



Almacenamiento de corta duración

Propuestas para avanzar en una mejor integración al mercado eléctrico chileno

Preparado para:



Generadoras

Carlos Suazo Martínez

Julio 2026

RESUMEN EJECUTIVO

Chile entró en una nueva fase de su transición eléctrica. El almacenamiento mediante baterías (BESS)—especialmente de 4 a 6 horas asociados a la generación solar del norte del país— dejó de ser un recurso marginal o experimental. Su escala, ubicación y patrón de operación ya inciden en la programación y operación en tiempo real del Sistema Eléctrico Nacional, en la gestión de congestiones, en el perfil de retiro e inyección durante el día y la noche, y crecientemente en la provisión de servicios complementarios.

Sin embargo, la arquitectura operativa y de formación de precios no ha evolucionado al mismo ritmo. En la práctica, buena parte de la operación de los sistemas de almacenamiento sigue descansando en una lógica de valorización basada en el costo incurrido de carga y un perfil de carga/descarga que no se actualiza rápidamente ante las volátiles condiciones del sistema. Esa aproximación puede ser razonable para etapas iniciales de penetración, pero se vuelve conceptualmente insuficiente cuando el almacenamiento adquiere escala sistémica y pasa a administrar energía gestionable entre horas críticas del día.

La discusión sectorial ha levantado, entre otros, la necesidad de avanzar hacia un mercado vinculante de energía del día anterior, perfeccionar la señal de precios del mercado mayorista para que refleje de mejor manera el nivel real de oferta disponible —incluyendo la escasez temporal asociada a las restricciones de flexibilidad del parque generador— y reconocer las asimetrías de información vinculadas a los costos de operación de las distintas tecnologías, mediante la adopción de un sistema de ofertas que permita al operador tomar mejores decisiones.

No obstante, el debate, definición e implementación de estos cambios tomará tiempo antes de convertirse en una realidad. Por ello, seguir perfeccionando la operación del sistema bajo las reglas actuales se transforma en un desafío prioritario, especialmente considerando que, durante abril de 2026, el pipeline cerró con una cartera de más de 10 GW de proyectos BESS en distintas etapas activas de despliegue, totalizando cerca de 44 GWh de capacidad de almacenamiento para los próximos meses.

El almacenamiento tiene una característica económica esencial: desplaza energía en el tiempo. Así, un BESS enfrenta una decisión intertemporal entre descargar ahora o preservar energía para un momento futuro. Esa decisión no puede valorizarse correctamente mirando solo el costo histórico de carga como se hace actualmente. Si una batería cargó a costo marginal cero durante una hora de alta generación solar, ello no significa que la energía almacenada tenga valor económico cero al momento de decidir su descarga. Su valor depende de la oportunidad que se detecte para su uso futuro.

Este punto es central. El costo incurrido de carga mide cuánto costó adquirir la energía almacenada, mientras que el costo de oportunidad mide qué se sacrifica al usar esa energía ahora y no después. El interés público asociado al almacenamiento radica en asegurar que su operación sea eficiente y que dicha eficiencia se refleje adecuadamente en las señales de precio del mercado. En este sentido, el regulador reconoció el desafío pendiente y levantó señales claras al respecto: el costo de oportunidad de los sistemas de almacenamiento debe computarse y utilizarse bajo una arquitectura automatizada del despacho. Así, las actualizaciones recientes de nuestro marco normativo (DS125/2017) avanzan precisamente en dicha dirección.

Sin embargo, hasta la implementación final de estas soluciones —que según las habilitaciones normativas puede tomar entre 2-3 años, la experiencia local ofrece dos precedentes relevantes para valorizar la energía en sistemas con energía gestionable como los BESS. Primero, el Coordinador ya utiliza costo de oportunidad para centrales hidroeléctricas con capacidad de regulación cuando su

capacidad de almacenamiento tiene impacto relevante en la operación¹. Segundo, el Coordinador ha utilizado una lógica distinta a la regla general, como resulta para BESS El Salvador, consistente en una valorización basada en la minimización de costos y en la lectura de señales intertemporales del programa de operación. De esta forma, los antecedentes muestran que la discusión no requiere inventar una categoría completamente nueva, sino extender de manera criteriosa una lógica que el sistema ya conoce. **La oportunidad está en acelerar la implementación de esta nueva arquitectura operativa respecto de los plazos indicados en la normativa, de manera de contar cuanto antes con una operación que considere los costos de oportunidad dentro del marco operacional en tiempo real.**

Chile ya dispone de elementos normativos y metodológicos que permiten avanzar. El desafío principal es traducir esa habilitación en criterios operativos, señales de precio y mecanismos de actualización aterrizados con la realidad del sistema. Dicho de otro modo: el país no parte de cero, pero necesita cerrar una brecha entre la forma en que se programa, se opera y se valorizan actualmente los BESS en los mercados de corto plazo.

La recomendación central es avanzar ya hacia una integración de los BESS como recursos gestionables de corto plazo, mediante una metodología explícita de costo de oportunidad

La brecha aludida se manifiesta en tres planos. Primero, en la programación de corto plazo e intradiaria, la valorización basada solo en costo de carga puede no reflejar el valor futuro de la energía almacenada, lo que puede inducir descargas prematuras o una asignación ineficiente de energía que podría ser más valiosa en horas posteriores de mayor exigencia para el sistema. Segundo, en la operación en tiempo real, se observan adelantos de descarga, instrucciones manuales y desviaciones relevantes respecto de los programas, sin que exista siempre una trazabilidad suficiente: ello dificulta evaluar si las decisiones operativas fueron eficientes, limita la rendición de cuentas y reduce la capacidad de aprendizaje para mejorar la programación futura. Finalmente, en la formación de precios, la desconexión entre programa, despacho efectivo y valorización intertemporal puede generar señales incompletas para la operación eficiente y para la inversión futura, en la medida en que los precios pueden no reflejar adecuadamente cuándo la energía almacenada es realmente escasa o valiosa para el sistema, afectando tanto las decisiones de operación de corto plazo como los incentivos para invertir en flexibilidad.

Este documento propone un paquete escalonado de medidas, implementable dentro del marco institucional y orientado a mejorar la eficiencia operativa sin transformar el mercado de corto plazo en un rediseño completo. **La recomendación central es avanzar ya hacia una integración de los BESS como recursos gestionables de corto plazo, mediante una metodología explícita de costo de oportunidad, gatillos transparentes de actualización intradiaria, mayor trazabilidad de instrucciones en tiempo real, mejor modelación de restricciones operativas y una revisión de la consistencia entre despacho y precios.**

Cuatro recomendaciones prioritarias

- **Medida 1:** Adoptar lo antes posible una **metodología explícita de valorización intertemporal para los BESS del sistema**, utilizando el costo de oportunidad de la energía almacenada como regla general y eventualmente, de forma excepcional, excluir a aquellas unidades que operan bajo el precepto de autodespacho.

¹ Coordinador Eléctrico Nacional, Informe DPRO-GM-SEN N°07/2020: Tratamiento de las Centrales Renovables con Capacidad de Regulación, Marzo 2020

- **Medida 2: Fortalecer la programación intradiaria mediante gatillos adicionales de actualización relativos a la disponibilidad de energía por parte de BESS:** adelantos de descarga, variaciones del estado de carga o diferencias significativas entre programa y operación real.
- **Medida 3: Mejorar la trazabilidad de la operación en tiempo real del uso de BESS,** incorporando registros sistemáticos de instrucciones, justificaciones operativas, cambios de estado carga/descarga, uso de BESS fuera del programa y efectos esperados sobre seguridad, congestión o costo marginal.
- **Medida 4: Alinear gradualmente modelación, despacho y formación de precios,** incorporando restricciones operativas reales, mayor granularidad temporal en horas críticas, métricas de desempeño del programa y criterios públicos para resolver degeneración o indiferencia entre múltiples soluciones equivalentes.

Siglas y abreviaturas

Sigla	Significado
BESS	Sistema de Almacenamiento de Energía mediante Baterías
PV+BESS	Sistema fotovoltaico con almacenamiento mediante baterías
PV	Sistema fotovoltaico
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
Coordinador	Coordinador Eléctrico Nacional
CDC	Centro de Control del Coordinador
SSCC	Servicios Complementarios
PLP	Programación de Largo Plazo
PMP	Programación de Mediano Plazo
PCP	Programación de Corto Plazo
PID	Programación Intradiaria
OTR	Operación en Tiempo Real
NTCyO	Norma Técnica de Coordinación y Operación
DS125/2017	Decreto Supremo N° 125 de 2017
RIO	Registro de Instrucciones Operacionales
SoC	Estado de carga
SAE	Sistema de Almacenamiento de Energía
CNE	Comisión Nacional de Energía
CRCA	Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento

ÍNDICE

<u>INTRODUCCIÓN: POR QUÉ ESTE TEMA IMPORTA AHORA</u>	<u>7</u>
<u>DIAGNÓSTICO: EL ALMACENAMIENTO YA CAMBIÓ LA OPERACIÓN DEL SEN.....</u>	<u>8</u>
LA TRANSFORMACIÓN DEL SISTEMA EN UN PAR DE AÑOS	8
OPERANDO UN SISTEMA CON UNA MAYOR PENETRACIÓN DE BESS	9
<u>EL INTERÉS PÚBLICO QUE SURGE CON EL ALMACENAMIENTO.....</u>	<u>11</u>
UNA ARQUITECTURA OPERATIVA INEFICIENTE PARA LA ENERGÍA GESTIONABLE.....	11
<u>BRECHA ENTRE PROGRAMACIÓN, OPERACIÓN REAL Y FORMACIÓN DE PRECIOS</u>	<u>12</u>
PROGRAMACIÓN DE CORTO PLAZO Y PROGRAMACIÓN INTRADIARIA	12
OPERACIÓN EN TIEMPO REAL	13
SEÑALES DE PRECIO	14
<u>LA INCONSISTENCIA CONCEPTUAL: EMBALSES, BESS Y COSTO DE OPORTUNIDAD</u>	<u>15</u>
<u>EL MARCO HABILITANTE EXISTE: NO NECESITAMOS PARTIR DE CERO.....</u>	<u>17</u>
<u>PROPUESTAS CONCRETAS.....</u>	<u>18</u>
PROPUESTA 1: METODOLOGÍA EXPLÍCITA DE COSTO DE OPORTUNIDAD PARA BESS	18
PROPUESTA 2: CAMBIOS EN GATILLOS PARA PROGRAMACIÓN INTRADIARIA.....	18
PROPUESTA 3: REGISTRO REFORZADO DE INSTRUCCIONES OPERATIVAS	19
PROPUESTA 4: MAYOR GRANULARIDAD EN HORAS CRÍTICAS.....	19
PROPUESTA 5: INCORPORAR RESTRICCIONES REALES DE OPERACIÓN Y ESTADO DE CARGA	19
PROPUESTA 6: CRITERIOS PARA RESOLVER DEGENERACIÓN Y MÚLTIPLES SOLUCIONES	20
PROPUESTA 7: HOJA DE RUTA HACIA DESPACHO MULTI-INTERVALO	20
<u>CONCLUSIONES</u>	<u>22</u>

Introducción: por qué este tema importa ahora

Durante años, la discusión en Chile trató al almacenamiento como una promesa futura: una tecnología llamada a resolver la variabilidad solar, reducir vertimientos, desplazar energía hacia horas de mayor valor y entregar flexibilidad al sistema. Esa etapa terminó. El almacenamiento ya está conectado, opera diariamente e influye en la seguridad y eficiencia del Sistema Eléctrico Nacional.

Hacia fines de 2025, el almacenamiento en operación en Chile marcó un hito y duplicó su presencia en el mercado eléctrico nacional y, en menos de un año, alcanzó una capacidad instalada de 3.2 GW y 9.1 GWh de energía almacenable. Al mes de abril de 2026, el pipeline cerró con una cartera de más de 10 GW de BESS en distintas etapas activas de despliegue, totalizando cerca de 44 GWh de acumulación. Esto pone algo inminente sobre la mesa: la capacidad BESS en operación y próxima a conectarse es suficientemente grande como para preguntarse si las reglas y arquitectura diseñada para la operación del sistema necesitan una revisión ante un parque tecnológico que está cambiando vertiginosamente.

La expansión se ha concentrado principalmente en BESS de corta duración, en torno a 4 a 5 horas, ubicados en zonas con alta penetración solar y restricciones de transmisión. **Esta configuración no es accidental. Responde a cambios recientes en el diseño de mercado —relativo a los pagos por potencia de suficiencia— y una necesidad estructural del sistema chileno:** absorber excedentes solares en horas de baja demanda neta y entregar energía durante la tarde/noche, cuando la generación solar desaparece y el sistema requiere recursos flexibles para atender rampas, congestiones y reservas.

El interés público para que los BESS operen eficientemente es directo. Si el almacenamiento ya incide en la operación sistémica, entonces la forma en que se programan, se despachan y se remuneran deja de ser una discusión técnica marginal. Por el contrario, pasa a ser un asunto de diseño de mercado, eficiencia económica, seguridad operacional y señales de inversión. El propio Coordinador Eléctrico Nacional en su Informe de Monitoreo 2025, concluye que el crecimiento del almacenamiento plantea un desafío importante para su tratamiento y para la determinación del costo de oportunidad².

¿La capacidad BESS en operación y próxima a conectarse es suficientemente grande como para preguntarse si las reglas y arquitectura diseñada para la operación necesitan una revisión?

El riesgo de no actuar es que el país instale capacidad de almacenamiento y siga sin integrarla correctamente. En ese escenario, los BESS pueden seguir aportando energía y flexibilidad, pero bajo reglas que no capturan plenamente su valor intertemporal ni inducen una operación consistente entre el programa diario, la operación intradiaria y el despacho real. Esto puede traducirse en decisiones

subóptimas de carga y descarga, señales de precio incompletas, uso discrecional de instrucciones en tiempo real y menor transparencia para los agentes del mercado. De esta forma, la mecánica de despacho redundará en mayores costos operativos —afectando la eficiencia económica, la transparencia del despacho, la competencia y, finalmente, las señales de inversión.

Este documento se concentra en los mercados de corto plazo y en la operación de sistemas de almacenamiento de corta duración. No aborda en detalle los mecanismos de remuneración de capacidad, contratos de largo plazo, licitaciones de almacenamiento ni la regulación completa de servicios complementarios. **Su foco es más acotado pero urgente: cómo integrar eficientemente la energía almacenada en la programación de corto plazo, la programación intradiaria y la operación**

² Coordinador Eléctrico Nacional, “Informe Monitoreo de la Competencia en el Mercado Eléctrico 2025”. Link: <http://bit.ly/42LOBK5> Última visita: 19 de mayo de 2026

en tiempo real. No se abordan, exprofeso, reformas más estructurales y necesarias relativas al mercado mayorista de electricidad: introducción de mercados multiliquidación, introducción de mercados de ofertas, por nombrar algunas.

La tesis central es que Chile cuenta con una base normativa y metodológica suficiente para avanzar hacia una operación más eficiente de los sistemas de almacenamiento y una mejor formación de precios en el mercado, en línea con las últimas modificaciones regulatorias: tratar a los BESS como recursos gestionables que administran energía escasa en el tiempo, y no solo como unidades que descargan energía valorizada al costo histórico de carga —sin esperar el vencimiento de los plazos exigidos por la regulación en la materia.

Diagnóstico: el almacenamiento ya cambió la operación del SEN

La transformación del sistema en un par de años

El crecimiento de los BESS en Chile se explica por una combinación de factores: alta penetración solar, congestiones en el norte del país, caída de costos tecnológicos, oportunidades de arbitraje horario y señales regulatorias que han permitido su incorporación al sistema —como, por ejemplo, su inclusión en los pagos por capacidad y modificaciones recientes relativas a la remuneración de servicios complementarios específicas de este tipo de tecnologías.

El resultado es que el almacenamiento ya opera con una escala suficiente para modificar perfiles diarios de inyección y retiro del resto de las tecnologías del sistema. En términos simples, los BESS cargan durante horas solares —frecuentemente en torno al mediodía— y descargan en horas posteriores, incluyendo la noche y la madrugada (ver Figura 1). Este patrón suaviza parte de la curva de generación neta, reduce la exposición al vertimiento en ciertos períodos y entrega energía en bloques horarios donde el sistema puede enfrentar mayores costos marginales o necesidades de flexibilidad. Adicionalmente, en tan sólo 2 años se han observado impactos en la reducción de generación en base a carbón y gas natural tanto en horario de noche como de madrugada.

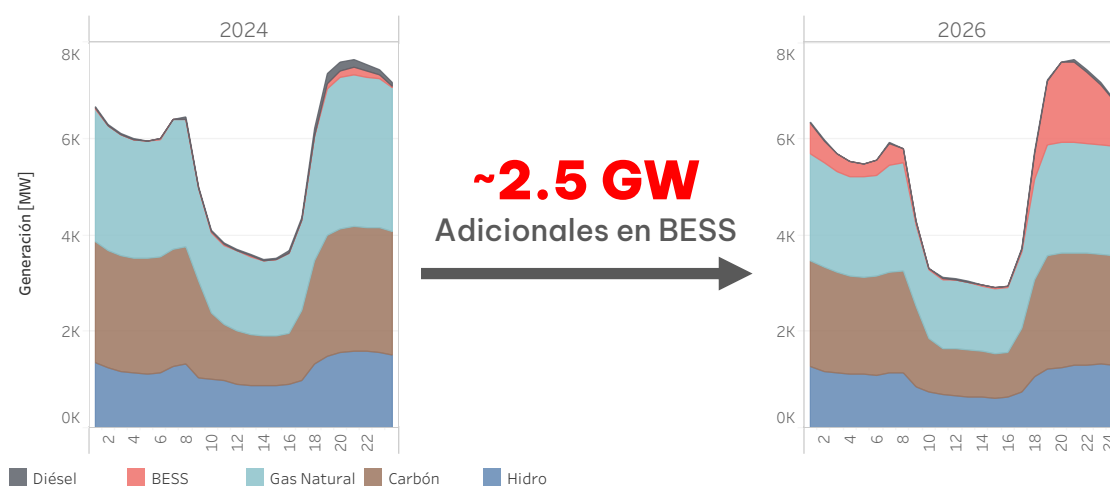


Figura 1: Perfil de inyección horario de tecnologías seleccionadas en el SEN para mayo de 2024 y 2026
(Fuente: galilei.energy)

La operación agregada también muestra que los BESS no se comportan como recursos aislados. Por su localización, tecnología y señales comunes, muchos activos tienden a operar de manera coordinada o altamente correlacionada. Esta característica es relevante para el diseño regulatorio: incluso si cada instalación individual no pareciera tener impacto sistémico, su operación conjunta sí puede afectar congestiones, desacoples en los precios nodales, entre otros.

A ello se suma la participación creciente del almacenamiento en la provisión de Servicios Complementarios, especialmente en el Control de Frecuencia. **La provisión de reservas por parte de los BESS confirma que estos activos no son meros instrumentos de arbitraje energético.** También contribuyen a la seguridad del sistema y, por tanto, pueden requerir decisiones de preservación de energía almacenada para fines distintos de la maximización de descargas en el mercado de energía. En la Figura 2 se muestra la contribución por tecnología en la provisión de Servicios Complementarios de Control de Frecuencia, donde se ve una relevante participación de la tecnología PV+BESS en la provisión de Control Primario y Secundario de bajada.

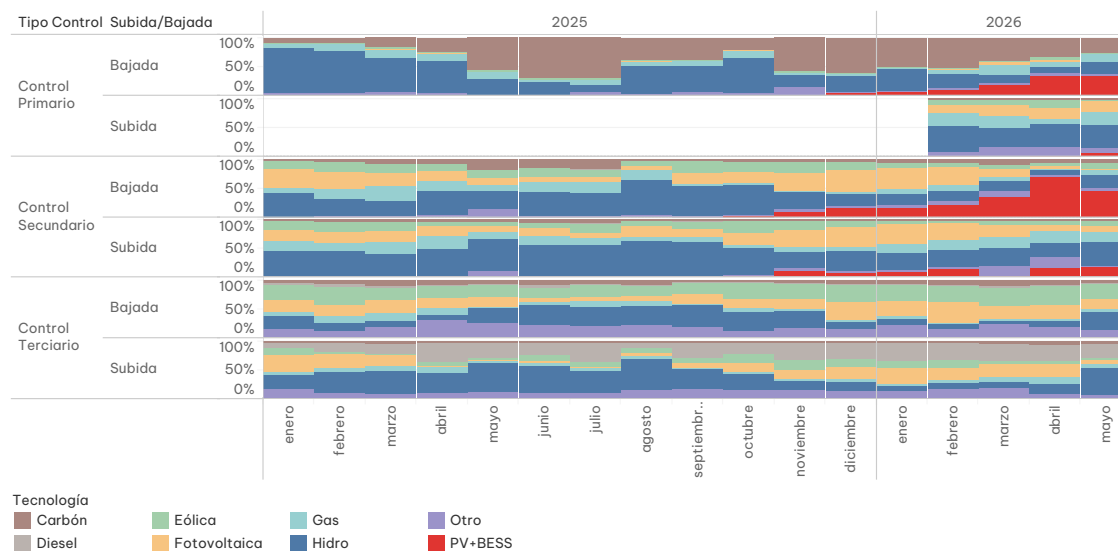


Figura 2: Participación mensual en provisión de Servicios Complementarios de Control de Frecuencia por tecnología. (Fuente: galilei.energy)

El cambio de escala obliga a revisar la arquitectura operativa. En un sistema con pocos BESS, puede ser aceptable que la programación y operación los trate de forma simplificada. En un sistema donde miles de MW de almacenamiento cargan y descargan en ventanas horarias similares, la simplificación deja de ser inocua. La forma en que se valoriza la energía almacenada puede determinar si el sistema preserva energía para horas críticas, si anticipa descargas, si reduce o amplifica rampas, y si los precios reflejan correctamente la escasez relativa de energía flexible³.

Operando un sistema con una mayor penetración de BESS

A efectos de operar en tiempo real el Sistema Eléctrico Nacional de forma segura y económica el Coordinador Eléctrico prepara día a día un programa de operación (ver Recuadro 1). Para ello, determina el valor del agua embalsada en un proceso denominado Programación de Mediano Plazo (PMP) que es utilizado como insumo cada día para programar la operación que se llevará a cabo el día siguiente (Programa de Corto Plazo o PCP)⁴. Esta programación de la operación busca determinar el despacho referencial de las centrales de generación y BESS de forma de minimizar el costo de abastecimiento, sujeto a restricciones operativas que garantiza la seguridad operativa del sistema.

Con este programa de operación, que fija entre otras cosas las unidades que deben estar en servicio, la operación en tiempo real (OTR) se realiza bajo el denominado Listado de Prioridad de Colocación. Durante la operación real se ajustan los puntos de operación de los recursos de generación en

³ Muñoz, Francisco D. & Suazo-Martínez, Carlos & Pereira, Eduardo & Moreno, Rodrigo, 2021. "Electricity market design for low-carbon and flexible systems: Room for improvement in Chile," Energy Policy, Elsevier, vol. 148(PB).

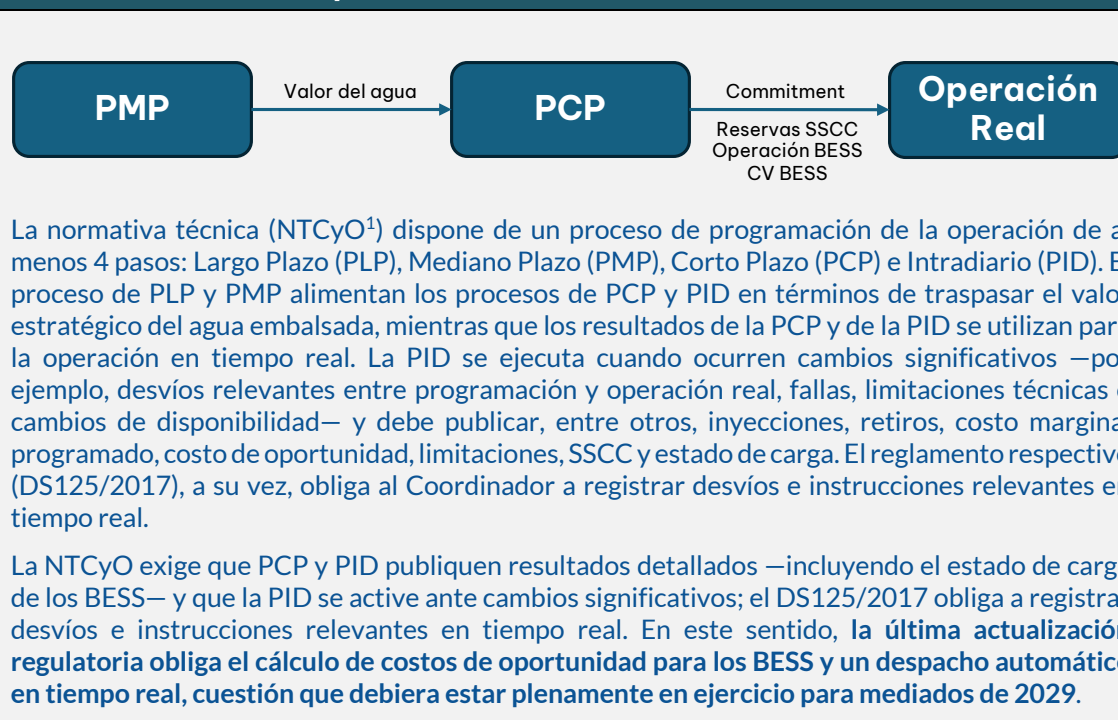
⁴ Importante destacar que el nivel de generación resultante del PCP no es vinculante.

estricto orden económico para corregir desviaciones entre la operación real y el programa de operación emitido por el Coordinador el día anterior (PCP). En caso de desviaciones importantes durante la OTR⁵, el Coordinador actualiza su programa mediante la emisión de un Programa Intradiario (o PID), el cual es gatillado por fallas relevantes en el sistema, variaciones significativas en la energía afluente de los recursos renovables, desvío en los pronósticos de la demanda, entre otros factores.

Así, en tiempo real el operador **sólo ajusta el punto de operación de los recursos de generación**. En el caso de los sistemas BESS⁶, la lógica operativa mantiene el perfil “*óptimo*”⁷ de carga y descarga de la PCP o PID vigente durante la operación en tiempo real. Esto quiere decir que, por diseño —según lo indicado en documentos técnicos del Coordinador, los BESS no son utilizados para atender desviaciones que suceden en la operación en tiempo real.

Solo frente a situaciones excepcionales donde el Centro de Control del Coordinador (CDC) requiera modificar el perfil “*óptimo*” antes señalado, por razones de seguridad del sistema y sin contar con una nueva PID, el CDC considerará el Costo de la Energía Almacenada incorporado en el Listado de Prioridad de Colocación como señal de despacho eficiente. Dicho costo corresponde al promedio

Recuadro 1: Secuencia operativa del Sistema Eléctrico Nacional



ponderado entre los Costos Marginales en su barra y la potencia horaria de carga de la componente de almacenamiento, ambos obtenidos de la PCP y PID, según corresponda.

⁵ Coordinador Eléctrico Nacional, “Criterios de Ejecución de la Programación Intradiaria”, Diciembre 2024. Link: https://bit.ly/criterios_pid Última visita: 25 de mayo de 2026

⁶ Coordinador Eléctrico Nacional, “Informe Anual de la Programación de la Operación”, Abril 2026.

⁷ Por construcción, el perfil carga-descarga de los BESS es óptimo en caso de que los supuestos utilizados en la PCP y/o PID se cumplan, por lo que ante desviaciones este perfil puede no necesariamente ser eficiente.

El interés público que surge con el almacenamiento

Una arquitectura operativa ineficiente para la energía gestionable

El almacenamiento tiene una característica económica esencial: desplaza energía en el tiempo. A diferencia de una central térmica convencional, cuya decisión de generar depende principalmente de su costo variable y disponibilidad, un BESS enfrenta una decisión intertemporal: descargar ahora o preservar energía para un momento futuro.

Esa decisión no puede valorizarse correctamente mirando solo el costo histórico de carga. **Si una batería cargó a costo marginal cero durante una hora de alta generación solar, ello no significa que la energía almacenada tenga valor económico cero al momento de decidir su descarga.** Su valor depende de la oportunidad que detecte su uso futuro: esto dependerá de las congestiones, rampas, precios esperados, niveles de seguridad, estado de carga, incertidumbre de demanda y generación renovable, y disponibilidad de otros recursos.

Este punto es central. El costo incurrido de carga mide cuánto costó adquirir la energía almacenada, mientras que **el costo de oportunidad mide qué se sacrifica al usar esa energía ahora y no después.** En recursos gestionables, lo segundo es lo que guía una operación eficiente (ver Recuadro 2).

El interés público asociado al almacenamiento radica en asegurar que su operación sea eficiente y que dicha eficiencia se refleje adecuadamente en las señales de precio del mercado. De esta forma, los consumidores podrán capturar correctamente los beneficios de su integración al sistema eléctrico. En este sentido, la lógica actual de operación puede inducir decisiones que no son costo-eficientes para el sistema y, al mismo tiempo, generar una señal de precio artificialmente deprimida correlacionada con el despacho BESS, que influye directamente en los equilibrios del parque a largo plazo.

La ineficiencia surge porque, bajo el supuesto de seguimiento estricto del programa operativo, los BESS pueden quedar obligados a cargar o descargar de acuerdo con una trayectoria definida ex ante, aun cuando la información disponible en tiempo real —demanda, generación renovable, congestiones, rampas, disponibilidad o estado de carga agregado— indique que sería más eficiente preservar energía o utilizarla en otro momento. Por su parte, la distorsión de precios aparece porque la energía descargada se valoriza, en general, a partir del costo incurrido de carga y no a partir de su costo de oportunidad. Además, ese costo de carga por lo general no corresponde al costo marginal real observado, sino al costo marginal del programa de operación, **que se desacopla recurrentemente de las condiciones efectivas que enfrenta el sistema.**

Recuadro 2: ¿Qué significa costo de oportunidad en un BESS?

En un equipamiento de energía limitada, como por ejemplo un BESS o una central hidráulica con capacidad de regulación, el costo a nivel sistémico de inyectar 1 MWh adicional no es únicamente el costo histórico de haberlo cargado. Es el beneficio perdido por descargar hoy 1 MWh que podría haberse usado en una hora o estado futuro más valioso, o dicho de otro modo, el valor marginal de conservar energía para el futuro en vez de usarla ahora.

Si bien el concepto económico es claro, su valor dependerá sobre las expectativas futuras y cómo éstas se representan y se internalizan en los modelos operativos.

Actualmente, la regulación (DS125/2017) exige que este costo de oportunidad se calcule y se use en la operación real a partir de junio de 2028 aproximadamente. **No obstante, hasta entonces la normativa indica que su uso es obligatorio sólo para recursos con impacto relevante en la programación, y habilita al Coordinador a calcular un valor de la energía almacenada de la central.**

El problema público no es solo técnico. Afecta objetivos de política energética: eficiencia económica, competencia, transparencia, seguridad del suministro, integración renovable y confianza regulatoria. **Si los criterios de operación de BESS no son claros, los agentes enfrentan incertidumbre sobre cómo se usará su energía. Si las señales de precio no reflejan el valor intertemporal, las decisiones de inversión y operación pueden distorsionarse. Si las instrucciones de tiempo real no quedan suficientemente trazadas, se debilita la rendición de cuentas del mercado.**

Esta situación pareciera ser un desafío nuevo para la operación del sistema eléctrico chileno, pero es algo que se abordó hace un par de décadas. La situación del manejo de los embalses para generación hidroeléctrica es bastante similar, y fue resuelta mediante la determinación del costo de oportunidad del agua embalsada extraído como un proxy a partir de la curva de costo futuro de cada embalse⁸ obtenida en el proceso de PMP.

Brecha entre programación, operación real y formación de precios

La integración eficiente de BESS exige coherencia entre tres niveles: el programa de operación, las instrucciones de tiempo real y la formación de precios. Cuando estos niveles se desacoplan, aparecen ineficiencias.

Programación de corto plazo y programación intradiaria

En la programación de corto plazo, el Coordinador debe anticipar la operación esperada del sistema, considerando demanda, generación renovable, disponibilidad de unidades, restricciones de transmisión, requerimientos de seguridad, entre otros. Para los BESS, el desafío es incorporar adecuadamente el estado de carga y el valor futuro de la energía almacenada. Actualmente, con la información disponible en el programa de operación no es posible trazar del todo la operación relativa a los sistemas BESS, como por ejemplo, el estado de carga (SoC) de los distintos BESS modelados durante las horas de programación.

Por su parte, la programación intradiaria (PID) permite actualizar el programa ante disponibilidad de nueva información gatillado por desvíos relevantes en la operación real. En caso de desvíos de la demanda neta, la PID se emite cuando i) las desviaciones comprometen la seguridad del sistema; ii) la desviación prevista tenga una duración superior a una hora o bien; iii) donde las acciones de despacho económico y el despliegue de los Servicios Complementarios no logran cubrir la desviación. En tales condiciones el operador despacha en forma urgente generación rápida, mientras se ejecuta una PID para recomendar una decisión económica para el horizonte de operación, considerando como condición inicial, el despacho urgente realizado⁹.

En un sistema con alta penetración solar y BESS de corta duración, esta etapa se vuelve crítica. Actualmente, ante eventos relevantes que requieran de una actualización del programa (mediante una PID) el tiempo que media entre el evento y la publicación del nuevo programa es de alrededor de 2-3 horas. Esto quiere decir que durante ese periodo de tiempo, el programa vigente no considera los desvíos de la operación, por lo que las decisiones operativas de los sistemas BESS que mantienen la consigna operativa de los programas operativos pueden conllevar a despachos subóptimos.

Para cerrar esta brecha, es ideal actualizar constantemente el programa de operación en base a nueva información operativa recolectada y que ésta esté disponible en un breve lapso de tiempo. No obstante, dada la realidad operacional actual del SEN —por ejemplo, por falta de automatización de procesos y/o recolección de datos, esto no es posible hacerlo. En esta línea, es también necesario

⁸ Función que estima el valor económico de guardar agua para usarla en el futuro en vez de turbinarla hoy.

⁹ Coordinador Eléctrico Nacional, “Criterios de Ejecución de la Programación Intradiaria”, Diciembre 2024. Link: https://bit.ly/criterios_pid Última visita: 25 de mayo de 2026

profundizar en gatillos claros para la ejecución de programas intradiarios de forma de recalcular el valor de la energía almacenada y ajustar la lista de mérito. Sin gatillos objetivos, el sistema puede quedar en una zona gris: se opera distinto de lo programado, pero sin que ello se refleje oportunamente en precios, costos de oportunidad o registros públicos.

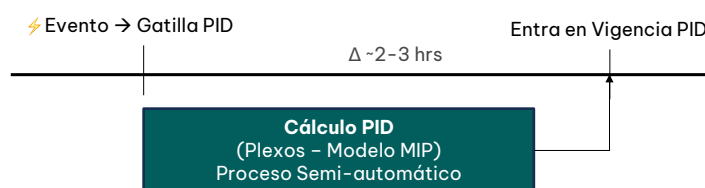


Figura 3: Proceso de cálculo y entrada en vigencia de PID.

Operación en tiempo real

La operación en tiempo real enfrenta eventos que la programación no siempre anticipa: cambios de nubosidad, mayor/menor generación renovable, congestiones inesperadas, indisponibilidades, problemas de toma de carga, errores de pronóstico o necesidades de reserva. En estas circunstancias, es razonable que el operador emita instrucciones específicas para garantizar una operación segura y económica.

En el caso de los BESS, el problema surge cuando esas instrucciones modifican sustancialmente su operación sin una trazabilidad suficiente. Adelantar descargas respecto de lo programado, cambiar estados de carga a descarga, utilizar unidades no consideradas en servicio en el programa o generar diferencias agregadas de varios cientos de MW respecto del programa son decisiones con impacto económico. Dado lo anterior, es relevante que este tipo de decisiones queden registradas con la precisión que corresponde a un recurso que ya tiene escala sistémica.

Al respecto, los registros operativos muestran que los BESS se desvían constantemente de la operación programada del Coordinador¹⁰. Por su parte, las instrucciones operativas en tiempo real han estado orientadas a adelantar/retrasar el programa de carga o descarga durante las horas de entrada/salida de la generación solar. Durante el año 2026, la situación descrita ocurrió de forma repetida según consta en los Registros de Instrucciones Operacionales (RIO). Si bien en algunos casos este adelantamiento o retraso se justifica por pruebas, trabajos programados, nubosidad, u otros, en general, no es posible establecer razones fundadas detrás de estas instrucciones de adelanto o retraso de carga/descarga —aspecto que según lo indicado en documentos técnicos del Coordinador¹¹ no debiese ocurrir salvo en situaciones excepcionales.

La Figura 4 muestra un análisis resumido por tecnología del proceso de programación del día anterior (PCP), las correcciones realizadas en el programa (PID), junto con su comparación con la operación real para el 2 de enero de 2026. El resultado de la operación muestra dificultades en la predictibilidad de la generación renovable relevante que derivan en una variación de la generación hidroeléctrica y térmica para realizar el seguimiento de carga. De forma adicional, se registró en la operación un adelanto del despacho BESS (de más de 1000 MW en horas particulares) sin una trazabilidad que justifique este desvío.

¹⁰ Ya sea por instrucciones propias del Coordinador durante la operación en tiempo real, actuación de los sistemas de control de las instalaciones, o bien, por desvíos de los Coordinados respecto de las instrucciones/programa de operación recibidos.

¹¹ Coordinador Eléctrico Nacional, “Informe Anual de la Programación de la Operación”, Abril 2026.

Análisis programación y operación real

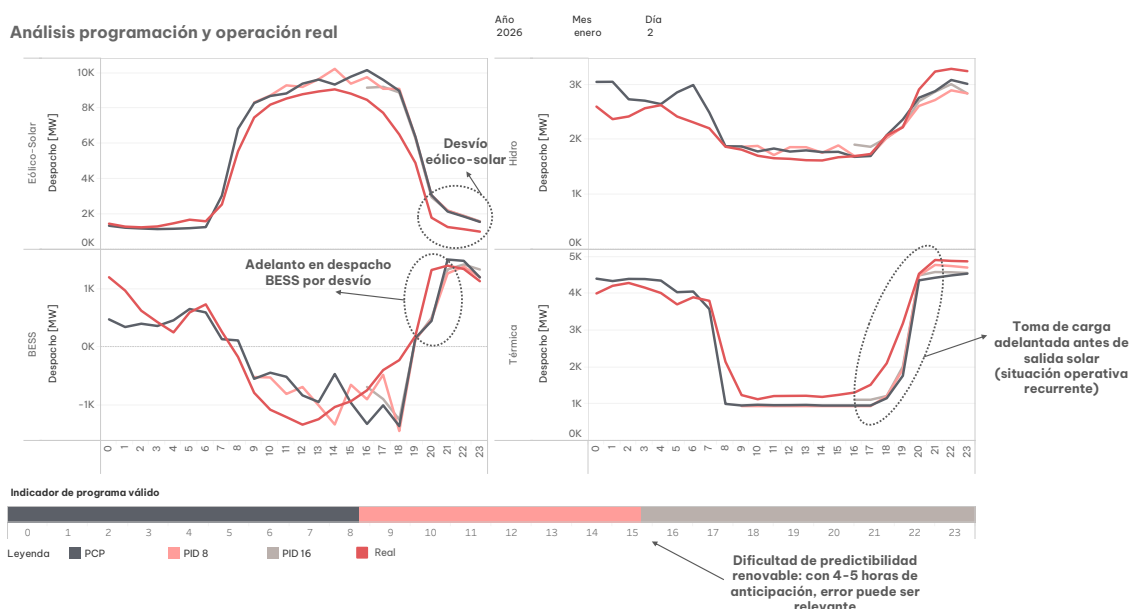


Figura 4: Análisis de programación y operación en tiempo real del SEN para el 2 de enero de 2026.

La trazabilidad debiese permitir entender las decisiones operativas por parte del Centro de Control, y resulta una condición de legitimidad de la operación del mercado. Permite distinguir si una instrucción respondió a seguridad, congestión, eficiencia económica, corrección de pronóstico o discrecionalidad operativa. También permite evaluar ex post si los gatillos de programación intradiaria fueron adecuados.

Si la capacidad BESS es crítica para atender el abastecimiento de la demanda en la noche y existe un constante adelantamiento/retraso en sus descargas, entonces es necesario profundizar en aquellas condiciones que gatillan eventos de programación intradiaria. Así, es pertinente evaluar si, por ejemplo, desvíos relevantes en el estado de carga sistémico de los BESS puede ser considerado como un criterio para la actualización del programa de operación.

Por otro lado, **considerar a los BESS para atender desviaciones operacionales es eficiente desde un punto de vista operativo.** Su accionar en dichas condiciones permite minimizar los costos operacionales, por lo que no permitir su aporte para apoyar al seguimiento de carga resultará en una operación menos eficiente. Los BESS no deben atender todas las variaciones, sino sólo aquellas que garanticen que usar los recursos en dicho instante —y por ello, dada su energía limitada, no se pueda usar esa energía más tarde— haga sentido.

La trazabilidad debiese permitir entender las decisiones operativas por parte del Centro de Control, y resulta una condición de legitimidad de la operación del mercado.

Señales de precio

La formación de precios debe reflejar, en la medida de lo posible, las restricciones relevantes que determinaron el despacho. Si una batería es preservada porque su energía tendrá mayor valor más tarde, **ese valor intertemporal debiera reflejarse en su costo de oportunidad y por lo tanto en el Listado de Prioridad de Colocación.** Si una batería se descarga porque desplaza energía más cara o

resuelve una restricción relevante, la señal de precio debiera ser soportante de esa decisión¹² —y reflejarse en el costo marginal del sistema.

Cuando el despacho real se aparta del programa y los precios siguen anclados a supuestos desactualizados, se genera una brecha entre operación física y señal económica. Esa brecha puede afectar remuneraciones, liquidaciones, incentivos de disponibilidad, evaluación de inversiones, entre otros.

A modo de ejemplo: en condiciones de vertimiento, los BESS se cargan a costo marginal nulo, lo que quiere decir que, en la lógica operacional vigente, tendrán un costo variable igual a cero para la operación real. Al descargar esa energía en la noche, esta operación tiende a deprimir los costos marginales reales artificialmente en lugar que la señal de precio refleje correctamente el costo marginal de abastecer 1 MWh adicional. Esta situación se ha venido observando durante 2025 y 2026.

Una solución definitiva exige adoptar un despacho en tiempo real automatizado por parte del Coordinador que defina consignas de operación a todas las centrales del SEN —tal como ha sido exigido en las últimas modificaciones al DS125/2017, y además compute los precios del mercado. No obstante, este tipo de mecánicas puede tomar bastante tiempo en implementarse, lo que puede inhibir el sentido de urgencia de reformas para computar de mejor forma los precios de mercado. En este sentido, la situación exige avanzar hacia una mayor consistencia entre programa, operación y precios, especialmente en las horas donde el almacenamiento determina la asignación eficiente de energía flexible.

La inconsistencia conceptual: embalses, BESS y costo de oportunidad

Chile ya aplica una lógica de costo de oportunidad para recursos con capacidad de regulación. En centrales hidroeléctricas con embalse, el agua almacenada tiene valor porque puede usarse hoy o preservarse para el futuro (ver Recuadro 3).

Ese valor se obtiene a partir de la programación de mediano plazo y se utiliza para ordenar el despacho y formar señales económicas consistentes con el uso eficiente de un recurso limitado. Es más, según los antecedentes recopilados, en 2025 las centrales de embalse son responsables de establecer el precio del mercado cerca de un 40% del tiempo durante las horas de noche a lo largo de todo el sistema.

La pregunta es por qué una lógica conceptualmente similar no debiera aplicarse hoy a BESS cuya energía almacenada también puede usarse en distintos momentos y **cuya operación agregada afecta la operación del sistema**.

Es cierto que embalses y baterías no son idénticos. Los embalses pueden tener horizontes de regulación de días, semanas o meses; los BESS analizados en este documento tienen típicamente 4 a 6 horas. Las baterías enfrentan degradación, límites de ciclos, restricciones de estado de carga, eficiencias de carga y descarga, entre otros. Pero estas diferencias no eliminan la naturaleza intertemporal del recurso. **Solo obligan a diseñar una metodología apropiada para su horizonte de decisión.** La comparación relevante es entre recursos gestionables cuya energía almacenada puede

¹² Un sistema de precios sostiene el despacho cuando a cada central, mirando solo el precio y su propia conveniencia, le resulta óptimo hacer exactamente lo que se le instruyó. Cuando el problema de minimizar el costo total de abastecimiento se comporta "correctamente" —costos que crecen suavemente con la producción—, ese precio siempre existe y es el costo marginal del sistema. Pero la operación real no se comporta así: una central que parte incurre en un costo fijo de encendido, no puede operar bajo su mínimo técnico, y una batería solo puede cargar o descargar, no ambas cosas. Con esas rigideces puede ocurrir que ningún precio uniforme sostenga el despacho: existen instalaciones a las que se les ordena algo que, a los precios vigentes, les conviene menos que su alternativa. Esa diferencia —lo que la instrucción le cuesta y el precio no le devuelve— es la brecha de dualidad: el precio uniforme, simplemente, no alcanza. Algunos actores deben ser compensado de forma adicional.

Recuadro 3: Ejemplo de uso de costo de oportunidad en distintas unidades

Actualmente, el uso de costo de oportunidad sobre las centrales con capacidad de regulación no es generalizado en las distintas unidades del sistema

RECURSO GESTIONABLE	POTENCIA (MW)	ENERGÍA (GWh)	REGULACIÓN	COSTO DE OPORTUNIDAD
Colbún	467	476	1,4 meses	Sí - Art. 37
Rapel	378	51,2	5,6 días	Sí - Art. 37
Melado (Pehuenche)	570	13,3	23,4 hrs	Sí - Art. 37
BESS El Salvador	50	0,25	5 hrs	Excepción - Art. 112b
SAE norte (conjunto 2026)	~2.500	~10	~4 hrs	No - sin categorización

ser escasa en determinadas ventanas de operación. En sistemas con alta penetración solar, los sistemas de almacenamiento de corta duración pueden ser decisivos para administrar la rampa de tarde, cubrir la noche, reducir congestiones o prestar reservas.

En este contexto, y a efectos de mostrar las implicancias que tiene la integración de volúmenes relevantes de BESS en la operación del Sistema Eléctrico Nacional, se realizaron simulaciones de la operación del SEN para el año 2027 en AMEBA¹³, bajo distintas condiciones hidrológicas, de manera de capturar a través de los ejercicios computacionales condiciones de estacionalidad y valor esperado respecto de hidrología.

Así, se analizaron distintos casos bajo distintos niveles de penetración de BESS, de manera de cuantificar el impacto en costo de operación y costos marginales. Los análisis muestran que a partir de 1 GW de capacidad instalada, los BESS generan impactos relativos relevantes en la operación del SEN ya sea en términos de su afectación a los costos marginales del sistema o bien en la reducción de los costos operacionales del sistema (ver Figura 5).

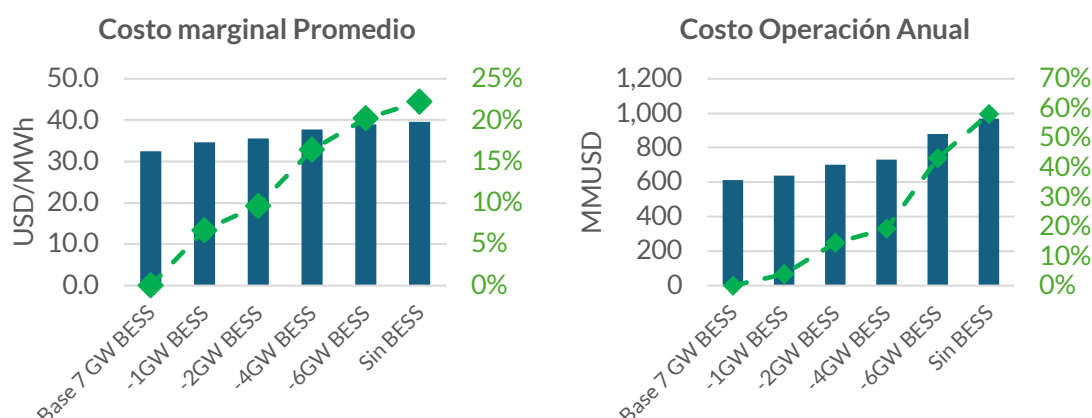


Figura 5: Efectos de penetración BESS en el SEN.

¹³ Software de simulación de mercados eléctricos desarrollado y comercializado por SPEC.

De esta forma, los efectos económicos y operacionales de la introducción masiva de BESS en el sistema resultan evidentes. **Por ello, es necesario abordar las brechas entre operación real y formación de precios que surgen cuando las reglas de mercado no se actualizan al mismo ritmo que la transformación tecnológica del sistema.** La inconsistencia actual debe resolverse con celeridad, mediante el establecimiento, como regla general, del cálculo del costo de oportunidad para todos los BESS —exceptuando unidades que operan bajo el esquema de auto-despacho. No obstante, requiere una revisión de los flujos de información y procesos dentro del Operador de manera de no generar complejidades innecesaria y problemas de implementación.

El caso de BESS El Salvador muestra que en la propia práctica local una valorización derivada de la minimización de costos y de señales intertemporales. La tarea institucional es definir criterios para que esa lógica no dependa de casos aislados, sino de reglas transparentes y replicables.

El marco habilitante existe: no necesitamos partir de cero

El marco chileno contiene herramientas para avanzar sin cambios relevantes. Si bien las últimas modificaciones regulatorias exigen el uso del costo de oportunidad, existe un espacio de tiempo no menor —cerca de 2 años— hasta su total implementación. En el intertanto, la normativa permite que sólo para ciertos recursos gestionables se haga uso del uso del costo de oportunidad; cuando su capacidad de almacenamiento tenga impacto relevante en la operación del sistema. Asimismo, existen disposiciones que permiten valorizar la energía almacenada de los sistemas de almacenamiento mediante alternativas metodológicas, incluyendo una aproximación derivada de la minimización de costos.

Para agilizar la utilización del costo de oportunidad, de manera de acelerar los plazos transitorios que la nueva regulación habilita, existen dos caminos alternativos:

- El **primer camino** es una declaración formal de impacto relevante para BESS o agrupaciones de BESS, utilizando criterios de categorización de recursos gestionables. Este camino entrega mayor certeza jurídica y permite justificar metodológicamente por qué ciertos activos deben ser tratados con costo de oportunidad. Sus criterios debieran considerar potencia, energía almacenada, ubicación eléctrica, frecuencia de ciclado, operación esperada, contribución a seguridad, gestión de congestiones e impacto económico.

No obstante, al día de hoy, el Coordinador¹⁴ argumenta que la mayoría de los BESS no poseen atributos que representen un impacto relevante en la operación del SEN, por lo que no es necesario realizar el cálculo de Costo de Oportunidad para programar su despacho óptimo en el sistema.

- El **segundo camino** es una adopción metodológica por parte del Coordinador, extendiendo criterios ya utilizados en casos específicos¹⁵ y en recursos gestionables comparables. Este camino puede avanzar más rápido, especialmente si se inicia mediante pilotos, informes metodológicos y publicación transparente de resultados.

En este aspecto, existe una ruta directa para utilizar el costo de oportunidad en la operación en tiempo real. Es importante destacar que el Coordinador viene computando y publicando (incluso usando, para el caso de BESS El Salvador) un proxy del costo de oportunidad de los distintos BESS desde hace varios meses, por lo no requeriría, por ende, desarrollos adicionales para su uso. No

¹⁴ Coordinador Eléctrico Nacional, “Informe Anual de la Programación de la Operación”, Abril 2026.

¹⁵ Caso BESS El Salvador

obstante, su uso intensivo necesitará de ajustes para contar información fidedigna y automatizada del sistema para una ejecución automática de los procesos de recálculo.

Propuestas concretas

A partir del diagnóstico anterior, se propone un conjunto de medidas concretas orientadas a mejorar la integración de los BESS en los mercados de corto plazo. Estas medidas buscan fortalecer la valorización intertemporal de la energía almacenada, mejorar la trazabilidad de la operación en tiempo real y alinear progresivamente la programación, el despacho y la formación de precios, dentro del marco institucional vigente.

Importante destacar que, si bien las nuevas disposiciones del Reglamento de Coordinación y Operación (DS125/2017) actualizan cuestiones necesarias para una operación eficiente del SEN, se prevé la necesidad de acelerar tales medidas en función de los volúmenes con los que actualmente cuenta el sistema.

Propuesta 1: Metodología explícita de costo de oportunidad para BESS

El Coordinador debiera publicar una metodología para calcular el costo de oportunidad de la energía almacenada en BESS **como regla general de operación de estas instalaciones en el sistema**, y —excepcionalmente— excluir de dicho cálculo a unidades que operan bajo la figura de auto-despacho. Esta metodología puede basarse en aproximaciones como la lectura de variables duales asociadas al balance de energía almacenada en los modelos de programación, ajustadas por eficiencia de descarga, pérdidas, factores de penalización y costos variables no combustibles cuando corresponda.

Al respecto, se recomienda una implementación por etapas:

- **Fase 1:** cálculo informativo y publicación ex post para todos los BESS del sistema y su comparación con los costos marginales observados en tiempo real. Esto actualmente es publicado por el Coordinador como parte de la programación de la operación.
- **Fase 2:** uso en tiempo real a través de la lista de mérito y valorización operativa. Integración progresiva en formación de precios y liquidaciones, una vez validados los criterios y resguardos.

El cálculo debe incluir reglas para manejo por degeneración en las variables primales/duales del modelo de optimización y/o condiciones de existencias de brechas de dualidad.

Para su correcta aplicación, es necesario cerrar la brecha entre la programación de la operación y la operación en tiempo real. Entre algunos puntos a abordar se encuentran la necesidad de un recálculo más frecuente del programa de operación, avances en aumentar la granularidad de representación para horas operativas críticas (como la entrada y salida de la generación solar), además de mejoras, en lo posible, de los pronósticos de las distintas variables que gobiernan el proceso de programación de la operación.

Propuesta 2: Cambios en gatillos para programación intradiaria

La programación intradiaria debe transformarse en un instrumento central para integrar BESS. Para ello se requieren gatillos adicionales que indiquen cuándo corresponde re-ejecutar el programa eficiente, y por ende, llevar a cabo una actualización de los costos de oportunidad.

Los gatillos adicionales podrían incluir:

- diferencias significativas entre carga o descarga programada y real de BESS;
- cambios relevantes en estado de carga agregado;
- instrucciones de adelanto o retraso de descarga que afecten un volumen material de potencia o energía;
- cambios de disponibilidad en recursos que prestan servicios complementarios.

Estos gatillos no deben ser meramente declarativos. Deben estar asociados a procedimientos: quién decide, en qué plazo, con qué información, qué se recalcula y cómo se publica el cambio.

Asimismo, entendiendo la realidad operativa actual y **a efectos exclusivamente de actualizar los costos de oportunidad de los BESS, se recomienda al menos incluir un PID forzoso antes del inicio de la rampa de salida solar y al final de dicha rampa**, de manera que los costos de oportunidad de los BESS estén correctamente calculados antes y después de la rampa solar.

Propuesta 3: Registro reforzado de instrucciones operativas

El Registro de Instrucciones Operativas debe evolucionar para capturar de manera sistemática el uso de BESS en tiempo real. Para cada instrucción relevante debiera registrarse, adicionalmente a lo que se lleva en la bitácora actualmente:

- instalación o agrupación afectada;
- hora de instrucción y período de vigencia;
- cambio solicitado: carga, descarga, detención, cambio de estado, reserva o preservación de energía;
- diferencia respecto del programa vigente;
- motivo principal: seguridad, congestión, rampa, pronóstico, disponibilidad, costo económico u otro;
- si la instrucción gatilló o no gatilló un PID;
- impacto esperado sobre estado de carga;

Esta medida es de bajo costo relativo y alto valor institucional. Permite auditar decisiones, mejorar modelos y reducir controversias sobre la operación de recursos que ya tienen relevancia económica.

Propuesta 4: Mayor granularidad en horas críticas

Los BESS de 4 a 6 horas operan en ventanas estrechas. Por ello, al objeto de la programación de la operación la granularidad horaria puede ser insuficiente en períodos de rampa solar, congestión o transición carga/descarga. El aporte real de los BESS en la dinámica operativa se observa, por ejemplo, para enfrentar la rampa solar, lo cual ocurre a nivel sub-horario. Es por ello que se recomienda evaluar mayor granularidad en bloques críticos, especialmente durante: i) rampa de salida solar; ii) rampa de entrada solar; y, iii) horas de descarga coordinada.

La mayor granularidad no necesariamente debe aplicarse a todo el horizonte. Puede implementarse como modelación selectiva en ventanas críticas, manteniendo simplificaciones donde no afecten materialmente el resultado. En contraparte, la representación en horas específicas donde la operación se espera sea relativamente estable podría ser más laxa agrupando bloques con mayor duración (2-4 horas).

Propuesta 5: Incorporar restricciones reales de operación y estado de carga

La programación de la operación debe reflejar restricciones que hoy influyen en la operación real, como por ejemplo la toma de carga adelantada de unidades térmicas (según lo observado en la operación real producto de consideraciones de seguridad del operador). Esto permitirá que las estimaciones de los precios de mercado realizados en el programa de operación se acerquen de mejor manera a los costos marginales reales y, por lo tanto, la determinación de costos de oportunidad sea más certero.

Cuando el operador preserve energía por razones de seguridad o gestión de rampas, esa regla debe incorporarse al modelo o, al menos, quedar representada mediante restricciones o requerimientos explícitos. Si no se incorpora, el programa optimizado será distinto de la operación real, y los precios programados no reflejarán las decisiones efectivas.

Propuesta 6: Criterios para resolver degeneración y múltiples soluciones

En sistemas con vertimiento, costos marginales bajos y múltiples BESS similares, los modelos pueden enfrentar soluciones equivalentes desde la perspectiva del costo total, pero muy distintas en términos de quién carga, quién descarga, en qué hora y con qué estado de carga final. Esta degeneración puede tener efectos económicos relevantes.

Se recomienda establecer criterios públicos de desempate o regularización. Por ejemplo:

- criterios de prorrata transparentes en cargas o descargas equivalentes;
- penalizaciones pequeñas para evitar ciclos innecesarios;
- reglas de prioridad zonal cuando existan congestiones o saturaciones;
- estabilidad de la solución primal entre corridas sucesivas;
- preservación mínima de estado de carga para seguridad;
- minimización de desviaciones respecto del programa anterior.

El objetivo de las reglas de desempate está en eliminar criterios arbitrarios para determinar la asignación del despacho ante condiciones de indiferencia —como por ejemplo con lo que ocurrió con las reglas de asignación de vertimientos, de forma que los agentes puedan entender e incorporar en sus evaluaciones dichas condiciones, especialmente, ante eventuales condiciones de penetración masiva de BESS en el sistema.

Estos criterios deben ser conocidos por los agentes y auditables. La aparente neutralidad de una solución matemática puede ocultar decisiones distributivas relevantes.

Propuesta 7: Hoja de ruta hacia despacho multi-intervalo

En el largo plazo, la integración eficiente de BESS requiere avanzar hacia lógicas de despacho con look-ahead, donde la operación de los próximos minutos u horas considere explícitamente oportunidades futuras. Un despacho multi-intervalo permite que la decisión vinculante del período inmediato internalice el valor de preservar energía.

No obstante, implementar un despacho económico multi-intervalo plenamente automatizado puede exceder las capacidades actuales o requerir rediseños institucionales mayores. Por ello se recomienda una hoja de ruta:

- etapa 1: cálculo de costo de oportunidad en PCP y PID;
- etapa 2: automatización total/parcial de recálculo ante gatillos;
- etapa 3: pilotos de despacho intra-horario o multi-intervalo en zonas con alta penetración BESS;
- etapa 4: integración con formación de precios y liquidaciones;
- etapa 5: evaluación de despacho en tiempo real con mayor automatización.

Estas propuestas deben entenderse como una hoja de ruta gradual y sujeta a validación técnica. La incorporación de costos de oportunidad, nuevos gatillos intradiarios y mayor granularidad operacional puede mejorar la eficiencia del sistema, pero también introduce desafíos metodológicos, riesgos de volatilidad y exigencias adicionales de trazabilidad. En consecuencia, su implementación debe acompañarse de resguardos explícitos, como los que se sintetizan en el Recuadro 4.

Recuadro 4: Riesgos de implementación y resguardos

Toda reforma operacional enfrenta riesgos. El primero es la complejidad metodológica. Calcular costo de oportunidad para BESS requiere modelos consistentes, datos de calidad y reglas claras. Un cálculo deficiente podría generar señales erráticas. El resguardo es implementar pilotos, publicar resultados informativos antes de usarlos en liquidaciones y auditar la metodología.

El segundo riesgo es la volatilidad. Los costos de oportunidad pueden cambiar con nueva información de pronósticos, congestiones o disponibilidad. El resguardo es definir ventanas de actualización y gatillos objetivos, evitando tanto rigidez excesiva como recálculos discrecionales.

El tercer riesgo es la brecha entre modelo y operación real. Si el modelo no representa restricciones que el operador usa en tiempo real, el costo de oportunidad resultante será débil. El resguardo es usar la trazabilidad de instrucciones para retroalimentar la modelación.

Conclusiones

Chile está incorporando almacenamiento a una velocidad que ya modificó la operación del Sistema Eléctrico Nacional. Con más de 3 GW en operación y una cartera que supera los 10 GW en despliegue, los BESS dejaron de ser un recurso marginal: hoy cargan y descargan en ventanas horarias comunes, desplazan generación térmica en la noche, participan crecientemente en el control de frecuencia e inciden en congestiones y precios nodales. Esa transformación es una buena noticia para la transición energética, pero desplaza el problema desde la inversión hacia la operación: instalar capacidad no basta si las reglas con que se programa, despacha y valoriza esa energía no evolucionan al mismo ritmo.

El punto conceptual es sencillo y, para otro recurso gestionable, ya está resuelto en la propia práctica chilena. Una batería de 4 a 6 horas administra energía escasa entre horas críticas del día; su valor no está determinado por cuánto costó cargarla, sino por cuándo conviene usarla. Esa es la misma lógica de costo de oportunidad con que el sistema valoriza el agua embalsada hace décadas, y con que hoy las centrales de embalse fijan precio cerca del 40% de las horas de noche. Extenderla a los BESS no exige inventar una categoría nueva, sino aplicar con criterio una lógica que el sistema ya conoce. Asimismo, es la línea trazada por el regulador en las últimas modificaciones reglamentarias relativas a la coordinación y operación del sistema eléctrico.

Tampoco se trata de una frontera experimental. La valorización intertemporal del almacenamiento —costo de oportunidad explícito, estado de carga dentro del despacho y co-optimización de energía y reservas— es hoy práctica corriente en los mercados eléctricos de referencia internacional, y se ha estandarizado incluso en sistemas de gran escala durante el último año. Sin embargo, en Chile su uso debe adaptarse a su realidad operativa.

El cálculo informativo del costo de oportunidad ya existe y es publicado por el Coordinador; el salto real es su uso vinculante en la lista de mérito y en la formación de precios. Y ese salto exige resolver cuestiones metodológicas concretas: las reglas de desempate ante soluciones degeneradas, la representación de restricciones operativas reales, una mayor granularidad en las rampas solares, por nombrar algunas. Por ello las propuestas de este documento se plantean como una hoja de ruta.

La tarea institucional es clara. El país cuenta con habilitación normativa, precedentes propios y experiencia operacional suficiente para avanzar sin esperar el vencimiento de los plazos regulatorios de fines de la década. Corresponde al Coordinador liderar esa aceleración mediante una adopción metodológica transparente —extendiendo criterios que ya aplica a recursos gestionables comparables— y un trabajo mancomunado entre los actores. La agenda propuesta —costo de oportunidad, gatillos intradiarios, trazabilidad, granularidad, criterios de desempate y hoja de ruta hacia el despacho multi-intervalo— persigue un único objetivo: que un SEN cada vez más renovable use eficientemente todos sus recursos gestionables. Esa será una condición indispensable para minimizar el costo de abastecimiento, preservar la seguridad y sostener la confianza en el diseño del mercado eléctrico chileno.

SPEC

SPEC.cl

Info@spec.cl

Los Militares 5885, Oficina 803, Las Condes