



REPORTE MENSUAL

Sector Eléctrico

Junio 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

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.

Proyecto de Ley sobre Protección Tarifaria Eléctrica: Sobre lo urgente y lo que no

Hace pocos días, el Ministerio de Energía ingresó un proyecto de ley (en adelante PDL) estructurado en tres ejes: i) Mitigación de impacto tarifario, que busca extender el subsidio eléctrico para este año, mitigar alzas relevantes en Los Ríos y Los Lagos y explorar la renegociación de contratos de suministro a clientes regulados; ii) regularización y certeza tarifaria, que busca saldar la deuda a empresas de distribución y regularizar los procesos de transmisión y distribución; y, finalmente, iii) seguridad y calidad de servicio, que busca ampliar las facultades de la autoridad frente a déficits de suministro y habilitar planes de inversión por calidad de servicio en paralelo a la tarificación de distribución.

Dada la amplia gama de temas y potenciales implicancias de las medidas asociadas a cada uno de los ejes sorprende que sean parte de una misma discusión legislativa, teniendo en su conjunto el carácter de “urgente”, al punto que se espera su votación en la Sala de la Cámara durante las primeras semanas de julio¹. Tal urgencia, que puede ser justificada en algunos elementos del PDL, puede llevar a una votación poco informada en aquellos elementos menos urgentes, que a priori parecen buenas ideas, pero que podrían requerir de una mayor discusión y análisis. Por lo tanto, en la presente editorial se expondrán algunos puntos que debiesen formar parte del sano debate respecto a este PDL.

Sobre la urgencia

Lo primero es indicar que efectivamente hay urgencias que son adecuadamente enfrentadas por el PDL. A saber, la extensión del subsidio para este 2027 y el pago de la deuda a las empresas de distribución. El primero es relevante porque las tarifas eléctricas aún siguen siendo proporcionalmente altas para una gran mayoría de los hogares del país (se espera que éstas empiecen a bajar recién el 2028²), por lo que la extensión del beneficio es, sin duda, una buena noticia³. El segundo es fundamental para la credibilidad de nuestro marco normativo, ya que representan ingresos adeudados a las empresas de distribución, los que, a su vez, son cruciales para garantizar la viabilidad financiera de estas empresas y permitir el adecuado desarrollo y modernización de la infraestructura y operación del sistema de distribución.

No habiendo duda en la urgencia de los dos elementos anteriores, a continuación, se discutirán aquellos elementos que podrían requerir de una reflexión y discusión más pausada.

Respecto de la negociación de contratos

El PDL establece que, por única vez y en acuerdo voluntario con las empresas generadoras, se podrían renegociar contratos (precios y plazos) con el fin de lograr una disminución en la señal de precio que reciben los consumos regulados. Esto que a priori podría parecer una buena idea, para que efectivamente lo sea se debe garantizar que intertemporalmente los usuarios se vean beneficiados, esto es que descuentos en la tarifa en el presente no deberían significar aumentos de precio en el futuro.

En este sentido, se debe recordar que las partes concurren a un acuerdo si y solo si sus condiciones mejoran o al menos se mantienen iguales a aquellas existentes previas al acuerdo; en este caso, la renegociación se dará solo si las condiciones mejoran o se mantienen respecto al contrato original. Así, la empresa estará dispuesta a firmar una disminución en el precio del contrato siempre y cuando la extensión de éste sea tal que le permita tener un valor presente (según su propia tasa de descuento) mayor o igual al valor remanente del contrato vigente.

Dependiendo de qué tan eficiente sea el proceso de renegociación, se logrará un valor que se acerque más o menos al valor equivalente de indiferencia por parte del generador. No obstante, un escenario probable es que se firme un valor por sobre el valor de indiferencia, ya que la autoridad tendrá dificultad para estimar el menor par precio-plazo que podría ofrecer un generador. En efecto, en un mercado competitivo, tal problema de revelación de precio se resuelve automáticamente con la competencia entre los oferentes (tal es el objetivo de las licitaciones de suministro), quienes, en anticipo del comportamiento de sus competidores, tienen todos los incentivos para ofertar sus precios reales y con ello lograr adjudicarse un determinado contrato. Este beneficio de la competencia se pierde en la negociación directa con un único oferente, ya que el precio resultante no será consecuencia de la competencia, sino que aquél que resulte del mejor actuar de la autoridad para reducir las asimetrías de información que enfrentará en este proceso.

Adicionalmente, incluso suponiendo que las asimetrías no existen y la autoridad diseña un proceso que permite a las partes llegar a un resultado que es indiferente para el generador, de todas maneras, habrá un impacto en los procesos de licitación futuros y eventualmente en sus precios. Esto ocurre porque la extensión de los contratos vigentes disminuirá los requerimientos de energía a licitar en el futuro (el efecto final dependerá del volumen de energía y plazos que se renegocien) y por tanto habrá menos demanda, con el doble efecto de que menos energía se podría asignar a un menor costo (al menos menor que el de los contratos de mayores precios vigentes) y que el precio de tal asignación será mayor o igual a aquél que se hubiese obtenido si todo el volumen de energía hubiese estado disponible para licitación.

Dado lo anterior, es importante que la autoridad cuantifique tales efectos antes de embarcarse en un proceso de renegociación donde el único objetivo sea la disminución de las tarifas actuales.

Respecto de la regularización de los procesos tarifarios

El PDL busca hacerse cargo de los distintos niveles de atraso que experimentan los procesos tarifarios del sector. En efecto, el proceso de transmisión 2024-2027 y el de distribución 2024-2028 acumulan 29 y 19 meses de retraso, respectivamente. Para enfrentar esta situación, el PDL propone extensiones a la vigencia de las tarifas y, por ende, altera el calendario y obligaciones de los

¹ 6 de julio de acuerdo con lo informado en [Diario Financiero](#).

² Disminución del Cargo MPC de 22 a 9 \$/kWh.

³ La extensión del subsidio permitiría dar continuidad a un beneficio que actualmente alcanza a 2.171.198 hogares.

procesos tarifarios. Así, en relación a la valorización de la transmisión, se extiende el decreto vigente hasta el 31 de diciembre del 2028, de forma que el proceso actual cuyo objetivo es tarifificar el período 2024-2028 solo serviría de base para el siguiente período tarifario. En el caso de la distribución, las tarifas que resulten del proceso 2024-2028 se extenderán hasta el 2030, lo que implicará posponer el siguiente proceso tarifario para la ventana 2030-2034.

Nuevamente, esto que corresponde a un acto de transparencia al explicitar la imposibilidad de terminar los procesos tarifarios dentro de los plazos establecidos en el marco normativo vigente y que a primera vista puede sonar atractivo, requiere de un análisis adicional. Lo primero a señalar es que la alternativa de dar más plazo no enfrenta la causa de los atrasos. El debate legislativo, además del plazo adicional, debería incorporar un diagnóstico sobre el motivo de los atrasos, ya que sólo de esa manera podrían proponerse soluciones de largo plazo.

En este sentido, si el problema fuese la complejidad de los procesos tarifarios, se deberían discutir al menos las siguientes alternativas: i) la posibilidad de simplificarlos, disminuyendo la exactitud de los mismos, con el beneficio de acelerar los procesos; ii) si se quiere mantener la complejidad y exactitud inalterados, se debería analizar si los recursos con los que dispone la CNE son suficientes, ya que dada la importancia del sector energético para el desarrollo del país⁴, un fortalecimiento de la CNE no debería estar fuera de la discusión; iii) finalmente, si no se quieren modificar los cálculos ni robustecer a la CNE, se debería discutir la posibilidad de cambios en implementación de los procesos tarifarios, como por ejemplo se podría evitar realizar todos los estudios de distribución (para todas las áreas típicas) el mismo año, realizando la mitad de ellos en un año y la mitad el siguiente (en Perú ya se hace de esta manera). Otra alternativa, que podría ser copulativa, es volver a dos estudios, uno preparado por las empresas y otro por la autoridad; la experiencia muestra que los procesos no se atrasaban mayormente y que disminuían asimetrías de información de cara a futuros procesos, ya que, en tales estudios, las empresas debían entregar una gran cantidad de información propia para la construcción de los modelos que luego quedaba disponible para la autoridad. Hoy en día, con la posibilidad tecnológica de chequeo de modelos, códigos y resultados, la posibilidad de comparar (incluso en forma espacial), aprender y hacer síntesis desde ambos estudios es mucho mayor y podría ser un elemento a favor del proceso tarifario.

Desarrollar los procesos a tiempo no sólo es importante para cumplir la ley, sino que tiene implicancias relevantes para el desarrollo del sector: desde contar con los ingresos para realizar las inversiones adecuadas por parte de las empresas, pasando por cumplir con los compromisos (y/o dar explicaciones) con las instituciones financieras en el caso de grandes proyectos de inversión (ej., proyectos de transmisión), hasta la señal de precio que reciben los usuarios, que no corresponderá al costo óptimo del bien cuando dicha señal entra en vigencia con varios años de atraso y con una moneda base aún más lejana (con las indexaciones y reliquidaciones correspondientes). Lo anterior no permite que se consuma la cantidad óptima del bien, afectando a toda la cadena de suministro (no sólo al negocio de redes).

Respecto de los planes de inversión en distribución

Para nadie es un misterio que la calidad de suministro (medida como número de interrupciones y su duración) que reciben los hogares en Chile debe mejorar, y que el marco regulatorio actual y/o su implementación no ha generado los incentivos suficientes para lograrlo⁵. De esta manera, la incorporación de planes específicos, convocados por el Ministerio de Energía y destinados a mejorar la calidad de suministro puede sonar atractiva, pero requiere de mayor discusión.

En primer lugar, como observación de forma, no es claro por qué la autoridad busca sumar un proceso paralelo que puede llegar a ser complejo (identificación de necesidades, revisión de los planes, incorporación a tarifas, entre otras tareas que requerirán recursos adicionales por parte de la CNE) a los procesos tarifarios y responsabilidades actuales, si en este mismo PDL se reconoce que se requiere mucho más tiempo para finalizar los procesos de transmisión y distribución.

En segundo lugar, es importante mencionar que el PDL no da luces de cómo se compatibilizará la aprobación de planes de inversión (i.e., activos reales) y su traspaso a tarifas con el actual esquema de regulación de la distribución (VAD). Tales tarifas se fijan en base a los activos resultantes de una empresa ficticia (empresa modelo) que parte desde cero en la misma zona de concesión de la empresa regulada, y que debe satisfacer el crecimiento de demanda y cumplir con todos los requerimientos de la empresa real en forma óptima. Así, ninguno de los activos de la empresa modelo tiene directa relación con los de la empresa real, surgiendo entonces varias preguntas: ¿Cómo se considerará la relación entre el plan de inversión y la empresa modelo? ¿La zona con los planes de inversión no será parte del dimensionamiento de la empresa modelo? ¿O los planes de inversión estarán por sobre la empresa modelo, esto es, para lograr cumplir métricas de suministro por encima de lo exigido a la modelo?

Además de las preguntas procedimentales, se debe tener presente el tenue equilibrio tarifario que existirá producto de la convivencia de ambos mundos, ya que dependiendo de la institucionalidad que se diseñe, se podrían generar incentivos incorrectos entre los agentes. Por ejemplo, se podría dar el caso en que se apruebe un plan de mejora de calidad, que implique un reconocimiento tarifario de X, y que al mismo tiempo desde el VAD el reconocimiento tarifario sea Y, con lo que la tarifa a los usuarios será $Z=X+Y$. ¿Qué pasará si X gatilla un alza tarifaria? ¿No existirán los incentivos para que el valor de Y determinado por la autoridad sea menor que el óptimo de tal manera que Z se mantenga inalterado? O, por el contrario, si la autoridad mantiene el valor de Y correctamente determinado ¿habrá incentivos en aprobar X si esto implicará un aumento en las tarifas?

Así, se vuelve transcendental que la autoridad señale cómo espera realizar la implementación y provea evidencia de la coexistencia exitosa de planes de inversión con la empresa modelo.

Concluyendo, y en función de la necesidad de profundizar en las materias antes señaladas, se espera que se abra un debate amplio que permita separar lo urgente de aquello que requiere más revisión, para así evitar aprobar modificaciones que a la larga podrían requerir nuevas y nuevas modificaciones para lograr su correcta implementación.

⁴ En 2025 el sector energía concentró USD 19.669 millones en inversiones aprobadas, equivalentes al 47,3% de la inversión total aprobada durante ese año.

⁵ El SAIDI interno de la [RM](#) fue de 3,87 horas en 2025 (8,00 horas en 2024), mientras que en la [Región de Los Ríos](#) fue de 14,44 horas (19,78 horas en 2024).

GENERACIÓN

En mayo, la generación total del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) alcanzó los 7.340 GWh/mes, lo que representa un aumento de 6,7% en comparación con abril de 2026 (6.880 GWh/mes) y un incremento del 2,2% en relación con mayo de 2025 (7.181 GWh/mes) (Ver Figura 1.1).

La participación de la generación hidráulica de embalse, hidráulica de pasada, geotérmica, carbón se redujo en 20%, 25%, 8%, 1%, respectivamente, en comparación con mayo de 2025. En contraste, la generación eólica, solar, gas, diésel aumentó en un 19%, 25%, 9%, 53%, respectivamente, respecto al mismo período del año anterior.

En cuanto a la generación bruta registrada en mayo, la potencia máxima alcanzó los 11.691 MW el día 24, mientras que la mínima fue de 8.034 MW el día 1. 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 mayo estuvieron en mantenimiento mayor las centrales hidráulicas: Cipreses (31 Días), Pehuenche (31 Días), Pangué (30 Días), Ralco (27 Días), Colbún (27 Días), Rucue (19 Días), Canutillar (3 Días) y La Higuera (2 Días); a carbón: Iem (30 Días), Mejillones-Cth (8 Días) y Guacolda 4 (2 Días); a gas: Nehuenco 9B Gas Arg (22 Días); solares: Gran Teno (7 Días); y diésel: Los Pinos (3 Días).

Figura 1.1:
Energía mensual generada en el SEN

Fuente: CEN

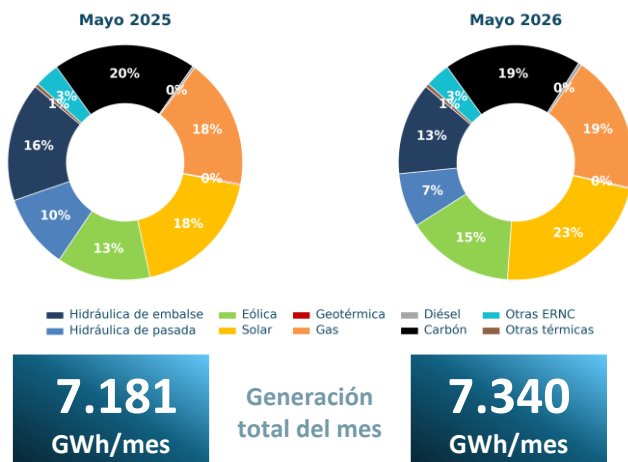
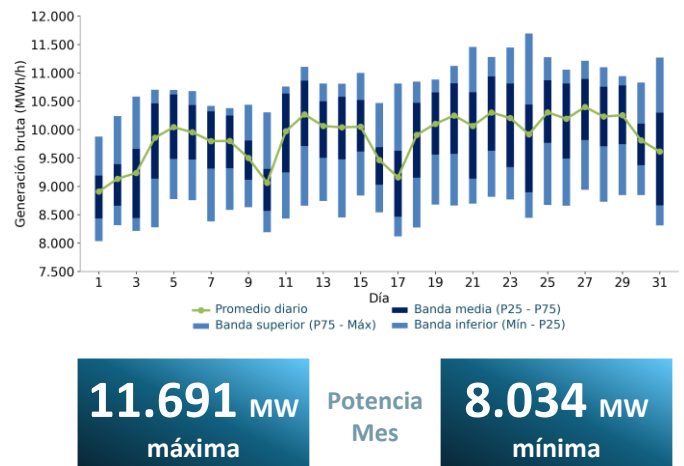


Figura 1.2:
Generación bruta del SEN

Fuente: CEN



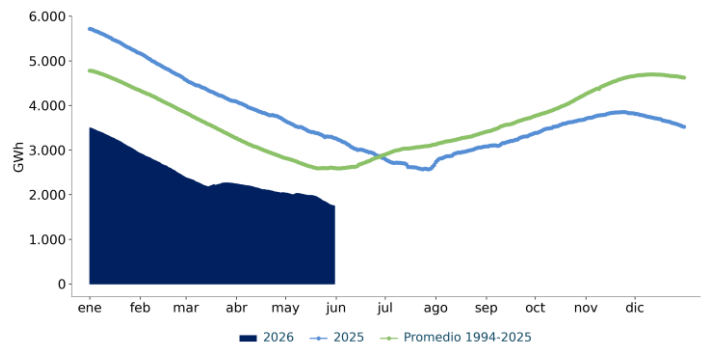
HIDROLOGÍA

En mayo, la energía embalsada en el SEN fue inferior en comparación con 2025 (con una variación de -46.5%) y se ubicó por debajo del promedio histórico (1994-2025) (con una variación de -32.6%) (ver Figura 1.3).

La probabilidad de excedencia de este mes fue de 91,5%, es decir, el 8,5% de los registros fueron meses más secos que el mes actual.

Figura 1.3:
Energía almacenada en principales embalses

Fuente: CEN



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

COSTOS MARGINALES

En mayo de 2026 el costo marginal de la barra Crucero 220 fue de 55,6 US\$/MWh, lo cual registró una variación de 51,6% con respecto a abril de 2026 (36,6 US\$/MWh), y una variación de 0,6% respecto a mayo de 2025 (55,3 US\$/MWh).

En mayo de 2026 el costo marginal de la barra Crucero 220 fue de 55,6 US\$/MWh, lo cual registró una variación de 51,6% con respecto a abril de 2026 (36,6 US\$/MWh), y una variación de 0,6% respecto a mayo de 2025 (55,3 US\$/MWh).

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

Fuente: CEN

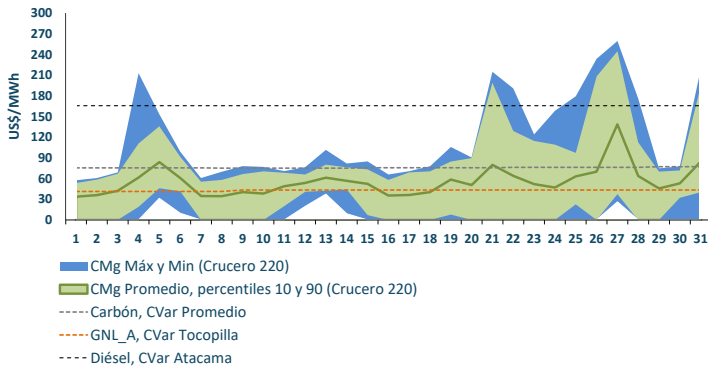
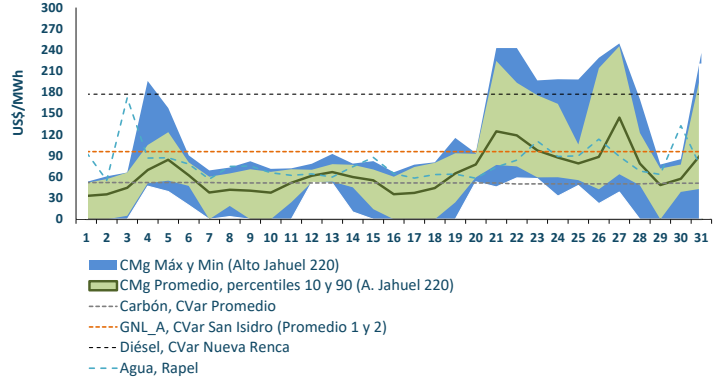


Figura 1.5:
Principales costos variables* y costo marginal promedio diario para Alto Jahuel 220kV

Fuente: CEN

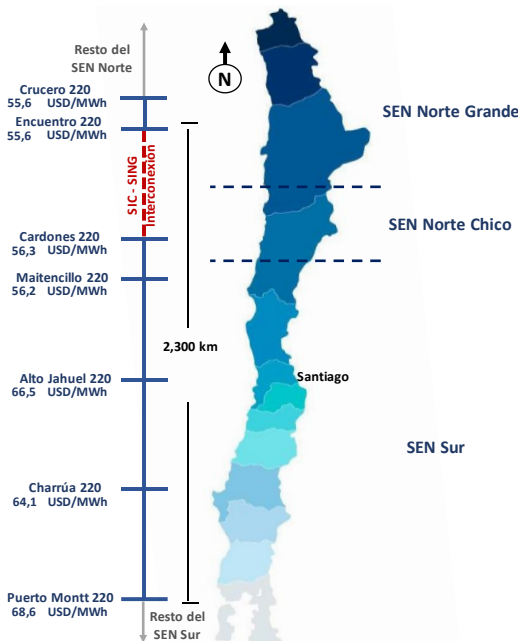


*Los costos variables corresponden al mes de enero de 2026, debido al retraso en la actualización del formato del Programa de Operación del Coordinador, cuya versión anterior se mantuvo vigente hasta el 31-01-2026.

Durante el mes de mayo 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 abril en barras representativas del sistema

Fuente: CEN



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 del sistema a la fecha, la proyección de la demanda considera un crecimiento total de 2,75% para junio de 2026 respecto a junio 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 7.711 MW de nueva capacidad, de los cuales 1.538 MW son solares, 508 MW son eólicos, 40 MW son diésel, 348 MW son gas y 5.276 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%).

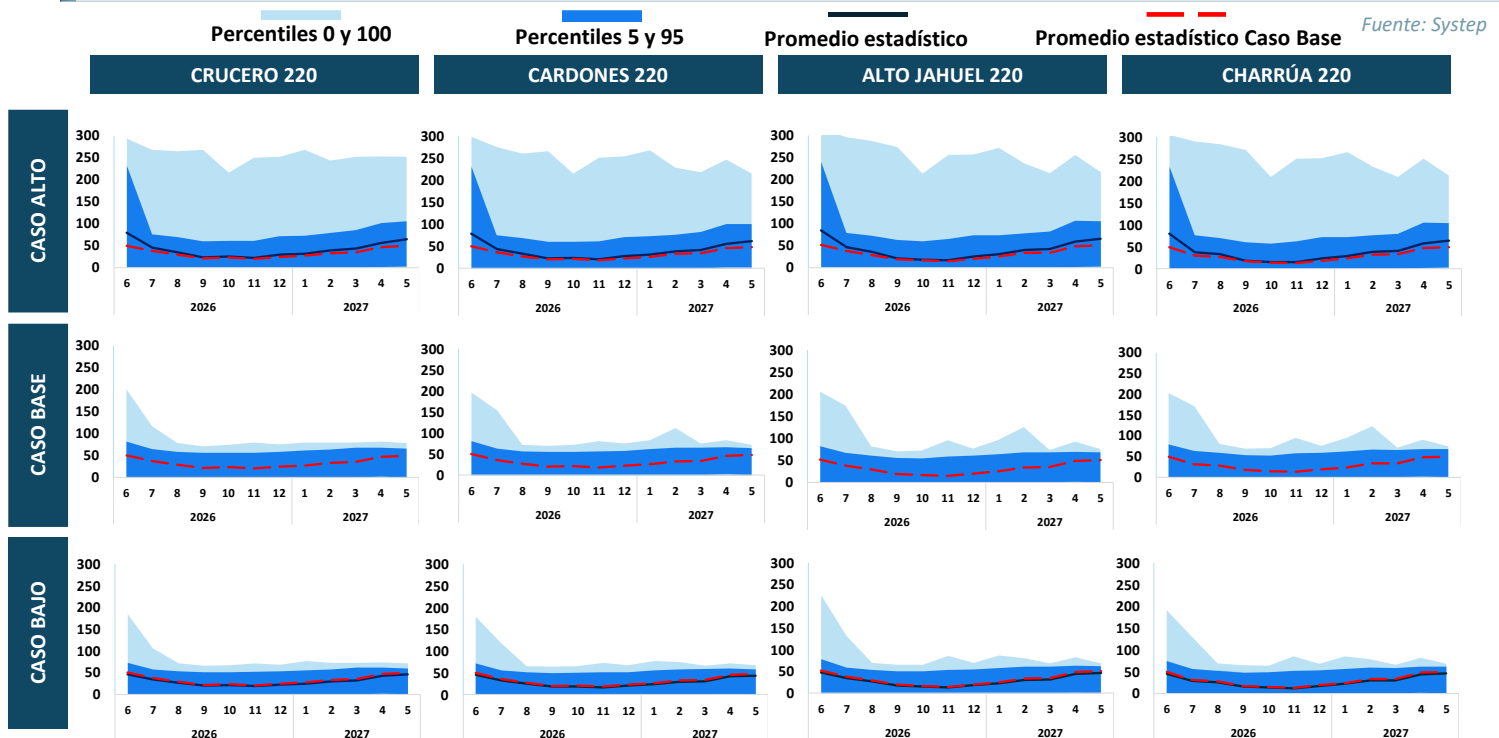
Se registraron costos marginales elevados tanto en horas diurnas como nocturnas, producto de desviaciones entre la generación programada y la operación en tiempo real, lo que requirió un mayor despacho de unidades diésel.

Tabla 2.1:
Supuestos considerados en las simulaciones

SUPUESTOS		BAJO	BASE	ALTO
Precios Combustibles				
CARBÓN US\$/Ton	Campiche	128	142	156
	Angamos*	107	119	131
	Guacolda*	112	125	137
	Andina	113	126	139
	Hornitos	113	126	139
	Santa María	152	169	186
DIESEL US\$ / Bbl	N. Ventanas	149	165	182
	Quintero	131	146	160
GNL US\$ / MMBtu	Mejillones	135	150	165
	San Isidro 1	8	8	9
	Nehuenco 1	7	8	-
	Mejillones CTM3	8	9	-
	U16	8	9	10
GN US\$ / MMBtu	Kelar	6	7	-
	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)



Fuente: Systep

3.

ANÁLISIS POR EMPRESA

En mayo, Enel disminuyó su generación en base a diésel, gas natural, hidro, eólico, geotérmica y solar. Por su parte, Colbún disminuyó su generación en base a diésel, carbón, gas natural, hidro, eólico y solar. AES Andes disminuyó su generación en base a carbón, hidro, solar y eólico. Engie aumentó su producción en base a gas natural, mientras que disminuyó su generación en base a carbón, hidro, solar y eólico. Por último, Tamakaya disminuyó 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	May 2025	Abr 2026	May 2026
Diésel	0	1	0
Carbón	0	0	0
Gas Natural	574	627	250
GNL	0	0	0
Hidro	1.074	575	293
Solar	229	306	131
Eólico	155	178	72
Geotérmica	12	10	4
TOTAL	2.043	1.696	751

VALOR DEL AGUA PROMEDIO (US\$/MWh)

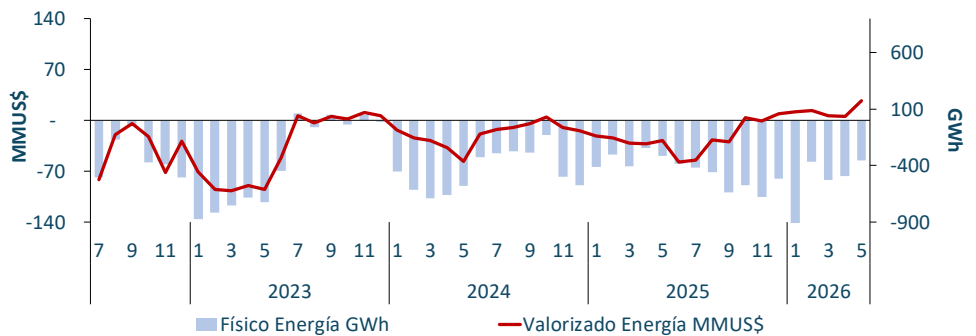
CENTRAL	Ene 2025	Ene 2026
Embalse Ralco	85	74

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	May 2026
Total Generación (GWh)	751
Total Retiros (GWh)	1.106
Transf. Físicas (GWh)	-355
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	27



Empresa: COLBÚN

GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

TECNOLOGÍA	May 2025	Abr 2026	May 2026
Diésel	1	1	1
Carbón	0	172	48
Gas Natural	320	269	87
GNL	0	0	0
Hidro	481	304	164
Solar	34	29	11
Eólico	106	160	49
Total	942	936	360

VALOR DEL AGUA PROMEDIO (US\$/MWh)

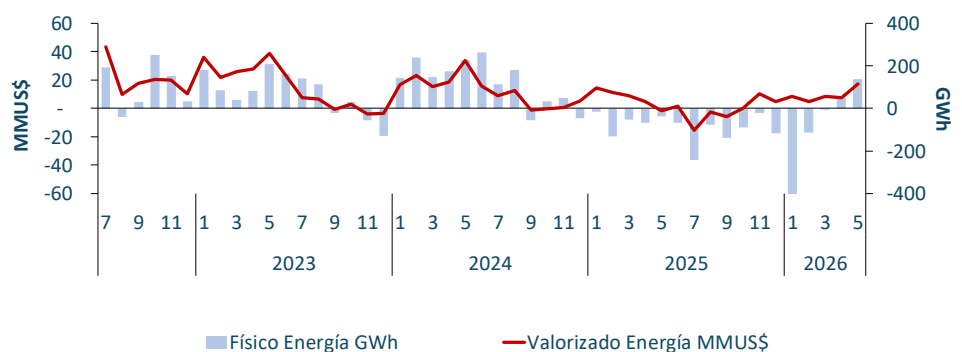
CENTRAL	Ene 2025	Ene 2026
Embalse Colbún	70	68

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 ENERGIA

ÍTEM	May 2026
Total Generación (GWh)	360
Total Retiros (GWh)	223
Transf. Físicas (GWh)	137
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	17,05



*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)

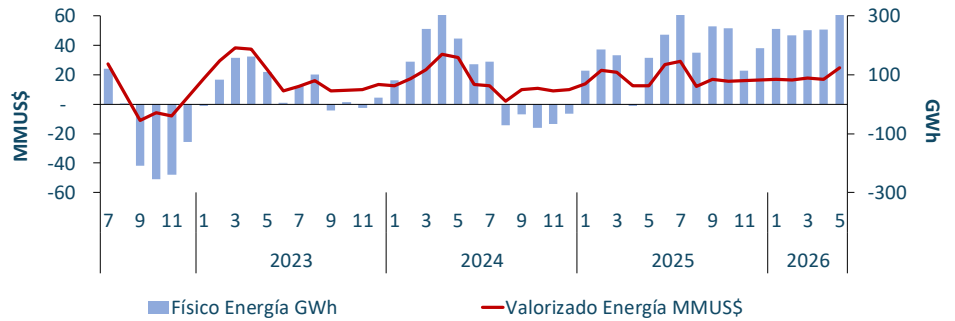
TECNOLOGÍA	May 2025	Abr 2026	May 2026
Diésel	0	0	0
Carbón	774	664	271
Gas Natural	0	0	0
GNL	0	0	0
Hidro	36	93	30
Solar	26	63	25
Eólico	44	55	25
Total	880	874	352

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	May 2026
Total Generación (GWh)	352
Total Retiros (GWh)	35
Transf. Físicas (GWh)	317
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	25



GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

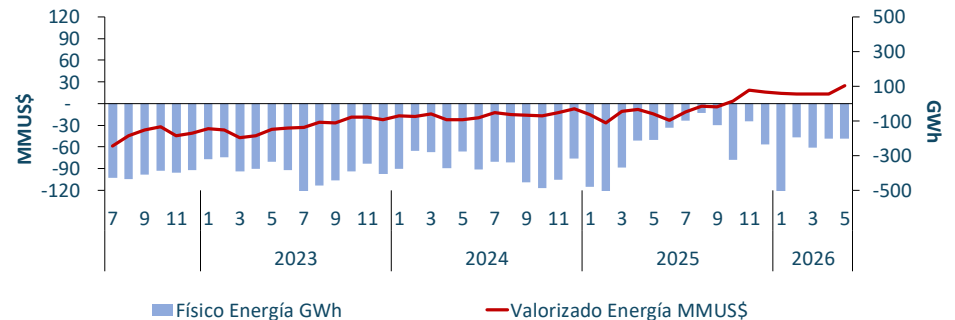
TECNOLOGÍA	May 2025	Abr 2026	May 2026
Diésel	0	0	0
Carbón	345	188	34
Gas Natural	130	115	122
GNL	0	0	0
Hidro	15	7	4
Solar	33	69	24
Eólico	70	78	30
Total	593	457	215

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	May 2026
Total Generación (GWh)	215
Total Retiros (GWh)	418
Transf. Físicas (GWh)	-203
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	25



GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

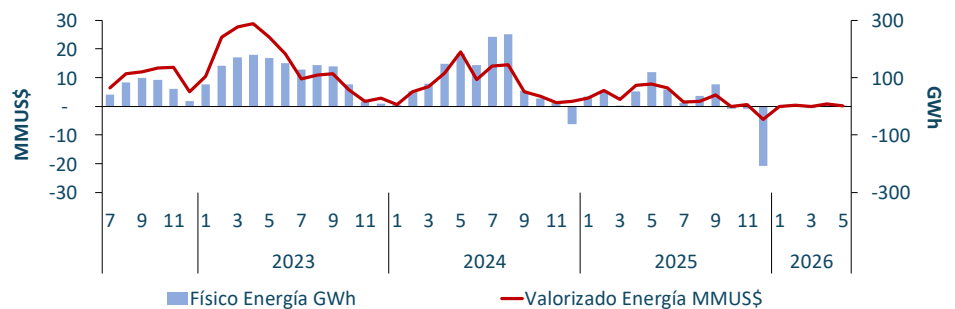
TECNOLOGÍA	May 2025	Abr 2026	May 2026
Diésel	11	20	0
Carbón	0	0	0
Gas Natural	0	0	0
GNL	114	0	0
Hidro	0	0	0
Solar	0	0	0
Eólico	0	0	0
Total	125	20	0

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	May 2026
Total Generación (GWh)	0
Total Retiros (GWh)	-1
Transf. Físicas (GWh)	1
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 mayo de 2026, es de 98 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 mayo de 2026.

Tabla 4.1:
Precio medio de licitación indexado a mayo 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	71	8.585
ENDESA	118	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)	68	398
Pelumpén S.A.	116	350
SONNEDIX COX	72	265
Ibereolica Cabo Leones I S.A.	122	196
WPD MALLECO (Malleco II)	68	192
Otros	63	3.672
Precio Medio de Licitación	98	34.230

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

Tabla 4.2:
Precio medio de licitación indexado a mayo 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	100	1.949
Precio Medio Muestra	98	24.543

* Todos los procesos hasta la fecha indexados a mayo 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 mayo de 2026, La mayor generación renovable corresponde a la producción solar que representó 37,7% (1.663,6 GWh), seguida por la generación eólica que representó 24,9% (1.097,0 GWh), luego, hidráulica de embalse que representó 21,2% (935,8 GWh), hidráulica de pasada que representó 12,5% (550,1 GWh), bio masa que representó 3,2% (140,1 GWh), bio gas que representó 0,3% (14,3 GWh), y finalmente, geotérmica que representó 0,2% (10,6 GWh).

Durante abril* de 2026 se registraron 364,5 GWh de energía solar y eólica vertida. Esto representa una disminución de 26,6% en comparación con marzo de 2026 (496,9 GWh) y un aumento de 9,9% en relación con abril de 2025 (331,6 GWh). Véase la Figura 5.2.

Figura 5.1:
Generación renovable histórica

Fuente: CEN

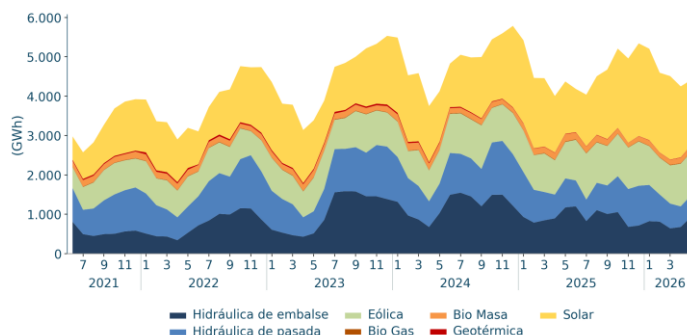
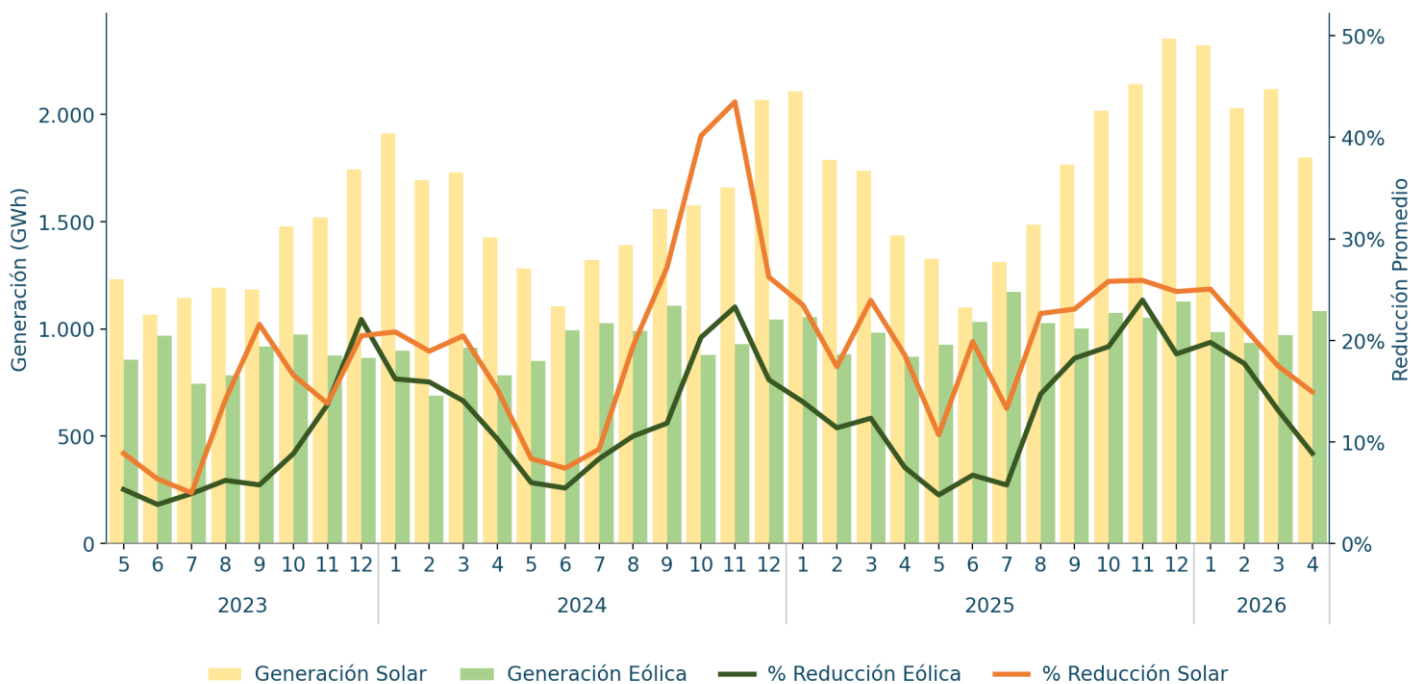


Figura 5.2:
Vertimiento renovable histórico*

Fuente: CEN



*La Figura 5.2 presenta el vertimiento renovable histórico hasta abril 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° 271 CNE (29-05-2026) que declara y actualiza instalaciones de Generación y Transmisión en construcción, se espera la entrada de 6.560 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 0% de tecnología hidráulica (0 MW), un 17% de tecnología solar con BESS (1.096 MW), un 70% de tecnología BESS (4.593 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 Estela	may-26	BESS	187,0
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 Sol de Los Andes	may-26	BESS	89,7
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
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 System*, sección Infraestructura del SEN.

En el Sistema Eléctrico Nacional, los proyectos de generación en calificación, a mayo de 2026, totalizan 14.220 MW con una inversión de MMUS\$ 20.248, mientras que los proyectos aprobados históricos totalizan 97.638 MW con una inversión de MMUS\$ 159.049 (ver Tabla 7.1).

Durante el mes de mayo, 3 proyectos entraron en calificación aportando una capacidad de 298 MW, de los cuales destaca el proyecto híbrido (solar + BESS) de “Planta Solar La Hornilla” de 151,6 MW, ubicado en la comuna de Mostazal, Región de O’Higgins.

Durante este mes se aprobó 1 proyecto híbridos solar + BESS (14,21 MW) y 1 proyecto eólico (310 MW). Por último, durante este mes se desistió 1 proyecto híbrido solar + BESS (20 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	2.838	4.603	19.003	31.064
Hidráulica	0	0	3.926	6.654
Solar	2.253	2.526	44.713	70.779
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)	9	2	0	0
Híbrido (Solar + BESS)	5.528	7.714	5.774	9.118
Híbrido (Eólico + BESS)	1.940	3.269	1.234	1.748
Almacenamiento	200	350	50	160
Total	14.220	20.248	97.638	159.049

Para mayor detalle sobre Proyectos en Evaluación SEIA, ver *Estadísticas System*, sección Infraestructura.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

- Se publica la resolución exenta N°312, que aprueba Informe Técnico Definitivo para la fijación de los cargos a que se refieren los artículos 115° y 116° de la Ley General de Servicios Eléctricos – Cargos de Transmisión ([ver más](#)).
- Se publica resolución exenta N°286 que Rectifica Informe Técnico Definitivo para la Fijación de Precios de Nudo Promedio del Sistema Eléctrico Nacional correspondiente al segundo semestre de 2026 ([ver más](#)).

MINISTERIO DE ENERGÍA

- Se publica Decreto N°76, de 2024, que Aprueba Plan de Acción de Hidrógeno Verde 2023 – 2030 ([ver más](#)).
- Se publica Decreto N°1, de 2026, que Modifica Decreto N°88, de 2019, que Aprueba Reglamento para Medios de Generación de Pequeña Escala ([ver más](#)).
- Se publica Decreto N°32, de 2025 que Modifica Decreto N°125, de 2017, que Aprueba Reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional,; introduce modificaciones al Decreto N°52, de 2027, que Aprueba Reglamento del Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, y deroga Decreto N°128, de 2016, que Aprueba Reglamento para Centrales de Bombeo sin variabilidad hidrológica ([ver más](#)).
- Se publica resolución exenta N°179, de 2026, que Aprueba protocolo de comunicación ante eventos que afecten el suministro de electricidad entre el Ministerio de Energía y las empresas del sector eléctrico de Chile ([ver más](#)).

Coordinador Eléctrico Nacional

- El CEN publica el balance definitivo de compensaciones referidas al impuesto asociado a las emisiones al aire de material particulado – Artículo N°8 de la Ley N°20.780 ([ver más](#)).
- El CEN publica versión definitiva del Procedimiento Interno: Cumplimiento de la Cadena de Pagos en el Mercado de Corto Plazo ([ver más](#)).

Cámara de Diputadas y Diputados

- El 22 de junio de 2026, se publica el mensaje N°069-374 que inició la tramitación del Proyecto de Ley de Protección Tarifaria Eléctrica, ingresado por el Ejecutivo ([ver más](#)).



Descargue las estadísticas del Reporte System y del sector eléctrico desde nuestro sitio web:

Datos de
la Operación

Precios

Resumen
por Empresa

Suministro a
Clientes Regulados

Datos de
Infraestructura

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



CONTÁCTENOS PARA MAYOR INFORMACIÓN:

Iván Rudnick G.

Director

irudnick@system.cl

Pablo Lecaros V.

Gerente de Mercados
Eléctricos y Regulación

plecaros@system.cl

Guillermo Retamal V.

Líder de Proyectos de Mercados
Eléctricos y Regulación

gretamal@system.cl

reporte@system.cl

| www.system.cl

| RRSS

