

Nota Técnica

21

Almacenamiento de Energía en América Latina y el Caribe

La nueva etapa del almacenamiento:
de la incorporación de BESS a la gestión de la flexibilidad

olacde
AGOSTO 2026



Este documento fue preparado bajo la dirección de
**Organización Latinoamericana y Caribeña de Energía
(OLACDE)**

Andrés Rebolledo Smitmans
Secretario Ejecutivo

Elaborado por
Medardo Cadena
ASESOR DEL SECRETARIO EJECUTIVO

Quito, Ecuador
Agosto de 2026

Contenido

Tabla de Figuras.....	v
Almacenamiento de Energía en América Latina y El Caribe	1
De la incorporación de BESS a la gestión de la flexibilidad	1
1. Introducción: una nueva etapa para el almacenamiento de energía	1
2. El almacenamiento comienza a ganar escala en América Latina y el Caribe3	
2.1. De proyectos puntuales a una nueva etapa de expansión.....	3
2.2. Capacidad BESS en operación en América Latina y el Caribe	4
2.3. Chile: el primer mercado de la región donde BESS comienza a adquirir escala 6	
2.4. Nuevas señales de expansión en otros mercados de la región	7
2.5. Los marcos regulatorios comienzan a adaptarse al almacenamiento..	9
2.6. Una región que comienza a prepararse para una nueva etapa	11
3. Cuando el almacenamiento comienza a transformar la operación del sistema	12
3.1. De responder al sistema a modificar la demanda neta	12
3.2. De energía excedentaria a energía desplazable.....	14
3.3. El almacenamiento modifica también el despacho	14
3.4. Un MW de almacenamiento no es simplemente un MW.....	15
3.5. Más almacenamiento no significa necesariamente menos vertimientos 16	
3.6. Del cambio operativo al cambio económico.....	17
4. Cuando el almacenamiento comienza a transformar los precios	18
4.1. De responder a los precios a participar en su formación	18
4.2. El extremo inferior: abundancia renovable y precios negativos	20
4.3. El extremo superior: descarga y el impacto en los precios en las horas de mayor demanda neta	21
4.4. El resultado conjunto: cambia el perfil horario de precios	22
4.5. Cambiar el perfil de precios no significa necesariamente reducir todos los precios.....	23
4.6. De modificar los precios a modificar su propio valor	24
5. Cuando el almacenamiento transforma su propio valor.....	25
5.1. De desplazar energía a desplazar valor.....	25
5.2. Valor para el sistema e ingreso del activo no son necesariamente lo mismo26	
5.3. La paradoja del arbitraje	27

5.4.	La saturación no ocurre solamente en el mercado de energía	29
5.5.	De <i>revenue stacking</i> a una estructura dinámica de valor.....	30
5.6.	Del valor del activo a las necesidades del sistema	32
6.	Almacenamiento y flexibilidad: las decisiones que enfrenta América Latina y el Caribe	33
6.1.	El almacenamiento no es un objetivo en sí mismo	34
6.2.	¿Qué significa flexibilidad en un sistema eléctrico?	35
6.3.	No todas las necesidades de flexibilidad requieren almacenamiento	36
6.4.	Potencia, energía y duración: dimensiones clave del almacenamiento	38
6.5.	La localización también crea valor	39
6.6.	De metas de capacidad a necesidades de servicios.....	39
6.7.	De la necesidad del sistema a la señal de inversión.....	41
7.	Implicaciones para la planificación, regulación y diseño de los mercados eléctricos en América Latina y el Caribe	41
7.1.	El problema de la señal de inversión	42
7.2.	¿De dónde provienen los ingresos del almacenamiento?.....	43
7.3.	Bancabilidad y costo de capital: más allá del diseño del mercado....	44
7.4.	Señales de corto plazo y decisiones de largo plazo	46
7.5.	Contratos, mercados y mecanismos de remuneración	47
7.6.	¿Qué significa esto para América Latina y el Caribe?.....	48
7.7.	De las señales de inversión a una agenda para la región.....	49
8.	Una agenda para América Latina y el Caribe	50
8.1.	Partir de las necesidades del sistema, no de la tecnología.....	50
8.2.	Incorporar adecuadamente la flexibilidad en la planificación	51
8.3.	Reconocer y remunerar los servicios, no solamente los activos	52
8.4.	Reconocer que el valor depende de cuándo y dónde se presta el servicio.....	53
8.5.	Crear condiciones para inversiones financiables a costos razonables	54
8.6.	Construir información y capacidades para una nueva etapa	55
9.	Una nueva etapa: del almacenamiento a la flexibilidad	56
10.	Referencias	58

Tabla de Figuras

Figura 1 Del almacenamiento a la necesidad de flexibilidad del sistema	3
Figura 2 Casos destacados de desarrollo reciente de almacenamiento en América Latina y El Caribe	9
Figura 3 Evolución del perfil horario de carga y descarga de BESS en California y Chile	13
Figura 4 Efecto conceptual del almacenamiento sobre el perfil horario de precios.....	22
Figura 5 El almacenamiento contribuye a modificar el perfil horario de precios en Australia Occidental.....	23
Figura 6 Evolución de la descarga de baterías y del battery price spread en el NEM	27
Figura 7 Evolución de la composición de los ingresos de las baterías en el NEM: mercado de energía y FCAS	31
Figura 8 Soluciones tecnológicas según las necesidades de flexibilidad.....	36
Figura 9 No toda flexibilidad es equivalente.....	37
Figura 10 Agenda para el Almacenamiento y la Flexibilidad en ALC.....	55

Listado de Tablas

Tabla 1 Capacidad BESS en operación en América Latina y el Caribe – agosto de 2026	5
--	---

Almacenamiento de Energía en América Latina y El Caribe

De la incorporación de BESS a la gestión de la flexibilidad

1. Introducción: una nueva etapa para el almacenamiento de energía

El almacenamiento de energía no es una tecnología nueva. Los sistemas eléctricos han utilizado durante décadas distintas formas de almacenamiento, particularmente centrales hidroeléctricas de bombeo, para desplazar energía entre períodos y contribuir a la operación del sistema. Lo que está cambiando es la escala, velocidad y diversidad de aplicaciones con las que nuevas tecnologías de almacenamiento, y especialmente los sistemas de baterías, comienzan a incorporarse a los sistemas eléctricos.

La reducción de costos de las baterías, el crecimiento acelerado de la generación solar fotovoltaica y eólica y la necesidad de contar con recursos capaces de responder con rapidez a variaciones de generación y demanda han creado condiciones favorables para esta expansión. Los sistemas de almacenamiento mediante baterías BESS, por sus siglas en inglés¹ pueden absorber energía en determinados momentos y devolverla posteriormente, pero también responder en tiempos muy reducidos y proporcionar diferentes servicios necesarios para la operación del sistema.

Esta combinación de características explica buena parte del interés que actualmente despierta el almacenamiento. Sin embargo, su importancia no radica únicamente en la cantidad de baterías que se están instalando. A medida que BESS adquiere escala, comienza a modificar el funcionamiento del propio sistema eléctrico y, con ello, algunas de las condiciones económicas que inicialmente hicieron atractiva su incorporación.

Esta transformación resulta especialmente visible en sistemas con elevada participación solar. Durante las horas de mayor producción fotovoltaica puede existir abundancia de energía y precios reducidos, incluso negativos en determinados mercados, mientras que al disminuir la generación solar los precios pueden aumentar rápidamente. Las baterías aprovechan esta diferencia cargándose durante las horas de menor precio y descargándose posteriormente. Este desplazamiento de energía contribuye a reducir los excedentes en unas horas y aumentar la oferta en otras.

Pero precisamente porque las baterías responden a esas diferencias de precios, cuando muchas comienzan a hacerlo simultáneamente también pueden reducirlas. El almacenamiento deja entonces de ser únicamente un recurso que

¹ **BESS:** Battery Energy Storage System (sistema de almacenamiento de energía mediante baterías). En esta Nota se utiliza el acrónimo BESS para referirse a sistemas de baterías capaces de almacenar energía eléctrica y devolverla posteriormente al sistema.

responde a las señales del mercado y comienza a convertirse en un recurso capaz de modificar esas mismas señales.

Este fenómeno constituye una de las ideas centrales de esta Nota Técnica. El valor del almacenamiento no es una característica fija del activo. Depende del sistema en el que opera, de su localización, del momento en que carga y descarga, de los servicios que puede proporcionar y de las condiciones regulatorias y de mercado que permiten reconocer esos servicios. Y esas condiciones pueden cambiar precisamente como consecuencia de la incorporación del propio almacenamiento.

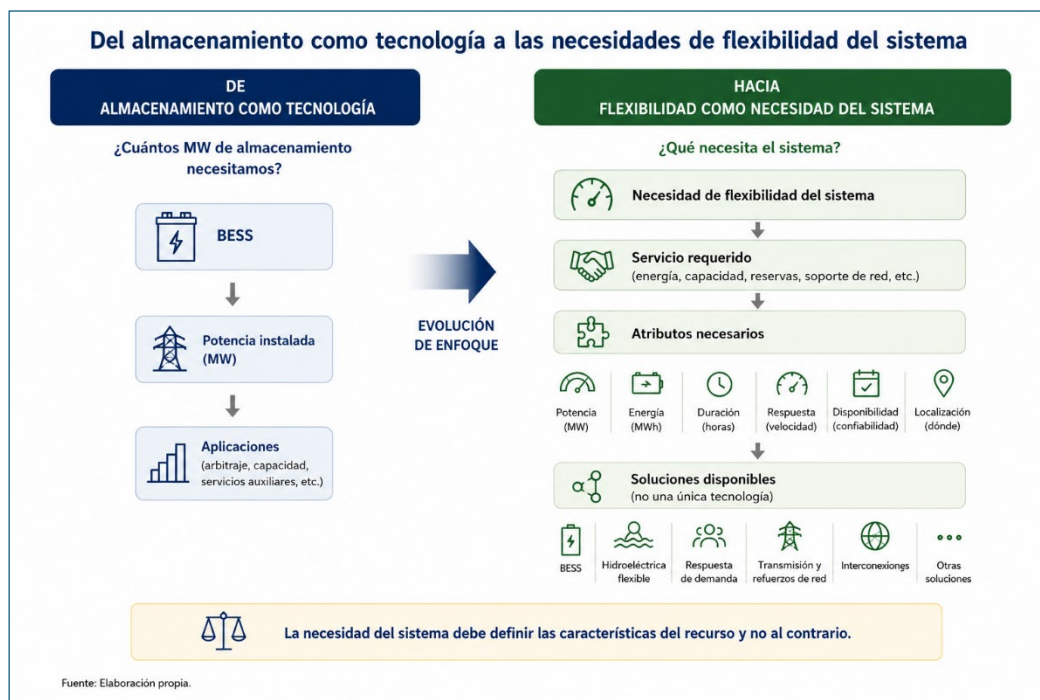
Las experiencias recientes de Chile, Australia y California permiten observar diferentes dimensiones de esta transformación. Chile ofrece una referencia especialmente relevante para América Latina y el Caribe por la velocidad con la que BESS está adquiriendo escala dentro de un sistema con una elevada penetración de generación solar. Australia muestra cómo una participación creciente de baterías puede modificar los perfiles intradiarios de precios y la composición de los ingresos obtenidos por estos recursos. California, por su parte, permite observar cómo el almacenamiento puede desplazar grandes cantidades de energía solar hacia las horas de mayor demanda y transformar progresivamente la operación del sistema.

Estas experiencias no deben interpretarse como modelos que América Latina y el Caribe deba reproducir. Los sistemas eléctricos de la región presentan diferencias importantes en tamaño, estructura, recursos disponibles, participación hidroeléctrica, grado de interconexión, regulación y organización de los mercados. Una batería puede aportar un valor muy diferente en un sistema con abundante capacidad hidroeléctrica flexible que, en un sistema insular dependiente de combustibles importados, aun cuando ambos presenten niveles similares de generación solar o eólica.

Por ello, la pregunta relevante para la región no es simplemente cuánto almacenamiento debería instalarse. Antes es necesario comprender qué necesidades de flexibilidad enfrenta cada sistema, qué servicios se requieren, durante cuánto tiempo y en qué localización, y qué alternativas pueden proporcionarlos de manera eficiente. El almacenamiento será una de esas alternativas y, en muchos sistemas, probablemente adquirirá una importancia creciente; pero su incorporación debería responder a las necesidades del sistema y no convertirse en un objetivo independiente de ellas.

Esta Nota Técnica analiza el almacenamiento desde esa perspectiva. Parte de la evolución reciente observada en América Latina y el Caribe y utiliza experiencias de mercados donde BESS ha alcanzado una mayor escala para examinar cómo el almacenamiento interactúa con la generación renovable, la operación del sistema y la formación de precios. A partir de esa evidencia, analiza la evolución de sus fuentes de valor, las implicaciones para la planificación y regulación, y las condiciones necesarias para movilizar inversiones sostenibles en la región.

Figura 1 Del almacenamiento a la necesidad de flexibilidad del sistema



El propósito no es anticipar una única trayectoria para el almacenamiento en América Latina y el Caribe, sino aportar elementos que permitan formular mejores preguntas y tomar mejores decisiones. En una tecnología que evoluciona rápidamente, conocer cuántos MW se han instalado es importante; pero comprender qué función cumplen, qué valor proporcionan y cómo ese valor puede cambiar a medida que aumenta su penetración resulta todavía más importante.

En definitiva, la expansión de BESS está llevando la discusión hacia una nueva etapa. El desafío comienza a desplazarse desde incorporar una tecnología hacia comprender, valorar y gestionar la flexibilidad que requieren sistemas eléctricos cada vez más renovables.

2.El almacenamiento comienza a ganar escala en América Latina y el Caribe

2.1. De proyectos puntuales a una nueva etapa de expansión

El desarrollo del almacenamiento de energía en América Latina y el Caribe continúa siendo desigual y, en buena parte de la región, se encuentra todavía en etapas iniciales. Sin embargo, durante los últimos años comienzan a observarse cambios que sugieren el tránsito desde proyectos relativamente puntuales hacia

una fase de mayor incorporación de sistemas de almacenamiento, particularmente mediante baterías.

La información disponible debe interpretarse con cierta cautela. A diferencia de otros segmentos del sector eléctrico, todavía no existe una base regional homogénea y permanentemente actualizada que permita comparar, bajo una misma definición, la capacidad de almacenamiento instalada, en pruebas, en construcción o adjudicada en todos los países de América Latina y el Caribe. Las cifras publicadas pueden además incluir diferentes tecnologías, escalas y estados de desarrollo.

Por ello, más que intentar construir un inventario exhaustivo de proyectos en diferentes estados de desarrollo, resulta útil distinguir entre la capacidad que ya se encuentra efectivamente en operación y las señales que permiten anticipar una expansión futura. La primera permite dimensionar el punto de partida de la región; las segundas permiten comprender hacia dónde comienza a evolucionar.

2.2. Capacidad BESS en operación en América Latina y el Caribe

La expansión reciente del almacenamiento comienza a reflejarse con claridad en la capacidad efectivamente incorporada a los sistemas eléctricos de América Latina y el Caribe. Con el propósito de ofrecer una fotografía comparable de esta evolución, esta Nota considera exclusivamente sistemas de almacenamiento mediante baterías (BESS) que se encuentran en operación, excluyendo proyectos anunciados, adjudicados, en construcción, en pruebas o en otras etapas previas a su operación comercial.

Bajo este criterio, a agosto de 2026 los 27 países miembros de OLACDE cuentan en conjunto con aproximadamente 3.408 MW (3,4 GW) de capacidad BESS en operación. Esta cifra representa un incremento significativo frente a los aproximadamente 1.681 MW identificados en 2025 y confirma la aceleración que está experimentando el almacenamiento mediante baterías en la región.

Esta comparación debe, sin embargo, interpretarse adecuadamente. La actualización realizada para esta Nota no consistió únicamente en incorporar los nuevos sistemas que entraron en operación durante el último período. Se realizó un nuevo barrido de la información disponible para los 27 países y, en algunos casos puntuales, fue necesario ajustar las cifras previamente reportadas al verificarse que determinados proyectos que habían sido considerados como instalados o cuya entrada en operación había sido anunciada todavía no se encontraban operativos a la fecha de corte. Por esta razón, la diferencia entre ambas estimaciones combina la incorporación efectiva de nueva capacidad con una revisión y depuración de la información utilizada anteriormente.

Tabla 1 Capacidad BESS en operación en América Latina y el Caribe – agosto de 2026

CAPACIDAD BESS EN OPERACIÓN EN AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE

Corte: agosto de 2026

	PAÍS	BESS 2025 (MW)	BESS 2026 (MW)	VARIACIÓN (MW)
1	Argentina	17,50	17,50	0,00
2	Barbados	5,00	5,00	0,00
3	Belice	—	0,25	+0,25
4	Bolivia	—	0,56	+0,56
5	Brasil	171,25	479,75	+308,50
6	Chile	1.105,00	2.291,00	+1.186,00
7	Colombia	8,90	15,20	+6,30
8	Costa Rica	9,50	15,00	+5,50
9	Cuba	10,00	51,00	+41,00
10	Ecuador	—	2,20	+2,20
11	El Salvador	64,00	15,00	–49,00
12	Grenada	—	0,00	0,00
13	Guatemala	—	0,00	0,00
14	Guyana	23,32	11,00	–12,32
15	Haití	18,00	12,00	–6,00
16	Honduras	—	75,00	+75,00
17	Jamaica	20,00	21,50	+1,50
18	México	192,00	192,00	0,00
19	Nicaragua	0,20	2,75	+2,55
20	Panamá	0,37	0,77	+0,40
21	Paraguay	—	1,08	+1,08
22	Perú	26,50	80,00	+53,50
23	República Dominicana	—	106,00	+106,00
24	Surinam	9,00	12,60	+3,60
25	Trinidad y Tobago	0,00	0,13	+0,13
26	Uruguay	0,03	0,05	+0,02
27	Venezuela	0,00	0,50	+0,50
TOTAL ALC		1.680,57	3.407,84	+1.727,27
CAPACIDAD BESS IDENTIFICADA EN OPERACIÓN: MÁS DEL DOBLE RESPECTO DE LA ESTIMACIÓN 2025				

Fuente: Elaboración Propia

Nota: La tabla considera exclusivamente sistemas BESS identificados como operativos a la fecha de corte. No incluye proyectos anunciados, adjudicados, en construcción, en pruebas o en otras etapas previas a su operación comercial.

Aun teniendo en cuenta estos ajustes metodológicos, la tendencia es clara: la capacidad BESS identificada en operación es actualmente más del doble de la registrada en la estimación de 2025. El crecimiento, sin embargo, continúa siendo muy desigual entre países.

Chile concentra por sí solo 2.291 MW, aproximadamente dos tercios de la capacidad regional identificada, y constituye el primer mercado de América Latina y el Caribe donde el almacenamiento mediante baterías comienza a adquirir una escala relevante dentro del sistema eléctrico. Su evolución resulta particularmente significativa no solo por la magnitud alcanzada, sino también por

la velocidad de su crecimiento reciente. Por esta razón, la experiencia chilena se analiza con mayor detalle en el apartado siguiente.

En el otro extremo, Uruguay constituye un ejemplo particularmente ilustrativo de que una participación muy elevada de generación renovable variable no conduce automáticamente a una incorporación temprana de baterías. El sistema ha gestionado históricamente la variabilidad mediante una combinación de hidroelectricidad con embalse, interconexiones regionales, generación térmica de respaldo y gestión coordinada del sistema. En una nueva etapa, caracterizada por el crecimiento de la demanda y una mayor incorporación prevista de generación renovable, UTE ha comenzado a avanzar en la incorporación de sistemas de almacenamiento como un recurso adicional de flexibilidad [1].

Los casos de Chile y Uruguay ilustran así dos aspectos complementarios de la evolución regional. El primero muestra qué puede ocurrir cuando las características y necesidades del sistema crean condiciones para una incorporación acelerada de almacenamiento; el segundo recuerda que la necesidad de baterías depende también de los recursos de flexibilidad ya disponibles y de la evolución particular de cada sistema eléctrico.

El barrido realizado para esta actualización permite identificar, además, una señal posiblemente tan importante como el crecimiento de la capacidad actualmente operativa. En la casi totalidad de los países analizados se identificaron proyectos de almacenamiento en ejecución o en diferentes etapas previas a su entrada en operación. Estas iniciativas no han sido contabilizadas dentro de los 3,4 GW reportados, precisamente para mantener un criterio homogéneo y evitar incorporar capacidad cuya operación efectiva todavía no puede verificarse.

Sin embargo, la amplitud de esta cartera muestra que el desarrollo de BESS comienza a extenderse progresivamente a un número cada vez mayor de sistemas eléctricos de la región. Si una parte importante de los proyectos actualmente en desarrollo se materializa, la capacidad BESS en operación podría superar ampliamente los niveles registrados en esta Nota en un período relativamente corto.

La fotografía regional debe interpretarse, por tanto, como la de un proceso que está acelerándose, pero que parte de condiciones muy diferentes entre países. Los aproximadamente 3,4 GW actualmente en operación permiten dimensionar el punto de partida; la cartera de proyectos identificada durante esta revisión anticipa una nueva etapa de expansión, cuya magnitud y características dependerán de las necesidades, recursos y condiciones particulares de cada sistema eléctrico.

2.3. Chile: el primer mercado de la región donde BESS comienza a adquirir escala

Chile constituye actualmente el caso más avanzado de América Latina y el Caribe en materia de almacenamiento mediante baterías y ofrece la evidencia

más clara del paso desde proyectos individuales hacia una incorporación de BESS a escala del sistema.

La expansión de la generación solar y eólica, particularmente en zonas con abundantes recursos renovables y restricciones de transmisión, ha creado condiciones favorables para el desarrollo del almacenamiento. Los períodos de elevada producción solar, los vertimientos de energía renovable y los diferenciales horarios de precios han incrementado el valor de trasladar energía desde horas de abundancia hacia períodos de mayor demanda y precios.

Esta evolución se refleja con claridad en las cifras más recientes del Ministerio de Energía [2]. A junio de 2026, Chile contaba con 2.291 MW de sistemas de almacenamiento en operación, a los que se sumaban 2.389 MW en pruebas y 4.960 MW en construcción. En conjunto, estas tres categorías alcanzaban aproximadamente 9,6 GW, aunque es importante distinguir la capacidad efectivamente operativa de aquella que todavía se encuentra en proceso de incorporación. Más allá de los 2,3 GW ya en operación, la magnitud de los proyectos en pruebas y construcción muestra que el almacenamiento está adquiriendo un peso creciente dentro de la expansión del sistema eléctrico chileno.

Este desarrollo convierte a Chile en una referencia particularmente relevante para América Latina y el Caribe. Ya no se trata únicamente de observar proyectos BESS individuales, sino de comenzar a analizar qué ocurre cuando el almacenamiento alcanza una escala suficiente para incidir de manera visible en la operación del sistema y en la dinámica del mercado eléctrico. La experiencia internacional muestra que, a medida que aumenta su penetración, las baterías no solo responden a las condiciones existentes del mercado: comienzan también a modificarlas.

Por esta razón, el caso chileno resulta especialmente útil para la discusión que desarrolla esta Nota. Su importancia no radica únicamente en la magnitud de la capacidad incorporada, sino en que permite comenzar a observar, dentro de la propia región, algunos de los fenómenos que ya se manifiestan con mayor intensidad en mercados con una penetración más elevada de almacenamiento.

2.4. Nuevas señales de expansión en otros mercados de la región

Aunque Chile representa el caso más avanzado de América Latina y el Caribe, la incorporación de almacenamiento comienza a adquirir mayor relevancia en otros países. Esta evolución no sigue una trayectoria uniforme. Mientras algunos sistemas avanzan mediante proyectos destinados a resolver necesidades específicas de confiabilidad o de red, otros están incorporando el almacenamiento dentro de programas más amplios de expansión de generación renovable y modernización del sistema eléctrico.

México [3] representa uno de los casos con mayor potencial de crecimiento por la escala prevista para los próximos años. La planificación del Sistema Eléctrico

Nacional contempla la incorporación de 2.216 MW de sistemas de almacenamiento mediante baterías por parte de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) hacia 2030. Más allá de la capacidad actualmente instalada, esta magnitud muestra que el almacenamiento comienza a formar parte explícita de la estrategia de expansión del sistema mexicano, junto con las inversiones en nueva generación y redes.

Brasil [4] representa un caso distinto, en el que la expansión del almacenamiento comienza a apoyarse en una base regulatoria y de planificación más explícita. Aunque la capacidad BESS de gran escala actualmente en operación sigue siendo relativamente limitada frente al tamaño de su sistema eléctrico, durante 2026 se han producido avances relevantes para facilitar la incorporación de sistemas autónomos y localizados, al tiempo que se preparan mecanismos competitivos específicos para nueva capacidad de almacenamiento. Esta evolución resulta particularmente significativa por la escala potencial del mercado brasileño y porque marca el tránsito desde proyectos demostrativos o puntuales hacia un marco orientado a desarrollos de mayor alcance.

Honduras [5] presenta una trayectoria diferente y particularmente interesante para sistemas eléctricos de menor tamaño. La Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) desarrolla en la subestación Amarateca un sistema BESS de 75 MW / 300 MWh, equivalente a cuatro horas de almacenamiento. El proyecto se encuentra asociado directamente a infraestructura de transmisión y constituye un ejemplo de utilización del almacenamiento para atender necesidades de la red y fortalecer la confiabilidad del sistema, y no exclusivamente como complemento de nueva generación renovable.

Argentina [6] muestra una tercera trayectoria, basada en la contratación competitiva de almacenamiento para atender requerimientos del sistema. Los procesos AlmaGBA y posteriormente AlmaSADI han introducido BESS como una alternativa explícita para atender necesidades de potencia, reservas operativas y confiabilidad. En conjunto, las adjudicaciones realizadas alcanzan más de 1.400 MW, una magnitud considerable frente a la capacidad previamente existente y que, una vez materializada, modificaría sustancialmente la presencia del almacenamiento en el sistema argentino. En este caso, lo relevante no es solamente el volumen previsto, sino el reconocimiento del almacenamiento como un recurso capaz de responder a necesidades específicas del sistema eléctrico mediante mecanismos competitivos.

En los sistemas insulares del Caribe, las motivaciones pueden ser nuevamente diferentes. **Jamaica** [7], por ejemplo, ha avanzado en un proceso para incorporar 110 MW / 220 MWh de BESS asociados a 220 MW de nueva generación renovable. La combinación de generación renovable y almacenamiento responde a condiciones propias de un sistema insular, donde aumentar la participación de fuentes variables puede requerir simultáneamente mayor flexibilidad operativa y donde reducir la dependencia de combustibles importados constituye además un objetivo económico y de seguridad energética.

Estos casos permiten observar una característica importante de la expansión regional: el almacenamiento no está llegando a todos los sistemas por la misma

razón ni mediante el mismo modelo. En México comienza a formar parte de una estrategia de expansión de gran escala; en Honduras aparece como una solución vinculada a necesidades de red y confiabilidad; en Argentina se incorpora mediante mecanismos competitivos orientados a requerimientos específicos del sistema; y en Jamaica se desarrolla juntamente con nueva generación renovable bajo las condiciones particulares de un sistema insular.

Esta diversidad resulta particularmente relevante para América Latina y el Caribe. La expansión de BESS no debería interpretarse únicamente como la difusión de una tecnología cuyo costo está disminuyendo, sino también como la respuesta de sistemas eléctricos con características diferentes a necesidades igualmente diferentes. Por ello, más que preguntarse únicamente cuánto almacenamiento está incorporando cada país, resulta necesario comprender qué problema del sistema se busca resolver, qué servicio se requiere y qué características debe tener el recurso capaz de proporcionarlo.

Figura 2 Casos destacados de desarrollo reciente de almacenamiento en América Latina y El Caribe

Casos destacados de desarrollo reciente del almacenamiento en América Latina y el Caribe

El almacenamiento con baterías (BESS) comienza a ganar escala en la región, impulsado por la alta penetración de renovables, nuevas necesidades de flexibilidad y marcos regulatorios en evolución.



2.5. Los marcos regulatorios comienzan a adaptarse al almacenamiento

La evolución regional no se observa únicamente en la capacidad instalada o en los nuevos proyectos. También comienza a reflejarse en los marcos regulatorios y en los mecanismos mediante los cuales los sistemas eléctricos incorporan almacenamiento.

Este proceso resulta necesario porque buena parte de la regulación eléctrica existente fue diseñada para un sistema en el que generación, redes y consumo desempeñaban funciones claramente diferenciadas. El almacenamiento

cuestiona parcialmente esa separación: una batería consume electricidad cuando carga, la entrega posteriormente al sistema y puede, además, proporcionar múltiples servicios durante su operación.

Los países están respondiendo a este desafío de diferentes maneras. En algunos casos, el primer paso consiste en reconocer regulatoriamente el almacenamiento y establecer las condiciones para su conexión y operación. En otros, la prioridad se encuentra en definir cómo puede participar en los mercados y qué servicios puede proporcionar. También comienzan a aparecer mecanismos competitivos específicamente orientados a incorporar capacidad de almacenamiento.

Brasil ofrece un ejemplo reciente de esta evolución. Durante 2026 el país avanzó en el desarrollo de reglas específicas para sistemas de almacenamiento [8] y, paralelamente, en la preparación de sus primeros procesos competitivos destinados específicamente a contratar este tipo de recursos. En julio de 2026, la Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) abrió a consulta pública los pliegos de dos subastas de almacenamiento previstas para diciembre del mismo año [4]. Los mecanismos contemplan sistemas BESS autónomos de al menos 30 MW y cuatro horas de duración, preparados para despacho centralizado, mediante contratos de 15 años con inicio de suministro en 2028.

Este caso resulta interesante porque muestra cómo la adaptación regulatoria puede avanzar más allá del reconocimiento de la tecnología: el almacenamiento comienza a incorporarse dentro de mecanismos de contratación diseñados para obtener un servicio específico del sistema, en este caso disponibilidad de potencia.

Colombia muestra otro tipo de avance. En junio de 2026, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) expidió la Resolución 101 113, mediante la cual definió las reglas para la incorporación de sistemas de almacenamiento de energía eléctrica con baterías (SAEB) en el Sistema Interconectado Nacional [9]. La regulación aborda aspectos relacionados con su instalación, conexión, operación y tratamiento comercial, ampliando el marco bajo el cual estos recursos pueden integrarse al sistema eléctrico colombiano.



Estos ejemplos muestran que la adaptación regulatoria no consiste únicamente en incorporar una nueva definición dentro de las normas existentes. A medida

que el almacenamiento adquiere mayor relevancia, los marcos regulatorios deben comenzar a resolver cómo se planifica, conecta y opera un recurso capaz de cargar y descargar energía, cómo participa en los diferentes segmentos del sistema y bajo qué mecanismos puede recibir ingresos por los servicios que proporciona.

No existe, sin embargo, un único modelo regulatorio que pueda aplicarse a toda América Latina y el Caribe. Las diferencias entre mercados mayoristas, sistemas con fuerte contratación de largo plazo, estructuras verticalmente integradas y pequeños sistemas insulares hacen que las soluciones deban responder a las características y necesidades de cada sistema.

Esta diversidad será particularmente importante cuando la incorporación de almacenamiento alcance mayores niveles. Reconocer regulatoriamente una batería es solamente el primer paso; el desafío más complejo consiste en identificar, valorar y remunerar adecuadamente los servicios y la flexibilidad que proporciona al sistema.

2.6. Una región que comienza a prepararse para una nueva etapa

La evidencia disponible permite afirmar que América Latina y el Caribe está experimentando una expansión nada homogénea del almacenamiento. Tampoco sería correcto pretender extrapolar la velocidad de desarrollo observada en Chile al conjunto de la región.

Lo que sí comienza a observarse es un cambio cualitativo. Por una parte, al menos un sistema de la región está alcanzando niveles de incorporación de BESS que permiten comenzar a observar sus efectos sobre la operación y los mercados. Por otra, varios países están desarrollando proyectos de mayor escala, mecanismos de contratación y marcos regulatorios que podrían acelerar su incorporación durante los próximos años.

Esto cambia progresivamente la naturaleza de la discusión:

Durante una primera etapa, las preguntas estaban centradas principalmente en la viabilidad tecnológica del almacenamiento, la reducción de sus costos y los servicios que potencialmente podía proporcionar. A medida que la tecnología comienza a ganar escala, aparecen preguntas diferentes:

¿Qué ocurre con la operación del sistema cuando el almacenamiento deja de ser marginal? ¿Cómo modifica los perfiles de demanda neta y de precios? ¿Qué sucede con las oportunidades de arbitraje cuando muchas baterías responden simultáneamente a las mismas señales? ¿Y cómo cambia el valor del propio almacenamiento a medida que aumenta su penetración?

Estas preguntas ya comienzan a tener respuestas en sistemas eléctricos donde los BESS alcanzaron una escala considerable.

Para América Latina y el Caribe, analizar esas experiencias ofrece la oportunidad de anticipar algunos de los desafíos que acompañarán la siguiente etapa del desarrollo del almacenamiento.

3. Cuando el almacenamiento comienza a transformar la operación del sistema

El efecto del almacenamiento sobre un sistema eléctrico cambia cuando alcanza escala. Mientras su participación es reducida, su operación responde principalmente a las condiciones que encuentra: excedentes renovables, diferencias horarias de precios, congestiones o necesidades de servicios complementarios. A medida que aumenta su penetración, esa relación comienza a ser bidireccional: el almacenamiento no solo responde a las condiciones del sistema, sino que empieza a modificarlas.

Este cambio resulta particularmente visible en sistemas con una elevada participación de generación solar. La carga de baterías introduce nueva demanda durante las horas de abundancia renovable, mientras que su descarga desplaza energía hacia períodos posteriores. Cuando estos movimientos alcanzan magnitudes significativas, dejan de constituir ajustes marginales y comienzan a modificar de manera sistemática la demanda neta, el despacho y la utilización de otros recursos.

La consecuencia es relevante:

El almacenamiento deja de ser únicamente un recurso que opera dentro del sistema y comienza a convertirse en un factor que modifica su operación.

3.1. De responder al sistema a modificar la demanda neta

La conocida *duck curve* permitió visualizar uno de los efectos de una elevada penetración solar sobre la operación de los sistemas eléctricos: un valle creciente de demanda neta durante las horas solares, seguido de una pronunciada rampa cuando disminuye la generación fotovoltaica. La incorporación masiva de almacenamiento introduce ahora una segunda transformación de esa curva.

Las baterías actúan sobre sus dos extremos. Cuando cargan durante las horas de mayor disponibilidad solar, incorporan demanda adicional y reducen la profundidad del valle de demanda neta. Cuando posteriormente descargan durante las horas de mayor demanda o menor disponibilidad renovable, aportan energía y reducen el requerimiento que debe ser atendido por otros recursos.

California permite observar este fenómeno con particular claridad. Los datos del *Department of Market Monitoring* de CAISO muestran un crecimiento extraordinariamente rápido de la descarga vespertina de las baterías. El máximo promedio pasó de aproximadamente 2.700 MW en 2023 [10] a 5.700 MW en 2024, y durante 2025 alcanzó aproximadamente 9.100 MW alrededor de las horas de mayor demanda neta [11]. Paralelamente, las baterías incrementaron

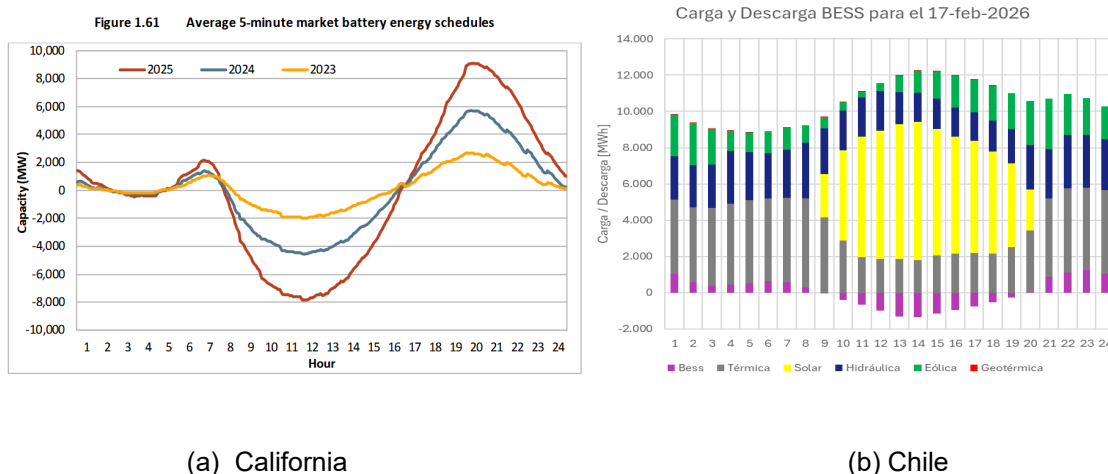
su carga durante las horas centrales del día, coincidiendo con los períodos de elevada producción solar [11].



La relevancia de esta evolución no radica solamente en el crecimiento de la capacidad instalada. Lo fundamental es que el almacenamiento está trasladando cantidades cada vez mayores de energía entre períodos del día y, al hacerlo de manera recurrente, modifica el perfil horario que debe atender el resto del sistema.

Chile está entrando rápidamente en una dinámica comparable. La creciente operación de los sistemas de almacenamiento muestra un patrón caracterizado por retiros de energía principalmente durante el período solar e inyecciones posteriores, especialmente después de la puesta del sol. La rápida expansión de BESS permite así trasladar una parte creciente de la energía disponible durante el día hacia períodos de mayor demanda neta.

Figura 3 Evolución del perfil horario de carga y descarga de BESS en California y Chile



Fuente: elaboración propia a partir de CAISO, Department of Market Monitoring, *2025 Annual Report on Market Issues and Performance* (2026), y Coordinador Eléctrico Nacional, *El rol de los BESS en el desarrollo del sistema eléctrico chileno* (2026).

Este cambio permite establecer una primera diferencia entre distintas etapas de penetración. En una fase inicial, el almacenamiento puede considerarse principalmente un recurso que responde a las condiciones del sistema. Cuando

alcanza una escala significativa, comienza también a modificar esas condiciones.

3.2. De energía excedentaria a energía desplazable

La posibilidad de trasladar energía en el tiempo modifica también la manera de gestionar períodos de abundancia renovable.

En ausencia de suficiente flexibilidad, una elevada producción solar puede coincidir con una demanda reducida, restricciones de transmisión u otras condiciones que limiten su aprovechamiento. El almacenamiento introduce una nueva demanda en esos períodos y permite trasladar parte de la energía hacia horas posteriores, cuando su utilización puede resultar más necesaria para el sistema.

Esto no significa que toda la energía utilizada para cargar una batería habría sido necesariamente vertida en su ausencia. Dependiendo de las condiciones del sistema, esa energía podría haber sido consumida, exportada o haber modificado el despacho de otros recursos. Por ello, el efecto más general del almacenamiento no debe interpretarse exclusivamente como reducción de vertimientos, sino como una mayor capacidad para desplazar temporalmente energía entre períodos con condiciones diferentes.

Chile resulta especialmente ilustrativo. La fuerte expansión fotovoltaica, la concentración geográfica de una parte importante de la generación renovable y las restricciones existentes en determinadas zonas de la red han generado períodos con abundante disponibilidad de energía y niveles significativos de reducción de generación renovable. En este contexto, la rápida incorporación de BESS multihora introduce una fuente adicional de flexibilidad.

La escala del proceso es ya considerable. De acuerdo con el Ministerio de Energía de Chile, al cierre de junio de 2026 existían 2.291 MW de almacenamiento en operación [2], a los que se sumaba una cartera considerable de sistemas en pruebas y construcción. Los proyectos que están ingresando al sistema presentan predominantemente configuraciones de varias horas de duración, adecuadas para realizar desplazamientos intradiarios relevantes de energía.

Esta característica resulta fundamental. Un sistema diseñado principalmente para proporcionar servicios de muy corta duración puede aportar una importante flexibilidad operativa, pero no necesariamente dispone de suficiente capacidad energética para modificar de manera significativa el balance entre las horas solares y los períodos posteriores.

Los sistemas capaces de almacenar energía durante varias horas amplían esta posibilidad de desplazamiento temporal: permiten trasladar parte de la energía disponible en períodos de alta producción renovable hacia horas posteriores, cuando puede resultar más necesaria o valiosa para el sistema.

3.3. El almacenamiento modifica también el despacho

El desplazamiento temporal de energía tiene consecuencias sobre la utilización de los demás recursos del sistema.

La descarga de las baterías durante determinados períodos reduce la generación que, en ausencia del almacenamiento, habría sido necesaria en esas horas. El efecto concreto depende, sin embargo, de la estructura de cada sistema, las restricciones de transmisión, la disponibilidad de generación, las condiciones hidrológicas, los precios de combustibles y las condiciones de intercambio con otros sistemas.

Por esta razón, no resulta correcto asumir de manera general que cada MWh descargado por una batería desplaza necesariamente un MWh de generación térmica. El recurso desplazado depende de las condiciones específicas de cada hora. Además, el análisis debe considerar que la energía descargada fue previamente almacenada, con las correspondientes pérdidas de conversión.

California proporciona una evidencia clara de esta transformación. Durante 2025 aumentaron simultáneamente la generación solar y la utilización del almacenamiento, mientras que la generación promedio con gas natural disminuyó respecto de 2024. Las baterías incrementaron su carga durante las horas solares y su descarga durante los períodos de mayor demanda neta [11].

El almacenamiento comienza así a modificar no solamente cuándo se utiliza la energía renovable, sino también qué otros recursos necesita utilizar el sistema en diferentes momentos del día.

Esta interacción resulta especialmente relevante en mercados eléctricos organizados alrededor del despacho marginal. Si cambia la cantidad de generación requerida de los diferentes recursos y cambia la tecnología que debe responder en determinadas horas, pueden cambiar también las condiciones bajo las cuales se forman los precios. Este efecto se analiza en el capítulo siguiente.

3.4. Un MW de almacenamiento no es simplemente un MW

La rápida expansión del almacenamiento ha llevado frecuentemente a expresar objetivos nacionales, capacidades instaladas o carteras de proyectos exclusivamente en términos de MW. Sin embargo, la potencia representa solamente una dimensión de la capacidad del almacenamiento para aportar flexibilidad.

Dos sistemas de igual potencia pueden producir efectos sustancialmente diferentes si poseen distinta capacidad energética. Un BESS de 100 MW/100 MWh puede entregar su potencia nominal durante aproximadamente una hora, mientras que uno de 100 MW/400 MWh podría hacerlo durante aproximadamente cuatro horas. Ambos contabilizan 100 MW de potencia, pero su capacidad para desplazar energía entre distintos períodos es muy diferente.

La experiencia chilena resulta ilustrativa. Los sistemas actualmente en pruebas y construcción presentan predominantemente configuraciones multihora, con duraciones medias del orden de cuatro a cinco horas. Esto revela una orientación importante hacia el desplazamiento intradiario de energía y no solamente hacia servicios de respuesta de corta duración.

Pero la duración tampoco determina por sí sola el valor sistémico del activo. La localización es igualmente relevante. Un sistema situado en una zona con abundante generación solar y restricciones de transmisión puede producir efectos distintos del mismo sistema instalado en otro punto de la red.

También importa su disponibilidad en los momentos en que el sistema requiere el servicio. La potencia nominal de una batería no implica necesariamente que esa capacidad esté disponible durante un período crítico: dependerá, entre otros factores, de su estado de carga y de la forma en que haya sido operada previamente.

Finalmente, la estrategia de operación condiciona el servicio efectivamente prestado. Dos sistemas físicamente idénticos pueden producir resultados diferentes dependiendo de los mercados en los que participan, las señales económicas que reciben y las restricciones bajo las cuales son despachados.

Por tanto, una evaluación adecuada del almacenamiento debe ir más allá de los MW instalados y considerar conjuntamente: potencia + energía/duración + localización + disponibilidad + estrategia de operación.

Esta distinción será particularmente relevante al analizar las necesidades de flexibilidad y la planificación del sistema.

3.5. Más almacenamiento no significa necesariamente menos vertimientos

Uno de los beneficios habitualmente atribuidos al almacenamiento es la reducción de vertimientos de generación renovable. El mecanismo que sustenta esta afirmación es claro: cuando existe energía renovable disponible que no puede ser aprovechada en un determinado momento, una batería puede utilizar parte de esa energía para cargarse y entregarla posteriormente.

Sin embargo, de este mecanismo no se desprende necesariamente que los vertimientos agregados deban disminuir a medida que aumenta la capacidad de almacenamiento. La evidencia reciente de Chile y California permite observar esta diferencia.

En Chile, durante 2025 coexistieron un fuerte crecimiento de la operación de BESS y niveles todavía elevados de reducción de generación renovable. La evidencia presentada por el Coordinador Eléctrico Nacional muestra que, pese al creciente aporte del almacenamiento para aprovechar excedentes renovables, persisten niveles importantes de *curtailment*. El propio Coordinador identifica a los BESS como una herramienta para mitigar estas reducciones y, al mismo tiempo, como un complemento al desarrollo del sistema de transmisión. Esto significa que el almacenamiento puede contribuir a absorber excedentes sin resolver necesariamente todas las condiciones que originan los vertimientos [12].

California presenta un resultado comparable. A pesar de la rápida expansión de las baterías y del fuerte incremento de su utilización, los recortes de generación eólica y solar aumentaron durante 2025 respecto del año anterior [11].



No existe contradicción entre ambos fenómenos. El almacenamiento puede estar aprovechando cantidades crecientes de energía que, en su ausencia, podrían haber sido reducidas y, simultáneamente, los vertimientos agregados pueden aumentar si la incorporación de generación renovable avanza todavía más rápidamente, si existen restricciones de transmisión o si los excedentes se producen en lugares o períodos en los que la capacidad disponible de almacenamiento no puede absorberlos.

La conclusión es, por tanto, más precisa:

El almacenamiento aumenta la capacidad del sistema para gestionar y aprovechar excedentes renovables, pero no sustituye la necesidad de resolver otras restricciones estructurales que limitan su integración.

Esta conclusión resulta especialmente relevante para América Latina y el Caribe. El almacenamiento no debería ser considerado aisladamente como una solución a los vertimientos; debe ser evaluado juntamente con la expansión de transmisión, la localización de nueva generación, las interconexiones, la respuesta de demanda y otras fuentes de flexibilidad.

3.6. Del cambio operativo al cambio económico

La experiencia de Chile y California muestra que el almacenamiento adquiere una dimensión diferente cuando alcanza escala sistémica. Su operación recurrente modifica el perfil de demanda neta, desplaza energía entre períodos y altera el despacho requerido de otros recursos. Al mismo tiempo, la persistencia de vertimientos aun en sistemas con creciente capacidad de almacenamiento demuestra que BESS constituye una fuente de flexibilidad, pero no sustituye otras necesidades estructurales del sistema.

Esta transformación operativa tiene una consecuencia económica inmediata. Si el almacenamiento modifica cuándo se demanda energía, cuándo se inyecta y qué recursos deben responder en cada período, también comienza a modificar las condiciones bajo las cuales se forman los precios.

4. Cuando el almacenamiento comienza a transformar los precios

En un sistema eléctrico con baja penetración de almacenamiento, las baterías responden principalmente a señales de precios que se originan en el resto del mercado. Cuando existe abundancia de energía y los precios son bajos, encuentran un incentivo para cargar; cuando la energía es más escasa y los precios aumentan, encuentran un incentivo para descargar. Esta diferencia temporal constituye la base del arbitraje de energía.

Sin embargo, esta relación comienza a cambiar cuando el almacenamiento alcanza una escala significativa. Si miles de MW de baterías cargan y descargan siguiendo patrones similares, dejan de ser participantes demasiado pequeños para influir sobre el mercado. Su operación introduce cantidades relevantes de demanda en determinadas horas y de oferta en otras.

El almacenamiento pasa entonces de responder a los precios a participar en su formación.

Este cambio constituye una de las consecuencias económicas más relevantes de la expansión reciente de BESS. La evidencia del National Electricity Market (NEM) australiano² permite observarlo con particular claridad: durante el primer trimestre de 2026, la carga y descarga de baterías participaron conjuntamente en la fijación del precio en aproximadamente 32% de los intervalos, convirtiéndose en la tecnología que con mayor frecuencia desempeñó ese papel. Un año antes su participación era considerablemente menor [13].

La importancia de este fenómeno trasciende el mercado australiano. Muestra qué puede ocurrir cuando el almacenamiento deja de ser marginal: las baterías comienzan a modificar las mismas señales económicas que inicialmente incentivaron su operación.

4.1. De responder a los precios a participar en su formación

Para comprender este cambio conviene recordar, de manera simplificada, cómo se forma el precio en un mercado eléctrico competitivo basado en despacho marginal.

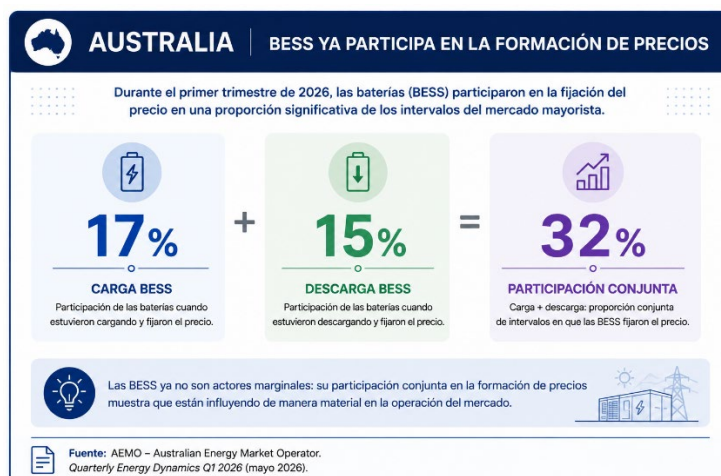
En cada intervalo, diferentes recursos ofrecen energía al mercado. A medida que aumenta la cantidad necesaria para atender la demanda, se incorporan sucesivamente ofertas hasta alcanzar el equilibrio entre oferta y demanda. El recurso marginal, es decir, aquel cuya oferta resulta necesaria para completar ese equilibrio, participa en la determinación del precio de ese intervalo.

² **National Electricity Market (NEM)**: mercado eléctrico mayorista interconectado de Australia que integra los sistemas eléctricos de Queensland, Nueva Gales del Sur, Victoria, Australia Meridional y Tasmania. Su operación y administración están a cargo del Australian Energy Market Operator (AEMO).

Una batería tiene una característica particular, puede encontrarse a ambos lados del mercado: cuando carga, actúa como demanda; cuando descarga, actúa como oferta.

Mientras la capacidad de almacenamiento es pequeña, sus operaciones de carga y descarga tienen una incidencia limitada sobre el balance entre oferta y demanda del sistema y, por tanto, sobre la formación del precio. Pero cuando alcanzan varios GW, pueden modificar qué recurso queda en el margen y, por tanto, influir sobre el precio resultante.

Australia ofrece una evidencia particularmente clara. En el primer trimestre de 2026, la descarga de baterías fijó precios en aproximadamente 15% de los intervalos del NEM, mientras la carga lo hizo en aproximadamente 17%. En conjunto, alcanzaron el 32%. En Nueva Gales del Sur (NSW), la carga BESS participó en la fijación de precios en alrededor del 23% de los intervalos y la descarga en aproximadamente el 18% [13].



El cambio es aún más visible al analizar las horas del día. Entre las 10:00 y las 16:00, la frecuencia con que la carga de baterías fijó el precio del NEM pasó de 13% en Q1 2025 a 39% en Q1 2026. Durante el período vespertino de 16:00 a 21:00, la descarga de baterías pasó a fijar el precio en aproximadamente 36% de los intervalos, 23 puntos porcentuales más que un año antes. Simultáneamente disminuyó la frecuencia con la que el gas, carbón e hidroeléctricas determinaban el precio [13].

Este resultado permite visualizar la transición:

Las baterías primero aprovechan las diferencias de precios creadas por el sistema. Cuando alcanzan suficiente escala, comienzan a modificar esas mismas diferencias.

Para entender cómo ocurre, es útil analizar separadamente los dos extremos del perfil horario de precios.

4.2. El extremo inferior: abundancia renovable y precios negativos

Los precios muy bajos, cero o negativos no son necesariamente una anomalía del mercado. Pueden aparecer cuando existe una gran cantidad de energía disponible y una demanda insuficiente para absorberla, especialmente durante períodos de elevada producción renovable.

En sistemas con alta penetración solar, estas condiciones tienden a concentrarse durante las horas centrales del día. Si la oferta disponible supera ampliamente las necesidades del sistema y determinados generadores tienen incentivos o restricciones que los llevan a continuar produciendo, el precio puede llegar a cero o incluso adquirir valores negativos.

Para una batería, estas condiciones representan una oportunidad: puede consumir energía cuando su valor en el mercado es muy bajo y almacenarla para utilizarla posteriormente.

Pero cuando la cantidad de almacenamiento crece, aparece un segundo efecto.

La carga de BESS introduce demanda precisamente durante las horas de mayor abundancia energética. En términos simples, las baterías comienzan a competir por una energía que anteriormente encontraba menos compradores. Esto puede elevar el extremo inferior del perfil de precios y reducir la frecuencia de determinados episodios de precios negativos.

Nueva Gales del Sur (Australia) ofrece evidencia consistente con este mecanismo. En Q1 2026, los precios negativos durante las horas diurnas, entre 09:00 y 17:00, ocurrieron en aproximadamente 16% de los intervalos, una reducción de 14 puntos porcentuales respecto de Q1 2025. Durante ese mismo período aumentó significativamente el papel de la carga de baterías en la formación de precios [13].



Sin embargo, esta relación no debe interpretarse mecánicamente.

Australia muestra diferencias importantes entre regiones. La frecuencia de precios negativos depende también de la expansión renovable, la demanda, las restricciones de transmisión, las interconexiones y las condiciones operativas.

Por ello, más almacenamiento no implica necesariamente la desaparición de los precios negativos.

La conclusión es:

El almacenamiento introduce una fuente flexible de demanda que puede absorber energía en períodos de abundancia y, cuando alcanza suficiente escala, puede modificar la frecuencia y características de los precios muy bajos o negativos.

El efecto sobre el otro extremo del perfil horario funciona en sentido contrario.

4.3. El extremo superior: descarga y el impacto en los precios en las horas de mayor demanda neta

Cuando disminuye la producción solar y aumenta la demanda neta, el sistema necesita incrementar rápidamente la oferta disponible. En ausencia de suficiente generación de menor costo, pueden entrar en operación recursos más costosos, como determinadas unidades de generación térmica o hidroeléctrica utilizada estratégicamente durante períodos de alto valor.

La descarga de baterías incorpora nueva oferta precisamente durante esas horas.

El almacenamiento puede reducir la exposición del sistema a recursos marginales de mayor costo. Dicho de manera sencilla: si una batería aporta energía durante la punta vespertina, puede reducir la cantidad de generación que debe provenir de tecnologías más costosas.

Este efecto es claramente observable en Australia. Durante Q1 2026, las baterías trasladaron más de tres veces la cantidad de energía desde el período diurno hacia el vespertino respecto del año anterior y entregaron, en promedio, alrededor de 1.115 MW durante el pico de la tarde-noche. El Australian Energy Market Operator (AEMO)³ señala que esta mayor participación redujo la dependencia de generación a gas e hidro durante esos períodos y contribuyó a moderar los precios [13].

El cambio en la formación marginal es particularmente ilustrativo. Entre 16:00 y 21:00, mientras la descarga BESS aumentó fuertemente su participación como recurso marginal, la frecuencia de fijación de precios por hidro disminuyó 13 puntos porcentuales y la correspondiente a gas y carbón negro disminuyó 7 puntos porcentuales en cada caso [13].

Esto no significa que una batería reduzca siempre el precio cuando descarga. El resultado depende de las ofertas presentadas, las condiciones de demanda, la transmisión y los demás recursos disponibles.

Pero sí demuestra algo más estructural:

³ **Australian Energy Market Operator (AEMO):** operador del mercado y del sistema eléctrico australiano en los mercados que administra, incluido el National Electricity Market (NEM). Entre sus funciones se encuentran la operación del sistema, la coordinación del mercado mayorista y la publicación de información y análisis sobre el funcionamiento del sector eléctrico.

A escala suficiente, los BESS pueden cambiar qué tecnología resulta marginal durante las horas críticas y, por esa vía, modificar la formación del precio.

4.4. El resultado conjunto: cambia el perfil horario de precios

Los dos mecanismos anteriores actúan en sentidos opuestos sobre los extremos del perfil diario.

Durante las horas de abundancia renovable:

BESS carga → aumenta la demanda → puede ejercer presión al alza sobre los precios más bajos.

Durante las horas de mayor demanda neta:

BESS descarga → aumenta la oferta → puede ejercer presión a la baja sobre los precios más altos.

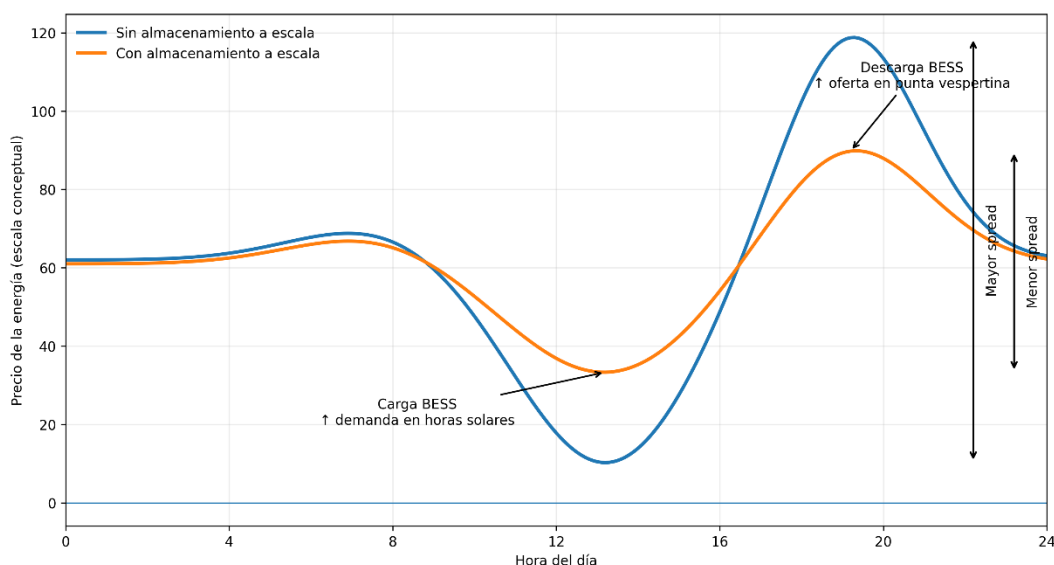
El efecto combinado puede producir una compresión del perfil intradiario de precios.

En términos técnicos:

El aumento de BESS modifica la distribución intradiaria de precios y puede reducir los spreads utilizados para arbitraje.

En términos más simples, las baterías compran energía cuando es abundante y barata y la venden cuando es más escasa y cara. Pero cuando muchas baterías hacen simultáneamente lo mismo, tienden a elevar los precios de las horas más baratas y a moderar los de las horas más caras. La diferencia entre ambos extremos comienza entonces a reducirse.

Figura 4 Efecto conceptual del almacenamiento sobre el perfil horario de precios



Fuente: elaboración propia

Esta transformación resulta particularmente visible en Australia. AEMO ha observado simultáneamente una mayor participación de la carga BESS en la formación de precios durante las horas centrales del día y una creciente participación de la descarga durante la punta vespertina. En Q1 2026, los *battery price spreads* se redujeron en la mayoría de las regiones del NEM; AEMO atribuye esta evolución a una combinación de menor volatilidad, mayores precios durante las horas centrales del día y menores precios punta.

Figura 5 El almacenamiento contribuye a modificar el perfil horario de precios en Australia Occidental

Figure 115 Flattening of the daily price profile

Average energy price by time of day – Q1 2025 vs Q1 2026

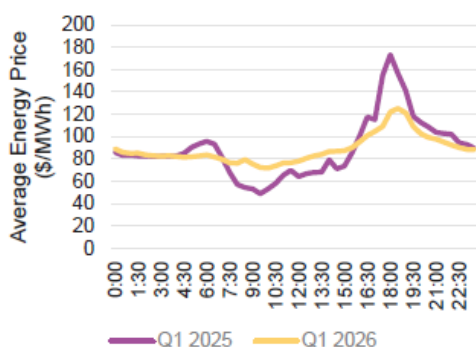
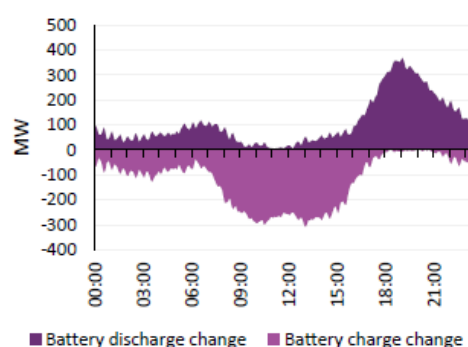


Figure 116 Batteries are a driver of a flatter price profile

Average change in battery charge and discharge – Q1 2025 vs Q1 2026



Fuente: Elaboración/adaptación con base en AEMO, *Quarterly Energy Dynamics Q1 2026*, Figuras 115 y 116 [13]

Panel A. Evolución del perfil horario de precios, Q1 2025–Q1 2026.

Panel B. Cambio en el perfil horario de carga y descarga de baterías, Q1 2025–Q1 2026.

Este es, precisamente, el fenómeno que hace especialmente relevante analizar el almacenamiento más allá de su capacidad instalada. Una batería individual puede aprovechar la volatilidad; una flota de baterías suficientemente grande puede comenzar a modificarla.

4.5. Cambiar el perfil de precios no significa necesariamente reducir todos los precios

La evidencia anterior podría conducir a una conclusión aparentemente intuitiva: si las baterías moderan los precios durante las horas más caras, entonces necesariamente reducen el precio promedio de la electricidad.

La relación es más compleja.

El almacenamiento puede ejercer simultáneamente presión al alza sobre algunos precios y presión a la baja sobre otros. Cuando carga durante horas de abundancia, introduce demanda adicional y puede elevar precios que, en su ausencia, habrían sido más bajos. Cuando descarga durante períodos de escasez, introduce oferta y puede moderar precios que habrían sido más altos.

Por ello, su efecto más característico no necesariamente consiste en desplazar toda la curva de precios hacia abajo, sino en modificar su distribución temporal.

Esta distinción permite separar cuatro conceptos que con frecuencia se confunden:

- *perfil horario de precios*, que muestra cómo varía el precio durante el día;
- *precio mayorista promedio*, que resume los precios observados durante un período;
- *costo total del sistema*, que incorpora otros costos además de la energía mayorista; y
- *tarifa final al consumidor*, que incluye adicionalmente redes, comercialización, impuestos, cargos y otros componentes definidos por cada mercado.

Una modificación del primero no se traslada automática ni proporcionalmente a los demás.

El caso australiano muestra que una reducción de los precios en determinadas horas no significa necesariamente una reducción equivalente del precio promedio de la electricidad. En Q1 2026, el precio mayorista promedio del NEM disminuyó 12% interanual, hasta AUD 73/MWh, mientras aumentaba fuertemente la participación de las baterías. AEMO señala que las baterías contribuyeron a menores precios al reducir la dependencia de gas e hidro durante la punta vespertina. Pero el resultado agregado respondió también a cambios en generación renovable, demanda, disponibilidad de recursos y otras condiciones del mercado [13].

Por tanto, sería incorrecto concluir que la reducción del precio promedio fue causada exclusivamente por el almacenamiento.

La afirmación que sí está respaldada por la evidencia es más interesante:

Cuando el almacenamiento alcanza escala, puede modificar la forma del perfil horario de precios, reduciendo determinados extremos y cambiando qué recursos participan en su formación.

4.6. De modificar los precios a modificar su propio valor

La experiencia australiana permite observar una etapa que pocos sistemas eléctricos habían alcanzado hasta hace algunos años. Las baterías ya no son únicamente receptoras de las señales producidas por el mercado: su operación se ha convertido en uno de los factores que contribuyen a generarlas.

Durante las horas de abundancia, la carga introduce nueva demanda. Durante las horas de mayor demanda neta, la descarga introduce nueva oferta. El resultado puede ser una reducción de los extremos y una compresión de las diferencias temporales de precios.

Pero esta transformación conduce a una aparente paradoja.

El arbitraje obtiene su valor precisamente de la diferencia entre precios bajos y altos. Si el crecimiento del almacenamiento contribuye a reducir esa diferencia, también puede reducir la oportunidad económica que inicialmente incentivó su entrada.

5. Cuando el almacenamiento transforma su propio valor

El almacenamiento crea valor, entre otras formas, aprovechando diferencias temporales en las condiciones del sistema. Una batería puede cargar cuando existe abundancia de energía y los precios son bajos, y descargar posteriormente cuando la energía es más escasa y los precios son mayores. Esta operación permite trasladar energía entre períodos y, al mismo tiempo, capturar parte de la diferencia de valor entre ellos.

Sin embargo, el Capítulo 4 mostró que esta relación cambia cuando el almacenamiento alcanza una escala significativa. La carga de las baterías puede ejercer presión al alza sobre los precios de las horas de abundancia, mientras que su descarga puede moderar los precios de las horas de mayor demanda neta. Como resultado, las diferencias de precios que inicialmente hicieron atractivo el arbitraje pueden comenzar a reducirse.

El almacenamiento puede, por tanto, modificar las propias condiciones económicas que determinan parte de su valor.

Esta relación introduce un desafío importante para evaluar nuevas inversiones. Los ingresos observados durante las primeras etapas de penetración no necesariamente pueden proyectarse hacia el futuro suponiendo que las condiciones del mercado permanecerán constantes. A medida que ingresa nueva capacidad, cambian la operación del sistema, los precios y las oportunidades disponibles para las siguientes inversiones.

La experiencia reciente de Australia y California permite observar este proceso desde dos perspectivas complementarias: la progresiva compresión de las oportunidades de arbitraje en el mercado de energía y la evolución de otros mercados, como los servicios complementarios.

5.1. De desplazar energía a desplazar valor

La función física de una batería es relativamente sencilla: almacenar energía en un momento y entregarla posteriormente. Su valor económico, sin embargo, depende de cuándo realiza cada una de estas operaciones.

Consideremos un ejemplo simplificado. Si una batería puede cargar cuando el precio es 20 USD/MWh y descargar cuando alcanza 100 USD/MWh, existe una diferencia bruta de 80 USD/MWh entre ambos períodos. Esta diferencia o *spread*, crea una oportunidad de arbitraje.

En la práctica, el cálculo es más complejo. Deben considerarse las pérdidas de energía durante el ciclo de carga y descarga, los costos de operación, la degradación de la batería y las condiciones específicas del mercado. Pero el

principio permanece: *cuanto mayor sea la diferencia entre el valor de la energía al cargar y al descargar, mayor será, en términos generales, la oportunidad económica del arbitraje.*

El almacenamiento no crea esa diferencia inicial. La encuentra en el sistema.

La elevada producción solar puede contribuir a reducir los precios durante las horas centrales del día, mientras que la disminución de esa generación y el aumento de la demanda neta pueden elevarlos algunas horas después. La batería aprovecha esa diferencia trasladando energía desde un período de menor valor hacia otro de mayor valor.

Por ello, el almacenamiento puede entenderse no solamente como un mecanismo para desplazar energía en el tiempo, sino también para desplazar valor entre períodos.

Esta distinción es importante porque permite entender el fenómeno que aparece cuando muchas baterías comienzan a realizar simultáneamente la misma operación.

5.2. Valor para el sistema e ingreso del activo no son necesariamente lo mismo

Antes de analizar ese fenómeno conviene distinguir dos conceptos que con frecuencia se utilizan indistintamente: el valor que el almacenamiento aporta al sistema y los ingresos que puede obtener su propietario.

Una batería puede generar diferentes beneficios. Puede trasladar energía hacia períodos de mayor necesidad, participar en servicios complementarios, reducir requerimientos de generación de punta, contribuir a gestionar congestiones o mejorar el aprovechamiento de generación renovable.

Estos beneficios representan distintas formas de valor sistémico.

Sin embargo, para que ese valor se convierta en ingreso para el propietario debe existir algún mecanismo que permita remunerarlo: precios de energía, mercados de servicios complementarios, pagos por capacidad o confiabilidad donde existan, contratos u otros mecanismos establecidos por la regulación y el diseño de cada mercado.

Por tanto:

Valor para el sistema $\neq$ ingreso capturado por el activo.

La diferencia no es únicamente conceptual. Tiene consecuencias para la inversión. Un proyecto puede proporcionar un servicio valioso para el sistema sin que exista una señal económica suficiente para remunerarlo. De manera inversa, una señal de mercado puede generar ingresos elevados durante un determinado período sin que esos ingresos permanezcan constantes a medida que aumenta la competencia para proporcionar el mismo servicio.

Esta distinción será particularmente importante en los capítulos siguientes, cuando analicemos planificación y diseño regulatorio.

5.3. La paradoja del arbitraje

El arbitraje presenta una característica particularmente interesante: cuando el almacenamiento alcanza suficiente escala, puede contribuir a reducir la oportunidad económica que está aprovechando.

El mecanismo es el mismo que analizamos en el Capítulo 4.

Cuando las baterías cargan en períodos de precios bajos, introducen nueva demanda y pueden ejercer presión al alza sobre esos precios. Cuando descargan en períodos de precios elevados, incorporan nueva oferta y pueden ejercer presión a la baja sobre ellos.

En términos técnicos:

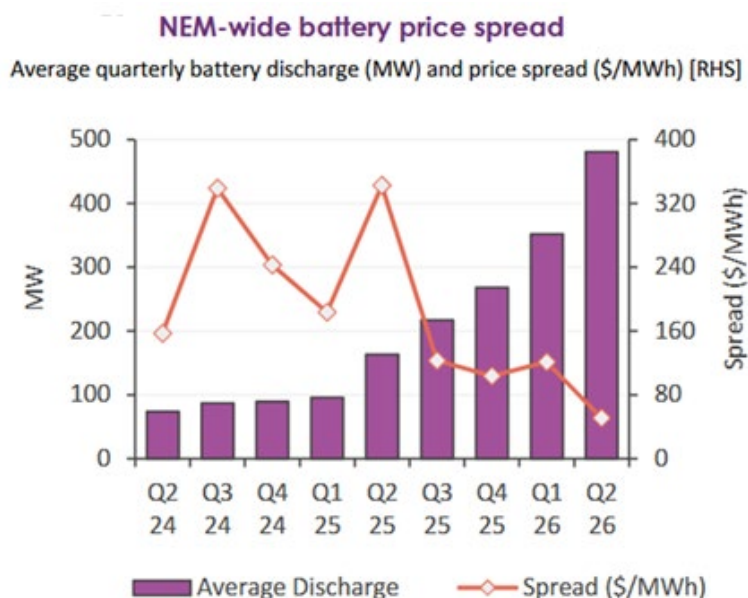
Una mayor penetración de BESS puede comprimir los spreads intradiarios y reducir el valor marginal del arbitraje.

En términos simples: muchas baterías intentan comprar en las mismas horas baratas y vender en las mismas horas caras. Al hacerlo, contribuyen a que las primeras sean menos baratas y las segundas menos caras.

Australia proporciona una evidencia especialmente clara de este fenómeno.

En Nueva Gales del Sur, el *battery price spread* estimado por AEMO pasó de aproximadamente AUD 422/MWh en Q2 2025 a AUD 41/MWh en Q2 2026, una reducción cercana al 90%. En el conjunto del NEM, el indicador disminuyó de aproximadamente AUD 342/MWh a AUD 51/MWh durante el mismo período [14].

Figura 6 Evolución de la descarga de baterías y del battery price spread en el NEM

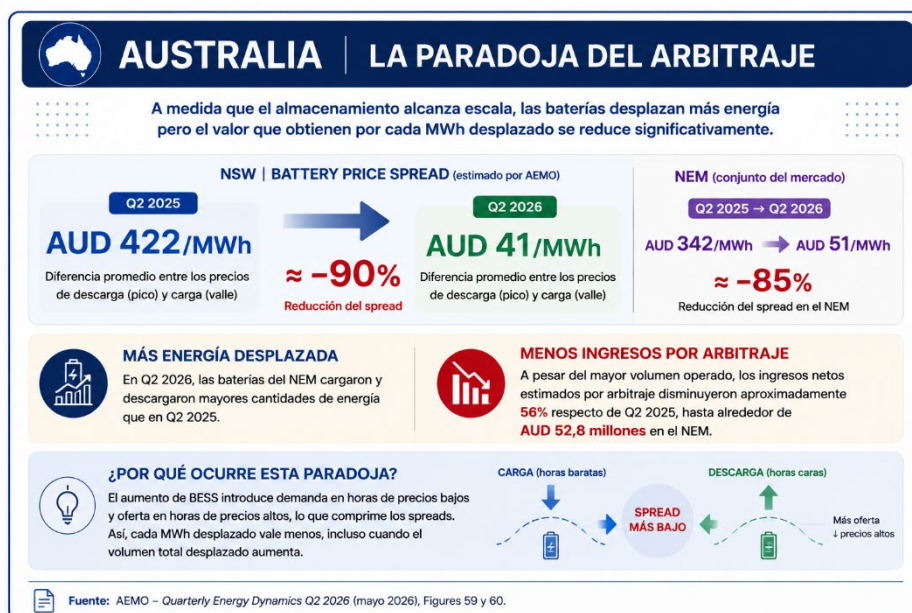


Fuente: Australian Energy Market Operator (AEMO), *Quarterly Energy Dynamics* Q2 2026, Figure 59.

La reducción no debe atribuirse exclusivamente al crecimiento de las baterías. La volatilidad de los precios depende de numerosos factores, entre ellos las condiciones de demanda, disponibilidad de generación, transmisión, producción

renovable y eventos extraordinarios. Sin embargo, AEMO identifica la creciente participación del almacenamiento como uno de los factores que está modificando los perfiles de precios y las oportunidades de arbitraje.

El resultado observado en Q2 2026 es particularmente ilustrativo. Aunque las baterías del NEM cargaron y descargaron mayores cantidades de energía, sus ingresos netos estimados por arbitraje disminuyeron aproximadamente 56% respecto de Q2 2025, hasta alrededor de AUD 52,8 millones.



A primera vista puede parecer contradictorio: las baterías operaron más, pero obtuvieron menos ingresos por arbitraje.

La explicación está precisamente en la evolución del mercado. El volumen de energía desplazada aumentó, pero el valor obtenido por cada MWh desplazado disminuyó fuertemente al comprimirse los spreads.

Esto permite distinguir dos efectos que pueden actuar simultáneamente:

- Efecto volumen: más capacidad, más ciclos y más energía desplazada pueden aumentar los ingresos totales.
- Efecto precio: menores diferencias entre los precios de carga y descarga reducen el valor obtenido por cada unidad de energía desplazada.

El resultado final dependerá de cuál de los dos efectos predomine.

Esta dinámica tiene una implicación directa para la evaluación económica de nuevos proyectos:

Los spreads históricos no deberían proyectarse hacia el futuro como si fueran independientes de la cantidad de almacenamiento que ingresa al mercado.

La primera batería y la batería que entra después de varios GW adicionales pueden enfrentar condiciones económicas muy diferentes.

5.4. La saturación no ocurre solamente en el mercado de energía

La evolución del arbitraje australiano muestra que una fuente de ingresos puede perder valor a medida que aumenta la capacidad que intenta aprovecharla. Pero este fenómeno no es exclusivo del mercado de energía.

California ofrece un ejemplo complementario a través de los servicios complementarios.

Las baterías poseen características técnicas especialmente adecuadas para algunos de estos servicios: pueden modificar rápidamente su nivel de carga o descarga y responder en períodos muy cortos. Esto hizo que servicios como la regulación de frecuencia representaran una fuente importante de ingresos durante las primeras etapas de desarrollo del almacenamiento.

Con el crecimiento de la capacidad instalada, sin embargo, comenzó a producirse un cambio.

El California Independent System Operator (CAISO)⁴ ha observado que la capacidad BESS creció mucho más rápidamente que los requerimientos de determinados servicios complementarios. Las baterías llegaron a proporcionar una parte muy significativa de servicios como regulación y reservas, pero el tamaño de esos mercados no aumentó al mismo ritmo que la cantidad de capacidad disponible para atenderlos [15].

El principio económico es sencillo:

Una necesidad limitada del sistema puede ser atendida por una cantidad limitada de capacidad, independientemente de cuántas baterías adicionales estén disponibles para ofrecer el servicio.

Una vez que existe suficiente competencia para satisfacer esa necesidad, nueva capacidad debe competir por una oportunidad que no necesariamente crece en la misma proporción.

Durante 2024, por ejemplo, las baterías ya proporcionaban alrededor del 84% de la regulación en el área CAISO. Al mismo tiempo, la proporción de su capacidad destinada a determinados servicios complementarios comenzó a disminuir, mientras aumentaba su participación en el mercado de energía.

El caso californiano permite extraer una conclusión que complementa la experiencia australiana:

No solamente puede saturarse el arbitraje; también pueden reducirse progresivamente las oportunidades económicas asociadas a otros servicios cuando la capacidad disponible para prestarlos crece más rápidamente que la necesidad del sistema.

⁴ California Independent System Operator (CAISO): operador independiente responsable de gestionar la operación de la mayor parte del sistema eléctrico de California y de administrar su mercado eléctrico mayorista, coordinando el despacho de generación, la operación de la red de transmisión y los mercados de energía y servicios complementarios.

Esto obliga a mirar con cuidado las fuentes de ingresos utilizadas para justificar nuevas inversiones.

5.5. De *revenue stacking* a una estructura dinámica de valor

La posibilidad de participar en diferentes mercados ha llevado a utilizar ampliamente el concepto de *revenue stacking*: combinar distintas fuentes de ingreso para sostener la rentabilidad de un sistema de almacenamiento.

Una misma batería puede obtener ingresos, dependiendo del diseño del mercado, mediante arbitraje de energía, servicios complementarios, capacidad, contratos u otros mecanismos.

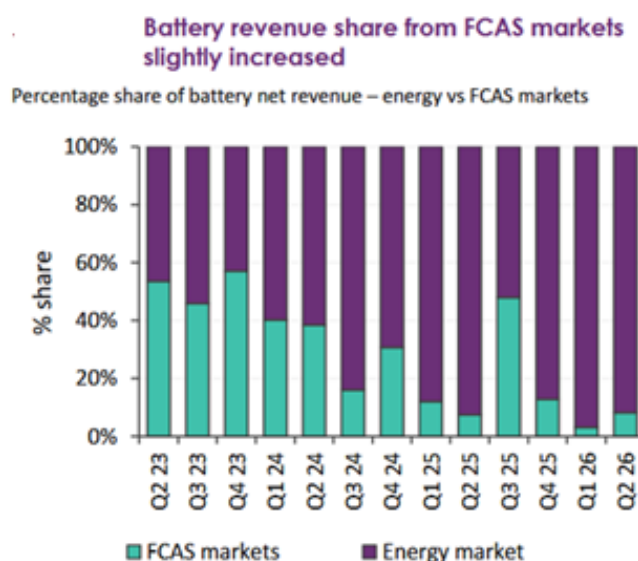
El concepto sigue siendo válido, pero la experiencia reciente muestra que debe interpretarse de manera dinámica.

Las distintas fuentes de ingreso no permanecen necesariamente constantes a medida que aumenta la penetración del almacenamiento.



La experiencia australiana permite observar cómo esta estructura de ingresos puede evolucionar a medida que aumenta la penetración del almacenamiento. Como muestra el caso del NEM, la importancia relativa del arbitraje energético y de los servicios complementarios ha cambiado significativamente con la expansión de BESS y con la evolución de las condiciones del mercado. [14].

Figura 7 Evolución de la composición de los ingresos de las baterías en el NEM: mercado de energía y FCAS



Fuente: Australian Energy Market Operator (AEMO), *Quarterly Energy Dynamics* Q2 2026, Figure 58: “Battery revenue from FCAS markets dropped”.

Aunque la participación relativa de FCAS aumentó ligeramente respecto de Q2 2025, esto no respondió a un crecimiento de esos ingresos. Por el contrario, los ingresos por FCAS disminuyeron 51% interanual, hasta AUD 4,8 millones, pero los ingresos netos por arbitraje energético se redujeron aún más, de 56%, hasta AUD 52,8 millones, como consecuencia de la fuerte compresión de los diferenciales intradiarios de precios [14].

El resultado ilustra que la composición de los ingresos puede cambiar no solo porque una fuente de valor aumente, sino también porque otras pierdan importancia más rápidamente.

La diversificación de las fuentes de ingreso puede complementarse, además, con una diversificación geográfica de los activos. Las oportunidades de arbitraje no necesariamente se presentan simultáneamente en distintos sistemas eléctricos, ya que responden a combinaciones diferentes de generación renovable, demanda, condiciones meteorológicas e interconexiones. Un análisis reciente de mercados europeos muestra, por ejemplo, una baja coincidencia temporal entre los días de mayores *spreads* en España y los observados en otros mercados, lo que puede contribuir a diversificar el riesgo de carteras de almacenamiento expuestas a diferentes sistemas⁵.

⁵ Fuente: AleaSoft Energy Forecasting, citado por *El Periódico de la Energía*, “La baja coincidencia entre mercados de los días de mayor *spread* favorece la diversificación de carteras de baterías”, 12 de agosto de 2026.
<https://elperiodicodelaenergia.com/la-baja-coincidencia-entre-mercados-de-los-dias-de-mayor-spread-favorece-la-diversificacion-de-carteras-de-baterias>

Esta dimensión adquiere particular relevancia para inversionistas que desarrollan carteras de almacenamiento en diferentes mercados: no solo importa el valor esperado de cada activo, sino también el grado de correlación entre sus oportunidades de ingreso.

Tampoco debe interpretarse que el arbitraje energético sustituirá de manera permanente a los servicios complementarios como principal fuente de ingresos. La importancia relativa de cada mercado puede cambiar con el tiempo y, como muestra la experiencia australiana, tanto los ingresos por arbitraje como los asociados a FCAS pueden reducirse a medida que evolucionan las condiciones del sistema y aumenta la participación de BESS.

En particular, el arbitraje energético puede experimentar una fuerte compresión de spreads cuando el almacenamiento alcanza suficiente escala y comienza a modificar los mismos diferenciales de precios que inicialmente hicieron atractivo ese servicio.

El modelo económico del almacenamiento es, por tanto, *evolutivo*.

Una fuente de valor puede ser particularmente atractiva durante las primeras etapas de desarrollo; la entrada de nueva capacidad aumenta la competencia; el valor marginal de ese servicio puede disminuir; y los activos comienzan a buscar otras oportunidades dentro del sistema.

Esto permite avanzar desde una interpretación estática del *revenue stacking* hacia un concepto más amplio:

La viabilidad económica del almacenamiento depende no solo de cuántas fuentes de ingreso puede combinar un activo, sino de cómo evoluciona el valor de esas fuentes a medida que cambia el sistema y aumenta la penetración del propio almacenamiento.

En consecuencia, la diversificación del riesgo puede producirse en dos dimensiones: mediante la combinación de distintas fuentes de ingreso dentro de un mismo activo (*revenue stacking*) y, para inversionistas con carteras de proyectos, mediante activos expuestos a mercados cuyos patrones de valor no necesariamente coinciden en el tiempo.

Estas consideraciones son especialmente relevantes para los países de América Latina y el Caribe que están comenzando a diseñar mecanismos para incorporar almacenamiento. Replicar los ingresos observados actualmente en mercados más maduros puede conducir a conclusiones equivocadas si no se considera que esos mismos mercados están evolucionando como consecuencia de la entrada masiva de baterías.

5.6. Del valor del activo a las necesidades del sistema

Australia y California muestran dos manifestaciones de un mismo fenómeno.

En Australia, el crecimiento del almacenamiento está contribuyendo a modificar los perfiles de precios y a reducir determinadas oportunidades de arbitraje [14]. En California, la expansión de BESS ha incrementado la competencia en

servicios complementarios que inicialmente representaron una fuente importante de valor [15].

En ambos casos, la conclusión es similar:

Las señales económicas que incentivan las primeras inversiones en almacenamiento no necesariamente permanecen inalteradas cuando la capacidad instalada aumenta significativamente.

Esto no significa que el almacenamiento pierda valor para el sistema. Por el contrario, parte de la reducción de determinadas oportunidades económicas puede ser precisamente el resultado de que las baterías estén cumpliendo eficazmente su función: reduciendo diferencias de precios, proporcionando servicios de respuesta rápida o aumentando la flexibilidad disponible.

Pero sí significa que valor sistémico, ingreso privado y señal de inversión deben analizarse como conceptos relacionados, pero diferentes.

Esta constatación cambia la pregunta que debe hacerse la planificación. En lugar de comenzar preguntando cuántos MW de baterías deberían incorporarse, resulta necesario identificar qué necesidades de flexibilidad tiene el sistema, durante cuánto tiempo, en qué lugar y qué recursos pueden atenderlas de manera eficiente.

6. Almacenamiento y flexibilidad: las decisiones que enfrenta América Latina y el Caribe

Los capítulos anteriores mostraron cómo, en mercados donde las baterías han alcanzado una participación significativa, el almacenamiento comienza a modificar no solo la operación del sistema, sino también los perfiles de precios y las propias fuentes de valor que sustentan su desarrollo. Las experiencias de Australia y California permiten observar fenómenos que probablemente adquirirán creciente relevancia a medida que otros sistemas eléctricos avancen en la incorporación de almacenamiento.

Para América Latina y el Caribe, sin embargo, la principal lección no consiste en reproducir las soluciones adoptadas en esos mercados, sino en utilizar su experiencia para formular mejor las decisiones que deberá enfrentar la región.

Los sistemas eléctricos de América Latina y el Caribe presentan características muy diversas. Algunos cuentan con una elevada participación hidroeléctrica y, por tanto, con recursos que ya proporcionan importantes capacidades de flexibilidad; otros experimentan un rápido crecimiento de la generación solar y eólica; algunos enfrentan restricciones de transmisión que limitan el aprovechamiento de sus recursos renovables; y numerosos sistemas insulares del Caribe operan con menor escala, limitada interconexión y una fuerte dependencia de combustibles importados. En consecuencia, una misma

solución de almacenamiento puede tener valores muy diferentes dependiendo del sistema en el que se incorpore.

Por ello, la planificación no debería comenzar preguntando cuántos MW de baterías necesita un país. La pregunta debe formularse de otra manera:

¿Qué necesidades de flexibilidad tendrá el sistema, dónde y cuándo se presentarán, durante cuánto tiempo deberán ser atendidas y qué combinación de recursos puede hacerlo de manera más eficiente?

Este cambio de perspectiva permite pasar de considerar el almacenamiento como un objetivo en sí mismo a entenderlo como una de las posibles respuestas a las necesidades de flexibilidad del sistema eléctrico.

6.1. El almacenamiento no es un objetivo en sí mismo

El rápido descenso de los costos de las baterías, su creciente despliegue internacional y su capacidad para proporcionar múltiples servicios han convertido al almacenamiento en uno de los componentes más visibles de la transición energética. Esto ha llevado a que diversos países establezcan metas de capacidad de almacenamiento o incorporen explícitamente esta tecnología en sus planes de expansión.

Estas metas pueden ser útiles para orientar políticas y proporcionar señales al mercado. Sin embargo, la capacidad instalada de almacenamiento no debería convertirse por sí sola en una medida del avance de la transición energética.

Desde la perspectiva del sistema eléctrico, una batería tiene valor en la medida en que contribuye a resolver una necesidad concreta: trasladar energía entre períodos, proporcionar reservas, responder rápidamente ante desequilibrios, reducir vertimientos renovables, aliviar determinadas congestiones de red o contribuir a atender períodos de elevada demanda neta, entre otros servicios.

Esto es particularmente relevante para América Latina y el Caribe porque las necesidades son diferentes entre países e incluso entre zonas de un mismo sistema.

En un sistema con abundante generación hidroeléctrica con embalse, por ejemplo, parte de la flexibilidad necesaria puede estar disponible en recursos existentes. En un sistema insular dependiente de generación térmica importada, una batería combinada con generación solar puede reducir consumo de combustible y mejorar la operación. En otro sistema, con grandes recursos renovables alejados de los centros de consumo, el principal problema puede encontrarse en la transmisión y no necesariamente en una insuficiencia general de almacenamiento.

Por ello:

El desafío no consiste en determinar cuánto almacenamiento puede instalarse, sino qué problemas del sistema puede resolver de manera eficiente.

Esta distinción parece sencilla, pero tiene consecuencias importantes para la planificación. Dos sistemas con la misma participación de generación solar

pueden requerir cantidades y características de almacenamiento completamente diferentes si uno dispone de generación hidroeléctrica flexible y fuertes interconexiones mientras el otro opera de manera aislada y con generación térmica poco flexible.

6.2. ¿Qué significa flexibilidad en un sistema eléctrico?

En términos técnicos, la flexibilidad es la capacidad del sistema eléctrico para responder a variaciones esperadas o inesperadas de la oferta y la demanda, manteniendo en todo momento el equilibrio necesario para operar de manera segura y confiable.

En términos más intuitivos, un sistema flexible es aquel que puede adaptarse cuando cambian las condiciones.

Esta capacidad siempre ha sido necesaria. La demanda eléctrica nunca ha sido constante y los sistemas han debido ajustar continuamente la generación para acompañar sus variaciones. La expansión de la generación eólica y solar introduce una dimensión adicional: una proporción creciente de la oferta depende de recursos cuya producción varía con las condiciones meteorológicas y no puede ser despachada de la misma forma que una central convencional.

La necesidad de flexibilidad, además, no ocurre en una única escala temporal:

- En segundos o minutos, el sistema necesita recursos capaces de responder rápidamente a desviaciones de frecuencia o cambios inesperados.
- En períodos de minutos a horas, puede ser necesario acompañar rampas de demanda o generación renovable, proporcionar reservas y gestionar variaciones dentro del día.
- En períodos de varias horas, el desafío puede consistir en trasladar grandes cantidades de energía desde momentos de abundancia hacia períodos de mayor demanda neta.
- Y en algunos sistemas pueden existir necesidades de mayor duración, asociadas, por ejemplo, a períodos prolongados de baja producción renovable, condiciones hidrológicas adversas o contingencias.

No todas estas necesidades son iguales y, por tanto, no requieren necesariamente la misma solución tecnológica.

Esta distinción es especialmente importante al analizar BESS. Las baterías de ion-litio presentan una combinación particularmente atractiva de velocidad de respuesta, modularidad y capacidad para desplazar energía durante determinadas horas. Pero una tecnología muy eficiente para proporcionar respuesta rápida o trasladar energía desde el mediodía hacia la noche no necesariamente constituye la solución de menor costo para cubrir déficits que se extienden durante días.

La planificación debe, por tanto, identificar primero la naturaleza y duración de la necesidad de flexibilidad y solo después determinar qué recurso puede atenderla.

Figura 8 Soluciones tecnológicas según las necesidades de flexibilidad



6.3. No todas las necesidades de flexibilidad requieren almacenamiento

El almacenamiento es una fuente de flexibilidad, pero no es la única. Un sistema eléctrico puede obtener flexibilidad mediante generación hidroeléctrica regulable, centrales térmicas capaces de variar rápidamente su producción, respuesta de la demanda, interconexiones con otros sistemas, gestión de vehículos eléctricos, expansión de redes, almacenamiento hidráulico por bombeo y diferentes tecnologías de almacenamiento, entre otras alternativas.

En muchos casos estas opciones no son sustitutos perfectos. Pueden actuar de manera complementaria y proporcionar servicios diferentes.

Esta consideración adquiere especial relevancia en América Latina y el Caribe debido a la importante participación de la hidroelectricidad en varios sistemas eléctricos de la región. Un embalse hidroeléctrico constituye, en determinadas condiciones, una fuente extraordinariamente valiosa de flexibilidad, porque permite modificar el momento en que se utiliza el agua almacenada para generar electricidad.

Esto no significa que un sistema predominantemente hidroeléctrico no necesite baterías. Las características técnicas son diferentes. Una batería puede responder extremadamente rápido, proporcionar determinados servicios de red y operar de manera localizada; un embalse puede almacenar grandes cantidades de energía durante períodos mucho más largos. Ambos recursos pueden ser complementarios.

Algo similar ocurre con la transmisión. Si una región presenta excedentes renovables mientras otra necesita energía, una expansión de transmisión puede permitir aprovechar esa complementariedad. Instalar almacenamiento en el punto de generación puede ser otra alternativa. La decisión eficiente dependerá de los costos, las restricciones de red, los perfiles horarios de producción y demanda y los demás servicios que cada inversión pueda proporcionar.

Figura 9 No toda flexibilidad es equivalente



La respuesta de la demanda introduce una tercera posibilidad. Determinados consumos pueden desplazarse hacia horas de mayor disponibilidad renovable, reduciendo la necesidad de almacenar electricidad para utilizarla posteriormente.

En términos físicos, existen entonces dos formas de aproximarse a una diferencia temporal entre producción y consumo: trasladar la energía hacia el momento en que se necesita, o trasladar parte del consumo hacia el momento en que la energía está disponible.

Esta última alternativa puede adquirir creciente importancia con la electrificación del transporte, los sistemas de climatización, algunos procesos industriales y otras cargas que pueden incorporar cierto grado de gestión temporal.

La conclusión no es que una alternativa sea superior a otra. Es precisamente lo contrario:

La flexibilidad es una necesidad del sistema; el almacenamiento es una de las tecnologías que pueden proporcionarla.
La planificación debería permitir que diferentes recursos compitan o se complementen para atender esa necesidad de la manera más eficiente posible.

6.4. Potencia, energía y duración: dimensiones clave del almacenamiento

Una de las dificultades al hablar de almacenamiento es que con frecuencia se expresa su tamaño únicamente en MW. Sin embargo, la potencia de una batería no indica por sí sola cuánto tiempo puede proporcionar esa potencia.

La potencia, expresada en MW, indica la velocidad máxima a la que el sistema puede cargar o descargar energía. La capacidad energética, expresada en MWh, indica cuánta energía puede almacenar.

La relación entre ambas permite obtener una medida sencilla de la duración.

Una batería de 100 MW / 100 MWh podría, de manera simplificada, entregar su potencia nominal durante aproximadamente una hora.

Una batería de 100 MW / 400 MWh podría hacerlo durante aproximadamente cuatro horas.

Ambas tienen 100 MW de potencia, pero su capacidad para atender necesidades del sistema es muy diferente.

Este concepto adquiere especial importancia cuando aumenta la penetración renovable. En las primeras etapas, una batería de corta duración puede proporcionar gran valor mediante regulación de frecuencia, reservas o respuesta ante variaciones rápidas. A medida que aumenta la generación solar, puede adquirir mayor importancia la capacidad para trasladar energía durante varias horas, desde el período de elevada producción solar hacia la punta vespertina.

Y si el desafío se extiende durante períodos todavía mayores, las características económicas y tecnológicas vuelven a cambiar.

Por esta razón, una meta expresada exclusivamente como “X MW de almacenamiento” proporciona información incompleta. Para comprender qué puede aportar realmente esa capacidad es necesario conocer también los MWh asociados y, por tanto, su duración.

Pero incluso MW y MWh pueden resultar insuficientes.

También importan la velocidad de respuesta, la eficiencia del ciclo, el número esperado de ciclos⁶, la degradación, la disponibilidad y las condiciones bajo las cuales el recurso deberá operar. La necesidad del sistema debe definir las características del recurso y no al contrario.

⁶ **Ciclo de una batería:** proceso de carga y posterior descarga de la energía almacenada. En la práctica, los ciclos pueden ser completos o parciales, dependiendo de la proporción de la capacidad de la batería que se utilice en cada operación. La frecuencia y profundidad de estos ciclos influyen en la degradación y vida útil del sistema.

6.5. La localización también crea valor

El valor del almacenamiento no depende únicamente de su potencia y duración. También depende de dónde se encuentre conectado.

Esta dimensión resulta especialmente importante en sistemas donde el desarrollo de generación renovable avanza más rápidamente que la expansión de la transmisión.

Chile constituye un ejemplo particularmente relevante para América Latina. La fuerte expansión solar en el norte del país ha coincidido con restricciones de transmisión y períodos de elevados vertimientos renovables. En estas condiciones, instalar almacenamiento cerca de las zonas con excedentes puede permitir capturar parte de una energía que de otra manera no podría ser utilizada en ese momento y desplazarla hacia horas de mayor valor.

Pero este ejemplo también muestra por qué almacenamiento y transmisión no deberían analizarse aisladamente.

Una batería puede trasladar energía en el tiempo. Una línea de transmisión puede trasladarla en el espacio.

Cuando existe una restricción de red, ambas inversiones pueden resolver dimensiones diferentes del problema. En determinados casos pueden sustituirse parcialmente; en otros serán claramente complementarias.

Esta distinción tiene consecuencias económicas. Dos baterías técnicamente idénticas, con la misma potencia y capacidad energética, pueden aportar valores muy diferentes al sistema dependiendo del nodo en el que se encuentren, de las restricciones existentes y del comportamiento de la generación y la demanda local.

La localización adquiere aún otra dimensión en sistemas insulares del Caribe. Allí una batería puede contribuir no solo a integrar generación renovable, sino también a reducir la operación de unidades térmicas de elevado costo, proporcionar reservas, responder rápidamente a contingencias y disminuir la dependencia de combustibles importados.

El valor del almacenamiento es, por tanto, temporal, tecnológico y espacial.

Esta característica plantea un desafío para los mecanismos de inversión. Una señal económica uniforme para todo el sistema puede no reflejar adecuadamente que determinados recursos tienen un valor mucho mayor cuando se localizan en puntos específicos de la red.

6.6. De metas de capacidad a necesidades de servicios

Las metas nacionales de almacenamiento pueden desempeñar un papel útil. Permiten dar visibilidad a una tecnología emergente, movilizar inversión y señalar que la planificación reconoce la creciente necesidad de flexibilidad.

Pero, a medida que los sistemas eléctricos evolucionan, las metas de capacidad deberían complementarse con una identificación cada vez más precisa de los servicios que necesita el sistema.

En lugar de limitar el análisis a una pregunta como: ¿Cuántos MW de almacenamiento necesitamos?

La planificación debería responder progresivamente a un conjunto más completo de preguntas:

¿Qué servicio necesitamos? ¿Dónde? ¿En qué momento? ¿Con qué velocidad de respuesta? ¿Durante cuánto tiempo? ¿Con qué frecuencia? ¿Y qué recursos pueden proporcionarlo al menor costo para el sistema?

Este enfoque puede conducir a respuestas diferentes entre los países de América Latina y el Caribe.

Un sistema con alta penetración solar puede requerir principalmente capacidad para desplazar energía varias horas. Otro puede necesitar respuesta rápida y reservas. Un sistema hidroeléctrico puede disponer ya de importantes recursos de flexibilidad, pero enfrentar restricciones locales de red. Un sistema insular puede valorar especialmente la capacidad de reducir consumo de combustibles importados y proporcionar simultáneamente servicios de estabilidad.

Por ello, no existe una cantidad de almacenamiento óptima que pueda definirse a partir de la participación renovable por sí sola.

La necesidad depende de la combinación de generación existente, la forma de la demanda, las características de las redes, las interconexiones, los recursos flexibles disponibles, las condiciones hidrológicas, la evolución esperada de la electrificación y los niveles de confiabilidad que cada sistema pretende mantener.

Esto tiene una implicación particularmente importante para la región. A medida que aumente la penetración de energías renovables variables, los estudios de expansión deberán representar con mayor detalle las necesidades operativas del sistema. Un modelo que determine únicamente cuánta energía debe producirse durante un año puede resultar insuficiente para identificar necesidades que aparecen durante horas específicas, en determinadas zonas de la red o ante rampas rápidas de generación y demanda.

Planificar flexibilidad requiere conectar cada vez más las decisiones de expansión con la forma en que el sistema deberá operar.

Este cambio no elimina la necesidad de establecer políticas para promover el almacenamiento. Por el contrario, permite diseñarlas mejor. Una vez identificadas las necesidades del sistema, puede determinarse qué barreras impiden que las inversiones respondan a ellas y qué señales económicas o regulatorias son necesarias para que los recursos capaces de proporcionar esos servicios puedan desarrollarse.

*La secuencia adecuada sería, por tanto:
necesidad del sistema → servicio requerido → características técnicas → alternativas disponibles → señal económica → inversión
No al revés.*

6.7. De la necesidad del sistema a la señal de inversión

El análisis desarrollado en este capítulo conduce a una conclusión relevante para América Latina y el Caribe. Incorporar almacenamiento no debería constituir un objetivo aislado de la planificación energética. El objetivo es disponer de suficiente flexibilidad para operar sistemas cada vez más renovables, electrificados y complejos, manteniendo condiciones adecuadas de seguridad, eficiencia y confiabilidad.

Las baterías tendrán un papel creciente en esa transformación, pero su contribución dependerá de las características de cada sistema y de las necesidades específicas que estén llamadas a resolver.

Esto plantea una nueva pregunta. Incluso cuando la planificación identifica correctamente dónde, cuándo y qué tipo de flexibilidad necesita el sistema, ¿existen señales económicas que permitan que una inversión capaz de proporcionar esa flexibilidad recupere adecuadamente su valor?

Los capítulos anteriores mostraron que valor sistémico e ingreso privado no necesariamente coinciden. También mostraron que las fuentes de ingreso pueden evolucionar y saturarse a medida que aumenta la penetración del almacenamiento.

El siguiente desafío es, por tanto, traducir las necesidades del sistema en señales que orienten decisiones eficientes de inversión y operación.

7. Implicaciones para la planificación, regulación y diseño de los mercados eléctricos en América Latina y el Caribe

El capítulo anterior planteó que la incorporación de almacenamiento debería partir de las necesidades de flexibilidad del sistema y no de metas tecnológicas consideradas de manera aislada. Identificar esas necesidades, sin embargo, constituye solo una parte del desafío. Una vez determinado qué servicio requiere el sistema, dónde debe prestarse y durante cuánto tiempo, es necesario crear las condiciones para que las inversiones capaces de proporcionarlo efectivamente se materialicen.

Aquí aparece una distinción fundamental que ya fue introducida anteriormente: el valor que un recurso aporta al sistema no necesariamente coincide con los ingresos que puede capturar su propietario.

Una batería puede reducir vertimientos de generación renovable, proporcionar reservas, aliviar determinadas restricciones de red, desplazar energía hacia períodos de mayor demanda o evitar la utilización de recursos más costosos. Todos estos beneficios pueden representar valor para el sistema. Pero si el diseño regulatorio y de mercado no permite remunerarlos adecuadamente, ese

valor no necesariamente se transforma en una señal suficiente para justificar la inversión.

El problema puede plantearse de manera sencilla:

Identificar que el sistema necesita flexibilidad no garantiza que exista una señal económica capaz de movilizar la inversión necesaria para proporcionarla.

Esta cuestión resulta particularmente relevante para América Latina y el Caribe. La región combina sistemas con estructuras institucionales y diseños de mercado muy diferentes: mercados mayoristas organizados, sistemas con contratación de largo plazo, empresas verticalmente integradas y pequeños sistemas insulares, entre otras configuraciones. En consecuencia, las señales necesarias para desarrollar almacenamiento tampoco tienen por qué ser iguales en todos los países.

7.1. El problema de la señal de inversión

Las decisiones de operación y las decisiones de inversión responden a horizontes temporales diferentes.

En la operación diaria, los precios pueden indicar que existe abundancia de energía en determinadas horas y escasez en otras. Una batería puede responder a esas señales cargando cuando los precios son bajos y descargando cuando son elevados.

Pero decidir construir una batería es una decisión diferente.

El inversionista debe comprometer capital hoy esperando recuperar esa inversión durante varios años. Para ello necesita evaluar no solamente los ingresos que el activo podría obtener actualmente, sino también su evolución futura, los riesgos asociados y la estabilidad de las reglas bajo las cuales operará.

Una señal adecuada para la operación no necesariamente constituye una señal suficiente para la inversión.

Esta diferencia adquiere particular importancia en el almacenamiento porque, como mostró el Capítulo 5, algunas de sus fuentes de ingreso pueden modificarse precisamente como consecuencia de la entrada de nueva capacidad. Los *spreads* utilizados para arbitraje pueden comprimirse y determinados mercados de servicios complementarios pueden saturarse.

Existe, por tanto, una tensión importante: el sistema puede necesitar más flexibilidad en el futuro, mientras que los ingresos actuales del mercado pueden no proporcionar por sí solos suficiente certidumbre para financiar los activos que deberán proporcionarla.

Esta situación no implica necesariamente una falla del mercado ni conduce automáticamente a la necesidad de subsidios. Sí indica que la suficiencia de las señales de inversión debe evaluarse explícitamente, considerando las características del sistema, su diseño de mercado y los servicios que se espera que proporcione el almacenamiento.

7.2. ¿De dónde provienen los ingresos del almacenamiento?

Como se analizó en el Capítulo 5, el almacenamiento puede obtener ingresos de distintas fuentes, entre ellas el arbitraje de energía, los servicios complementarios, los mecanismos de capacidad, suficiencia o confiabilidad, los contratos de largo plazo y, cuando el marco regulatorio lo permite, determinados servicios asociados a la red.

La posibilidad de combinar varias de estas fuentes explica la importancia del *revenue stacking* para la viabilidad económica de los proyectos. Sin embargo, desde la perspectiva de la inversión, no basta con identificar cuántas fuentes de ingreso existen ni cuál es su valor en las condiciones actuales del mercado.

La experiencia analizada muestra que esos ingresos pueden evolucionar durante la vida útil del activo. Los spreads que sustentan el arbitraje pueden comprimirse a medida que aumenta la capacidad de almacenamiento, mientras que determinados mercados de servicios complementarios pueden experimentar una creciente competencia. Al mismo tiempo, otras fuentes de valor pueden adquirir mayor relevancia conforme cambian las necesidades del sistema.

Por ello, la evaluación económica de un proyecto de almacenamiento debe considerar no solamente los ingresos que puede obtener en el momento de la inversión, sino también su previsibilidad, la posibilidad de combinarlos y su evolución esperada durante la vida útil del activo.

Esta última consideración conduce a una cuestión adicional:

La existencia de fuentes de ingreso no garantiza, por sí sola, que un proyecto sea financiable. La estabilidad de esos ingresos y los riesgos asociados a su obtención serán determinantes para transformar el valor económico del almacenamiento en una inversión viable.



7.3. Bancabilidad y costo de capital: más allá del diseño del mercado

La existencia de diferentes fuentes de ingreso no significa necesariamente que una inversión sea fácilmente financiable. Para quien aporta capital o financiamiento importa no solamente cuánto puede ganar un proyecto, sino también el nivel de riesgo asociado a esos ingresos y al entorno en el que deberá recuperar su inversión.

Aquí resulta útil introducir el concepto de bancabilidad: la capacidad de un proyecto para acceder a financiamiento en condiciones que permitan su desarrollo, considerando la previsibilidad de sus ingresos, la asignación de riesgos, la solidez contractual, la calidad de las contrapartes y el entorno institucional y económico en el que se realiza la inversión.



Esta dimensión es particularmente importante para América Latina y el Caribe. El costo de financiar un proyecto energético no depende exclusivamente de sus características técnicas o de las reglas específicas del mercado eléctrico. Una parte importante del costo de capital está determinada por factores que trascienden al sector energético, como el riesgo país, la estabilidad macroeconómica, la calidad institucional, la seguridad jurídica, la estabilidad de las reglas, la independencia y funcionamiento de las instituciones y, en términos más generales, la percepción de riesgo asociada a invertir en cada país.

Como resultado, dos proyectos técnicamente similares, con costos de equipos comparables y capaces de proporcionar los mismos servicios al sistema, pueden enfrentar costos de financiamiento muy diferentes dependiendo del país en el que se desarrollen.

Esta diferencia es especialmente relevante para tecnologías intensivas en capital, como las energías renovables y el almacenamiento. Una vez realizada la inversión inicial, sus costos variables de operación son relativamente reducidos. Por ello, el costo del capital puede convertirse en uno de los principales determinantes del costo final del servicio que proporcionan.

Esto introduce una consideración importante para la política energética regional. La reducción internacional del precio de las baterías no necesariamente se traduce en la misma reducción del costo del almacenamiento en todos los países. Parte de esa ventaja tecnológica puede ser compensada o incluso ampliamente superada, por un mayor costo de financiamiento.

Algunos de estos riesgos pueden reducirse desde el propio sector energético. Un marco regulatorio estable, contratos claros, contrapartes solventes, procedimientos transparentes, mecanismos adecuados de asignación de riesgos y reglas previsibles pueden mejorar la bancabilidad de los proyectos y reducir el costo de financiamiento.

Pero otros factores se encuentran fuera del alcance de la política energética.

La regulación sectorial puede reducir determinados riesgos de un proyecto, pero no puede eliminar el riesgo asociado al entorno económico e institucional del país en el que se realiza la inversión.

Esta distinción es importante porque evita atribuir al diseño del mercado eléctrico una capacidad que no tiene. Incluso un mecanismo de remuneración técnicamente bien diseñado puede enfrentar costos de capital elevados si los inversionistas perciben riesgos significativos relacionados con la estabilidad macroeconómica, la institucionalidad o la seguridad jurídica.

En estos casos, pueden adquirir particular importancia instrumentos capaces de reducir o reasignar determinados riesgos, como garantías, financiamiento concesional, participación de bancos multilaterales de desarrollo, estructuras de financiamiento combinado (*blended finance*)⁷ u otros mecanismos de mitigación de riesgo. Su función no debería ser ocultar proyectos económicamente ineficientes, sino contribuir a reducir aquellas primas de riesgo que dificultan que inversiones eficientes para el sistema puedan financiarse en condiciones razonables.

Por ello, al analizar las señales necesarias para desarrollar almacenamiento en América Latina y el Caribe, es necesario considerar dos dimensiones simultáneamente:

la señal económica que determina los ingresos que puede obtener el proyecto, y el costo de capital al cual esos ingresos pueden convertirse en una inversión financiable.

Un proyecto puede disponer de la primera y fracasar por la segunda.

⁷ **Blended finance (financiamiento combinado):** mecanismo que combina recursos públicos, concesionales o de organismos de desarrollo con capital privado, utilizando instrumentos como garantías, financiamiento subordinado u otras formas de mitigación de riesgo para mejorar las condiciones financieras de los proyectos y facilitar la movilización de inversión privada.

En consecuencia:

La bancabilidad del almacenamiento no depende únicamente de crear nuevas fuentes de ingreso, sino también de reducir, asignar y gestionar adecuadamente los riesgos que determinan su costo de capital.

7.4. Señales de corto plazo y decisiones de largo plazo

Los mercados eléctricos deben resolver simultáneamente dos problemas diferentes.

- El primero es operativo: decidir qué recursos deben producir, consumir, cargar o descargar en cada momento para mantener el equilibrio del sistema de manera eficiente.
- El segundo es de inversión: conseguir que exista suficiente capacidad y flexibilidad en el futuro para que ese sistema pueda continuar funcionando de manera segura y eficiente.

Los precios de corto plazo son fundamentales para resolver el primer problema. Cuando reflejan adecuadamente las condiciones del sistema, proporcionan señales para que las baterías carguen, descarguen o reserven capacidad para prestar determinados servicios.

Sin embargo, las inversiones se recuperan en horizontes mucho más largos que aquellos en los que se forman esos precios.

Esta diferencia temporal plantea una pregunta central para el diseño de mercado:

¿Cómo transformar señales económicas de corto plazo, necesariamente variables, en expectativas de ingresos suficientemente robustas para sustentar decisiones de inversión de largo plazo?

No existe una única respuesta.

En determinados mercados, una parte importante del riesgo puede permanecer en el inversionista, que desarrolla el proyecto confiando en ingresos futuros provenientes de energía y servicios complementarios. En otros, contratos de largo plazo, mecanismos de capacidad u otros instrumentos pueden proporcionar mayor estabilidad de ingresos.

La elección implica también una distribución de riesgos.

Cuanto mayor sea la protección proporcionada al inversionista frente a la volatilidad del mercado, mayor será normalmente la proporción del riesgo que deberá asumir otra contraparte: un comprador, consumidores, una empresa eléctrica o alguna entidad definida por el marco regulatorio.

Por ello, reducir el riesgo no significa eliminarlo; significa decidir quién está en mejores condiciones de asumirlo y gestionarlo.

Esta consideración resulta fundamental al diseñar mecanismos para almacenamiento. Proporcionar demasiada protección puede debilitar los incentivos para responder eficientemente a las señales del sistema. Proporcionar

muy poca protección, puede impedir que proyectos necesarios consigan financiamiento o elevar significativamente su costo de capital.

El objetivo es encontrar un equilibrio entre certidumbre para invertir y exposición suficiente a señales que incentiven una operación eficiente.

7.5. Contratos, mercados y mecanismos de remuneración

La experiencia internacional muestra diferentes formas de abordar este equilibrio. No todas responden al mismo problema ni son necesariamente transferibles entre sistemas.

Los mercados de energía y servicios complementarios permiten remunerar recursos cuando efectivamente proporcionan valor operativo. Su fortaleza es que pueden generar señales dinámicas y permitir que diferentes tecnologías compitan por proporcionar determinados servicios.

Los contratos de largo plazo pueden aportar previsibilidad y facilitar el financiamiento, especialmente cuando los ingresos puramente mercantiles presentan elevada incertidumbre.

Los mecanismos de capacidad o confiabilidad, cuando existen, pueden reconocer el aporte de determinados recursos a la suficiencia del sistema, siempre que sus reglas representen adecuadamente la capacidad efectiva del almacenamiento para responder durante condiciones críticas.

También pueden diseñarse mecanismos específicos para resolver necesidades localizadas, por ejemplo, cuando una restricción de red o una necesidad particular de flexibilidad ha sido identificada por la planificación.

La pregunta regulatoria no debería ser simplemente: ¿Qué incentivo necesita una batería?

Una formulación más adecuada sería:

¿Qué servicio necesita el sistema, cómo debe valorarse y qué mecanismo permite contratarlo o remunerarlo de manera eficiente?

Esta diferencia es importante porque mantiene una cierta neutralidad tecnológica⁸.

Si el sistema necesita respuesta rápida, capacidad durante cuatro horas o flexibilidad localizada en determinado punto de la red, el diseño debería procurar expresar esa necesidad mediante características verificables del servicio. Cuando sea posible, diferentes tecnologías deberían poder competir para proporcionarlo.

⁸ **Neutralidad tecnológica:** principio según el cual las reglas o mecanismos procuran definir el servicio o resultado requerido, permitiendo que diferentes tecnologías capaces de cumplir las condiciones establecidas compitan para proporcionarlo, salvo que existan razones técnicas que justifiquen un tratamiento específico.

Esto no significa ignorar las características particulares del almacenamiento. Existen barreras regulatorias específicas que pueden impedir su participación eficiente, por ejemplo, reglas diseñadas bajo la separación tradicional entre generación y demanda que deben ser corregidas.

Pero existe una diferencia entre eliminar barreras para que el almacenamiento pueda competir y diseñar necesariamente el mercado alrededor de una tecnología específica.

7.6. ¿Qué significa esto para América Latina y el Caribe?

La diversidad de América Latina y el Caribe hace poco recomendable buscar un único modelo regional de remuneración del almacenamiento.

En sistemas con mercados spot desarrollados y elevada penetración renovable, mejorar las señales temporales y espaciales de precios puede permitir que una parte importante del valor del almacenamiento sea reconocida directamente por el mercado.

En sistemas donde la contratación de largo plazo desempeña un papel central en la expansión, puede resultar necesario analizar cómo incorporar en esos contratos atributos de flexibilidad, disponibilidad o capacidad de desplazamiento temporal de energía.

En sistemas verticalmente integrados, la pregunta puede ser diferente: cómo comparar adecuadamente el almacenamiento con inversiones alternativas de generación, redes o gestión de demanda dentro de la planificación y reconocer todos los costos y beneficios durante su vida útil.

En pequeños sistemas insulares del Caribe, el almacenamiento puede competir directamente con generación térmica alimentada por combustibles importados y proporcionar simultáneamente múltiples servicios operativos. Allí, el análisis económico puede requerir valorar no solo el arbitraje, sino también ahorro de combustible, reservas, reducción de vertimientos renovables y posibles inversiones evitadas.

Estas diferencias refuerzan una conclusión central:

La región no necesita necesariamente un modelo único para promover almacenamiento; necesita marcos capaces de reconocer y remunerar las distintas formas de flexibilidad que requiere cada sistema.

Esto implica al menos tres condiciones.

- Primero, la planificación debe identificar las necesidades con suficiente anticipación. Una señal económica difícilmente inducirá una inversión si el sistema no ha identificado previamente qué servicio necesitará, dónde y cuándo.
- Segundo, las reglas deben permitir que los recursos capaces de proporcionar esos servicios participen y sean remunerados. El almacenamiento no debería quedar excluido simplemente porque determinadas normas fueron diseñadas

para un sistema en el que generación y consumo eran categorías completamente separadas.

- Tercero, las señales deben ser compatibles con horizontes de inversión. Cuando los ingresos de corto plazo no proporcionen suficiente previsibilidad para movilizar inversiones que el sistema ha identificado como eficientes, puede ser necesario evaluar mecanismos que reduzcan determinados riesgos sin eliminar los incentivos para una operación eficiente.

El objetivo final no debería ser maximizar la capacidad instalada de baterías. El objetivo debería ser que las decisiones de inversión respondan a las necesidades reales de flexibilidad del sistema y que los recursos capaces de proporcionarla reciban señales económicas coherentes con el valor que aportan.

7.7. De las señales de inversión a una agenda para la región

El barrido e identificación de las lecciones aprendidas de sistemas con una alta participación de BESS y el análisis sobre sus impactos actuales y futuros nos conduce a dos preguntas básicas de política energética: qué flexibilidad necesita cada sistema y qué señales permitirán que aparezcan las inversiones capaces de proporcionarla.

Para América Latina y el Caribe, esto sugiere que la siguiente etapa del desarrollo del almacenamiento no debería centrarse únicamente en establecer metas de capacidad o incorporar baterías a los planes de expansión. Requiere avanzar simultáneamente en planificación, regulación, diseño de mercado y mecanismos de contratación.

La secuencia planteada al final del capítulo anterior puede completarse ahora:

necesidad del sistema → servicio requerido → características técnicas → alternativas disponibles → valoración del servicio → señal económica → inversión y operación eficiente.

El almacenamiento ocupará un lugar creciente dentro de esta secuencia, pero su desarrollo sostenible dependerá menos de crear incentivos para una tecnología determinada y más de construir sistemas capaces de reconocer, valorar y remunerar la flexibilidad que necesitan.

8. Una agenda para América Latina y el Caribe

El análisis desarrollado a lo largo de esta Nota muestra que el almacenamiento está entrando en una nueva etapa. Su rápida expansión, particularmente mediante sistemas de baterías, no solo está aumentando la capacidad de los sistemas eléctricos para integrar generación renovable y responder a variaciones de oferta y demanda. En aquellos mercados donde ha alcanzado una escala significativa, comienza también a modificar la operación del sistema, los perfiles de precios y las propias condiciones económicas que determinan su valor.

Estas experiencias ofrecen lecciones importantes para América Latina y el Caribe, pero no constituyen modelos que deban ser reproducidos mecánicamente. La diversidad de los sistemas eléctricos de la región en recursos disponibles, participación hidroeléctrica, penetración renovable, características de las redes, grado de interconexión, estructura institucional y diseño de mercado, hace que las necesidades de almacenamiento y flexibilidad sean necesariamente diferentes.

Por ello, la siguiente etapa del desarrollo del almacenamiento en América Latina y el Caribe debería avanzar desde una discusión centrada principalmente en cuánta capacidad instalar hacia otra más amplia: qué flexibilidad necesita cada sistema, dónde y cuándo la necesita, qué recursos pueden proporcionarla y qué señales permitirán movilizar las inversiones necesarias.

A partir de esta perspectiva, pueden identificarse algunos elementos para una agenda regional.

8.1. Partir de las necesidades del sistema, no de la tecnología

La primera decisión es también la más importante: el almacenamiento no debería constituir un objetivo en sí mismo.

Las metas de capacidad pueden ser útiles para proporcionar visibilidad, orientar políticas y movilizar inversión. Sin embargo, no sustituyen el análisis de las necesidades que debe atender el sistema.

La planificación debería comenzar identificando los requerimientos de flexibilidad: respuesta rápida, reservas, desplazamiento de energía entre horas, capacidad durante períodos críticos, reducción de vertimientos, alivio de restricciones de red u otros servicios. A partir de estas necesidades, deberían definirse los atributos que debe proporcionar el recurso: potencia, energía disponible, duración, velocidad de respuesta, localización, disponibilidad u otras características relevantes.

Solo después debería evaluarse qué tecnologías o combinaciones de recursos pueden proporcionar esos atributos de manera eficiente. Este enfoque evita una pregunta excesivamente simplificada: ¿Cuántos MW de baterías necesita el sistema?

Y la sustituye por otra más completa: ¿Qué servicio necesita el sistema?, ¿dónde, cuándo y durante cuánto tiempo debe prestarse?, ¿qué atributos requiere y qué alternativas pueden proporcionarlo de manera más eficiente?

En algunos casos la respuesta será BESS. En otros puede ser generación hidroeléctrica flexible, respuesta de demanda, transmisión, interconexiones, almacenamiento hidráulico u otras tecnologías. Con frecuencia, la solución más eficiente será una combinación de recursos.

Esta perspectiva resulta especialmente relevante para América Latina y el Caribe, donde sistemas con niveles similares de penetración renovable pueden disponer de capacidades y necesidades de flexibilidad muy diferentes. La necesidad de almacenamiento no puede deducirse únicamente de cuánta generación eólica o solar posee un sistema; depende también de los demás recursos disponibles para acompañar su variabilidad.

Definir necesidades y atributos, en lugar de predeterminedar tecnologías, permite además que las soluciones evolucionen junto con el sistema y evita que las decisiones adoptadas hoy cierren innecesariamente opciones tecnológicas futuras.



8.2. Incorporar adecuadamente la flexibilidad en la planificación

Identificar correctamente estas necesidades requiere también evolucionar las herramientas de planificación.

A medida que aumenta la participación de generación eólica y solar, resulta cada vez menos suficiente conocer únicamente cuánta energía puede producir el sistema a lo largo de un año. Importa también determinar cuándo está disponible esa energía y si existen recursos capaces de trasladarla, complementarla o sustituirla cuando cambian las condiciones de operación.

Esto requiere representar con suficiente detalle los perfiles horarios y, cuando corresponda, subhorarios de generación (incluyendo con la suficiente porosidad la variabilidad de las renovables) y demanda, las rampas, las restricciones de

transmisión, los vertimientos, las necesidades de reserva y la complementariedad entre distintos recursos flexibles.

En el caso del almacenamiento, además, deben representarse adecuadamente características como potencia, capacidad energética, duración, eficiencia, degradación y restricciones de operación. Como vimos anteriormente, expresar una necesidad únicamente en MW puede resultar insuficiente: la cantidad de energía disponible y el tiempo durante el cual puede entregarse son igualmente importantes.

Esta necesidad adquiere características particulares en América Latina y el Caribe. La elevada participación hidroeléctrica de varios sistemas de la región puede proporcionar una fuente importante de flexibilidad y complementariedad con la generación eólica y solar. En otros casos, especialmente en sistemas insulares, el almacenamiento puede contribuir simultáneamente a integrar renovables, reducir consumo de combustibles importados y proporcionar servicios operativos.

Además, planificación de generación, almacenamiento y transmisión no debería realizarse de manera aislada. Como señalamos en el capítulo 6, el almacenamiento puede desplazar energía en el tiempo, mientras que la transmisión puede desplazarla en el espacio. En determinados casos serán alternativas parciales; en otros, inversiones claramente complementarias.

Por ello: Planificar almacenamiento exige planificar el sistema que deberá operarlo.

8.3. Reconocer y remunerar los servicios, no solamente los activos

Una vez identificadas las necesidades del sistema, el marco regulatorio y de mercado debe permitir que los recursos capaces de atenderlas puedan participar y recibir una remuneración coherente con los servicios que proporcionan.

Esto resulta particularmente relevante para el almacenamiento porque una batería puede actuar como demanda cuando carga y como oferta cuando descarga, además de proporcionar servicios complementarios, capacidad u otros servicios dependiendo del diseño de cada sistema. Las reglas concebidas para sistemas en los que generación y consumo eran categorías claramente separadas pueden generar barreras o tratamientos inadecuados cuando se aplican al almacenamiento.

La respuesta, sin embargo, no debería consistir necesariamente en crear mecanismos exclusivos para baterías. Cuando sea técnicamente posible, la regulación debería definir el servicio que necesita el sistema y permitir que diferentes recursos capaces de proporcionarlo compitan para hacerlo.

Esto supone eliminar barreras injustificadas para el almacenamiento y reconocer adecuadamente los servicios que proporciona, pero al mismo tiempo preservar un grado razonable de neutralidad tecnológica.

La distinción es importante: facilitar la participación del almacenamiento no significa predeterminar que el almacenamiento deba ser siempre la solución.

El desafío regulatorio consiste, por tanto, en establecer mecanismos que permitan valorar y remunerar los servicios que el sistema efectivamente necesita, evitando depender exclusivamente de una fuente de ingresos o de una aplicación específica del almacenamiento.

Este enfoque permite también preparar los sistemas para una evolución tecnológica difícil de anticipar. Si la regulación remunera atributos y servicios (respuesta, disponibilidad, duración, localización o capacidad de desplazamiento, por ejemplo) en lugar de tecnologías específicas, puede facilitar la competencia entre las soluciones disponibles hoy y aquellas que puedan desarrollarse en el futuro.

8.4. Reconocer que el valor depende de cuándo y dónde se presta el servicio

Los capítulos anteriores mostraron que el valor del almacenamiento tiene una dimensión temporal. Una misma cantidad de energía puede tener valores muy diferentes dependiendo del momento en que se encuentre disponible.

Pero el valor también tiene una dimensión espacial. Una batería ubicada en una zona con frecuentes excedentes renovables y restricciones de transmisión puede proporcionar un valor diferente al de un activo técnicamente idéntico conectado en otra parte del sistema. Del mismo modo, una necesidad de flexibilidad localizada no necesariamente puede resolverse mediante capacidad instalada en cualquier punto de la red.

Por ello, las señales económicas deberían reflejar, en la medida que lo permita el diseño de cada sistema, tanto el momento como la localización en que la flexibilidad aporta valor.

Esto no implica necesariamente adoptar un determinado modelo de precios o mercado. Los sistemas eléctricos de la región presentan estructuras demasiado diferentes para ello. Sí implica reconocer un principio general: señales excesivamente uniformes pueden ocultar diferencias importantes en el valor que proporciona un recurso según dónde y cuándo opera.

Esta consideración será cada vez más relevante a medida que el desarrollo de generación renovable se concentre en zonas con recursos excepcionales pero alejadas de los principales centros de demanda, o cuando la expansión de la transmisión avance a un ritmo diferente al de la nueva generación.

El caso chileno, analizado anteriormente, muestra con claridad esta dimensión.

La coexistencia de abundantes recursos renovables, restricciones de transmisión y períodos de vertimiento crea oportunidades para que el almacenamiento aporte valor mediante el desplazamiento temporal de energía. Pero también demuestra que almacenamiento y expansión de red deben evaluarse de manera coordinada, porque responden a dimensiones distintas de un mismo problema.

8.5. Crear condiciones para inversiones financiadas a costos razonables

La reducción del costo de las baterías constituye uno de los principales factores que explican su rápida expansión internacional. Pero el costo de la tecnología es solamente una parte del costo de desarrollar un proyecto.

Para América Latina y el Caribe, el costo de capital puede ser igualmente determinante.

La bancabilidad de una inversión depende de la previsibilidad de sus ingresos, la calidad de las contrapartes, la asignación contractual de riesgos y la estabilidad del marco regulatorio. Pero también está condicionada por factores más amplios que trascienden al sector energético, como el riesgo país, las condiciones macroeconómicas, la seguridad jurídica, la estabilidad de las reglas y la calidad institucional.

Como resultado, proyectos técnicamente similares y con costos de equipos comparables pueden enfrentar costos de financiamiento significativamente diferentes dependiendo del país en el que se desarrollen.

Esta diferencia resulta particularmente importante para tecnologías intensivas en capital. Una reducción del costo internacional de las baterías no necesariamente se traduce en la misma reducción del costo del almacenamiento en todos los países si las condiciones de financiamiento son diferentes.

Una manera sencilla de expresar esta realidad es:

El costo de la tecnología puede converger globalmente; el costo del capital continúa reflejando las condiciones de cada país.

Una agenda regional para almacenamiento debe, por tanto, prestar atención tanto a las señales de ingreso como al costo al cual esas expectativas de ingreso pueden convertirse en una inversión financiable.

Desde el propio sector energético pueden reducirse determinados riesgos mediante estabilidad regulatoria, procedimientos transparentes, contratos claros, contrapartes solventes y una adecuada asignación de responsabilidades. Otros riesgos se encuentran fuera del alcance de la política energética y requieren instrumentos diferentes.

Cuando corresponda, garantías, mecanismos de mitigación de riesgo, financiamiento concesional, estructuras de financiamiento combinado y la participación de bancos multilaterales de desarrollo pueden contribuir a mejorar las condiciones de financiamiento.

El objetivo no debería ser eliminar todo riesgo para el inversionista, sino asignarlo a quienes estén en mejores condiciones de gestionarlo y evitar que riesgos innecesarios eleven el costo final de la flexibilidad para el sistema y los consumidores.

8.6. Construir información y capacidades para una nueva etapa

Existe finalmente una condición transversal: no es posible planificar, valorar y remunerar adecuadamente aquello que no puede medirse.

La incorporación creciente de almacenamiento exige información cada vez más detallada sobre operación, precios, congestiones, vertimientos, necesidades de reserva, perfiles de carga y descarga, disponibilidad y desempeño de los activos.

La experiencia de mercados como Australia y California resulta especialmente útil, no solo por la cantidad de almacenamiento que han incorporado, sino porque la disponibilidad de información permite observar cómo las baterías están modificando la operación, los precios y sus propias fuentes de ingreso.

Para América Latina y el Caribe, fortalecer la recopilación, sistematización y publicación de información puede ser tan importante como determinadas reformas regulatorias.

También serán necesarias capacidades institucionales para incorporar estos nuevos fenómenos en la planificación y regulación. Operadores, reguladores, ministerios, empresas y organismos de planificación deberán analizar sistemas en los que generación, demanda, redes y almacenamiento interactúan de formas cada vez más dinámicas. Esto incluye aprender de la propia experiencia regional.

Figura 10 Agenda para el Almacenamiento y la Flexibilidad en ALC



El avance que comienza a observarse en algunos países permitirá generar evidencia sobre operación, precios, modelos de contratación, desempeño técnico y respuesta regulatoria bajo condiciones propias de América Latina y el Caribe. Documentar sistemáticamente estas experiencias permitirá construir

conocimiento regional y reducir la dependencia de lecciones provenientes exclusivamente de sistemas eléctricos con características diferentes.

La cooperación regional y los organismos como OLACDE pueden desempeñar un papel relevante en este proceso mediante la recopilación de información y el intercambio de metodologías, experiencias regulatorias y resultados de proyectos.

9. Una nueva etapa: del almacenamiento a la flexibilidad

El almacenamiento de energía ha dejado de ser una tecnología marginal en los sistemas eléctricos. La rápida expansión de los BESS en distintos mercados demuestra que pueden desempeñar un papel relevante en la integración de energías renovables, el desplazamiento temporal de energía, la prestación de servicios complementarios y la gestión de determinadas restricciones del sistema.

Pero su crecimiento está revelando algo igualmente importante: cuando el almacenamiento alcanza escala, deja de ser solamente una respuesta a las condiciones del mercado y comienza también a transformarlas. Modifica los perfiles de carga y descarga, influye sobre la formación de precios, reduce determinados diferenciales horarios y aumenta la competencia por algunos servicios que inicialmente constituyeron fuentes importantes de valor.

Esta dinámica obliga a mirar el almacenamiento desde una perspectiva diferente. Las condiciones económicas que justifican una inversión hoy no necesariamente permanecerán inalteradas durante toda la vida del activo. Al mismo tiempo, el valor que el almacenamiento aporta al sistema no siempre puede ser capturado íntegramente por quien realiza la inversión. La planificación, la regulación, el diseño de mercado y los mecanismos de contratación adquieren, por tanto, un papel central para conectar las necesidades del sistema con señales capaces de movilizar inversiones eficientes.

Para América Latina y el Caribe, esta discusión llega en un momento particularmente oportuno. La región todavía se encuentra en una etapa relativamente temprana de incorporación de BESS y puede aprovechar la experiencia de sistemas que han avanzado más rápidamente, no para reproducir sus soluciones, sino para anticipar algunos de los desafíos que aparecen cuando el almacenamiento alcanza una escala significativa.

La diversidad de los sistemas eléctricos de la región hace imposible establecer una única trayectoria. Sistemas con fuerte participación hidroeléctrica, mercados con creciente penetración solar y eólica, sistemas insulares dependientes de combustibles importados o redes con restricciones de transmisión enfrentan necesidades distintas. En consecuencia, también serán diferentes las soluciones y combinaciones de recursos capaces de proporcionar la flexibilidad requerida.

La pregunta central deja entonces de ser cuánto almacenamiento debe instalarse. La pregunta es qué flexibilidad necesita cada sistema, dónde y cuándo la necesita, qué atributos requiere y qué recursos pueden proporcionarla de manera eficiente.

Ese cambio de perspectiva tiene implicaciones profundas. Significa pasar de metas tecnológicas a necesidades del sistema; de remunerar activos a reconocer servicios y atributos; de observar únicamente los ingresos actuales a considerar su evolución y bancabilidad; y de evaluar el almacenamiento de manera aislada a compararlo y coordinarlo con generación flexible, respuesta de demanda, transmisión, interconexiones y otras alternativas. La secuencia desarrollada en la Nota: necesidad del sistema, servicio requerido, características técnicas, alternativas disponibles, valoración, señal económica e inversión, sintetiza esta nueva aproximación.

El almacenamiento tendrá, sin duda, un papel creciente en los sistemas eléctricos de América Latina y el Caribe. Pero el objetivo no debería ser maximizar la cantidad de baterías instaladas. El objetivo es construir sistemas eléctricos suficientemente flexibles para integrar de manera segura, eficiente y sostenible una participación creciente de energías renovables.

Desde esta perspectiva, la nueva etapa que comienza no es solamente la del almacenamiento. Es la etapa de la flexibilidad.



“ MENSAJE FINAL

El desafío para América Latina y el Caribe no es incorporar almacenamiento como un fin en sí mismo, sino construir sistemas capaces de **identificar, valorar y remunerar adecuadamente la flexibilidad que necesitan.**

10. Referencias

- [1] Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE), «Almacenar: el nuevo desafío de la generación renovable,» 2025.
- [2] Ministerio de Energía de Chile, «Reporte de proyectos en construcción e inversión del sector energía – junio de 2026,» Ministerio de Energía de Chile, Santiago, 2026.
- [3] Gobierno de México, «Plan de Expansión del Sistema Eléctrico Nacional,» 2025. [En línea]. Available: <https://www.informegobierno.gob.mx/indice/plan-de-expansion-del-sistema-electrico-nacional>.
- [4] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), «Primeiros Leilões de Armazenamento de Energia do Brasil entram em Consulta Pública,» Julio 2026. [En línea]. Available: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2026-defeso-eleitoral/primeiros-leiloes-de-armazenamento-de-energia-do-brasil-entram-em-consulta-publica>. [Último acceso: 13 agosto 2026].
- [5] Secretaría de Finanzas de Honduras (SEFIN), «Ficha de seguimiento de proyectos de inversión pública – Empresa Nacional de Energía Eléctrica,» 2026.
- [6] Secretaría de Energía, Ministerio de Economía de Argentina, «El Gobierno Nacional adjudicó 700 MW de almacenamiento eléctrico en baterías para fortalecer el sistema eléctrico y reducir cortes,» 2026 julio 2026. [En línea]. Available: <https://www.argentina.gob.ar/noticias/el-gobierno-nacional-adjudico-700-mw-de-almacenamiento-electrico-en-baterias-para>. [Último acceso: 13 agosto 2026].
- [7] Generation Procurement Entity (GPE), Government of Jamaica, «220 MW Renewable Energy/110 MW BESS RFI Launch Session,» 2026 marzo 2026. [En línea]. Available: <https://gpe.gov.jm/588-2/>. [Último acceso: 13 agosto 2026].
- [8] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), «Sistemas de Armazenamento de Energia Elétrica Autônomos - Baterias,» 16 julio 2026. [En línea]. Available: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/manuais-modelos-e-instrucoes/armazeamento-de-energia/sae-autonomos-bateria>. [Último acceso: 13 agosto 2026].
- [9] Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), «Resolución CREG 101 113 de 2026 – Por la cual se definen los mecanismos para incorporar sistemas de almacenamiento de energía eléctrica con baterías (SAEB) en el Sistema Interconectado Nacional,» 19 junio 2026.

[En línea]. Available:

https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_101-113_2026.htm. [Último acceso: 13 agosto 2026].

- [10] Department of Market Monitoring, California Independent System Operator (CAISO), «2023 Special Report on Battery Storage,» California Independent System Operator, 2024.
- [11] Department of Market Monitoring, California Independent System Operator (CAISO), «2025 Annual Report on Market Issues and Performance,» California Independent System Operator, 2026.
- [12] Coordinador Eléctrico Nacional, «El rol de los BESS en el desarrollo del sistema eléctrico chileno,» Coordinador Eléctrico Nacional, 2026.
- [13] Australian Energy Market Operator (AEMO), «Quarterly Energy Dynamics Q1 2026,» 2026.
- [14] Australian Energy Market Operator (AEMO), «Quarterly Energy Dynamics Q2 2026,» 2026.
- [15] Department of Market Monitoring, California Independent System Operator (CAISO), «2024 Special Report on Battery Storage,» California Independent System Operator, 2025.



@olacde



olacde.org