



REPORTES MENSUAL Sector Eléctrico

Julio 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.

Decreto de racionamiento: Las reglas de la escasez

A principios de julio, la Comisión Nacional de Energía (CNE) envió al Ministerio de Energía un informe técnico que sustentaba la emisión de un decreto de racionamiento, el cual era presentado como una decisión inminente¹. El eventual decreto se fundamentaba en una serie de factores que apuntaban a una situación de estrechez del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), destacando la escasez hídrica. De acuerdo con el informe, el año hidrológico 2025-2026 era, hasta esa fecha, el cuarto con menor energía afluente registrada en el sistema desde 1960, con una probabilidad de excedencia superior al 99%². Sin embargo, las lluvias registradas durante la segunda mitad de julio hicieron que el tema prácticamente desapareciera de la discusión pública.

Precisamente por eso conviene abordarlo ahora. Ya sin la presión de la contingencia, se puede reflexionar respecto a la naturaleza de este mecanismo, por qué la autoridad consideró necesario activarlo, y qué nos dice sobre la seguridad de suministro en el SEN. La utilidad de entender un decreto de racionamiento no depende de si finalmente se publica o no, sino que en comprender el funcionamiento del sistema cuando las condiciones de abastecimiento comienzan a estrecharse, y en evaluar si el diseño de esta herramienta responde bien al problema que dice resolver.

Entendiendo el decreto de racionamiento

El decreto de racionamiento tiene su fundamento jurídico en el artículo N°163 de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE)³. La ley establece que es responsabilidad del Ministerio de Energía dictarlo en caso de "(...) producirse o proyectarse fundadamente un déficit de generación en un sistema eléctrico, a consecuencia de fallas prolongadas de centrales eléctricas o de situaciones de sequía". Sin embargo, solo puede dictarse posterior a un informe técnico de la CNE.

Existe, además, una confusión frecuente respecto de su alcance. Un decreto de racionamiento no implica necesariamente cortes de suministro. Más bien, entrega facultades extraordinarias al Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) para administrar la operación del sistema bajo criterios distintos a los habituales, permitiéndole alterar las reglas bajo las cuales normalmente opera el sistema.

Factores que llevaron a evaluar su aplicación

El informe técnico de la CNE muestra que la recomendación surge por la acumulación de diversos factores de riesgo, además de la escasez hídrica, se advertían restricciones en el abastecimiento de gas natural, un consumo proyectado de diésel que superaba la capacidad de reposición del sistema, mantenimientos programados de centrales relevantes y eventuales fallas en la infraestructura de transmisión.

¿Para qué sirve el decreto?

El caso de julio de 2026 no llegó a materializarse en un decreto publicado, sin embargo, eso permite preguntarse: si la operación normal del sistema ya tiene un mecanismo de sustitución donde, ante una menor disponibilidad de agua, aumenta la generación a gas o diésel y el cliente final sigue recibiendo energía, entonces, ¿para qué sería necesario un decreto?

La respuesta más obvia es que ese mecanismo de sustitución tiene un límite físico. Funciona mientras el sustituto esté disponible. El problema aparece cuando el gas o el diésel también escasean. En esas circunstancias, el precio sigue siendo un mecanismo para competir por el combustible disponible, pero deja de ser suficiente para resolver el problema del abastecimiento. El decreto habilita al CEN para administrar esa disponibilidad física mediante herramientas como esquemas para asegurar volúmenes adicionales de gas, incorporación al despacho de generadores que normalmente no participan, utilización de reservas hídricas administradas bajo criterios más conservadores o la aplicación de tratamientos especiales en determinadas instalaciones de transmisión y restricciones de seguridad del sistema⁴. Ninguna de estas herramientas produce energía adicional, solo reordenan un equilibrio entre riesgo y disponibilidad que el diseño regulatorio fija de manera más conservadora en tiempos normales.

¿Quién se beneficia realmente?

Existe una segunda capa sobre quién carga finalmente con el riesgo de que esa sustitución no alcance. La ley establece que, bajo decreto, ni la sequía ni las fallas de centrales pueden calificarse como fuerza mayor o caso fortuito. Que la ley lo señale expresamente sugiere que busca evitar que esas circunstancias dificulten la aplicación del régimen de compensaciones a clientes regulados. En otras palabras, el decreto no solo habilita medidas para enfrentar la escasez, sino que también asegura que, si aun así ocurre un déficit de suministro, exista un mecanismo de compensación expedito para los consumidores, sin necesidad de discutir previamente si la contingencia era o no inevitable.

Ese diseño admite matices que conviene cuantificar. El pago por cada kilowatt hora de déficit bajo decreto está acotado por ley, sin poder superar el promedio de los costos de racionamiento utilizados en las últimas seis fijaciones de precio de nudo⁵, lo que, a la fecha, arroja un valor de 414 CLP/kWh. Sin embargo, este monto resulta comparable solo con el menor tramo de costo de falla de larga duración que utiliza el CEN actualmente en su programación, cuyo tramo superior llega hasta los 694 CLP/kWh⁶. Y ambos valores son, a su vez, menores que la compensación que

¹ Noticia: "[El decreto está en revisión para que sea firmado](#)".

² Corresponde al porcentaje de años de la muestra que son más húmedos que el año observado (CEN).

³ DFL N°4/20.018 de 2006, artículo 163°.

⁴ Incluyendo esquemas que podrían admitir rechazos de carga de hasta un 10% de la demanda máxima del sistema.

⁵ DFL N°4/20.018 de 2006, artículo 163°.

⁶ Res. Exenta N°112, marzo de 2026. Monto para profundidad sobre 20%.

regiría fuera de un decreto: el artículo 72°-20 de la LGSE⁷ valoriza la energía no suministrada a clientes regulados en quince veces la tarifa de energía vigente, lo que equivale a 1.965 CLP/kWh⁸. El costo de déficit bajo decreto resulta así menor no solo que las compensaciones del régimen general, sino incluso que el propio costo de falla que el sistema podría reconocer para su planificación y operación. Cabe preguntarse si la diferencia entre los costos asociados a cada régimen se encuentra adecuadamente alineada con los incentivos que el diseño regulatorio busca generar frente a escenarios de estrechez.

¿Para qué no debería servir el decreto?

El costo marginal del sistema lo determina la central más cara que resulta necesaria para cubrir la demanda. En una hora de estrechez hídrica, esa central marginal suele ser una a diésel o gas natural, lo que hace subir los costos marginales cuando escasea el agua. Ese costo alto es la señal de precio que le indica al sistema, y a quienes deciden en qué invertir a futuro, que ese recurso es escaso y que hace falta más capacidad.

El problema es que algunas de las medidas que el decreto pone a disposición del CEN pueden tener efectos que trascienden la seguridad de abastecimiento. Si se autoriza usar agua de embalses de reserva en vez de diésel o gas para cubrir la demanda, la central marginal cambia y el costo del sistema baja, sin que la escasez haya desaparecido. Algo similar podría ocurrir si se flexibilizan ciertos criterios de seguridad que normalmente condicionan el despacho. En ambos casos, el decreto tiene, entre sus herramientas, mecanismos que pueden influir sobre los precios del sistema, no solo sobre su seguridad física. Entonces, ¿existe algún resguardo para que esa herramienta no termine usándose como una forma de suavizar los costos marginales, en lugar de reservarse exclusivamente para evitar un déficit físico real en escenarios de estrechez?

El propio informe, al referirse al manejo de las reservas hídricas, señala que el CEN evitará utilizarlas en la operación normal del sistema y propenderá a mantenerlas, con la finalidad de garantizar la seguridad operativa. Es decir, la justificación para tocar esas reservas es la seguridad de suministro, no el nivel de precios. Sin embargo, el artículo 163° de la ley establece que las medidas del decreto deben orientarse, entre otras cosas, a "aminorar los costos económicos que dicho déficit pueda ocasionar al país". Eso deja abierta una zona gris entre dos objetivos que no siempre apuntan en la misma dirección: ¿dónde termina la seguridad de abastecimiento y dónde empieza la gestión de precios? Si los costos marginales altos cumplen la función de señalar escasez real a quienes deciden invertir en el sistema, suavizarlos por decisión administrativa, en ausencia de una necesidad física comprobada, podría debilitar esa señal a largo plazo.

¿Están alineados los incentivos?

El diseño legal también deja una pregunta sobre la distribución de responsabilidades dentro del régimen excepcional. Durante la vigencia del decreto, el CEN dispone de facultades extraordinarias para administrar la operación del sistema. Sin embargo, si pese a ello se produce un déficit de suministro, la obligación de compensar a los clientes recae sobre las empresas generadoras. Ello no libera al CEN de responsabilidad durante la vigencia del

decreto ya que continúa siendo el operador del sistema y por tanto bajo la fiscalización de la Superintendencia. Aun así, cabe preguntarse si se encuentran alineados los incentivos entre quien adopta las decisiones operacionales y quien finalmente soporta las consecuencias económicas de un eventual déficit.

Una pregunta similar surge respecto de la duración del propio régimen excepcional. Mientras el decreto permanece vigente, el CEN cuenta con herramientas operacionales que no tendría en circunstancias normales. Si bien ello puede ser indispensable para enfrentar una situación de estrechez, también cabe preguntarse si el diseño institucional genera incentivos claros para retornar a la operación ordinaria una vez superada la contingencia, y con ello entregar las señales de precio correctas para la adecuada expansión del sistema.

Nada de esto implica que el decreto no deba existir. Cuando la escasez es real y los recursos físicos se agotan, el sistema necesita esas facultades para evitar un déficit que el mercado, por sí solo, no puede resolver a tiempo. El punto no es que el decreto sea indebido, sino que su uso depende de que exista una expectativa fundada de insuficiencia física de recursos, y no una forma de administrar a la baja el costo de una escasez que el mercado debe observar para tomar sus decisiones de largo plazo.

Una puerta que no se debería abrir

El propio artículo 163° podría además ampliarse. Existe un proyecto de ley en trámite en el Senado⁹ que modificaría los supuestos que hoy habilitan el decreto de racionamiento, ya no restringidos a fallas prolongadas de centrales o situaciones de sequía, sino abiertos a cualquier otra circunstancia que determine la insuficiencia del sistema para abastecer los consumos, siempre que quede debidamente fundada en el informe técnico de la CNE.

Más allá de las razones que motivan esta propuesta, ampliar las causales habilitantes supone también reducir la excepcionalidad del mecanismo. Si la puerta de entrada pasa a depender de una evaluación más amplia de suficiencia del sistema, entonces las preguntas planteadas en esta columna dejan de ser meramente teóricas. Los incentivos para recurrir al decreto, el efecto de sus medidas sobre las señales económicas y los criterios para determinar cuándo corresponde utilizarlo pasan a ocupar un lugar aún más relevante dentro del diseño regulatorio.

Conclusión

El episodio de julio de 2026 mostró que el decreto de racionamiento es más que un instrumento para enfrentar emergencias, sino también una pieza relevante del diseño institucional con que el sistema administra situaciones de escasez. Sin embargo, su relevancia no radica solo en las facultades que entrega al CEN, sino también en la forma en que su utilización puede alterar las señales económicas que orientan las decisiones de operación e inversión. Si durante el racionamiento se modifican los costos marginales, se utilizan recursos bajo criterios distintos a los habituales o se redistribuyen riesgos, resulta legítimo preguntarse cómo esas decisiones dialogan con mecanismos como el costo de falla y los pagos por capacidad. Garantizar el suministro durante la escasez es indispensable, pero también lo es preservar las señales económicas del sistema.

⁷ DFL N°4/20.018 de 2006, artículo 72°-20.

⁸ Tarifas de suministro eléctrico BT1 de Enel Distribución, julio de 2026.

⁹ PdL: Protección tarifaria eléctrica. Boletín N°18.384-08, junio de 2026.

1.

ANÁLISIS DE OPERACIÓN

GENERACIÓN

En junio, la generación total del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) alcanzó los 7.494 GWh/mes, lo que representa un aumento de 2,1% en comparación con mayo de 2026 (7.340 GWh/mes) y un incremento del 3,7% en relación con junio de 2025 (7.227 GWh/mes) (Ver Figura 1.1).

La participación de la generación hidráulica de embalse, hidráulica de pasada, diésel se redujo en 25%, 25%, 28%, respectivamente, en comparación con junio de 2025. En contraste, la generación eólica, solar, geotérmica, gas, carbón aumentó en un 12%, 29%, 25%, 4%, 20%, respectivamente, respecto al mismo período del año anterior.

En cuanto a la generación bruta registrada en junio, la potencia máxima alcanzó los 12.078 MW el día 9, mientras que la mínima fue de 8.502 MW el día 7. 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 junio estuvieron en mantenimiento mayor las centrales hidráulicas: Cipreses (28 Días), La Confluencia (16 Días), Pehuenche (7 Días), Alfalfal (6 Días) Y Canutillar (1 Día); a gas: Nehuenco 9B (8 Días); a carbón: Iem (4 Días); solares: Gran Teno (3 Días); y diésel: Olivos (2 Días).

Figura 1.1:
Energía mensual generada en el SEN

Fuente: CEN

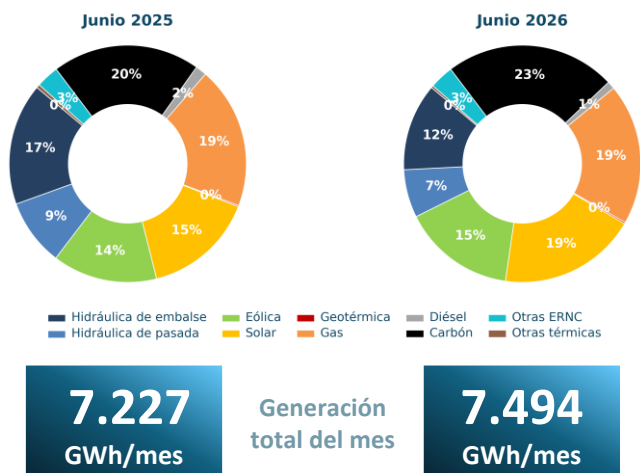
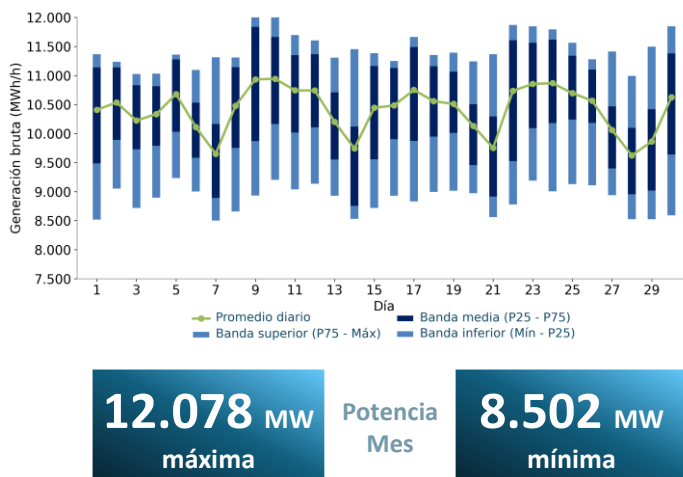


Figura 1.2:
Generación bruta del SEN

Fuente: CEN



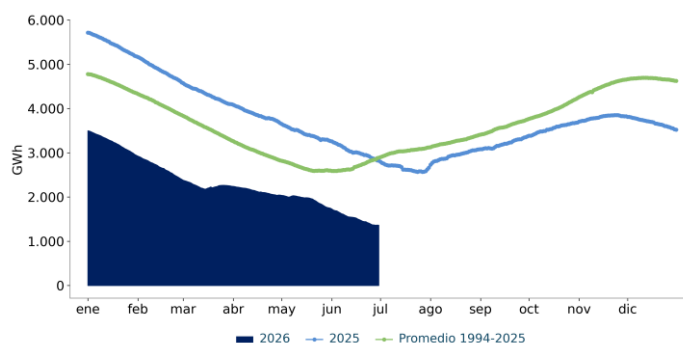
HIDROLOGÍA

En junio, la energía embalsada en el SEN fue inferior en comparación con 2025 (con una variación de -51.7%) y se ubicó por debajo del promedio histórico (1994-2025) (con una variación de -52.8%) (ver Figura 1.3).

La probabilidad de excedencia de este mes fue de 97,2%, es decir, el 2,8% 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 junio de 2026 el costo marginal de la barra Crucero 220 fue de 83,9 US\$/MWh, lo cual registró una variación de 51,1% con respecto a mayo de 2026 (55,6 US\$/MWh), y una variación de 38,6% respecto a junio de 2025 (60,5 US\$/MWh).

En junio de 2026 el costo marginal de la barra Alto Jahuel 220 fue de 99,7 US\$/MWh, lo cual registró una variación de 49,9% con respecto a mayo de 2026 (66,5 US\$/MWh), y una variación de -10,3% respecto a junio de 2025 (111,2 US\$/MWh).

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

Fuente: CEN

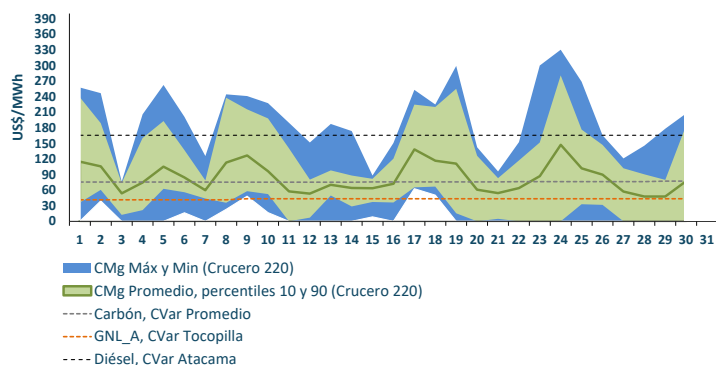
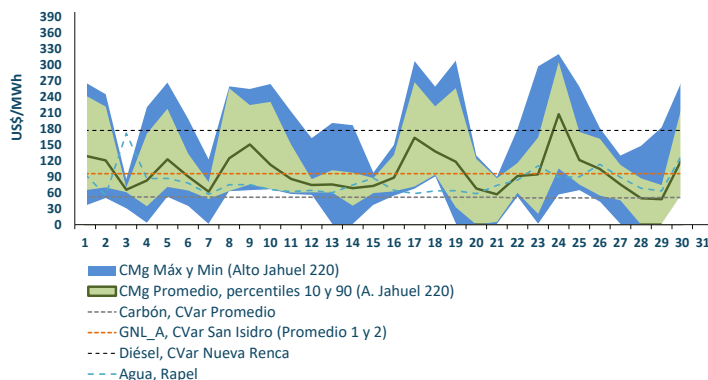


Figura 1.5:
Principales costos variables* y costo marginal promedio diario para Alto Jahuel 220kV

Fuente: CEN

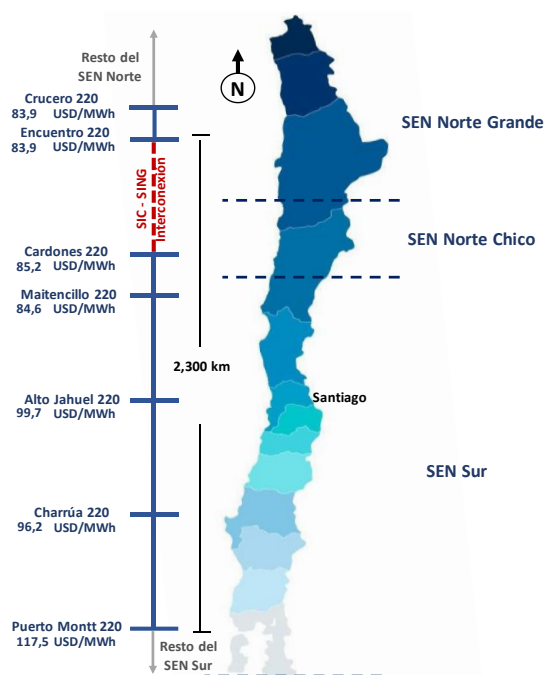


*Los costos variables corresponden al mes de enero de 2026, debido al retraso en la actualización del formato del Programa de Operación del Coordinador, cuya versión anterior se mantuvo vigente hasta el 31-01-2026.

Durante el mes de junio se observaron variaciones de costos marginales a lo largo del SEN, fundamentalmente debido a la congestión en las líneas de transmisión que unen el centro y sur del sistema (ver Figura 1.6).

Figura 1.6:
Costo marginal promedio de junio 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 1,92% para julio de 2026 respecto a julio 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 6.937 MW de nueva capacidad, de los cuales 1.122 MW son solares, 508 MW son eólicos, 49 MW son pasada, 348 MW son gas y 4.910 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%).

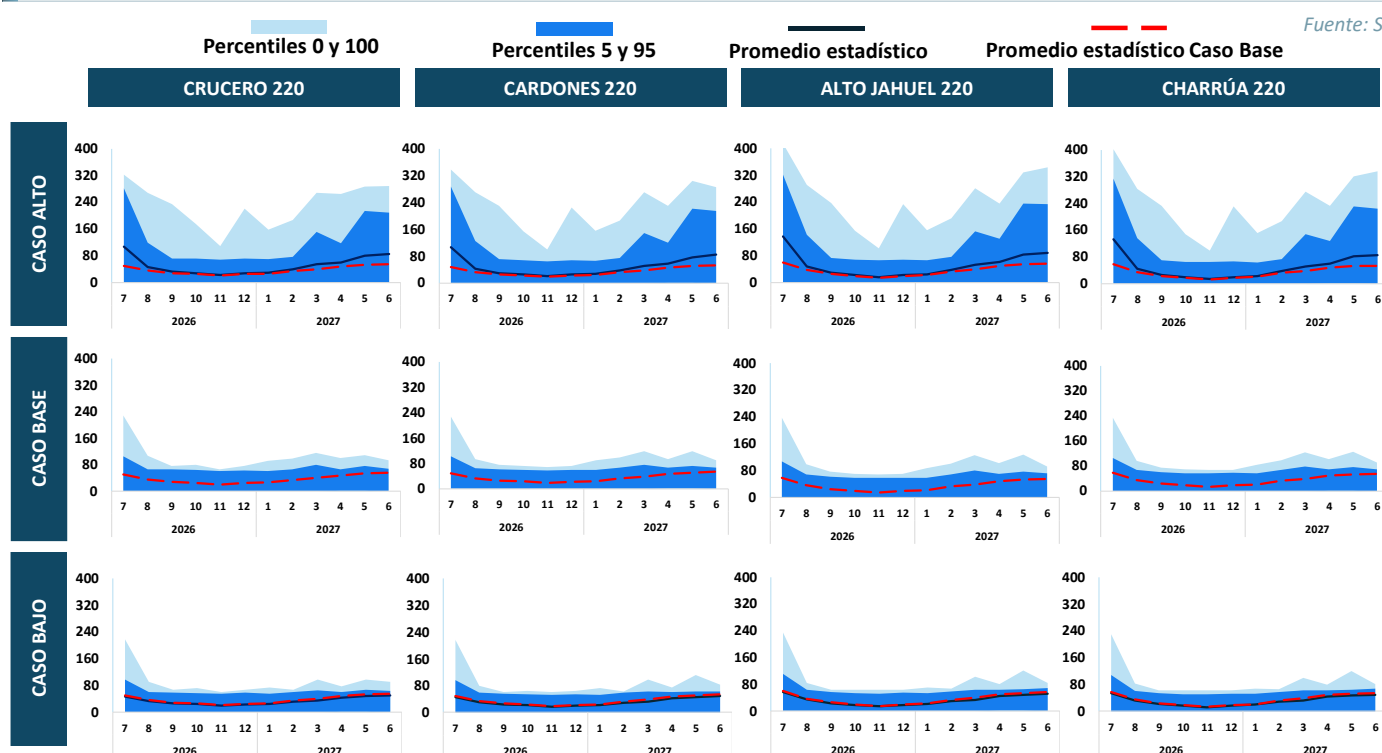
Durante los primeros días del mes se registraron costos marginales elevados, sin embargo, desde el inicio de las lluvias en el sur estos han disminuido producto de una mayor disponibilidad de generación hidroeléctrica.

Tabla 2.1:
Supuestos considerados en las simulaciones

SUPUESTOS		BAJO	BASE	ALTO
Precios Combustibles				
CARBÓN US\$/Ton	Campiche	129	143	158
	Angamos*	109	121	134
	Guacolda*	112	125	137
	Andina	115	127	140
	Hornitos	115	127	140
	Santa María	168	187	205
	N. Ventanas	132	147	162
DIESEL US\$ / Bbl	Quintero	131	146	160
	Mejillones	147	163	179
GNL US\$ / MMBtu	San Isidro 1	15	17	19
	Nehuenco 1	8	9	-
	Mejillones CTM3	11	12	-
	U16	11	12	13
	Kelar	6	7	-
GN US\$ / MMBtu	San Isidro 2	6	7	-
	U16	6	7	-
	Nehuenco 2	7	7	-
	Nueva Renca	7	8	-

*Se considera el promedio de las unidades

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



3.

ANÁLISIS POR EMPRESA

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

En mayo, las empresas Enel, Colbún, AES Andes, Engie, y Tamakaya fueron excedentarias.

Empresa:
ENEL CHILE

GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

TECNOLOGÍA	Jun 2025	May 2026	Jun 2026
Diésel	0	0	6
Carbón	0	0	0
Gas Natural	667	250	659
GNL	0	0	0
Hidro	1.007	293	723
Solar	187	131	275
Eólico	159	72	166
Geotérmica	12	4	14
TOTAL	2.031	751	1.844

VALOR DEL AGUA PROMEDIO (US\$/MWh)

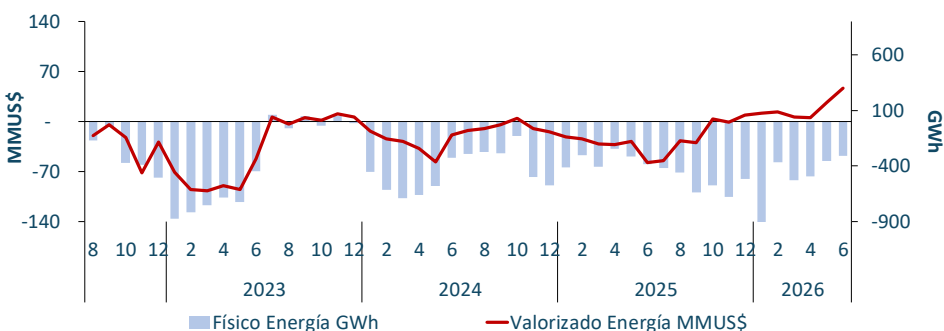
CENTRAL	Ene 2025	Ene 2026
Embalse Ralco	85	74

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 GNL_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 ENERGÍA

ÍTEM	Jun 2026
Total Generación (GWh)	1.844
Total Retiros (GWh)	2.154
Transf. Físicas (GWh)	-310
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	47



Empresa:
COLBÚN

GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

TECNOLOGÍA	Jun 2025	May 2026	Jun 2026
Diésel	27	1	19
Carbón	0	48	219
Gas Natural	168	87	380
GNL	0	0	0
Hidro	516	164	384
Solar	29	11	28
Eólico	146	49	186
Total	885	360	1.216

VALOR DEL AGUA PROMEDIO (US\$/MWh)

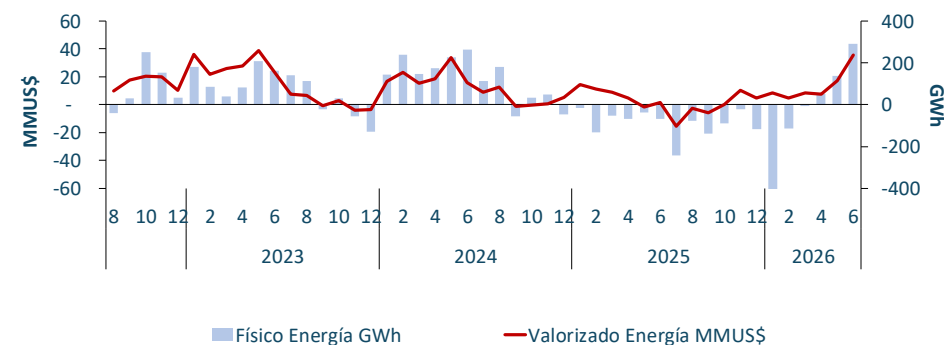
CENTRAL	Ene 2025	Ene 2026
Embalse Colbún	70	68

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

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

TRANSFERENCIA DE ENERGÍA

ÍTEM	Jun 2026
Total Generación (GWh)	1.216
Total Retiros (GWh)	925
Transf. Físicas (GWh)	291
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	35,48



*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)

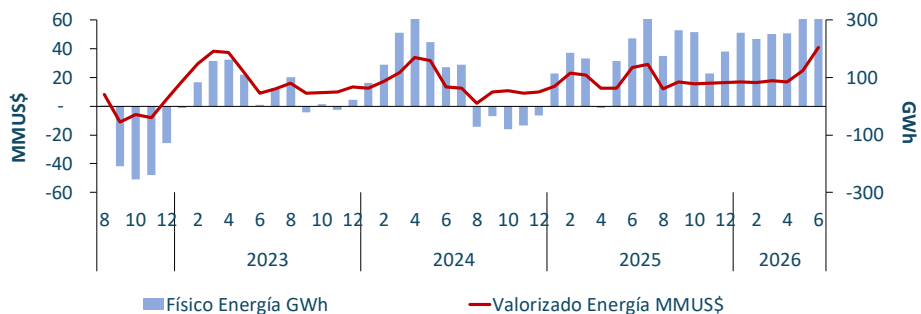
TECNOLOGÍA	Jun 2025	May 2026	Jun 2026
Diésel	0	0	0
Carbón	815	271	913
Gas Natural	0	0	0
GNL	0	0	0
Hidro	32	30	64
Solar	19	25	62
Eólico	40	25	44
Total	906	352	1.083

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 ENERGIA

ÍTEM	Jun 2026
Total Generación (GWh)	1.083
Total Retiros (GWh)	644
Transf. Físicas (GWh)	438
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	41



GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

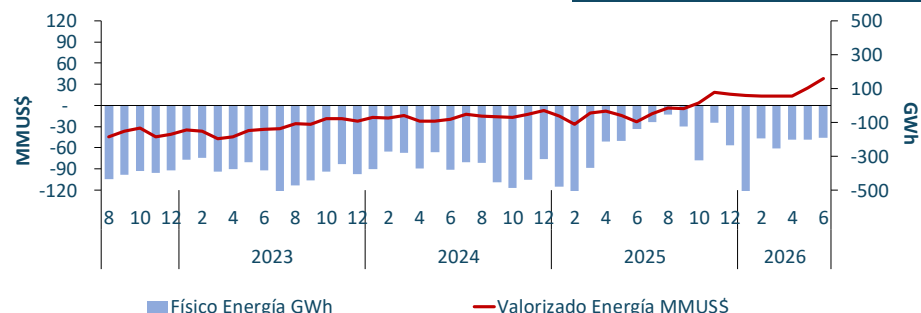
TECNOLOGÍA	Jun 2025	May 2026	Jun 2026
Diésel	0	0	3
Carbón	292	34	187
Gas Natural	240	122	177
GNL	0	0	0
Hidro	18	4	11
Solar	25	24	56
Eólico	123	30	120
Total	698	215	554

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 ENERGIA

ÍTEM	Jun 2026
Total Generación (GWh)	554
Total Retiros (GWh)	746
Transf. Físicas (GWh)	-192
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	38



GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

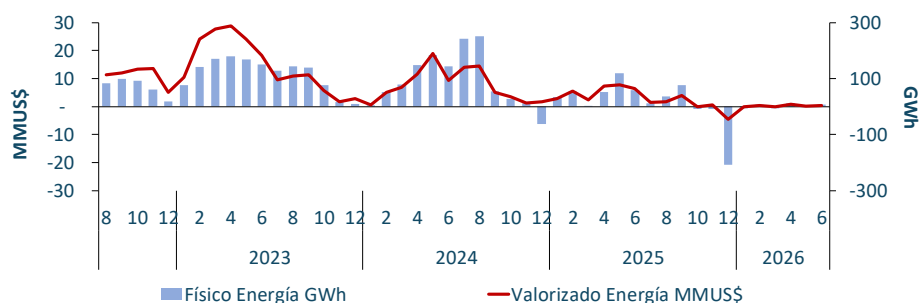
TECNOLOGÍA	Jun 2025	May 2026	Jun 2026
Diésel	9	0	8
Carbón	0	0	0
Gas Natural	0	0	0
GNL	58	0	0
Hidro	0	0	0
Solar	0	0	0
Eólico	0	0	0
Total	67	0	8

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 ENERGIA

ÍTEM	Jun 2026
Total Generación (GWh)	8
Total Retiros (GWh)	1
Transf. Físicas (GWh)	7
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 junio 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 junio de 2026.

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

Fuente: CNE
Elaboración: Systep

EMPRESA GENERADORA	PRECIO MEDIO CONTRATOS US\$/MWh	ENERGÍA AÑO GWh
E-CL	131	7.597
ENEL GENERACIÓN	72	8.585
ENDESA	119	1.870
El Campesino	135	4.021
ACCIONA	106	1.111
Abengoa	157	955
IBEREÓLICA CABO LEONES II S.A.	65	860
Aela Generación S.A.	104	858
HUEMUL ENERGÍA (Caman)	53	640
HUEMUL ENERGÍA (Coihue)	54	640
PANGUIPULLI	132	165
CONDOR ENERGÍA (Esperanza)	59	530
CONDOR ENERGÍA (C° Tigre)	57	463
CONDOR ENERGÍA (Tchamma)	54	441
San Juan SpA.	140	422
WPD MALLECO (Malleco)	69	398
Pelumpén S.A.	116	350
SONNEDIX COX	72	265
Ibereolica Cabo Leones I S.A.	123	196
WPD MALLECO (Malleco II)	68	192
Otros	63	3.672
Precio Medio de Licitación	99	34.230

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

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

Fuente: CNE
Elaboración: Systep

EMPRESA DISTRIBUIDORA	PRECIO MEDIO CONTRATOS US\$/MWh	ENERGÍA AÑO GWh
Enel Distribución	102	10.569
CGE Distribución	94	9.294
Chilquinta	99	2.731
SAESA	101	1.949
Precio Medio Muestra	99	24.543

* Todos los procesos hasta la fecha indexados a junio 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.

La mayor generación renovable corresponde a la producción solar que representó 34,3% (1.419,1 GWh), seguida por la generación eólica que representó 28,0% (1.159,5 GWh), luego, hidráulica de embalse que representó 21,7% (898,6 GWh), hidráulica de pasada que representó 11,9% (493,5 GWh), biomasa que representó 3,3% (134,6 GWh), bio gas que representó 0,4% (14,8 GWh), y finalmente, geotérmica que representó 0,3% (14,5 GWh).

Durante junio de 2026 se registraron 67,4 GWh de energía solar y eólica vertida. Esto representa una disminución de 65,5% en comparación con mayo de 2026 (195,4 GWh) y una disminución de 76,6% en relación con junio de 2025 (287,7 GWh). Véase la Figura 5.2.

Figura 5.1:
Generación renovable histórica

Fuente: CEN

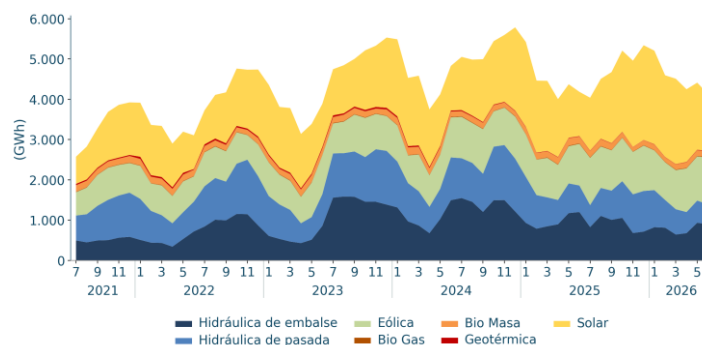
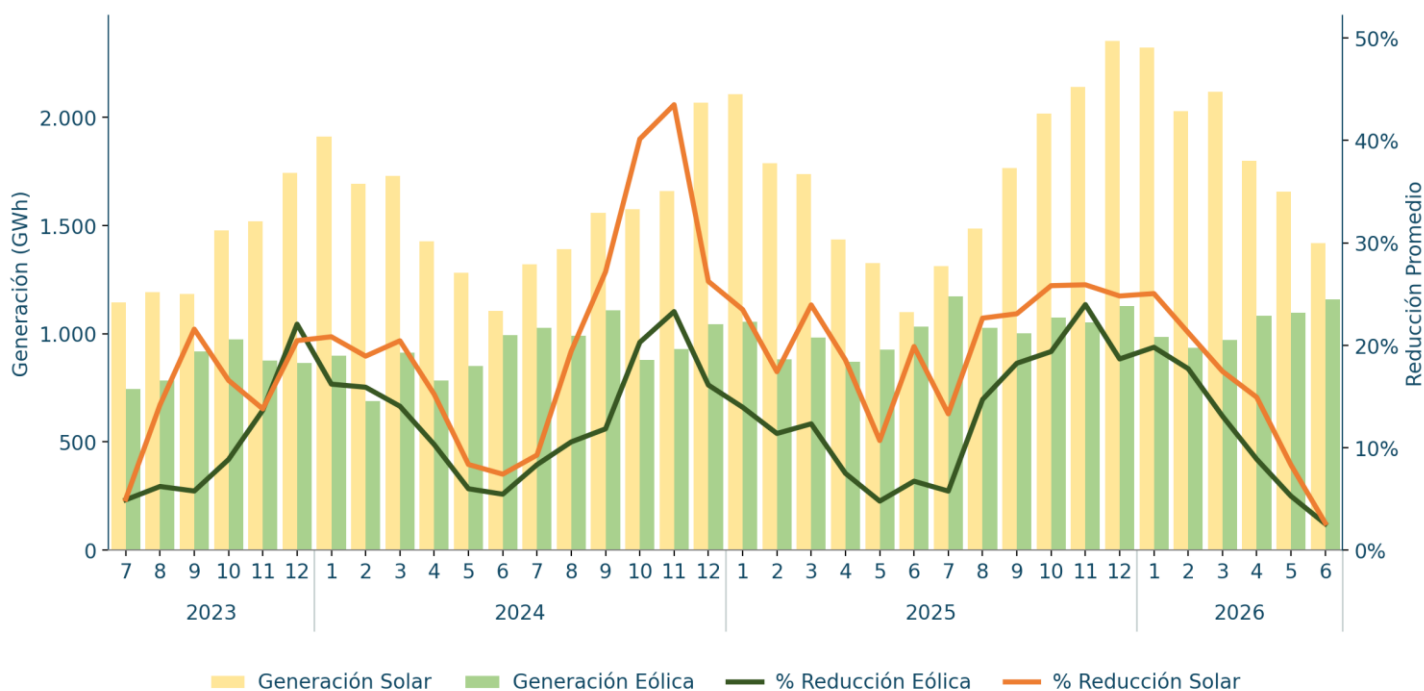


Figura 5.2:
Vertimiento renovable histórico

Fuente: CEN



6.

EXPANSIÓN DEL SISTEMA

PLAN DE OBRAS

De acuerdo con la RE N° 338 CNE (30-06-2026) que declara y actualiza instalaciones de Generación y Transmisión en construcción, se espera la entrada de 6.435 MW de capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional. De estos, 11% corresponde a tecnología solar (703 MW), un 2% a tecnología eólica (128 MW), un 1% de tecnología hidráulica (49 MW), un 17% de tecnología solar con BESS (1.096 MW), un 69% de tecnología BESS (4.419 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	
BESS Atacama II	ago-26	BESS	150,0
BESS Azabache	dic-26	BESS	58,1
BESS Cardonal	jul-26	BESS	20,0
BESS Copiapó Solar	ago-26	BESS	233,0
BESS Cristales	jun-26	BESS	340,0
BESS de Generación Solar – Etapa 2	ene-27	BESS	15,0
BESS Diego de Almagro Sur II	jun-26	BESS	228,0
BESS DUNE	mar-27	BESS	306,3
BESS Estepa II	jun-26	BESS	230,0
BESS Gran Teno	sept-26	BESS	200,0
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
Copiapó Solar	ago-26	Solar + BESS	255,0
CRCA La Pampina	mar-27	Solar + BESS	159,0
CRCA Luna de Verano	sept-26	Solar + BESS	82,0
Cristales	jun-26	Solar + BESS	400,0
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 (almacenamiento)	oct-26	BESS	340,0
Pampas (componente eólico)	oct-26	Eólica	128,0
Pampas (componente Solar)	oct-26	Solar	220,0

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

En el Sistema Eléctrico Nacional, los proyectos de generación en calificación, a junio de 2026, totalizan 13.021 MW con una inversión de MMUS\$ 18.422, mientras que los proyectos aprobados históricos totalizan 98.376 MW con una inversión de MMUS\$ 160.115 (ver Tabla 7.1).

Durante el mes de junio, 1 proyecto entró en calificación, el cual corresponde a la “Planta Fotovoltaica Santa Carolina”, la cual corresponde a un proyecto híbrido (solar + BESS) de 12.49 MW, ubicado en la comuna de Lampa, Región Metropolitana.

Durante este mes se aprobaron 8 proyectos híbridos solar + BESS (362,48 MW), 1 proyecto eólico (167 MW), 1 proyecto solar fotovoltaico (200 MW) y 1 proyecto mixto de tecnologías solar + diésel (9 MW). Por último, durante este mes se desistieron 2 proyectos híbridos solar + BESS (18 MW), 1 proyecto híbrido eólico + BESS (247,5 MW), 1 proyecto solar fotovoltaico (7,4 MW) y 1 proyecto de almacenamiento BESS (200 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	2.671	4.353	19.171	31.314
Hidráulica	0	0	3.926	6.654
Solar	2.045	2.180	44.913	71.114
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	-128	12	7.030	13.603
Termosolar	0	0	1.635	8.450
Mixto (Solar + Eólico)	1.520	1.707	3.147	2.906
Mixto (Solar + Diesel)	0	0	9	2
Híbrido (Solar + BESS)	5.160	7.206	6.136	9.597
Híbrido (Eólico + BESS)	1.693	2.899	1.234	1.748
Almacenamiento	0	0	50	160
Total	13.021	18.422	98.376	160.115

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

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA



- Se publica la Resolución exenta N°364, que Aprueba Bases de Licitación Pública Nacional e Internacional para el Suministro de Energía y Potencia Eléctrica para Abastecer los Consumos de Clientes Sometidos a Regulación de Precios, Licitación Suministro 2026/01 ([ver más](#)).
- Se publica Informe Técnico al que se refiere el artículo 163° de la Ley General de Servicios Eléctricos, con el objetivo de fundamentar las razones que recomiendan la dictación de un decreto de racionamiento ([ver más](#)).
- Se publica Propuesta Preliminar de Obras Necesarias y Urgentes Año 2026 ([ver más](#)).
- Se publica Informe Final Preliminar Estudio de Valorización de las Instalaciones de los Sistemas de Transmisión Zonal y Dedicada correspondiente a proceso cuadrienal 2024 – 2027 ([ver más](#)).
- Se publica Oficio ORD. N°686/2026 que comunica extensión de plazo de entrega del Informe Final Preliminar Estudio de Valorización de las Instalaciones de los Sistemas de Transmisión Nacional, cuya nueva fecha de entrega es el viernes 11 de septiembre de 2026 ([ver más](#)).
- Se publica la Resolución exenta N°341, que Autoriza la ejecución de las obras de transmisión del proyecto “Nueva S/E Seccionadora Rucalhue” que se indican, de Rucalhue Energía SpA, de acuerdo con lo establecido en el inciso segundo del artículo 102° de la Ley General de Servicios Eléctricos ([ver más](#)).

MINISTERIO DE ENERGÍA



- Se publica la Ley de Protección Tarifaria Eléctrica ([ver más](#)).
- Se publica Resolución exenta N°45, de 2026 que aprueba Ruta Energética 2026 – 3030 Compromisos y Prioridades en Energía ([ver más](#)).
- Se publica el Informe Preliminar Proceso de Planificación Energética de Largo Plazo 2028 – 2032 ([ver más](#)).

COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL



- Se publica una nueva versión del Estudio de Seguridad de Abastecimiento (ESA) Período Junio 2026 – Mayo 2027, que evalúa las condiciones de operación del Sistema Eléctrico Nacional para los próximos 12 meses bajo distintos escenarios ([ver más](#)).
- Se publica un Complemento a la Propuesta de Expansión de la Transmisión Proceso de Planificación de la Transmisión 2026 ([ver más](#)).

SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD Y COMBUSTIBLES



- SEC multa a SAESA con más de \$64 millones por falta de mantenimiento en zona costera de Valdivia ([ver más](#)).
- SEC formula cargos a Chilquinta por prolongados cortes de suministro eléctrico en la Región de Valparaíso ([ver más](#)).
- SEC rechaza denuncia de Interchile contra el Coordinador Eléctrico Nacional por investigación del apagón del 25F ([ver más](#)).

Senado de la República de Chile



- El Congreso Nacional ha dado su aprobación al proyecto de ley de protección tarifaria eléctrica, correspondiente al boletín N°18.384-08 ([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

