

REPORTE MENSUAL

# Sector Eléctrico

Julio 2023

## REPORTE MENSUAL

# Sector Eléctrico

• Editorial	3-4
• 1. Análisis de Operación	5-6
Generación	
Hidrología	
Costos Marginales	
• 2. Proyección de Costos Marginales Systep	7
• 3. Análisis por Empresa	8-9
• 4. Suministro a Clientes Regulados	10
• 5. Energías Renovables No Convencionales	11
• 6. Expansión del Sistema	12
• 7. Proyectos en SEIA	13
• 8. Seguimiento Regulatorio	14

# CONTENIDOS

© Systep Ingeniería y Diseños elabora este Reporte Mensual del Sector Eléctrico en base a información de dominio público. El presente documento es para fines informativos únicamente, por lo que los clientes podrán considerar este informe sólo como un factor en la toma de sus decisiones de inversión, desligándose Systep de los resultados obtenidos, directa o indirectamente, producto de dichas acciones. La veracidad de la información recopilada en el presente documento no es puesta en duda por Systep, no haciéndose responsable por su exactitud ni su integridad. Los análisis, proyecciones y estimaciones que se presentan en este Reporte reflejan distintos supuestos definidos por Systep, los cuales podrán o no estar sujetos a discusión. Systep no se hace responsable por las consecuencias derivadas del uso de los análisis, proyecciones y estimaciones publicados en este Reporte. La frecuencia de publicación de este Reporte queda a discreción de Systep. Se autoriza la reproducción parcial o total de este informe sujeta a que se cite como fuente a Systep.

## Sobre la eficiencia del proyecto de ley de transición energética

El 10 de julio de 2023, el Gobierno ingresó al Congreso el proyecto de ley de transición energética<sup>1</sup>, el cual es parte de las medidas propuestas por el Ministerio de Energía en el marco de la Agenda para un Segundo Tiempo de la Transición Energética<sup>2</sup>. En este proyecto de ley se impulsan una serie de medidas que modifican el DFL N°4 de 2006<sup>3</sup>, las que, de acuerdo con la autoridad, tienen la finalidad de contribuir al cumplimiento de las metas de Chile en materia de carbono neutralidad al año 2050 establecidas en la Política Energética Nacional del año 2015 (actualizada en 2022<sup>4</sup>).

El proyecto tiene entre sus pilares medidas sobre: 1) los giros permitidos para empresas que prestan servicios de transmisión eléctrica, 2) el proceso de planificación energética, 3) el proceso de planificación de la transmisión, 4) reasignación de ingresos tarifarios, y 5) licitación única de sistemas de almacenamiento.

### Aspectos del proyecto en la dirección correcta

Respecto al giro permitido para las empresas de transmisión, en la legislación vigente se establece que estas empresas deben tener giro exclusivo, no pudiendo participar en los mercados de distribución y generación eléctrica. Esto se justificaba por el hecho de que permitir que las empresas de transmisión participen en el segmento de la generación afectaría la libre competencia (ej., expansión sesgada, tratamiento preferencial, problemas de acceso, etc.). No obstante, con los cambios introducidos por la Ley 20.936 del 2016<sup>5</sup>, la planificación de la transmisión pasó a ser realizada por la autoridad (CNE) y su operación se confía a una entidad independiente (CEN). Como resultado, la participación de empresas transmisoras en el segmento de generación ya no representa un riesgo para la libre competencia. De esta manera, el proyecto propone permitir que las empresas de transmisión participen en los mercados de generación y almacenamiento, en un porcentaje de participación que no podrá exceder lo que determine el Tribunal de Libre Competencia. Esta propuesta conllevaría impactos positivos, al permitir que las empresas transmisoras participen de manera más competitiva en inversiones de sistemas de almacenamiento. De esta manera, sus activos de almacenamiento también podrían participar en el segmento de generación, propiciando un mercado de almacenamiento más competitivo.

El proyecto, además, reformula el proceso de planificación energética de largo plazo efectuado por el Ministerio de Energía a través de tres instrumentos. En primer lugar, se incorpora el Plan Nacional de Energía (PNE), el cual definirá los escenarios energéticos de expansión de la demanda y oferta energética nacional, las proyecciones de oferta y demanda energética para un horizonte de al menos 30 años, y las características de la infraestructura de transmisión eléctrica habilitante. Este plan tendrá una duración de ocho años y será sometido a Evaluación Ambiental Estratégica (EAE). Al cuarto año de publicado el PNE, se deberá actualizar la proyección de demanda y oferta de energía, y en caso de que la actualización implique modificar las necesidades de transmisión eléctrica, deberá ejecutarse un nuevo PNE. Asimismo, se propone incorporar Planes Estratégicos de Energía en regiones para orientar el desarrollo energético en cada región, los que deberán contar con EAE. También se modifica la escala provincial a una regional en el instrumento de Polos de

Desarrollo de Generación para hacer más idónea su vinculación con la planificación energética de largo plazo, y se establece que, si están en una región con un Plan Estratégico de Energía con EAE vigente, no deberán someterse a ésta. En este ámbito, se destaca la motivación de mejorar el proceso de planificación energética al dar mayor enfoque en el desarrollo regional y la promoción de los polos de desarrollo, para así proporcionar una mejor predicción de la matriz energética a futuro que será considerada en los procesos de planificación de la transmisión. Teniendo todo esto en cuenta, se debe analizar si estos instrumentos efectivamente dotarán de mayor dinamismo y rapidez a los procesos de planificación o si, por el contrario, implicarán etapas con mayor complejidad y burocracia.

En cuanto al proceso de planificación de la transmisión, el Gobierno ha diagnosticado correctamente que se requiere que el desarrollo de las obras de transmisión sea más rápido y eficiente. Esto dado que las obras de transmisión tienen tiempos de tramitación y construcción considerablemente superiores a las obras de generación renovables. Una de las medidas propuestas para abordar esta problemática es la ejecución de procesos de planificación de transmisión bienales en lugar de anuales, lo que se justificaría por la necesidad de incorporar una etapa previa de verificación de constructibilidad de las obras, con el objeto de disminuir conflictos posteriores en sus desarrollos, además de contemplar un tiempo adecuado para analizar grandes obras de transmisión. Para ello, el Coordinador deberá realizar estudios de diagnóstico del estado actual y futuro del sistema de transmisión, verificar la constructibilidad de las obras propuestas por la CNE, y un análisis relativo a la flexibilidad, inercia y robustez de la red. Al respecto, es importante evaluar si la ejecución de procesos bienales con estudios adicionales realmente contribuirá a la agilización y eficiencia en el desarrollo de obras de transmisión.

En esta misma materia, en el proyecto se propone que las licitaciones de obras de ampliación sean de responsabilidad de sus propietarios, con la supervisión del Coordinador, lo que es un cambio positivo para mejorar el desempeño de las licitaciones. Asimismo, el proyecto impulsa un mecanismo, alternativo al Artículo 102° de la Ley General de Servicios Eléctricos, que, con iniciativa en la CNE, el Coordinador o el Ministerio, viabiliza la ejecución de obras urgentes y necesarias para el sistema y que por dichas razones puedan ser excluidas del proceso de planificación de la transmisión. Esta propuesta ha sido ampliamente aceptada por el sector eléctrico pues conllevaría una reducción en los tiempos de tramitación de obras urgentes. Sin embargo, en el proyecto no hay una referencia explícita al cumplimiento de los lineamientos generales del proceso de planificación de la transmisión, entre ellos, la eficiencia económica para el sistema, permitir expansiones futuras, promoción de condiciones de mercado y minimizar el riesgo de abastecimiento. Tampoco se indica cuál es el rol del Panel de Expertos en la resolución de discrepancias.

Adicionalmente, el proyecto incorpora un mecanismo de revisión del valor de inversión adjudicado en el caso de término anticipado del contrato para la ejecución de una obra de transmisión, el cual puede ser solicitado fundadamente por el propietario de la obra. Las empresas transmisoras han valorado positivamente esta

<sup>1</sup> Senado: Modifica la LGSE en materia de transición energética.

<sup>2</sup> Ministerio de Energía: Agenda inicial para un segundo tiempo de la transición energética.

<sup>3</sup> Biblioteca Nacional del Congreso de Chile: DFL N°4.

<sup>4</sup> Ministerio de Energía: Transición energética de Chile.

<sup>5</sup> Biblioteca Nacional del Congreso de Chile: Ley 20936.

propuesta pues reduce el riesgo de términos anticipados de contratos de construcción. Sin embargo, en el proyecto de ley no se contemplan los problemas más relevantes que se han presentado en la práctica para la construcción de instalaciones de transmisión, existiendo obras que han sido paralizadas dado que no existen las condiciones necesarias para su ejecución debido a, por ejemplo, conflictos con las comunidades locales.

### Medidas que necesitan demostrar un beneficio transversal para el sector

Por otra parte, una medida que ha generado diversas opiniones es la de reasignación de los ingresos tarifarios (IT) "extraordinarios", donde se propone transferir IT percibidos por líneas de transmisión que superen un umbral definido por la autoridad (CNE), a empresas generadoras que presenten balances negativos. Esta medida tiene la finalidad de apoyar a empresas de generación que han tenido problemas para cumplir con sus pagos, debido a las pérdidas por las diferencias entre los costos marginales en los puntos de inyección y los puntos de retiro a causa de las congestiones en el sistema de transmisión.

Dentro de las críticas que esta medida ha tenido, se destaca que representa un traspaso de beneficios desde los usuarios finales a algunos generadores (puesto que los IT actualmente se utilizan para cubrir en parte la remuneración de los activos de transmisión). Esto significa costos adicionales que asumirán los clientes producto de los retrasos en la construcción de obras de transmisión y una inadecuada gestión del riesgo por parte de algunas empresas generadoras, siendo ninguno de estos factores responsabilidad de los usuarios finales. En este sentido, el Gobierno ha señalado que este "seguro" a los generadores resultará en ofertas de energía más económicas en el futuro, lo que se traducirá en una baja de precio en las cuentas de los clientes. Sin embargo, esto estará sujeto al cálculo que haga administrativamente la CNE del umbral para determinar qué se entiende por extraordinario, lo que puede generar incertidumbre a raíz del riesgo de que el umbral varíe dependiendo del gobierno de turno. Lo anterior afecta la utilidad de este mecanismo para la reducción de los precios ofertados por los generadores (i.e., se reemplaza el riesgo de congestión por un riesgo regulatorio). Por otra parte, el foco del análisis se basa en que el comportamiento del segmento de generación es similar a un mercado financiero accionario o de commodities. Sin embargo, para este mercado, no es claro que esta señal de menor riesgo sea efectivamente recogida por todos los generadores y que, luego, ello realmente se traduzca en menores precios adjudicados en las próximas licitaciones.

Otra de las medidas importantes de este proyecto consiste en la realización de una licitación pública e internacional única de sistemas de almacenamiento de energía a gran escala en el Desierto de Atacama que implicaría una inversión cercana a los 2.000 millones de dólares<sup>6</sup>. Esta inversión será remunerada durante 15 años mediante un cargo pagado en su totalidad por los clientes finales. Existe amplio consenso sobre los beneficios que traen consigo los sistemas de almacenamiento en términos de flexibilidad, alivio en el vertimiento de generación renovable, desplazamiento de generación a bloques horarios de mayor estrés para el sistema y su capacidad para prestar servicios complementarios. No obstante, es imperioso presentar estudios de costo-beneficio que justifiquen la magnitud de la inversión, los beneficios para los clientes, la distribución del almacenamiento en la red y la urgencia de la medida.

En específico, falta un análisis que demuestre que la inversión se justifica y que, para los clientes, quienes asumirán directamente el costo, este proyecto será más beneficioso versus esperar a que privados hagan las inversiones cuando el almacenamiento sea lo

suficientemente competitivo, particularmente por generadores que instalen baterías para desplazamiento horario de energía. Además, se debe tomar en cuenta la construcción del enlace HVDC Kimal - Lo Aguirre, que está decretado para entrar en servicio el 2029<sup>7</sup> (aunque según antecedentes públicos ha tenido retrasos), el que podría reducir significativamente la magnitud de la inversión requerida en almacenamiento. En este aspecto, algunas opiniones en el sector eléctrico<sup>8</sup> han señalado que este proceso de licitación puede desincentivar la inversión en sistemas de almacenamiento por el sector privado, que según se afirma, ya ha estado avanzando de forma importante.

En este contexto, si bien tanto el Ministerio de Energía como la Asociación Chilena de Energías Renovables y Almacenamiento (ACERA) creen que este proyecto va en la dirección correcta<sup>9</sup>, también han aparecido voces críticas que indican que las medidas propuestas beneficiarán principalmente a empresas renovables que no han administrado adecuadamente sus propios riesgos. Concretamente, los mayores costos por la reasignación de ingresos tarifarios, por las modificaciones en la planificación de la transmisión y por la licitación en sistemas de almacenamiento, recaerán exclusivamente en las cuentas de los clientes regulados y libres. Al respecto, la Asociación Gremial de Clientes Eléctricos No Regulados (ACENOR) ha estimado que las propuestas del proyecto significarán un aumento en las cuentas de los usuarios finales de un promedio cercano a los \$11/kWh, y no a los \$1/kWh como ha expresado el Gobierno<sup>10</sup>. Esto contrasta con el Informe de Impacto Regulatorio del proyecto<sup>11</sup>, donde se señala que los mayores costos recaerían en el sector público, sin dar cuenta de costos para los usuarios.

Dentro del proyecto, se incluye otra medida que requiere demostrar su efectividad: "fomentar una operación del sistema eléctrico con bajas emisiones de gases de efecto invernadero". No está claro en términos de costo-beneficio su verdadero alcance o si tendrá un efecto práctico dado el bajo costo variable de operación de las centrales renovables.

### Reflexiones finales

El proyecto de ley incorpora la experiencia adquirida desde la implementación de la llamada "Ley de Transmisión" de 2016. En este marco, todas las medidas destinadas a una planificación más efectiva y a mejorar la eficiencia en la ejecución de las obras van en la dirección correcta. No obstante, surgen interrogantes acerca de los posibles efectos de las otras medidas propuestas por el ejecutivo.

Es fundamental que las políticas energéticas promovidas por el Gobierno sean respaldadas por estudios técnico-económicos que demuestren su capacidad para maximizar el beneficio social. Esta evaluación debe ir más allá de los costos de operación del sistema, incorporando también la perspectiva de los clientes y la eficiencia de toda la industria. Más aun, dadas las dos leyes de estabilización de precios existentes, es urgente analizar explícitamente los efectos de las políticas propuestas en la tarifa final.

Aunque los clientes, en última instancia, asumen los costos de la industria, es importante considerar que la eficiencia económica varía dependiendo de si dichos costos son asumidos directamente por ellos, o si son incluidos en el precio de la energía a través de procesos competitivos. Por lo tanto, es esencial que las medidas adoptadas proporcionen señales adecuadas a los agentes capaces de gestionar los riesgos del sector, garantizando así que las tarifas finales reflejen los costos reales más económicamente eficientes que la industria es capaz de proveer. Además, de forma paralela a este objetivo, las políticas deben complementarse con medidas para proteger a los clientes más vulnerables, fomentando así una transición energética efectiva.

<sup>6</sup> [Ministerio de Energía: Gobierno ingresa Proyecto de Ley de Transición Energética.](#)

<sup>7</sup> [Diario Oficial: Decreto 1T-2022, Plan Expansión 2018.](#)

<sup>8</sup> [María Teresa González, presidenta del Directorio de Generadoras de Chile - Webinar sobre proyecto de transición energética organizado por Transelec.](#)

<sup>9</sup> [ACERA: El proyecto de ley de transición energética es el eslabón entre el corto y largo plazo.](#)

<sup>10</sup> [ACENOR: Proyecto de ley va en contra de una transición energética justa.](#)

<sup>11</sup> [Informe de Impacto Regulatorio de Proyecto de Ley de Transición Energética.](#)

# 1.

# ANÁLISIS DE OPERACIÓN

## GENERACIÓN

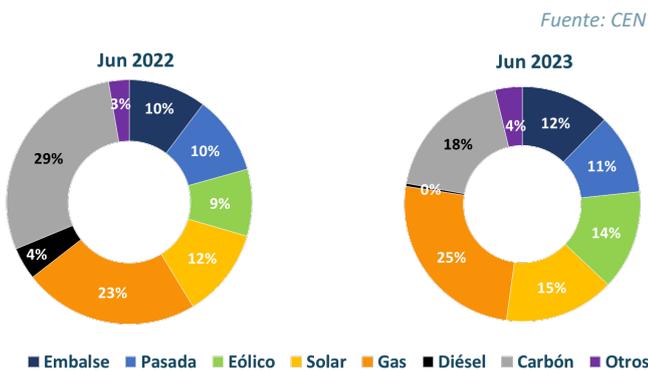
En el mes de junio, la generación total del SEN fue de 7.050 GWh/mes, con una variación de 0,1% respecto a mayo de 2023 (7.046 GWh/mes) y con una variación de -0,2% a la de junio de 2022 (7.066 GWh/mes) (Ver Figura 2).

La participación de la generación diésel y carbón se redujo en un 91%, 36% respectivamente en relación con junio de 2022. En contraste, la participación de la generación hidráulica, eólico, solar y gas aumentaron en un 19%, 54%, 28% y 9% respectivamente en relación con junio de 2022 (ver Figura 2).

Durante el mes de junio estuvieron en mantenimiento mayor las centrales de carbón: Mejillones-CTM1 y Norgener-NT02 (30 días cada una); hidráulicas: La Confluencia y Ralco (15 y 8 días respectivamente); gas: Nueva Renca Gas Arg., Nehuenco I GNL, Nehuenco I Gas Arg., Tocopilla-U16 Gas Arg. Y Tocopilla-U16 GNL (11, 12, 5, 2 y 2 días respectivamente); diésel: Los Espinos, Olivos, Nehuenco I Diésel y Tocopilla-U16 Diésel (1, 1, 5 y 2 días respectivamente).

Con respecto a la generación bruta del mes de junio, la potencia máxima generada fue de 11.506 MW el día 12, y la mínima fue de 7.574 MW el día 25. La Figura 3 muestra el ciclo de la generación durante el mes de junio, la cual es más alta durante los días hábiles y más baja durante los fines de semana y festivos.

**Figura 2:**  
**Energía mensual generada en el SEN**

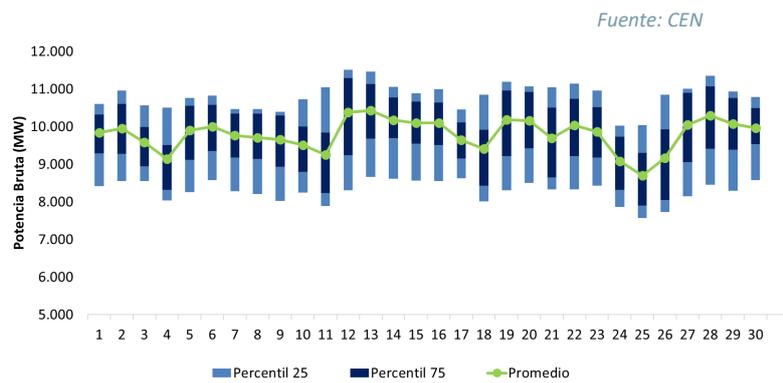


**7.066**  
GWh/mes

Generación  
total del mes

**7.050**  
GWh/mes

**Figura 3:**  
**Generación bruta del SEN**



**11.506** MW  
máxima

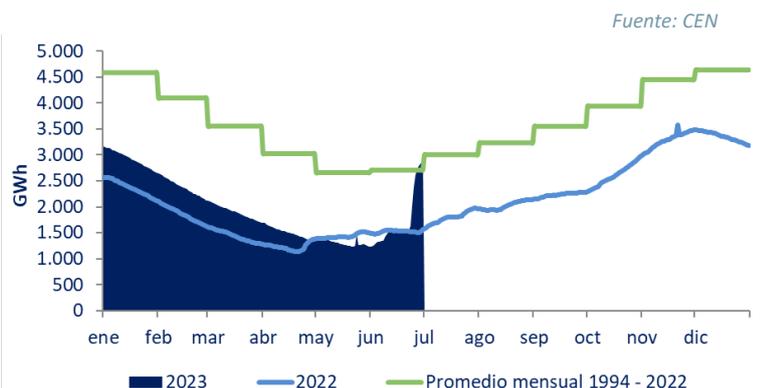
Potencia  
Mes

**7.574** MW  
mínima

## HIDROLOGÍA

En junio la energía embalsada en el SEN superó tanto el nivel del año anterior como el promedio mensual histórico entre los años 1994 – 2022. Durante junio, el promedio de energía embalsada representó el 63% del promedio mensual histórico 1994 – 2022 (ver Figura 4). En lo que va del año hidrológico 2022/2023 (Junio 2023), el nivel de excedencia observado es igual a 94,9%, es decir, se ubica en el 5,1% de las hidrologías más secas observadas a igual fecha.

**Figura 4:**  
**Energía almacenada en principales embalses**



Para mayor detalle de la operación del Sistema, ver [Estadísticas System](#), sección Datos de Operación del SEN.

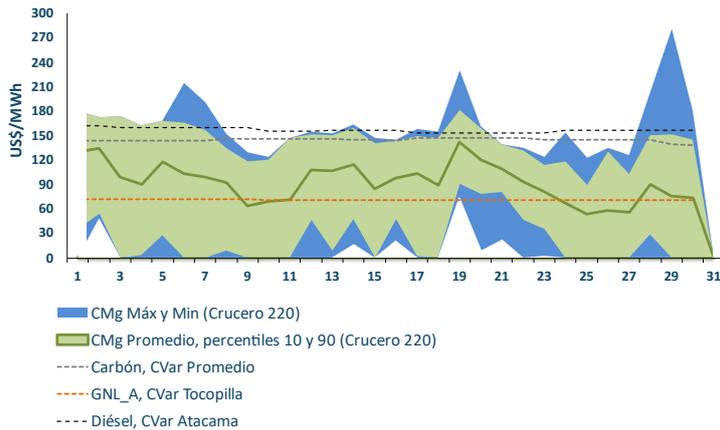
# COSTOS MARGINALES

En junio de 2023 el costo marginal de la barra Crucero 220 fue de 93,3 US\$/MWh, lo cual registró una variación de -12,2% con respecto a mayo de 2023 (106,3 US\$/MWh), y una variación de -50,7% respecto a junio de 2022 (189,5 US\$/MWh). Los costos en demanda alta fueron determinados por el diésel, y en demanda baja principalmente por el gas y el carbón (ver Figura 5).

Por su parte, el costo marginal de la barra Alto Jahuel 220, en junio de 2023 fue de 105,0 US\$/MWh, lo cual registró una variación de -16,0% con respecto a mayo de 2023 (125,0 US\$/MWh), y una variación de -47,9% respecto a junio de 2022 (201,5 US\$/MWh). Los costos en demanda alta fueron determinados por el diésel, y en demanda baja principalmente por el gas y el carbón (ver Figura 6).

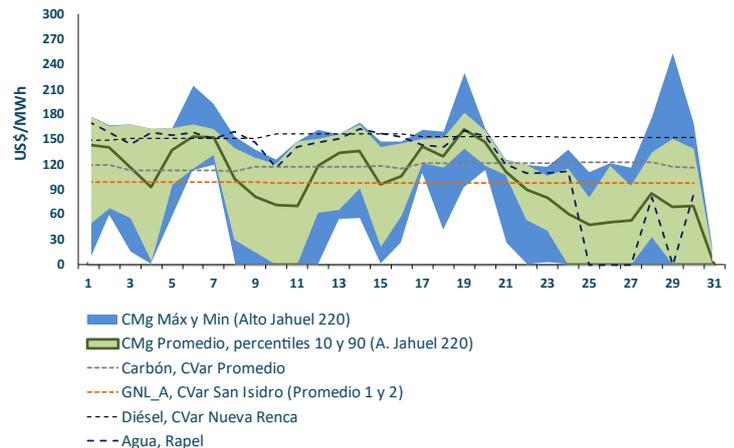
**Figura 5:**  
Principales costos variables y costo marginal promedio diario de junio para Crucero 220 kV

Fuente: CEN



**Figura 6:**  
Principales costos variables y costo marginal promedio diario de junio para Alto Jahuel 220kV

Fuente: CEN

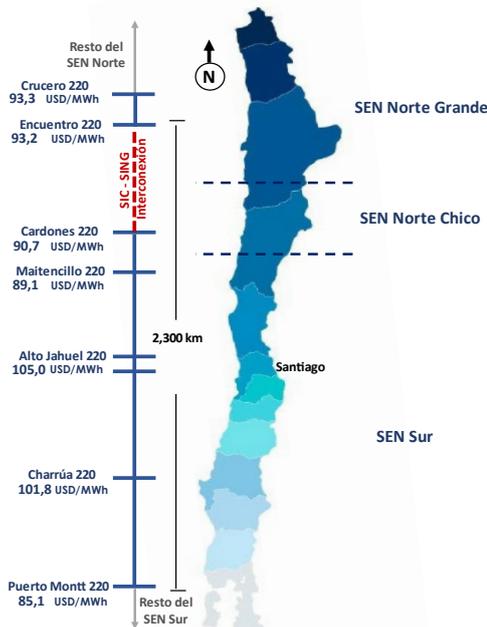


Durante el mes de junio se observaron variaciones de costos marginales a lo largo del SEN, fundamentalmente debido a la congestión en las líneas de transmisión que unen el norte – centro y el centro – sur del sistema (ver Figura 7). El total de desacoples del SEN fue de 601 horas.

Los tramos con más horas de desacople fueron: Quillota 110 - S. Pedro 110 (115,6 horas), Charrúa 220 – Santa Clara 220 (104,9 horas), D. Almagro 220 - D. Almagro 110 (84,1 horas), Polpaico 500 - N. P. azúcar 500 (83 horas), con un desacople promedio de: 58,27 US\$/MWh, 100,05 US\$/MWh, 34,23 US\$/MWh, 87,02 US\$/MWh, respectivamente (ver Tabla 1).

**Figura 7:**  
Costo marginal promedio de mayo en barras representativas del Sistema

Fuente: CEN



**Tabla 1:**  
Desacople promedio por tramo congestionado en sistema de transmisión

Fuente: CEN

LÍNEAS CON DESACOPLES	HORAS	DESACOPLE PROMEDIO USD/MWh
QUILLOTA 110 - S.PEDRO 110	115,6	58,3
CHARRUA 220 - SANTA CLARA 220	104,9	100,0
D.ALMAGRO 220 - D.ALMAGRO 110	84,1	34,2
POLPAICO 500 - N.P.AZUCAR 500	83,0	87,0
CHARRUA 154 - L.ANGELES 154	49,4	80,6
SANTA CLARA 220 - MULCHEN 220	38,1	107,9
CALAMA 220 - CALAMA 110	31,0	22,8
N.MAITENCILLO 500 - N.MAITENCILLO 220	28,8	32,6
NIRIVILO 066 - CONSTIT. 066	23,5	40,6
C.NAVIA 220 - C.NAVIA 110	21,0	66,1

Los costos marginales presentados provienen del portal de estadística del CEN, que no se encuentra ajustados mediante el informe de Balance de Transferencias.

Para mayor detalle sobre precios del Sistema, ver *Estadísticas System*, sección Precios del SEN.

# 2.

## PROYECCIÓN SYSTEP DE COSTOS MARGINALES A 12 MESES

Conforme a la información publicada en los últimos informes de programación y operación del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), se realizó una proyección de costos marginales a 12 meses. Considerando el comportamiento real de la demanda hasta junio 2023, la proyección de la demanda considera un crecimiento total de 1,17% para el año 2023 respecto del año 2022. Se definieron tres escenarios de operación distintos: Caso Base que considera los supuestos descritos en la Tabla 2; un Caso Bajo que considera una baja en 10% del costo de combustible; y un Caso Alto en el cual se considera que solamente San Isidro y U16 tienen disponibilidad de Gas y un aumento en 10% del costo de combustible, presentado en la Tabla 2.

Es importante mencionar que, dadas las posibles modificaciones al plan de obras de generación y transmisión considerado, junto a la postergación de los mantenimientos informados por el Coordinador, no es posible garantizar que los supuestos anteriores ocurran exactamente como se han modelado, pudiendo existir divergencias en los costos marginales proyectados con respecto los costos reales.

En los siguientes 12 meses se espera la entrada en operación de 2.874,6 MW de nueva capacidad, de los cuales 1.635,7 MW son solares (con 180 MW asociados a sistemas de almacenamiento), 767,5 MW eólicos, 142 MW biomasa y 66,9 MW térmicos. Además, se considera el retiro de Ventanas 2 de 208,6 MW para fines de agosto de 2023.

En los gráficos de la Figura 9, se muestra un análisis estadístico de los costos marginales proyectados por Systep, en el cual se destacan distintos percentiles que revelan el efecto de considerar simultáneamente, tanto la variabilidad hidrológica como los distintos niveles de demanda que pueden ocurrir durante los meses.

La línea azul muestra un promedio estadístico de los costos

marginales esperados para las distintas barras. El área azul contiene el 90% de los costos marginales calculados (registros entre el percentil 5% y 95%) usando los distintos bloques de los meses y todas las hidrologías consideradas, mientras que el área celeste incluye el 100% de los costos marginales calculados (registros entre el percentil 0% y 100%). Con respecto al sistema frontal de fines de junio, las lluvias provocaron un aumento considerable en las cotas de embalse hasta la actualidad, incluso llevando algunas centrales a generar a potencia máxima y verter agua, con el fin de no superar sus cotas límites. Esto implicó costos marginales más bajos, lo que, si bien es un respiro, no necesariamente se mantendrá en el tiempo.

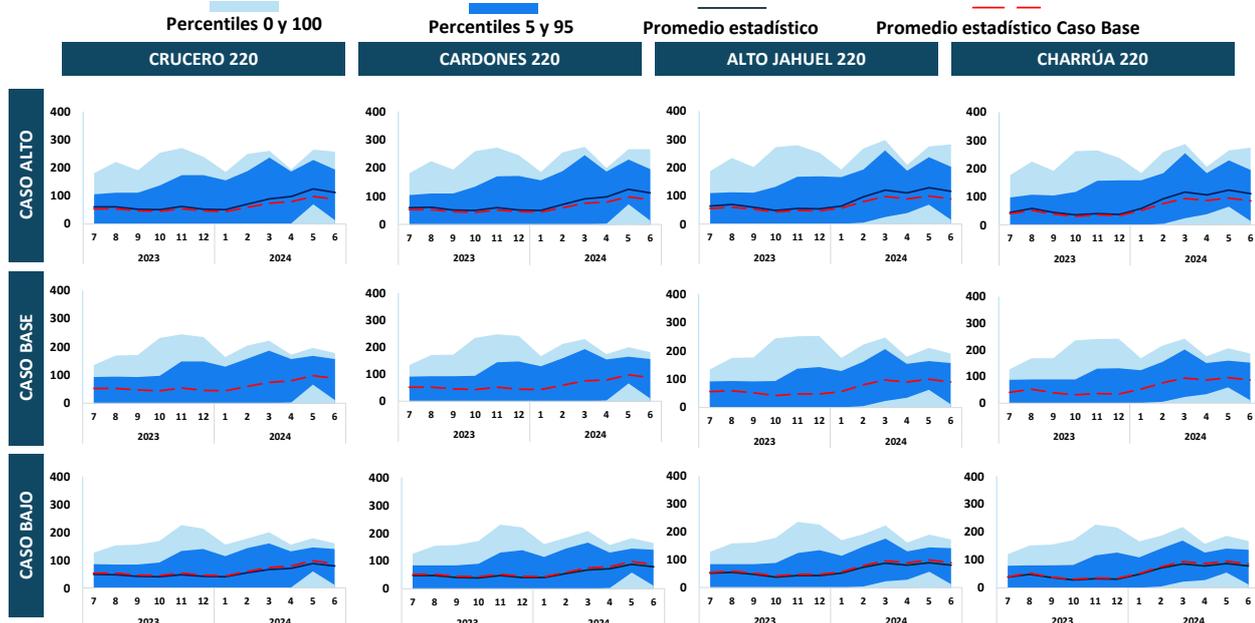
**Tabla 2:**  
*Supuestos considerados en las simulaciones*

SUPUESTOS		BAJO	BASE	ALTO
<b>Crecimiento demanda</b>		1.2%	1.2%	1.2%
<b>Precios Combustibles</b>				
<b>CARBÓN</b> US\$/Ton	Mejillones 1 y 2	376	418	460
	Angamos	156	174	191
	Guacolda (promedio)	175	194	213
	Andina	399	443	487
	Hornitos	399	443	487
	Norgener	181	201	221
	N. Ventanas	193	214	236
<b>DIESEL US\$ / Bbl</b> (Quintero)	Quintero	103	115	126
	Mejillones	106	117	129
<b>GNL</b> US\$ / MM Btu	San Isidro 1	11	13	14
	Nehuenco 1	11	12	-
	Mejillones CTM3	11	12	-
	U16	11	12	13
	Kelar (1)	12	13	-
<b>GN</b> US\$ / MM Btu	San Isidro 2	9	10	-
	U16 (2)	4	5	-
	Nehuenco 2	10	11	-
	Nueva Renca	10	11	-

(1) Sin disponibilidad para Julio 2023

(2) 10 US\$/MMBtu Oct-Abr

**Figura 9:**  
*Costos marginales proyectados por barra (US\$/MWh)*



Fuente: Systep

# 3.

## ANÁLISIS POR EMPRESA

A continuación, se presenta un análisis del mercado spot por empresa, donde se considera para cada una la operación consolidada del SEN.

En junio, Enel disminuyó su generación en base a carbón, gas natural, diésel, solar, eólica mientras que aumentó su generación en base a GNL, hidro y geotérmica con respecto al mes anterior. Por su parte, Colbún aumentó su producción en base a hidro, mientras que disminuyó su generación a diésel,

carbón, gas natural, GNL y solar. AES Andes disminuyó carbón e hidro, mientras que aumentó levemente solar y eólico. Engie aumentó su producción de eólico e hidro mientras que disminuyó su generación de gas natural y solar. Por último, Tamakaya disminuyó su producción diésel y GNL.

En junio, las empresas Enel, y Engie fueron deficitarias, mientras que Colbún, AES y Tamakaya fueron excedentarias.

### Empresa: ENEL CHILE

#### GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

TECNOLOGÍA	Jun 2022	May 2023	Jun 2023
Diésel	48	22	0
Carbón	246	34	0
Gas Natural	181	311	297
GNL	494	452	513
Hidro	654	490	811
Solar	122	255	223
Eólico	141	167	150
Geotérmica	18	34	38
<b>TOTAL</b>	<b>1.903</b>	<b>1.765</b>	<b>2.032</b>

#### VALOR DEL AGUA PROMEDIO (US\$/MWh)

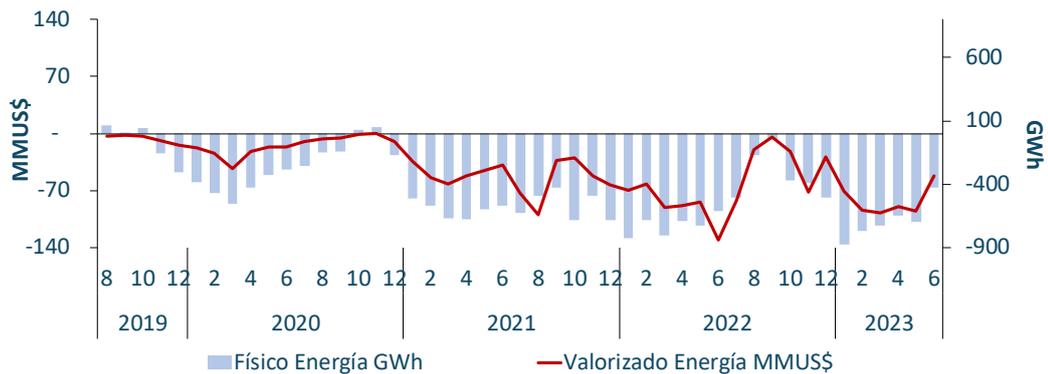
CENTRAL	Jun 2022	Jun 2023
Embalse Ralco	142	122

#### COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Jun 2022	Jun 2023
San Isidro GNL_A (TG1+TV1, prom. I y II)	115,0	98,4
San Isidro GN_A (TG1+TV1, prom. I y II)	74,2	78,5
Taltal Diésel (Prom. I y II)	287,5	0,0
Atacama Diésel (TG1A+TG1B+TV1C)	261,6	156,9

#### TRANSFERENCIA DE ENERGIA

ÍTEM	Jun 2023
Total Generación (GWh)	2.032
Total Retiros (GWh)	2.458
Transf. Físicas (GWh)	-426
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-52



### Empresa: COLBÚN

#### GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

TECNOLOGÍA	Jun 2022	May 2023	Jun 2023
Diésel	70	18	7
Carbón	193	249	154
Gas Natural	45	115	48
GNL	475	462	409
Hidro	462	333	509
Solar	28	39	33
Eólico	0	0	0
<b>Total</b>	<b>1.275</b>	<b>1.216</b>	<b>1.160</b>

#### VALOR DEL AGUA PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Jun 2022	Jun 2023
Embalse Colbún	132	111

#### COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Jun 2022	Jun 2023
Santa María	53,5	99,8
Nehuenco GNL_A (TG1+TV1, Prom. I y II)	101,9	102,5
Nehuenco GN_A (TG1+TV1, Prom. I y II)	71,5	79,7
Nehuenco Diesel (TG1+TV1, Prom. I y II)	219,6	139,1

#### TRANSFERENCIA DE ENERGIA

ÍTEM	Jun 2023
Total Generación (GWh)	1.160
Total Retiros (GWh)	997
Transf. Físicas (GWh)	163
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	23



**GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)**

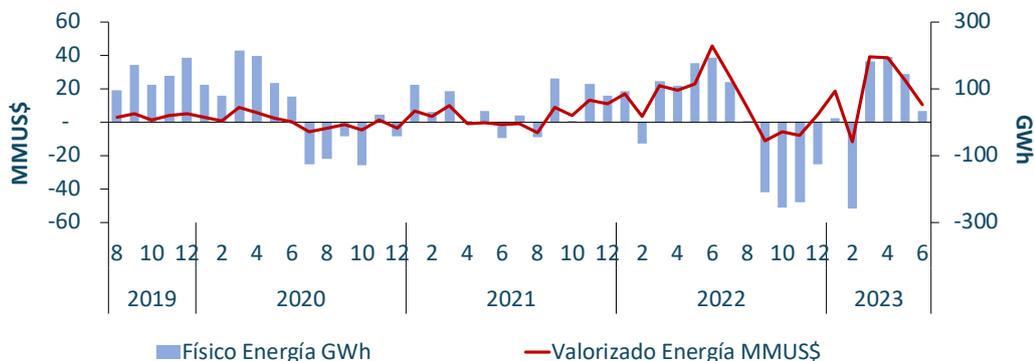
TECNOLOGÍA	Jun 2022	May 2023	Jun 2023
Diésel	0	0	0
Carbón	953	790	711
Gas Natural	0	0	0
GNL	0	0	0
Hidro	49	40	26
Solar	15	13	15
Eólico	39	51	52
<b>Total</b>	<b>1.056</b>	<b>894</b>	<b>805</b>

**COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)**

CENTRAL	Jun 2022	Jun 2023
N. Ventanas y Campiche	112,2	154,3
Angamos (prom. 1 y 2)	71,0	92,9
Norgener (prom. 1 y 2)	119,5	142,9

**TRANSFERENCIA DE ENERGIA**

ÍTEM	Jun 2023
Total Generación (GWh)	805
Total Retiros (GWh)	772
Transf. Físicas (GWh)	33
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	10



**GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)**

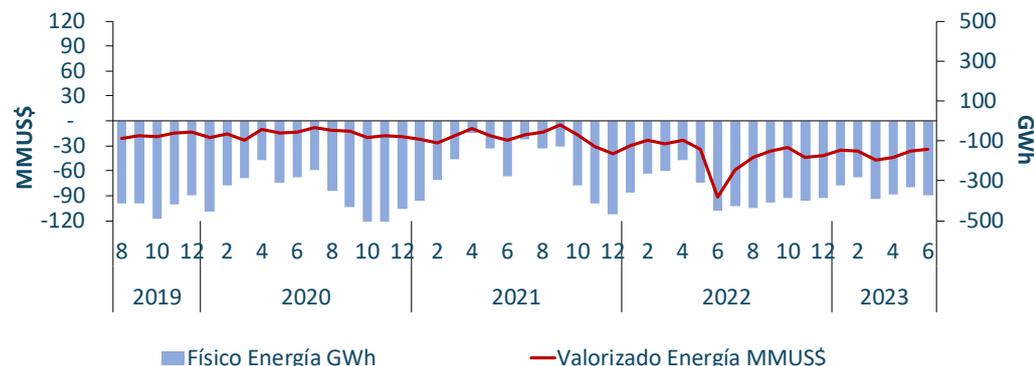
TECNOLOGÍA	Jun 2022	May 2023	Jun 2023
Diésel	45	0	0
Carbón	211	115	114
Gas Natural	58	207	174
GNL	0	0	0
Hidro	12	7	16
Solar	31	75	68
Eólico	34	33	40
<b>Total</b>	<b>390</b>	<b>437</b>	<b>412</b>

**COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)**

CENTRAL	Jun 2022	Jun 2023
Andina Carbón	136,7	173,4
Mejillones Carbón	143,3	180,4
Tocopilla GNL_A (U16-TG1+TV1)	90,1	71,7

**TRANSFERENCIA DE ENERGIA**

ÍTEM	Jun 2023
Total Generación (GWh)	412
Total Retiros (GWh)	787
Transf. Físicas (GWh)	-375
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-34



**GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)**

TECNOLOGÍA	Jun 2022	May 2023	Jun 2023
Diésel	26	8	0
Carbón	0	0	0
Gas Natural	0	0	0
GNL	92	179	169
Hidro	0	0	0
Solar	0	0	0
Eólico	0	0	0
<b>Total</b>	<b>118</b>	<b>187</b>	<b>169</b>

**COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)**

CENTRAL	Jun 2022	Jun 2023
Kelar GNL_A (TG1 + TG2 + TV)	85,9	108,4
Kelar Diesel (TG1 + TG2 + TV)	210,6	124,1

**TRANSFERENCIA DE ENERGIA**

ÍTEM	Jun 2023
Total Generación (GWh)	169
Total Retiros (GWh)	18
Transf. Físicas (GWh)	151
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	18



## 4.

## SUMINISTRO A CLIENTES REGULADOS

El precio promedio de los contratos firmados entre generadores y empresas distribuidoras para el suministro de clientes regulados, indexado a junio de 2023, es de 105 US\$/MWh para el Sistema Eléctrico Nacional, referidos a barra de suministro (ver Tabla 5).

En la Tabla 6 se muestran los precios de licitación promedios de algunas empresas distribuidoras, utilizando como referencia la barra de oferta. Se observa que actualmente Enel Distribución accede a menores precios, mientras que CGED accede a los precios más altos en comparación con las restantes distribuidoras.

Los valores de la Tabla 5 y 6 consideran los contratos adjudicados hasta el proceso 2015/01.

**Tabla 5:**  
**Precio medio de licitación indexado a junio de 2023 por generador, en barra de oferta**

Fuente: CNE  
Elaboración: Systep

EMPRESA GENERADORA	PRECIO MEDIO CONTRATOS US\$/MWh	ENERGÍA CONTRATADA AÑO 2023 GWh
ENDESA	122	11.191
E-CL	148	7.605
ENEL GENERACIÓN	64	5.937
AES GENER	57	4.029
El Campesino	130	4.028
COLBÚN	118	3.650
ACCIONA	96	1.112
Abengoa	144	957
IBEREÓLICA CABO LEONES II S.A.	59	861
Aela Generación S.A.	92	859
HUEMUL ENERGÍA (Caman)	49	640
HUEMUL ENERGÍA (Coihue)	50	640
PANGUIPULLI	145	567
CONDOR ENERGÍA (Esperanza)	54	530
CONDOR ENERGÍA (C° Tigre)	53	463
CONDOR ENERGÍA (Tchamma)	50	441
San Juan SpA.	129	423
WPD MALLECO (Malleco)	63	398
HUEMUL ENERGÍA (Ckani)	53	375
Pelumpén S.A.	103	341
PUELICHE SUR EÓLICA	55	287
MARIA ELENA SOLAR	37	281
SONNEDIX COX	66	265
Ibereólica Cabo Leonos I S.A.	112	196
WPD MALLECO (Malleco II)	62	192
Otros	99	1.682
<b>Precio Medio de Licitación</b>	<b>105</b>	<b>47.948</b>

\* Todos los procesos hasta la fecha indexados al 6/2023, ponderado por energía contratada del año 2023

**Tabla 6:**  
**Precio medio de licitación indexado a junio de 2023 por distribuidora, en barra de oferta**

Fuente: CNE  
Elaboración: Systep

EMPRESA DISTRIBUIDORA	PRECIO MEDIO CONTRATOS US\$/MWh	ENERGÍA CONTRATADA AÑO 2023 GWh
Enel Distribución	90	17.900
CGE Distribución	121	14.446
Chilquinta	100	3.847
SAESA	113	5.083
<b>Precio Medio Muestra</b>	<b>105</b>	<b>41.277</b>

\* Todos los procesos hasta la fecha indexados al 6/2023, ponderado por energía contratada del año 2023

Para mayor detalle sobre Precios de Licitación, ver [Estadísticas Systep](#), sección Precios de Licitación SEN.

# ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES

De acuerdo con el balance de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) publicado con datos de mayo 2023, los retiros de energía afectos a obligaciones establecidos en la Ley 20.257 y la Ley 20.698 fueron iguales a 6.270 GWh, por lo tanto, las obligaciones sumaron 908 GWh en total. A su vez, la generación ERNC durante abril fue igual a 2.419 GWh, es decir, se superó en un 166% la obligación ERNC.

La mayor fuente ERNC corresponde al aporte solar que representa un 51% (1.224 GWh) seguido por el aporte eólico con un 35% (853 GWh), luego los aportes de tipo hidráulico con un 7% (158 GWh) y finalmente la biomasa, que representó un 6% (156 GWh). Por su parte, la generación geotérmica representa un 1% (29 GWh).

Durante junio de 2023 se registró 104,9 GWh de energía solar y eólica vertida, lo que refleja una disminución del 31% con respecto a mayo de 2023 (152,7 GWh) y un aumento del 1.553% con respecto a junio del 2022 (6,3 GWh), ver Figura 10.

Figura 9: Generación ERNC histórica reconocida

Fuente: CEN

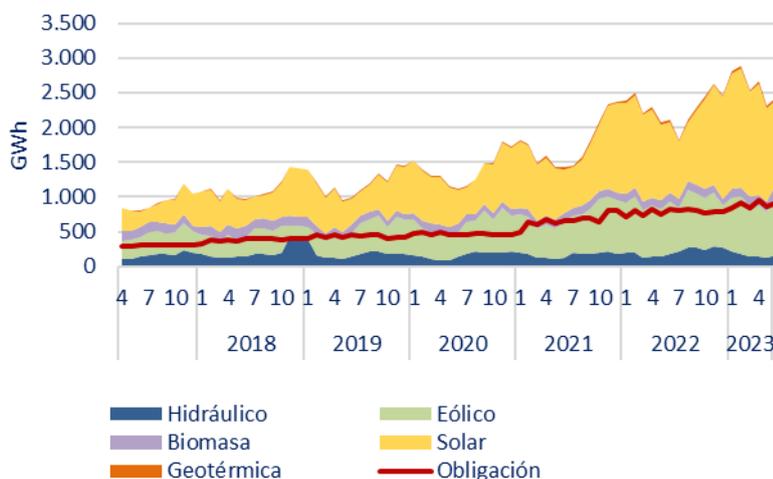
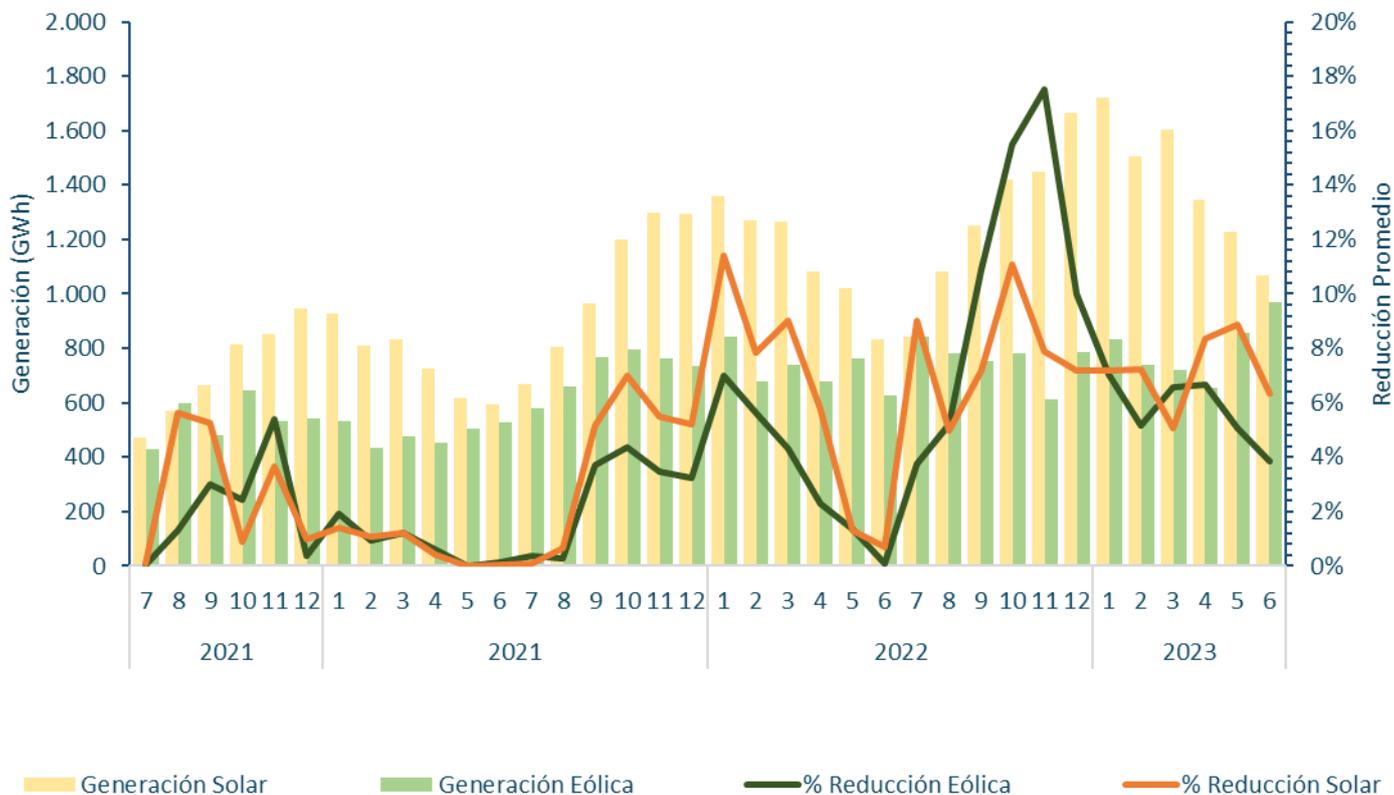


Figura 10: Vertimiento renovable desde Nogales al norte histórico

Fuente: CEN



## 6.

## EXPANSIÓN DEL SISTEMA

## PLAN DE OBRAS

De acuerdo con la RE-275 CNE (30-06-2023) “Declara y actualiza instalaciones de Generación y Transmisión en construcción”, se espera la entrada de 3.506 MW de capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional. De estos, 50% corresponde a tecnología solar (1.740 MW), un 32% a tecnología eólica (1.129 MW), un 8% de tecnología hidráulica (286 MW), un 4% de tecnología solar con BESS (147 MW) y un 6% de tecnología BESS (206 MW).

De acuerdo con la información anterior, la Tabla 7 muestra las principales centrales (potencia mayor a 10 MW) del plan de obras de generación de la CNE para los próximos 12 meses.

**Tabla 7:**  
**Centrales mayores a 10 MW en Plan de Obras a 12 meses**

PROYECTO	FECHA ESTIMADA DE INTERCONEXION	TIPO DE TECNOLOGIA	POTENCIA NETA (MW)
Las Salinas -Etapa 3	jun-23	Solar	122,8
Proyecto Solar Fotovoltaico Elena - Primera Etapa, Fase I	jun-23	Solar	67,5
Andes IV	jun-23	Solar + BESS	130,0
Las Salinas -Etapa 2	jul-23	Solar	34,8
Parque FV Willka	jul-23	Solar	98,0
Parque Eólico La Cabaña - Etapa 1 Fase 1	ago-23	Eólica	47,0
Ampliación Parque Tchamma	ago-23	Eólica	17,5
BESS Coya	ago-23	BESS	139,0
Planta Solar Fotovoltaica Doña Antonia	sept-23	Solar	75,0
BESS Parque Eólico La Cabaña - Etapa 2	sept-23	BESS	32,0
Planta Solar CEME 1	oct-23	Solar	380,0
Parque Eólico San Matías	oct-23	Eólica	81,7
Las Salinas -Etapa 4	nov-23	Solar	93,5
Punta de Talca	nov-23	Eólica	80,0
Planta Fotovoltaica Gran Teno	nov-23	Solar	200,0
Parque Eólico Los Cerrillos	nov-23	Eólica	45,6
Las Salinas -Etapa 5	dic-23	Solar	30,1
Los Cóndores	dic-23	Hidráulica	150,0
Parque Fotovoltaico Sol de Vallenar	dic-23	Solar	100,0
Planta Fotovoltaica Tamango	dic-23	Solar	40,0
Ampliación Andes Solar IIB	ene-24	Solar + BESS	17,0
Parque Eólico La Cabaña - Etapa 1 Fase 2	ene-24	Eólica	57,0
Parque Eólico Horizonte	ene-24	Eólica	800,0
Planta FV Tocopilla	feb-24	Solar	200,3
Parque Solar Fotovoltaico Tamarico	abr-24	Solar	144,7
Ñuble	jun-24	Hidráulica	136,0
PFV Leyda	jun-24	Solar	80,0
BESS San Andrés	feb-24	BESS	35,0
Parque Fotovoltaico Don Humberto	may-24	Solar	73,0
<b>Capacidad próximos 12 meses</b>			<b>3.507,5</b>

Para mayor detalle sobre expansión del Sistema, ver *Estadísticas Systepl*, sección Infraestructura del SEN.

## PROYECTOS EN EVALUACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL (SEIA)

En el Sistema Eléctrico Nacional, los proyectos de generación en calificación, a junio de 2023, totalizan 12.140 MW con una inversión de MMUS\$ 14.440, mientras que los proyectos aprobados históricos totalizan 75.278 MW con una inversión de MMUS\$ 131.986 (ver Tabla 8).

Durante el mes de mayo, 8 proyectos entraron en calificación aportando con una capacidad de 315 MW, de los cuales destacan el parque eólico El Rosal de 184,8 MW ubicado en la comuna de Los Ángeles y el parque solar San Javier de 80 MW ubicado en la comuna de San Javier. En este mes se aprobaron 5 proyectos de los cuales 3 son solares y 2 son eólicos. Finalmente, 1 proyecto fue desistido.

Tabla 8:

Proyectos de generación aprobados y en calificación de estudio de impacto ambiental en el Sistema Eléctrico Nacional

Fuente: SEIA

TIPO DE COMBUSTIBLE	EN CALIFICACIÓN		APROBADOS	
	POTENCIA (MW)	INVERSIÓN (MMUS\$)	POTENCIA (MW)	INVERSIÓN (MMUS\$)
Eólico	3.688	5.077	14.857	25.610
Hidráulica	0	0	3.926	6.654
Solar	5.333	5.944	37.180	62.202
Gas Natural	518	495	6.408	6.314
Geotérmica	0	0	170	710
Diesel	9	9	2.957	6.565
Biomasa/Biogás	0	0	463	932
Carbón	0	0	7.030	13.603
Termosolar	560	450	1.075	8.000
Mixto (Solar + Eólica)	1.397	1.074	1.151	1.190
Híbrido (Solar + Bess)	628	1.385	4	20
Almacenamiento	0	0	59	185
<b>Total</b>	<b>12.140</b>	<b>14.440</b>	<b>75.278</b>	<b>131.986</b>

Para mayor detalle sobre Proyectos en Evaluación SEIA, ver *Estadísticas System*, sección Infraestructura.

**MINISTERIO DE ENERGÍA**

- Se publica en el Diario Oficial decreto N°37 de 2023 que modifica decreto N°51, de 2021, que decreta medidas preventivas que indica, de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 163° de la Ley General de Servicios Eléctricos ([ver más](#)).
- Se publica en el Diario Oficial resolución exenta N°11 de 2022 que aprueba estrategia nacional de hidrógeno verde ([ver más](#)).
- Gobierno ingresa Proyecto de Ley de Transición Energética que busca incentivar la inversión en el sector ([ver más](#)).
- Se publica en el Diario Oficial decreto N°49 de 2023 que aprueba Reglamento que establece las normas que regulan la operación del Fondo de Estabilización de Tarifas de la Ley N°21.472 ([ver más](#)).
- Ministerio inicio proceso de consulta pública de Modificación al Reglamento de Transferencia de Potencia ([ver más](#)).

**COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA**

- Se publica resolución exenta N°284 de Aprueba Bases de 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 ([ver más](#)).
- Se publica en el Diario Oficial decreto N°1T de 2023 que fija precios de nudo para suministros de electricidad ([ver más](#)).





Descargue las estadísticas del Reporte Systep y del sector eléctrico desde nuestro sitio web:

Datos de  
la Operación

Precios

Resumen  
por Empresa

Suministro a  
Clientes Regulados

Datos de  
Infraestructura

CONTÁCTENOS PARA MAYOR INFORMACIÓN:

**Rodrigo Jiménez B.**

Gerente General

[rjimenez@systep.cl](mailto:rjimenez@systep.cl)

**Pablo Lecaros V.**  
Gerente de Mercados  
Eléctricos y Regulación

[plecaros@systep.cl](mailto:plecaros@systep.cl)

**Bryan Bizarro A.**  
Ingeniero de Estudios

[bbizarro@systep.cl](mailto:bbizarro@systep.cl)

[reporte@systep.cl](mailto:reporte@systep.cl)

| [www.systep.cl](http://www.systep.cl)

| RRSS

