



REPORTE MENSUAL

Sector Eléctrico

Enero 2025

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.

Análisis crítico del proyecto de ampliación del subsidio eléctrico

A fines de agosto de 2024, el Ejecutivo presentó un Proyecto de Ley (PdL) para ampliar la cobertura del subsidio eléctrico que financia parte del pago de la tarifa de electricidad de la población más vulnerable¹. El proyecto fue aprobado por la Cámara de Diputadas y Diputados el 13 de enero de 2025 y actualmente se encuentra en su segundo trámite constitucional, en la Comisión de Minería y Energía del Senado.

El PdL tiene su origen en una Ley anterior, la Ley 21.667, que mandató conformar una mesa técnica asesora con el fin de “evaluar otras fuentes de financiamiento, a efectos de aumentar el monto anual de subsidio (...), así como otras políticas destinadas a disminuir el alza de la tarifa eléctrica para los clientes regulados”². El PdL presentado debería reflejar los acuerdos y resultados de dicha mesa de trabajo, lo que ha sido cuestionado por varios actores del sector. Además, a raíz de los prolongados cortes de electricidad ocasionados por los eventos climáticos ocurridos en agosto de 2024³, se incorporaron al PdL medidas para el fortalecimiento de la SEC con el propósito de mejorar la calidad de servicio de los clientes finales.

Beneficiarios del subsidio

El subsidio eléctrico busca la protección del 40% de la población inscrita en el RSH⁴, pero los recursos asignados en la Ley 21.667 permiten cubrir aproximadamente 1,6 millones de hogares del total de 4,7 millones que integran dicho segmento. A la fecha sólo 1,8 millones de hogares han postulado al beneficio para la convocatoria del subsidio del primer semestre de 2025⁵, lo que abarca el 38% de los hogares pertenecientes al tramo al que apunta el subsidio.

Objetivos y Contenidos del PdL

El PdL, incluyendo las indicaciones presentadas a la fecha, propone las siguientes medidas: beneficiar el total de hogares del 40% del RSH, aumentar el subsidio en sistemas medianos, establecer un subsidio adicional para electrodependientes, extender en un año el subsidio transitorio con reducción gradual, disminuir las tarifas a clientes pyme y SSR⁶, habilitar a las asociaciones de consumidores para iniciar procedimientos de revisión de precios de contratos de suministro, y perfeccionar las medidas de fiscalización y supervigilancia de la SEC para mejorar la calidad del servicio de los clientes finales.

Las medidas asociadas a la ampliación del subsidio beneficiarían a 4,7 millones de hogares, equivalentes a aproximadamente 10 millones de personas. Para su implementación, el PdL estima un costo adicional de 913 millones de dólares entre 2025, 2026 y 2027, los que propone alcanzar mediante tres pilares de financiamiento:

1. Aporte fiscal: el ejecutivo se compromete a aportar la totalidad de la mayor recaudación neta de IVA que se genere producto del incremento de las tarifas de clientes residenciales, que se estima en un aporte de 80 MMUSD cada año. También se sumarán las recaudaciones asociadas a las multas cursadas por la SEC a empresas fiscalizadas por tres años, lo que contribuirá cerca de 15 MMUSD cada año.

2. Sobretasa transitoria al impuesto de emisiones por CO₂: se propone aplicar una sobretasa al impuesto a las emisiones de CO₂ equivalente a 5 USD/tCO₂, excluyendo a las generadoras de sistemas medianos y sin incorporarla como parte del impuesto a las emisiones de CO₂, para evitar su traspaso a clientes regulados. Esta medida aportaría 70 MMUSD al año.

3. Pilar PMGD/PMG: se trata de un nuevo cargo transitorio “FET” para retiros del sistema, el que se puede deducir de los pagos que se deben realizar por compensación a PMGDs y PMGs bajo régimen transitorio de precios estabilizados. Contempla un cargo de CL\$1 kWh en 2025, CL\$0,8 kWh en 2026 y CL\$0,6 kWh que aportarían 200 MMUSD al subsidio en el total del periodo. Si bien ya fue rechazado por la Cámara de Diputados, el Gobierno aún busca su aprobación en el Senado.

Críticas a las propuestas del subsidio

Existe un consenso transversal sobre la necesidad de garantizar el apoyo a la población más vulnerable en el pago de sus cuentas de electricidad tras la seguidilla de alzas ocasionadas por el descongelamiento de tarifas. Sin embargo, tal como respaldan expertos y académicos del sector, existe una preocupación compartida respecto al diseño y los efectos regulatorios que tendría este PdL, subrayando la necesidad de revisar sus propuestas⁷. Esta visión también es compartida por la industria, incluyendo ACERA, Empresas Eléctricas AG, ACENOR, ACESOL, entre otras asociaciones, como ha quedado reflejado en las intervenciones en el Congreso. Dada las consecuencias negativas para el sector, resulta de suma importancia reconsiderar varios elementos del proyecto, entre ellos:

Sobrecobertura: el PdL busca recursos para ampliar la cobertura a 4,7 millones de hogares; pero como ya mencionamos, en la segunda convocatoria postularon sólo 1,8. Esto no necesariamente es reflejo de desinformación o dificultades en el proceso de postulación, sino que podría indicar que ya se estaría alcanzando el universo real de beneficiarios debido a que el RSH sobreestima la vulnerabilidad de los hogares⁸. Lo anterior sugiere que el PdL tendría un problema de sobrefinanciamiento. De hecho, asociaciones y expertos han alertado que ese universo de beneficiarios podría financiarse sólo con la recaudación fiscal por el adicional de IVA neto que se obtendrá del alza tarifaria,

¹Boletín 17064-08

²Ley 21.667

³SERNAC se despliega en distintas comunas de RM para recoger casos de cortes de luz, septiembre 2024.

⁴RSH: Registro Social de Hogares.

⁵RE N°1 del Ministerio de Energía, 2 de enero del 2025.

⁶Servicios Sanitarios Rurales.

⁷Opinión sobre el proyecto de ley de ampliación del subsidio eléctrico, Carta a la Comisión de Minería y Energía del Senado, 21 de enero de 2025.

⁸Datos del Registro Social de Hogares

permitiendo incluso una holgura para posibles nuevos inscritos^{9,10}.

Por lo tanto, pareciera razonable mantener únicamente este pilar de recaudación fiscal, desestimando los otros pilares recaudatorios, los cuales además presentan externalidades negativas. Esto también permitiría corregir una falla importante de diseño del PdL: la propuesta de destinar los excedentes del subsidio a paneles solares residenciales. Si bien es positivo fomentar estas tecnologías, la propuesta carece de análisis de costos y factibilidad. Este tipo de medidas se podrían implementar más eficientemente mediante políticas públicas que no necesariamente sean contenidos de una Ley.

Sobretasa transitoria al impuesto de emisiones por CO2: aunque fue aprobada en la Cámara de Diputados, ha sido ampliamente debatida, ya que los impuestos verdes deben tener un carácter correctivo, mientras que, en este caso, la sobretasa tiene un propósito exclusivamente recaudatorio, por lo que, en lugar de reducir la contaminación, el Estado se beneficiaría económicamente de las emisiones¹¹.

Pilar PMGD: en el último año algunos actores de la industria como ACENOR y AGR han solicitado modificar el esquema de precios estabilizados de los PMGD/PMG, dado que las compensaciones han aumentado en los últimos años¹² y se ha traducido en un incremento de los pagos laterales de los clientes no regulados y en los generadores que cuentan con contratos regulados. Esta discusión ha tenido posiciones encontradas, donde algunos piden priorizar la estabilidad regulatoria y los acuerdos que se alcanzaron en 2019 cuando se decidió modificar el reglamento que define la opción tarifaria de este tipo de centrales (pasando del DS244 al DS88), mientras otros abogan por corregir este mecanismo debido a la distorsión que generaría. Sin embargo, la inclusión del nuevo Cargo FET no corregiría esta potencial distorsión del mercado, más bien la extendería (transitoriamente) como un impuesto directo para financiar el subsidio. Adicionalmente, más allá de la discusión legal o constitucional sobre este mecanismo recaudatorio, en la práctica, su efecto final es equivalente a un impuesto directo a los PMGD/PMG para un financiamiento específico de subsidio a las cuentas eléctricas.

Por otra parte, el mensaje del PdL basa este financiamiento bajo el “principio de autocontención”, que ha generado debates y dudas de su constitucionalidad. El principio de autocontención establece que los recursos destinados a financiar un subsidio deben provenir de fuentes internas al propio sistema que se subsidia, en lugar de recurrir a financiamiento externo o de fuentes fiscales. Si bien la Constitución no menciona la autocontención, la idea de transferencias de riqueza en un sector productivo a través de tarifas sí se realiza, situación que es económicamente eficiente¹³. En este caso, la propuesta del cargo FET implica que un grupo específico (los PMGD y PMG) sea quien financie en gran medida la política pública, generando una redistribución regresiva. Es decir, en lugar de financiarse con un recargo general o con fondos estatales, se carga sobre actores que ya tenían un esquema de ingresos, lo que podría afectar su estabilidad financiera.

Precio Preferente PYME y SSR: El PdL propone disminuir el precio de energía de dichos clientes mediante un precio preferente de energía, permitiendo que compren hasta 500 GWh/año a PMGD entre 2025 y 2034, beneficiándose de precios más bajos que los del régimen de precios estabilizados. Este traspaso de demanda regulada modifica las reglas de los contratos de suministro a clientes finales, redirigiéndolos a la Bolsa Pyme, lo que afecta el margen operacional de los suministradores con contratos vigentes, considerando además que la reducción se hará solo sobre un subconjunto de contratos (aquellos que se encuentren por sobre el PNP de cada distribuidora). Además, surgen diversas preguntas no resueltas: ¿Sabemos dónde se encuentran físicamente esas PYMES y SSR?, ¿Existen PMGDs suficientes conectados en esas redes para cubrir la demanda? ¿Cómo se manejará la diferencia de precio spot entre el punto de conexión de un PMGD y el de la Pyme o SSR?, ¿Quién asumirá ese costo? ¿el PMGD, la distribuidora, el suministrador con contrato en licitación?, ¿o se trasladará a la tarifa de los demás usuarios? ¿La tarifa preferente se aplicará solo en el bloque B, dado que la mayoría de los PMGDs son solares, o se extenderá artificialmente a las 24 horas? Nuevamente, el Ministerio no ha proporcionado detalles claros y concretos que justifique su viabilidad y efectos reales. Además, considerando que en Chile no existe un mecanismo que segmente adecuadamente a las Pymes conforme a sus niveles de utilidades y consumo eléctrico, el mecanismo no focalizará adecuadamente los recursos, permitiendo que empresas con distinta capacidad económica accedan a la misma tarifa preferente.

Aspectos ajenos al subsidio incluidos: el PdL modifica la Ley N° 18.410 que regula a la SEC para mejorar la calidad del servicio, algo que no estaba en los objetivos de la mesa técnica mandatada por la Ley 21.667. Por ejemplo, se propone que la SEC pueda exigir planes de acción para regularizar el desempeño insuficiente de las instalaciones de recursos energéticos y monitoree el desempeño de los fiscalizados. También se propone cambiar la valorización de la energía no suministrada de las distribuidoras, pasando del costo de racionamiento al costo de falla de corta duración. Ajustar la valorización de las interrupciones intempestivas al costo real de falla de corta duración es económicamente eficiente. Sin embargo, no hay un fundamento técnico para que estas medidas sean discutidas en una ley de subsidio, y su inclusión solo dificulta el análisis profundo que merecen los temas relacionados con distribución.

Hay un consenso transversal en la necesidad de ampliar el subsidio para proteger a la población más vulnerable que efectivamente requiere una disminución de sus cuentas de luz. Sin embargo, la industria, expertos y académicos coinciden en que las propuestas de esta ley podrían alterar las reglas del juego del sector eléctrico, introduciendo distorsiones que afectarían la estabilidad regulatoria y la percepción de riesgo para inversionistas. Dados los problemas estructurales que presenta el Proyecto de Ley, urge su profunda reformulación, manteniendo sólo aquellas materias que tienen consenso, para así apoyar de forma pronta a quienes más lo necesitan sin resquebrajar la institucionalidad que tanto esfuerzo ha costado construir.

⁹ ACERA reitera que mayor recaudación del IVA cubre totalmente el financiamiento del subsidio eléctrico, 20 de enero del 2025.

¹⁰ Presentación de Generadoras de Chile, sesión del 29 de enero del 2025 en la Comisión de Minería y Energía del Senado.

¹¹ Ricardo Fuentes, Soledad Hormázabal, Análisis crítico de la Ley de estabilización de tarifas eléctricas, septiembre 2024.

¹² Ministerio de Energía, Informe de Impacto Regulatorio.

¹³ Algunos ejemplos: Equidad Tarifaria Residencial (Ley 20928), la Compensación por precios estabilizado a PMGD desde generadores (DS244) y el cargo por Servicio Público Adicional (Ley 21.472).

GENERACIÓN

En el mes de diciembre, la generación total del SEN fue de 7.340 GWh/mes, con una variación de 8,0% respecto a noviembre de 2024 (6.797 GWh/mes) y con una variación de 2,0% a la de diciembre de 2023 (7.198 GWh/mes) (Ver Figura 1.1).

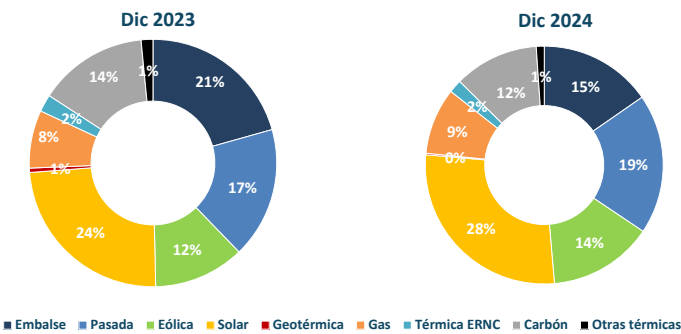
La participación de la generación geotérmica, térmica ERNC, carbón, hidráulica se redujo en un 64%, 19%, 18%, 7%, respectivamente, en relación con diciembre de 2023. En contraste, la participación de la generación eólica, solar, gas aumentaron en un 22%, 17%, 22%, respectivamente, en relación con diciembre de 2023.

Con respecto a la generación bruta del mes de diciembre, la potencia máxima generada fue de 11.553 MW el día 23, y la mínima fue de 7.957 MW el día 1. 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 solares: PFV Nuevo Quillagua (31 días); a gas: Nueva Renca (31 días), Atacama 1 (29 días), Nehuenco I (19 días), San Isidro II (8 días), Tocopilla-U16 (8 días) y Nehuenco II (2 días); a carbón: Santa María (31 días) y Guacolda 4 (11 días); e hidráulicas: Rapel (8 días).

Figura 1.1:
Energía mensual generada en el SEN

Fuente: CEN



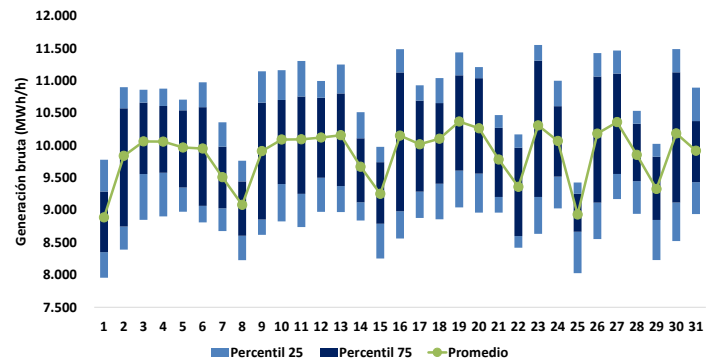
7.198
GWh/mes

Generación
total del mes

7.340
GWh/mes

Figura 1.2:
Generación bruta del SEN

Fuente: CEN



11.553 MW
máxima

Potencia
Mes

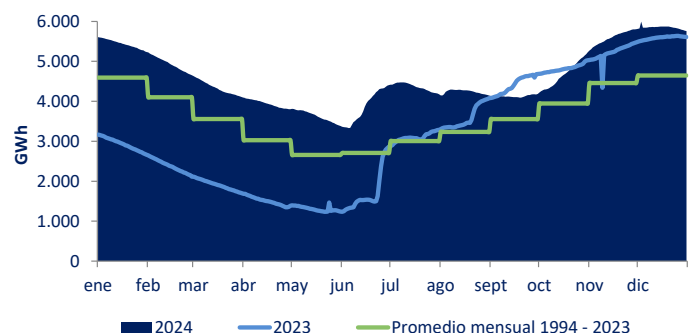
7.957 MW
mínima

HIDROLOGÍA

En diciembre la energía embalsada en el SEN fue mayor que el nivel del año anterior y superó el promedio mensual histórico entre los años 1994 – 2023. Durante diciembre, el promedio de energía embalsada representó el 125% del promedio mensual histórico 1994 – 2023 (ver Figura 1.3). La probabilidad de excedencia de este mes fue de 61,72%, es decir, el 38,28% de los registros fueron meses más secos que el mes actual.

Figura 1.3:
Energía almacenada en principales embalses

Fuente: CEN



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

COSTOS MARGINALES

En diciembre de 2024 el costo marginal de la barra Crucero 220 fue de 37,8 US\$/MWh, lo cual registró una variación de -5,1% con respecto a noviembre de 2024 (39,9 US\$/MWh), y una variación de -19,2% respecto a diciembre de 2023 (46,8 US\$/MWh). Los costos en demanda alta fueron determinados por el diésel (ver Figura 1.4).

Por su parte, el costo marginal de la barra Alto Jahuel 220, en diciembre de 2024 fue de 36,7 US\$/MWh, lo cual registró una variación de 40,2% con respecto a noviembre de 2024 (26,2 US\$/MWh), y una variación de 4,3% respecto a diciembre de 2023 (35,1 US\$/MWh). Los costos en demanda alta fueron determinados por el diésel (ver Figura 1.5).

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

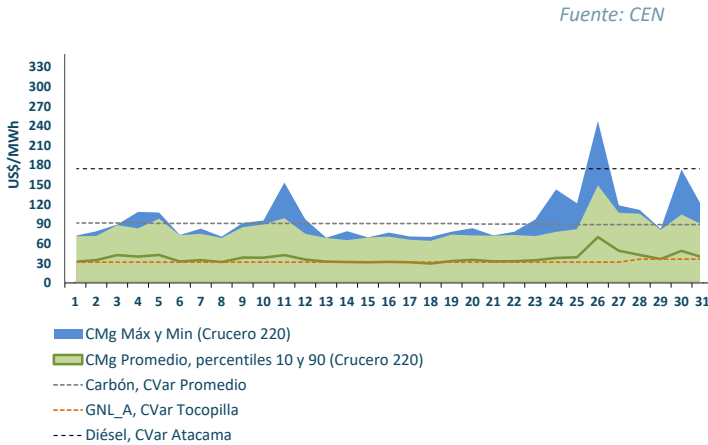
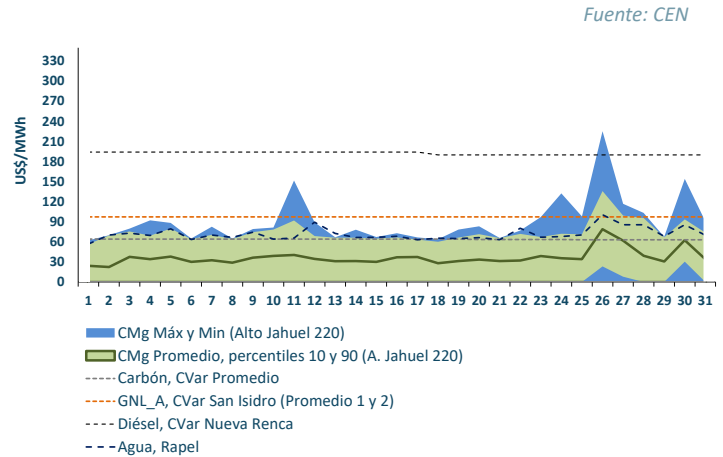


Figura 1.5:
Principales costos variables y costo marginal promedio diario de diciembre para Alto Jahuel 220kV



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).

En julio, los tramos que presentaron desacoples con mayores costos promedio fueron: S. Miguel 066 - Talca2 066 (5 horas), Chiloé 220 - Chiloé 110 (3 horas), Nirivilo 066 - Tap. Central S. Javier 066 (2 horas), y Pinatas 066 - Tap. Manzano 066 (12 horas), con un desacople promedio de: 290,8 US\$/MWh, 274,3 US\$/MWh, 212,1 US\$/MWh, y 163,1 US\$/MWh, respectivamente (ver Tabla 1.1).

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

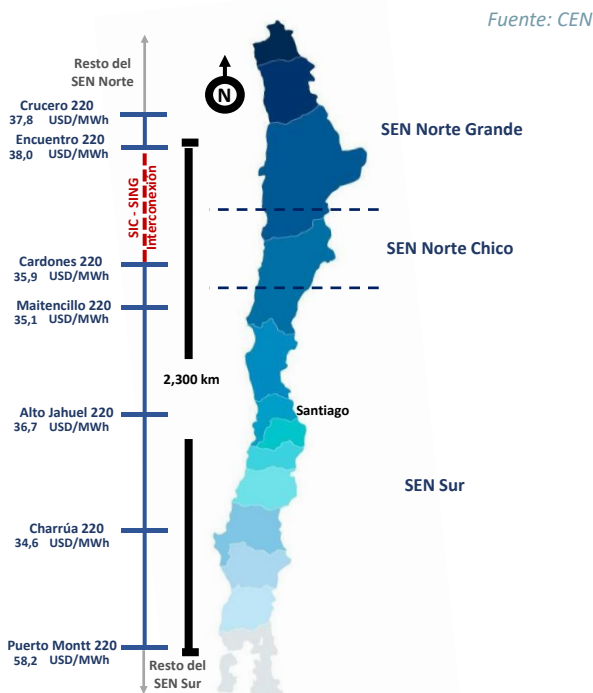


Tabla 1.1:
Desacople promedio por tramo congestionado en sistema de transmisión*

Fuente: CEN

LÍNEAS CON DESACOPLES	HORAS	DESACOPLE PROMEDIO USD/MWh
S. Miguel 066 - Talca2 066	5	290,8
Chiloé 220 - Chiloé 110	3	274,3
Nirivilo 066 - Tap. Central S. Javier 066	2	212,1
Pinatas 066 - Tap. Manzano 066	12	163,1
Charrúa 154 - L. Ángeles 154	36	45,3
Charrúa 220 - Santa Clara 220	83	42,8
P. E. Los Buenos Aires 066 - Negrete 066	6	41,1
Polpaico 500 - N. P. Azúcar 500	22	35,3
C. Navia 220 - C. Navia 110	22	32,7
Lastarria 220 - Ciruelos 220	29	26,5

*Estadística disponible hasta julio de 2024.

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

2.

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 a la fecha, la proyección de la demanda considera un crecimiento total de 1,9% para el año 2025 respecto del año 2024. 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 4.894,1 MW de nueva capacidad, de los cuales 1.367,8 MW son solares, 1.838,9 MW son eólicos, 150,0 MW corresponden a embalses, 142,0 MW a biomasa, 48,7 a hidroeléctricas de pasada, 40,0 MW a diésel y 1.306,7 MW a almacenamiento.

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%).

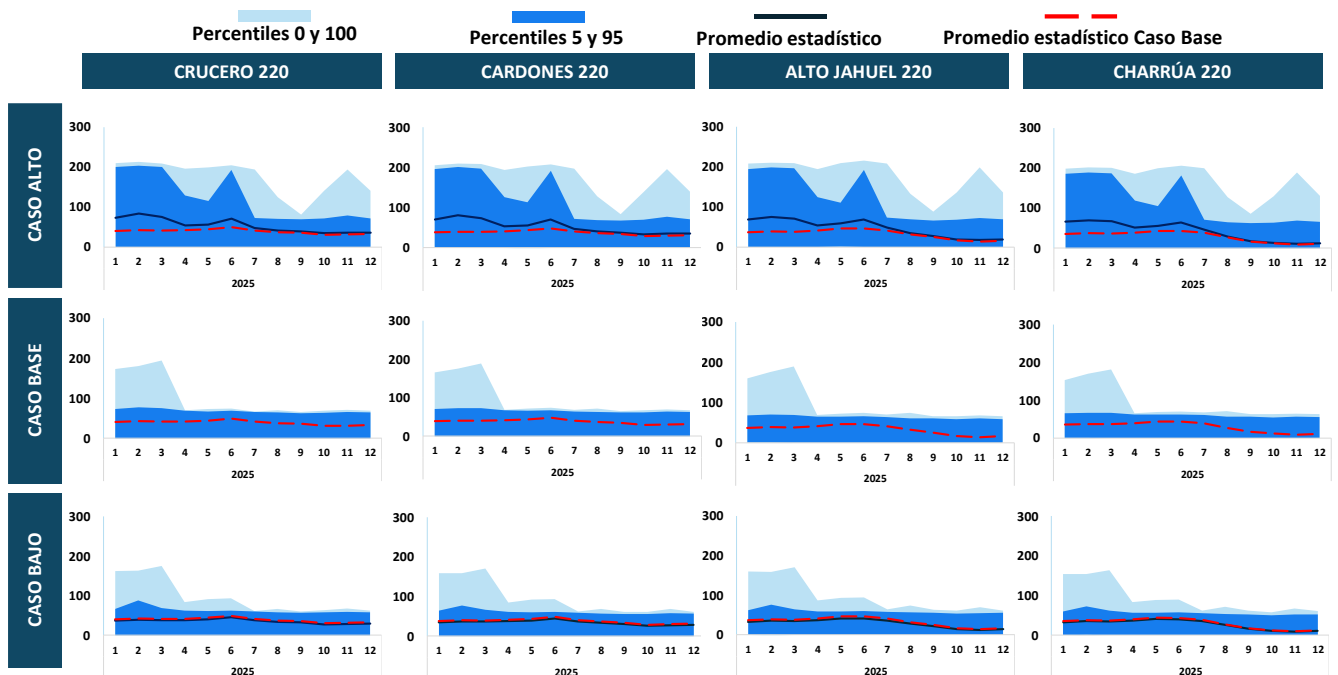
Tabla 2.1:
Supuestos considerados en las simulaciones

SUPUESTOS		BAJO	BASE	ALTO
Precios Combustibles				
CARBÓN US\$/Ton	Mejillones*	296	329	362
	Angamos*	129	143	157
	Guacolda*	142	157	173
	Andina	158	175	193
	Hornitos	158	175	193
	Santa María	159	176	194
	N. Ventanas	143	159	175
DIESEL US\$ / Bbl (Quintero)	Quintero	131	146	160
	Mejillones	113	125	138
GNL US\$ / MM Btu	San Isidro 1	7	8	9
	Nehuenco 1	7	7	-
	Mejillones CTM3	6	6	-
	U16	6	6	7
	Kelar	7	8	-
GN US\$ / MM Btu	San Isidro 2	6	6	-
	U16	10	11	-
	Nehuenco 2	6	7	-
	Nueva Renca	6	7	-

*Se considera el promedio de las unidades

Figura 2.1:
Costos marginales proyectados por barra (US\$/MWh)

Fuente: Systep



3.

ANÁLISIS POR EMPRESA

En diciembre, Enel aumentó su generación en base a gas natural, solar y eólico, mientras que disminuyó su generación en base a diésel e hidro. Por su parte, Colbún aumentó su producción en base a gas natural, solar y eólico, mientras que disminuyó su generación en base a diésel e hidro. AES Andes aumentó su generación a carbón, hidro, solar y eólico. Engie aumentó su producción en base a carbón, gas natural, solar, y eólico, mientras que disminuyó su generación en base a diésel e hidro. Por último, Tamakaya aumentó su producción en base a GNL.

En diciembre, las empresas Colbún, AES Andes, Tamakaya fueron excedentarias, mientras que Enel, Engie fueron deficitarias.

Empresa:
ENEL CHILE

GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

TECNOLOGÍA	Dic 2023	Nov 2024	Dic 2024
Diésel	12	2	0
Carbón	0	0	0
Gas Natural	235	140	232
GNL	0	0	0
Hidro	1.365	1.384	1.159
Solar	323	265	325
Eólico	175	155	190
Geotérmica	41	15	15
TOTAL	2.151	1.961	1.921

VALOR DEL AGUA PROMEDIO (US\$/MWh)

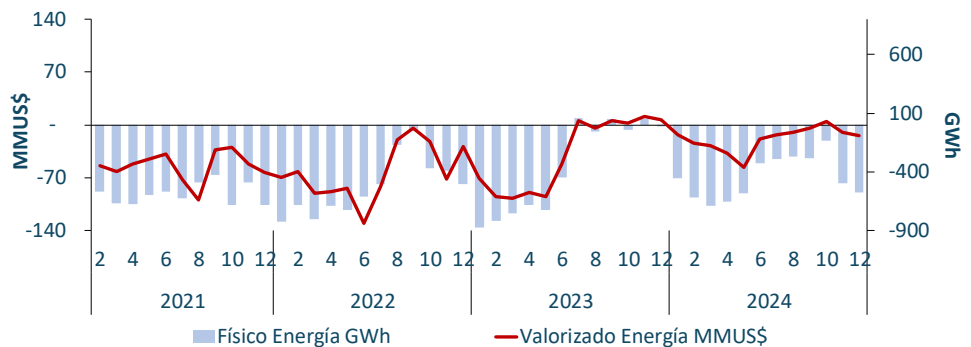
CENTRAL	Dic 2023	Dic 2024
Embalse Ralco	33	62

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Dic 2023	Dic 2024
San Isidro GNL_A (TG1+TV1, prom. I y II)	98,3	97,3
San Isidro GN_A (TG1+TV1, prom. I y II)	62,9	55,7
Taltal Diésel (Prom. I y II)	0,0	0,0
Atacama Diésel (TG1A+TG1B+TV1C)	195,0	174,7

TRANSFERENCIA DE ENERGIA

ÍTEM	Dic 2024
Total Generación (GWh)	1.921
Total Retiros (GWh)	2.495
Transf. Físicas (GWh)	-574
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-15



Empresa:
COLBÚN

GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

TECNOLOGÍA	Dic 2023	Nov 2024	Dic 2024
Diésel	1	2	0
Carbón	0	0	0
Gas Natural	26	56	97
GNL	0	0	0
Hidro	760	741	618
Solar	51	48	55
Eólico	0	36	57
Total	838	883	827

VALOR DEL AGUA PROMEDIO (US\$/MWh)

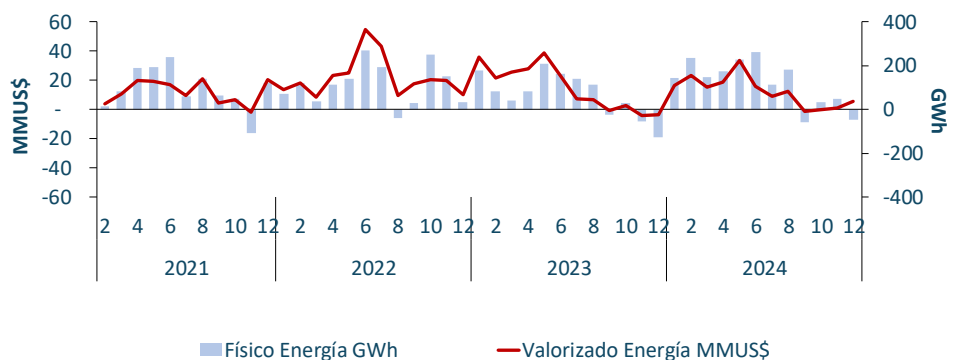
CENTRAL	Dic 2023	Dic 2024
Embalse Colbún	1	47

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Dic 2023	Dic 2024
Santa María	45,4	60,9
Nehuenco GNL_A (TG1+TV1, Prom. I y II)	102,5	102,5
Nehuenco GN_A (TG1+TV1, Prom. I y II)	61,3	56,8
Nehuenco Diesel (TG1+TV1, Prom. I y II)	180,3	180,3

TRANSFERENCIA DE ENERGIA

ÍTEM	Dic 2024
Total Generación (GWh)	827
Total Retiros (GWh)	873
Transf. Físicas (GWh)	-45
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	5,30



GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

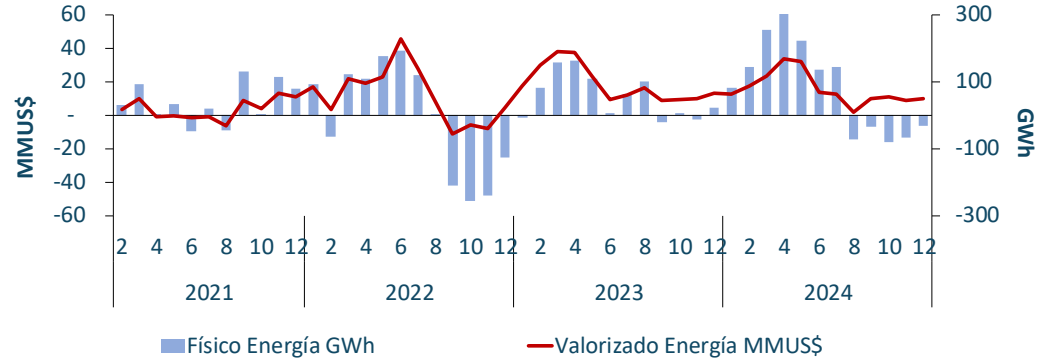
TECNOLOGÍA	Dic 2023	Nov 2024	Dic 2024
Diésel	0	0	0
Carbón	668	487	541
Gas Natural	0	0	0
GNL	0	0	0
Hidro	117	124	136
Solar	17	14	31
Eólico	58	48	58
Total	860	673	767

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Dic 2023	Dic 2024
N. Ventanas y Campiche	85,4	65,2
Angamos (prom. 1 y 2)	64,4	57,6
Norgener (prom. 1 y 2)	86,2	0,0

TRANSFERENCIA DE ENERGIA

ÍTEM	Dic 2024
Total Generación (GWh)	767
Total Retiros (GWh)	799
Transf. Físicas (GWh)	-32
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	10



GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

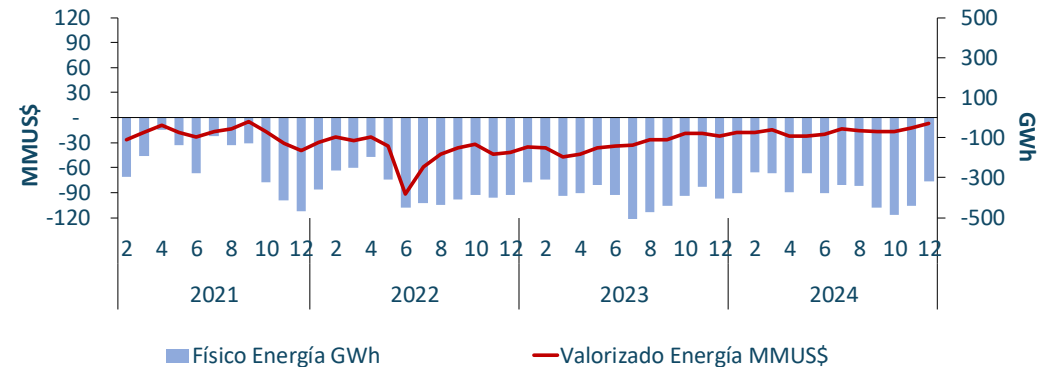
TECNOLOGÍA	Dic 2023	Nov 2024	Dic 2024
Diésel	0	1	0
Carbón	125	133	156
Gas Natural	85	67	180
GNL	0	0	0
Hidro	10	11	6
Solar	85	58	73
Eólico	31	68	75
Total	336	338	488

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Dic 2023	Dic 2024
Andina Carbón	127,6	75,0
Mejillones Carbón	180,0	180,0
Tocopilla GNL_A (U16-TG1+TV1)	43,2	32,4

TRANSFERENCIA DE ENERGIA

ÍTEM	Dic 2024
Total Generación (GWh)	488
Total Retiros (GWh)	806
Transf. Físicas (GWh)	-318
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-7



GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

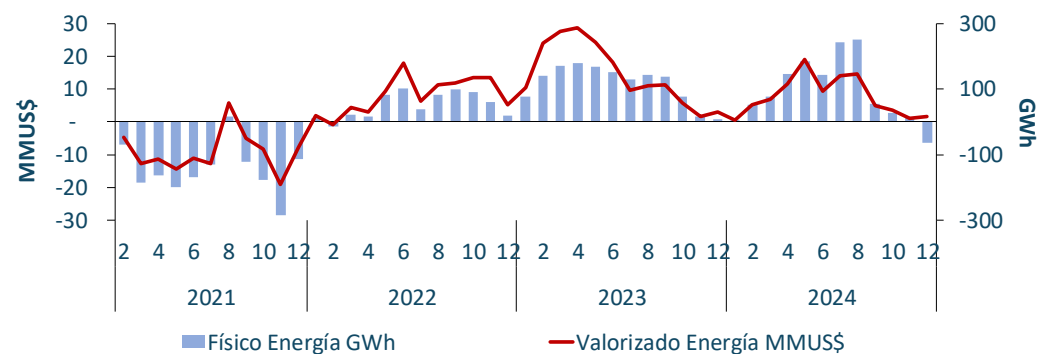
TECNOLOGÍA	Dic 2023	Nov 2024	Dic 2024
Diésel	0	0	0
Carbón	0	0	0
Gas Natural	0	0	0
GNL	88	21	125
Hidro	0	0	0
Solar	0	0	0
Eólico	0	0	0
Total	88	21	125

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Dic 2023	Dic 2024
Kelar GNL_A (TG1 + TG2 + TV)	46,5	54,5
Kelar Diesel (TG1 + TG2 + TV)	149,7	138,6

TRANSFERENCIA DE ENERGIA

ÍTEM	Dic 2024
Total Generación (GWh)	125
Total Retiros (GWh)	188
Transf. Físicas (GWh)	-63
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	2



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 2024, es de 100 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 Chilquinta y Enel acceden a menores precios, mientras que CGED 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 2017/01.

Tabla 4.1:
Precio medio de licitación indexado diciembre de 2024 por generador, en barra de oferta*

Fuente: CNE
Elaboración: Systep

EMPRESA GENERADORA	PRECIO MEDIO CONTRATOS US\$/MWh	ENERGÍA AÑO 2024 GWh
ENDESA	115	10,465
E-CL	115	7,600
ENEL GENERACIÓN	67	5,935
El Campesino	112	4,024
AES GENER	100	1,319
ACCIONA	101	1,111
COLBÚN	83	1,000
Abengoa	152	956
IBEREÓLICA CABO LEONES II S.A.	63	860
Aela Generación S.A.	98	858
HUEMUL ENERGÍA (Caman)	51	640
HUEMUL ENERGÍA (Coihue)	52	640
PANGUIPULLI	153	567
CONDOR ENERGÍA (Esperanza)	57	530
CONDOR ENERGÍA (C° Tigre)	55	463
CONDOR ENERGÍA (Tchamma)	52	441
San Juan SpA.	135	422
WPD MALLECO (Malleco)	66	398
Pelumpén S.A.	108	346
PUELCHE SUR EÓLICA	58	287
SONNEDIX COX	70	265
Ibereolica Cabo Leonos I S.A.	118	196
WPD MALLECO (Malleco II)	66	192
Otros	101	1,565
Precio Medio de Licitación	100	41,079

* Todos los procesos hasta la fecha indexados al 12/2024, ponderado por energía contratada del año 2024

Tabla 4.2:
Precio medio de licitación indexado a diciembre de 2024 por distribuidora, en barra de oferta*

Fuente: CNE
Elaboración: Systep

EMPRESA DISTRIBUIDORA	PRECIO MEDIO CONTRATOS US\$/MWh	ENERGÍA AÑO 2024 GWh
Enel Distribución	95	14,127
CGE Distribución	106	12,858
Chilquinta	95	3,281
SAESA	97	2,750
Precio Medio Muestra	99	33,017

* Todos los procesos hasta la fecha indexados al 12/2024, ponderado por energía contratada del año 2024

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

5.

ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES

De acuerdo con el balance de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) publicado con datos de noviembre 2024 los retiros de energía afectos a obligaciones establecidos en la Ley 20.257 y la Ley 20.698 fueron iguales a 6.194 GWh, por lo tanto, las obligaciones sumaron 1.026 GWh en total. A su vez, la generación ERNC durante noviembre fue igual a 3.045 GWh, es decir, se superó en un 197% la obligación ERNC.

La mayor fuente ERNC corresponde al aporte solar que representa un 57% (1.683 GWh) seguido por el aporte eólico con un 29% (843 GWh), luego los aportes de tipo hidráulico con un 9% (273 GWh) y finalmente la biomasa, que representó un 5% (135 GWh). Por su parte, la generación geotérmica representa un 0% (14 GWh).

Durante diciembre de 2024 se registró 710,5 GWh de energía solar y eólica vertida, lo que refleja una disminución del -24,2% con respecto a noviembre de 2024 (937,9 GWh) y un aumento del 43,0% con respecto a diciembre del 2023 (496,9 GWh), ver Figura 5.2.

Figura 5.1: Generación ERNC histórica reconocida

Fuente: CEN

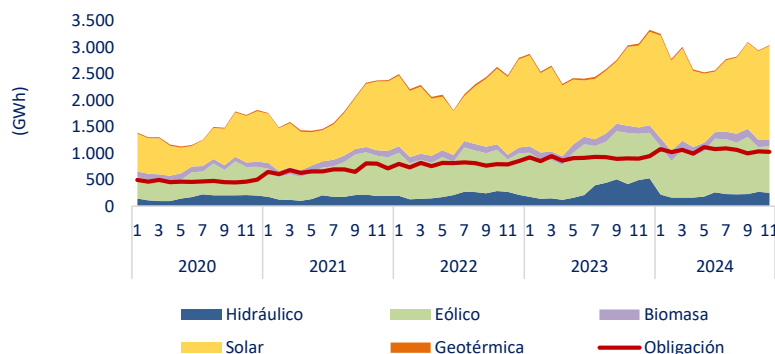
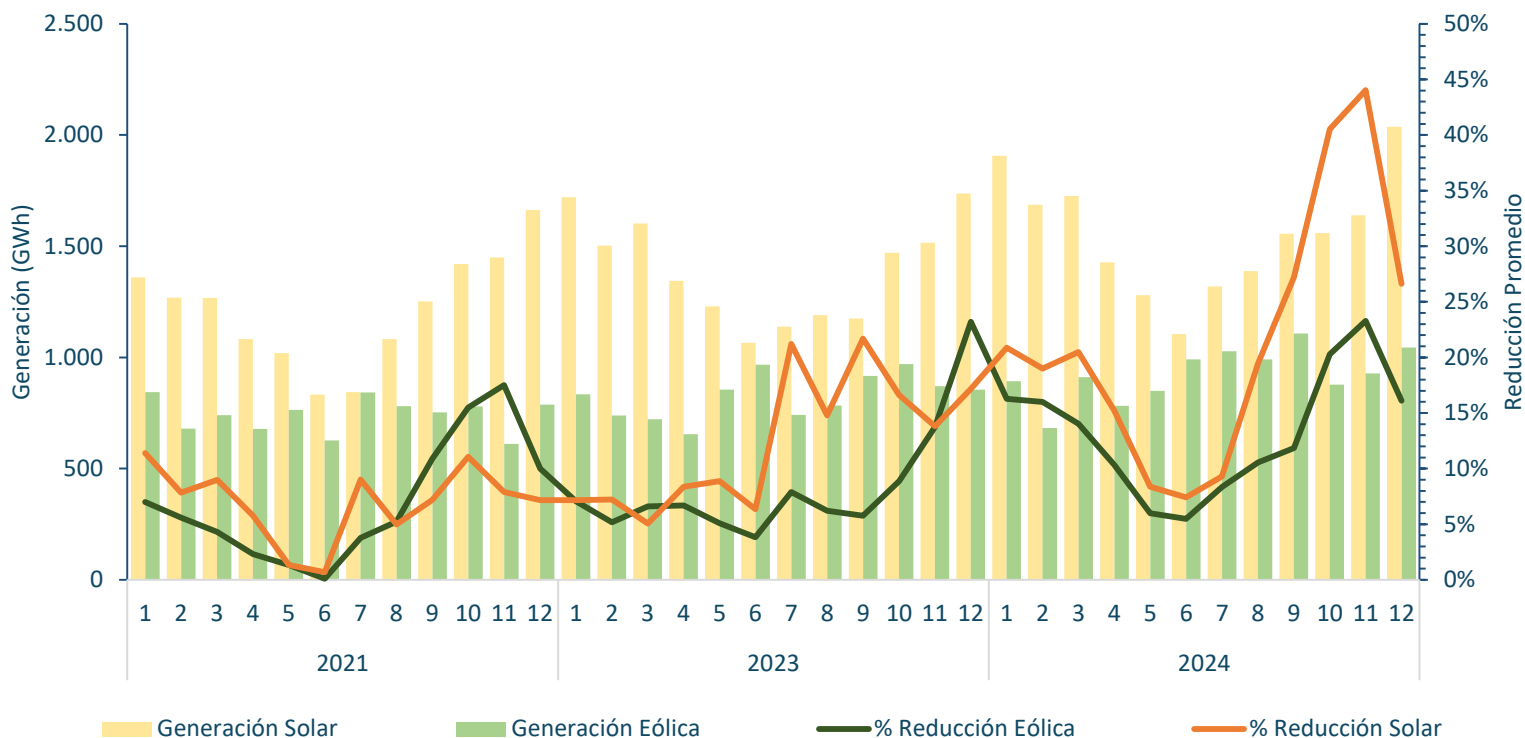


Figura 5.2: Vertimiento renovable desde Nogales al norte histórico

Fuente: CEN



6.

EXPANSIÓN DEL SISTEMA

PLAN DE OBRAS

De acuerdo con la RE N°700 CNE (31-12-2024) que declara y actualiza instalaciones de Generación y Transmisión en construcción, se espera la entrada de 4,207 MW de capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional. De estos, 40% corresponde a tecnología solar (1,703 MW), un 1% a tecnología eólica (34 MW), un 1% de tecnología hidráulica (49 MW), un 20% de tecnología solar con BESS (840 MW), un 37% de tecnología BESS (1,542 MW) y un 1% de tecnología térmica (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	
Doña Luzma	dic-24	Térmica	40.0
Parque Fotovoltaico Sol de Vallenar	dic-24	Solar	100.0
Planta Fotovoltaica Aurora Solar	mar-25	Solar	187.0
PFV Gabriela + BESS	abr-25	Solar + BESS	220.0
Quillagua II PV	abr-25	Solar	1,050.0
Andes III (Etapa 1)	may-25	Solar	175.9
CH Los Lagos	jul-25	Hidráulica	48.7
PFV Cachiyuyo	oct-25	Solar	50.0
PFV Víctor Jara	oct-25	Solar + BESS	200.0
PV Libélula	nov-25	Solar	139.7
Parque Eólico Cancura	nov-25	Eólica	33.6
PFV Qanqña	dic-25		80.0
Sistema de Almacenamiento Central Desierto de Atacama	dic-24	BESS	110.0
Quillagua BESS 95MW	ene-25	BESS	95.0
BESS del Desierto	ene-25	BESS	200.0
BESS Luz del Norte	mar-25	BESS	141.0
Stand Alone VR1 y VR2	mar-25	BESS	60.0
PFV Gabriela + BESS	abr-25	Solar + BESS	220.0
BESS Quillagua II	abr-25	BESS	105.0
BESS Andes III (Etapa 1)	may-25	BESS	171.3
BESS Tocopilla	jun-25	BESS	116.0
BESS Bolero	jul-25	BESS	146.0
BESS Víctor Jara	oct-25	Solar + BESS	200.0
BESS Huatacondo	nov-25	BESS	98.0
BESS Arenales	nov-25	BESS	300.0
Capacidad próximos 12 meses			4,287.2

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

PROYECTOS EN EVALUACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL (SEIA)

En el Sistema Eléctrico Nacional, los proyectos de generación en calificación, a diciembre de 2024, totalizan 16.851 MW con una inversión de MMUS\$ 22.268, mientras que los proyectos aprobados históricos totalizan 85.916 MW con una inversión de MMUS\$ 143.639 (ver Tabla 7.1).

Durante el mes de diciembre, 13 proyectos entraron en calificación aportando una capacidad de 2.695 MW, de los cuales destacan el Parque Fotovoltaico Las Cunas de 540 MW ubicado en Vallenar y el Parque Fotovoltaico El Encanto de 244 MW ubicado en Marchihue (ambos combinan fuentes renovables con baterías).

En este mes se aprobaron 7 proyectos, 3 híbrido solar y baterías (28 MW) y 4 solares (107 MW). Por último, se desistió un proyecto solar (9 MW).

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	3.343	4.722	16.303	27.241
Hidráulica	0	0	3.926	6.654
Solar	4.433	5.616	42.004	67.443
Gas Natural	900	511	7.124	6.327
Geotérmica	0	0	170	710
Diesel	9	4	2.971	6.571
Biomasa/Biogás	0	0	463	932
Carbón	0	0	7.030	13.603
Termosolar	0	0	1.635	8.450
Mixto (Solar + Eólico)	1.189	1.248	2.322	2.064
Híbrido (Solar + BESS)	5.512	7.961	1.223	2.371
Híbrido (Eólico + BESS)	1.464	2.206	688	1.106
Almacenamiento	0	0	50	160
Total	16.851	22.268	85.916	143.639

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

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA



- Se publica RE CNE N°5 de 2025, que comunica nuevos valores de los precios de nudo de corto plazo del Sistema Eléctrico Nacional ([ver más](#)).
- Se publica en el Diario Oficial Decreto Exento N°13 de 2025 que fija obras nuevas 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 2023 ([ver más](#)).
- Se publica en el Diario Oficial RE N°40 de 2025 que aprueba Informe Consolidado de Respuestas correspondiente al Procedimiento Normativo de elaboración del Anexo Técnico Requisitos Sísmicos para Instalaciones Eléctricas de Alta Tensión, de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio ([ver más](#)).
- Se publica en el Diario Oficial RE N°41 de 2025 que aprueba Anexo Técnico Requisitos Sísmicos para Instalaciones Eléctricas de Alta Tensión, de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio ([ver más](#)).
- Se publica RE CNE N°50 de 2025 que aprueba prueba Informe Final de Licitaciones a que se refiere el artículo 131° ter de la Ley General de Servicios Eléctricos, y dicta texto refundido. ([ver más](#)).
- CNE inicia convocatoria para la presentación de propuestas de proyectos de expansión de la transmisión, en conformidad a lo dispuesto en artículo 91° de la Ley General de Servicios Eléctricos ([ver más](#)).
- Se publica en el Diario Oficial Decreto N°3T de 2024 que fija derechos y condiciones de ejecución y explotación y fija empresas adjudicatarias de la construcción y ejecución de las obras contempladas en los decretos exentos N°185 y N°229, de 2021; y N°200 y N°257, de 2022 ([ver más](#)).

MINISTERIO DE ENERGÍA



- Se publica en el Diario Oficial Resolución Exenta N°1 de 2025 que dispone recursos adicionales para el financiamiento del subsidio transitorio al pago del consumo de energía eléctrica para el primer semestre del año 2025 y aprueba nuevo listado de usuarios residenciales pertenecientes a los hogares beneficiarios ([ver más](#)).
- Se publica en el Diario Oficial Decreto N°1 de 2025 que decreta medidas preventivas que indica, en el sistema eléctrico de la zona comprendida por las subestaciones conectadas a la Línea 1x66 kV Los Maquis - Hualañé, ubicadas en la Región del Maule, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 163° de la Ley General de Servicios Eléctricos ([ver más](#)).
- FNE recomienda al Ministerio de Energía cuatro medidas para mejorar la información a clientes regulados ante rebaja del umbral de potencia conectada de 500 kW a 300 kW ([ver más](#)).
- Cámara aprueba PdL que aumenta la cobertura del subsidio eléctrico y se despacha al Senado ([ver más](#)).

COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL

- Coordinador Eléctrico Nacional actualiza su Hoja de Ruta para una Transición Energética Acelerada ([ver más](#)).
- Coordinador publica Propuesta de Expansión del Sistema de Transmisión 2025 con inversiones por US\$ 708 millones ([ver más](#)).



PANEL DE EXPERTOS

- Se encuentra disponible en Discrepancias Tramitadas las discrepancias realizadas por Edelayesen, San Victor, Sagesa-Saesa, Hidroner, Saesa, Solar Piemonte y Cuchildeo contra la CNE por Informe Técnico con observ. y correc. Al estudio y las fórmulas tarifarias de los Sistemas Medianos ([ver más](#)).



SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD Y COMBUSTIBLES

- Se publica RE SEC N°29.787 que modifica los instructivos técnicos de generación distribuida para autoconsumo ([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

