



REPORTE MENSUAL

Sector Eléctrico

Octubre 2026

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

© 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.

Ruta Energética 2026-2030: Desafíos y oportunidades.

A fines de mayo de 2026, el Ministerio de Energía presentó la Ruta Energética 2026-2030, un plan de trabajo que define las prioridades y acciones programáticas del actual gobierno en materia energética. Su objetivo es “acelerar y robustecer la transición energética del país, promoviendo una agenda que combine seguridad del suministro, modernización institucional, competitividad económica, y desarrollo territorial equilibrado”¹.

La Ruta recoge y da continuidad a políticas de Estado como la descarbonización, la seguridad energética, la equidad territorial y la transición justa, pero pone el enfoque en profundizarlas y acelerarlas. Ese sentido de urgencia responde dos razones: (i) la necesidad de avanzar con rapidez para enfrentar el cambio climático y reducir los costos energéticos, y (ii) la obligación de una transición segura, confiable y socialmente legítima. Para abordar estos desafíos, la hoja de ruta se organiza en 6 ejes estratégicos que busca hacer frente a las brechas y oportunidades del sector energético.

¿Qué propone la Ruta Energética?

Los seis ejes agrupan 25 acciones y 104 productos o hitos, con plazos entre 2026 y 2030. El primero, “Energía más barata y justa para los hogares y mipymes”, se centra en la reforma tarifaria, el acceso a la energía en zonas rurales y aisladas, la reducción de la pobreza energética y el impulso al autoconsumo. El segundo apunta a un sistema seguro y resiliente, con medidas de gestión de riesgos, digitalización de redes, protección de la infraestructura crítica e integración energética regional. El tercero aborda la transición energética a través de la eficiencia energética, las renovables para autoconsumo, la electromovilidad, los combustibles de bajas emisiones y la modernización de la distribución y del mercado eléctrico.

Los ejes restantes se enfocan en las condiciones que habilitan esta transición. El cuarto se concentra en la infraestructura, en particular en la regulación, la tarificación y la planificación de la transmisión. El quinto busca posicionar a la energía como motor de inversión, mediante la agilización de permisos, el desarrollo de nuevas industrias y la formación de capital humano. Por último, el sexto propone modernizar la institucionalidad del sector, con un sistema integrado de información y una mejor coordinación entre sus organismos.

Junto con los seis ejes, la Ruta establece diez grandes compromisos con metas al 2030. Entre ellos destacan alcanzar momentos de operación con 100% de generación renovable, lograr una capacidad instalada de 1GW de generación distribuida, instalar 6.500 puntos de carga pública para vehículos eléctricos y lograr que estos representen el 20% de las ventas. El resto aborda, entre otros temas, la tramitación de proyectos estratégicos, la

integración energética con países vecinos y la energía comunitaria.

Una mirada crítica: aciertos y desafíos

Dada la contingencia tras las alzas tarifarias de los últimos años, la reciente promulgación de la Ley N° 21.833 de Protección Tarifaria² y la amplitud de temas que borda la Ruta Energética, este análisis se centra en aquellas medidas vinculadas a las tarifas eléctricas, los procesos tarifarios, el autoconsumo y la generación distribuida, y la disponibilidad de información del sector.

Entre las medidas de la Ruta Energética, la reforma de los procesos tarifarios ocupa un lugar central (Eje 1). Estos procesos son uno de los pilares del marco regulatorio del sector eléctrico, pero en los últimos años han mostrado dificultades en su implementación, asociadas principalmente a dos factores: los atrasos en su ejecución y su creciente complejidad técnica. Más que problemas aislados, ambos reflejan dificultades de fondo cuyas causas deberían analizarse antes de definir si se requiere un cambio regulatorio.

Los atrasos son, quizás, la manifestación y desafío más visible, ya que generan un desfase entre las tarifas reguladas y los costos reales del sistema afectando el principio de costo-reflectividad³ que debe regir estos procesos. La fijación del Valor Agregado de Distribución (VAD) 2020-2024 concluyó con 3 años y 7 meses de retraso⁴. Por su parte, el VAD 2024-2028 aún se encuentra en desarrollo. Estos retrasos tienen implicancias que van más allá del cumplimiento de la ley: afectan los ingresos con que las empresas financian sus inversiones, dificultan los compromisos con instituciones financieras en proyectos de gran escala y distorsionan la señal de precios que reciben los usuarios, que entra en vigor con años de atraso y con una base de cálculo aún más lejana⁵.

Para abordarlos, una alternativa podría ser dividir los procesos en dos grupos con calendarios desfasados, como se hace en Perú con el VAD de las empresas privadas y estatales⁶. No obstante, ambos procesos deberían desarrollarse bajo bases técnicas y parámetros comunes, de modo que las tarifas resultantes sean coherentes y comparables. Otra alternativa, que podría ser complementaria, es aprovechar la actual discusión de la reforma de distribución para revisar críticamente el esquema de un único estudio tarifario y volver a más de un estudio, en que empresas y autoridad contrasten análisis técnicos sobre una base objetiva y auditable. Preocupa, en cambio, que este esquema se haya extendido a otros procesos, como los sistemas medianos tras la Ley 21.804⁷, sin evaluar antes sus efectos.

En transmisión, el escenario no es muy distinto: la Ley 21.833 permitió extender hasta el 31 de diciembre de 2028 la vigencia del

¹ Biblioteca Digital, CIREN, 2026.

² Ley N° 21.833, Ley de Protección Tarifaria, Ministerio de Energía

³ El término costo-reflectividad es un principio económico y regulatorio que establece que las tarifas deben reflejar los costos efectivos de prestar el servicio a cada usuario.

⁴ Decreto 5T, CNE, mayo 2024.

⁵ Proyecto de Ley sobre Protección Tarifaria Eléctrica: Sobre lo urgente y lo que no, Editorial Systep, junio 2026.

⁶ Resolución N° 185-2026, Osinermin.

⁷ Ley N° 21.804, Perfecciona los Sistemas Medianos en la LGSE, Ministerio de Energía.

Decreto 7T/2022⁸ y dispuso que el Estudio de Valorización de Transmisión 2024-2027 sirva de base para el proceso 2029-2032. En la práctica, las instalaciones de transmisión se seguirán remunerando hasta 2028 con los valores fijados en el proceso 2020-2023, que no necesariamente reflejan sus costos actuales. A ello se suma la calidad y coherencia de la información que entregan las empresas a la Base de Datos Activos de Transmisión (BDATx), insumo directo de la valorización. En los últimos años se han detectado inconsistencias en los inventarios de algunas transmisoras, lo que llevó a la CNE a solicitar al CEN una revisión de la base de datos utilizada en la valorización 2020-2023. En este ámbito, sería conveniente contar con un mecanismo que verifique la calidad y coherencia de los datos, junto con incentivos y sanciones asociadas a la correcta entrega de información por parte de las empresas.

En este contexto, la Ruta Energética representa una oportunidad para perfeccionar los procesos tarifarios, combinando ajustes metodológicos y de gestión que agilicen su ejecución sin aumentar su complejidad, esquemas institucionales que reduzcan riesgos y mecanismos de revisión que fortalezcan la calidad de los resultados.

Otro punto relevante de la Ruta Energética es su enfoque en el acceso a tarifas más justas en el centro de su primer eje. En el corto plazo, el escenario es favorable, el Informe Técnico Preliminar del Precio Nudo Promedio (PNP)⁹, elaborado por la Comisión Nacional de Energía (CNE) proyecta una disminución de 4,3% en las cuentas de la luz desde enero 2027, dado principalmente por el fin de contratos de suministros firmados en 2008 y 2010, que serán reemplazados por contratos de licitaciones más recientes con mejores precios. En esta línea, el Eje 3 compromete “perfeccionar” las licitaciones de suministro para clientes regulados. Esta modificación no debería centrarse solo en obtener precios bajos, sino también en resguardar que los contratos sean eficientes y sostenibles en el tiempo. En los últimos años se han terminado anticipadamente varios contratos regulados adjudicados a proyectos renovables, por incumplimiento de suministro, proyectos que no se concretaron e insolvencias financieras. Destacan los de la Licitación 2021/01, que obligaron a la CNE a una licitación excepcional para cubrir 2026¹⁰. Cuando un suministrador no cumple, el costo de reponer esa energía recae en el sistema.

En esta misma línea, la Ley N° 21.833 faculta a la CNE para establecer, por una única vez y hasta diciembre de 2027, un mecanismo voluntario de renegociación de contratos vigentes a cambio de una rebaja de precios para los clientes regulados. Sin embargo, a diferencia de las licitaciones, una negociación directa pierde el beneficio de la competencia: la autoridad tendrá dificultades para estimar el menor precio que aceptaría cada generador, y la extensión de los contratos reduciría la demanda disponible para futuras licitaciones, con posibles efectos en sus precios. Por ello, sería importante cuantificar estos efectos antes de iniciar un proceso cuyo único objetivo sea reducir las tarifas actuales⁵.

Coherente con el objetivo de tarifas más justas, la Ruta propone alcanzar al menos 1 GW de generación distribuida (GD) al 2030 con medidas enfocadas principalmente en las mipymes y las

comunidades, lo que permitiría que más usuarios reduzcan el monto que pagan por electricidad. Actualmente, la capacidad instalada de GD alcanza 554 MW, distribuidos en 45.857 instalaciones¹¹, de las cuales el 86,9% corresponde a viviendas, que concentran el 25,5% de la capacidad instalada. Para alcanzar la meta, la Ruta plantea ajustar la regulación de la GD, impulsar un crédito tributario para proyectos de autoconsumo en mipymes y fortalecer la información disponible para la toma de decisiones. Estas medidas apuntan en la dirección correcta, aunque su alcance dependerá de cómo se aborden las principales limitaciones para la adopción del autoconsumo: la falta de información sobre sus beneficios¹², el monto de inversión inicial y el acceso limitado a créditos. En este sentido, sería conveniente expandir el apoyo al autoconsumo residencial mediante instrumentos estatales como subsidios o líneas de financiamiento, que permitan a más hogares acceder a estos beneficios. Una opción interesante sería incorporar paneles solares en los proyectos de vivienda social. Esto funcionaría como un subsidio directo y acotado frente al costo total de la vivienda, que beneficiaría a los hogares más vulnerables y evitaría subsidios cruzados regresivos.

Entre otras medidas de la ruta, se encuentra el desarrollo de un sistema integrado de información energética, que busca ordenar, estandarizar e integrar los datos estratégicos de las instituciones del sector, varios de los cuales son insumos de los procesos tarifarios. Sin embargo, la información es solo una parte: el país también requiere una institucionalidad transparente y objetiva, capaz de recomendar las obras y los reconocimientos tarifarios que el sistema necesita, con independencia de la contingencia. En otras palabras, que no se posterguen inversiones eficientes por temor a un alza de tarifas, protegiendo a los hogares vulnerables, ni se impulsen obras sobredimensionadas para subir los números macroeconómicos de inversión. En esta línea, vale la pena analizar críticamente experiencias como de la Empresa de Penquisa Energética (EPE) de Brasil o la Unidad de Planeación Minero Energética (UMPE) de Colombia, para identificar qué elementos podrían adaptarse a la realidad chilena.

Conclusión

En términos generales, la Ruta Energética 2026-2030 aborda los desafíos del sector con un enfoque amplio, y el Ministerio ha mostrado avances concretos en algunas de sus urgencias. La Ley N° 21.833, por ejemplo, se tramitó en poco más de un mes y permitió regularizar los procesos tarifarios en curso y extender el subsidio eléctrico, mientras que en junio se presentó la actualización de la Estrategia Nacional de Electromovilidad¹³.

Sin embargo, la Ruta no incluye estimaciones de costos ni de impactos esperados que respalden sus medidas, un sustento que permitiría priorizar las acciones y medir su avance. Así también, buena parte de sus medidas consiste en iniciar reformas, tramitaciones o estudios cuyos efectos se verán más allá del actual periodo de gobierno. Por ello, su verdadero alcance dependerá de la capacidad de implementarlas de manera oportuna y coordinada, y de que objetivos como tarifas más justas y procesos tarifarios más eficientes se mantengan en el tiempo, trascendiendo los ciclos políticos y el alivio de corto plazo.

⁸ Decreto 7T, CNE, abril 2022.

⁹ Resolución Exenta N° 571/2026, CNE.

¹⁰ Electrominería, abril 2026.

¹¹ Generación Distribuida para Autoconsumo, SEC.

¹² Aseguran que en Chile existe un desconocimiento sobre paneles solares, El Desconcierto, febrero 2026.

¹³ Estrategia Nacional de Electromovilidad 2030, Ministerio de Energía.

1.

ANÁLISIS DE OPERACIÓN

GENERACIÓN

En septiembre, la generación total del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) alcanzó los 6.754 GWh/mes, lo que representa una disminución de -5,9% en comparación con agosto de 2026 (7.176 GWh/mes) y una reducción del -0,1% en relación con septiembre de 2025 (6.763 GWh/mes) (Ver Figura 1.1).

La participación de la generación gas, carbón se redujo en 52%, 58%, respectivamente, en comparación con septiembre de 2025. En contraste, la generación hidráulica de embalse, hidráulica de pasada, eólica, solar, geotérmica, diésel aumentó en un 74%, 30%, 6%, 9%, 99%, 194%, respectivamente, respecto al mismo período del año anterior.

En cuanto a la generación bruta registrada en septiembre, la potencia máxima alcanzó los 10.961 MW el día 10, mientras que la mínima fue de 7.604 MW el día 19. 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 septiembre estuvieron en mantenimiento mayor las centrales hidráulicas: Canutillar (23 Días), La Higuera (8 Días), Antuco (6 Días), Las Lajas (5 Días), La Confluencia (3 Días) Y Curillínque (2 Días); a carbón: Iem (11 Días) Y Andina (4 Días); a gas: Nehuenco II (8 Días) Y Arauco Mapa (3 Días); y diésel: Quintero (7 Días), Los Espinos (1 Día) Y Termopacífico (1 Día).

Figura 1.1:
Energía mensual generada en el SEN

Fuente: CEN

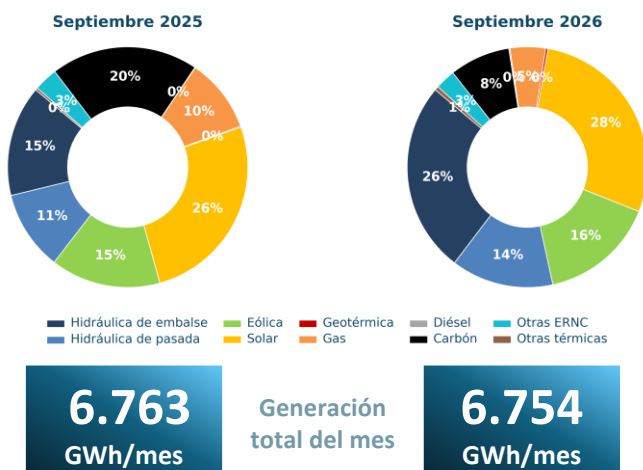
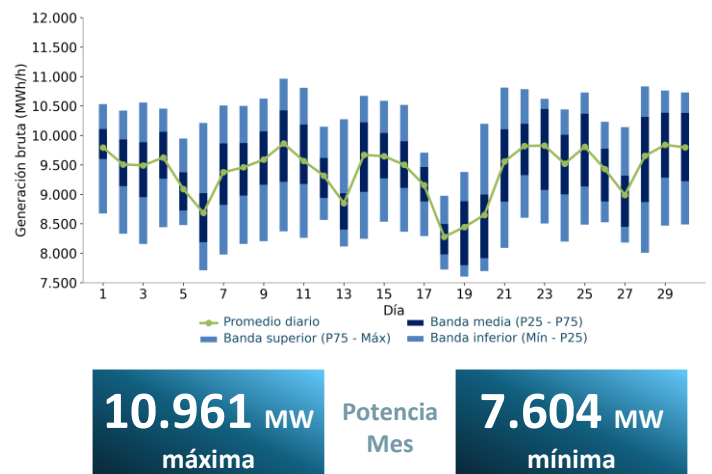


Figura 1.2:
Generación bruta del SEN

Fuente: CEN



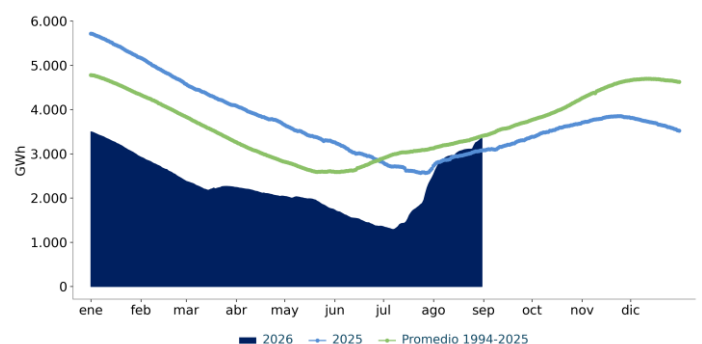
HIDROLOGÍA

En septiembre, la energía embalsada en el SEN fue superior en comparación con 2025 (con una variación de 8,7%) y se ubicó por debajo del promedio histórico (1994-2025) (con una variación de -1,6%) (ver Figura 1.3).

La probabilidad de excedencia de este mes fue de 67,6%, es decir, el 32,4% 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 Systep](#), sección Datos de Operación del SEN.

COSTOS MARGINALES

En septiembre de 2026 el costo marginal de la barra Crucero 220 fue de 23,3 US\$/MWh, lo cual registró una variación de -21,4% con respecto a agosto de 2026 (29,7 US\$/MWh), y una variación de -35,6% respecto a septiembre de 2025 (36,3 US\$/MWh).

En septiembre de 2026 el costo marginal de la barra Alto Jahuel 220 fue de 23,2 US\$/MWh, lo cual registró una variación de -23,9% con respecto a agosto de 2026 (30,5 US\$/MWh), y una variación de -43,0% respecto a septiembre de 2025 (40,6 US\$/MWh).

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

Fuente: CEN

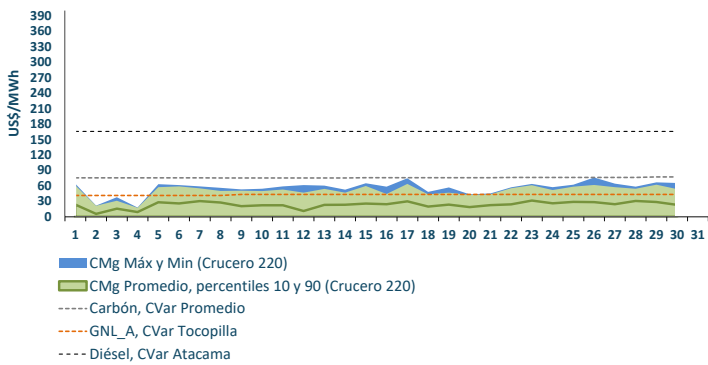
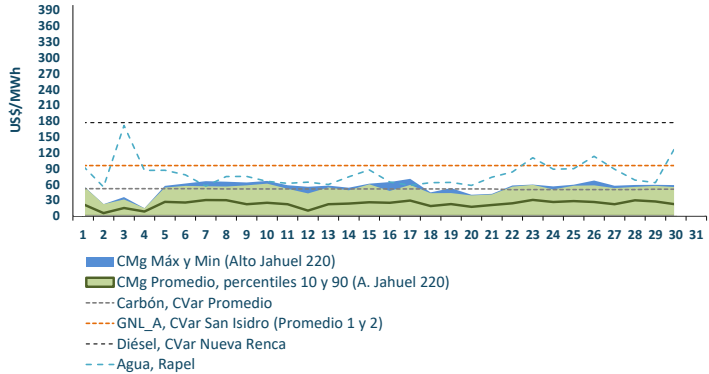


Figura 1.5:
Principales costos variables* y costo marginal promedio diario para Alto Jahuel 220kV

Fuente: CEN

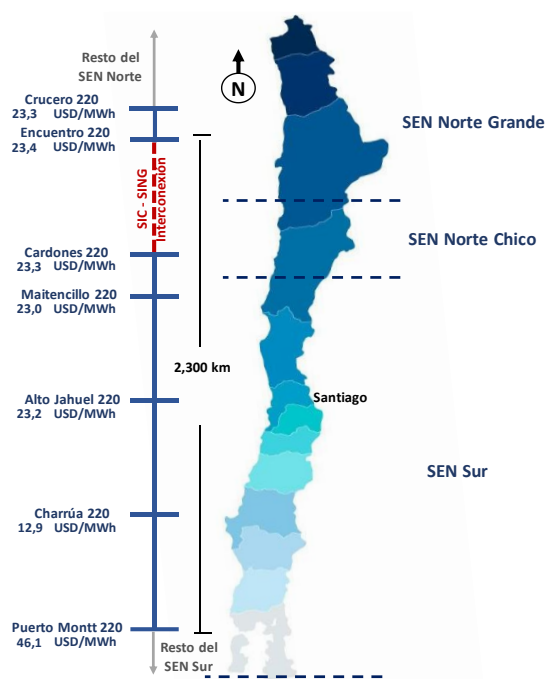


*Los costos variables corresponden al mes de enero de 2026, debido al retraso en la actualización del formato del Programa de Operación del Coordinador, cuya versión anterior se mantuvo vigente hasta el 31-01-2026.

Durante el mes de septiembre 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).

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

Fuente: CEN



Para mayor detalle de la operación del Sistema, ver [Estadísticas Systep](#), 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 del sistema a la fecha, la proyección de la demanda considera un crecimiento total de 0,61% para octubre de 2026 respecto a octubre de 2025. 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 7.147 MW de nueva capacidad, de los cuales 1.336 MW son solares, 508 MW son eólicos, 49 MW son pasada, 40 MW son diésel y 5.214 MW son 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.

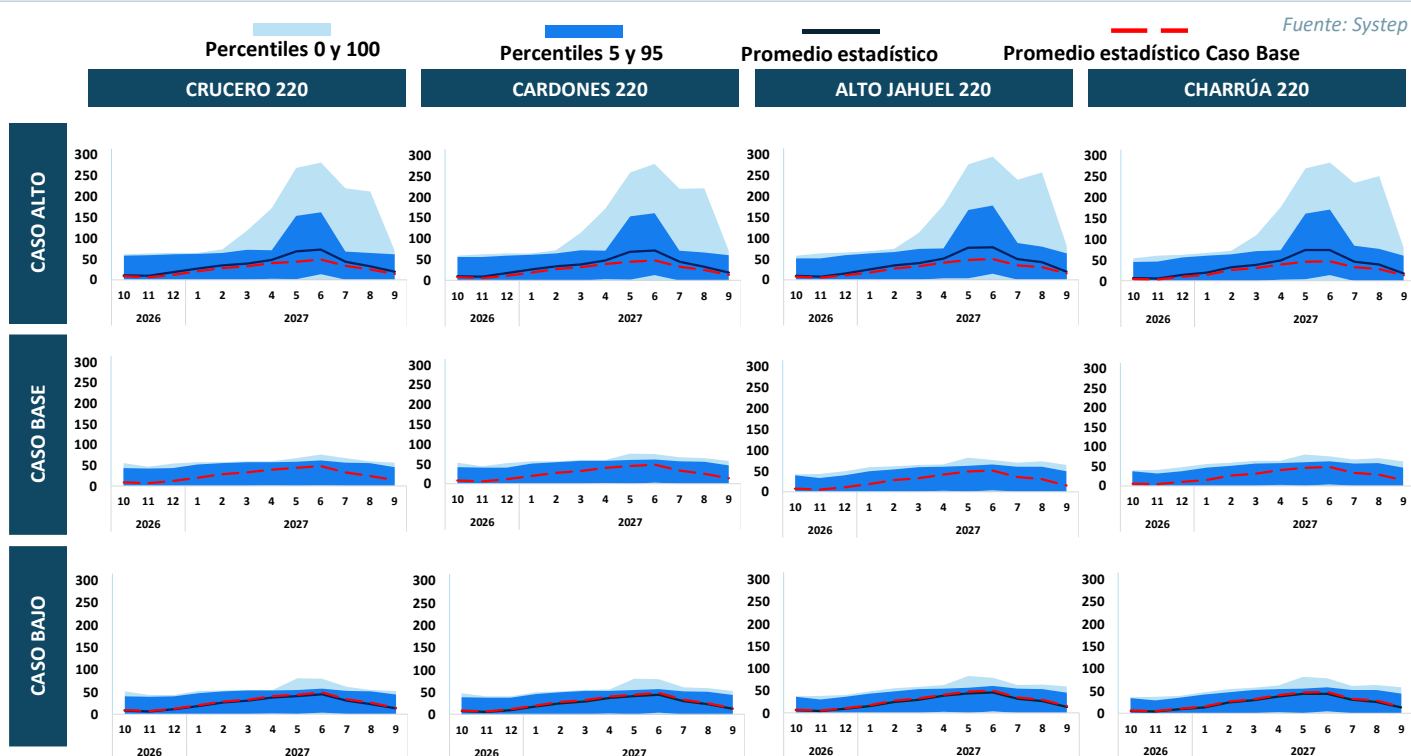
La línea azul muestra el promedio estadístico de los costos marginales para cada barra. El área azul contiene el 90% de los costos marginales proyectados (registros entre el percentil 5% y 95%), contabilizando todos los bloques e hidrologías simuladas, mientras que el área celeste incluye el 100% de 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	Campiche	130	144	158
	Angamos*	125	139	153
	Guacolda*	121	134	148
	Andina	111	123	135
	Hornitos	111	123	135
	Santa María	118	131	144
	N. Ventanas	150	167	184
DIESEL US\$ / Bbl	Quintero	131	146	160
	Mejillones	152	169	186
GNL US\$ / MMBtu	San Isidro 1	7	8	9
	Nehuenco 1	7	8	-
	Mejillones CTM3	5	5	-
	U16	7	7	8
	Kelar	7	8	-
GN US\$ / MMBtu	San Isidro 2	4	5	-
	U16	6	7	-
	Nehuenco 2	4	5	-
	Nueva Renca	5	5	-

*Se considera el promedio de las unidades

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



3.

ANÁLISIS POR EMPRESA

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

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

Empresa:
ENEL CHILE

GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

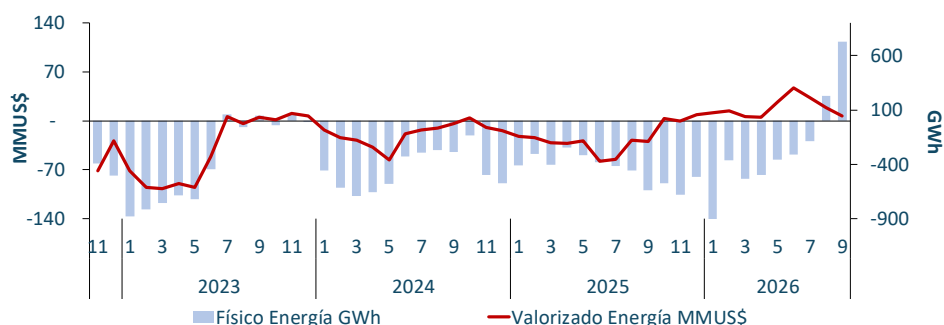
TECNOLOGÍA	Sep 2025	Ago 2026	Sep 2026
Diésel	0	1	4
Carbón	0	0	0
Gas Natural	214	832	63
GNL	0	0	0
Hidro	878	2.354	1.411
Solar	264	661	292
Eólico	144	345	143
Geotérmica	10	22	20
TOTAL	1.510	4.214	1.931

VALOR DEL AGUA PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Ene 2025	Ene 2026
Embalse Ralco	85	74

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Ene 2025	Ene 2026
San Isidro GNL_A (TG1+TV1, prom. I y II)	97,3	95,8
San Isidro GN_A (TG1+TV1, prom. I y II)	47,8	35,9
Taltal Diésel (Prom. I y II)	0,0	0,0
Atacama Diésel (TG1A+TG1B+TV1C)	174,5	0,0



TRANSFERENCIA DE ENERGIA

ÍTEM	Sep 2026
Total Generación (GWh)	1.931
Total Retiros (GWh)	1.203
Transf. Físicas (GWh)	728
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	7

Empresa:
COLBÚN

GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

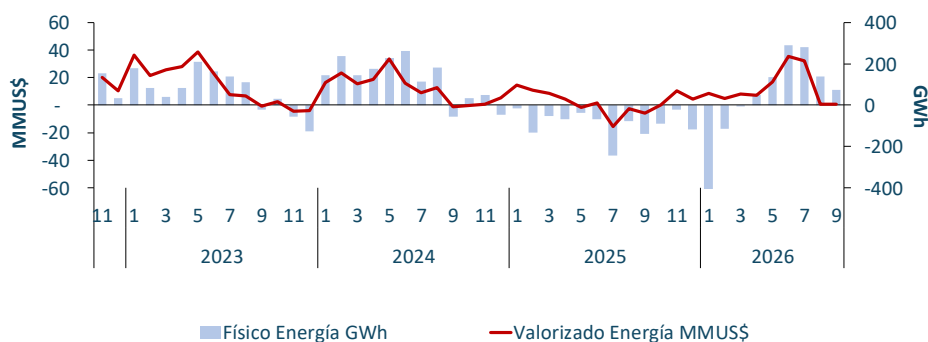
TECNOLOGÍA	Sep 2025	Ago 2026	Sep 2026
Diésel	0	2	0
Carbón	0	0	0
Gas Natural	95	304	4
GNL	0	0	0
Hidro	441	1.095	722
Solar	46	72	23
Eólico	152	339	163
Total	734	1.811	911

VALOR DEL AGUA PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Ene 2025	Ene 2026
Embalse Colbún	70	68

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Ene 2025	Ene 2026
Santa María	61,0	67,2
Nehuenko GNL_A (TG1+TV1, Prom. I y II)	102,5	102,5
Nehuenko GN_A (TG1+TV1, Prom. I y II)	52,1	42,6
Nehuenko Diesel (TG1+TV1, Prom. I y II)	180,3	0,0



TRANSFERENCIA DE ENERGIA

ÍTEM	Sep 2026
Total Generación (GWh)	911
Total Retiros (GWh)	838
Transf. Físicas (GWh)	73
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	0,66

*Los costos variables corresponden al mes de enero de 2026, debido al retraso en la actualización del formato del Programa de Operación del Coordinador, cuya versión anterior se mantuvo vigente hasta el 31-01-2026.

GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

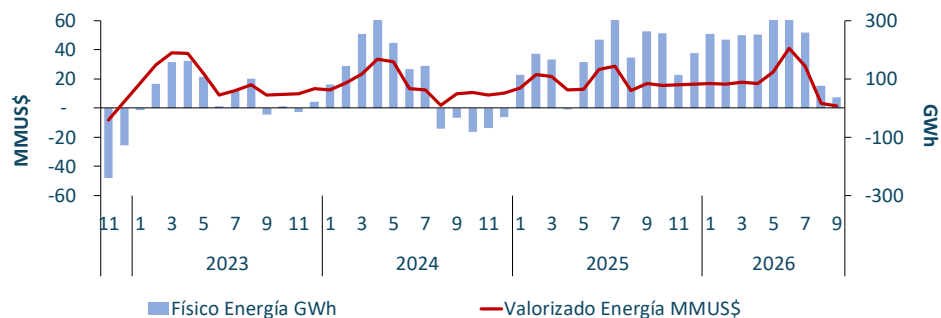
TECNOLOGÍA	Sep 2025	Ago 2026	Sep 2026
Diésel	0	0	0
Carbón	767	940	280
Gas Natural	0	0	0
GNL	0	0	0
Hidro	32	197	75
Solar	53	129	73
Eólico	41	100	41
Total	891	1.367	470

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Ene 2025	Ene 2026
N. Ventanas y Campiche	65,2	50,9
Angamos (prom. 1 y 2)	57,3	47,0
Norgener (prom. 1 y 2)	0,0	0,0

TRANSFERENCIA DE ENERGÍA

ÍTEM	Sep 2026
Total Generación (GWh)	470
Total Retiros (GWh)	432
Transf. Físicas (GWh)	37
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	1



GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

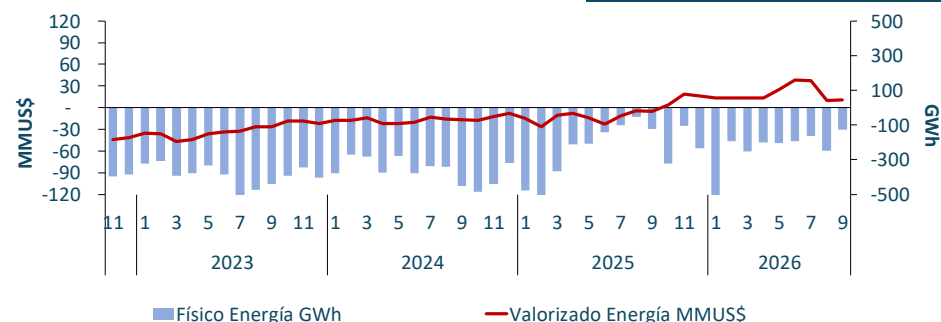
TECNOLOGÍA	Sep 2025	Ago 2026	Sep 2026
Diésel	0	0	0
Carbón	297	245	133
Gas Natural	165	381	195
GNL	0	0	0
Hidro	15	30	21
Solar	81	168	99
Eólico	88	237	135
Total	647	1.061	584

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Ene 2025	Ene 2026
Andina Carbón	75,0	50,2
Mejillones Carbón	180,0	0,0
Tocopilla GNL_A (U16-TG1+TV1)	37,3	42,9

TRANSFERENCIA DE ENERGÍA

ÍTEM	Sep 2026
Total Generación (GWh)	584
Total Retiros (GWh)	712
Transf. Físicas (GWh)	-128
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	11



GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

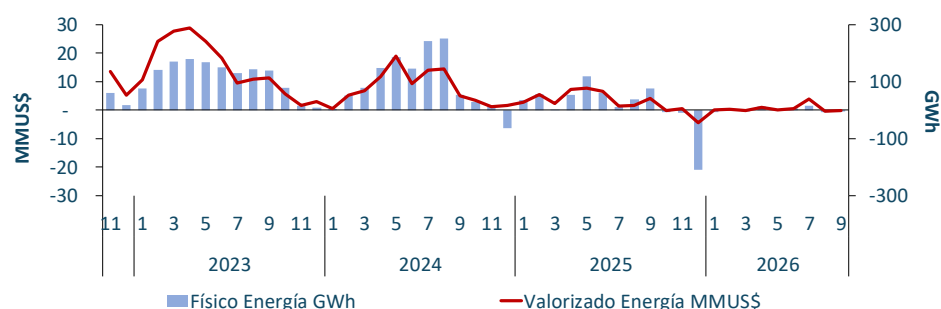
TECNOLOGÍA	Sep 2025	Ago 2026	Sep 2026
Diésel	0	5	0
Carbón	0	0	0
Gas Natural	0	0	0
GNL	88	0	4
Hidro	0	0	0
Solar	0	0	0
Eólico	0	0	0
Total	88	5	4

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Ene 2025	Ene 2026
Kelar GNL_A (TG1 + TG2 + TV)	57,4	60,1
Kelar Diesel (TG1 + TG2 + TV)	138,6	0,0

TRANSFERENCIA DE ENERGÍA

ÍTEM	Sep 2026
Total Generación (GWh)	4
Total Retiros (GWh)	9
Transf. Físicas (GWh)	-4
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	0



*Los costos variables corresponden al mes de enero de 2026, debido al retraso en la actualización del formato del Programa de Operación del Coordinador, cuya versión anterior se mantuvo vigente hasta el 31-01-2026.

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 septiembre de 2026, es de 99 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 CGE accede a menores precios, mientras que Enel 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 2021/01*, y los contratos del proceso 2025/02, que corresponde a los contratos vigentes al mes de septiembre de 2026.

Tabla 4.1:
Precio medio de licitación indexado a septiembre de 2026 por generador, en barra de oferta*

Fuente: CNE
Elaboración: Systep

EMPRESA GENERADORA	PRECIO MEDIO CONTRATOS US\$/MWh	ENERGÍA AÑO GWh
E-CL	127	7.597
ENEL GENERACIÓN	73	8.585
ENDESA	126	1.870
El Campesino	133	4.021
ACCIONA	108	1.111
Abengoa	160	955
IBEREÓLICA CABO LEONES II S.A.	66	860
Aela Generación S.A.	106	858
HUEMUL ENERGÍA (Caman)	54	640
HUEMUL ENERGÍA (Coihue)	55	640
PANGUIPULLI	134	165
CONDOR ENERGÍA (Esperanza)	60	530
CONDOR ENERGÍA (C° Tigre)	58	463
CONDOR ENERGÍA (Tchamma)	55	441
San Juan SpA.	142	422
WPD MALLECO (Malleco)	70	398
Pelumpén S.A.	118	350
SONNEDIX COX	73	265
Ibereólica Cabo Leones I S.A.	125	196
WPD MALLECO (Malleco II)	69	192
Otros	64	3.672
Precio Medio de Licitación	99	34.230

* Todos los procesos hasta la fecha indexados a septiembre de 2026, ponderado por energía contratada del año 2026

Tabla 4.2:
Precio medio de licitación indexado a septiembre de 2026 por distribuidora, en barra de oferta*

Fuente: CNE
Elaboración: Systep

EMPRESA DISTRIBUIDORA	PRECIO MEDIO CONTRATOS US\$/MWh	ENERGÍA AÑO GWh
Enel Distribución	104	10.569
CGE Distribución	95	9.294
Chilquinta	101	2.731
SAESA	102	1.949
Precio Medio Muestra	100	24.543

* Todos los procesos hasta la fecha indexados a septiembre de 2026, ponderado por energía contratada del año 2026

*Para efectos del análisis no han sido considerados aquellos contratos con término anticipado de contratos aprobado.

En septiembre, la mayor generación renovable corresponde a la producción solar que representó 33,2% (1.930,2 GWh), seguida por la generación hidráulica de embalse que representó 30,3% (1.758,7 GWh), luego, eólica que representó 18,3% (1.063,1 GWh), hidráulica de pasada que representó 16,2% (941,1 GWh), bio masa que representó 1,4% (82,1 GWh), geotérmica que representó 0,3% (19,7 GWh), y finalmente, bio gas que representó 0,2% (11,5 GWh).

Durante agosto* de 2026 se registraron 316,7 GWh de energía solar y eólica vertida. Esto representa un aumento de 75,4% en comparación con julio de 2026 (180,5 GWh) y una disminución de 35,1% en relación con agosto de 2025 (487,8 GWh). Véase la Figura 5.2.

Figura 5.1:
Generación renovable histórica

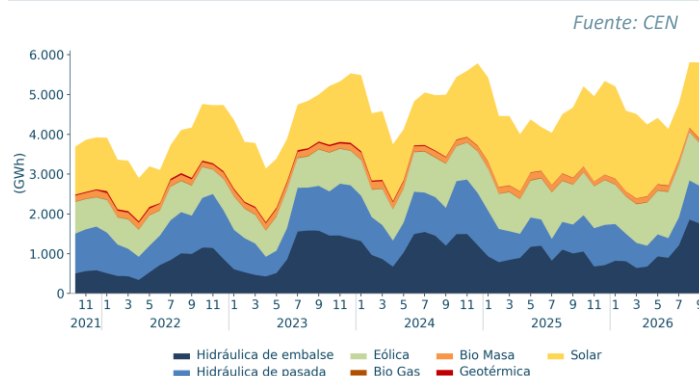
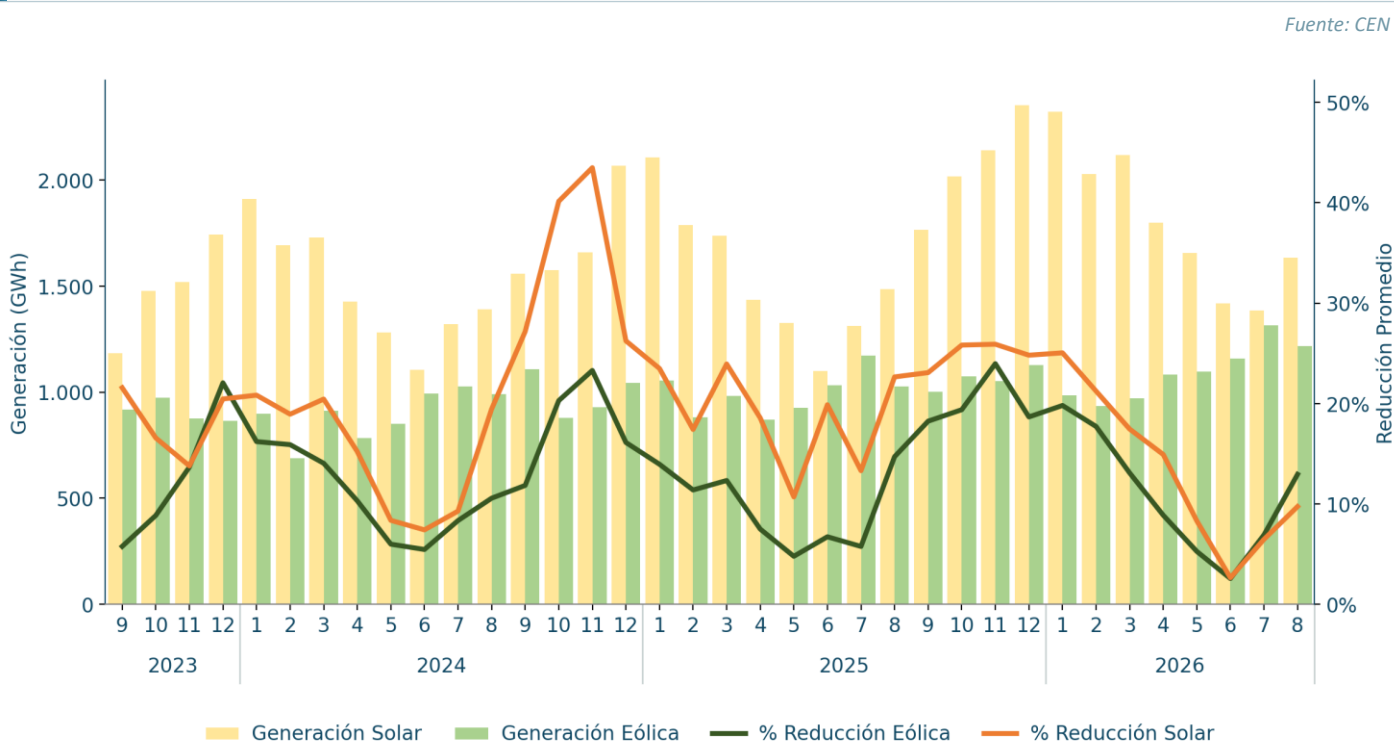


Figura 5.2:
Vertimiento renovable histórico



*La Figura 5.2 presenta el vertimiento renovable histórico hasta agosto de 2026, debido al retraso en la actualización de la información de reducciones.

6.

EXPANSIÓN DEL SISTEMA

PLAN DE OBRAS

De acuerdo con la RE N° 537 CNE (30-09-2026) que declara y actualiza instalaciones de Generación y Transmisión en construcción, se espera la entrada de 4.183 MW de capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional. De estos, 14% corresponde a tecnología solar (573 MW), un 3% a tecnología eólica (128 MW), un 1% de tecnología hidráulica (49 MW), un 11% de tecnología solar con BESS (441 MW), un 71% de tecnología BESS (2.952 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 TECNOLOGIA	POTENCIA NETA (MW)
	DE INTERCONEXION		
Andino Los Maitenes	ago-27	Solar	90,0
BESS Azabache	dic-26	BESS	2,8
BESS Copihue Nuevo	dic-26	BESS	20,0
BESS de Generación Solar – Etapa 2	ene-27	BESS	15,0
BESS DUNE	mar-27	BESS	306,3
BESS Finis Terrae	jun-27	BESS	100,0
BESS Gran Teno	sept-26	BESS	200,0
BESS La Huayca	jul-27	BESS	29,0
BESS La Pampina	mar-27	BESS	159,0
BESS Las Salinas	oct-26	BESS	200,0
BESS Luna de Verano	sept-26	BESS	300,0
BESS Luz del Norte	oct-26	BESS	141,0
BESS Mirlo	nov-26	BESS	16,4
BESS Monte Águila	may-27	BESS	240,0
BESS Parque Fotovoltaico Malgarida II	abr-27	BESS	200,0
BESS Proyecto Algarrobal 200 MW	ene-27	BESS	200,0
BESS Tamango	jun-27	BESS	28,0
BESS Tarapacá	mar-27	BESS	336,0
BESS Valle de los Vientos	ene-27	BESS	36,0
BESS Valle del Sol	ene-27	BESS	150,0
CH Los Lagos	jun-27	Hidráulica	48,7
CRCA La Pampina	mar-27	Solar + BESS	159,0
CRCA Luna de Verano	sept-26	Solar + BESS	82,0
Doña Luzma	dic-26	Térmica	40,0
Etapa 1 Atacama Solar – BESS fase III	mar-27	BESS	100,0
Librillo BESS	ene-27	BESS	117,0
Pampas (componente eólico)	oct-26	Eólica	128,0
Parque Fotovoltaico Monte Águila	mar-27	Solar	240,0
Parque Fotovoltaico Planchón 75 MW	dic-26	Solar	75,0
Parque Solar Fotovoltaico Tarapacá	mar-27	Solar	168,0

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

En el Sistema Eléctrico Nacional, los proyectos de generación en calificación, a septiembre de 2026, totalizan 12.940 MW con una inversión de MMUS\$ 17.954, mientras que los proyectos aprobados históricos totalizan 99.033 MW con una inversión de MMUS\$ 161.258 (ver Tabla 7.1).

Durante el mes de Septiembre, 2 proyectos entraron en calificación aportando una capacidad de 437 MW, de los cuales destaca el proyecto híbrido (solar + BESS) "Parque Fotovoltaico Antofagasta 1" de 430 MW, ubicado en la comuna de María Elena, región de Antofagasta.

Durante este mes se aprobaron 6 proyectos: 3 proyectos híbridos solar + BESS (27.8 MW), 1 proyectos híbridos eólico + BESS (136.4 MW), 1 proyecto eólico (360 MW) y un proyecto solar (162.6 MW). Además, se aprobó el cierre definitivo de la primera unidad de la central a carbón Bocamina (128 MW). Por último, durante este mes no se desistieron ni rechazaron proyectos en calificación.

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	2.825	4.503	19.171	31.314
Hidráulica	0	0	3.926	6.654
Solar	1.695	1.719	45.264	71.575
Gas Natural	60	59	7.506	6.343
Geotérmica	0	0	170	710
Diesel	0	5	2.980	6.575
Biomasa/Biogás	0	0	463	932
Carbón	0	0	6.902	13.615
Termosolar	0	0	1.635	8.450
Mixto (Solar + Eólico)	1.156	1.300	2.590	2.282
Mixto (Solar + Diesel)	0	0	9	2
Híbrido (Solar + BESS)	5.573	7.652	6.318	9.884
Híbrido (Solar + Eólico + BESS)	190	200	557	624
Híbrido (Eólico + BESS)	1.441	2.515	1.486	2.132
Almacenamiento	0	0	50	160
Total	12.940	17.954	99.033	161.258

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

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA



- Mediante la Resolución Exenta CNE N°571/2026, se publica el Informe Técnico Preliminar para la Fijación de Precios de Nudo Promedio del Sistema Eléctrico Nacional correspondiente al primer semestre de 2027 ([ver más](#)).
- Mediante el Oficio Ordinario CNE N°971/2026 se amplía el plazo para la presentación de observaciones al Informe Técnico Preliminar "Metodología para la Determinación del Período de Control de Punta en el Sistema Eléctrico Nacional hasta el 29 de octubre de 2026 (ver [más](#)).
- Se publica Resolución Exenta CNE N°626/2026 que Aprueba Informe Técnico Preliminar del Cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución, cuatrienio noviembre 2024 – noviembre 2028 ([ver más](#)).
- Se publica Resolución Exenta CNE N°552/2026 que Aprueba Propuesta Preliminar de Obras Necesarias y Urgentes en conformidad a lo establecido en el artículo 91° bis de la Ley General de Servicios Eléctricos ([ver más](#)).
- Se publica Oficio Ordinario CNE N°972/2026 que Comunica Extensión de Plazo para la entrega de la Versión N°2 del Informe Preliminar de Valorización de las Instalaciones del Sistema de Transmisión Nacional correspondiente al proceso 2024 – 2027 ([ver más](#)).
- Se publica Informe Final del Estudio de Valorización de las Instalaciones de los Sistemas de Transmisión Zonal y Dedicada ([ver más](#)).

MINISTERIO DE ENERGÍA



- Se publica Resolución exenta número 500, de 2026 que Modifica resolución N° 379 exenta, de 2024, y sus modificaciones, que contiene el texto refundido de la resolución que fija las disposiciones técnicas para la implementación de la ley N° 21.472, en consistencia con las modificaciones introducidas por la ley N° 21.833, fija texto refundido y deja sin efecto las resoluciones exentas que indica ([ver más](#)).
- Se publica Decreto número 9T, de 2026, que Modifica decreto N° 13T, de 2022, que fija empresas adjudicatarias de la construcción y ejecución de las obras de ampliación de los sistemas de transmisión nacional y zonal, contempladas en los decretos exentos N° 171, de 2020 y N° 185 de 2021 ([ver más](#)).
- Se publica Resolución exenta número 42.012, de 2026.- Comunica implementación de portal web Plataforma de Controversias PMGD para la gestión de reclamos, denuncias y extensiones de plazo de los PMGD ([ver más](#)).
- Se publica Resolución exenta número 69/2026 y [71/2026](#) que aprueba el monto total del subsidio transitorio al pago del consumo de energía eléctrica del primer semestre del año 2026 y segundo semestre del año 2025 respectivamente, y los listados de usuarios residenciales pertenecientes a los hogares beneficiarios ([ver más](#)).
- Se publica Decreto número 15T, de 2026 que Modifica decreto N° 18T, de 2020, que fija empresas adjudicatarias de la construcción y ejecución de las obras de ampliación de los sistemas de transmisión nacional y zonal, correspondientes al llamado de licitación pública del Plan de Expansión del año 2018, aprobado mediante decreto N° 198 exento, de 2019 ([ver más](#)).
- Se publica Decreto número 17, de 2026 que Modifica decreto N° 114 de 2012, que aprueba nuevo reglamento para la aplicación de la ley N° 19.657 sobre concesiones de energía geotérmica y deroga decreto N° 32 de 2004, del Ministerio de Minería ([ver más](#)).

COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL



- La Unidad de Monitoreo de la Competencia publica Informe N° 2 Observaciones Proceso de Licitación Obras de Ampliación ([ver más](#)).
- Se publica guía sobre Régimen de Autodespacho para Centrales Generadoras ERV y Sistemas de Almacenamiento (<9MW) en Transmisión ([ver más](#)).

SENADO DE LA REPÚBLICA



- Mediante el Boletín N° 18.821-08 se ingresa proyecto de ley que Modifica la Ley General de Servicios Eléctricos para facilitar la conexión de infraestructura de recarga de vehículos eléctricos y su acceso al régimen de precios libres ([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

Revisa SystepAI, nuestra nueva plataforma para el monitoreo del
mercado eléctrico:



CONTÁCTENOS PARA MAYOR INFORMACIÓN:

Iván Rudnick G.

Director

irudnick@systep.cl

Pablo Lecaros V.

Gerente de Mercados
Eléctricos y Regulación

plecaros@systep.cl

Guillermo Retamal V.

Líder de Proyectos de Mercados
Eléctricos y Regulación

gretamal@systep.cl

reporte@systep.cl

| www.systep.cl

| RRSS

