



## **Volatilidad del precio *spot***

### **Sector eléctrico - Chile**

Paula Acuña  
[paula.acuna@humphreys.cl](mailto:paula.acuna@humphreys.cl)

En Chile, la determinación del precio *spot* de la energía depende de la hora en que se realiza el despacho, la capacidad de generación disponible y el nivel de demanda del sistema. El precio presenta una alta sensibilidad a factores como la disponibilidad de recursos hidráulicos, la participación de energías renovables, el precio de los combustibles, las variaciones estacionales en la demanda y las condiciones climáticas, especialmente las sequías.

A diferencia de 2024, los precios *spot* de la energía han sido significativamente superiores hasta julio de 2025, manteniendo la tendencia estacional al alza durante los meses de invierno. En este caso, el mayor precio se encuentra correlacionado fuertemente por la menor generación hídrica, afectada por un año de sequías y una caída en las reservas de agua en embalses según el CEN.

En la Tabla 1 se evidencia cómo un cambio ambiental, no controlable ni predecible, puede elevar el precio de un insumo básico como la electricidad entre un 50% y un 100% respecto al año anterior, afectando a todos los agentes de la economía. Durante los primeros siete meses del año, si bien la generación mensual promedio aumentó gracias a nuevas inversiones en energía eólica (+109 GWh) y solar (+43 GWh), este crecimiento no logró compensar la fuerte disminución de la fuente más importante y una de las más económicas, la energía hídrica, que retrocedió en 342 GWh.

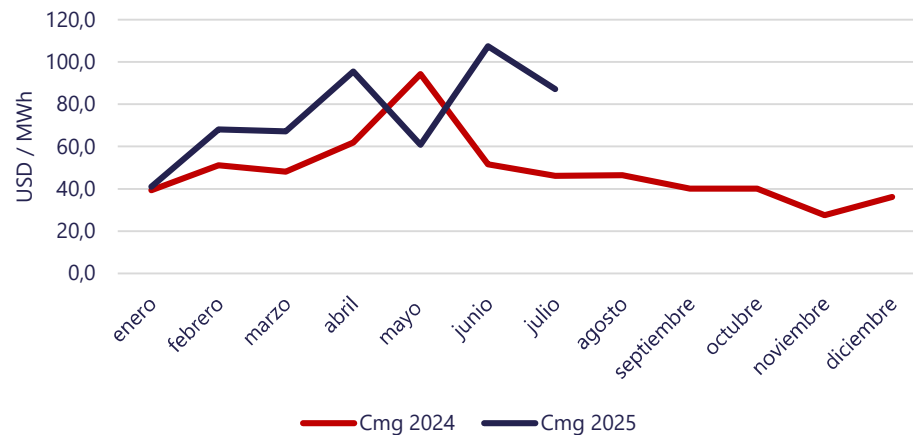


Ilustración 1: Costo marginal de generación (USD/MWh)

Como resultado de lo anterior, para poder cubrir la demanda del mercado, se ha tenido que utilizar energía generada a través de diésel, con efectos ambientales negativos y, en particular, con precios más elevados. Este uso contrasta con la situación de los vertimientos de energía, que representan

una pérdida de generación limpia y disponible, de acuerdo con datos de ACERA<sup>1</sup>, en 2024 se registraron vertimientos por aproximadamente 6.000 GWh, y a junio de 2025 ya alcanzaban 2.500 GWh (mayor al mismo mes del año anterior). Dicho volumen anual perdido equivale a la producción total de un mes, por tanto, es relevante que se generen inversiones en tecnología de almacenamiento y transmisión que permitan un mejor uso de esta energía, y con ello, fortalecer el sistema eléctrico nacional.

	2024*	2025*	Var %	Var
Hídrica	2043	1701	-16,7%	-342
Otros	252	244	-3,2%	-8
Diésel	17	51	198,1%	34
Carbón	1232	1263	2,5%	31
Gas Natural	1291	1307	1,3%	17
Eólico	878	987	12,4%	109
Solar	1493	1536	2,9%	43
Geotérmica	32	11	-66,0%	-21

*Tabla 1: Generación producida (GWh) – (promedio mensual enero – julio)*

Ante la caída de los precios de la electricidad a valores cercanos a cero en determinadas zonas del sistema, el desacople observado entre regiones y el aumento sostenido de los vertimientos de energía renovable, agravado por las limitaciones en la capacidad de transmisión, el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) ha implementado diversas medidas para mitigar sus impactos en el sistema. Entre ellas, destaca la optimización del despacho horario y la priorización de mantenimientos en infraestructura crítica, entre otras acciones operativas. Sin embargo, estas medidas aún enfrentan limitaciones estructurales que requieren una respuesta regulatoria más profunda y una planificación más ágil frente a la expansión acelerada de la generación renovable, en especial en la zona norte.

<sup>1</sup> Asociación Chilena de Energías Renovables y Almacenamiento.

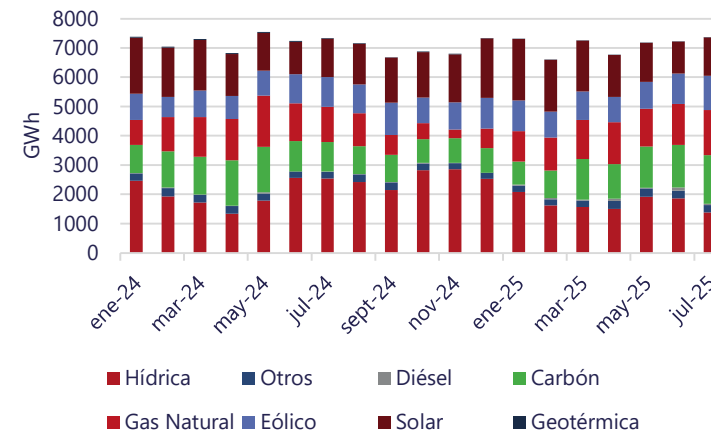


Ilustración 2: Generación producida (GWh)

En este contexto, se han promovido importantes planes de inversión en infraestructura de transmisión, con montos que superan los US\$ 2.000 millones en algunos casos. Estas iniciativas buscan ampliar la capacidad de evacuación de energía desde las zonas de mayor generación renovable, como el norte del país, hacia los centros de consumo del centro y sur. No obstante, han surgido cuestionamientos respecto a la conveniencia de estas inversiones, dado sus altos costos, largos plazos de ejecución y la incertidumbre sobre si resolverán de forma integral los problemas actuales. Varios expertos coinciden en que se requerirán soluciones complementarias, como sistemas de almacenamiento (donde ya se observa avance) y una mejor gestión de la demanda, para maximizar el impacto de estas obras.

Uno de los principales proyectos en este ámbito es la línea de transmisión Kimal–Lo Aguirre, considerada una solución estructural clave para aliviar los cuellos de botella. Este proyecto contempla una línea en corriente continua de 1.500 kilómetros de longitud y una capacidad de 3.000 MW, con una inversión estimada superior a US\$ 1.400 millones. Si bien su puesta en marcha podría reducir significativamente los vertimientos, su alta complejidad técnica y su entrada en operación prevista recién para 2029 han generado dudas sobre su oportunidad y efectividad frente a la urgencia de los desafíos actuales.

A esta fragilidad estructural se suma el impacto de eventos críticos como el apagón nacional ocurrido el 25 de febrero de 2025, uno de los más severos en décadas. La desconexión de la línea Nueva Maitencillo–Nueva Pan de Azúcar —infraestructura crítica operada por ISA InterChile—

provocó una fragmentación del sistema en dos islas eléctricas, afectando al 90% de la población y dejando sin suministro eléctrico a casi todo el país. Casos similares se han reportado en Brasil en 2023 y en España en 2025, lo que demuestra que incluso sistemas tecnológicamente avanzados pueden ser vulnerables si no se cuenta con infraestructura robusta, monitoreo permanente y medidas preventivas implementadas a tiempo.

Frente a este escenario, la implementación de sistemas de almacenamiento con baterías (BESS) surge como una herramienta clave para aumentar la flexibilidad y eficiencia del sistema eléctrico. Según estimaciones de ACERA, para reducir significativamente los vertimientos actuales sería necesario contar con al menos 1.300 MW de capacidad con cinco horas de autonomía, frente a los 230 MW en operación y 600 MW en construcción. Además, informes como los de Wood Mackenzie anticipan que la combinación de estos sistemas con proyectos estructurales como la línea Kimal-Lo Aguirre permitiría disminuir sustancialmente los vertimientos hacia 2032. Por su parte, Aurora Energy Research ha concluido que baterías de cinco horas no solo son costo-efectivas, sino que también pueden incrementar los ingresos de proyectos solares al facilitar el arbitraje horario y evitar precios *spot* cercanos a cero.

Entre 2025 y 2030, se espera que Chile despliegue decenas de miles de MWh en capacidad de almacenamiento, con inversiones que superarían los US\$ 8.000 millones de manera agregada. Esta aceleración refleja tanto la urgencia de resolver cuellos de botella, como la oportunidad de transformar el sistema eléctrico en uno más resiliente, eficiente y compatible con la transición energética que el país ha trazado para la próxima década.