



REPORTES MENSUAL Sector Eléctrico

Enero 2024

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.

Los cambios al proyecto de ley de transición energética

En julio de 2023, el Senado recibió el Proyecto de Ley (PdL) de Transición Energética¹, destinado a posicionar al sector de transmisión como un sector habilitante para la carbono neutralidad de Chile para 2050. El PdL se basó inicialmente en 3 pilares: *Sector eléctrico y cambio climático*, *Desarrollo eficiente de obras de transmisión*, y *Promoción de la competencia y fomento al almacenamiento*. Aunque hubo apoyo general a las medidas orientadas a resolver problemáticas en transmisión, se cuestionaron otros aspectos, como la redistribución de Ingresos Tarifarios (ITs) y la licitación de almacenamiento, principalmente por los aumentos en las tarifas al consumidor, no explicitados en el informe de Impacto Regulatorio².

El inicio de la discusión del proyecto coincidió con la publicación, en agosto, del Informe Técnico Preliminar de Precio Nudo Promedio (informe presupuestaba un Decreto con 11 meses de retraso), que anticipaba eventuales alzas de entre el 8% al 48% en las tarifas a clientes regulados. Esto, sumado a los reparos de la Comisión de Minería y Energía del Senado sobre el impacto del PdL de Transición Energética en las cuentas de los clientes, hizo que se detuviera el trabajo legislativo del proyecto hasta que no se tuviera un tercer mecanismo de estabilización de tarifas.

Con lo anterior, se generó un acuerdo de trabajo legislativo entre el Ejecutivo y la Comisión, en donde el Ministerio de Energía se comprometió a presentar en octubre 2023 un nuevo proyecto para normalizar las tarifas para los consumidores. Además, se comprometió en noviembre a presentar indicaciones sobre el PdL de Transición, incorporando un nuevo pilar de un subsidio para clientes vulnerables. Por último, se acordó la formación de una mesa técnica para alcanzar los acuerdos para el pronto despacho del proyecto³. Del acuerdo, si bien se realizó la mesa técnica, no se cumplió con los plazos comprometidos. Pese de ello, el PdL de Transición Energética fue aprobado en su versión original por la Comisión en noviembre y en general en la Sala en diciembre 2023.

Finalmente, en enero 2024, tanto la Comisión como el Ejecutivo presentaron indicaciones al PdL de Transición Energética. Entre las indicaciones del Ejecutivo, se omitió el pilar de subsidio a clientes vulnerables, acordado previamente en octubre y proveniente de impuestos verdes⁴.

Reasignación de Ingresos Tarifarios extraordinarios

Durante la tramitación del PdL, el eje "*Sector eléctrico y cambio climático*" se renombró a "*Reasignación de Ingresos Tarifarios Extraordinarios*". Originalmente, este eje proponía modificar el artículo 114° bis para reasignar Ingresos Tarifarios de carácter "extraordinarios" del Sistema de Transmisión Nacional a suministradores que presentaran balances negativos. Se estableció que el reglamento definiría el umbral para determinar

el carácter "extraordinarios" de los ITs, proponiendo un umbral transitorio del 10% del VATT del Sistema Nacional.

El Senado introdujo dos indicaciones alternativas. La primera, amplía la reasignación de ITs de todo el Sistema de Transmisión (no sólo del Nacional). La indicación propone una redistribución de los ITs atribuibles a congestiones, sin importar su causa, ya sea por retrasos en obras de transmisión (como actualmente contempla la ley) o por sobreoferta de generación. Esta medida, con vigencia máxima hasta diciembre 2027, podría eliminar la señal de localización de corto plazo en el segmento de generación. Previamente, en 2016, la señal de largo plazo se debilitó mediante el traspaso de los cargos de transmisión al usuario final mediante un estampillado universal⁵. De esta manera, el mecanismo propuesto podría provocar un diseño ineficiente de proyectos de generación, traspaso de riesgos al usuario final y aumento en los costos de suministro eléctrico.

La segunda indicación del Senado propone un mecanismo de subasta, permitiendo a los generadores competir por los ITs atribuibles a congestión. Este mecanismo se activará cuando la proyección de los ingresos para el período de 12 meses, que inicia el año siguiente, supere el 20% Valor Anual de la Transmisión por Tramo (VATT). Esta indicación crea un mercado financiero que podría introducir mayor competencia en el sector. La eficiencia económica del mecanismo podría mejorarse al permitir que diversos agentes participen en las subastas, no solamente empresas del segmento de generación.

Por otro lado, la indicación del Ejecutivo extiende la reasignación de ITs "extraordinarios" de todo el Sistema de Transmisión (no sólo del Nacional), añadiendo que el reglamento determinará los criterios de reasignación. También, se incorpora la existencia de un límite para la repartición de ITs extraordinarios, que será materia de reglamento. Además, el Ejecutivo añade que la repartición considerará las horas en que el generador esté expuesto a desacoples, sumando un criterio de uso de red en la repartición.

Desarrollo eficiente de obras de transmisión

- **Planificación energética e impacto territorial:** Inicialmente, el proyecto proponía cambiar el actual proceso de Planificación Energética de Largo Plazo (PELP), que se realiza cada cinco años, por tres procesos de planes energéticos con un desarrollo cada ocho años y revisión cada cuatro. Estos incluyen el *Plan Nacional de Energía*, *Planes Estratégicos de Energía en Regiones*, y *Polos de Desarrollo de Generación Eléctrica*, sometiéndolos a una Evaluación Ambiental Estratégica (EAE). Sin embargo, tanto el Senado como el Ejecutivo proponen eliminar estas modificaciones.

¹ [Proyecto de Ley de Transición Energética](#), Senado.

² ["Informe de Impacto Regulatorio Evaluación Preliminar"](#), Ministerio de Energía.

³ ["Gobierno ingresará este mes ley corta de estabilización de tarifas eléctricas"](#), Diario Financiero, 11 de octubre 2023.

⁴ El fondo propuesto para el subsidio inicialmente estaba compuesto por: US\$ 20 millones de aporte estatal, US\$100 millones de cargo a los clientes finales (ambos

parte del PdL de Estabilización) y US\$ 80 millones de impuestos verdes (4° pilar del PdL de Transición Energética). El PdL de Estabilización presentado en enero 2024 mantuvo las primeras dos fuentes de financiamiento.

⁵ En 2016, se traspasaron los cargos de transmisión al usuario final mediante un estampillado universal, medida consensuada que esperaba favorecer el desarrollo de generación y que, a nivel global, significaría una reducción en los costos de operación del sistema.

- **Infraestructura habilitante para la transición:** El proyecto proponía realizar la Planificación de la Transmisión cada dos años para ajustar mejor los proyectos de alta complejidad al cronograma. Las indicaciones del Senado y el Ejecutivo también proponen eliminar estas modificaciones.
- **Rol del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN):** Actualmente, el CEN rige la coordinación de las instalaciones eléctricas de forma de: preservar la seguridad del servicio, garantizar una operación económica, y garantizar el acceso abierto a los sistemas de transmisión. El proyecto proponía agregar un principio para “propender a una operación del sistema eléctrico bajo en emisiones de gases de efecto invernadero”. El Senado como el Ejecutivo solicitan suprimir esta adición.
- **Proceso licitatorio de ampliación desarrollado por propietarios:** Se permite a los propietarios de las instalaciones de transmisión, licitar y supervisar obras de ampliación. Sin embargo, la propuesta no aborda aspectos de financiamiento del proceso licitatorio, o del de las tareas de supervisión relacionadas, dejando a nivel infra-legal la determinación de esta remuneración. No se presentan indicaciones al mecanismo.
- **Desarrollo de obras urgentes:** El proyecto proponía un mecanismo para tramitar obras necesarias y urgentes, excluidas del Proceso de Planificación de la Transmisión. El Senado y el Ejecutivo introducen precisiones para la valorización de estas obras, estableciendo que obras nuevas y de ampliación no superen el 10% del valor promedio de los últimos cinco procesos de Planificación. Mientras que las obras nuevas que entren por este mecanismo no podrán superar el 5% de dicho valor promedio. También, las obras urgentes podrán ser discrepadas ante el Panel de Expertos.
- **Mecanismo de revisión de VI:** El PdL establece un mecanismo para la revisión del Valor de Inversión (VI) de las obras de ampliación en caso de término anticipado del contrato de ejecución de la obra. El Ejecutivo añade una indicación al mecanismo transitorio de revisión de VI, exclusivo cuando no existe término anticipado de contrato, detallando las circunstancias bajo las cuales el propietario y el adjudicatario de la obra pueden solicitar esta revisión, y establece límites en el aumento del VI para diferentes causales de revisión.

Almacenamiento

Durante la tramitación del PdL, el eje “*Promoción de la competencia y fomento al almacenamiento*”, fue renombrado “*Licitación de almacenamiento*”. Las medidas propuestas en relación con almacenamiento son:

- **Licitación de sistemas de almacenamiento:** Inicialmente se proponía una licitación de infraestructura de almacenamiento, sin detalles en la capacidad, tecnología, o duración del almacenamiento⁶. La operación de la infraestructura quedaría sujeta a la operación del Coordinador y sería financiada completamente por el usuario final. La remuneración al adjudicatario de la licitación se realizaría a través de un pago anual denominado Valor Anual de Infraestructura de Almacenamiento (VAIA).

Las indicaciones del Senado y el Ejecutivo dividen la licitación en dos: una para infraestructura y otra para el servicio de almacenamiento. La primera mantiene las características de la licitación original, mientras que la de servicio permite a los participantes ofertar un precio por el derecho de operar el sistema de almacenamiento en el mercado, apropiándose de los ingresos o gastos que ello conlleve. De esta forma, el o los adjudicatarios del servicio de almacenamiento pagarán el Valor Anual por Servicio (VAS) ofertado, con el que se debería cubrir el VAIA (lo que no es del todo evidente que suceda). En las indicaciones presentadas, se propone que la potencia de almacenamiento licitada será la diferencia entre 2.000 MW y la capacidad de los proyectos de almacenamiento en operación, declarados en construcción o comprometidos en las licitaciones a clientes regulados, con límite de 500 MW. Además, las indicaciones liberan al cliente final de un pago directo por infraestructura y servicio de almacenamiento. A la fecha, no se han presentado formalmente estudios técnicos que respalden la ventaja en el esquema de licitación separada, entreguen luces sobre las características técnicas del almacenamiento requerido o demuestren la necesidad de mandar almacenamiento en lugar de depender de la iniciativa privada.

Modificación al artículo 7°: Inicialmente, el PdL de Transición proponía modificar la LGSE para permitir que las empresas transmisoras participaran en los segmentos de generación y almacenamiento. Además, se delegaría al TDLC la responsabilidad de definir el umbral de participación de otros segmentos en transmisión. Sin embargo, tanto el Senado como el Ejecutivo han presentado indicaciones para suprimir estas modificaciones. La modificación al artículo 7° pretendía aumentar la competencia y eficiencia en el sector, por ejemplo, facilitaría explícitamente que sistemas de almacenamiento incorporados en transmisión, con capacidad disponible (remanente no remunerado por VATT), participen en el segmento de generación.

La tramitación del Proyecto de Ley de Transición Energética ha revelado un proceso legislativo complejo y dinámico, marcado por la necesidad de equilibrar el desarrollo sostenible con la protección de los costos para los consumidores y la eficiencia económica.

Varias de las propuestas e indicaciones al PdL van en el sentido correcto, perfeccionando aspectos competitivos o reduciendo riesgos del mercado, como el mecanismo de revisión de VI, o que propietarios de los activos de transmisión realicen las licitaciones de las obras de ampliación. Otras propuestas, requieren discusiones amplias y respaldo técnico-económico, como la licitación de almacenamiento y la propuesta de reasignación de ingresos tarifarios. Es relevante mantener las modificaciones al artículo 7°, pues este punto del PdL venía a introducir competencia en el sector.

En este sentido, resulta urgente tramitar de forma más expedita todas aquellas medidas que tienen mayor grado de consenso relacionadas con el desarrollo de la Transmisión, de modo que los otros pilares del PdL de Transición, y la actual discusión sobre normalización tarifaria, no entorpezcan un aspecto que es habilitante para lograr los objetivos de carbono neutralidad.

⁶ Boric anuncia licitación de sistemas de almacenamiento de energía eléctrica por US\$ 2 mil millones.

1.

ANÁLISIS DE OPERACIÓN

GENERACIÓN

En el mes de diciembre, la generación total del SEN fue de 7.198 GWh/mes, con una variación de 5,8% respecto a noviembre de 2023 (6.803 GWh/mes) y con una variación de -1,0% a la de diciembre de 2022 (7.274 GWh/mes) (Ver Figura 1.1).

La participación de la generación gas, diésel, carbón se redujo en un 58%, 52%, 6% respectivamente en relación con diciembre de 2022. En contraste, la participación de la generación hidráulica, eólico, solar aumentaron en un 58%, 8%, 4% respectivamente en relación con diciembre de 2022.

Con respecto a la generación bruta del mes de diciembre, la potencia máxima generada fue de 11.600 MW el día 26, y la mínima fue de 7.503 MW el día 25. La Figura 1.2 muestra el ciclo de la generación durante el mes de diciembre, la cual es más alta durante los días hábiles y más baja durante los fines de semana y festivos.

Durante el mes de diciembre estuvieron en mantenimiento mayor las centrales hidráulicas: Rapel (31 días) y Canutillar (13 días); a gas: Los Vientos (31 días), Mejillones-CTM3 (31 días), Nehuenco I (31 días), Nehuenco II (15 días), San Isidro I (7 días) y Candelaria 2 (3 días); a carbón: Santa María (31 días), Cochrane-CCH2 (18 días), Mejillones-CTM2 (12 días), Guacolda 3 (6 días) y Angamos-ANG1 (2 días); y diésel: Antilhue (4 días) y Los Pinos (4 días).

Figura 1.1:
Energía mensual generada en el SEN

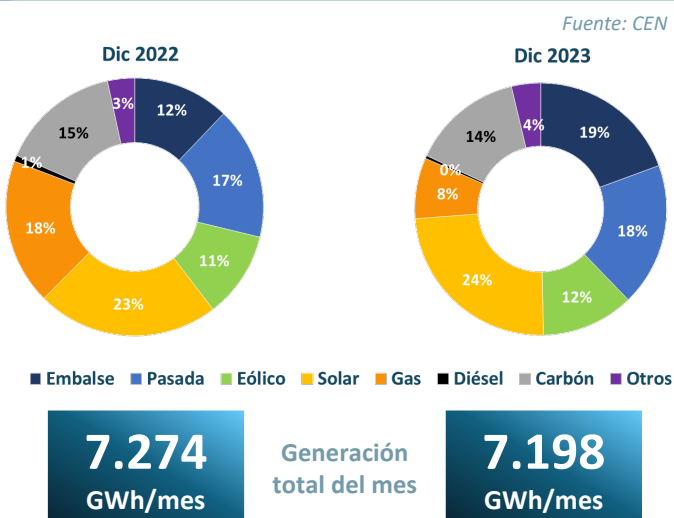
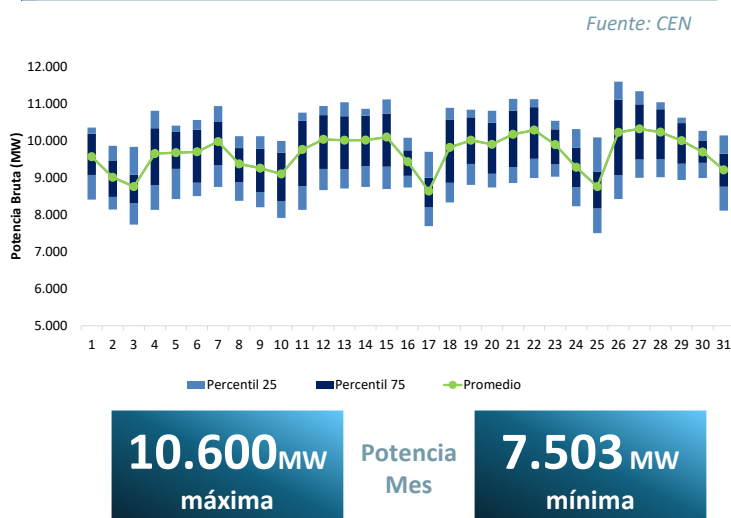


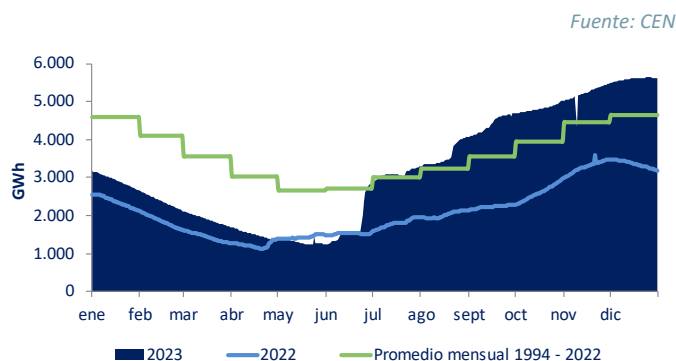
Figura 1.2:
Generación bruta del SEN



HIDROLOGÍA

En diciembre la energía embalsada en el SEN superó tanto el nivel del año anterior como el promedio mensual histórico entre los años 1994 – 2022. Durante diciembre, el promedio de energía embalsada representó el 120% del promedio mensual histórico 1994 – 2022 (ver Figura 1.3). En lo que va del año hidrológico 2022/2023 (diciembre 2023), el nivel de excedencia observado es igual a 51,6%, es decir, se ubica en el 48,4% de las hidrologías más secas observadas a igual fecha.

Figura 1.3:
Energía almacenada en principales embalses



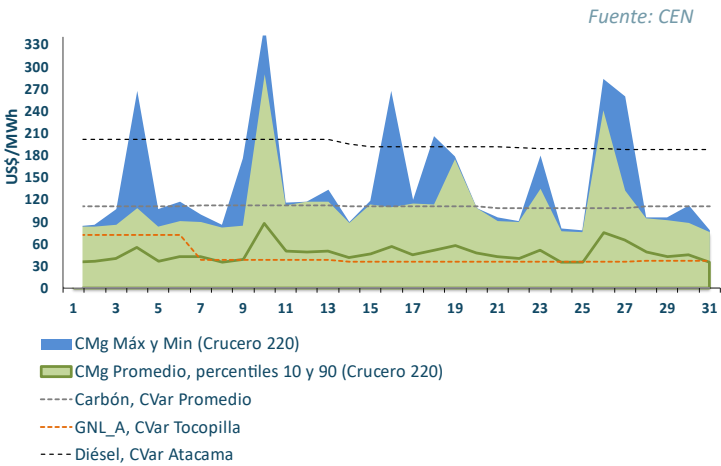
Para mayor detalle de la operación del Sistema, ver [Estadísticas Systep](#), sección Datos de Operación del SEN.

COSTOS MARGINALES

En diciembre de 2023 el costo marginal de la barra Crucero 220 fue de 46,8 US\$/MWh, lo cual registró una variación de 2,6% con respecto a noviembre de 2023 (45,6 US\$/MWh), y una variación de -51,3% respecto a diciembre de 2022 (96,1 US\$/MWh). Los costos en demanda alta fueron determinados por el diésel, y en demanda baja principalmente por el gas (ver Figura 1.4).

Por su parte, el costo marginal de la barra Alto Jahuel 220, en diciembre de 2023 fue de 35,1 US\$/MWh, lo cual registró una variación de 13,1% con respecto a noviembre de 2023 (31,1 US\$/MWh), y una variación de -62,2% respecto a diciembre de 2022 (93,0 US\$/MWh). Los costos en demanda alta fueron determinados por el diésel, y en demanda baja principalmente por el agua (ver Figura 1.5).

Figura 1.4: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de diciembre para Crucero 220 kV



Durante el mes de diciembre 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 1.6). El total de desacoples del SEN fue de 870 horas.

Figura 1.6: Costo marginal promedio de mayo en barras representativas del Sistema

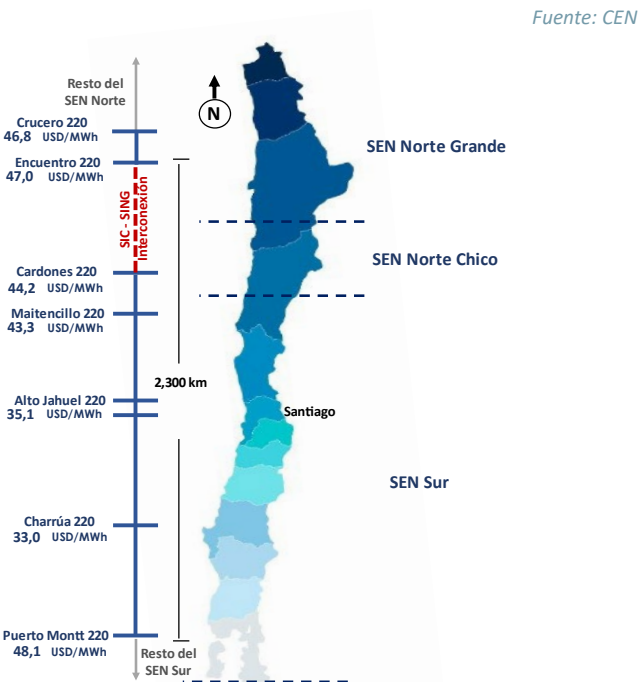
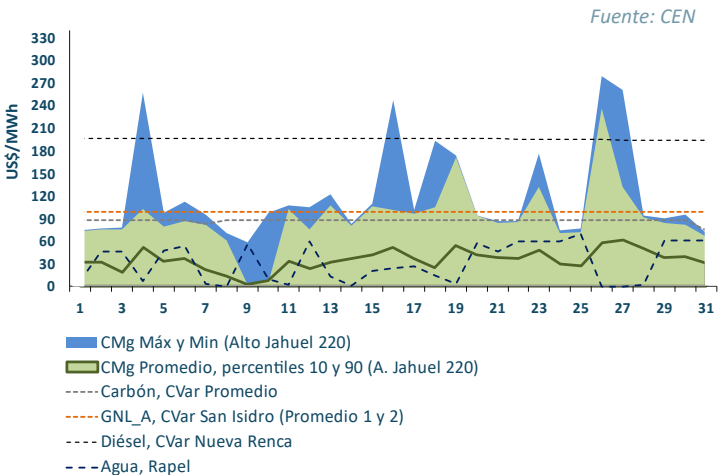


Figura 1.5: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de diciembre para Alto Jahuel 220kV



Los tramos que presentaron desacoples con mayores costos promedio fueron: Chiloé 220 - Chiloé 110 (3 horas), Polpaico 500 - N. P. Azúcar 500 (21 horas), Cautín 220 - Tap Río Toltén 220 (5 horas), y Lastarria 220 - Ciruelos 220 (165 horas), con un desacople promedio de: 282.6 US\$/MWh, 96.8 US\$/MWh, 93.0 US\$/MWh, y 90.2 US\$/MWh, respectivamente (ver Tabla 1.1).

Tabla 1.1: Desacople promedio por tramo congestionado en sistema de transmisión

LÍNEAS CON DESACOPLES	HORAS	DESACOPLE PROMEDIO USD/MWh
Chiloé 220 - Chiloé 110	3,1	282,6
Polpaico 500 - N. P. Azúcar 500	20,9	96,8
Cautín 220 - Tap Río Toltén 220	5,0	93,0
Lastarria 220 - Ciruelos 220	164,7	90,2
Lo Aguirre 500 - Polpaico 500	5,3	69,9
A. Jahuel 500 - Lo Aguirre 500	46,8	68,2
Charrúa 220 - Santa Clara 220	97,4	45,7
Charrúa 154 - L. Ángeles 154	48,5	24,4
L. Changos 220 - Kapatur 220	2,6	7,8
Parinas 500 - L. Changos 500	49,2	6,0

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 Systep](#), sección Precios del SEN.

PROYECCIÓN SYSTEP DE COSTOS MARGINALES A 12 MESES

Conforme a los antecedentes publicados en los últimos balances e informes de programación y operación del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), se realizó una proyección de la operación del SEN y los respectivos costos marginales a 12 meses. Considerando el comportamiento real de la demanda durante el año 2023, con un crecimiento anual efectivo de un 1,0% respecto del año anterior, la proyección de la demanda considera un crecimiento total de 2,6% para el año 2024 respecto del año 2023. Se definieron tres escenarios de operación distintos: un Caso Base, que considera los supuestos descritos en la Tabla 2.1; un Caso Bajo, que considera una baja de 10% de los costos de combustibles; y un Caso Alto, en el cual solamente San Isidro y U16 tienen disponibilidad de gas, junto con un aumento de 10% de los costos de combustibles.

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 se verifiquen en la práctica exactamente como se modelaron, pudiendo existir divergencias en los costos marginales proyectados con respecto de los valores reales.

En los siguientes 12 meses se espera la entrada en operación comercial de 3.214,6 MW de nueva capacidad, de los cuales 1.722,8 MW son solares, 776,4 MW son eólicos, 150,0 MW corresponden a embalses, 423,5 MW a almacenamiento y 142 MW de biomasa. Además, se considera el retiro de las unidades a carbón Norgener 1 y 2 (262 MW de capacidad neta) a partir del 31 de marzo de 2024.

La Figura 2.1 muestra un análisis estadístico de los costos marginales proyectados por Systep para barras representativas del SEN en los siguientes 12 meses, con distintos percentiles que dan cuenta del efecto de considerar simultáneamente tanto la variabilidad hidrológica, como los niveles de demanda que pueden ocurrir dentro de cada mes.

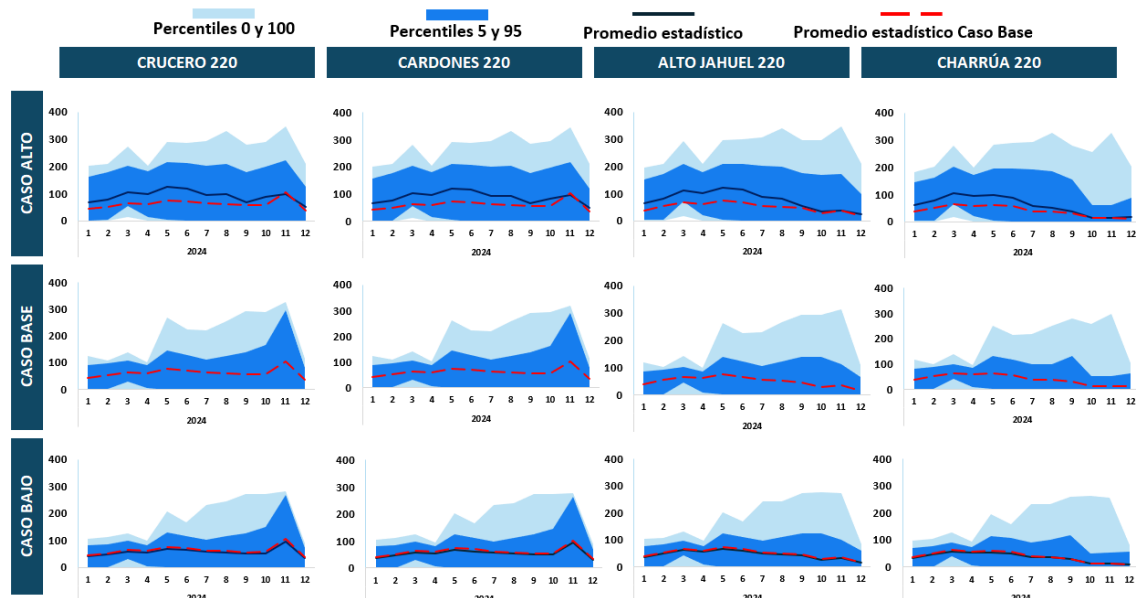
La línea azul muestra el promedio estadístico de los costos marginales para cada barra. El área azul contiene el 90% de los costos marginales proyectados (registros entre el percentil 5% y 95%), contabilizando todos los bloques e hidrologías simuladas, mientras que el área celeste incluye el 100% de los valores estimados (registros entre el percentil 0% y 100%). Esta proyección considera la información pública disponible a la fecha de elaboración, destacándose el adelanto de la desconexión y cese de operaciones de las unidades Norgener 1 y 2. Esto, luego de que el Coordinador indicara el 29 de enero de 2024, que las conclusiones del informe de seguridad elaborado con motivo de la solicitud del propietario sugieren que su retiro no degrada la seguridad del SEN.

Tabla 2.1:
Supuestos considerados en las simulaciones

SUPUESTOS		BAJO	BASE	ALTO
Crecimiento demanda 2024		2,6%	2,6%	2,6%
Precios Combustibles				
CARBÓN US\$/Ton	Mejillones*	376	418	460
	Angamos*	162	180	198
	Guacolda*	161	179	196
	Andina	288	320	352
	Homitos	288	320	352
	Norgener*	251	279	306
	N. Ventanas	166	185	203
SEL US\$ / Bbl (Quintero)	Quintero	131	146	160
	Mejillones	125	139	153
GNL US\$ / MM Btu	San Isidro 1	6	7	8
	Nehuenco 1	8	9	-
	Mejillones CTM3	7	7	-
	U16	7	7	8
	Kelar	9	11	-
GN US\$ / MM Btu	San Isidro 2	7	8	-
	U16	10	11	-
	Nehuenco 2	7	8	-
	Nueva Renca	7	8	-

*Se considera el promedio de las unidades

Figura 2.1:
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 diciembre, Enel aumentó su generación en base a diésel, carbón, GNL, solar y eólica, mientras que disminuyó su generación en base a gas natural, hidro y geotérmica. Por su parte, Colbún aumentó su producción en base a diésel, gas natural, GNL y solar, mientras que disminuyó su generación en base a hidro. AES Andes aumentó su generación a diésel,

carbón, hidro, solar y eólica. Engie aumentó su producción en base a gas natural y solar, mientras que disminuyó su generación en base a diésel, carbón, hidro y eólica. Por último, Tamakaya aumentó su producción en base a GNL.

En diciembre, la empresa Tamakaya fue excedentaria, mientras que Enel, Colbún, AES Andes, Engie fueron deficitarias.

Empresa:
ENEL CHILE

GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

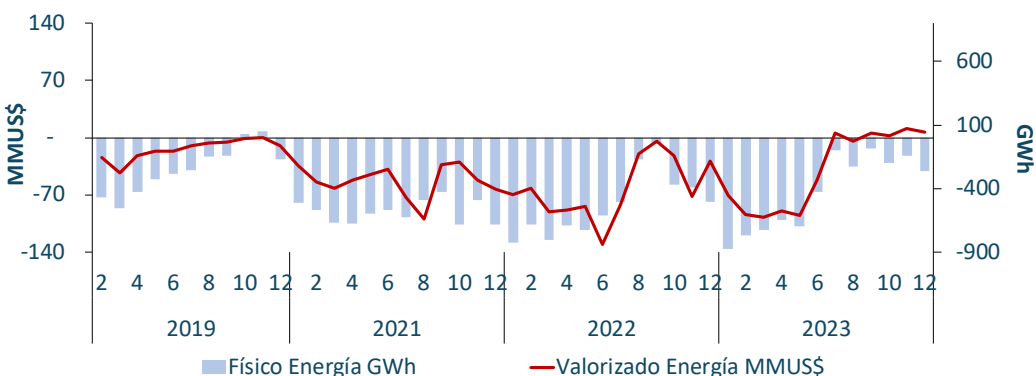
TECNOLOGÍA	Dic 2022	Nov 2023	Dic 2023
Diésel	7	4	12
Carbón	53	0	10
Gas Natural	608	314	125
GNL	10	8	110
Hidro	946	1,422	1,366
Solar	204	266	312
Eólico	150	153	158
Geotérmica	36	42	41
TOTAL	2,014	2,209	2,134

VALOR DEL AGUA PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Dic 2022	Dic 2023
Embalse Ralco	122	33

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Dic 2022	Dic 2023
San Isidro GNL_A (TG1+TV1, prom. I y II)	115.0	98.3
San Isidro GN_A (TG1+TV1, prom. I y II)	74.9	62.9
Taltal Diésel (Prom. I y II)	290.0	0.0
Atacama Diésel (TG1A+TG1B+TV1C)	218.8	195.0



TRANSFERENCIA DE ENERGÍA

ÍTEM	Dic 2023
Total Generación (GWh)	2,134
Total Retiros (GWh)	2,397
Transf. Físicas (GWh)	-263
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	7

Empresa:
COLBÚN

GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

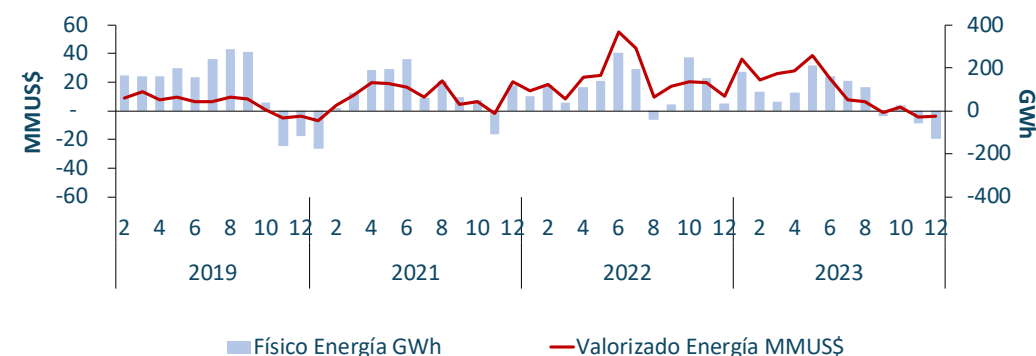
TECNOLOGÍA	Dic 2022	Nov 2023	Dic 2023
Diésel	2	1	1
Carbón	126	0	0
Gas Natural	382	13	16
GNL	0	0	10
Hidro	482	645	624
Solar	59	40	51
Eólico	0	0	0
Total	1,051	698	702

VALOR DEL AGUA PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Dic 2022	Dic 2023
Embalse Colbún	136	1

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Dic 2022	Dic 2023
Santa María	61.4	45.4
Nehuenco GNL_A (TG1+TV1, Prom. I y II)	101.7	102.5
Nehuenco GN_A (TG1+TV1, Prom. I y II)	78.7	61.3
Nehuenco Diesel (TG1+TV1, Prom. I y II)	185.0	180.3



TRANSFERENCIA DE ENERGÍA

ÍTEM	Dic 2023
Total Generación (GWh)	702
Total Retiros (GWh)	831
Transf. Físicas (GWh)	-128
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-4

GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

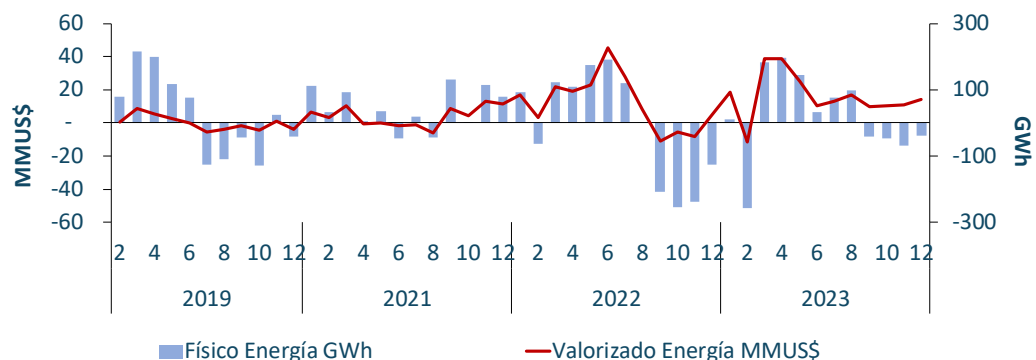
TECNOLOGÍA	Dic 2022	Nov 2023	Dic 2023
Diésel	0	0	0
Carbón	587	586	668
Gas Natural	0	0	0
GNL	0	0	0
Hidro	117	85	117
Solar	21	15	17
Eólico	64	54	58
Total	788	740	860

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Dic 2022	Dic 2023
N. Ventanas y Campiche	140.8	85.4
Angamos (prom. 1 y 2)	135.5	64.4
Norgener (prom. 1 y 2)	162.3	86.2

TRANSFERENCIA DE ENERGÍA

ÍTEM	Dic 2023
Total Generación (GWh)	860
Total Retiros (GWh)	900
Transf. Físicas (GWh)	-40
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	14



GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

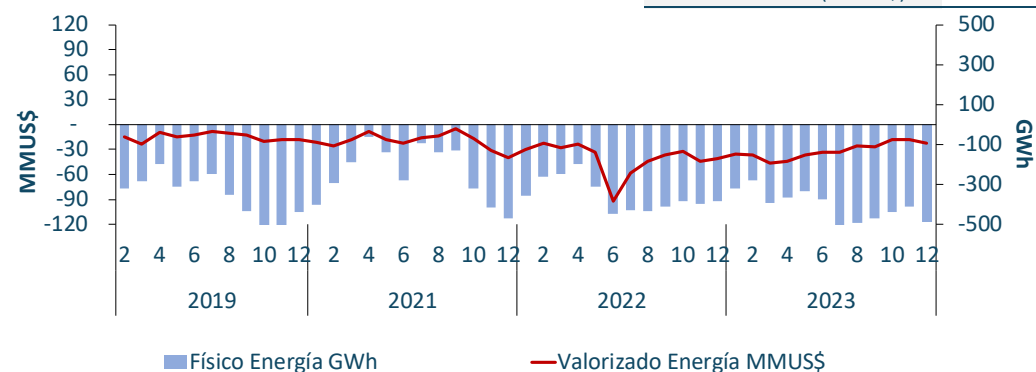
TECNOLOGÍA	Dic 2022	Nov 2023	Dic 2023
Diésel	4	0	0
Carbón	214	143	115
Gas Natural	78	77	85
GNL	0	0	0
Hidro	5	16	9
Solar	89	75	85
Eólico	40	35	31
Total	431	346	326

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Dic 2022	Dic 2023
Andina Carbón	161.6	127.6
Mejillones Carbón	177.8	180.0
Tocopilla GNL_A (U16-TG1+TV1)	72.9	43.2

TRANSFERENCIA DE ENERGÍA

ÍTEM	Dic 2023
Total Generación (GWh)	326
Total Retiros (GWh)	815
Transf. Físicas (GWh)	-489
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-22



GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

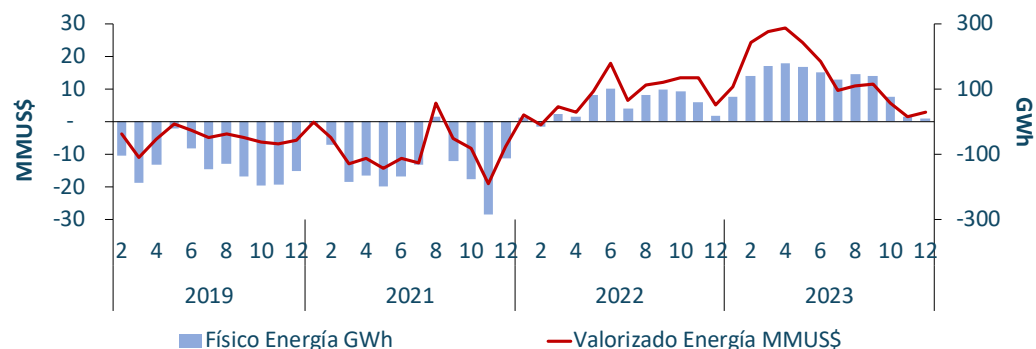
TECNOLOGÍA	Dic 2022	Nov 2023	Dic 2023
Diésel	17	0	0
Carbón	0	0	0
Gas Natural	0	0	0
GNL	9	20	88
Hidro	0	0	0
Solar	0	0	0
Eólico	0	0	0
Total	26	20	88

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Dic 2022	Dic 2023
Kelar GNL_A (TG1 + TG2 + TV)	129.7	46.5
Kelar Diesel (TG1 + TG2 + TV)	166.7	149.7

TRANSFERENCIA DE ENERGÍA

ÍTEM	Dic 2023
Total Generación (GWh)	88
Total Retiros (GWh)	79
Transf. Físicas (GWh)	9
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	3



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 diciembre de 2023, es de 102 US\$/MWh para el Sistema Eléctrico Nacional, referidos a barra de oferta (ver Tabla 4.1).

En la Tabla 4.2 se muestran los precios de licitación promedios de algunas empresas distribuidoras, utilizando como referencia la barra de oferta. Se observa que actualmente Enel accede a menores precios, mientras que CGE Distribución accede a los precios más altos en comparación con las restantes distribuidoras.

Los valores de la Tabla 4.1 y 4.2 consideran los contratos adjudicados hasta el proceso 2015/01.

Tabla 4.1:
Precio medio de licitación indexado a diciembre de 2023 por generador, en barra de oferta*

Fuente: CNE
Elaboración: Systep

EMPRESA GENERADORA	PRECIO MEDIO CONTRATOS US\$/MWh	ENERGÍA AÑO 2023 GWh
ENDESA	114	11.191
E-CL	119	7.605
ENEL GENERACIÓN	65	5.937
AES GENER	108	4.029
El Campesino	112	4.028
COLBÚN	121	3.650
ACCIONA	99	1.112
Abengoa	147	957
IBEREÓLICA CABO LEONES II S.A.	61	861
Aela Generación S.A.	94	859
HUEMUL ENERGÍA (Caman)	50	640
HUEMUL ENERGÍA (Coihue)	51	640
PANGUIPULLI	149	567
CONDOR ENERGÍA (Esperanza)	55	530
CONDOR ENERGÍA (C° Tigre)	54	463
CONDOR ENERGÍA (Tchamma)	51	441
San Juan SpA.	132	423
WPD MALLECO (Malleco)	64	398
HUEMUL ENERGÍA (Ckani)	55	375
Pelumpén S.A.	105	341
PUELICHE SUR EÓLICA	57	287
MARIA ELENA SOLAR	37	281
SONNEDIX COX	68	265
Iberealica Cabo Leones I S.A.	115	196
WPD MALLECO (Malleco II)	64	192
Otros	101	1.682
Precio Medio de Licitación	102	47.948

* Todos los procesos hasta la fecha indexados al 12/2023, ponderado por energía contratada del año 2023

Tabla 4.2:
Precio medio de licitación indexado a diciembre de 2023 por distribuidora, en barra de oferta*

Fuente: CNE
Elaboración: Systep

EMPRESA DISTRIBUIDORA	PRECIO MEDIO CONTRATOS US\$/MWh	ENERGÍA AÑO 2023 GWh
Enel Distribución	92	17.900
CGE Distribución	117	14.446
Chilquinta	111	3.847
SAESA	99	5.083
Precio Medio Muestra	103	41.277

* Todos los procesos hasta la fecha indexados al 12/2023, ponderado por energía contratada del año 2023

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

De acuerdo con el balance de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) publicado con datos de noviembre de 2023, los retiros de energía afectos a obligaciones establecidos en la Ley 20.257 y la Ley 20.698 fueron iguales a 6.137 GWh, por lo tanto, las obligaciones sumaron 898 GWh en total. A su vez, la generación ERNC durante noviembre fue igual a 3.072 GWh, es decir, se superó en un 242% la obligación ERNC.

La mayor fuente ERNC corresponde al aporte solar que representa un 50% (1.547) seguido por el aporte eólico con un 28% (875 GWh), luego los aportes de tipo hidráulico con un 16% (494 GWh) y finalmente la biomasa, que representó un 4% (120 GWh). Por su parte, la generación geotérmica representa un 1% (35 GWh).

Durante diciembre de 2023 se registró 497 GWh de energía solar y eólica vertida, lo que refleja un aumento del 50,9% con respecto a noviembre de 2023 (329 GWh) y un aumento del 151,2% con respecto a diciembre del 2022 (198 GWh), ver Figura 5.2.

Figura 5.1:
Generación ERNC histórica reconocida

Fuente: CEN

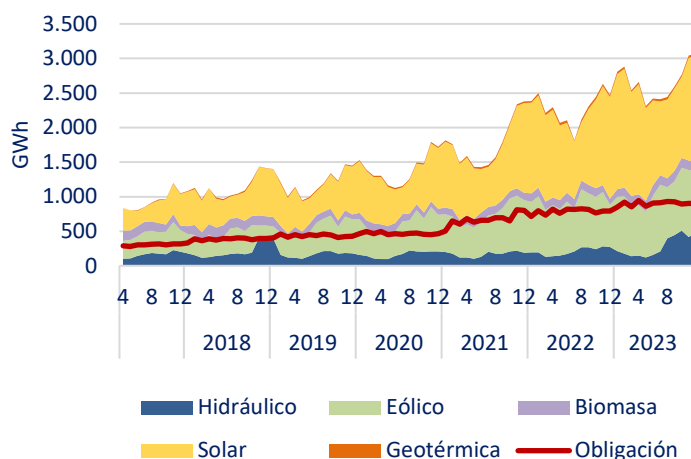
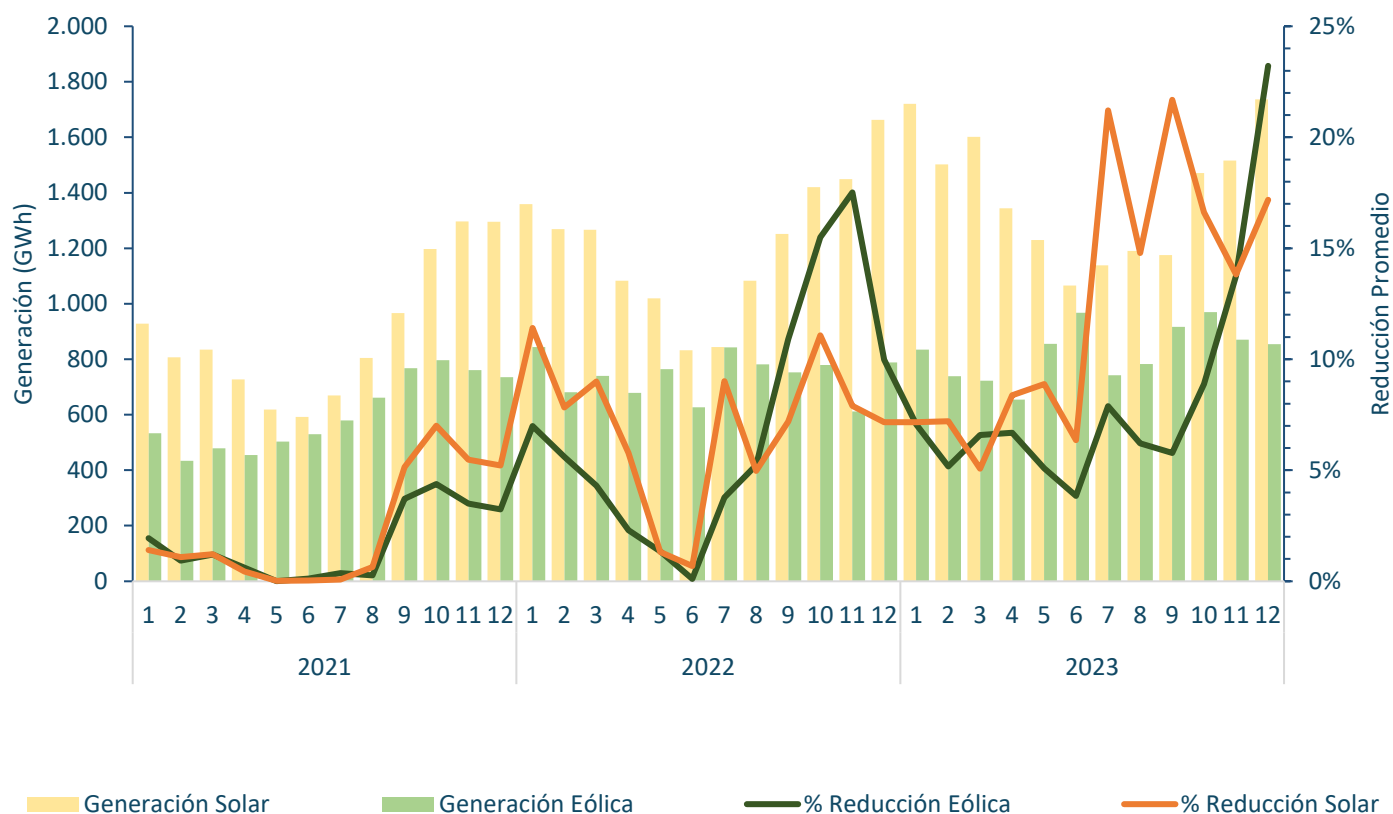


Figura 5.2:
Vertimiento renovable desde Nogales al norte histórico

Fuente: CEN



6.

EXPANSIÓN DEL SISTEMA

PLAN DE OBRAS

De acuerdo con la RE 652 CNE (29/12/2023) que Declara y actualiza instalaciones de Generación y Transmisión en construcción, se espera la entrada de 3.441 MW de capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional. De estos, 37% corresponde a tecnología solar (1.281 MW), un 39% a tecnología eólica (1351,7 MW), un 8% de tecnología hidráulica (286 MW), un 4% de tecnología solar con BESS (147 MW), un 10% de tecnología BESS (335 MW) y un 1% de tecnología geotérmica (40 MW).

De acuerdo con la información anterior, la Tabla 6.1 muestra las principales centrales (potencia mayor a 10 MW) del plan de obras de generación de la CNE para los próximos 12 meses.

Tabla 6.1:
Centrales mayores a 10 MW en Plan de Obras a 12 meses

Fuente: CNE

PROYECTO	FECHA ESTIMADA	TIPO DE	POTENCIA NETA (MW)
	DE INTERCONEXION	TECNOLOGIA	
Andes IV	dic-23	Solar + BESS	130,0
Parque Eólico Manantiales	dic-23	Eólica	27,1
Punta de Talca	dic-23	Eólica	80,0
Parque Eólico Los Cerrillos	dic-23	Eólica	45,6
Las Salinas -Etapa 5	dic-23	Solar	30,1
Planta Fotovoltaica Tamango	dic-23	Solar	40,0
Los Cóndores	dic-23	Hidráulica	150,0
Planta Solar Fotovoltaica Doña Antonia	ene-24	Solar	75,0
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
BESS Parque Fotovoltaico El Manzano	ene-24	BESS	60,0
BESS San Andrés	feb-24	BESS	35,0
Planta FV Tocopilla	mar-24	Solar	200,3
BESS Parque Eólico La Cabaña - Etapa 2	mar-24	BESS	32,0
Parque Solar Fotovoltaico Tamarico	abr-24	Solar	144,7
Doña Luzma	abr-24	Térmica	40,0
Parque Fotovoltaico Don Humberto	may-24	Solar	73,0
BESS Parque Fotovoltaico Don Humberto	jun-24	BESS	60,0
Ñuble	jun-24	Hidráulica	136,0
Las Salinas -Etapa 6	jul-24	Solar	24,2
Libertad II	sep-24	Solar	122,0
Libertad III	sep-24	Solar	122,0
PFV Leyda	sep-24	Solar	80,0
Andes Solar IIA Baterías	sep-24	BESS	80,0
Parque Eólico Lomas de TalTal	oct-24	Eólica	342,0
Central Desierto de Atacama (DDA)	oct-24	Solar	270,0
BESS Tamaya	nov-24	BESS	68,2
Parque Fotovoltaico Sol de Vallenar	dic-24	Solar	100,0
Capacidad próximos 12 meses			3.441,2

Para mayor detalle sobre expansión del Sistema, ver [Estadísticas Systep](#), sección Infraestructura del SEN.

En el Sistema Eléctrico Nacional, los proyectos de generación en calificación, a diciembre de 2023, totalizan 13.793 MW con una inversión de MMUS\$ 16.255, mientras que los proyectos aprobados históricos totalizan 79.498 MW con una inversión de MMUS\$ 136.299 (ver Tabla 7.1).

Durante el mes de diciembre, 18 proyectos entraron en calificación aportando una capacidad de 1.985 MW, de los cuales destacan el Parque Híbrido Vientos del Desierto ubicado en Taltal con 440 MW, el Parque Eólico Faro del Sur de 384 MW, ubicado en Punta Arenas y el proyecto Parque Fotovoltaico Monte Águila de 240 MW en Cabrero.

En este mes se aprobaron 12 proyectos solares, 1 eólico, 1 proyecto híbrido y 1 proyecto termosolar, mientras que 3 proyectos solares y 1 eólico fueron desistidos.

Tabla 7.1:

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	2.743	3.821	15.352	25.941
Hidráulica	0	0	3.926	6.654
Solar	5.300	5.846	38.726	63.987
Gas Natural	1.376	524	6.408	6.314
Geotérmica	0	0	170	710
Diesel	42	28	2.957	6.565
Biomasa/Biogás	0	0	463	932
Carbón	0	0	7.030	13.603
Termosolar	0	0	1.635	8.450
Mixto (Solar + Eólico)	825	841	2.322	2.064
Híbrido (Solar + BESS)	2.027	3.080	22	111
Híbrido (Eólico + BESS)	1.480	2.115	432	801
Almacenamiento	0	0	50	160
Total	13.793	16.255	79.498	136.299

Para mayor detalle sobre Proyectos en Evaluación SEIA, ver [Estadísticas SysteP](#), sección Infraestructura.

MINISTERIO DE ENERGÍA

- Proyecto de Ley de Transición Energética recibe indicaciones ([ver más](#)).
- Proyecto de Ley de Estabilización de Tarifas es ingresado al Senado ([ver más](#)).
- Proyecto de Ley de Estabilización de Tarifas es aprobado en general y particular ([ver más](#)).
- Proyecto de Ley de rebaja de tarifas eléctricas a servicios sanitarios rurales es aprobado y despachado a ley ([ver más](#)).



COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

- Se publica Informe Técnico Definitivo para la Fijación de Precios de Nudo Promedio del Sistema Eléctrico Nacional, de enero de 2024, correspondiente al primer semestre de 2023 ([ver más](#)).
- Se publica en el Diario Oficial Resolución Exenta N°638 de 2023 que los grupos de consumo que se indican ([ver más](#)).
- Se publica en el Diario Oficial Decreto Exento N°4 de 2024 que fija Obras de Ampliación de los Sistemas de Transmisión Nacional y Zonal que deben iniciar su proceso de licitación en los doce meses siguientes, correspondientes al plan de expansión del año 2022 ([ver más](#)).
- Se publica en el Diario Oficial Resolución Exenta N°4 de 2024 que dicta normas en el marco de solicitudes de modificación de plazos por fuerza mayor o caso fortuito ([ver más](#)).
- Se abre convocatoria para participar en la etapa de presentación de propuestas de proyectos de expansión de la transmisión, en conformidad a lo dispuesto en el artículo 91° de la Ley General de Servicios Eléctricos ([ver más](#)).



COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL

- Se publica Propuesta de Expansión del Sistema de Transmisión 2024 ([ver más](#)).
- Se publica Informe de Avance del Estudio sobre un diseño de mercado basado en ofertas para el mercado mayorista de energía, servicios complementarios y pagos por capacidad ([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

Pablo Lecaros V.
Gerente de Mercados
Eléctricos y Regulación

plecaros@systep.cl

Bryan Bizarro A.

Líder de Proyectos

bbizarro@systep.cl

reporte@systep.cl

| www.systep.cl

| RRSS

