

BOLETÍN INFORMATIVO

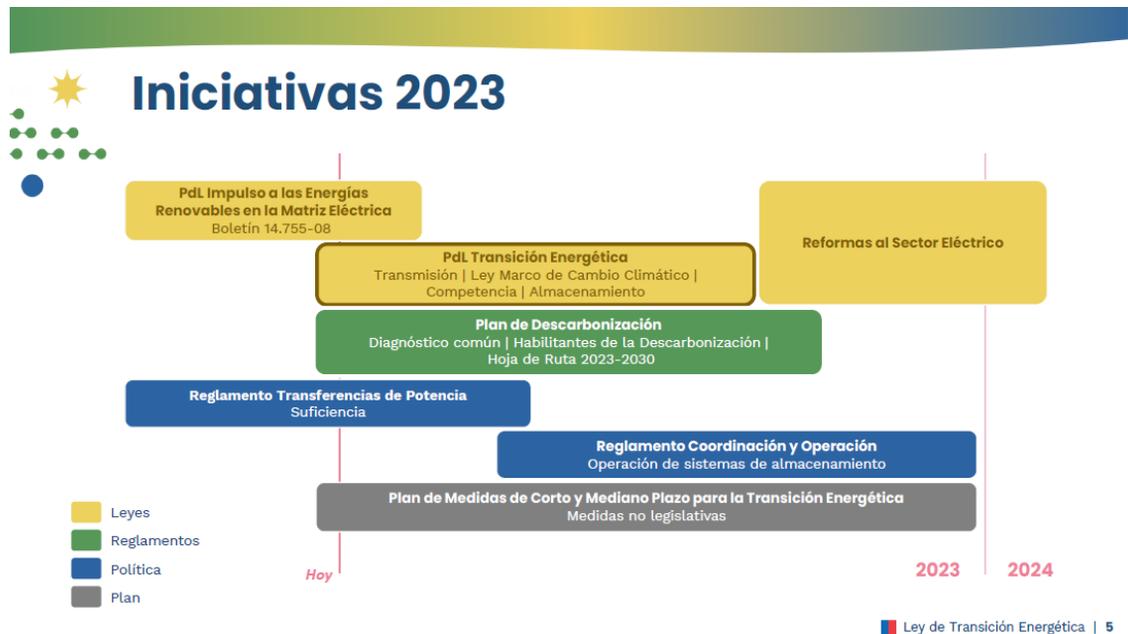
AÑO 13 | N°4 | ABRIL 2023

VALGESTA.COM

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

Iniciativas 2023: La Agenda Política y Regulatoria del Gobierno

El pasado 5 de abril de 2023, el Ministerio de Energía presentó sus “Iniciativas 2023”, las que tendrían por objeto acelerar la descarbonización y modernizar el sector eléctrico. La siguiente figura muestra las prioridades del Gobierno en el desarrollo de políticas públicas y regulación:



Fuente: Presentación Ministerio de Energía Proyecto de Ley de Transición Energética, 5 de abril de 2023

Como puede apreciarse, en el ámbito regulatorio aparecen dos proyectos de ley, el de “Impulso a las energías renovables” y el de “Transición Energética”. En materia reglamentaria, el término de la tramitación del Reglamento de Transferencias de Potencia y el de Coordinación y Operación para efectos de los sistemas de almacenamiento.

Ley de Transición Energética

En términos generales, nos parece que el proyecto cuenta con un adecuado diagnóstico y definición de sus objetivos, en tanto plantea que se requiere el desarrollo de “obras estratégicas y de interés nacional”, en especial de sistemas de transmisión, los que para concretarse cuentan con ciertas barreras en sus procesos de planificación, licitación y construcción. La propuesta releva el rol de la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP), debiendo la CNE viabilizar el plan de obras que derivan de este Plan, para lo cual se ajusta el procedimiento de planificación existente. Sin embargo, el gran problema que tiene el desarrollo de la transmisión tiene que ver con el proceso de evaluación ambiental y posteriormente la oposición vía judicial a la construcción de la infraestructura, materias que no estarían siendo abordadas en el proyecto de ley. Por otra parte, al no haber finalizado aún ningún proceso de evaluación ambiental estratégica para la determinación de franjas, no es posible tener un diagnóstico completo de dicho instrumento, sin embargo debiese incluirse en el análisis las fortalezas y debilidades de los procesos desarrollados a la fecha, de manera de proponer ajustes a éste o bien no continuar con su desarrollo.

Iniciativas 2023: La Agenda Política y Regulatoria del Gobierno

En cuanto al traslado de la responsabilidad de la licitación de obras de ampliación hacia los propietarios de las instalaciones, nos parece que la medida podría cumplir los objetivos de eficiencia y eficacia que plantea para el desarrollo de este tipo de obras. No obstante, habrá que tener especial cuidado para que la regulación garantice que efectivamente el Coordinador pueda supervigilar el proceso en cuanto a sus especificaciones técnicas y condiciones de competencia, determinando las instancias de resolución de controversias de ello (¿Panel?) y las sanciones por no cumplimiento.

Asimismo, resulta meritoria la propuesta de exigir mediante la ley un “Plan de Innovación y Modernización de la operación y coordinación de un sistema eléctrico altamente renovable”. No queda claro quién sería el responsable de éste. Cabe señalar al respecto, que las actuales facultades del Coordinador le permiten desarrollar este plan, por lo que quizás esta obligación podría incorporarse vía reglamento con un mecanismo de participación y accountability de los stakeholders principales, no siendo por tanto necesario incluirlo en el PdL, sino más bien avanzar reglamentariamente, lo que acortaría los tiempos.

Finalmente, la ley establecería la facultad para que las empresas transmisoras participen en el mercado de almacenamiento, lo que también debiese extenderse al mercado de la generación sin necesidad de recurrir al TDLC, dada la actual regulación del acceso abierto. De la misma manera, se proponen otros ajustes como una mayor flexibilidad para modificar las normas técnicas de la CNE y ajustes a las licitaciones de clientes regulados, lo que a nuestro juicio amerita un proyecto de ley distinto que incorpore otras consideraciones (como por ejemplo niveles asegurados de demanda y licitaciones de corto plazo para los ajustes de ésta; plazos de anticipación de las licitaciones; entre otros)

Ley de Impulso a las ERNC y Reglamento de Potencia

Tal como lo hemos señalado en otras editoriales, nos parece que ambas propuestas carecen de un diagnóstico claro, de objetivos bien definidos y de un análisis de impacto de las propuestas. En este sentido, se están promoviendo nuevas normativas sobre las cuales se desconoce lo que implicarían en términos de costos y beneficios para los consumidores y el sistema eléctrico.

En el caso de la ley que aumenta la cuota de renovables y obliga a generar una cuota en base a estas tecnologías 24/7, no tiene justificación en tanto ha quedado demostrado que el desarrollo presente y futuro se presenta en base a estas fuentes por razones de eficiencia económica. A su vez, la variabilidad que presentan fuentes renovables como solares y eólicas, se ha enfrentado en diversos mercados mediante señales económicas que permitan desarrollar respuestas “flexibles” para cubrir las rampas de subida y bajada que éstas generan o bien mercados de capacidad que permiten financiar tecnologías que responden de manera eficiente a estos nuevos requerimientos.

En el caso del Reglamento de potencia, si bien el borrador de nuevo reglamento y sus transitorios, han resuelto algunas dudas que se originaron con la presentación del Ministerio de Energía en enero 2022, aún subsisten problemas que deben abordarse antes de dar por cerrados el análisis y la discusión. Uno de los principales inconvenientes para dar señales de largo plazo es que la modelación ELCC varía de forma relevante con la evolución futura del parque generador y los efectos cruzados que esto genera. Asimismo, subsisten decisiones administrativas discrecionales que tienen un alto impacto en el reconocimiento de potencia y que no dependen necesariamente de la gestión de los titulares de la infraestructura, asociado especialmente al “factor de eficiencia” y su fórmula de definición.

Iniciativas 2023: La Agenda Política y Regulatoria del Gobierno

En resumen, las soluciones propuestas (cuota y mercado de potencia) no han sido debidamente estudiadas ni se ha transparentado los impactos que tendrán (por ejemplo, si hoy tenemos congestiones, ¿cuál es la necesidad de nueva infraestructura de transmisión que demandaría el proyecto de ley de cuota de ERV?), lo que podría generar ineficiencias que lamentablemente se terminan traspasando a los consumidores.

El eterno pendiente

Vemos que en 2023 la reforma a la distribución nuevamente se posterga. Tal como lo hemos indicado en diversas editoriales, este “eterno pendiente” debiese estar en las prioridades legislativas para este año. Se ha perdido un tiempo valioso por no hacer esta discusión, lo que va en contra de los desafíos de la transición energética, de adaptación de los mercados, mayor competencia y el desarrollo de nuevos negocios en el ámbito de la gestión de la demanda, generación y almacenamiento descentralizado, comercialización de electricidad, entre otros.

Plan de medidas de corto y mediano plazo para la transición energética

Sin lugar a duda esta nos parece la prioridad número uno del Gobierno. La operación del sistema eléctrico y el mercado spot de corto plazo presenta diversas complejidades de carácter coyuntural, que ha generado una situación de stress para algunas compañías generadoras, cuyo balance físico y comercial se ha deteriorado producto de tres fenómenos relacionados: i) altos costos marginales; ii) alto nivel de congestiones en las redes de transmisión en particular en las horas de sol, lo cual tiene como consecuencia desacoples importantes de precios spot entre barras de inyección y retiro y un aumento sostenido de los vertimientos; y (iii) aumento de los sobrecostos del sistema (servicios complementarios especialmente). La situación es compleja y se proyecta de la misma manera para los próximos años.

De acuerdo con los análisis realizados por Valgesta Nueva Energía, no existe un riesgo inminente de quiebra masiva de empresas renovables, sin embargo, si no hay soluciones en el corto plazo a los problemas referidos previamente, es probable que algunas empresas comiencen a mostrar problemas financieros que superan una situación razonable de gestión de los riesgos que asumieron al momento de hacer sus inversiones y ofertas comerciales. En esta agenda, estimamos indispensable mejorar las condiciones de operación del sistema eléctrico, aumentando la transparencia de las decisiones del Coordinador y su accountability; maximizar el uso de la transmisión existente, aumentando los niveles de transferencia de energía en zonas claves del sistema; desarrollar un plan excepcional de fomento para sistemas de almacenamiento de energía; y fortalecer el intercambio internacional de energía, como oportunidad para aprovechar al máximo las oportunidades de la región en materia de energías renovables y gas natural.

MPC

No vemos que la agenda haga referencia a los impactos asociados a la ley 21.472 o Ley MPC. Con la publicación del decreto tarifario correspondiente al segundo semestre de 2022, se espera que los clientes con consumo mensual superior a 500 kWh vean un aumento aproximado de 22% en el precio de la energía de sus cuentas. A su vez, para los clientes cuyo consumo se encuentra entre 350 kWh y 500 kWh el aumento sería de 12% y en el caso de los consumos menores a 350 kWh será de 6% (IPC). Sin embargo, si se analizan los procesos de fijación tarifaria siguientes, esto es los decretos tarifarios correspondientes al primer y segundo semestre de 2023, el aumento sería mucho mayor.

Iniciativas 2023: La Agenda Política y Regulatoria del Gobierno

Según las estimaciones de Valgesta Nueva Energía, de publicarse todos los decretos correspondientes, el alza total que experimentarían los clientes regulados en sus cuentas finales, en sólo seis meses, sería entre 63.6% y 74.2% para los clientes mayores de 500 kWh; entre un 30% y 35% para los medianos; y de un 10.2% y 11.9% para los menores, lo que resulta al comparar los niveles de precios actualmente vigentes (decreto primer semestre de 2022) versus el nivel de precios del decreto que correspondería al segundo semestre de 2023).

Finalmente, estimamos que la solución definitiva para los problemas de pago que tienen las familias más vulnerables para pagar las cuentas eléctricas, como así también evitar a futuro nuevos mecanismos de estabilización de las alzas, es el establecimiento por ley de un subsidio eléctrico tal como existe para apoyar a estas familias en el pago de las cuentas de agua potable.

NOTICIAS

Febrero cierra con 11.992 MW de capacidad instalada neta de ERNC señala reporte de la CNE

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.

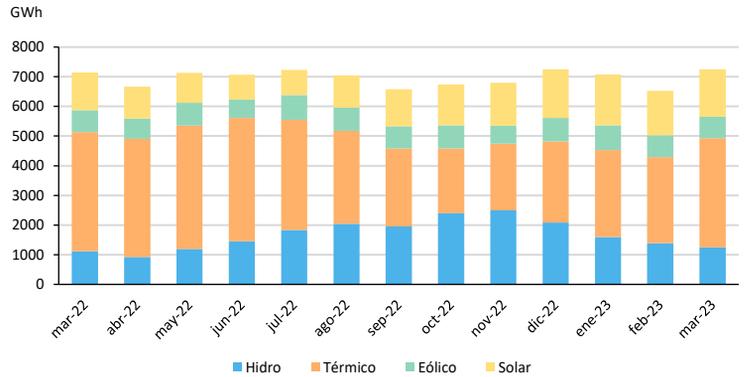
Además el informe revela que durante febrero pasado el Sistema de Evaluación Ambiental (SEA) acogió 14 proyectos de ERNC a calificación, que en conjunto suman 1.082 MW.

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)

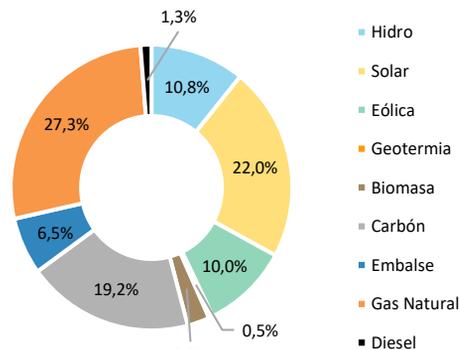
ESTADÍSTICAS MARZO 2023

Generación SEN últimos 12 meses



Fuente: Coordinador Eléctrico

COMPOSICIÓN DESPACHO SEN MARZO 2023

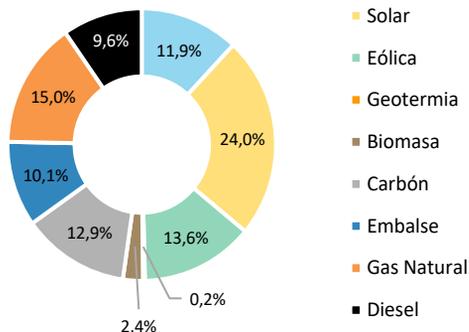


Despacho de generación (GWh)

Térmica	3.674
Hidráulica	1.255
Eólica	722
Solar	1.597
Total	7.248

Fuente: Coordinador Eléctrico

CAPACIDAD INSTALADA SEN MARZO 2023

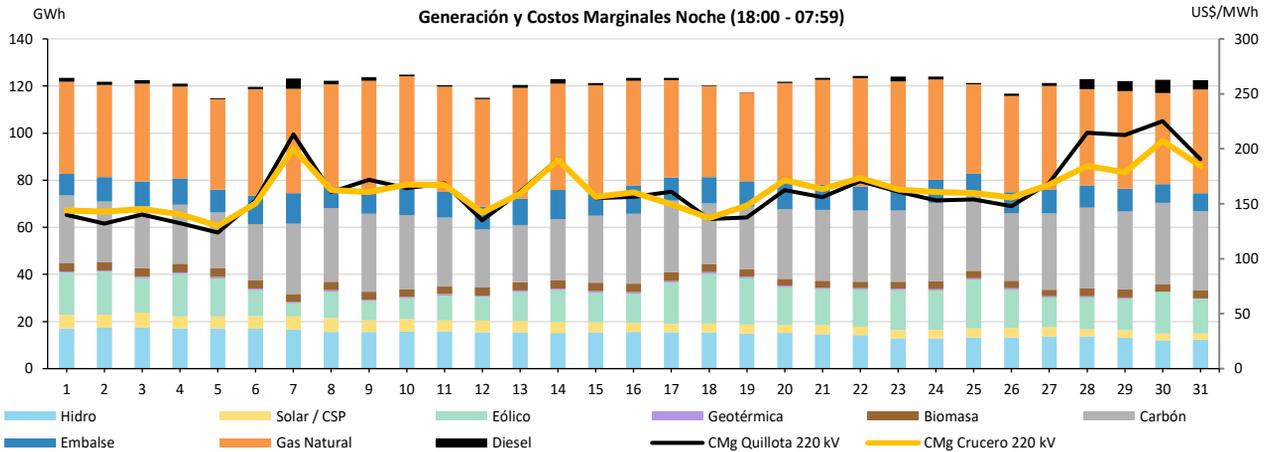
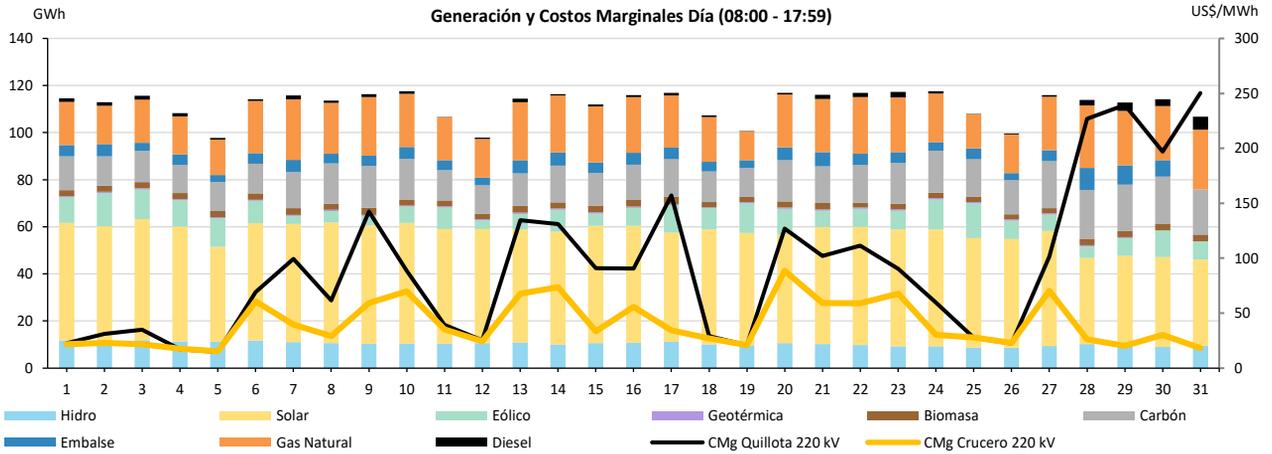


Capacidad instalada SEN (MW)

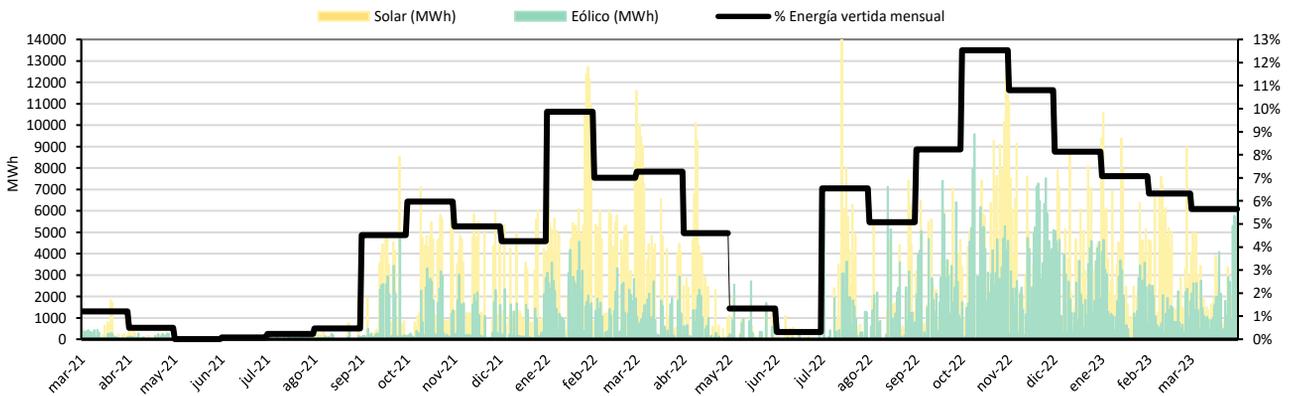
Hidro	7.397
Térmico	13.394
Eólica	4.563
Solar	8.054
Geotermia	82
Total	33.489

Fuente: Coordinador Eléctrico

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



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

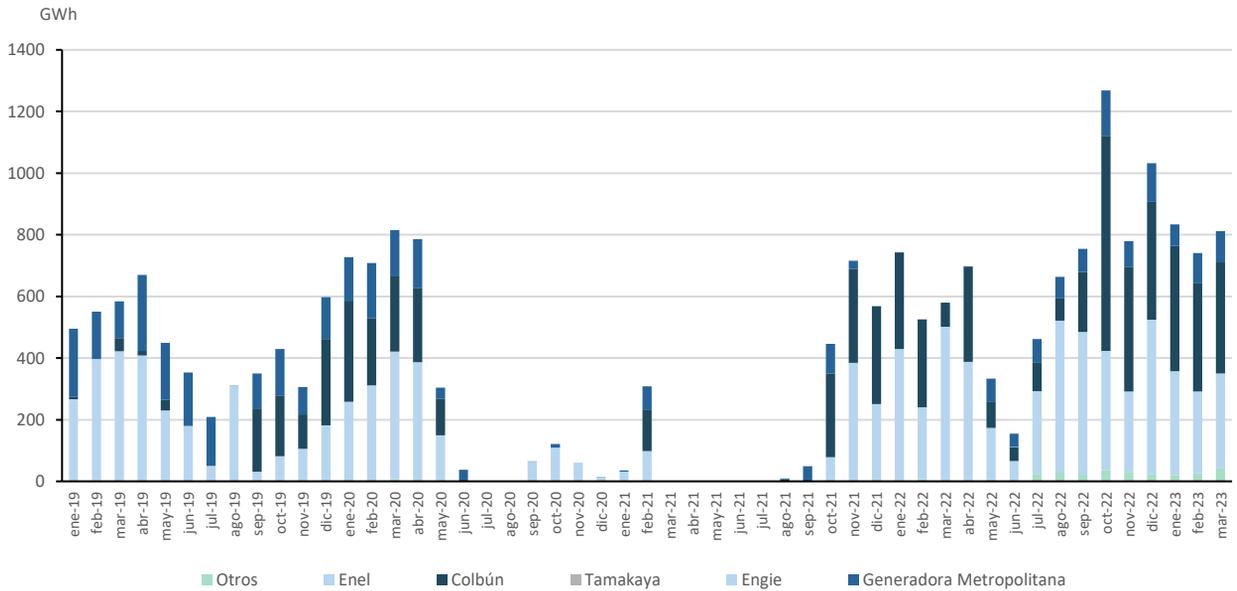


Fuente: Coordinador Eléctrico

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.

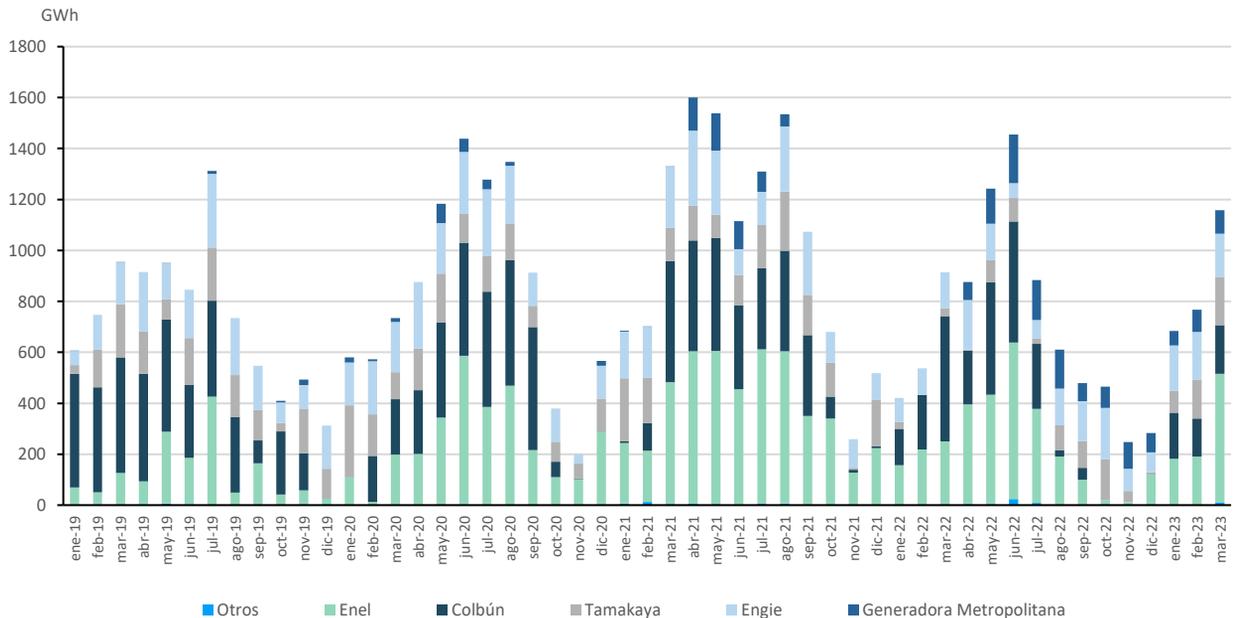
Generación histórica gas natural argentino



En marzo de 2023 se generaron 811,9 GWh en base a Gas Natural argentino, de los cuales un 44,5% es atribuible a la empresa Colbún, un 37,9% a Enel, un 12,5% a Generadora Metropolitana y un 5,1% a otras empresas.

Fuente: Coordinador Eléctrico

Generación con GNL desde terminales Quintero y Mejillones



En marzo de 2023, la generación de centrales en base a GNL asociadas a los terminales Quintero y Mejillones fue de 1157,8 GWh, lo que representó el 27,3% de la generación total del SEN. De estas inyecciones, un 43,6% se atribuye a Enel, un 16,4% a Tamakaya, un 16,4% a Colbún, un 14,6% a Engie, un 8,0% a Generadora Metropolitana y el 1,0% restante a otras empresas.

Fuente: Coordinador Eléctrico

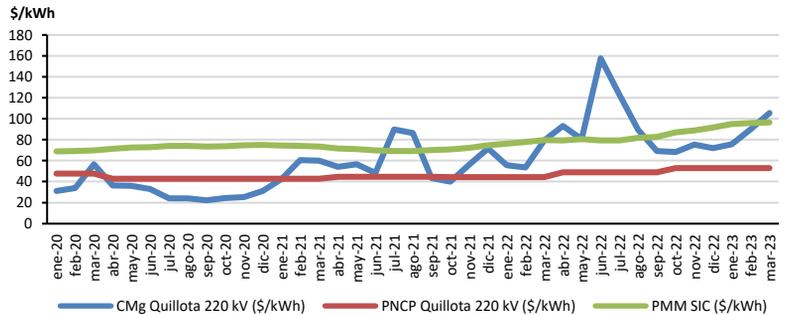
ESTADÍSTICAS DE PRECIOS DE ENERGÍA

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	96,5

Fuente: CNE

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

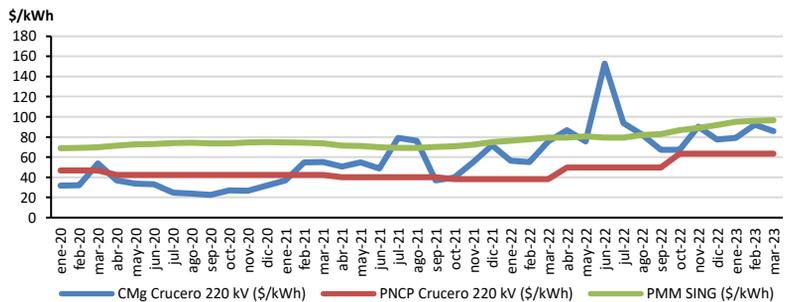


Costos marginales promedio marzo 2023 (\$/kWh)

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*



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

Fuente: CNE / Coordinador Eléctrico

NOTICIAS

CNE inicia proceso de licitación de suministro eléctrico 2023

El proceso anterior rompió con una baja sostenida de casi 10 años en el precio promedio, luego que éste descendiera en más de 50% desde 2015.

El martes 4 de abril, la Comisión Nacional de Energía (CNE) dio el primer paso de un proceso clave para la tarifación del sector eléctrico. Se trata de la apertura del período de inscripción en el Registro de Instituciones y Usuarios Interesados, el primer hito del proceso de licitaciones de suministro para clientes regulados.

El plazo para inscribirse en dicho registro concluye el próximo 28 de abril, para que luego el regulador dé a conocer las bases preliminares del proceso durante el mismo mes.

Cabe recordar que, en este primer paso, quienes se inscriban en el registro podrán realizar observaciones técnicas al Informe Preliminar de Licitaciones de suministro para clientes regulados, correspondiente al año 2023. Además, la inscripción es parte de las condiciones necesarias para poder formular discrepancias al Panel de Expertos.

Según los antecedentes del Informe Final de Licitaciones de 2022, para el año 2023 se prevé licitar necesidades de suministro estimadas en un total de 5.200 GWh en componente base, correspondientes a 1.700 GWh con inicio de suministro en el año 2027 y 3.500 GWh con inicio en 2028.

Cabe recordar que el último proceso licitatorio adjudicó 777 GWh bajo un precio promedio de US\$37,380 por MWh, rompiendo con casi 10 años de bajas sostenidas. Solo entre 2015 y 2022, se observó una disminución del 52,8% en el precio adjudicado vía licitaciones de suministro eléctrico.

Fuente: La Tercera (04/04/2023)

Balance ERNC febrero 2023

Total retiros afectos a obligación (GWh)	5.842
Obligación ERNC (GWh)	850
% Obligación ERNC respecto a retiros afectos a obligación	14,6%
Inyección ERNC (GWh)	2.517
% Inyecciones ERNC respecto a retiros afectos a obligación	43,1%

Fuente: Coordinador Eléctrico

NOTICIAS

Cámara aprueba y despacha al Senado proyecto que fomenta participación de las energías renovables

El proyecto de ley que busca fomentar la participación de las energías renovables en la matriz energética nacional fue aprobado esta tarde por amplia mayoría en la Sala de la Cámara de Diputadas y Diputados.

Durante su tramitación en la Cámara de Diputadas y Diputados, el proyecto fue revisado en las comisiones de Minería y Energía, y de Hacienda, en las que se aprobaron las indicaciones presentadas por el actual Gobierno a la iniciativa presentada durante la anterior administración.

Entre las principales medidas que considera esta iniciativa se encuentra el incremento de las metas de generación de energía renovable no convencional a gran escala, pasando a un 60% anual y a 40% por bloque horario.

La iniciativa perfecciona además la obligación del Coordinador Eléctrico Nacional de contar con sistemas de información para el seguimiento y registro de trazabilidad de la energía eléctrica "verde" que se comercialice en el Sistema Eléctrico Nacional.

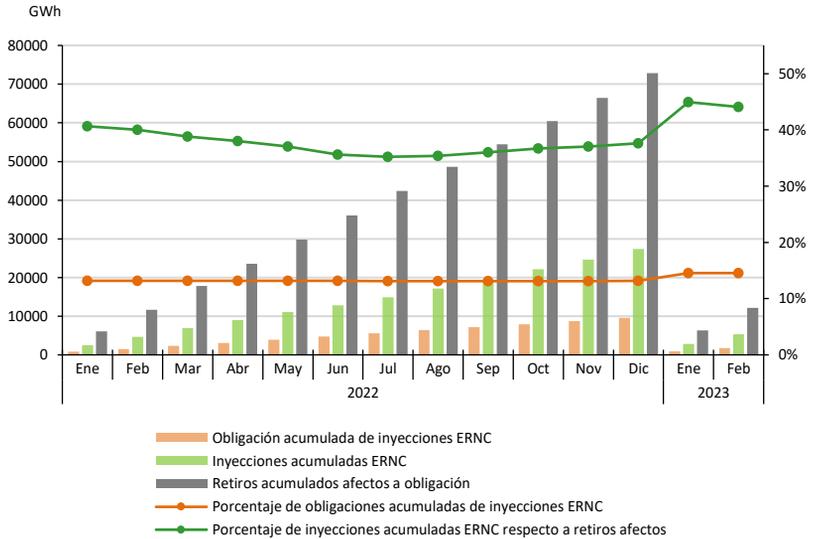
Asimismo, de despacharse este proyecto del Congreso, las municipalidades tendrán mayores facilidades para desarrollar proyectos de generación distribuida, habilitando la constitución de "comunidades energéticas", eliminándose la exigencia legal consistente en que los usuarios deban ser propietarios del sistema de generación o de almacenamiento.

Tras la aprobación de este proyecto en la Cámara de Diputadas y Diputados, la iniciativa pasará a segundo trámite constitucional en el Senado.

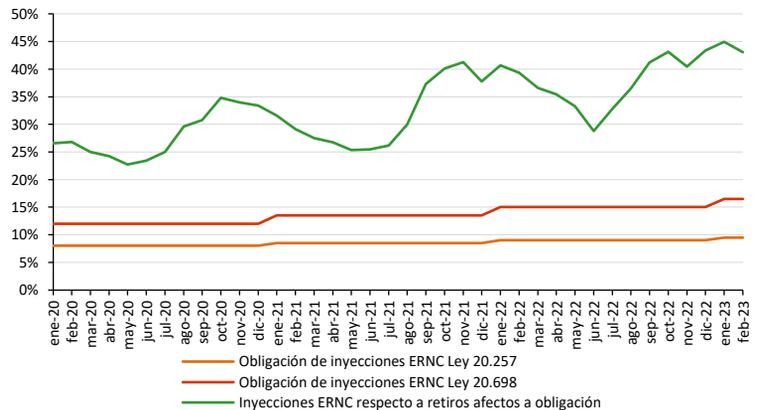
Fuente: : Ministerio de Energía (03/04/2023)

BALANCE ERNC A FEBRERO 2023

Obligación acumulada de inyecciones ERNC, inyecciones acumuladas de ERNC y retiros acumulados afectos a obligación desde febrero 2022 a febrero 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 **12.192 GWh**.

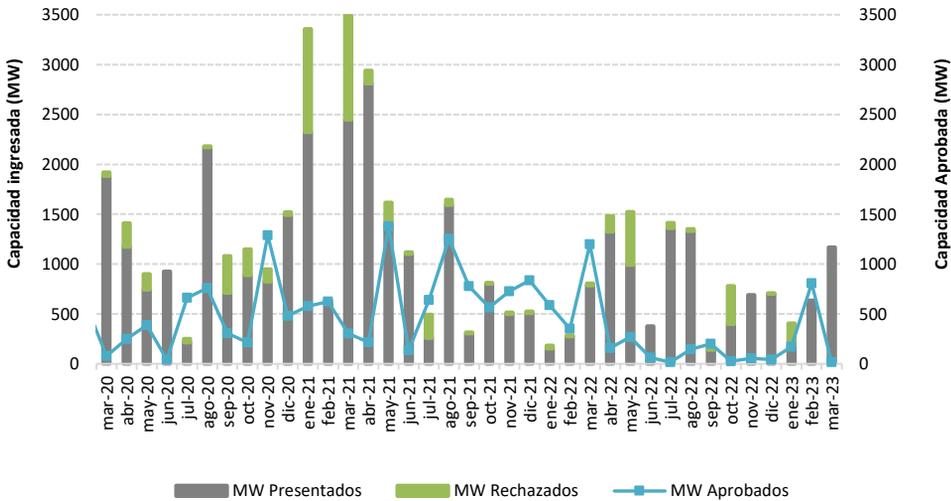
La obligación acumulada de inyecciones ERNC de enero a febrero 2023 correspondió a **1.774 GWh**, lo que corresponde a un **14.6%** respecto de los retiros afectos en el mismo periodo.

Por otra parte, las inyecciones acumuladas de ERNC de enero a febrero 2023, fueron de **5.372 GWh**, lo que corresponde a un **44.1%** 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 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
Aquíñuz Solar	CVE Proyecto Once SpA.	9	Solar	22/04/2022

Principales proyectos en calificación en el SEIA en marzo 2023

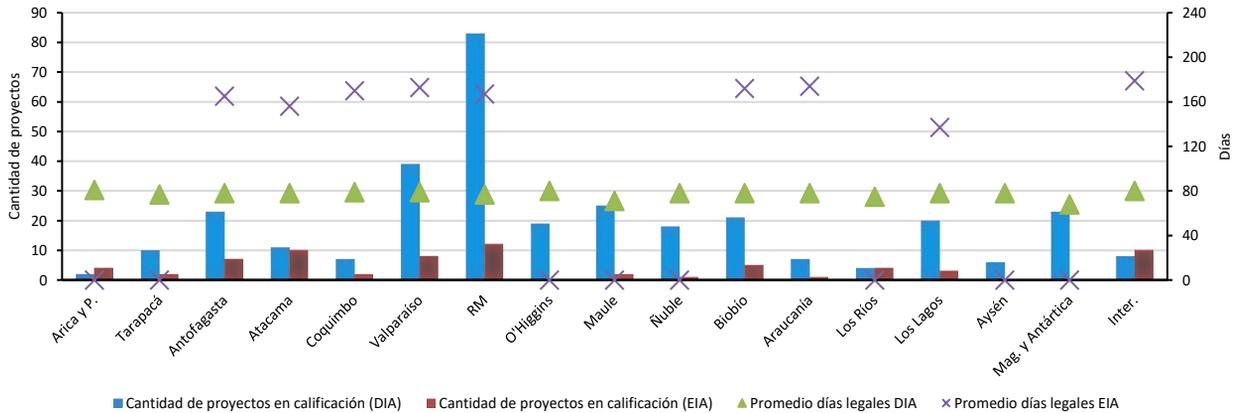
Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
PMGD Montenegro I	Montenegro SpA	5	Solar	24/03/2023
Parque Fotovoltaico El Cachudito	PFV EL CACHUDITO SPA	9	Solar	23/03/2023
Porvenir Solar	Porvenir Solar Spa	50	Solar	23/03/2023
Parque Solar Fotovoltaico San Ramón	ORION POWER SpA	9	Solar	22/03/2023
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 marzo 2022 hasta marzo de 2023.



Fuente: Reporte Estadístico mensual de Proyectos en el SEIA

NOTICIAS

Coordinador Eléctrico impulsa licitación de obras nuevas de transmisión por más de US\$ 414 millones

El Coordinador Eléctrico Nacional realizó un llamado a licitación pública internacional para la adjudicación de la construcción, ejecución y explotación de 15 obras nuevas de transmisión incluidas en el Decreto N° 257 del Ministerio de Energía, con una inversión referencial que asciende a US\$ 414,3 millones.

Adicionalmente, se están licitando 14 obras de ampliación condicionadas correspondientes al Decreto N° 200, por un monto referencial de inversión que alcanza los US\$ 99,6 millones. Estas obras se suman al paquete de obras de ampliación no condicionadas que iniciaron su licitación en enero del presente año, el cual consideró 22 iniciativas por un valor de inversión referencial de US\$ 82 millones.

Dentro de las obras nuevas incluidas en este proceso, destaca el “Nuevo sistema de control de flujo mediante almacenamiento Parinas – Seccionadora Lo Aguirre”, obra que considera una inversión referencial de US\$ 211 millones y un plazo de ejecución de 36 meses contados desde la fecha de publicación del Decreto de Adjudicación por parte del Ministerio de Energía.

El nuevo sistema de control de flujo tendrá una capacidad de al menos 500 MVA y permitirá apoyar al sistema en caso de falla de alguno de los circuitos del corredor de 500kV entre las subestaciones Parinas, ubicada en la Región de Antofagasta, en la comuna de Tal-Tal, y Seccionadora Lo Aguirre, ubicada en la Región Metropolitana, en la comuna de Pudahuel.

Como parte del proceso, el Coordinador introdujo una serie de mejoras a las bases de licitación para el presente proceso donde, por ejemplo, se incorpora un apartado especial de especificaciones técnicas asociadas al proyecto de control de flujo antes detallado, a lo cual se suma la incorporación de nuevas exigencias administrativas relacionadas con la adhesión a las Buenas Prácticas en la gestión de Proveedores, Contratistas y Subcontratistas en la construcción de proyectos de energía impulsado por el Ministerio de Energía.

Las bases de licitación están disponibles desde el lunes 27 de marzo en el sitio web del Coordinador. Las empresas que busquen participar en el proceso deberán formalizar la compra de bases y la inscripción en el Registro de Participantes hasta el 14 de julio del presente año.

En la sección 5.1 de las bases Administrativas Generales se detallan las etapas del proceso, dentro de las cuales se destaca la recepción de consultas de los participantes hasta el 30 de mayo y la presentación de ofertas hasta el 22 de agosto, considerando una Adjudicación del Coordinador programada para el 3 de noviembre de 2023.

Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional (28/03/2023)



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.

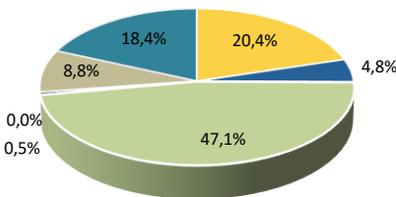
Para el año 2033, se estiman 3.269 MW de capacidad adicional en instalaciones solares y 1.415 MW de solar + almacenamiento.

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

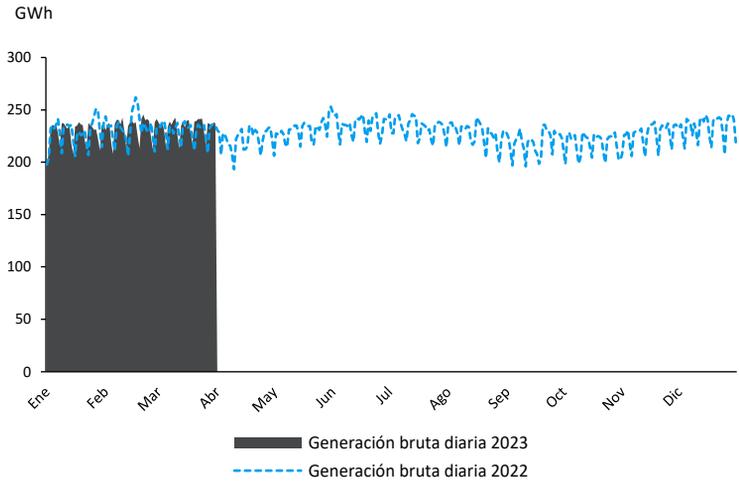
Capacidad adicional en construcción y recomendada por la CNE hasta el año 2033



- 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

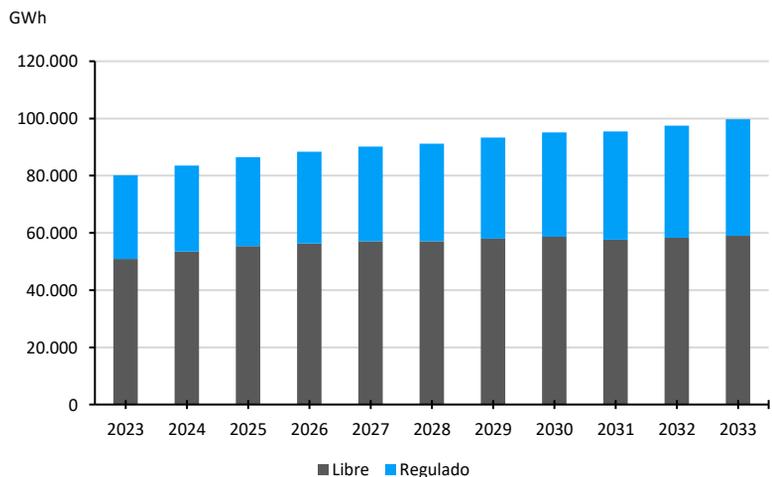
Fuente: Coordinador Eléctrico

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

	Mar 2023	Rec. 2033
Eólica	4.563	7.546
Geotermia	82	0
Hidro	7.397	766
Solar	8.054	3.269
Térmico	13.394	84
Solar FV + Almacenamiento	0	1.415
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
Coya (Eólico)	180	May-23	Guanchoi (Solar)	369	Jun-23
Valle del Sol (Solar)	150	May-23	Renaico II (Eólico)	144	Jun-23



NOTICIAS

Coordinador Eléctrico prepara licitación internacional para proveer servicios de control de tensión

El Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) prepara un proceso de licitación internacional para proveer servicios complementarios de control de tensión, considerados claves para la transición energética. Se trata, específicamente, de la instalación de condensadores síncronos, que contribuyen a la estabilidad de forma de onda de tensión en la red y garantizan que el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) opere de manera segura ante el retiro de centrales térmicas a carbón.

El lanzamiento de la licitación se sustenta en los distintos estudios que el CEN viene realizando desde 2018, relacionados con el retiro de las centrales a carbón, transición energética y planificación. Estos sondeos muestran que la futura matriz de electricidad tendrá un incremento importante en la integración de energía solar y eólica, en consistencia con el potencial de recursos renovables disponibles en Chile.

El director ejecutivo del Coordinador, Ernesto Huber, explicó la importancia del proceso: “Es muy importante que podamos identificar los desafíos que tendrá una matriz con alto componente de energías renovables variables y buscar las herramientas que puedan respaldar y fortalecer el sistema eléctrico. Como Coordinador, nos interesa que todos los actores del mercado puedan comprender los hallazgos de los estudios que hemos desarrollado para ver de qué manera buscamos soluciones colaborativas para el desarrollo de la nueva infraestructura necesaria a fin de habilitar la incorporación predominante de energías renovables”.

Los estudios previos analizaron los efectos sobre la seguridad y calidad de servicio del sistema que tendría, en particular, el impacto de la salida de centrales térmicas a carbón en la potencia de cortocircuito. Este concepto se refiere a la habilidad del sistema para resistir cambios en la amplitud y/o la fase de su tensión frente a eventos externos, como lo puede ser una falla. Así, un sistema es más estable si tiene mayor potencia de cortocircuito.

De acuerdo con las evaluaciones realizadas, la salida de las centrales a carbón y la mayor penetración de energías renovables variables pueden reducir la potencia de cortocircuito, haciéndolo más frágil, en especial en el norte del país, donde hay mayor presencia de este tipo de generación.

El CEN informó que ya se encuentran disponible en su sitio web las bases del proceso, que contemplan además una serie de fases, como una etapa de consultas para aclarar dudas que está fijado hasta el 6 de junio; fecha límite de adquisición de bases para el 13 de julio y plazo de presentación de ofertas, hasta el 6 de septiembre próximo.

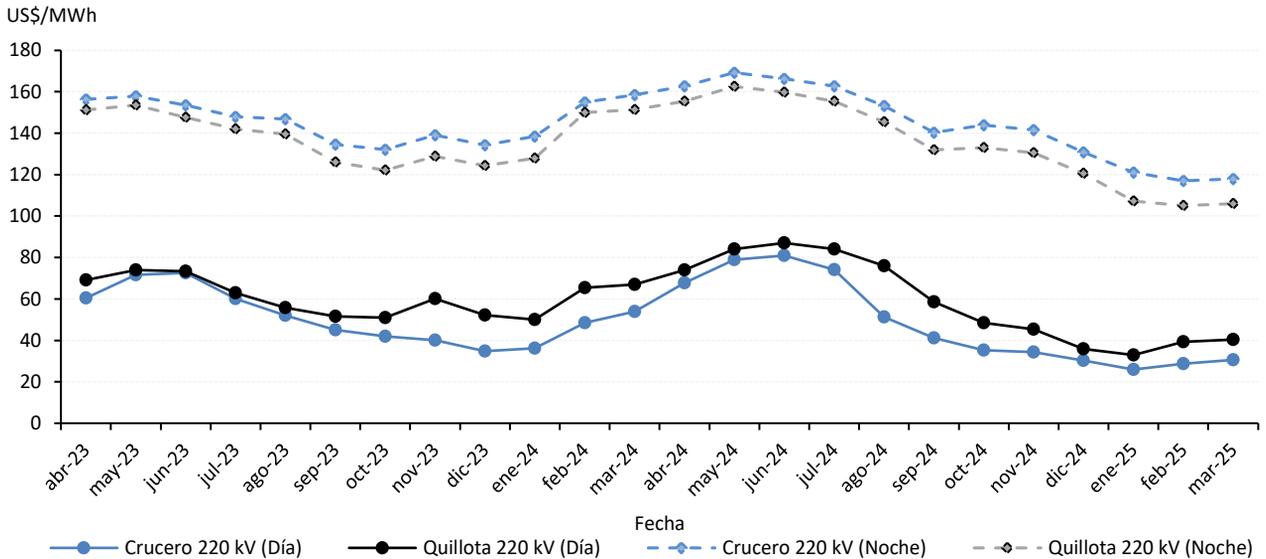
Como parte del proceso, se han identificado cuatro subestaciones de referencia del sistema donde se requerirá la potencia de cortocircuito, aunque los proyectos que se presenten a esta licitación podrán ser instalados en otras subestaciones, dado que aportarían también a la fortaleza de la red.

Se estima que el valor total de inversión de los proyectos sería cercano a los US\$260 millones, lo que considera un plazo de ejecución de 42 meses y una remuneración a 25 años.

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

En la figura anterior puede observarse para el año 2023 una proyección de costos marginales cercana a 57 USD/MWh durante las horas del día y de 141 USD/MWh durante la noche.

En ambos 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 para los próximos dos años durante el día en la barra Crucero 220 kV es 49,9 US\$/MWh y en la barra Quillota 220 kV es 59,9 US\$/MWh. Esta diferencia se debe a congestiones en el sistema de transmisión ocasionadas por la estacionalidad del recurso solar.

El costo marginal promedio proyectado para los próximos dos años durante la noche en la barra Crucero 220 kV es 145,0 US\$/MWh y en la barra Quillota 220 kV es 136,5 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