



MODIFICACIÓN DE LA NORMATIVA PARA LA OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO:

Las alternativas para dar estabilidad de precios a los sistemas de almacenamiento de energía

Expertos coinciden en que definir el costo de oportunidad como mecanismo para remunerar esta tecnología es fundamental para asegurar su viabilidad. Esto ocurre en un contexto en que las baterías se consolidan como una solución eficiente y limpia para seguir incrementando la participación de las energías renovables y aportar flexibilidad y seguridad al sistema eléctrico nacional.

ROSA MARTÍNEZ

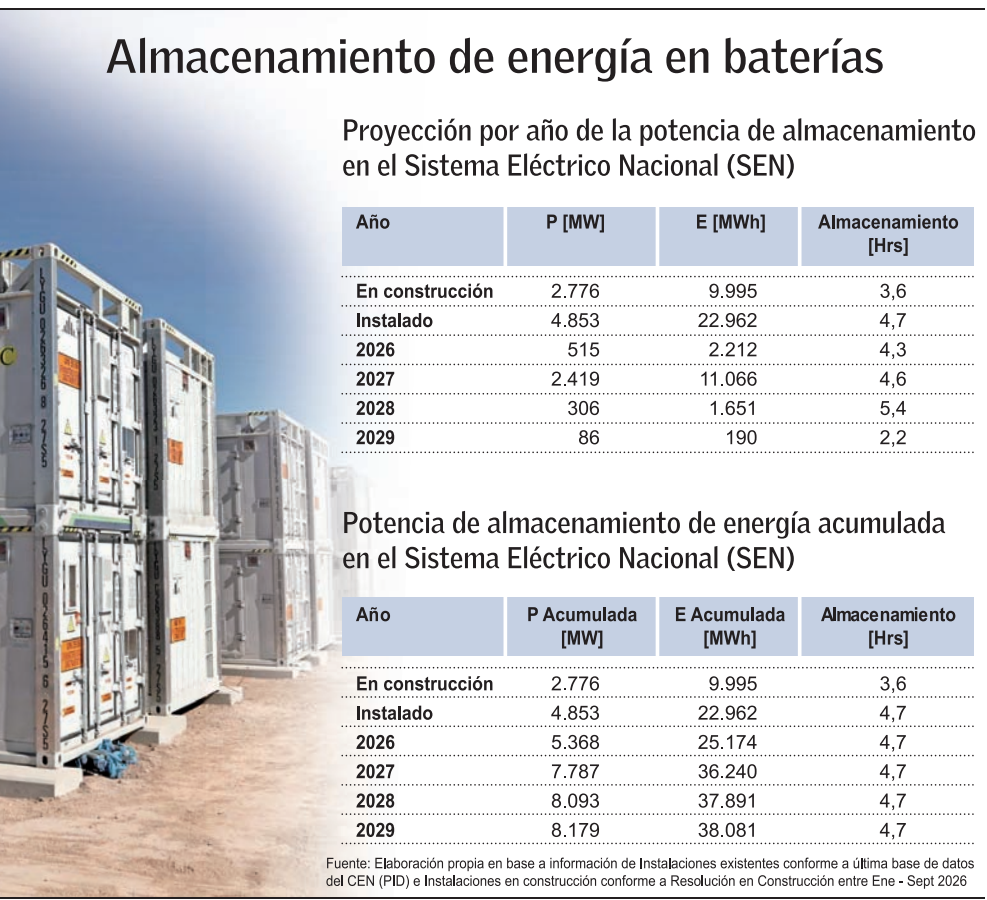
El ritmo de desarrollo de los sistemas de almacenamiento de energía en Chile no tiene comparación a nivel mundial. Mientras la incorporación y consolidación de las energías renovables en la matriz eléctrica local tomó cerca de dos décadas, el posicionamiento de las baterías como una alternativa viable para aumentar la participación de energías limpias y reforzar la flexibilidad y seguridad del suministro eléctrico se ha concretado en una fracción de ese tiempo.

Datos del Coordinador Eléctrico Nacional y de la Comisión Nacional de Energía (CNE) indican que la capacidad de almacenamiento instalada en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) alcanza los 4.800 MW; mientras que, para 2029, se proyecta superar los 8.100 MW, con una duración promedio cercana a cinco horas.

“Chile no tiene comparación en el ritmo de instalación ni en el volumen de inversiones per cápita que se están desarrollando”, señalan actores de la industria. A ello agregan que el país se ha transformado en un referente internacional en el despliegue de esta tecnología, capaz de almacenar energía solar y eólica para utilizarla en horarios donde el abastecimiento del sistema depende, en mayor medida, de generación de origen fósil, cuyos costos operacionales y emisiones son más elevados.

En este escenario, el sector sigue con atención la actualización de la Norma Técnica de Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico, proceso liderado por la CNE y considerado clave para garantizar la sostenibilidad y viabilidad económica de esta tecnología, también conocida como *Battery Energy Storage System* (BESS).

Durante la primera sesión del comité consultivo encargado de esta revisión, realizada a fines de septiembre, el jefe del Departamento Eléctrico de la CNE, Danilo Zurita, destacó la relevancia de esta actualización normativa “a la luz de los efectos que la penetración actual y futura de sistemas de almacenamiento



está teniendo sobre la operación diaria del sistema”.

Desde junio de este año, el despacho de los sistemas de baterías quedó a cargo del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), organismo que determina cuándo estos deben cargarse y cuándo inyectan su energía al sistema. Paralelamente, la CNE deberá definir, en el marco de este proceso regulatorio, la metodología para fijar y recalcul la remuneración que recibirán estas instalaciones por la energía almacenada, concepto conocido como costo de oportunidad.

“La definición del costo de oportunidad de las baterías es una de las decisiones regulatorias más relevantes para el futuro del sistema eléctrico. En ella se definirá si Chile lidera o retrasa la próxima etapa de la transición energética”, destaca Jaime Toledo, presidente de la Asociación de Generación Renovable (AGR).

El dirigente recuerda que las baterías ya se han convertido en infraestructura crítica para integrar una mayor canti-

dad de energías renovables y operar la red de manera segura. Por ello, sostiene que “es urgente entregar una señal regulatoria clara y estable que incentive nuevas inversiones y permita aprovechar plenamente su valor para el sistema”.

En la misma línea, la directora ejecutiva de la Asociación Chilena de Energías Renovables y Almacenamiento (Acera), Ana Lía Rojas, enfatiza que el almacenamiento dejó de cumplir un rol secundario dentro del sistema eléctrico. A su juicio, el costo de oportunidad no solo ordena el despacho de las baterías, sino que también puede influir en la formación del precio de la energía, convirtiéndose en una de las señales económicas más relevantes del mercado.

COMO LOS EMBALSES

Bernardo Severino, jefe de estudios del Centro de Transición Energética (Centra) de la Facultad de Ingeniería y

Ciencias de la Universidad Adolfo Ibáñez (UAI), explica que esta modernización regulatoria es especialmente relevante para las baterías.

“Su aporte depende de cómo se coordinen las decisiones de carga y descarga a lo largo del tiempo. Mejorar esa coordinación y su valorización económica permite aprovechar su flexibilidad y entregar señales más claras para invertir en las capacidades que necesita el sistema”, afirma.

José Manuel Contardo, miembro del directorio de AGR, detalla que, a diferencia de las centrales térmicas, los sistemas de almacenamiento no poseen costos variables de operación. Por ello, sostiene que el valor económico que debe reconocerse corresponde a la energía almacenada, de manera similar a cómo se valoriza el agua acumulada en un embalse, aunque en este caso bajo una lógica intraditaria.

“Hoy una parte importante de la operación sigue basándose en el costo de cargar la



Jaime Toledo, presidente de AGR.



Ana Lía Rojas, directora ejecutiva de Acera.



Bernardo Severino, jefe de estudios del Centra de la UAI.



Camilo Charme, director ejecutivo de Generadoras de Chile.



José Manuel Contardo, miembro del directorio de AGR.

batería que, en las horas diurnas, suele ser cercano a cero, y no en el valor que esa energía tiene para el sistema más tarde. Que se traslade metodológicamente un precio cero a la noche sin que se capture el valor real del aporte de las baterías incide en los ingresos de todos los proyectos de generación del sistema, estresando indebidamente los flujos de cada uno de los agentes y, eventualmente, en un aumento de precios a clientes finales para poder cubrir esa pérdida”, apunta.

El director ejecutivo de Generadoras de Chile, Camilo Charme, coincide en que una adecuada determinación del costo de oportunidad es esencial para que el almacenamiento aproveche plenamente sus capacidades y pueda competir en mejores condiciones en mercados asociados a servicios complementarios de la generación eléctrica.

“Cuando ese valor se reconoce correctamente, las baterías pueden participar de manera más eficiente, ampliando las alternativas disponibles para entregar los servicios que requiere la seguridad del sistema eléctrico”, dice el dirigente de Generadoras.

Ana Lía Rojas añade que también es necesario aumentar la frecuencia con que se calcula el costo de oportunidad, a modo de reflejar de manera más precisa los cambios que ocurren durante un mismo día en la demanda eléctrica y en la disponibilidad de generación solar y eólica. Si bien reconoce que el CEN ha planteado una solución estructural para abordar esta materia, advierte que su implementación está proyectada para dentro de dos años.

“El 2029 está lejos para una flota que crece tan rápido. Por eso pedimos que la Norma Técnica no espere. Ya en esta modificación, la programación debe ejecutarse con mayor frecuencia, y el costo de oportunidad que resulte de ella debe actualizarse también ante desvíos significativos, publicarse y aplicarse con reglas de despacho conocidas por todos”, puntualiza.

BATERÍAS:

Aliadas para una operación estable y segura

El almacenamiento de energía puede reducir los costos de los servicios complementarios y desplazar la generación térmica. Una adecuada señal regulatoria será clave para ampliar su participación y trasladar estos beneficios a los consumidores.

La tecnología de almacenamiento de energía ha demostrado ser una aliada para garantizar, de manera limpia y eficiente, los denominados servicios complementarios, una serie de prestaciones técnicas que permiten mantener el funcionamiento estable y seguro del sistema eléctrico. Además, contribuye a la descarbonización al desplazar la generación térmica, que

tradicionalmente ha brindado estos servicios.

La definición de los parámetros para la determinación y actualización del costo de oportunidad que la Comisión Nacional de Energía (CNE) lleva adelante en el marco de la modernización de la Norma Técnica de Operación y Coordinación del Sistema Eléctrico, también sería fundamental.

“Una adecuada asignación

del costo de oportunidad permitirá que más baterías participen en la prestación de servicios complementarios, aumentando la competencia, fortaleciendo la seguridad del sistema y reduciendo costos para los consumidores”, asegura Jaime Toledo, presidente de la Asociación de Generación Renovable (AGR).

Toledo advierte que cada batería que queda fuera debi-

do a una señal regulatoria inadecuada representa una oportunidad perdida para aprovechar mejor la energía renovable, mejorar la resiliencia de la red y avanzar hacia un sistema eléctrico más eficiente y competitivo.

“La regulación que definamos hoy determinará qué tan rápido capturamos sus beneficios para el sistema y los consumidores”, afirma.

José Manuel Contardo, miembro del directorio de AGR, destaca que, dado que los servicios complementarios constituyen un cargo adicional a la generación de energía, cualquier rebaja en estos costos asociada a este proceso normativo beneficiará a quienes cubren estos pagos adicionales: grandes consumidores eléctricos, como la industria y la minería; empre-

sas generadoras que abastecen a las distribuidoras; y, a partir del próximo año, los clientes residenciales.

“Reemplazar centrales térmicas forzadas por baterías bien valorizadas reduce estos costos. A eso se suman menos vertimientos de energía renovable y, en el mediano plazo, mejores condiciones para los contratos de suministro”, puntualiza.