



REPORTE MENSUAL

Sector Eléctrico

Febrero 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.

Ley en Materia de Transmisión Eléctrica: nuevo mecanismo para obras urgentes

Durante los últimos años, el proceso de Acceso Abierto ha enfrentado dificultades para asignar puntos de conexión a los proyectos de generación que se ajusten oportunamente a sus cronogramas, evidenciando que la transmisión presenta tiempos de despliegue superiores. Algunos puntos de conexión en el SEN son altamente demandados contando con limitadas posiciones disponibles, siendo rápidamente solicitados una vez se adjudica la licitación respectiva, dejando sin una alternativa natural al resto de los desarrolladores. Por ejemplo, la nueva subestación Manuel Rodríguez, cuya construcción fue adjudicada a Engie el 6 de febrero de 2025, ya cuenta a la fecha con 19 solicitudes de conexión ingresadas mediante Acceso Abierto¹, cuando únicamente dispone de 6 posiciones disponibles. Surge entonces la interrogante: ¿qué opciones tienen los solicitantes restantes? Además, es pertinente cuestionar si el criterio de asignar solicitudes estrictamente en orden de presentación permite identificar si el proyecto realmente corresponde a una iniciativa que tiene un grado razonable de probabilidad de materializarse, situación análoga a lo que sucede con las Solicitudes de Conexión a la Red (SCR) de PMGDs, lo que fue tratado en nuestra editorial de noviembre de 2023².

A fines de diciembre de 2024, se promulgó la Ley N°21.721 o Ley en Materia de Transmisión Eléctrica³, originalmente conocida como Proyecto de Ley de Transición Energética. Esta norma introduce modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) con el propósito de abordar los desafíos asociados a la transición energética, acelerar la integración de energías renovables y hacer más eficiente el desarrollo de obras de transmisión. En particular, la modificación del Artículo 102° de la LGSE y la incorporación a la LGSE del nuevo Artículo 91° bis abren nuevas instancias para la expansión del sistema de transmisión. La reglamentación de algunas de las modificaciones introducidas por la ley ya concluyó su proceso de consulta pública en enero de 2025 (licitación de obras de ampliación por propietarios y mecanismo de revisión del Valor de Inversión o V.I. adjudicado), otras se encuentran en consulta pública hasta marzo de 2025 (mecanismo de obras urgentes según Artículo 91° bis), y otros cambios necesarios a reglamentos vigentes (DS10/2019 y DS37/2019) probablemente se realicen durante el año, siendo importante que las empresas del sector eléctrico participen activamente en estos procesos.

Con respecto al Artículo 91° bis, el Ministerio de Energía (MEN) y el CEN ahora pueden solicitar a la Comisión Nacional de Energía (CNE) que inicie un proceso de propuesta de obras urgentes, el cual culmina en un decreto exento y en un proceso de licitación simplificado, conforme al Artículo 95° de la LGSE. El valor total de inversión de las obras aprobadas bajo este mecanismo en un año

calendario no debe exceder el 10% del valor promedio de los últimos cinco procesos de Planificación de la Transmisión (aproximadamente MMUS\$ 57 a la fecha), mientras que la inversión en obras nuevas estará limitada a un 5% (aproximadamente MMUS\$ 28 a la fecha). Además, en la Región de Ñuble, mediante una disposición transitoria, se podrá considerar un monto adicional de hasta un 5% sobre el límite de 10% durante un periodo de 5 años. En este contexto, se espera que este nuevo mecanismo sea utilizado por el regulador para resolver de forma expedita el desarrollo de obras que garanticen la suficiencia y seguridad de suministro a clientes finales ante modificaciones no previstas de las condiciones de operación, tales como desviaciones en la estimación de la demanda de una zona, o que se resuelvan en tiempos menores los problemas de limitaciones de generación que afecta a algunas centrales. No obstante, al definirse un valor techo para el V.I. de obras bajo este mecanismo, gran parte de las expansiones, y en específico aquellas de mayor magnitud, debiese seguir materializándose bajo el proceso anual de expansión de la transmisión que realiza la CNE.

La ley introduce un nuevo inciso en el Artículo 102° de la LGSE, entregando ahora también a las empresas generadoras la posibilidad de iniciar una solicitud de obra urgente para ampliar una instalación existente, lo que anteriormente estaba limitado al propietario de la instalación. De esta manera, los generadores que estén a la espera de una nueva posición para un punto de conexión en una subestación existente podrán ingresar una solicitud de ampliación, aunque a su propio riesgo y costo. Esta modificación resuelve las restricciones temporales inherentes a la participación en los procesos del plan de expansión, y evita la necesidad de alcanzar acuerdos previos con los transmisores antes de presentar obras de ampliación en sus instalaciones.

Cabe destacar que las ampliaciones por Artículo 102° de la LGSE deben ser clasificadas por la CNE en alguna de las categorías existentes para activos de transmisión (nacional, zonal o dedicada) para efectos de su valorización y remuneración, por lo tanto, pueden eventualmente terminar siendo pagadas por la demanda.

Por otro lado, también es conocida la situación de PMGDs que han visto cómo se les restringe su capacidad de inyección por problemas de capacidad en los sistemas de transmisión zonal, eventos que en casos puntuales se remontan incluso al año 2019 sin que a la fecha exista una solución en vías de desarrollo, lo que implica que estos PMGDs al menos seguirían afectados a restricciones de generación por algunos años más.

En este aspecto, la ley también modifica el Artículo 87° de la LGSE, incluyendo como criterio para la expansión de sistemas zonales la presencia de medios de generación o sistemas de

¹ [Energía Estratégica](#)

² [Crecimiento acelerado de PMG/PMGD: desafíos de coordinación e infraestructura](#)

³ [Ley N°21.721](#)

almacenamiento (anteriormente el único criterio era el abastecimiento de la demanda). Si bien esto podría destrabar la ampliación de subestaciones por la entrada de PMGDs, también se modificó el Artículo 115° de la LGSE indicando que si una ampliación beneficia a un generador este deberá realizar pagos por su uso “...en la proporción que determine el reglamento...”, con lo que resurge la figura de peajes zonales que se había eliminado con la Ley de Transmisión. Si bien es probable que la autoridad opte por un mecanismo simplificado de asignación de costos (de hecho, se menciona la capacidad instalada como una posible alternativa), de todas formas, esto implicará un costo que seguramente no estaba considerado por parte de los desarrolladores de PMGDs.

Por lo anterior, será muy importante el mecanismo de evaluación que la autoridad defina para la materialización de estas ampliaciones. Una alternativa es realizar un símil a las expansiones de mayor magnitud que se justifican por la entrega de beneficios operacionales netos al sistema, lo que además debiese garantizar que el balance privado para un generador sería positivo (los ingresos adicionales al eliminar la congestión debiesen más que suficientes para compensar el peaje de transmisión por el activo ampliado). No obstante, el principal inconveniente práctico es que muchas de estas expansiones son muy pequeñas (en MW) comparadas con la demanda del sistema; si el aumento de capacidad está dentro del margen de error de los modelos de simulación que se utilicen, es posible que no se puedan cuantificar adecuadamente los beneficios. A mayor abundamiento, gran parte de los PMGDs que experimentan vertimiento local son solares, periodo del día donde los costos de operación (y costos marginales) ya son muy bajos, por lo que liberar capacidad adicional en estos bloques horarios no siempre alcanzará a compensar la inversión en transmisión, debiendo además tenerse en cuenta que la señal de precios a la que están afectos (precios estabilizados, ya sea 24 horas o en bloques horarios) no necesariamente se alinea con la operación real del sistema, lo que plantea una disyuntiva entre el beneficio privado y el sistémico.

La otra opción es optar por un mecanismo más simple, donde se defina un umbral de cargabilidad (o alternativamente, un margen de capacidad disponible), que deben tener siempre los activos de transmisión zonales, en forma análoga a las expansiones que se realizan actualmente con el fundamento de abastecimiento de la demanda. No obstante, en estos casos no siempre eliminar la congestión compensaría el peaje que el PMGD debe pagar por las nuevas instalaciones. Si esta es la aproximación que la autoridad decide implementar, ¿podrán los PMGDs oponerse a la ampliación de una subestación o línea, o será simplemente una imposición de la CNE?

Es muy relevante que los interesados realicen un seguimiento al proceso de modificación de los reglamentos en esta materia cuando el Ministerio de Energía inicie las mesas de trabajo con la industria, o al menos cuando se lance el proceso de consulta pública.

Si bien estos cambios eliminan algunas de las barreras de entrada para proyectos de generación, también hay que recordar que la expansión del sistema de transmisión debe ser costo-eficiente. Sin perjuicio de aquellos proyectos que aumentan la seguridad de suministro y calidad de producto a los clientes, **la construcción**

acelerada de obras urgentes se reflejará en las tarifas de los usuarios finales, por el aumento del Cargo Único de Transmisión.

Las opiniones de los participantes del sector eléctrico han sido variadas. En julio de 2023, cuando la ley se encontraba en fase de discusión legislativa e incluyendo medidas que finalmente no fueron aprobadas (repartición de ingresos tarifarios extraordinarios, licitación de sistemas de almacenamiento), ACENOR indicó en una presentación⁴ ante el Senado que las tarifas de todos los clientes podrían subir en promedio cerca de 11 CL\$/kWh adicionales.

En este sentido, hay que tener en cuenta el riesgo de recalificación de instalaciones en una zona que se vuelva eminentemente generadora porque se hagan varias ampliaciones aplicando los nuevos mecanismos. No solo necesariamente a nivel de una subestación primaria, sino también se recalifiquen otros activos de transmisión en las cercanías.

La Ley en Materia de Transmisión Eléctrica introduce mecanismos destinados a agilizar la expansión del sistema de transmisión y facilitar la integración de energías renovables. Sin embargo, persisten desafíos como la elevada demanda de puntos de conexión, un alto volumen de solicitudes de conexión en ciertas subestaciones, y el impacto en las tarifas eléctricas. Si bien las modificaciones entregan nuevas herramientas a los generadores y a la autoridad para facilitar la ampliación de instalaciones de transmisión, **es imprescindible contar con una planificación estratégica global que evite ineficiencias y costos excesivos para los usuarios**. Asimismo, la implementación exitosa de estas medidas dependerá también de la participación activa y transversal de la industria en los procesos de consulta pública iniciados por la CNE o por el Ministerio de Energía, según corresponda.

Por otra parte, disponer de herramientas que aceleren la expansión de la transmisión y provean mayor robustez al SEN podría contribuir a la suficiencia y reducir la probabilidad de pérdida de suministro. No obstante, es fundamental recordar que el objetivo principal de la regulación recientemente aprobada no es mitigar contingencias como la vivida el 25 de febrero, ya que se podrían requerir medidas adicionales para ello. En efecto, con la información pública disponible, no es evidente asegurar que el origen de la falla, y en especial la duración del evento, hayan estado relacionadas exclusivamente a falta de capacidad de transmisión. En este contexto, **es crucial que, para la correcta implementación de Ley N°21.721, la discusión no se centre en la contingencia, sino en avanzar hacia los consensos necesarios** para que la transmisión responda eficientemente a las necesidades de la industria y, en última instancia, se traduzca en beneficios para los clientes a través de una mayor oferta de generación.

⁴ ACENOR: [Proyecto de ley va en contra de una transición energética justa](#)

GENERACIÓN

En enero, la generación total del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) alcanzó los 7.327 GWh/mes, lo que representa una disminución de -0,6% en comparación con diciembre de 2024 (7.371 GWh/mes) y una reducción del -0,5% en relación con enero de 2024 (7.367 GWh/mes) (Ver Figura 1.1).

La participación de la generación hidráulica de embalse, geotérmica y a carbón se redujo en 29%, 68% y 18%, respectivamente, en comparación con enero de 2024. En contraste, la generación eólica, solar, a gas y diésel aumentó en un 17%, 10%, 22% y 167%, respectivamente, respecto al mismo período del año anterior.

En cuanto a la generación bruta registrada en enero, la potencia máxima alcanzó los 11.771 MW el día 28, mientras que la mínima fue de 7.644 MW el día 5. La Figura 1.2 ilustra el ciclo de generación a lo largo del mes, evidenciando una mayor producción durante los días hábiles y una disminución durante los fines de semana y días festivos.

Durante el mes de enero estuvo en mantenimiento mayor la central solar: PFV Nuevo Quillagua (29 días); a carbón: Santa María (29 días); y a gas: Tocopilla-U16 (20 días), Angamos-ANG1 (17 días), Taltal 1 (4 días) y Nueva Renca (2 días).

Figura 1.1:
Energía mensual generada en el SEN

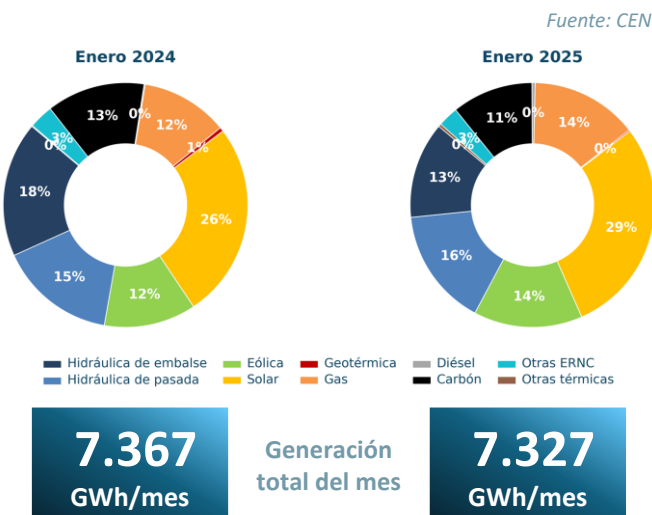
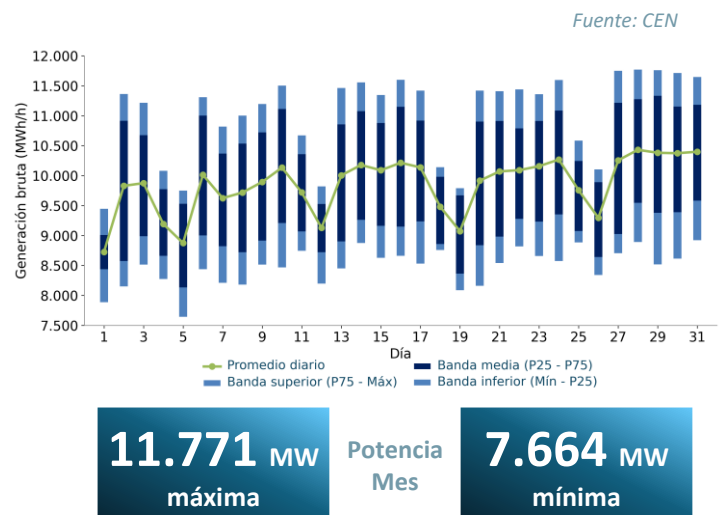


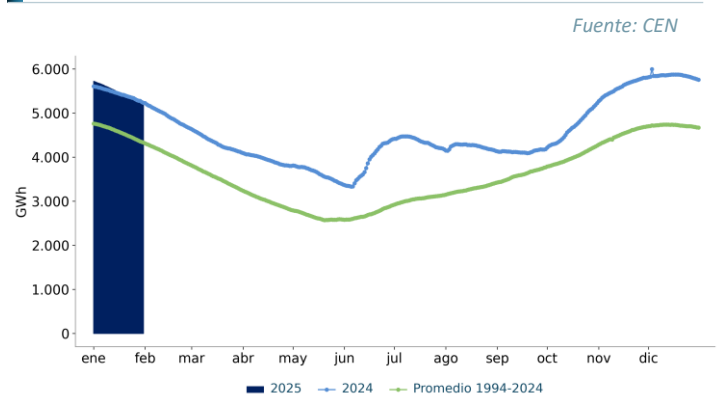
Figura 1.2:
Generación bruta del SEN



HIDROLOGÍA

En enero la energía embalsada en el SEN fue similar que el nivel del año anterior y superó el promedio mensual histórico entre los años 1994 – 2024. Durante enero, el promedio de energía embalsada representó el 120% del promedio mensual histórico 1994 – 2024 (ver Figura 1.3). La probabilidad de excedencia de este mes fue de 83,2%, es decir, el 16,8% de los registros fueron meses más secos que el mes actual.

Figura 1.3:
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 enero de 2025 el costo marginal de la barra Crucero 220 fue de 40,7 US\$/MWh, lo cual registró una variación de 7,5% con respecto a diciembre de 2024 (37,8 US\$/MWh), y una variación de -2,9% respecto a enero de 2024 (41,9 US\$/MWh). Los costos en demanda baja fueron determinados por el carbón y gas, mientras que en demanda alta por el diésel (ver Figura 1.4).

Por su parte, el costo marginal de la barra Alto Jahuel 220 fue de 41,8 US\$/MWh, lo cual registró una variación de 14,2% con respecto a diciembre de 2024 (36,6 US\$/MWh), y una variación de 5,9% respecto a enero de 2024 (39,5 US\$/MWh). Los costos en demanda baja fueron determinados por el carbón y gas, mientras que en demanda alta por el diésel (ver Figura 1.5).

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

Fuente: CEN

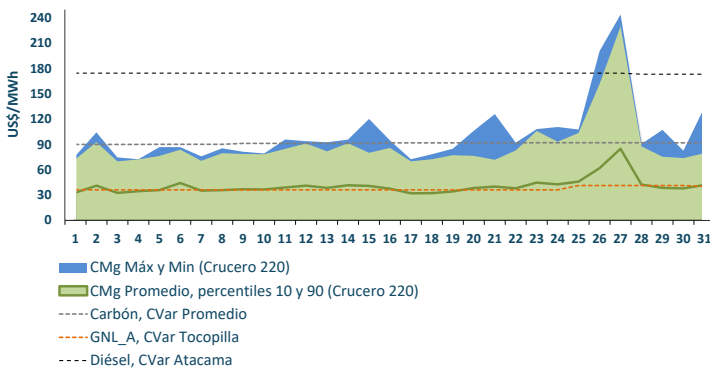
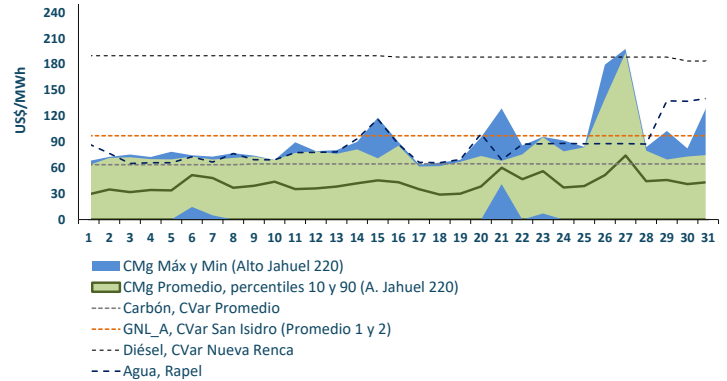


Figura 1.5:
Principales costos variables y costo marginal promedio diario de enero para Alto Jahuel 220kV

Fuente: CEN



Durante el mes de enero se observaron variaciones de costos marginales a lo largo del SEN, fundamentalmente debido a la congestión en las líneas de transmisión que unen el centro y 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

Fuente: CEN

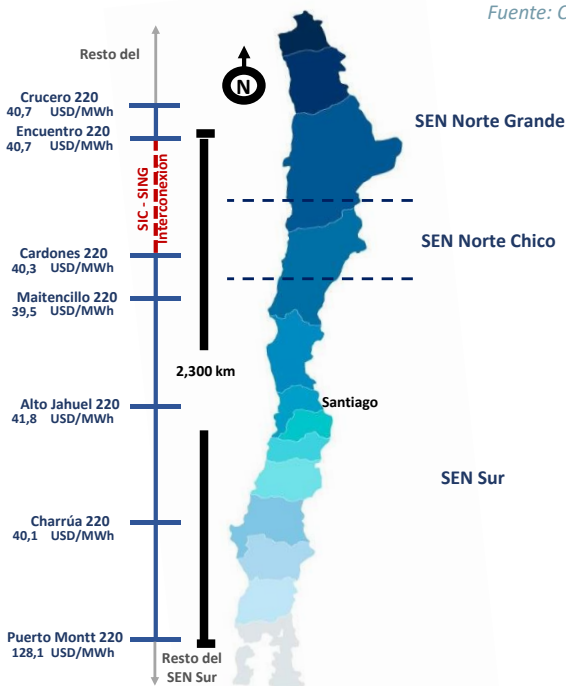


Tabla 1.1:
Desacople promedio por tramo congestionado en sistema de transmisión*

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 2,0% 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 5.671 MW de nueva capacidad, de los cuales 1.942 MW son solares, 2.039 MW son eólicos, 150 MW corresponden a embalses, 142 MW a biomasa, 49 a hidroeléctricas de pasada, 40 MW a diésel y 1.309 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%).

La simulación no incluye los efectos de la reciente falla en el SEN del día 25 de febrero de 2025.

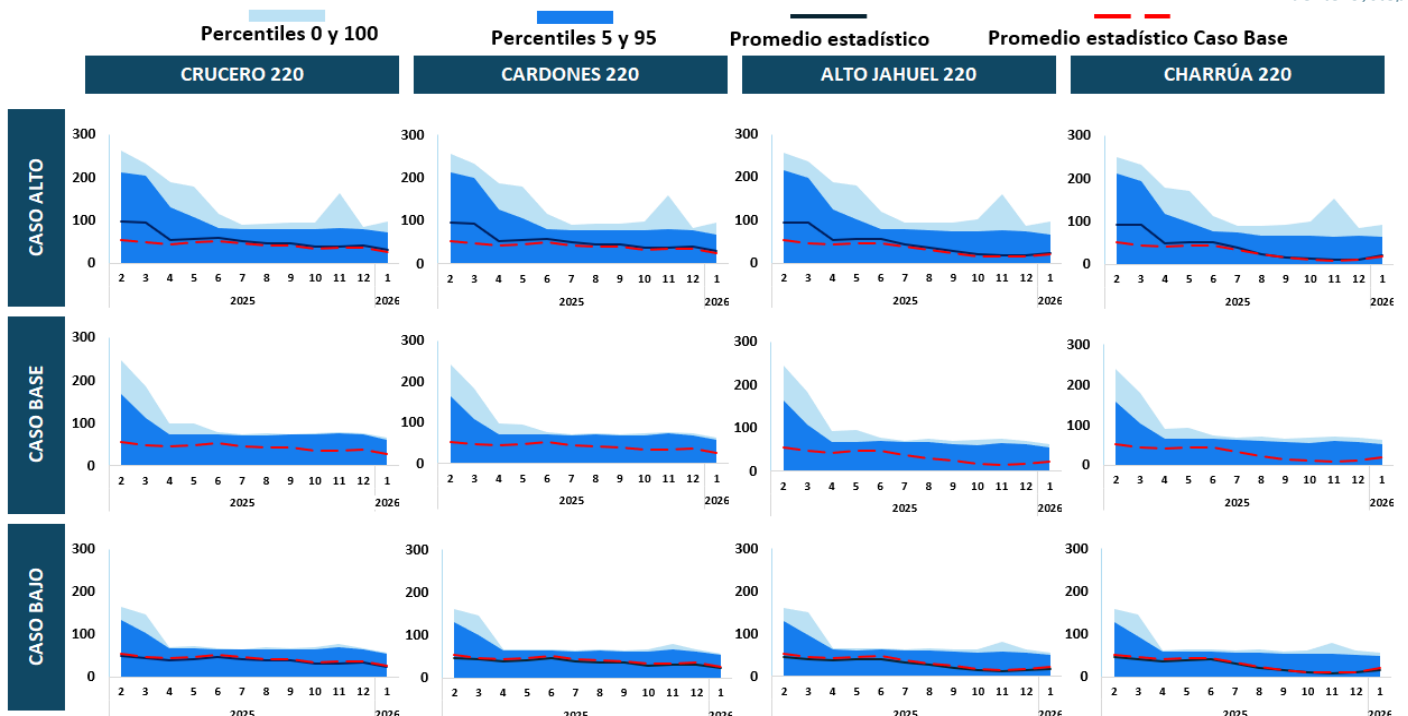
Tabla 2.1:
Supuestos considerados en las simulaciones

SUPUESTOS		BAJO	BASE	ALTO
Precios Combustibles				
CARBÓN US\$/Ton	Mejillones*	294	327	360
	Angamos*	131	146	161
	Guacolda*	136	151	166
	Andina	158	176	193
	Hornitos	158	176	193
	Santa María	178	198	218
	N. Ventanas	143	159	175
DIESEL US\$ / Bbl	Quintero	131	146	160
	Mejillones	113	125	138
GNL US\$ / MMBtu	San Isidro 1	7	8	9
	Nehuenco 1	7	8	-
	Mejillones CTM3	6	7	-
	U16	6	7	8
	Kelar	7	8	-
GN US\$ / MMBtu	San Isidro 2	6	7	-
	U16	10	11	-
	Nehuenco 2	7	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 enero, Enel aumentó su generación en base a gas natural, solar y eólico, mientras que disminuyó su generación hidroeléctrica y geotérmica. Por su parte, Colbún aumentó su producción en base a diésel, gas natural y eólico, mientras que disminuyó su generación hidroeléctrica y solar. AES Andes aumentó su generación solar y eólica, mientras que disminuyó su generación a carbón e hidroeléctrica. Engie aumentó su producción eólica, mientras que disminuyó su generación a carbón, gas natural y solar. Por último, Tamakaya aumentó su producción en base a diésel y disminuyó su generación en base

a GNL.

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

Empresa:
ENEL CHILE

GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

TECNOLOGÍA	Ene 2024	Dic 2024	Ene 2025
Diésel	0	0	0
Carbón	0	0	0
Gas Natural	394	232	474
GNL	0	0	0
Hidro	1.230	1.159	891
Solar	359	325	341
Eólico	196	190	212
Geotérmica	40	15	13
TOTAL	2.219	1.921	1.931

VALOR DEL AGUA PROMEDIO (US\$/MWh)

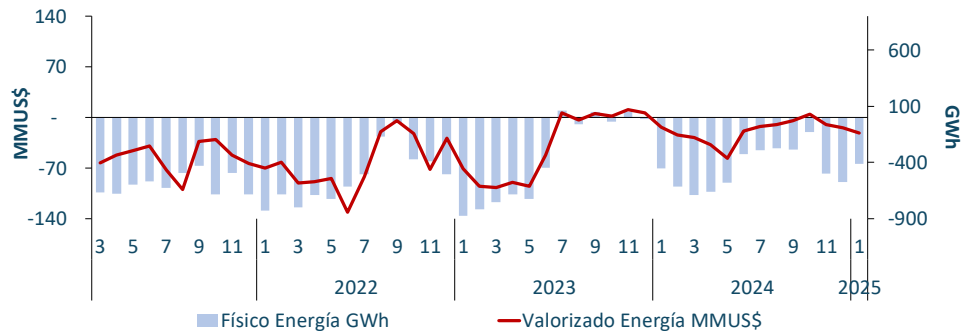
CENTRAL	Ene 2024	Ene 2025
Embalse Ralco	72	85

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Ene 2024	Ene 2025
San Isidro GNL_A (TG1+TV1, prom. I y II)	98,3	97,3
San Isidro GN_A (TG1+TV1, prom. I y II)	59,2	47,8
Taltal Diésel (Prom. I y II)	0,0	0,0
Atacama Diésel (TG1A+TG1B+TV1C)	187,5	174,5

TRANSFERENCIA DE ENERGIA

ÍTEM	Ene 2025
Total Generación (GWh)	1.931
Total Retiros (GWh)	2.342
Transf. Físicas (GWh)	-411
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-22



Empresa:
COLBÚN

GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

TECNOLOGÍA	Ene 2024	Dic 2024	Ene 2025
Diésel	0	0	1
Carbón	150	0	0
Gas Natural	202	97	234
GNL	0	0	0
Hidro	624	618	522
Solar	55	55	47
Eólico	0	57	99
Total	1.031	827	903

VALOR DEL AGUA PROMEDIO (US\$/MWh)

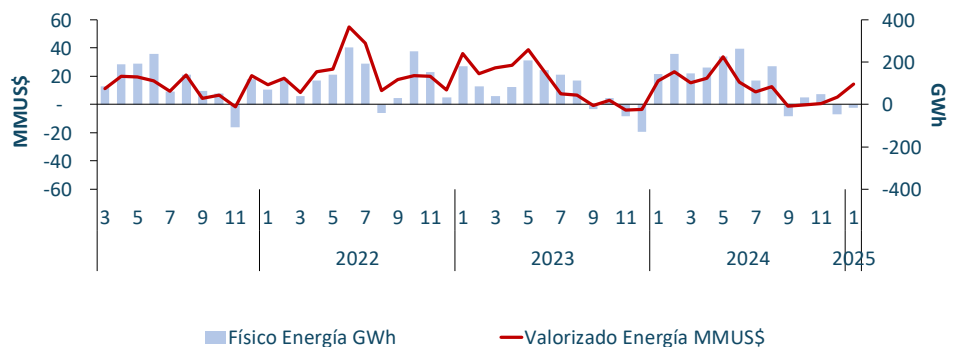
CENTRAL	Ene 2024	Ene 2025
Embalse Colbún	44	70

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Ene 2024	Ene 2025
Santa María	46,7	61,0
Nehuenco GNL_A (TG1+TV1, Prom. I y II)	102,5	102,5
Nehuenco GN_A (TG1+TV1, Prom. I y II)	59,2	52,1
Nehuenco Diesel (TG1+TV1, Prom. I y II)	180,3	180,3

TRANSFERENCIA DE ENERGIA

ÍTEM	Ene 2025
Total Generación (GWh)	903
Total Retiros (GWh)	919
Transf. Físicas (GWh)	-16
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	14,46



GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

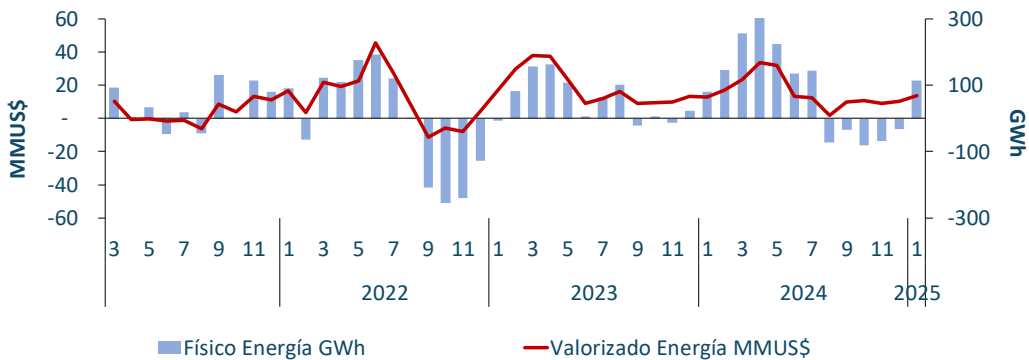
TECNOLOGÍA	Ene 2024	Dic 2024	Ene 2025
Diésel	0	0	0
Carbón	538	541	460
Gas Natural	0	0	0
GNL	0	0	0
Hidro	118	136	125
Solar	7	31	44
Eólico	67	58	65
Total	730	767	694

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Ene 2024	Ene 2025
N. Ventanas y Campiche	100,8	65,2
Angamos (prom. 1 y 2)	70,0	57,3
Norgener (prom. 1 y 2)	152,0	0,0

TRANSFERENCIA DE ENERGIA

ÍTEM	Ene 2025
Total Generación (GWh)	694
Total Retiros (GWh)	580
Transf. Físicas (GWh)	114
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	14



GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

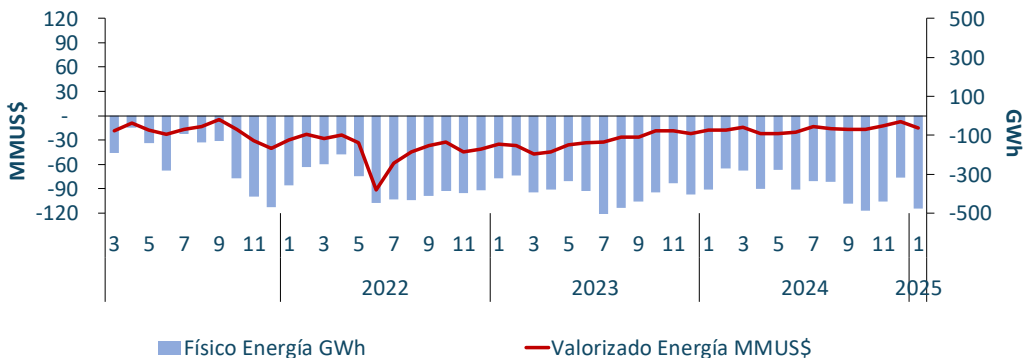
TECNOLOGÍA	Ene 2024	Dic 2024	Ene 2025
Diésel	0	0	0
Carbón	151	156	148
Gas Natural	100	180	121
GNL	0	0	0
Hidro	6	6	6
Solar	91	73	67
Eólico	29	75	85
Total	377	488	426

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Ene 2024	Ene 2025
Andina Carbón	127,6	75,0
Mejillones Carbón	180,0	180,0
Tocopilla GNL_A (U16-TG1+TV1)	37,1	37,3

TRANSFERENCIA DE ENERGIA

ÍTEM	Ene 2025
Total Generación (GWh)	426
Total Retiros (GWh)	905
Transf. Físicas (GWh)	-478
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-15



GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

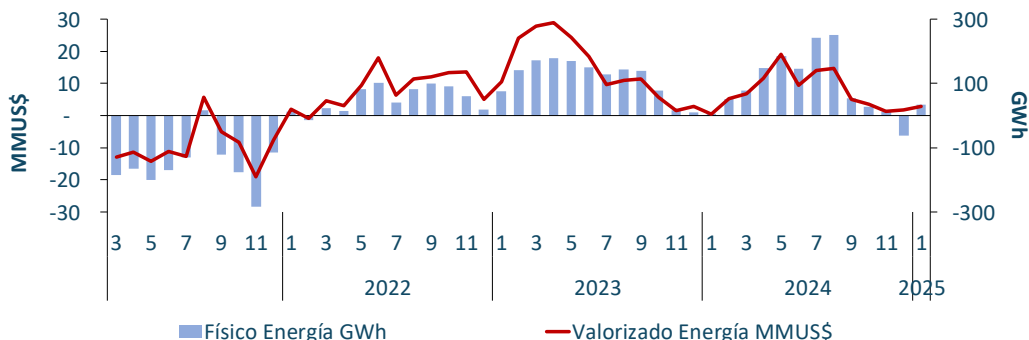
TECNOLOGÍA	Ene 2024	Dic 2024	Ene 2025
Diésel	1	0	2
Carbón	0	0	0
Gas Natural	0	0	0
GNL	6	125	45
Hidro	0	0	0
Solar	0	0	0
Eólico	0	0	0
Total	7	125	47

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Ene 2024	Ene 2025
Kelar GNL_A (TG1 + TG2 + TV)	33,7	57,4
Kelar Diesel (TG1 + TG2 + TV)	144,5	138,6

TRANSFERENCIA DE ENERGIA

ÍTEM	Ene 2025
Total Generación (GWh)	47
Total Retiros (GWh)	13
Transf. Físicas (GWh)	35
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 enero de 2025, es de 95 US\$/MWh para el Sistema Eléctrico Nacional, referidos a barra de oferta (ver Tabla 4.1). Se destaca que, en diciembre de 2024, expiraron los últimos contratos de AES GENER, junto con otros acuerdos con precios elevados.

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 CGE y Enel acceden a menores precios, mientras que Chilquinta accede a los precios más altos en comparación con las distribuidoras restantes.

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 enero de 2025 por generador, en barra de oferta*

Fuente: CNE
Elaboración: Systep

EMPRESA GENERADORA	PRECIO MEDIO CONTRATOS US\$/MWh	ENERGÍA AÑO 2025 GWh
E-CL	115	7.598
ENEL GENERACIÓN	67	5.936
ENDESA	103	4.125
El Campesino	113	4.022
ACCIONA	101	1.111
COLBÚN	83	1.000
Abengoa	152	955
IBEREÓLICA CABO LEONES II S.A.	63	861
Aela Generación S.A.	98	859
HUEMUL ENERGÍA (Caman)	51	640
HUEMUL ENERGÍA (Coihue)	52	640
PANGUIPULLI	121	165
CONDOR ENERGÍA (Esperanza)	57	530
CONDOR ENERGÍA (C° Tigre)	56	463
CONDOR ENERGÍA (Tchamma)	53	441
San Juan SpA.	136	422
WPD MALLECO (Malleco)	66	398
Pelumpén S.A.	108	349
PUELICHE SUR EÓLICA	58	287
SONNEDIX COX	70	265
Ibereolica Cabo Leones I S.A.	119	196
WPD MALLECO (Malleco II)	66	192
Otros	101	1.563
Precio Medio de Licitación	95	33.015

* Todos los procesos hasta la fecha indexados al 1/2025, ponderado por energía contratada del año 2025

Tabla 4.2:
Precio medio de licitación indexado a enero de 2025 por distribuidora, en barra de oferta*

Fuente: CNE
Elaboración: Systep

EMPRESA DISTRIBUIDORA	PRECIO MEDIO CONTRATOS US\$/MWh	ENERGÍA AÑO 2025 GWh
Enel Distribución	93	12.381
CGE Distribución	93	9.354
Chilquinta	98	2.670
SAESA	95	2.146
Precio Medio Muestra	94	26.551

* Todos los procesos hasta la fecha indexados al 1/2025, ponderado por energía contratada del año 2025

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 diciembre 2024 los retiros de energía afectos a obligaciones establecidos en la Ley 20.257 y la Ley 20.698 fueron iguales a 6.699 GWh, por lo tanto, las obligaciones sumaron 1.112 GWh en total. A su vez, la generación ERNC durante diciembre fue igual a 3.541 GWh, es decir, se superó en un 219% la obligación ERNC.

La mayor fuente ERNC corresponde al aporte solar que representa un 62% (2.189 GWh) seguido por el aporte eólico con un 28% (999 GWh), luego los aportes de tipo hidráulico con un 6% (221 GWh) y finalmente la biomasa, que representó un 3% (121 GWh). Por su parte, la generación geotérmica representa menos de 1% (12 GWh).

Durante enero de 2025 se registró 641,4 GWh de energía solar y eólica vertida, lo que refleja una disminución del -9,7% con respecto a diciembre de 2024 (710,5 GWh) y un aumento del 18,0% con respecto a enero del 2024 (543,5 GWh), ver Figura 5.2.

Figura 5.1: Generación ERNC histórica reconocida

Fuente: CEN

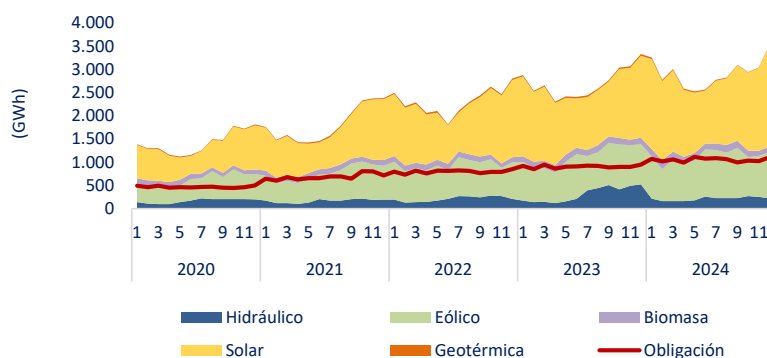
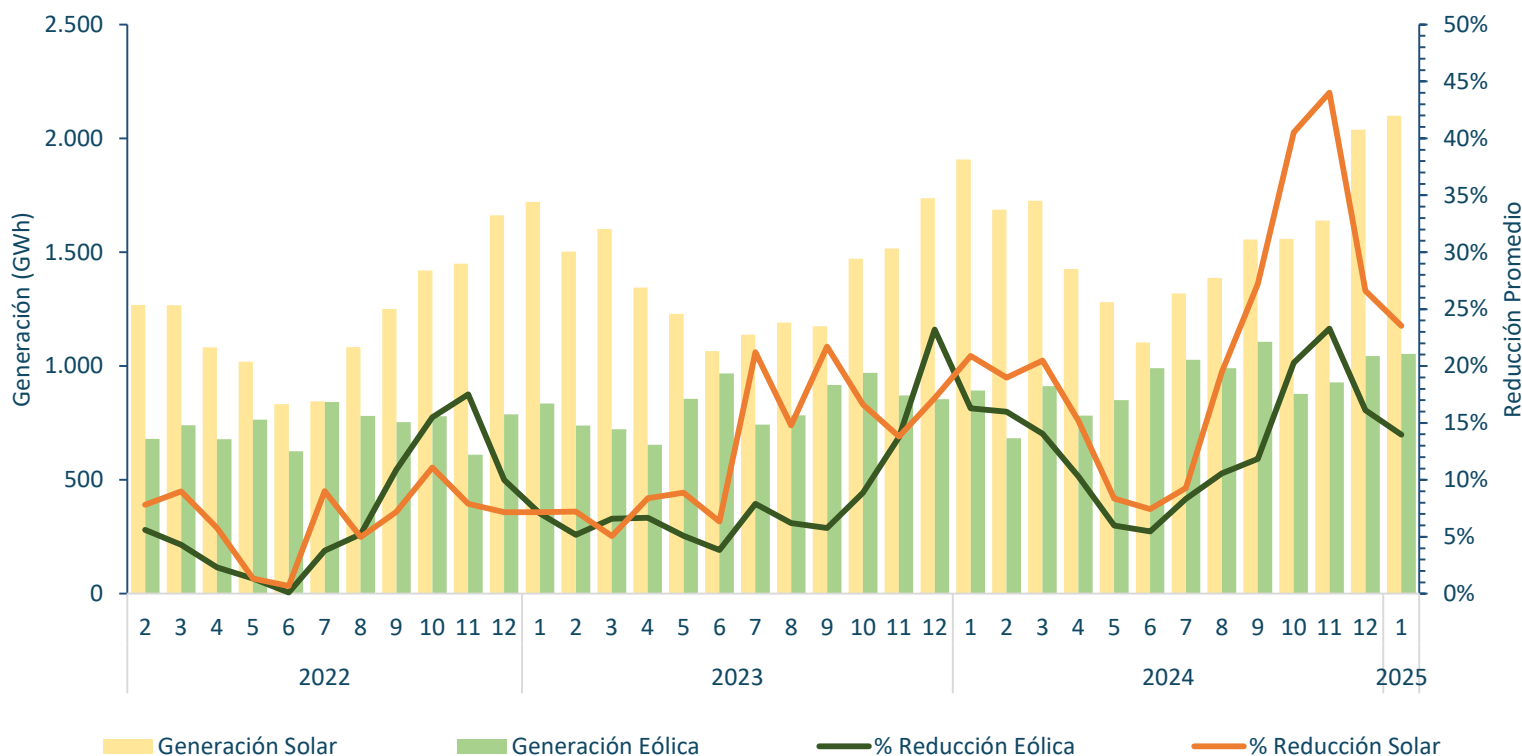


Figura 5.2: Vertimiento renovable desde Nogales al norte histórico

Fuente: CEN



6.

EXPANSIÓN DEL SISTEMA

PLAN DE OBRAS

De acuerdo con la RE N°53 CNE (31-01-2025) que declara y actualiza instalaciones de Generación y Transmisión en construcción, se espera la entrada de 3.292 MW de capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional. De estos, 22% corresponde a tecnología solar (738 MW), un 1% a tecnología eólica (34 MW), un 1% de tecnología hidráulica (49 MW), un 26% de tecnología solar con BESS (840 MW), un 44% de tecnología BESS (1.432 MW) y un 6% de tecnología térmica (200 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	
Planta Fotovoltaica Aurora Solar	mar-25	Solar	187,0
PFV Gabriela + BESS	abr-25	Solar + BESS	220,0
Quillagua II PV	abr-25	Solar	105,0
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	Solar	80,0
Cala Morritos	ene-26	Térmica	200,0
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			3.292,2

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

En el Sistema Eléctrico Nacional, los proyectos de generación en calificación, a enero de 2025, totalizan 16.782 MW con una inversión de MMUS\$ 22.543, mientras que los proyectos aprobados históricos totalizan 86.349 MW con una inversión de MMUS\$ 143.962 (ver Tabla 7.1).

Durante el mes de diciembre, 10 proyectos entraron en calificación aportando una capacidad de 482 MW, de los cuales destacan el Parque Eólico Andino Suiza de 115 MW ubicado en San Carlos y el Parque Fotovoltaico Lagunillas de 95 MW ubicado en Ovalle (ambos combinan fuentes renovables con baterías).

En este mes se aprobaron 6 proyectos, 3 híbridos solar y baterías (30 MW), 2 solares (450 MW) y 1 a gas natural (142 MW). Por último, se desistió un proyecto solar (11 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	4.172	5.365	42.254	67.681
Gas Natural	758	495	7.266	6.343
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)	5.652	8.181	1.264	2.440
Híbrido (Eólico + BESS)	1.658	2.528	688	1.106
Almacenamiento	0	0	50	160
Total	16.782	22.543	86.349	143.962

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

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

- CNE inicia consulta pública de resolución reglamentaria sobre “Mecanismo de determinación de Obras Necesarias y Urgentes, de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 91° bis”, asociada a la Ley N°21.721 de 2024, del Ministerio de Energía ([ver más](#)).
- CNE inicia llamado público para conformar Consejo de la Sociedad Civil Paritario 2025-2026 ([ver más](#)).
- CNE abre convocatoria para presentar proyectos de expansión de la transmisión del año 2025 ([ver más](#)).

MINISTERIO DE ENERGÍA

- Se publica en el Diario Oficial Decreto N°4T de 2024, que modifica decreto N°5T de 2019, que fija derechos y condiciones de ejecución y explotación de las obras nuevas que se indican del Sistema de Transmisión Zonal del artículo decimotercero transitorio de la ley N°20.936 ([ver más](#)).
- Se publica en el Diario Oficial RE N°13 de 2025, que modifica RE N°58 de 2024, que rebaja límite de capacidad instalada para optar a ser cliente libre ([ver más](#)).

COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL

- Coordinador Eléctrico Nacional adjudica desarrollo de obras para fortalecer sistema de transmisión ([ver más](#)).
- Coordinador Eléctrico Nacional instruye medidas urgentes para determinar las causas de falla y demora en la recuperación del servicio en el Sistema Eléctrico Nacional que afectó desde Arica a Chiloé el 25 de febrero ([ver más](#)).

PANEL DE EXPERTOS

- Panel de Expertos rechazó la discrepancia presentada por Gas Sur contra el informe de la Comisión Nacional de Energía (CNE) sobre el chequeo de rentabilidad 2023 ([ver más](#)).
- Colbún S.A. presentó una discrepancia ante el Panel de Expertos en relación con el “Informe de Valorización de Transferencias Económicas del Sistema Eléctrico Nacional” en su versión definitiva de diciembre de 2024, que incluye el Balance de Servicios Complementarios de diciembre de 2024 ([ver más](#)).

SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD Y COMBUSTIBLES

- Se publica en el Diario Oficial RE SEC N°29.787 que modifica los instructivos técnicos de generación distribuida para autoconsumo ([ver más](#)).
- Se publica en el Diario Oficial RE SEC N°30.147 que establece procedimiento para el monitoreo de la calidad del gas de red, en redes de distribución ([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

Rodrigo Vidal C.
Ingeniero de Estudios

rvidal@systep.cl