el titular de la cartera, Diego Pardow, quien valoró el compromiso alcanzado. Según el secretario de Estado, esto “permitirá beneficiar a un número significativo de clientes residenciales durante los meses de invierno y viene a dar cumplimiento a uno de los compromisos asumidos por el Presidente Gabriel Boric en la Cuenta Pública del pasado 1 de junio”.

Asimismo, el ministro añadió que este anuncio está alineado con la meta de Chile de ser un país carbono neutral al año 2050: “La eliminación de la tarifa de invierno es una oportunidad para diseñar nuevas herramientas que fomenten la inversión en tecnologías de calefacción eficientes, asequibles y sostenibles”.

Finalmente, Pardow indicó que “nuestras políticas climáticas exigen que fomentemos la electrificación en reemplazo de la calefacción con energías provenientes de combustibles fósiles, lo que permitiría disminuir los niveles de contaminación atmosférica e intradomiciliaria, principalmente, en las ciudades del sur de Chile”.

Desde otra perspectiva, el gerente de Desarrollo y Nuevos Negocios de Plataforma Energía, Luigi Sciacaluga, advirtió de las repercusiones que tendrá el fin de la tarifa de invierno. “La medida que propone el Gobierno es muy distinta a la figura que se aplicó temporalmente durante la pandemia, ya que tendrá efectos regresivos retroactivos además de los de corto, mediano y largo plazo, una vez que se publique el decreto tarifario de distribución que lleva años de atraso”, afirmó.

Además, precisó que “al eliminar la señal de sobreprecio vigente, la red de distribución e instalaciones eléctricas interiores residenciales podrían ser rápidamente sobre exigidas ante un uso más intensivo para lo cual no están preparadas, incrementándose los cortes de energía y riesgos de incendios eléctricos residenciales”.

Finalmente, el ejecutivo de Plataforma Energía expresó que “si bien en ciertos casos podría producirse positivamente el cambio de estufas a leña o parafina por eléctricas, es esperable que las familias adquieran las de menor precio y no las más eficientes. Sin señales de precios horarios, también aumentaría el uso de combustibles fósiles en la matriz de generación eléctrica y la contaminación en que deriva”.

Fuente: Revista de Electricidad (19/06/23)



CNE publica Declaración de Costos Variables de la Norma Técnica de Coordinación y Operación

De acuerdo al Informe Técnico Definitivo del Primer Semestre de 2023, se proyecta una capacidad instalada adicional al año 2033 de **15.966 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.

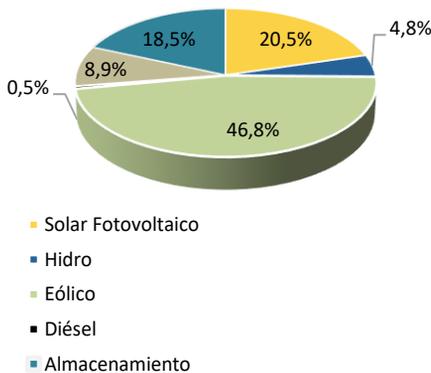
Para el año 2033, se estiman **3.269 MW** de capacidad adicional en instalaciones solares y **1.415 MW** de solar + almacenamiento.

Por otro lado, para las centrales eólicas se proyecta una capacidad adicional de **7.474 MW** al año 2033.

Finalmente, se estiman **2.957 MW** de capacidad de almacenamiento.

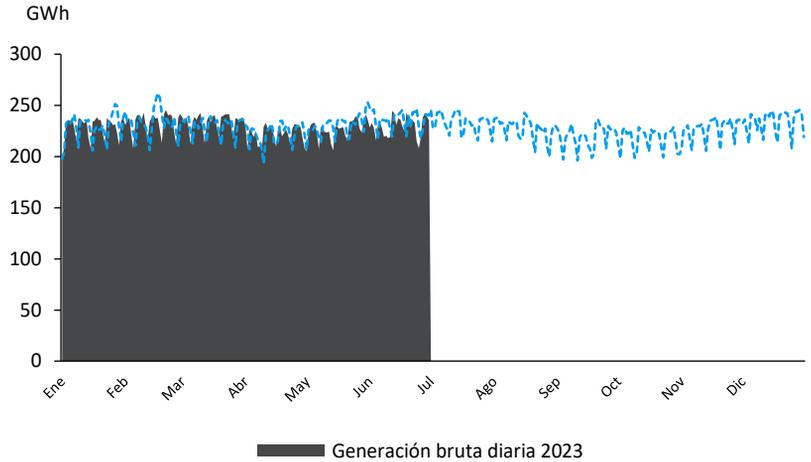
Fuente: ITD Primer Semestre 2023, CNE

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



Fuente: ITD Primer Semestre 2023, CNE

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

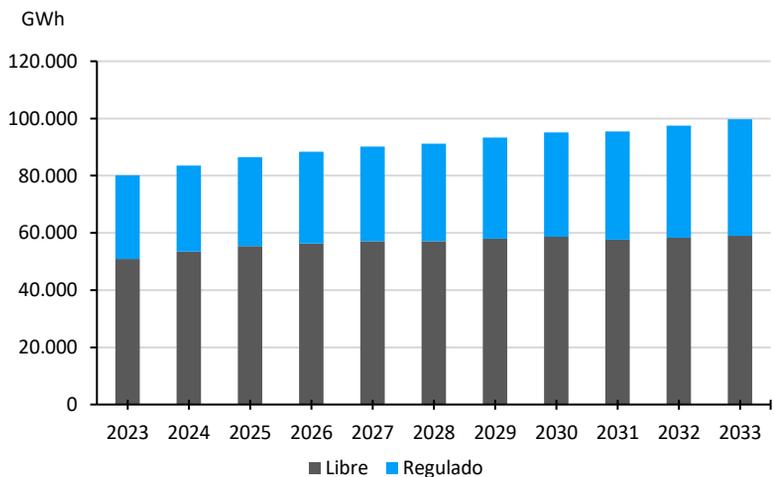
Fuente: Coordinador Eléctrico

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

| | Jun 2023 | Rec. 2033 |
|---------------------------|---------------|---------------|
| Eólica | 4.577 | 7.474 |
| Geotermia | 94 | 0 |
| Hidro | 10.413 | 766 |
| Solar | 8.109 | 3.269 |
| Térmico | 11.413 | 84 |
| Solar FV + Almacenamiento | 0 | 1.415 |
| Almacenamiento | 0 | 2.957 |
| Total | 34.812 | 15.966 |

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 |
|-----------------------------|----------------|-------------------------------|-----------------------|----------------|-------------------------------|
| Atacama (Eólica) | 165 | Ago-23 | Valle del Sol (Solar) | 150 | Ago-23 |
| Meseta de los Andes (Solar) | 160 | Ago-23 | Andes Solar II B | 180 | Sep-23 |
| Atacama Solar II | 170 | Sep-23 | Guanchoi (Solar) | 369 | Oct-23 |



NOTICIAS

CNE publica Declaración de Costos Variables de la Norma Técnica de Coordinación y Operación

La Comisión Nacional de Energía (CNE) publicó en su sitio web el capítulo sobre Declaración de Costos Variables de la Norma Técnica de Coordinación y Operación (NTCyO), cuyo informe consolidado de respuestas sobre la elaboración de este proceso normativo fue publicado este martes en el Diario Oficial.

El objetivo de esta normativa es establecer las exigencias, procedimientos, metodologías y condiciones de aplicación con las que se regirá el proceso de coordinación y operación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), de acuerdo con lo que estipula el Reglamento de Coordinación y Operación.

El presente capítulo de la NTCyO tiene por objetivo establecer las disposiciones aplicables a las declaraciones de costos, que cada Coordinado deberá presentar al Coordinador, tanto para sus Unidades Generadoras Térmicas como para sus Recursos Gestionables, según corresponda.

Asimismo, se regulan las funciones, obligaciones y atribuciones del Coordinador, para resguardar la completitud, trazabilidad y veracidad de la información proporcionada por los Coordinados en las declaraciones de costos mediante los procesos de verificación de declaraciones y auditorías.

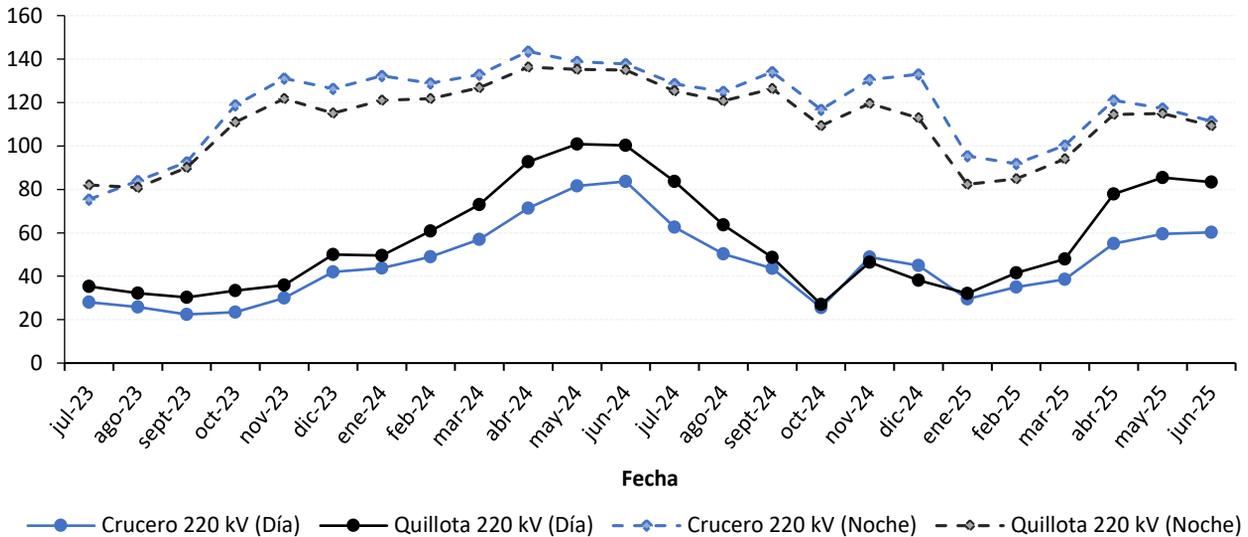
El trabajo normativo fue destacado por el secretario ejecutivo de la CNE, Marco Antonio Mancilla: "La CNE continúa con su trabajo normativo según lo dispuesto en la Ley General de Servicios Eléctricos. La actualización de normativa técnica es de especial relevancia para el adecuado funcionamiento del sector eléctrico en el contexto de la transición energética. Y el proceso participativo en que se generan estas normas garantiza un marco regulatorio transparente para todos los actores".

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).

US\$/MWh



ÁREAS DE TRABAJO

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

www.valgesta.com

En la figura anterior puede observarse para el año 2023 una proyección de costos marginales de **51,7 USD/MWh** durante las horas del día y de **115,4 USD/MWh** durante la noche.

En los años mostrados, los 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 a la zona central se ve en ocasiones limitada.

El costo marginal promedio proyectado desde enero 2024 hasta junio 2025 durante el día en la barra Crucero 220 kV es **52,2 US\$/MWh**, y en la barra Quillota 220 kV es **64,1 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 desde enero 2024 hasta junio 2025 para la noche en la barra Crucero 220 kV es **123,3 US\$/MWh** y en la barra Quillota 220 kV es **116,1 US\$/MWh**.

Cabe mencionar que, dada la incertidumbre de las variables significativas del sistema, tales como condiciones hidrológicas, materialización de proyectos, entre otras, estas proyecciones podrían cambiar.

La proyección entregada en este boletín fue desarrollada por Valgesta Nueva Energía solamente para fines informativos e ilustrativos, por lo que no constituye asesoría en estas materias.



VALGESTA
NUEVA ENERGÍA



VALGESTA.COM

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