



# EL ROL DEL ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO EN AMÉRICA LATINA: avances y retos en la región



Lecciones  
aprendidas desde  
Brasil, Chile,  
Colombia y Perú





Índice de gráficos



Índice de tablas



Glosario de términos

## 1. Introducción

## 2. Contexto Global del Almacenamiento

- 2.1 El almacenamiento como recurso estructural de flexibilidad y eficiencia del sistema eléctrico

## 3. Necesidades de almacenamiento y redes en la región

- 3.1 Contexto de los sistemas eléctricos y entrada de renovables en América Latina
- 3.2 Necesidades del sistema y servicios complementarios
- 3.3 Complementariedad entre el almacenamiento y las energías renovables en América Latina
- 3.4 Energía vertida por restricciones operativas (curtailment)
- 3.5 Análisis sobre vertimientos en la región
- 3.6 Vertimientos: diferencias en el tratamiento regulatorio y operativo entre países

## 4. Tendencias tecnológicas del almacenamiento en la región

- 4.1 Definición general de las categorías de almacenamiento
- 4.2 Complementariedad tecnológica y selección estratégica con enfoque regional
- 4.3 Consideraciones socioambientales y políticas del almacenamiento energético
- 4.4 Tendencias de almacenamiento en BESS
- 4.5 Tendencias en almacenamiento hidroeléctrico por bombeo (HPS)
- 4.6 Tendencias en almacenamiento térmico
- 4.7 Costos

## 5.

### **Casos de estudio: Almacenamiento en Colombia**

- 5.1 Evolución reciente del Almacenamiento en Colombia
- 5.2 Marco Regulatorio en Colombia
- 5.3 Capacidad instalada y caracterización tecnológica
- 5.4 Prospectiva del almacenamiento energético en Colombia y metas indicativas
- 5.5 Síntesis de Colombia

## 6.

### **Caso de estudio: Almacenamiento en Chile**

- 6.1 Almacenamiento Electroquímico en Chile
- 6.2 Almacenamiento mecánico (bombeo hidráulico)
- 6.3 Almacenamiento térmico (Carnot / sales fundidas)
- 6.4 Almacenamiento Químico (Hidrógeno y derivados)
- 6.5 Síntesis prospectiva y aprendizajes para la región

## 7.

### **Caso de estudio: Almacenamiento en Perú**

- 7.1 Almacenamiento electroquímico
  - 7.1.1 Sistemas aislados y electrificación territorial
  - 7.1.2 Baterías asociadas a centrales térmicas y minería
- 7.2 Almacenamiento hidroeléctrico por bombeo (HPS)
- 7.3 Almacenamiento químico
- 7.4 Síntesis del caso peruano

## 8.

### **Almacenamiento en Brasil**

- 8.1 Características del almacenamiento en Brasil
- 8.2 Síntesis prospectiva y aprendizajes para la región – Caso Brasil

## 9.

### **Recomendaciones de Política para la integración estratégica del almacenamiento energético y flexibilidad del sistema eléctrico en América Latina**

## 10.

### **Conclusiones**

### **Bibliografía**



# Índice de gráficos

<b>Gráfico 1.</b> Capacidad de almacenamiento por país, tecnología y participación global.....	10
<b>Gráfico 2.</b> Generación de energía eléctrica por fuente en ALC.....	16
<b>Gráfico 3.</b> Entrada de capacidad instalada de energías renovables en ALC.....	17
<b>Gráfico 4.</b> Fenómeno de “Curva de Pato”.....	19
<b>Gráfico 5.</b> Vertimiento de energías renovables en Argentina, Brasil, Chile y Uruguay.....	23
<b>Gráfico 6.</b> Magnitud e intensidad de los vertimientos de energía en Argentina, Brasil, Chile y Uruguay a 2024.....	24
<b>Gráfico 7.</b> Entrada de almacenamiento por año en Chile.....	45
<b>Gráfico 8.</b> Propietarios de proyectos de almacenamiento electroquímico en Chile.....	46
<b>Gráfico 9.</b> Capacidad de BESS en operación en Chile.....	47

# Índice de tablas

<b>Tabla 1.</b> Rol del almacenamiento ante necesidades de flexibilidad en sistemas con penetración de energías renovables variables.....	21
<b>Tabla 2.</b> Tecnologías y las necesidades a las que responden.....	31
<b>Tabla 3.</b> Estado y desarrollo del almacenamiento energético en Colombia.....	39
<b>Tabla 4.</b> Marco normativo relevante para el almacenamiento energético en Colombia.....	40
<b>Tabla 5.</b> Prospectiva del almacenamiento energético en Colombia según la planificación.....	42

# Resumen Ejecutivo

El almacenamiento energético se consolida como un componente clave para la transformación de los sistemas eléctricos en América Latina, en un contexto de creciente penetración de energías renovables, electrificación de la demanda y restricciones en la expansión de la infraestructura de red. Más allá de su capacidad de almacenamiento, su valor reside en su contribución a la flexibilidad del sistema eléctrico, al permitir gestionar variaciones en la generación y la demanda en múltiples escalas temporales.

El análisis de los casos de Colombia, Chile, Perú y Brasil evidencia que el almacenamiento no se incorpora de manera uniforme en la región, sino que responde a distintas etapas de desarrollo de los sistemas eléctricos. En países con alta penetración de energías renovables, como Chile, el almacenamiento ya desempeña un rol operativo relevante en la gestión de vertimientos y congestiones. En contextos como Colombia, comienza a emerger como un recurso estratégico para la flexibilidad del sistema, mientras que en Perú su adopción se concentra en aplicaciones de confiabilidad en sistemas aislados y usos específicos. En Brasil, su desarrollo se encuentra en una fase inicial, condicionado principalmente por la evolución del marco regulatorio.

A pesar de estas diferencias, el documento identifica un patrón común: el principal desafío para el despliegue del almacenamiento en la región no es tecnológico, sino institucional. Las barreras se concentran en la falta de reconocimiento explícito de la flexibilidad como atributo del sistema eléctrico, la desarticulación entre planificación, regulación y mecanismos de remuneración, y la ausencia de señales de mercado que reflejen el valor de los servicios que el almacenamiento puede proveer.

En este contexto, el almacenamiento debe entenderse como parte de un portafolio más amplio de soluciones de flexibilidad, que incluye generación flexible, redes robustas, gestión de la demanda e interconexiones. Su integración efectiva no depende únicamente de la expansión de capacidad instalada, sino de su incorporación estratégica en la planeación, operación y diseño de los mercados eléctricos.

A partir de este análisis, el documento plantea que la región debe avanzar desde un enfoque centrado en capacidad hacia un enfoque funcional, que priorice la identificación de necesidades de flexibilidad (en qué nodos, en qué horizontes temporales y para qué servicios) antes de definir tecnologías o volúmenes específicos. Este cambio de enfoque es clave para maximizar el valor sistémico del almacenamiento y evitar inversiones ineficientes.

En línea con lo anterior, se proponen recomendaciones de política orientadas a: 1) reconocer la flexibilidad como un atributo explícito del sistema eléctrico; 2) alinear planificación, regulación y esquemas de remuneración; 3) desarrollar mercados de servicios complementarios; 4) incorporar enfoques de optimización del costo total del sistema; y 5) utilizar el almacenamiento como herramienta de planificación de red, entre otros.

En conjunto, el almacenamiento energético representa una oportunidad estratégica para América Latina. Su desarrollo permitirá no solo facilitar la integración de energías renovables, sino también mejorar la confiabilidad, resiliencia y eficiencia económica de los sistemas eléctricos, en un contexto de transición energética acelerada.

## **Energía Renovable**

Tipo de energía derivada de fuentes naturales que pueden reponerse más rápido de lo que se consumen. Su generación produce, en muchos casos, emisiones mínimas por lo que son fundamentales para abordar la crisis climática. Las fuentes primarias de energía renovable incluyen la radiación solar, el viento, el calor geotérmico y la biomasa residual. Estas pueden transformarse en electricidad u otras formas de energía mediante tecnologías como sistemas fotovoltaicos, aerogeneradores y plantas geotérmicas.

## **Formadores de red (grid forming)**

Capacidad de ciertos recursos basados en electrónica de potencia, como sistemas de almacenamiento con inversores avanzados, para establecer y mantener de forma autónoma la frecuencia y la tensión del sistema eléctrico, contribuyendo a la estabilidad de redes con alta penetración de generación basada en inversores.

## **Flexibilidad del sistema eléctrico**

Capacidad del sistema eléctrico para ajustar la generación, la demanda o los flujos de energía en distintas escalas temporales (desde segundos hasta periodos estacionales) con el fin de responder a la variabilidad e incertidumbre en la oferta y la demanda de electricidad, manteniendo la seguridad, confiabilidad y calidad del suministro eléctrico.

## **Vertimientos**

Reducción forzada del despacho o de la inyección de generación disponible (ordenada por el operador del sistema) debido a restricciones de transmisión, congestión de red o requerimientos de seguridad operativa que impiden aprovechar plenamente la energía generada.

## **Arbitraje**

Uso estratégico del almacenamiento energético para comprar, almacenar o cargar energía en periodos de bajo precio, o de exceso de oferta, y descargarla o venderla en periodos de mayor precio o escasez, contribuyendo a la eficiencia económica del sistema, reduciendo costos marginales y optimizando el uso de la infraestructura.

## **Activo de red**

Infraestructura eléctrica cuya función principal es garantizar el transporte, la transformación, la estabilidad y la calidad del suministro dentro del sistema de transmisión o distribución. Estos activos cumplen funciones técnicas orientadas exclusivamente a la operación segura, confiable y eficiente del sistema eléctrico y no participan en actividades de comercialización de energía.<sup>1</sup>

<sup>1</sup> En el marco de los activos de red, los sistemas de almacenamiento de energía eléctrica podrán considerarse infraestructura de transmisión o distribución cuando su función principal esté orientada a la prestación de servicios técnicos destinados a preservar la estabilidad, la confiabilidad y la eficiencia del sistema eléctrico. Dada su naturaleza como recurso de gestión temporal de energía, el almacenamiento podrá participar en mecanismos de mercado conforme a las reglas que establezca la regulación, siempre que se garantice la transparencia, la neutralidad y la ausencia de distorsiones competitivas.

# 1. Introducción



**TRANSFORMA**

**EL ROL DEL ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO EN AMÉRICA LATINA:**  
avances y retos en la región



# 1. Introducción

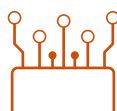
---

Desde la adopción de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) y la celebración de las Conferencias de las Partes (COP) como el estamento superior para la toma de decisiones en materia climática, el sector energético ha estado en el centro de la discusión por ser el sector que genera mayores emisiones debido al alto uso de combustibles fósiles para la generación de energía. A pesar de que se realizaron esfuerzos para reducir este tipo de emisiones con la adopción del Protocolo de Kioto, fue solo a partir del Acuerdo de París de 2015 en la COP21 ([CMNUCC, 2015](#)) cuando todos los países pusieron sobre la mesa medidas y compromisos acordes con sus capacidades y circunstancias nacionales, y se formalizó un instrumento para dar seguimiento a los compromisos, acciones y metas climáticas, conocido como el Balance Mundial (GST por sus siglas en inglés).

Gracias a la implementación del GST, se pudieron identificar oportunidades y brechas en materia de energía limpia, cuyos resultados sirvieron como base para que en 2023, durante la COP28, se adoptara el paquete de energía contenido en el párrafo 28 de la decisión 1/CMA.5. Dentro de ese paquete de energía se invitó a las partes a contribuir al esfuerzo de triplicar la capacidad instalada global de energías renovables y duplicar la tasa promedio anual de mejoras en eficiencia energética hacia 2030 ([CMNUCC, 2023](#)). Este compromiso se logra tras la firma del **Global Renewables and Energy Efficiency Pledge** ([Presidency of COP28, 2023](#)), en el cual más de 120 países se comprometieron a triplicar la capacidad global de energías renovables para 2030, con el objetivo de superar los 11 TW instalados. Este objetivo, esencial para seguir el camino hacia 1,5°C, solo será viable si se expande simultáneamente la infraestructura necesaria para su adecuado funcionamiento, un punto que fue incorporado en la discusión durante la COP29 en 2024.

Respondiendo a esta necesidad, la presidencia de la COP 29 movilizó (en paralelo al proceso formal de negociación) el **Global Energy Storage and Grids Pledge** ([Presidency of COP29, 2024](#)), estableciendo tres metas concretas: duplicar la inversión en redes eléctricas, sumar **25 millones de kilómetros** de transmisión y **multiplicar por seis** la capacidad de almacenamiento, hasta 1,5 TW en 2030, en línea con las recomendaciones de la Agencia Internacional de Energía (AIE).

La relevancia de este objetivo radica en que el almacenamiento cumple un rol estructural en la transición energética por al menos cuatro razones principales. **En primer lugar**, el crecimiento previsto de las energías renovables hacia 2030, del cual aproximadamente el 93 % (GRA et al., 2023) corresponderá a generación eólica y solar (IEA, 2025), exige soluciones que permitan gestionar temporalmente la energía y equilibrar oferta y demanda en distintas escalas de tiempo, lo que hace prioritario incorporar soluciones de almacenamiento de energía que permitan aprovechar el máximo potencial de fuentes variables. La transformación en la forma de generar energía eléctrica requiere infraestructuras y sistemas complementarios capaces de adaptarse a la variabilidad intradiaria y estacional entre fuentes. **En segundo lugar**, el almacenamiento mejora la resiliencia climática, reduciendo la vulnerabilidad ante las sequías, olas de calor y otros eventos extremos que afectan tanto la disponibilidad de los recursos hidroeléctricos (generación hidroeléctrica) como los patrones de demanda de electricidad. **En tercer lugar**, refuerza y fortalece la seguridad energética al disminuir la dependencia de combustibles fósiles importados y optimizando la eficiencia de las fuentes de energía renovables y su aprovechamiento dentro de la matriz eléctrica y energética. **Y por último**,



contribuye a mejorar la eficiencia técnica y económica de la transición, evitando los vertimientos, es decir, la pérdida de energía renovable ya generada que no puede ser utilizada, y reduciendo ineficiencias operativas que incrementan los costos sistémicos. En determinados contextos, el almacenamiento también puede diferir inversiones en infraestructura de transmisión, actuando como herramienta complementaria dentro de la planificación energética.

Este reconocimiento político del almacenamiento como pilar habilitador de la transición energética no constituye un hecho aislado, sino la respuesta a una realidad técnica: la transformación estructural de los sistemas eléctricos exige nuevas infraestructuras de flexibilidad que acompañen la expansión renovable. En el contexto global, el liderazgo en su despliegue se concentra actualmente en un número reducido de economías con mayores capacidades industriales, tecnológicas y financieras, lo que plantea desafíos adicionales para las regiones en desarrollo.

En este contexto, el presente documento busca contribuir al análisis del almacenamiento energético en América Latina a partir de una revisión aplicada de su desarrollo reciente en la región. Transforma identificó la relevancia de profundizar en las experiencias nacionales y en el estado de avance de distintos países, mediante el análisis de estudios de caso que permitan ilustrar sus principales aplicaciones, enfoques regulatorios y desafíos de implementación. A partir de ello, el documento aporta elementos para la toma de decisiones y el diseño de políticas públicas, en línea con compromisos internacionales, incluyendo la meta de multiplicar por seis la capacidad de almacenamiento hacia 2030, considerando las particularidades de los sistemas eléctricos latinoamericanos.



Fotografía de Paloma Rodríguez para Narrar la TEJ (2024).

# 2.

## Contexto global del almacenamiento



**TRANSFORMA**

**EL ROL DEL ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO EN AMÉRICA LATINA:**  
avances y retos en la región

## 2. Contexto global del almacenamiento

Según el reporte “Perspectivas Energéticas Mundiales 2025” ([International Energy Agency \[IEA\], \(2025\)](#)), el almacenamiento en baterías se ha convertido en la tecnología eléctrica de más rápido crecimiento a nivel global, con una expansión promedio cercana al 90% en los últimos cinco años. En 2024 se superaron las adiciones anuales de 75 GW, y se proyecta un alcance promedio de 135 GW anuales hasta 2035 bajo el escenario de políticas actuales. Ese crecimiento acelerado confirma que el almacenamiento ha pasado de ser una tecnología complementaria a convertirse en un componente estructural y crítico de los sistemas eléctricos modernos.

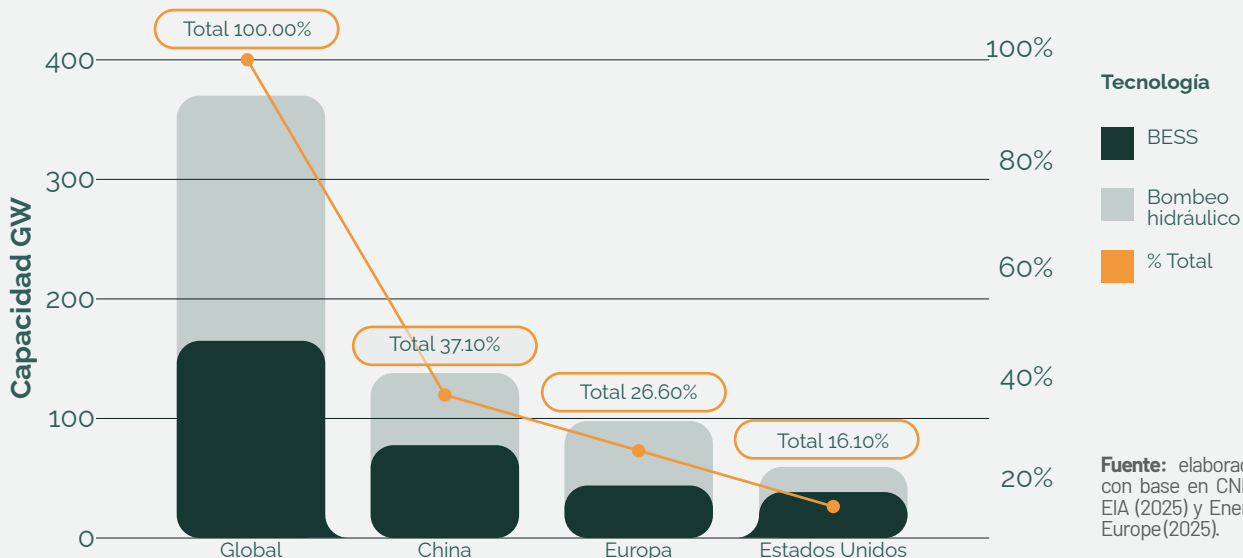
En este contexto, el despliegue global del almacenamiento muestra una alta concentración geográfica, con **China** consolidándose como el principal motor del despliegue global tanto por su liderazgo en la producción y exportación como su implementación interna, seguida por Estados Unidos y

la Unión Europea. Las economías emergentes, particularmente en Asia, experimentan un crecimiento acelerado de la demanda eléctrica que refuerza la relevancia del almacenamiento para la gestión de picos de demanda y la integración de energía renovable ([Energy Information Administration \[EIA\], \(2025\)](#)).

De acuerdo con la Alianza China de Almacenamiento de Energía (CNESA), la capacidad instalada acumulada de almacenamiento eléctrico a nivel mundial alcanzó los 372 GW a finales de 2024, con una tasa de crecimiento anual del 28,6% ([CNESA, 2025](#)).

Más allá de la escala, la expansión reciente está marcada por un cambio tecnológico significativo: como se muestra en el **Gráfico 1**, las nuevas adiciones se concentran en sistemas electroquímicos y otras tecnologías distintas al bombeo hidráulico, que ya representan una proporción creciente de la capacidad operativa.

**Gráfico 1.** Capacidad de almacenamiento por país, tecnología y participación global





**Europa** se posiciona como la segunda región con mayor adopción de tecnologías de almacenamiento, según datos de la Asociación Europea de Almacenamiento de Energía, con su herramienta de Monitoreo del Mercado de Almacenamiento ([Energy Storage Europe, 2025](#)). La región alcanzó 99 GW de capacidad instalada en 2025, con la mayor parte de todos los proyectos de almacenamiento concentrados en Alemania, Reino Unido, Italia, Países Bajos y Bélgica.

En **Estados Unidos**, la capacidad operativa de almacenamiento asciende a 60,1 GW a octubre de 2025, según la [EIA \(2025\)](#), de este total, 21 GW (35%) corresponden a centrales hidroeléctricas de bombeo, cuya entrada en operación se concentra alrededor de 1973, mientras que los 39,1 GW restantes (65%) corresponden principalmente a baterías puestas en servicio, mayoritariamente, desde el año 2020. Aunque el almacenamiento por bombeo está más distribuido dentro el país, con relación a las baterías, Arizona, California y Texas concentran el 80 % de la capacidad total operativa; en estos estados el almacenamiento se ha convertido en el recurso marginal para cubrir picos, reemplazar nueva generación a gas y respaldar la alta penetración solar que han experimentado.

En términos de **manufactura y cadenas de valor**, el comercio internacional de baterías y minerales críticos muestra una alta concentración y una clara asimetría regional entre las etapas de bajo y alto valor agregado. Según [EIA \(2025\)](#), en 2023 Asia concentró cerca del 70 % de las importaciones globales de minerales para baterías (crudos y procesados), reflejando su rol como principal polo de transformación industrial, mientras que los flujos de exportación de materiales, componentes y paquetes de baterías superaron el 60 % del comercio interregional desde esta misma región.

En esta integración, según [EIA \(2025\)](#), China domina etapas clave de extracción, procesamiento y de la manufactura de celdas, consolidando una posición estratégica en la cadena de valor global, al controlar alrededor del 25 % de la capacidad minera global de

litio, producir cerca del 80 % del grafito natural, y participar mayoritariamente en la producción de cobalto en la República Democrática del Congo. En el ámbito industrial, procesa más de dos tercios del litio y el cobalto y más del 90 % del grafito a escala mundial, y lidera la manufactura de materiales y componentes clave (ánodos, cátodos, electrolitos y separadores), así como cerca del 85 % de la capacidad global de producción de celdas de baterías y el 74 % de las exportaciones de paquetes de baterías.

Europa, por su parte, representa alrededor de una quinta parte de las importaciones globales de materiales y componentes, pero una fracción significativamente menor de las exportaciones, evidenciando una brecha entre demanda y capacidad industrial instalada ([EIA, 2025](#)).

En contraste, **América Latina, junto con África y Australia**, continúa desempeñando principalmente un rol como proveedor neto de minerales primarios dentro de las cadenas globales de suministro, con una participación limitada en las etapas de mayor valor agregado. Esta dinámica resulta particularmente relevante en el caso del litio, donde América Latina concentra aproximadamente el 29 % de la producción mundial y cerca del 61 % de las reservas globales ([Siroit, 2024](#)).

Este panorama global pone en evidencia que el almacenamiento no es simplemente una tecnología emergente más, sino un habilitador estructural de la transición energética, cuyo despliegue efectivo depende tanto de capacidades industriales como de decisiones de planificación y política pública. Mientras las economías líderes han logrado escalar rápidamente el almacenamiento al articular manufactura, mercado y regulación, el verdadero desafío para otras regiones no radica en replicar estos modelos industriales, sino en adaptar el almacenamiento a sus propias realidades energéticas, diseñando los marcos regulatorios y de planificación que permitan capturar el valor sistémico del almacenamiento en función de sus propias



necesidades. En este sentido, el valor estratégico del almacenamiento no se mide únicamente por su volumen instalado o su participación industrial, sino por su capacidad para resolver, de forma costo-eficiente para los usuarios, los cuellos de botella específicos del sistema eléctrico tales como integrar más energías renovables variables, fortalecer la confiabilidad y optimizar las inversiones en redes.

Es precisamente bajo esta lógica del almacenamiento como infraestructura habilitante que resulta clave analizar el caso de América Latina, una región con alto potencial renovable y una ventana de oportunidad para incorporar soluciones de almacenamiento de manera estratégica y contextualizada.

## 2.1 El almacenamiento como recurso estructural de flexibilidad y eficiencia del sistema eléctrico

La transformación reciente de las matrices eléctricas en la región no solo introduce nuevos desafíos asociados a la variabilidad de la generación, sino que también reabre el debate sobre el papel estructural de la flexibilidad dentro del sistema eléctrico. Si bien la creciente penetración de energías renovables de carácter variable ha intensificado la necesidad de soluciones operativas avanzadas, los requerimientos de balance entre oferta y demanda, eficiencia económica y confiabilidad han sido históricamente inherentes a la operación del sistema eléctrico. En este marco, el almacenamiento de energía debe concebirse como un recurso sistémico de carácter estructural, cuya contribución trasciende la gestión de la variabilidad renovable. Su valor se expresa en la optimización de la operación, la reducción de costos marginales y de inversión en infraestructura eléctrica, así como en el fortalecimiento de la resiliencia y la seguridad del suministro, tanto en sistemas con alta penetración de renovables como en aquellos basados en generación despachable.

**Esto puede evidenciarse a través de algunos casos que se presentan a continuación:**



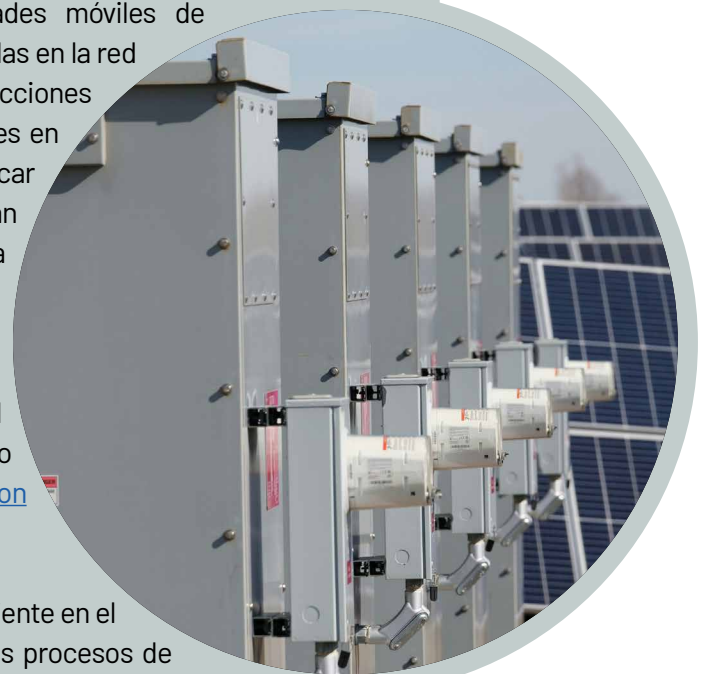
Foto Diana Carolina Martínez López para Narrar la TEJ (2024).



Desde el punto de vista operativo, el almacenamiento permite mejorar la **estabilidad y el control del sistema eléctrico** mediante la provisión de servicios complementarios y la gestión de variaciones en la demanda y la generación. La implementación de tecnologías electroquímicas en **Australia** ha demostrado reducciones sustanciales en los costos asociados a servicios complementarios del sistema eléctrico, generando ahorros cercanos a 116 millones de dólares anuales mediante la provisión eficiente de servicios de control de frecuencia ([USAID Decision Guide, 2021](#)). Estas aplicaciones evidencian cómo el almacenamiento mejora la eficiencia operativa del sistema eléctrico más allá de su función de integración de energías renovables, contribuyendo a reducir costos totales del sistema.

El almacenamiento también contribuye a **optimizar decisiones de inversión en redes eléctricas** mediante soluciones que permiten diferir o sustituir expansiones tradicionales de infraestructura. Un ejemplo de esta aplicación se observa en el estado de **Nueva York**, donde la empresa Con Edison ha utilizado unidades móviles de almacenamiento para gestionar congestiones localizadas en la red de distribución. Estas unidades permiten aliviar restricciones en zonas específicas del sistema, posponer inversiones en ampliaciones permanentes de la infraestructura y reubicar los activos de almacenamiento a medida que evolucionan los patrones de demanda eléctrica. Este enfoque ha permitido diferir proyectos de expansión de redes durante varios años, reduciendo riesgos de sobreinversión y mejorando la eficiencia del gasto de capital en infraestructura eléctrica, lo que consolida al almacenamiento como una alternativa operativa dentro de la planificación energética moderna ([USAID Decision Guide, 2021](#)).

Finalmente, el almacenamiento desempeña un rol creciente en el fortalecimiento de la confiabilidad del sistema y en los procesos de transición energética, particularmente en contextos donde es necesario sustituir generación fósil de respaldo o responder a mayores variaciones entre la demanda pico y valle. En **China**, el almacenamiento hidroeléctrico por bombeo ha sido utilizado como un recurso estructural para equilibrar sistemas eléctricos dominados históricamente por generación térmica, permitiendo absorber excedentes de electricidad en períodos de baja demanda y suministrar energía durante picos de consumo, además de proveer servicios esenciales como adecuación de capacidad, regulación de frecuencia y respaldo operativo ([Cheng et Al, 2018](#)). Estudios prospectivos muestran que, bajo escenarios de reducción de costos, la expansión de esta tecnología podría sustituir parcialmente inversiones en almacenamiento electroquímico, reduciendo los requerimientos proyectados de baterías desde 858 GW hasta 632 GW hacia 2050, evidenciando su papel en la optimización de la confiabilidad y los costos del sistema eléctrico ([Peng et al. 2021](#)).



Fotografía de Blake. Pexels.



Sin embargo el reto para una entrada más acelerada del almacenamiento no reside sólo en lo técnico, este avance requiere cambios en los **marcos normativos, señales claras para atraer capital, y fortalecer las capacidades institucionales**, temas que se abordan a lo largo de este documento.

En mercados eléctricos internacionales, la evolución regulatoria ha permitido que los sistemas de almacenamiento participen no solo en servicios complementarios, sino también en mecanismos asociados a la adecuación de capacidad y a la confiabilidad, bajo criterios técnicos específicos de duración, desempeño y acreditación basados en la energía gestionable durante condiciones críticas. Estas experiencias evidencian que el reconocimiento del valor sistémico del almacenamiento no depende de su clasificación como tecnología generadora, sino de su capacidad verificable para aportar firmeza y flexibilidad cuando el sistema lo requiere.

En este contexto, América Latina tiene una oportunidad única, ya que pasó de una capacidad de almacenamiento en operación de 111 MW ([NREL, 2024](#)) en 2015 a 1600 MW ([OLADE, 2025](#)) en noviembre de 2025.

La intención política existe, y países como Brasil, Guatemala, Nicaragua, Perú, Uruguay y Venezuela firmaron el ya mencionado Compromiso Mundial de Redes y Almacenamiento presentado en 2024 en la COP29 ([Presidency of COP29 2024](#)).

A pesar de que a nivel global existe un reconocimiento creciente de la necesidad de expandir y fortalecer la infraestructura de redes y almacenamiento como facilitadores de la transición energética, América Latina enfrenta desafíos estructurales para avanzar en estos objetivos. Entre ellos destacan marcos regulatorios en evolución, esquemas de remuneración aún incipientes, limitaciones en la movilización de inversión y señales insuficientes para la participación privada en soluciones de flexibilidad. A esto se suma la histórica dependencia de un modelo hidrotérmico, que ha aportado estabilidad y flexibilidad, pero cuya efectividad se ve tensionada ante la creciente penetración de energías renovables variables, la incertidumbre hidrológica y los compromisos de descarbonización. En este contexto, se hace necesario incorporar nuevas soluciones que fortalezcan la gestión temporal de la energía, asegurando la confiabilidad, la firmeza sistémica y la eficiencia económica del sistema eléctrico.



Fotografía de David Alejandro Pérez para Narrar la TEJ (2024).

A background pattern of white circuit board traces on an orange background, consisting of various lines, right-angle turns, and small circles representing components.

# 3.

# Necesidades de almacenamiento y redes en la región



**TRANSFORMA**

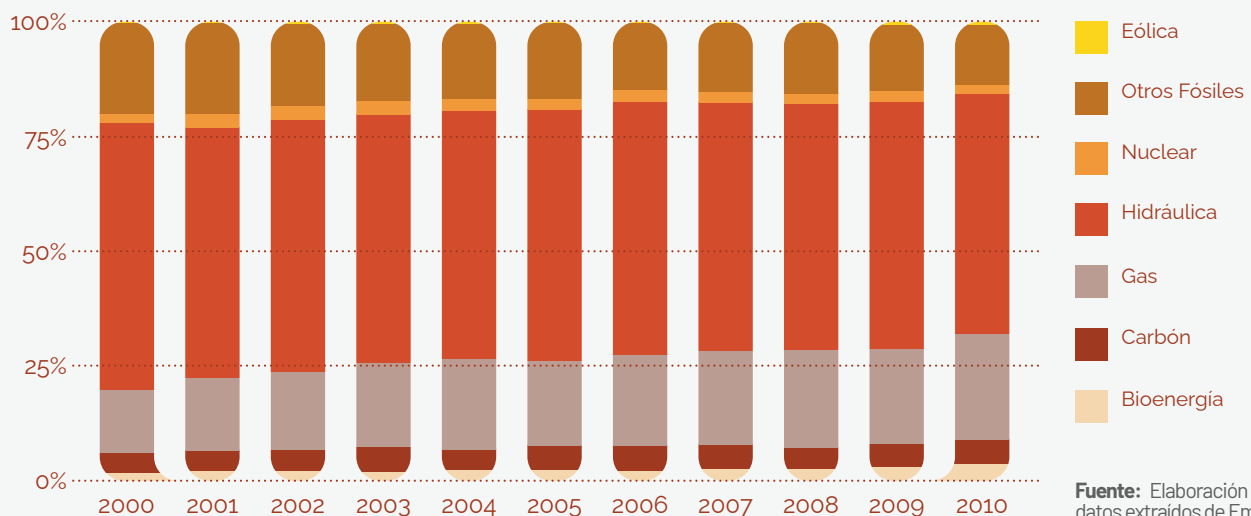
**EL ROL DEL ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO EN AMÉRICA LATINA:**  
avances y retos en la región

## 3. Necesidades de almacenamiento y redes en la región

### 3.1 Contexto de los sistemas eléctricos y entrada de renovables en América Latina

Durante décadas, los sistemas eléctricos de países de América Latina con alto potencial hidroeléctrico se estructuraron sobre un modelo hidrotérmico, donde la electricidad proveniente de embalses y de termoeléctricas alimentadas por combustibles fósiles funcionaron como la columna vertebral del suministro eléctrico y la flexibilidad del sistema (OLADE, 2023). Esta configuración permitió a la región alcanzar uno de los mayores porcentajes de generación renovable en el mundo; incluso en 2025 la hidroelectricidad representa más del 44 % (OLADE, 2024) de la matriz eléctrica de la región.

**Gráfico 2.** Generación de energía eléctrica por fuente en ALC



Históricamente, en el modelo hidrotérmico que predominó en América Latina hasta la década de 2010, la flexibilidad del sistema eléctrico estuvo orientada a responder a las fluctuaciones de la demanda donde las hidroeléctricas desempeñaron un papel fundamental (International Energy Agency - IEA, 2023). La variabilidad era relativamente predecible al comprender los patrones de la lluvia y aprovechar el almacenamiento del

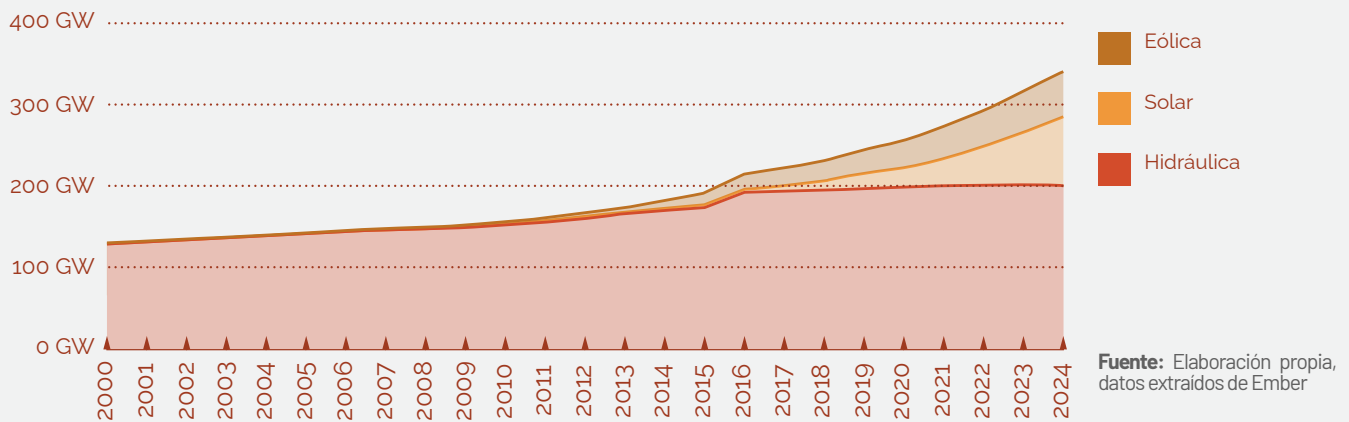




agua en los embalses. El operador podía modular el caudal de las hidroeléctricas o ajustar la operación de las centrales térmicas para cubrir los picos de demanda, aportando además servicios complementarios, asegurando así la estabilidad de la red.

Sin embargo, a partir de 2010, la matriz eléctrica de América Latina sufrió un cambio estructural en la oferta, transformándose con la rápida incorporación de energías renovables variables.<sup>2</sup> Como se muestra en la Gráfica 2 con datos del portal [EMBER \(2024\)](#), en menos de una década la región pasó de contar con una capacidad instalada solar y eólica de 2,14 GW a sumar 56,78 GW en 2020 y más de 140,38 GW hacia 2024. A pesar de que la hidroelectricidad continúa siendo la principal fuente de generación, la nueva capacidad instalada proviene predominantemente de energía solar y eólica, configurando un panorama donde la **variabilidad de la generación** se convierte en un reto central para la operación de los sistemas eléctricos.

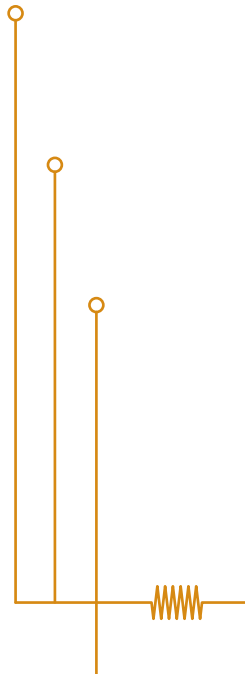
**Gráfico 3.** Entrada de capacidad instalada de energías renovables en ALC



Este cambio de configuración ha creado nuevos desafíos operativos a medida que las matrices eléctricas incorporan tecnologías renovables variables a gran escala. A esto se suman los retos asociados a limitaciones en la infraestructura de transmisión y en los recursos disponibles para gestionar temporalmente la energía.

En este contexto, la implementación de almacenamiento energético y la modernización de redes eléctricas se vuelven herramientas relevantes para aprovechar de manera eficiente el potencial renovable disponible. Adicionalmente, cuando estos recursos renovables se integran de forma diversificada dentro de sistemas eléctricos interconectados, parte de su variabilidad individual puede atenuarse a nivel agregado gracias a efectos de complementariedad geográfica entre distintas zonas de generación.

<sup>2</sup> En este documento, "energías renovables variables" se refiere principalmente a la generación solar fotovoltaica y eólica, cuya producción depende de la disponibilidad del recurso primario y no es completamente gestionable por el operador del sistema, a diferencia de la hidroelectricidad con embalse u otras fuentes renovables despachables.



## 3.2 Necesidades del sistema y servicios complementarios

La transformación de la matriz eléctrica no solo altera los flujos de energía medidos en MWh, sino también las propiedades físicas del sistema eléctrico que permiten operar el sistema de forma segura y estable. Entre estas propiedades se encuentran el **control de frecuencia**, que consiste en mantener estable la frecuencia ante cambios súbitos en la generación o la demanda; la **gestión de rampas**, es decir, la capacidad de ajustar rápidamente la producción cuando la oferta o el consumo varían de forma pronunciada en determinados momentos del día; la **estabilidad e inercia del sistema**, que permiten resistir perturbaciones sin perder sincronismo ni calidad de tensión; y, finalmente, el **arranque en negro**, entendido como la facultad de reiniciar el sistema eléctrico tras un apagón total.

En sistemas con alta penetración de generación basada en electrónica de potencia, comienza además a adquirir mayor relevancia la provisión de **respuestas ultrarrápidas de frecuencia (Fast Frequency Response – FFR)**, capaces de actuar en milisegundos para contener desviaciones de frecuencia antes de que actúen los servicios tradicionales de regulación primaria.

Históricamente, estas funciones eran provistas por centrales síncronas (hidráulicas y térmicas), cuya inercia física y capacidad de regulación estaban integradas en su diseño, mientras que los embalses permitían gestionar la variabilidad diaria y estacional. Sin embargo, este esquema, concebido para sistemas dominados por **generación despachable**<sup>3</sup>, enfrenta limitaciones ante la expansión de energías renovables como la solar y la eólica, que introduce excedentes concentrados en tiempo y espacio y que, después de alcanzar punto de inflexión<sup>4</sup> en dicha expansión. Como resultado, los mecanismos tradicionales de flexibilidad comienzan a mostrar restricciones operativas, evidenciando la necesidad de incorporar nuevos recursos capaces de gestionar estas dinámicas y sostener la estabilidad del sistema.

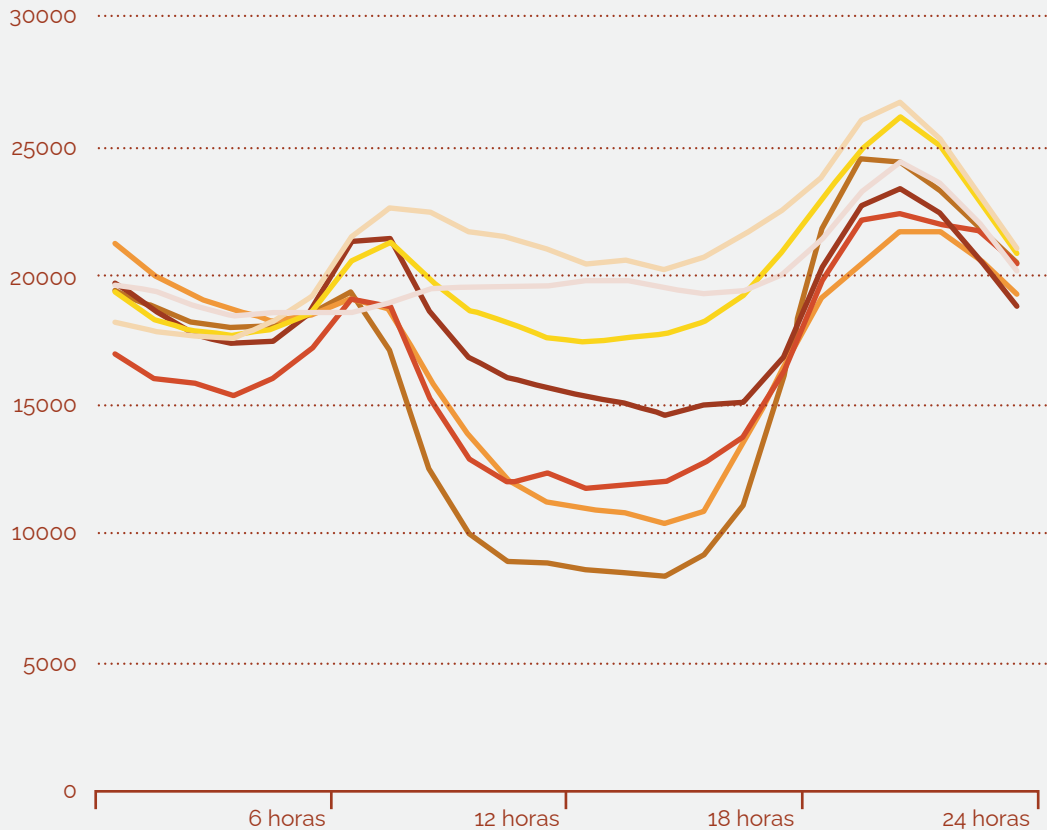
Un ejemplo ampliamente documentado de este fenómeno es la llamada “curva de pato” (duck curve)([CAISO, 2013](#); [DOE, 2017](#); [EIA, 2023](#)) observada en sistemas eléctricos con alta penetración de energía solar. En estos sistemas hay un desequilibrio temporal entre generación y demanda de energía activa, porque la generación solar reduce significativamente la demanda neta durante las horas del mediodía y genera rampas pronunciadas al atardecer cuando la producción solar disminuye rápidamente mientras la demanda aumenta.

<sup>3</sup> Se entiende por generación despachable aquella cuya producción puede ser programada y ajustada por el operador del sistema según las necesidades de la demanda, dentro de sus límites técnicos y económicos. Incluye típicamente centrales térmicas, hidroeléctricas con embalse y otras tecnologías gestionables.

<sup>4</sup> Estudios de planificación realizados por operadores de red en Europa y Oceanía muestran que, una vez superados determinados niveles de penetración renovable, recursos como el almacenamiento energético, la gestión de la demanda y las redes robustas se vuelven elementos estructurales para la operación del sistema eléctrico (ENTSO-E, 2023).



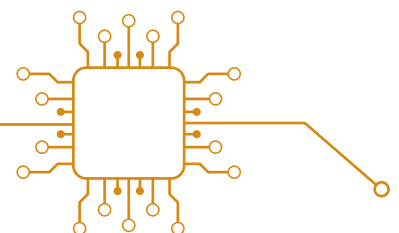
**Gráfico 4.** Fenómeno de "Curva de Pato"



Fuente: International Energy Agency (IEA). (2019).

A pesar de lo anterior, diversos estudios de planificación energética coinciden en que el principal desafío de los sistemas eléctricos modernos no radica en la variabilidad de las energías renovables, sino en la capacidad de los sistemas eléctricos para adaptarse a dicha variabilidad mediante recursos de flexibilidad como el almacenamiento energético, redes eléctricas robustas y mecanismos de gestión de la demanda. En este sentido, la integración exitosa de energías renovables variables depende fundamentalmente del grado de flexibilidad operativa del sistema eléctrico y no únicamente de las características de las tecnologías de generación ([Frazier et al., 2021](#); [Jenkins et al., 2018](#)).

Adicionalmente, el desarrollo de inversores avanzados permite que ciertos recursos, incluidos sistemas de almacenamiento energético, puedan aportar **inercia sintética o virtual**, contribuyendo a estabilizar el sistema eléctrico en entornos con menor presencia de generación síncrona tradicional.



### 3.3 Complementariedad entre el almacenamiento y las energías renovables en América Latina

Es importante distinguir entre la **variabilidad inherente de algunas fuentes renovables** y la **capacidad del sistema eléctrico para gestionarla**. Mientras la variabilidad responde a condiciones naturales de generación, la capacidad del sistema para gestionarla depende de la disponibilidad de recursos de flexibilidad. La evidencia internacional muestra que el almacenamiento ha desempeñado un rol clave en la provisión explícita de las funciones operativas descritas en la sección anterior. A medida que los sistemas eléctricos incorporan mayores niveles de generación renovable variable y reducen la participación de recursos síncronos, el almacenamiento se convierte en un instrumento capaz de restituir, complementar o reforzar dichas capacidades físicas y operativas del sistema eléctrico.

En este contexto, el almacenamiento también puede desempeñar un papel relevante en la gestión de la variabilidad residual del sistema eléctrico. Aunque la diversificación geográfica de proyectos renovables contribuye a atenuar parte de las fluctuaciones de generación a nivel agregado, persisten variaciones temporales y espaciales que requieren herramientas adicionales para desacoplar la producción de energía de los momentos de consumo. El almacenamiento permite precisamente realizar esta gestión temporal de la energía, facilitando una mayor integración eficiente de recursos renovables dentro de los sistemas eléctricos. En la literatura internacional, esta función se describe frecuentemente como “energy shifting” o desplazamiento temporal de energía, mediante el cual el almacenamiento permite transferir electricidad desde períodos de baja demanda o exceso de generación hacia momentos de mayor consumo. Esta capacidad de desacoplar temporalmente la generación y la demanda constituye uno de los aportes estructurales del almacenamiento en sistemas eléctricos con alta penetración de energías renovables variables ([NREL, 2021](#)).

La Tabla 1 resume cómo estas necesidades se manifiestan en los sistemas eléctricos de América Latina y el rol que puede desempeñar el almacenamiento energético como recurso de flexibilidad.



Imagen generada con I.A.



**Tabla 1.** Rol del almacenamiento ante necesidades de flexibilidad en sistemas con penetración de energías renovables variables

Función del sistema	¿Qué cambia con la alta penetración de energías renovables variables?	¿Qué se observa en la operación?	Evidencia en la región	Rol del almacenamiento
<b>Control de frecuencia</b>	Reducción de la inercia sistémica y de los márgenes de respuesta de la generación convencional.	La frecuencia puede caer más rápido ante fallas y hay menos tiempo para reaccionar.	Chile: CEN resalta que el retiro de centrales convencionales aumenta presión sobre límites de frecuencia. Brasil: ONS ha advertido mayor sensibilidad del sistema ante alta penetración renovable distribuida.	Las baterías pueden responder en milisegundos y ayudar a estabilizar la frecuencia. En Chile, se proyecta el uso de baterías para dar firmeza a tecnologías <i>grid-forming</i> hacia 2030.
<b>Respuesta a rampas</b>	La generación solar y eólica se concentra en ciertas horas del día y zonas específicas.	Cambios rápidos en la oferta que exigen mayor coordinación del despacho.	Brasil: aumento en la magnitud y frecuencia de rampas diarias, compensadas principalmente con centrales hidroeléctricas (ONS).	Suavización de rampas y desacoplamiento temporal entre generación y demanda. Reconocidas como recursos de flexibilidad necesarios.
<b>Inercia y estabilidad dinámica</b>	Sustitución de centrales con masa giratoria por generación conectada mediante inversores electrónicos.	Mayor sensibilidad a perturbaciones, inestabilidad de tensión y fallas de sincronización.	Chile: bajos niveles de fortaleza de red en zonas del Norte Grande (CEN). Brasil: el desempeño dinámico real de parques eólicos y solares ha sido inferior al esperado (ONS).	Implementación de inversores <i>grid-forming</i> acoplados a baterías para emular comportamiento sincrónico y aportar potencia de cortocircuito. Sin embargo, es importante destacar que deben acompañarse de controles adecuados que no suelen ser parte del paquete básico.
<b>Arranque en negro</b>	Menor disponibilidad de centrales convencionales capaces de reiniciar el sistema tras un apagón.	Procesos de restauración más complejos y mayor riesgo de fragmentación del sistema.	Chile: diagnósticos de vulnerabilidad operativa ante contingencias severas en corredores troncales de transmisión (CEN).	Potencial para habilitar capacidades de arranque en negro mediante sistemas de almacenamiento con baterías e inversores <i>grid-forming</i> , fortaleciendo la resiliencia del sistema.

Fuente: Elaboración propia, evidencia en la con base en [DlG SILENT GmbH \(2021\)](#), Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) [\(2022\)](#) y Operador Nacional do Sistema Eléctrico - ONS [\(2024a, 2024b\)](#).

### 3.4 Energía vertida por restricciones operativas (curtailment)

Cuando las necesidades de **flexibilidad, estabilidad y provisión de servicios complementarios** no son atendidas de manera oportuna, los operadores se ven obligados a imponer restricciones operativas. Una de las manifestaciones más visibles y cuantificables de estas restricciones es el vertimiento de energía renovable.

Los vertimientos pueden producirse bajo distintos escenarios: 1) restricciones en la red de transmisión que impiden evacuar la energía disponible; 2) situaciones de sobreoferta en sistemas acoplados; o 3) decisiones preventivas para garantizar la seguridad del sistema, incluyendo el control de frecuencia o la operación bajo criterios de confiabilidad como el estándar N-1<sup>5</sup>.

Los vertimientos de energía renovable en los principales sistemas eléctricos de América Latina muestran un patrón común: en países con rápida expansión solar y eólica, comienzan a surgir como una señal temprana de descoordinación entre la localización de los recursos energéticos, la capacidad de transmisión disponible y la flexibilidad operativa del sistema eléctrico. Lejos de tratarse de episodios aislados, los datos muestran que las restricciones al despacho se concentran en determinadas zonas y franjas horarias, reflejando limitaciones estructurales que comienzan a repetirse en distintos sistemas eléctricos de la región.

Experiencias internacionales muestran que la incorporación de almacenamiento energético puede contribuir a reducir vertimientos renovables al absorber excedentes temporales de generación y desplazarlos hacia períodos de mayor demanda ([NREL, 2019](#); [NREL-Frazier et al., 2021](#); [IEA, 2024](#)). En mercados como California y Australia ([CAISO, 2023](#); [AEMO, 2025](#)), el crecimiento acelerado de sistemas de almacenamiento ha permitido gestionar excedentes solares y reducir restricciones al despacho en determinadas horas del día.

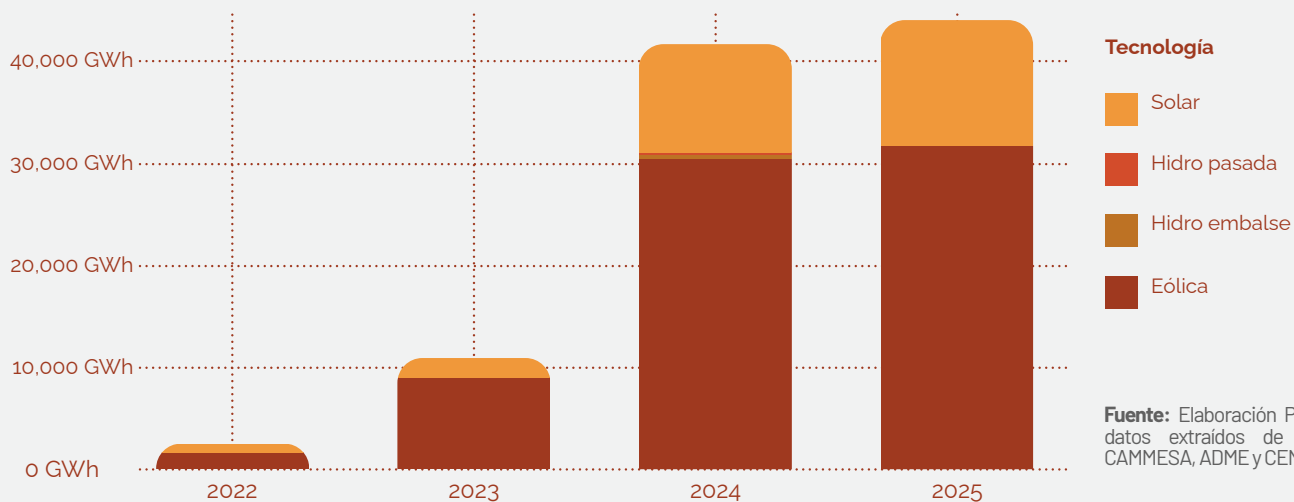


Imagen generada con I.A.

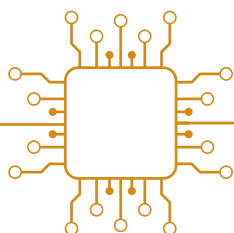
<sup>5</sup> **Criterio N-1:** criterio de confiabilidad que establece que el sistema eléctrico debe seguir operando de forma segura si falla un solo componente relevante (por ejemplo, una línea, un transformador o una central), sin interrumpir el suministro a los usuarios.



**Gráfico 5.** Vertimiento de energías renovables en Argentina, Brasil, Chile y Uruguay (2022 - 2025)

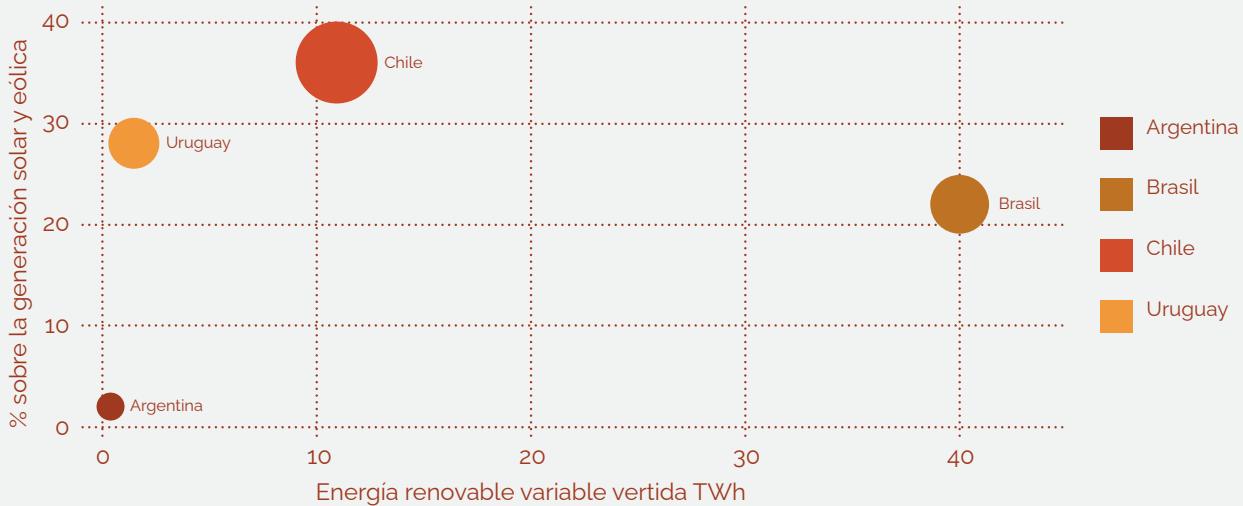


Como se observa en el Gráfico 3, se evidencia que entre 2022 y 2024, los vertimientos de energía renovable variable se multiplicaron por diez en los países estudiados en el Cono Sur. En conjunto, Argentina, Brasil, Chile y Uruguay pasaron de registrar valores bajos en 2022 a enfrentar dos años después, niveles de energía no aprovechada de alrededor de 40 TWh, equivalente a la generación de energía eléctrica de Bolivia, El Salvador, Honduras y Nicaragua juntos, para el año 2024 (OLADE, 2024). Estas estimaciones corresponden al volumen total de energía renovable que no pudo ser despachada en los sistemas analizados debido a restricciones operativas o de transmisión. Las cifras agregadas reflejan estimaciones basadas en datos reportados por los operadores de sistema de cada país y deben interpretarse como una aproximación del potencial energético no aprovechado.



### 3.5 Análisis sobre vertimientos en la región

**Gráfico 6.** Magnitud e intensidad de los vertimientos de energía en Argentina, Brasil, Chile y Uruguay a 2024



País	Vertimiento anual (TWh)	% de energía vertida respecto a la generación total del país	% de generación solar + eólica respecto a generación total
Argentina	>0,4	<1%	~2%
Brasil	>40	~6%	~22%
Chile	>11	~12%	~36%
Uruguay	~1,5	~4%	~28%

Desde una perspectiva económica, estas pérdidas son significativas. Para 2024, se estiman costos agregados cercanos a **USD 6.700 millones** asociados a energía vertida en los países analizados, con incrementos interanuales superiores al 100 % en algunos casos recientes<sup>6</sup>. Más allá de la energía no aprovechada, estas restricciones reflejan **costos sistémicos asociados a la falta de flexibilidad del sistema eléctrico**, incluyendo la utilización ineficiente de infraestructura existente, el despacho de generación de mayor costo y los mayores requerimientos de reservas operativas (BID, 2026). En la práctica, estos costos no son absorbidos exclusivamente por los generadores, sino que **terminan trasladándose progresivamente a la planificación del sistema y a las tarifas eléctricas**, afectando directa o indirectamente a los usuarios finales. En este sentido, **los vertimientos ilustran el impacto económico de no aprovechar energía ya generada y refuerzan la necesidad de inversiones coordinadas en almacenamiento y transmisión para mejorar la eficiencia global del sistema eléctrico.**

<sup>6</sup> Estas estimaciones se basan en una aproximación del valor económico de la energía vertida calculado a partir de precios mayoristas promedio observados en los mercados eléctricos de los países analizados. Este cálculo debe interpretarse como una estimación del valor económico potencial de la energía no aprovechada y no necesariamente como una pérdida financiera directa para los agentes generadores.



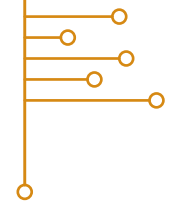
En el caso de **Colombia**, si bien no se publica la serie de vertimientos en el país, XM, operador del sistema, en su publicación Estudio de Flexibilidad del SIN 2024-2030 ([XM, 2024](#)) estima que con la expansión renovable prevista hacia finales de la década, el país podría enfrentar vertimientos de energía solar y eólica superiores al **8 %** de la capacidad instalada en todos los escenarios e hidrologías analizadas, equivalentes a **más de 7,8 GWh por día**. En términos anuales, esto representa pérdidas cercanas a 3 TWh, concentradas principalmente en los departamentos de La Guajira, Cesar y Córdoba, donde se proyecta que la generación eólica y solar superará en 2030 la capacidad de transmisión existente. El estudio identifica el norte del país como la zona de mayor restricción del sistema (45 % del total) y advierte que el aprovechamiento pleno de su potencial dependerá de la entrada oportuna de proyectos estratégicos en transmisión. Esto confirma que un posible incremento en vertimientos de energía renovable en Colombia no es un riesgo teórico, sino una realidad operativa.

Además de América Latina, patrones similares se observan en otros países del **Sur Global**, aunque con distintos niveles de madurez y disponibilidad de datos. En **África Subsahariana**, estudios recientes estiman que, en contextos con rápida incorporación de generación solar y eólica y redes con limitada flexibilidad, hasta un 20 % ([Alex-Oke et al., 2025](#)) del potencial renovable puede ser desaprovechado, principalmente por insuficiencia de almacenamiento y cuellos de botella en transmisión. Este fenómeno se concentra en regiones alejadas de los centros de demanda, como el norte de Kenia o el Northern Cape en Sudáfrica ([Alex-Oke et al., 2025](#)). De manera análoga, en **India**, uno de los mercados renovables de mayor crecimiento global, la rápida expansión solar, con más del 70 % (Garg & Sharma, 2025) de su capacidad renovable instalada concentrada en solar y eólica, ha comenzado a superar la capacidad de transmisión del sistema. En 2025, productores solares en el estado de Rajasthan enfrentaron reducciones al despacho de hasta 48 % durante horas pico de demanda ([Reuters, 2025](#)), mientras que en otros estados con alta penetración solar la generación efectiva se ubicó alrededor de 10% por debajo de los niveles previstos.



### 3.6 Vertimientos: diferencias en el tratamiento regulatorio y operativo entre países

Como se identificó anteriormente, en contextos de alta penetración de energías renovables variables, los operadores deben imponer restricciones que conllevan vertimientos de energía, con el fin de evitar congestiones, mantener el control de frecuencia y tensión, y preservar la operación segura del sistema ante contingencias, particularmente cuando la infraestructura de transmisión o los recursos disponibles para gestionar la energía en el tiempo (sistemas de almacenamiento) resultan insuficientes.



Las diferencias en la forma en que los sistemas eléctricos de la región, particularmente en los casos de Chile, Brasil, Argentina y Uruguay, **definen, registran y gestionan las restricciones operativas, los vertimientos y sus escenarios** reflejan marcos regulatorios y operativos heterogéneos. En Chile y Brasil existen definiciones explícitas y categorías diferenciadas para reducciones de generación por causas externas a las plantas, incluyendo el uso formal del concepto de *curtailment* o *constrained-off*, así como procedimientos específicos de asignación y, en ciertos casos, compensación económica. En otros casos, el fenómeno se aborda bajo conceptos más amplios de reducción al despacho o restricciones operativas, sin una categoría específica para la generación solar y eólica.

Estas divergencias normativas y metodológicas tienen implicaciones directas sobre la **comparabilidad de los datos, la asignación de responsabilidades operativas y los esquemas de compensación económica**. Asimismo, estas diferencias regulatorias influyen en las señales de inversión del sector eléctrico al afectar la forma en que se asignan los riesgos operativos asociados a restricciones del sistema y las condiciones bajo las cuales los desarrolladores pueden recuperar sus inversiones.

En conclusión, la expansión renovable de la región comienza a enfrentar barreras estructurales asociadas a la infraestructura del sistema eléctrico. La insuficiente expansión de redes, junto con la limitada disponibilidad de recursos adicionales de flexibilidad (entre ellos, el almacenamiento energético), está generando niveles crecientes de vertimientos de energía renovable. Al mismo tiempo, en varios países de la región persisten desafíos en la medición sistemática de estos eventos, en la evaluación de sus impactos económicos y en el diseño de soluciones que permitan gestionarlos de manera eficiente dentro del sistema eléctrico.



Imagen generada con I.A.



4.

# Tendencias tecnológicas del almacenamiento en la región



**TRANSFORMA**


**EL ROL DEL ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO EN AMÉRICA LATINA:**  
avances y retos en la región


# 4. Tendencias tecnológicas del almacenamiento en la región

El presente capítulo aborda el desarrollo del almacenamiento de energía en América Latina desde una perspectiva técnica y estratégica, destacando su creciente relevancia como recurso para fortalecer la flexibilidad, la estabilidad operativa, la resiliencia y la eficiencia de los sistemas eléctricos.


## 4.1 Definición general de las categorías de almacenamiento

Las tecnologías de almacenamiento de energía pueden agruparse en grandes categorías, en función de la forma física o química en la que se almacena la energía y de los servicios que pueden aportar al sistema eléctrico

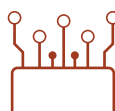
 **El almacenamiento electroquímico** incluye principalmente los sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS), en los que la energía se almacena mediante reacciones electroquímicas reversibles. Estas tecnologías se caracterizan por su **alta modularidad, tiempos de respuesta muy rápidos y flexibilidad operativa**, lo que las hace especialmente adecuadas para servicios como el control de frecuencia, la gestión de rampas, el arbitraje horario y la mitigación de vertimientos de corta duración.

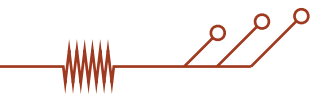
 **El almacenamiento mecánico** agrupa tecnologías que almacenan **energía en forma de energía potencial o cinética**, como el bombeo hidráulico y los volantes de inercia. Estas soluciones suelen operar a **mayor escala y con duraciones más largas**, aportando respaldo energético, estabilidad sistémica y servicios de regulación. Resultan particularmente relevantes en sistemas con alta penetración de energías renovables variables.

 **El almacenamiento térmico** se basa en la acumulación de energía en forma de calor para su uso posterior, ya sea como energía térmica o reconvertida en electricidad. En el contexto regional, estas tecnologías están asociadas principalmente a **plantas solares de concentración y a aplicaciones industriales**, y ofrecen soluciones de **larga duración**, aunque con mayores requerimientos de espacio e inversión inicial.

 **El almacenamiento químico** comprende tecnologías que convierten la electricidad en **vectores energéticos químicos**, como el hidrógeno y sus derivados. Su principal valor no reside en la eficiencia de corto plazo, sino en su capacidad de **almacenamiento de larga duración (estacional) y a gran escala**, permitiendo desacoplar en el tiempo la generación renovable y la demanda, así como apoyar la descarbonización de sectores difíciles de electrificar.

Estas categorías no son excluyentes ni compiten entre sí de forma directa. Por el contrario, **responden a necesidades distintas del sistema eléctrico** y su relevancia depende de factores como la estructura de la matriz energética, la configuración de la red, la escala del sistema y los objetivos de planificación de cada país.





## 4.2 Complementariedad tecnológica y selección estratégica con enfoque regional

Las tecnologías de almacenamiento energético cumplen roles diferenciados en los sistemas eléctricos debido a que sus diseños físicos optimizan dimensiones distintas del problema: algunas priorizan la **potencia** (respuesta inmediata), mientras que otras maximizan la **energía** (volumen total almacenado) o la **duración temporal del suministro** (tiempo en el que pueden mantener la energía almacenada). Por esta razón, no constituyen sustitutos directos, sino soluciones complementarias que deben coexistir para garantizar la resiliencia y eficiencia del sistema eléctrico de la región, entendiendo los potenciales y contextos nacionales.

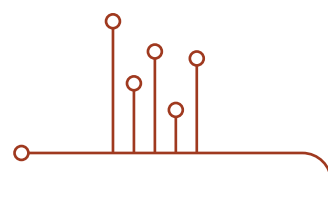
**En horizontes de segundos a minutos**, las baterías electroquímicas destacan por su capacidad de respuesta casi instantánea, lo que las convierte en herramientas clave para el control de frecuencia, la mitigación de rampas abruptas y la estabilidad operativa en sistemas con alta penetración de energías renovables variables. Sin embargo, su despliegue masivo para almacenamiento de grandes volúmenes de energía resulta costoso y presenta desafíos asociados a su degradación, a la disponibilidad de materiales y a la gestión de ciclo de vida, así como a la volatilidad de las cadenas de suministro ([OnLocation, 2020](#)). Estas características también les permiten participar en mercados eléctricos donde se reconocen servicios auxiliares como el control de frecuencia, la regulación de potencia y el soporte a la operación del sistema.

En los últimos años también ha emergido el concepto de Long Duration Energy Storage (LDES), que agrupa tecnologías capaces de almacenar energía durante periodos superiores a diez horas e incluso varios días. Estas soluciones buscan complementar a las baterías convencionales en la provisión de flexibilidad de mayor

**En un nivel intermedio** entre las soluciones de potencia rápida y el almacenamiento estacional, el almacenamiento térmico cumple un rol específico como tecnología integrativa. Su principal valor no reside en la respuesta instantánea ni en el volumen masivo de energía almacenada, sino en su capacidad para **optimizar la operación de plantas térmicas e industriales**, reduciendo el ciclado ineficiente y mejorando la eficiencia global del sistema. En contextos donde existe infraestructura térmica existente (como ciclos de vapor, plantas de concentración solar o procesos industriales intensivos en calor), el almacenamiento térmico permite desacoplar parcialmente la generación del consumo sin requerir reconversiones profundas del sistema eléctrico. No obstante, su aplicación está condicionada por límites físicos asociados a la densidad energética del calor y a la resistencia de materiales a altas temperaturas, lo que restringe su escalabilidad como solución universal y lo posiciona como un complemento específico dentro de una cartera más amplia de flexibilidad ([González Cuenca, 2025](#)).

**Para la provisión de energía a gran escala** y la seguridad estructural del sistema, el almacenamiento hidroeléctrico por bombeo continúa siendo la opción más robusta y económica. Su capacidad para almacenar grandes cantidades de energía durante horas o días lo posiciona como un pilar para la suficiencia energética y la resiliencia del sistema, aunque su desarrollo está condicionado por factores geográficos ambientales y por largos plazos de maduración de proyectos ([Saravia et al., 2022](#)).

**Finalmente, en escalas temporales de semanas a meses**, el hidrógeno verde y sus derivados emergen como un vector energético clave para el almacenamiento estacional y la descarbonización de sectores



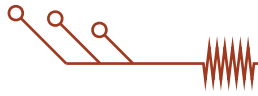
difíciles de electrificar. A diferencia de otras tecnologías de almacenamiento eléctrico directo, el hidrógeno permite convertir electricidad en un portador energético químico, que puede almacenarse durante largos periodos y transportarse entre regiones o mercados. Aunque sus eficiencias de conversión son menores en comparación con otras tecnologías de almacenamiento, su valor estratégico radica en su capacidad para desacoplar la generación renovable de la demanda en escalas temporales largas, así como en su potencial para integrarse con cadenas industriales y mercados energéticos internacionales ([González Cuenca, 2025](#)).

En este contexto, la planificación energética no debe orientarse a seleccionar una “tecnología ganadora”, sino a identificar qué combinación de soluciones permite cerrar las brechas de flexibilidad del sistema en distintas escalas temporales, espaciales y contextuales, según las necesidades propias de cada nación.

Ninguna tecnología, por sí sola, es capaz de cubrir de manera eficiente todos los requerimientos de flexibilidad que emergen con la alta penetración de energías renovables variables. Las diferencias en tiempos de respuesta, duración de descarga, escala de energía y condiciones de despliegue determinan que cada solución cumpla funciones específicas dentro del sistema. En este sentido, el almacenamiento debe entenderse como un portafolio de tecnologías complementarias, cuya selección depende del tipo de problema a resolver, desde la estabilidad instantánea de la red hasta la suficiencia energética estacional y de las características físicas, regulatorias y económicas de cada país. La Tabla 2. Tecnologías y las necesidades a las que responden, sintetiza esta lógica comparativa, permitiendo identificar de manera clara qué tecnología resulta más adecuada para cada necesidad del sistema eléctrico.



Imagen generada con I.A.



**Tabla 2.** Tecnologías y las necesidades a las que responden



Fuente: Elaboración propia, Fuentes: OnLocation, Cuenca, BID.

## 4.3 Consideraciones socioambientales y políticas del almacenamiento energético

El despliegue de tecnologías de almacenamiento energético no solo responde a criterios técnicos y económicos, sino que también puede estar asociado a impactos socioambientales y políticos relevantes que deben ser considerados por los tomadores de decisión. Estos impactos varían significativamente según la tecnología, la escala y el contexto territorial de implementación.

### Almacenamiento electroquímico (BESS)

Los sistemas de baterías presentan ventajas claras desde una perspectiva socioambiental: son modulares, de rápida instalación y requieren una huella territorial reducida, lo que facilita su inserción en entornos urbanos y descentralizados, industriales y en nodos críticos de red sin generar grandes conflictos por uso de suelo. No obstante, su despliegue masivo plantea desafíos asociados a la cadena de suministro de minerales críticos (litio, níquel, cobalto), concentrada geográficamente y con riesgos socioambientales aguas arriba. Para América Latina, este punto adquiere una dimensión política adicional, dado su rol como proveedor de materias primas estratégicas, reforzando la necesidad de marcos de gobernanza, trazabilidad y valor agregado local.

En paralelo, el desarrollo de cadenas de reciclaje y recuperación de materiales críticos comienza a ganar relevancia en la industria del almacenamiento. Iniciativas industriales orientadas al reciclaje de baterías de ion-litio y a la reutilización de baterías en aplicaciones de segunda vida están emergiendo, como Altero o Batx en Colombia, contribuyendo a reducir la demanda primaria de minerales críticos y a mejorar el desempeño ambiental del ciclo de vida de estas tecnologías.

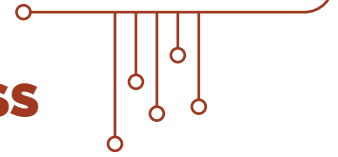
### Almacenamiento hidroeléctrico por bombeo (HPS)

El bombeo hidráulico ofrece almacenamiento de gran

escala y larga duración. Mientras que los sistemas de baterías de ion-litio suelen operar en escalas de decenas a cientos de MWh, con duraciones típicas de 1 a 6 horas, el almacenamiento hidroeléctrico por bombeo (HPS) opera en órdenes de magnitud superiores con tiempos de descarga usualmente entre 6 y 10 horas o más, y capacidades energéticas que pueden situarse en el rango de varios GWh e incluso decenas de GWh en proyectos de gran tamaño), con beneficios sistémicos importantes en términos de estabilidad e inercia. Sin embargo, su desarrollo suele implicar impactos territoriales significativos, procesos de licenciamiento ambiental complejos y potenciales conflictos sociales, especialmente en países con antecedentes sensibles en proyectos hidroeléctricos. Desde una perspectiva política, el HPS requiere altos niveles de coordinación institucional, planificación de largo plazo y legitimidad social, lo que lo posiciona como una opción estratégica, pero no inmediata, en muchos sistemas de la región.

### Almacenamiento térmico y químico (hidrógeno y derivados)

El almacenamiento térmico suele asociarse a infraestructuras existentes, lo que reduce impactos adicionales, pero limita su escalabilidad geográfica. En el caso del hidrógeno, sus implicaciones trascienden el sector eléctrico: introduce una nueva dimensión geopolítica y comercial vinculada a exportaciones, encadenamientos industriales y descarbonización de sectores difíciles de electrificar. Si bien su rol como almacenamiento es aún marginal en el corto plazo por los costos asociados a la masificación de la tecnología, su despliegue temprano puede tener efectos positivos en empleo, innovación y posicionamiento internacional.



## 4.4 Tendencias de almacenamiento en BESS

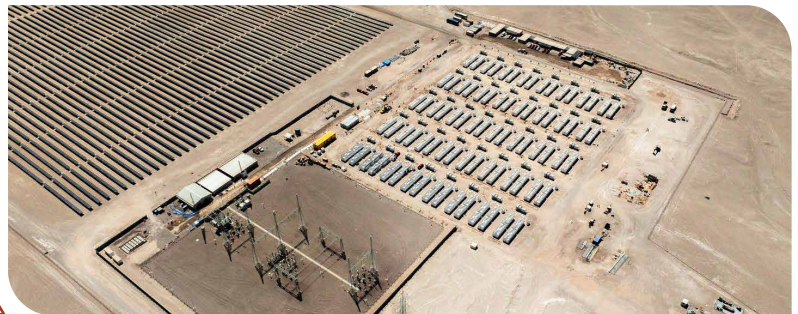
El almacenamiento electroquímico se ha consolidado como la tecnología de almacenamiento con mayor despliegue reciente en América Latina y el Caribe. De acuerdo con datos consolidados de OLADE y con información complementaria recopilada en el marco de este estudio<sup>7</sup>, la región alcanza una capacidad instalada aproximada de **2 GW** en sistemas BESS. Sin embargo, este despliegue no es homogéneo y se caracteriza por una alta concentración geográfica, donde un número reducido de países explica la mayor parte de la capacidad instalada regional.

**Chile** se posiciona como el mercado claramente dominante, con alrededor de **1.4 GW**, lo que representa **cerca de dos tercios del total regional**. Este liderazgo responde a la rápida expansión de la generación solar en el norte del país y al aumento sostenido de vertimientos, lo que ha impulsado proyectos de almacenamiento acoplados a plantas solares, con duraciones típicas de **4 a 6 horas**, diseñadas principalmente para desplazar generación solar desde las horas de mayor producción hacia los periodos de mayor demanda en la tarde y la noche, buscando aliviar la congestión de las redes. La tecnología predominante corresponde a baterías **LFP**.

Un segundo grupo de países presenta capacidades intermedias, aunque significativamente menores en comparación con Chile. México registra aproximadamente **192 MW**, seguido por **Brasil** con **171 MW** y **El Salvador** con **64 MW**. En estos casos, el almacenamiento electroquímico comienza a cumplir un rol dual: por un lado, apoyar la integración de nueva generación renovable y, por otro, fortalecer la flexibilidad operativa y los servicios complementarios del sistema eléctrico.

En contraste, la mayoría de los países de la región se encuentran aún en una etapa incipiente de adopción. **Perú** cuenta con alrededor de **75 MW**, concentrados principalmente en aplicaciones aisladas y mineras, mientras que **Colombia** registra cerca de **10,5 MW**, orientados fundamentalmente a servicios complementarios y respaldo del sistema, más que a la mitigación de vertimientos. Otros países del Caribe y Centroamérica presentan capacidades inferiores a **20 MW**, reflejando un uso aún experimental o localizado del almacenamiento electroquímico.

Sistema de almacenamiento BESS del Desierto (María Elena, Chile). Con una capacidad de 200 MW / 800 MWh, es un referente regional de almacenamiento independiente.  
Créditos: Ministerio de Energía / Gobierno de Chile (2024).



<sup>7</sup> Los valores para **Chile**, **Perú** y **Colombia** han sido complementados y actualizados con información específica levantada en el marco de este estudio, a partir de una revisión de fuentes nacionales y revisión de proyectos en operación. Los datos de capacidad instalada de BESS para el resto de los países corresponden a información recopilada por **OLADE** y publicada en su Libro Blanco del Almacenamiento.

## 4.5 Tendencias en almacenamiento hidroeléctrico por bombeo (HPS)

A diferencia del almacenamiento electroquímico, el almacenamiento hidroeléctrico por bombeo (HPS) presenta un desarrollo más limitado en América Latina y el Caribe, a pesar de su alto potencial técnico. Según el Banco Interamericano de Desarrollo, la capacidad instalada de HPS en la región representa **menos del 1 % de la capacidad mundial**, reflejando barreras regulatorias, ambientales y de maduración de proyectos.

**Argentina** concentra actualmente la mayor capacidad operativa de HPS en Sudamérica, con el complejo **Río Grande (750 MW)** y **Los Reyunos (224 MW)**, respaldados por un marco normativo vigente desde la década de 1990. **Brasil**, pionero histórico en la región, mantiene una capacidad operativa más reducida, pero cuenta con estudios de potencial detallados y una madurez técnica elevada para su futura expansión.

**Chile**, aunque con capacidad instalada aún marginal, destaca por su liderazgo regulatorio y de planificación, al haber incorporado explícitamente el almacenamiento en su marco legal y desarrollado una Estrategia de Flexibilidad, que incluye proyectos de bombeo en etapas avanzadas de evaluación ambiental, como **Espejo de Tarapacá (300 MW)**.

En el caso del **almacenamiento hidroeléctrico por bombeo (HPS)**, si bien se trata de la tecnología de almacenamiento de energía de mayor escala y madurez a nivel global, su desarrollo en América Latina y el Caribe presenta **trayectorias nacionales altamente diferenciadas**, determinadas por condiciones geográficas, ambientales, regulatorias y de planificación de largo plazo.

## 4.6 Tendencias en almacenamiento térmico

El almacenamiento térmico presenta en América Latina un desarrollo aún limitado y altamente focalizado, en comparación con el almacenamiento electroquímico y mecánico. Su despliegue se concentra principalmente en aplicaciones asociadas a la generación solar de concentración (CSP) y en usos industriales o de reconversión de infraestructura termoeléctrica existente, donde el calor constituye un insumo central del proceso productivo o del ciclo de potencia. En algunos casos, el almacenamiento térmico también se explora como parte de esquemas de reconversión de infraestructura termoeléctrica existente, conocidos como sistemas de almacenamiento térmico tipo Carnot.

En este contexto, **Chile lidera el desarrollo regional** mediante el proyecto Cerro Dominador, que incorpora almacenamiento en sales fundidas con una duración de hasta 17 horas, permitiendo entregar energía renovable firme durante períodos nocturnos y reducir la



dependencia de generación fósil de respaldo. Este caso demuestra el potencial del almacenamiento térmico para aportar **energía de larga duración y estabilidad operativa**, especialmente en sistemas con alta penetración solar.

No obstante, fuera de aplicaciones CSP o industriales específicas, el almacenamiento térmico enfrenta limitaciones estructurales para su escalamiento regional, asociadas a su menor densidad energética, mayores requerimientos de espacio y altos costos de inversión inicial. En consecuencia, su rol en América Latina se perfila como complementario y de nicho, relevante en contextos donde existe infraestructura térmica preexistente, más que como una solución transversal para la flexibilidad del sistema eléctrico.

---

## 4.7 Costos

Las diferencias en roles, escalas temporales y funciones que cumplen las tecnologías de almacenamiento tienen implicaciones directas sobre su estructura de costos y su viabilidad económica. No todas las soluciones están diseñadas para maximizar el mismo valor sistémico: mientras algunas priorizan la entrega de potencia rápida y servicios auxiliares, otras optimizan el almacenamiento de grandes volúmenes de energía o la suficiencia de largo plazo.<sup>8</sup> En este sentido, el análisis de costos debe leerse como una extensión del análisis tecnológico, donde la pregunta clave no es únicamente cuánto cuesta una tecnología, sino **qué problema del sistema resuelve y bajo qué esquema de remuneración puede capturar valor**.

Así, la rápida reducción de costos de los sistemas BESS en la última década ha sido un factor determinante para su adopción en América Latina, particularmente en aplicaciones asociadas a la integración solar y a servicios de corto plazo. Las diferencias observadas en los costos de inversión entre países reflejan no solo condiciones de mercado, sino también factores regulatorios, la escala de proyectos, la madurez del sector y los riesgos percibidos.

En términos de planificación, el CAPEX aislado no resulta un indicador suficiente para evaluar la rentabilidad del almacenamiento. Su viabilidad económica depende del **número y tipo de servicios que puede prestar** dentro del sistema eléctrico. Así, en sistemas donde el almacenamiento puede **participar en múltiples mercados o esquemas de remuneración** (arbitraje, servicios complementarios, congestión), la inversión resulta más atractiva que en aquellos donde se limita su rol a una función única.

La comparación directa de costos entre tecnologías y países debe interpretarse con cautela, dado que responde a supuestos técnicos, duraciones, escalas y marcos regulatorios distintos.

---

<sup>8</sup> En la práctica internacional, las tecnologías de almacenamiento suelen clasificarse también según su duración operativa, donde sistemas de corta duración (menos de una hora) se utilizan principalmente para servicios de frecuencia, mientras que sistemas de 4 a 8 horas permiten desplazar generación renovable hacia periodos de mayor demanda.

La forma en que estas tecnologías se despliegan en la región refleja de manera directa las particularidades técnicas, regulatorias y energéticas de cada país. El costo de inversión (CAPEX) promedio en la región para almacenamiento BESS en sistemas de 4 horas, asciende a USD 875,02 por kW, a partir de una recopilación de información de proyectos en América Latina y el Caribe y catálogos tecnológicos nacionales. Este valor evidencia un rezago frente a otras regiones con mayor desarrollo de esta tecnología como China (USD 320 por kW), Estados Unidos (USD 560 por kW), y la Unión Europea ( USD 640 por kW), ([IRENA, 2024](#)). No obstante, distintos actores del sector coinciden en que los costos de inversión en la región pueden situarse por debajo de los valores reportados por agencias internacionales, lo que sugiere una posible sobreestimación en algunas referencias globales.

Aparte de la brecha en años de desarrollo, las diferencias en costos también responden a que las decisiones de inversión en almacenamiento no siguen a un patrón homogéneo, sino a **necesidades específicas del sistema eléctrico**, como la integración de renovables variables, la provisión de servicios complementarios, la gestión de congestiones o la planificación de largo plazo. En este contexto, el análisis en costos por país permite observar cómo las distintas tecnologías han sido priorizadas, qué funciones cumplen en cada sistema y qué tan alineadas están con los desafíos identificados en capítulos anteriores, ofreciendo una base empírica para entender las trayectorias actuales y las oportunidades de fortalecimiento futuro ([Binato et al., 2026](#))

5.

**Casos de estudio:  
Almacenamiento  
en Colombia**



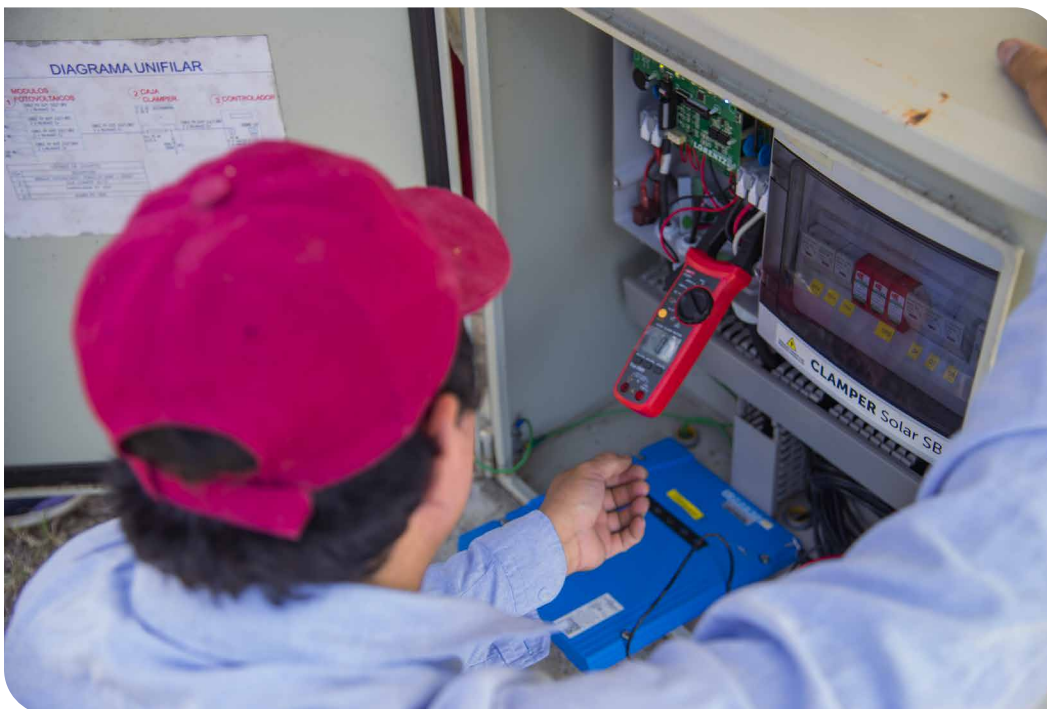
**TRANSFORMA**

**EL ROL DEL ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO EN AMÉRICA LATINA:**  
avances y retos en la región

## 5. Casos de estudio: Almacenamiento en Colombia

Hasta finales de la década pasada, el almacenamiento en Colombia se limitaba a proyectos piloto. A partir de 2019–2020, comienzan a materializarse las primeras iniciativas relevantes desde el sector privado y la planificación pública. Según el Escenario de Transición Energética Justa (TEJ), se proyecta que hacia 2030 Colombia alcance aproximadamente **15,2 GW** de capacidad solar fotovoltaica y **2,95 GW** de energía eólica onshore, junto con la incorporación de capacidades complementarias en bioenergía y cogeneración, y una reducción progresiva de la generación a carbón. Estas metas reflejan la trayectoria esperada de descarbonización del sector eléctrico bajo los supuestos estratégicos definidos por el Gobierno Nacional ([Ministerio de Minas y Energía, 2024](#)).

En este contexto, el almacenamiento no emerge actualmente como una solución a los vertimientos (aunque podría adquirir ese rol en escenarios de alta penetración renovable), sino como una herramienta de flexibilidad orientada a sostener la confiabilidad del sistema y reducir futuros costos de expansión y operación.



Fotografía de David Alejandro Pérez para Narrar la TEJ (2024).





**Tabla 3.** Estado y desarrollo del almacenamiento energético en Colombia

Dimensión	Elemento	Estado	Descripción
<b>Tecnologías</b>	BESS (electroquímico)	✓	Capacidad operativa estimada de 10–12 MW y proyecto de 45 MW en desarrollo
	Bombeo hidráulico (HPS)	✗	Sin proyectos operativos ni en construcción identificados
	Almacenamiento térmico	✗	No se identifican desarrollos en el país
	Hidrógeno y derivados	✓	Incorporado en la planificación energética y en un marco normativo reciente
<b>Regulación y planificación</b>	Marco normativo	✓	Regulación específica desde 2019 y reconocimiento legal en 2021
	Incorporación en planificación	✓	Presente en los escenarios TEJ y en la planificación energética
<b>Prospectiva</b>	Metas y despliegue	✓	Expansión asociada a la integración de renovables hacia 2050
	Configuración técnica	✓	Relación de referencia 2:1 en proyectos híbridos

## 5.1 Evolución reciente del Almacenamiento en Colombia

Hasta finales de la década pasada, el almacenamiento en Colombia se limitaba a proyectos piloto y aplicaciones aisladas. A partir de 2019–2020 comienzan a materializarse las primeras iniciativas relevantes, tanto desde el sector privado como desde la planificación pública. Empresas como [Enel](#), [Celsia](#), [Ecopetrol](#), [Erco Energy](#) y [Canadian Solar](#) han desarrollado o anunciado proyectos BESS asociados a la: integración de generación solar; regulación primaria de frecuencia; respaldo de sistemas aislados; soporte a redes vulnerables; mejora de la operación de plantas térmicas. Paralelamente, el Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas (IPSE) ha desplegado soluciones híbridas con baterías en Zonas No Interconectadas (ZNI) como [Barrancominas](#), donde el almacenamiento cumple un rol crítico en la continuidad del servicio.

De manera paralela, el transportador nacional ISA ha analizado el potencial del almacenamiento como herramienta para fortalecer la confiabilidad del sistema de transmisión y gestionar restricciones operativas en el Sistema Interconectado Nacional.

Un hito institucional fue la adjudicación, en 2021, del primer sistema autónomo de almacenamiento licitado por la [UPME \(STR 01-2021\)](#) en Barranquilla, orientado a reforzar la confiabilidad del suministro en una zona con restricciones estructurales de red.



## 5.2 Marco regulatorio en Colombia

Colombia ha desarrollado un marco regulatorio progresivo que incorpora el almacenamiento en la transición energética, pasando de incentivos a las energías renovables a su integración explícita en el sistema, como se muestra en la tabla 4. Los primeros desarrollos específicos en almacenamiento pretendían atender necesidades puntuales y transitorias del sistema. Posteriormente, la regulación avanzó hacia una mayor integración del almacenamiento de nuevos vectores energéticos. En conjunto, este proceso refleja un avance institucional relevante, aunque aún en evolución, particularmente en lo relacionado con la integración operativa y el desarrollo de esquemas que permitan una participación más amplia de estas tecnologías en el sistema eléctrico.

**Tabla 4.** Marco normativo relevante para el almacenamiento energético en Colombia

Norma	Año	Descripción resumida	Relevancia para almacenamiento
<b>Ley 1715</b>	2014	Establece el marco para promover energías renovables no convencionales, eficiencia energética e incentivos tributarios.	Base legal que habilita el desarrollo de proyectos con almacenamiento asociado.
<b>Decreto 2143</b>	2015	Reglamenta la Ley 1715 y define procedimientos para acceder a incentivos y certificaciones.	Facilita la implementación de proyectos que incorporan almacenamiento.
<b>Resolución CREG 098</b>	2019	Regula la incorporación de sistemas de almacenamiento en el sistema eléctrico nacional.	Norma específica que define el rol regulatorio del almacenamiento.
<b>Decreto 1625</b>	2020	Compila y regula beneficios fiscales para inversiones en renovables y almacenamiento.	Consolida incentivos económicos aplicables a proyectos con baterías u otras tecnologías.
<b>Resoluciones CREG 075 y 174</b>	2021	Establecen reglas sobre capacidad de transporte, autogeneración y generación distribuida.	Permiten esquemas donde el almacenamiento apoya la integración y gestión local.
<b>Ley 2099</b>	2021	Moderniza el marco de transición energética e impulsa nuevas tecnologías como el hidrógeno y el almacenamiento.	Refuerza el reconocimiento estratégico del almacenamiento.
<b>Resolución MME 40283</b>	2022	Define lineamientos para la integración de recursos energéticos distribuidos.	Habilita la participación del almacenamiento como recurso distribuido.
<b>Resoluciones MME 101-034 y 101-053; UPME 081 y 873</b>	2024	Regulan excedentes, conexión y transporte para proyectos renovables.	Aportan condiciones operativas para proyectos híbridos con almacenamiento.



## 5.3 Capacidad instalada y caracterización tecnológica

El despliegue del almacenamiento energético en Colombia es incipiente. La capacidad instalada de sistemas BESS se mantiene en niveles limitados (entre 10–12 MW), asociada a proyectos de pequeña escala y a aplicaciones específicas del sistema.

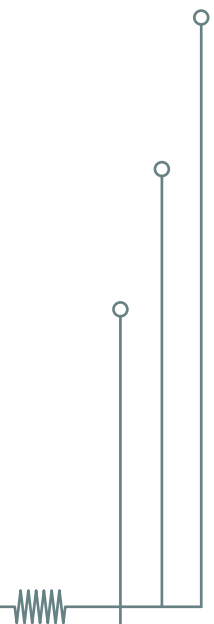
### Recuadro. Proyecto La Arenosa

El proyecto La Arenosa (45 MW) ([UPME, 2026](#)): es una de las primeras iniciativas de almacenamiento a gran escala en Colombia, concebida para mejorar la confiabilidad del sistema en Barranquilla ante limitaciones en la red de transmisión. Si bien, su adjudicación representó un hito para la incorporación del almacenamiento en la planificación del sistema eléctrico, el proyecto se encuentra actualmente [detenido](#) por [desafíos](#) asociados a procesos prediales, problemas de coordinación con obras de conexión al sistema eléctrico y la ausencia de marcos regulatorios plenamente consolidados para este tipo de activos.

Por otro lado, el país no cuenta con desarrollos operativos en almacenamiento hidroeléctrico por bombeo pese a que su potencial técnico preliminar para esquemas reversibles podría alcanzar hasta un 50 % de dicha capacidad ([Saravia et al., 2022](#)), sobre una base de aproximadamente 13,2 GW de capacidad hidroeléctrica instalada ([UPME 2026](#)). Asimismo, se identifican cuencas con infraestructura existente, como las de los ríos Bogotá y Nare, que podrían servir para estudios de factibilidad. Este potencial se ve reforzado por la elevada proporción de recurso hidroeléctrico aún no desarrollado en el país, estimado en cerca del 79 % del total nacional ([UPME 2026](#)).

No obstante, el despliegue de HPS en Colombia enfrenta barreras estructurales más que tecnológicas. En primer lugar, la priorización regulatoria se ha concentrado en sistemas de almacenamiento con baterías, particularmente a partir de la Resolución CREG 098 de 2019, dejando al HPS fuera de los esquemas actuales de planeación y expansión. En segundo lugar, la falta de señales de mercado claras para servicios complementarios, como firmeza, respaldo o flexibilidad de largo plazo, dificulta la viabilidad económica de proyectos intensivos en capital como el bombeo hidráulico. Adicionalmente, el diseño actual del mercado eléctrico colombiano carece de mecanismos intradiarios de formación de precios que permitan capturar plenamente el valor de la flexibilidad temporal de la energía, lo que limita el desarrollo de modelos de negocio para tecnologías de almacenamiento de mayor duración, como el bombeo hidráulico. A ello se suman riesgos socioambientales asociados al desarrollo hidroeléctrico, que elevan la incertidumbre regulatoria y financiera, así como la falta de incorporación explícita del HPS en los portafolios oficiales de expansión del sistema ([Saravia et al., 2022](#)).

Por su parte, otras alternativas como el almacenamiento térmico no presentan desarrollos relevantes, mientras que el hidrógeno comienza a incorporarse en la planificación energética como un vector emergente.



## 5.4 Prospectiva del almacenamiento energético en Colombia y metas indicativas

Desde la perspectiva de la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN), los análisis desarrollados por XM identifican al almacenamiento como un habilitador crítico para preservar la seguridad y la confiabilidad del sistema. El Estudio de Flexibilidad del SIN y Servicios Complementarios (XM, 2024), con horizonte 2029-2030, describe un deterioro de la flexibilidad operativa con 24 de 25 indicadores en riesgo. Entre los principales desafíos se encuentran rampas de generación de hasta 10 GW en pocas horas y la reducción de la inercia del sistema.

En este contexto, el almacenamiento cumple un rol estratégico al permitir el traslado intradiario de energía, reducir congestiones en la red y apoyar el balance entre oferta y demanda. Estas funciones contribuyen a disminuir los vertimientos renovables y optimizar el costo del sistema.

El estudio también resalta la necesidad de servicios de respuesta rápida en frecuencia y advierte que, sin refuerzos en la red y recursos de flexibilidad, la generación renovable podría verse limitada. Asimismo, el almacenamiento puede aportar capacidades tipo grid-forming que refuercen la estabilidad del sistema en escenarios con menor generación síncrona.

**Tabla 5.** Prospectiva del almacenamiento energético en Colombia según la planificación

Dimensión	Elemento	Descripción / Meta
Metas a 2050	Generación solar centralizada con almacenamiento	Hasta 20 GW
	Generación distribuida con almacenamiento	Hasta 10 GW
	Capacidad mínima de almacenamiento (2045-2050)	≥1.500 MW en puntos estratégicos
Configuración técnica	Relación generación solar: almacenamiento	2:1 en proyectos híbridos
	Participación del almacenamiento en la integración renovable	≥20 % de la capacidad requerida
Horizontes de desarrollo	Corto plazo (0-10 años)	Pilotos, ajustes regulatorios e integración inicial
	Mediano plazo (11-20 años)	Escalamiento de soluciones y gestión activa de la demanda
	Largo plazo (21+ años)	Optimización del sistema y mayor participación del almacenamiento

Fuente: Elaboración propia, fuente: Plan Energético Nacional 2024-2054 (UPME 2025).



## 5.5 Síntesis de Colombia

En conjunto, la evidencia técnica y la planificación oficial posicionan al almacenamiento como un componente estructural de la evolución del sistema eléctrico colombiano. Su rol trasciende la mitigación de vertimientos y se orienta hacia la provisión de flexibilidad, resiliencia y eficiencia en un sistema que avanza hacia mayores niveles de electrificación y penetración renovable. Esta perspectiva refuerza la necesidad de alinear la regulación, la planeación e instrumentos de mercado para permitir que el almacenamiento despliegue plenamente su valor sistémico en las próximas décadas.

El desarrollo del almacenamiento energético en Colombia enfrenta principalmente desafíos regulatorios, de planificación y de diseño de mercado. Entre ellos destacan la ausencia de señales explícitas de flexibilidad, limitaciones en los esquemas de remuneración y la necesidad de una mayor articulación entre la planificación de infraestructura y las soluciones de corto plazo. En este contexto, su despliegue dependerá de la consolidación de estos elementos dentro del sistema eléctrico.



Vista panorámica del Parque Solar La Loma en el departamento del Cesar, el complejo fotovoltaico más grande de Colombia. Créditos: Gentileza de Enel Colombia (2024).



# 6.

## Caso de estudio: Almacenamiento en Chile



**TRANSFORMA**

**EL ROL DEL ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO EN AMÉRICA LATINA:**  
avances y retos en la región

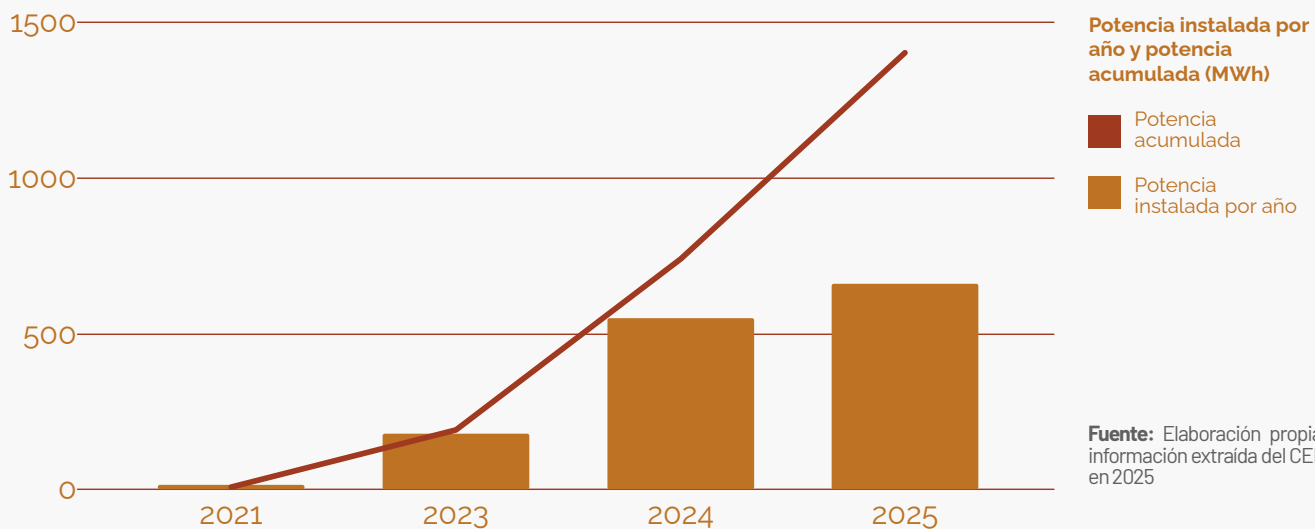
# 6. Caso de estudio: Almacenamiento en Chile

Chile se ha posicionado como el país líder en América Latina en el despliegue de almacenamiento energético, impulsado por una combinación de alta penetración de energías renovables variables, crecientes niveles de vertimiento solar y señales regulatorias que incentivan la flexibilidad del sistema. Este proceso también ha estado asociado a restricciones en la capacidad de transmisión entre las zonas de alta generación solar del norte del país y los principales centros de consumo, lo que ha intensificado la necesidad de soluciones de flexibilidad dentro del sistema eléctrico. El Plan de Expansión de Largo Plazo (2024) concluye que el almacenamiento es costoefectivo para la operación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), especialmente en escenarios con fuerte crecimiento fotovoltaico. En este contexto, Chile es hoy el principal laboratorio de la región en la integración de BESS y la experimentación con tecnologías térmicas.

## 6.1 Almacenamiento Electroquímico en Chile

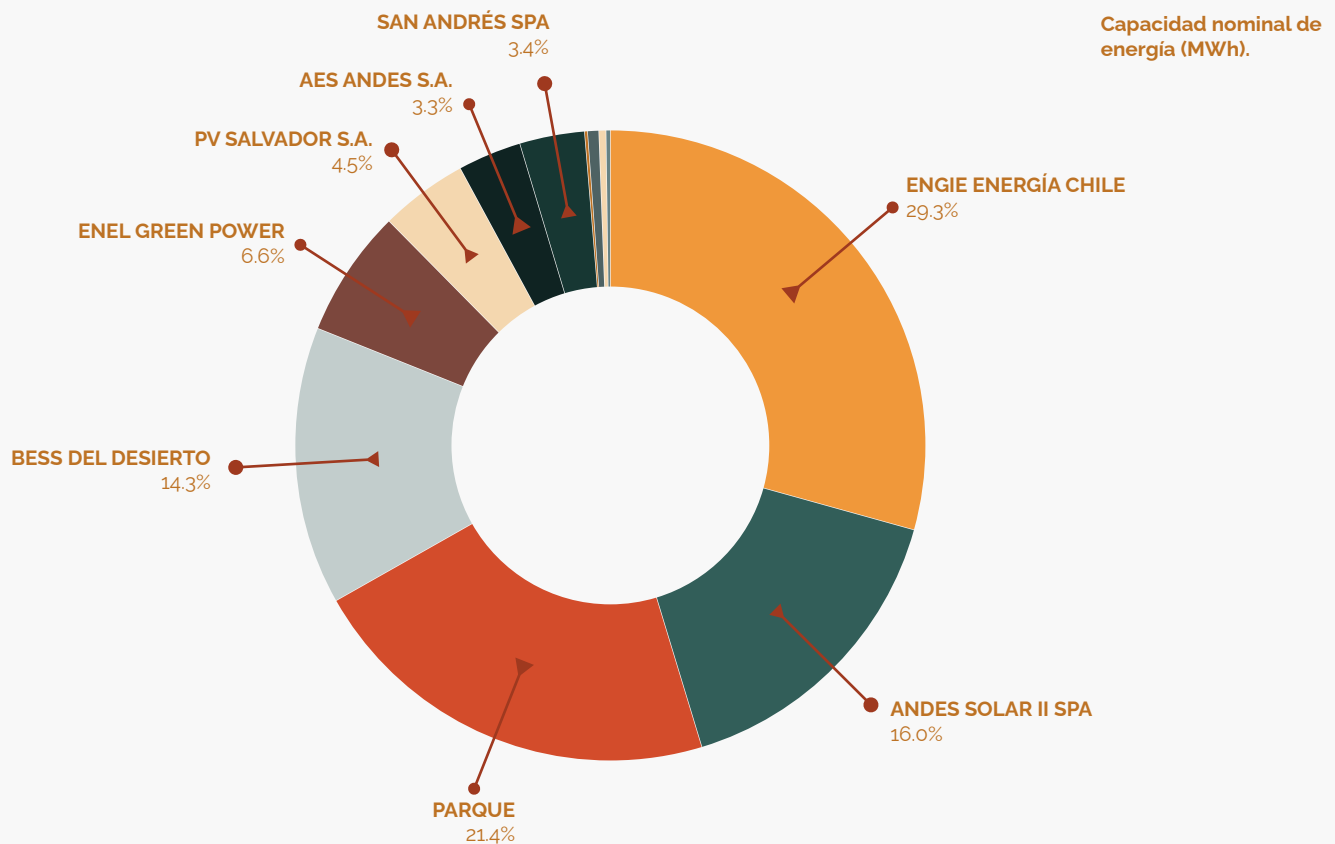
Chile concentra el desarrollo más acelerado de baterías a escala de red en América Latina. A noviembre de 2025, el [Coordinador Eléctrico Nacional](#) (CEN) (2026) registra **1.405 MW de capacidad y 6.043 MWh** de almacenamiento en operación, con una expansión anual sin precedentes en la región.

**Gráfico 7.** Entrada de almacenamiento por año en Chile



La expansión ha sido impulsada por empresas generadoras de gran tamaño y por nuevos actores especializados en almacenamiento, cómo se puede observar en el Gráfico 7. La participación de múltiples empresas en almacenamiento y servicios complementarios favorece su despliegue al reducir barreras, diversificar inversiones y habilitar distintos modelos de negocio mediante una mayor competencia.

**Gráfico 8.** Propietarios de proyectos de almacenamiento electroquímico en Chile



En Chile, los BESS se utilizan principalmente para arbitraje intradiario, absorbiendo excedentes solares entre las 10:00 y las 17:00 y reinyectándolos en el pico nocturno. Según el CEN, más del 70 % de la capacidad instalada corresponde a proyectos híbridos fotovoltaicos con almacenamiento, lo que refleja su uso frecuente para gestionar excedentes y apoyar el despacho del sistema. [\(CEN, 2026\)](#)

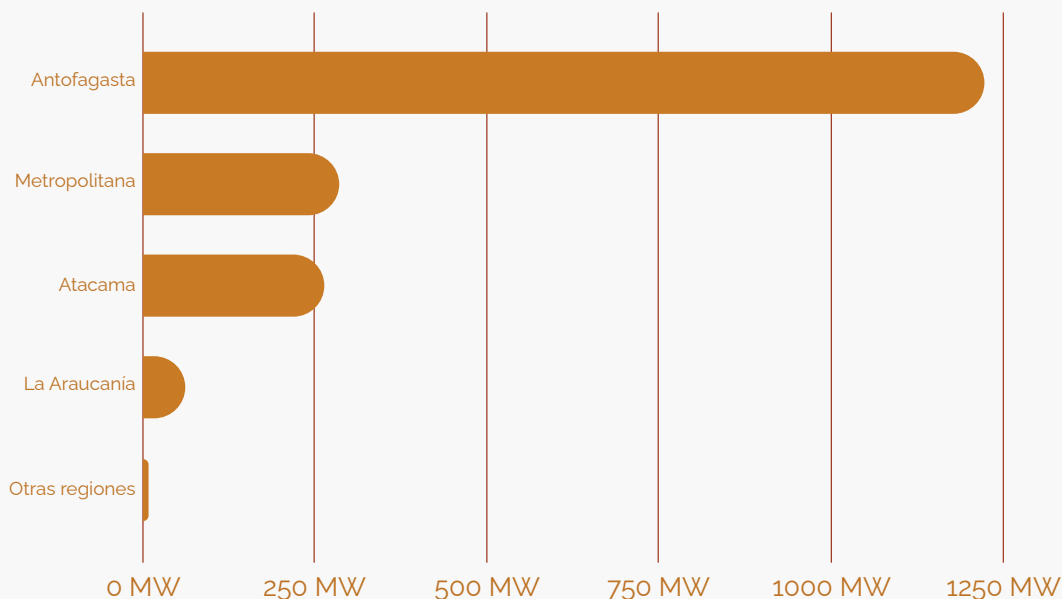
Adicionalmente, los sistemas de almacenamiento comienzan a prestar servicios complementarios, como control primario de frecuencia y soporte operativo, aunque estos aún representan una fracción menor del total de ingresos. En términos de modelos de negocio, predominan esquemas de arbitraje (69 %), servicios



complementarios limitados (control primario de frecuencia, ~4 %). y "otros servicios" (27 %), categoría que incluye estrategias de reducción de vertimientos, firming de capacidad y servicios operativos específicos según cada central.

Desde una perspectiva territorial, según el Boletín de Generadoras de Chile (2025) el despliegue de los sistemas de almacenamiento electroquímico se encuentra altamente concentrado en algunas regiones. **Antofagasta concentra el 66 % de la potencia operativa**, seguida por Metropolitana (15 %) y Atacama (14 %), sumando un **96 %** de la capacidad de almacenamiento en operación en el país. Esta zonificación responde al patrón geográfico del desarrollo solar fotovoltaico y al nivel de congestión del sistema.

**Gráfico 9.** Capacidad de BESS en Operación en Chile



Fuente: Elaboración propia con base en datos del CEN

En términos de tecnologías, el país muestra una transición hacia **baterías de mayor duración**. Mientras los primeros proyectos tenían entre 2–4 horas, los más recientes alcanzan duraciones entre **4 y 6 horas** (CEN, 2026), en línea con la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) 2023–2027 (Ministerio de Energía, 2024) hacia 2030. Esta tendencia hacia sistemas de mayor duración responde a la necesidad de trasladar excedentes solares diurnos al pico de demanda nocturno, una brecha de 4 a 6 horas que ha consolidado ese rango como un equilibrio entre valor operativo y costos de inversión.

La combinación de factores de precio, la caída de costos en la tecnología LFP, y mayor penetración renovable ha generado un pipeline de **más de 17 GW** en distintas etapas de desarrollo (i.e., iniciativas en evaluación ambiental, calificación técnica y construcción) (ACERA, 2025), lo que evidencia que bajo condiciones de mercado con congestión y vertimientos, el almacenamiento puede alcanzar viabilidad económica.



## 6.2 Almacenamiento mecánico (bombeo hidráulico)

Aunque Chile no cuenta con centrales de bombeo hidráulico en operación, el CEN ha modelado el bombeo hidráulico como una alternativa tecnológica relevante para la flexibilidad de largo plazo como se muestra en su Estudio de Almacenamiento de Energía en el SEN ([CEN, 2023](#)), complementaria a la expansión solar y eólica. Además, el país posee un potencial significativo. Según la [PELP](#), se estiman más de **42 GW de potencial bruto**, especialmente en la zona norte.

En los escenarios de planificación del SEN, el almacenamiento hidroeléctrico por bombeo aparece principalmente como una solución de almacenamiento de larga duración (Long Duration Energy Storage - LDES), complementaria a los sistemas BESS de duración media.

Dos proyectos emblemáticos ilustran tanto el potencial como los desafíos:

- **Paposo (800 MW)**, actualmente [detenido](#) por observaciones ambientales del [Servicio de Evaluación Ambiental \(SEA\)](#)
- **Espejo de Tarapacá (300 MW)**, [cancelado](#) por falta de financiamiento.

## 6.3 Almacenamiento térmico (Carnot / sales fundidas)

Chile es el único país de la región con un proyecto comercial de planta termosolar de concentración (CSP) con almacenamiento térmico: **Cerro Dominador**, con **110 MW y 17 horas** de almacenamiento en sales fundidas. Sin embargo, presenta fallas estructurales: desde mayo de 2023 se detectaron fisuras en tanques de sales calientes, lo que obligó a reemplazarlos. Las reparaciones han sufrido repetidos retrasos postergando su reinicio operativo.

Adicionalmente, existen **560 MW** de proyectos tipo Carnot aprobados ([ACERA, 2025](#)). El estudio titulado "Reconversión de centrales a carbón en plantas de almacenamiento térmico con energía renovable en Chile" ([DLR et al., 2020](#)) propone reconvertir centrales a carbón mediante sistemas TES de sales fundidas, aprovechando infraestructura existente y reduciendo impactos laborales.

Las recomendaciones clave incluyen: diseñar estudios de ingeniería, ajustar incentivos regulatorios y permitir duraciones de descarga de hasta 14 horas.



## 6.4 Almacenamiento químico (hidrógeno y derivados)

Aunque Chile no cuenta aún con proyectos de hidrógeno conectados directamente al SEN como mecanismo formal de almacenamiento, el **hidrógeno verde (H<sub>2</sub>V)** es uno de los pilares estratégicos del país en materia de descarbonización profunda y almacenamiento energético de larga duración.

La Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde ([Ministerio de Energía, 2020](#)) posiciona al país como un potencial líder mundial en producción competitiva de hidrógeno mediante electrólisis alimentada por energías renovables. La estrategia se organiza en tres oleadas. En una primera fase (2020–2025), el enfoque se centra en la construcción del mercado doméstico y el desarrollo de capacidades iniciales. Posteriormente, en el período 2025–2030, se proyecta un escalamiento industrial acompañado de la apertura de los primeros mercados de exportación, particularmente en amoníaco verde. Finalmente, en una tercera etapa (posterior a 2030), se plantea la inserción del país en mercados globales de combustibles sintéticos, incluyendo aplicaciones en aviación y transporte marítimo.

No obstante, en el contexto actual del SEN, el hidrógeno aún no participa como recurso operativo de almacenamiento eléctrico, sino principalmente como vector energético para exportación y descarbonización industrial.

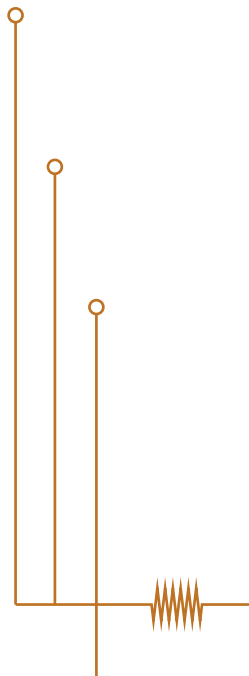
---

## 6.5 Síntesis prospectiva y aprendizajes para la región

El caso chileno permite observar la trayectoria de un sistema eléctrico en transición avanzada, caracterizado por una creciente necesidad de recursos de flexibilidad para gestionar altos niveles de generación renovable variable. La evolución del sistema ha estado marcada por la integración acelerada de renovables, el aumento de vertimientos y la incorporación progresiva del almacenamiento como herramienta de planificación y optimización. En este contexto, el almacenamiento ha dejado de ser un activo opcional para convertirse en un atributo costo-efectivo del sistema, con necesidades proyectadas de entre **2,0 y 2,9 GW** adicionales hacia el 2030 ([Ministerio de Energía, 2024](#)) y cerca de **6.000 MW** hacia el 2050 ([Ministerio de Energía, 2022](#)).

La experiencia reciente muestra una transición en los desafíos operativos: desde la gestión de vertimientos solares en horas de máxima generación hacia la necesidad de gestionar rampas pronunciadas y proveer flexibilidad en horas nocturnas. Así, el almacenamiento deja de cumplir únicamente un rol de mitigación y pasa a desempeñar una función estructural en la operación del sistema eléctrico.

Desde una perspectiva regional, Chile funciona como un escenario adelantado que anticipa desafíos que otros países enfrentarán en la próxima década. Su experiencia evidencia que el almacenamiento no debe incorporarse únicamente como respuesta a restricciones operativas, sino como parte de una estrategia anticipatoria que articule planificación, regulación y señales económicas.



En sistemas con alta penetración solar, la incorporación adicional de capacidad puede generar beneficios decrecientes si no se desarrollan recursos de flexibilidad asociados, fenómeno relacionado con la reducción del valor económico de las energías renovables a medida que aumenta su participación en el sistema ([Hirth, 2013](#); [Jenkins et al., 2018](#); [Agora Energiewende, 2015](#)).

El desarrollo del almacenamiento en Chile responde a la convergencia de factores estructurales como el aumento de vertimientos, restricciones en transmisión y la habilitación regulatoria para proyectos híbridos. En conjunto, el caso chileno demuestra que el almacenamiento no es únicamente una tecnología complementaria, sino un componente estructural para sostener la estabilidad, eficiencia y valor económico de los sistemas eléctricos en transición.





# Caso de estudio: Almacenamiento en Perú



**TRANSFORMA**

**EL ROL DEL ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO EN AMÉRICA LATINA:**  
avances y retos en la región

# 7. Caso de estudio: Almacenamiento en Perú

El sistema eléctrico peruano se encuentra en una etapa temprana de integración del almacenamiento energético, en un contexto de transición caracterizado por una creciente participación de energías renovables y por la necesidad de fortalecer la confiabilidad del suministro en territorios diversos y, en muchos casos, geográficamente complejos.

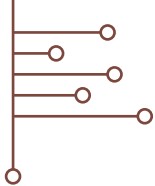
Desde el punto de vista normativo, Perú ha dado señales iniciales relevantes. La aprobación de la [Ley N.º 32249](#), que reconoce los servicios complementarios, y la modificación de la [Ley N.º 28832](#) en diciembre de 2024 (Proyecto de Ley 04565) abren espacio para una mayor participación de energías renovables y para una mayor competencia en el mercado eléctrico. No obstante, estas reformas aún no definen de manera explícita al almacenamiento eléctrico como una categoría regulatoria propia dentro del sector eléctrico, ni establecen un tratamiento tarifario o regulatorio integral para sus múltiples funciones.

Aunque la política energética de largo plazo (2010–2040) menciona la generación distribuida y el uso eficiente de tecnologías, hasta la fecha no se ha desarrollado un reglamento específico que reconozca plenamente el valor sistémico del almacenamiento. En la práctica, esto implica que servicios como flexibilidad, potencia firme, control de congestión, arranque en negro o apilamiento de servicios aún no cuentan con un esquema robusto de reconocimiento y remuneración.

En este contexto, el almacenamiento en Perú surge principalmente como una **herramienta funcional para confiabilidad, respaldo y provisión de flexibilidad localizada**, especialmente en sistemas aislados, procesos industriales críticos y centrales térmicas.

## 7.1 Almacenamiento electroquímico

El despliegue de sistemas de almacenamiento electroquímico en Perú se ha dado de forma gradual y altamente segmentada, respondiendo a necesidades operativas concretas más que a una estrategia sistémica de integración.



## 7.1.1 Sistemas aislados y electrificación territorial

Un área de avance ha sido el desarrollo de proyectos híbridos solar fotovoltaica + BESS en sistemas aislados. Actualmente, al menos 15 sistemas aislados se encuentran incorporando este tipo de soluciones, con el objetivo de sustituir progresivamente generación térmica diésel, mejorar la continuidad del servicio y reducir costos operativos y emisiones.

Al menos nueve de estos sistemas se encuentran operativos, mientras que el resto se encuentra en fases avanzadas de desarrollo. Estos proyectos posicionan al almacenamiento como un habilitador clave de acceso energético, más que como un activo de mercado.

## 7.1.2 Baterías asociadas a centrales térmicas y minería

Un segundo eje de desarrollo corresponde a la instalación de baterías para cumplir con la Regulación Primaria de Frecuencia (RPF), en centrales de generación mayores a 10 MW. Ante el requerimiento de reservar aproximadamente un 2,5 % de su capacidad para este servicio, empresas han optado por instalar BESS como solución técnica.

Entre los actores más relevantes se encuentran Kallpa, Engie, Enel, Minera Poderosa y GR Cortarrama, acumulando más de 70 MW de capacidad equivalente de almacenamiento. En estos casos, las baterías no buscan **arbitraje energético**, sino optimizar la **operación de activos existentes y cumplir requisitos regulatorios**.

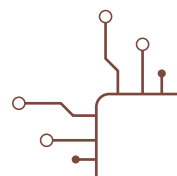
Si bien este tipo de proyectos ayudan a construir capacidades técnicas en el un país, lo ideal es que, en el contexto de la descarbonización del sector eléctrico latinoamericano, se frene la expansión de soluciones de almacenamiento asociadas a centrales termoeléctricas pues pone en riesgo el cumplimiento de los objetivos de cambio climático de nuestros países.

---

## 7.2 Almacenamiento hidroeléctrico por bombeo (HPS)

Perú no cuenta actualmente con centrales de almacenamiento hidroeléctrico por bombeo en operación ni con un pipeline formal de proyectos. A pesar de su alto potencial hidroeléctrico, esta tecnología no ha sido incorporada de manera explícita en la planificación del sistema ni en los planes de expansión del país.

Existen, sin embargo, iniciativas conceptuales puntuales, como el proyecto desarrollado por Minera Poderosa, que evalúa un esquema de bombeo hidráulico de aproximadamente 6 MW para optimizar el uso energético en sus operaciones. El proyecto se encuentra en una etapa temprana, con estudios de perfil, topografía y evaluación ambiental en desarrollo ([Poderosa, 2026](#)).



En el corto plazo, el HPS no se perfila como una solución prioritaria para el sistema peruano, pero sí como una opción estratégica de largo plazo, condicionada a avances regulatorios, aceptación social y señales de mercado que valoren la flexibilidad de gran escala.

## 7.3 Almacenamiento químico

El hidrógeno bajo en carbono en Perú se encuentra aún en una fase incipiente, dominada por proyectos piloto, modernización de instalaciones existentes y megaproyectos en etapa de desarrollo.

Destacan iniciativas como:

- **Industrias Cachimayo (Cusco)**, una planta histórica en proceso de modernización que produce hidrógeno mediante electrólisis con energía hidroeléctrica.
- Proyectos piloto académicos y demostrativos desarrollados en la UNI, la UNSA y Fenix Power, orientados a investigación, formación y aplicaciones industriales específicas.
- Grandes proyectos en desarrollo como **Pheland Green Energy** (Arequipa) y **Verano Energy**, enfocados en hidrógeno y amoníaco verde para exportación, con inversiones anunciadas superiores a USD 12.000 millones.

La aprobación de la **Ley N.º 31992 de Promoción del Hidrógeno Verde** y la consulta pública de su reglamento en 2025 marcan un punto de inflexión institucional. No obstante, el rol del hidrógeno como almacenamiento energético se proyecta principalmente hacia el largo plazo y en su función como vector para descarbonizar sectores difíciles de abatir y, eventualmente, para exportación.

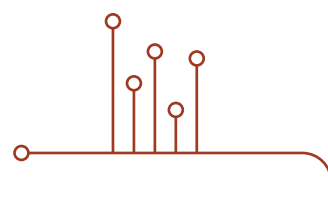
## 7.4 Síntesis del caso peruano

El caso de Perú ilustra un sistema eléctrico que aún no enfrenta presiones estructurales asociadas a vertimientos de energías renovables, pero que ya comienza a integrar almacenamiento como solución y herramienta funcional para mejorar la confiabilidad, respaldo y cumplimiento regulatorio, especialmente en sistemas aislados y operaciones industriales críticas. En este contexto, el almacenamiento empieza a desempeñar un rol cercano a lo que la literatura internacional denomina storage as reliability infrastructure, donde estos sistemas se implementan principalmente para mejorar la resiliencia y continuidad del servicio, más que como activos orientados al arbitraje energético o a la participación en mercados eléctricos. ([NREL, 2010](#); [IRENA, 2017](#)).



A diferencia de sistemas como el chileno, donde el almacenamiento ha surgido principalmente como respuesta a vertimientos y a la alta penetración de energías renovables variables, en Perú su adopción inicial responde a desafíos de confiabilidad territorial y operación de sistemas aislados ([IDB, 2022](#); [OLADE, 2023](#); [IEA, 2023](#)). Además, la alta participación de generación hidroeléctrica en la matriz eléctrica peruana ha proporcionado históricamente una fuente relevante de flexibilidad operativa ([IEA, 2021](#); [IHA, 2021](#)), lo que ha reducido la presión inmediata para incorporar almacenamiento a gran escala en el sistema interconectado.

El despliegue actual es fragmentado y altamente dependiente de necesidades específicas. Hasta el momento, no existe una estrategia sistémica de flexibilidad que articule estas iniciativas ([IDB, 2022](#)). Aun así, el país puede anticipar los desafíos que otros sistemas de la región ya enfrentan, incorporando el almacenamiento en la planificación, cuantificando sus necesidades de flexibilidad y definiendo reglas claras para su participación antes de que los cuellos de botella se materialicen.



8.

# Caso de estudio: Almacenamiento en Brasil



**TRANSFORMA**

**EL ROL DEL ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO EN AMÉRICA LATINA:**  
avances y retos en la región



# 8. Caso de estudio: Almacenamiento en Brasil

---


Brasil representa el sistema eléctrico más grande de América Latina, con una matriz históricamente renovable y un rol central de la hidroelectricidad como principal fuente de flexibilidad operativa del sistema. A diciembre de 2024, el Sistema Interligado Nacional (SIN) de Brasil contaba con **230,5 GW** de capacidad instalada. La matriz está dominada por hidroelectricidad (108,0 GW; 46,8 %), seguida por eólica + solar centralizada (48,3 GW; 21,0 %) y un crecimiento notable de generación distribuida (MMGD) de 35,0 GW (15,2 %), compuesta casi totalmente por solar fotovoltaica. El sistema incluye además térmica (22,6 GW; 9,8 %) y biomasa (16,5 GW; 7,2 %). Hacia 2034, la planificación proyecta una capacidad disponible total del orden de ~332 GW, manteniendo una renovabilidad elevada (~85 %)([EPE, 2024](#); [ONS, 2024](#)).

## 8.1 Características del almacenamiento en Brasil

El Plan Decenal de Expansión de Energía (PDE 2034) incorpora por primera vez a las baterías como una tecnología competitiva en la expansión indicativa del sistema, proyectando una capacidad instalada del orden de 800 MW hacia 2034.

La planificación distingue distintos segmentos de aplicación para el almacenamiento electroquímico. En el **frente del medidor**, los BESS se asocian principalmente a la provisión de reserva de capacidad y servicios auxiliares, con un énfasis en su capacidad de respuesta rápida ante contingencias. **Detrás del medidor**, particularmente en clientes comerciales e industriales, el almacenamiento aparece como una herramienta para la gestión del consumo horario, la reducción de picos de demanda y el respaldo ante interrupciones del suministro, **siendo la confiabilidad el principal motivador económico identificado**. Adicionalmente, en **sistemas aislados y microrredes**, las baterías cumplen un rol habilitador clave para la hibridización de sistemas térmicos y la reducción del uso de diésel, especialmente en la Amazonía Legal.

Por otra parte, Brasil cuenta con una experiencia histórica limitada en centrales de bombeo hidráulico (HPS), con cuatro instalaciones construidas entre 1939 y 1955, de las cuales actualmente sólo permanece en operación la central de **Pedreira**. No obstante, evaluaciones recientes de la **Empresa de Pesquisa Energética (EPE)** y del **Banco Interamericano de Desarrollo (BID)** indican que el potencial técnico del HPS en Brasil es **significativo y ampliamente subutilizado**, especialmente en las regiones Sur y Sudeste, donde confluyen condiciones topográficas favorables y cercanía a los principales centros de consumo eléctrico (Saravia et al., 2022).



Los estudios identifican oportunidades de gran escala. En el estado de **Río de Janeiro** se han priorizado **15 emplazamientos** con un potencial agregado del orden de **21,1 GW**, aprovechando desniveles naturales entre **300 y más de 500 metros**. En **São Paulo**, un pre-inventario más amplio registra **341 alternativas** con un potencial teórico de hasta **735 GW** (Saravia et al., 2022, pp. 70-74), reflejando la magnitud del recurso desde una perspectiva estrictamente geográfica. A nivel nacional, Brasil explota actualmente solo **41,8 % de su potencial hidroeléctrico total** (109 GW de 261 GW), lo que deja un margen considerable de recursos no desarrollados que podrían integrarse bajo esquemas de bombeo hidráulico.

Los supuestos técnicos utilizados en el análisis reflejan configuraciones maduras: eficiencias de ciclo del orden de **70-80 %** (DOE, 2020, pp. 20-22), duraciones de descarga típicas entre **6 y 10 horas o más**, y tiempos de respuesta inferiores a **30 segundos** para alcanzar plena carga.

Respecto al almacenamiento químico, el hidrógeno y sus derivados no cumplen actualmente un rol formal como mecanismo de almacenamiento energético dentro del Sistema Interligado Nacional (SIN).

---

## 8.2 Síntesis prospectiva y aprendizajes para la región – Caso Brasil

El caso de Brasil evidencia los límites de un sistema eléctrico altamente renovable que ha dependido históricamente de la hidroelectricidad como principal fuente de flexibilidad. La rápida expansión de la generación eólica, solar y distribuida está incrementando la variabilidad operativa del sistema, presionando al parque hidroeléctrico y exponiendo desafíos asociados a estabilidad, rampas operativas y planificación de redes.

Desde una perspectiva prospectiva, el almacenamiento electroquímico en Brasil se perfila como un **recurso estratégico de mediano plazo**, cuya adopción dependerá menos de la madurez tecnológica —ya ampliamente probada— y más de la evolución del marco regulatorio y de las señales económicas del sistema. Estudios de mercado como el de Greener Energy sugieren que, bajo supuestos de reducción de costos y ajustes regulatorios, el potencial de los BESS podría superar ampliamente las proyecciones conservadoras del PDE 2034, especialmente en aplicaciones distribuidas y de respaldo.

# 9.

# Recomendaciones de Política para la integración estratégica del almacenamiento energético y flexibilidad del sistema eléctrico en América Latina



**TRANSFORMA**

**EL ROL DEL ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO EN AMÉRICA LATINA:**  
avances y retos en la región

# 9. Recomendaciones de política para la integración estratégica del almacenamiento energético y la flexibilidad del sistema eléctrico en América Latina

En línea con el *Global Grids & Storage Pledge*, que plantea multiplicar por seis la capacidad global de almacenamiento hacia 2030 como condición para triplicar la capacidad renovable, OLACDE ha desarrollado una lectura específica para América Latina y el Caribe, adaptada a las características estructurales de los sistemas eléctricos de la región. Sus proyecciones estiman que, hacia 2030, la región requerirá del orden de 40-50 GW de almacenamiento, creciendo hacia 80-100 GW al 2035, en función de la expansión solar y eólica prevista.

No obstante, las metas globales no reflejan plenamente las particularidades de la región, caracterizada por una alta participación renovable, una fuerte presencia hidroeléctrica que aporta flexibilidad natural y una base aún incipiente de almacenamiento dedicado. En este contexto, el desafío no es únicamente cerrar una brecha de capacidad, sino orientar el despliegue del almacenamiento hacia los puntos donde genera mayor valor sistémico.

En consecuencia, las políticas públicas y los marcos regulatorios deben adaptarse a las necesidades específicas de cada etapa del sistema eléctrico, evitando enfoques uniformes que no reflejen las realidades operativas de cada país. Así, el cumplimiento del *Global Grids and Storage Pledge* en la región, y de las proyecciones regionales desarrolladas por OLACDE, no debe entenderse únicamente como un ejercicio de expansión de capacidad, sino como una oportunidad para **integrar** el almacenamiento en la **planificación, operación y diseño de mercados**, maximizando su aporte a la confiabilidad, resiliencia y eficiencia económica del sistema eléctrico.





# Recomendaciones

A partir del análisis regional desarrollado en este documento y de la experiencia internacional, se identifican las siguientes recomendaciones de política pública.

---

## **Incorporar la flexibilidad como criterio central de planificación del sistema eléctrico**

La planificación energética en la región debe evolucionar desde un enfoque centrado en la suficiencia hacia uno que incorpore explícitamente la flexibilidad como atributo del sistema. Esto implica identificar requerimientos en distintos horizontes temporales, cuantificar sus costos sistémicos y priorizar la evaluación de recursos de flexibilidad antes de realizar inversiones estructurales en generación o redes. Este enfoque permite orientar el desarrollo del sistema hacia soluciones más eficientes y adaptativas.

---

## **Alinear planificación, regulación y mecanismos de mercado para el almacenamiento**

Uno de los principales desafíos en la región es la desarticulación entre la identificación de necesidades técnicas, los marcos regulatorios y los esquemas de remuneración disponibles. Es necesario que los procesos de planificación definan con claridad dónde y para qué se requiere flexibilidad; que la regulación habilite la participación del almacenamiento en esos espacios; y que los mecanismos de mercado reflejen el valor de los servicios prestados, incluyendo frecuencia, rampas, congestión y respaldo.

El almacenamiento alcanza mayor viabilidad económica en sistemas donde existen mecanismos claros para remunerar servicios de flexibilidad, como control de frecuencia, reservas o soporte de tensión. La creación de esquemas transparentes y competitivos permite mejorar las señales económicas y facilitar la participación de estas tecnologías en la operación del sistema.

---

## **Utilizar el almacenamiento como herramienta de planificación de red**

El almacenamiento puede desempeñar un rol clave como solución transitoria o complementaria frente a retrasos en la expansión de infraestructura de transmisión y distribución, particularmente en contextos donde los tiempos de desarrollo de obras lineales superan los horizontes operativos del sistema.

En diversos sistemas eléctricos se han desarrollado enfoques conocidos como Non-Wires Alternatives, en los cuales soluciones basadas en almacenamiento, gestión de demanda o generación distribuida pueden sustituir o diferir inversiones tradicionales en redes eléctricas.

Se recomienda evaluar el almacenamiento como alternativa o complemento en planes de expansión de red, priorizar su uso en zonas con congestiones estructurales o alta incertidumbre de demanda y generación, y considerar su capacidad para reducir o diferir inversiones en infraestructura convencional.

# Recomendaciones

## Diferenciar estrategias de almacenamiento según horizontes temporales

No todas las necesidades de flexibilidad requieren las mismas soluciones tecnológicas. La evidencia técnica muestra que distintas tecnologías de almacenamiento responden a problemas operativos diferentes.

Se recomienda estructurar las estrategias nacionales considerando distintos horizontes temporales:

- **Corto plazo:** servicios de respuesta rápida, estabilidad de frecuencia y gestión de rampas.
- **Mediano plazo:** traslado intradiario de energía, integración renovable y gestión de congestiones.
- **Largo plazo:** suficiencia energética, resiliencia estacional y descarbonización profunda.

## Mejorar la medición y clasificación de vertimientos renovables

La experiencia internacional muestra la importancia de distinguir entre vertimientos asociados a restricciones físicas de red y aquellos derivados de señales económicas del mercado eléctrico.

Esta diferenciación permite diseñar políticas más precisas para abordar las causas subyacentes de los vertimientos, incluyendo inversiones en infraestructura de transmisión, integración de almacenamiento o ajustes en el diseño de mercado.

Contar con información transparente sobre la naturaleza de los vertimientos facilita la planificación de soluciones de flexibilidad y mejora la eficiencia del sistema eléctrico.

## Promover la agregación de recursos energéticos distribuidos

El almacenamiento distribuido puede desempeñar un rol creciente en la flexibilidad del sistema eléctrico cuando se integra mediante esquemas de agregación de recursos energéticos distribuidos.

En varios mercados eléctricos, los agregadores permiten coordinar múltiples recursos pequeños, como baterías residenciales, vehículos eléctricos o generación distribuida, para prestar servicios al sistema eléctrico.

La experiencia internacional muestra que, cuando estos recursos se gestionan de forma agregada, pueden aportar servicios de flexibilidad comparables a los de recursos centralizados, incluyendo control de frecuencia, respuesta rápida ante contingencias, gestión de congestiones locales y desplazamiento temporal de energía.



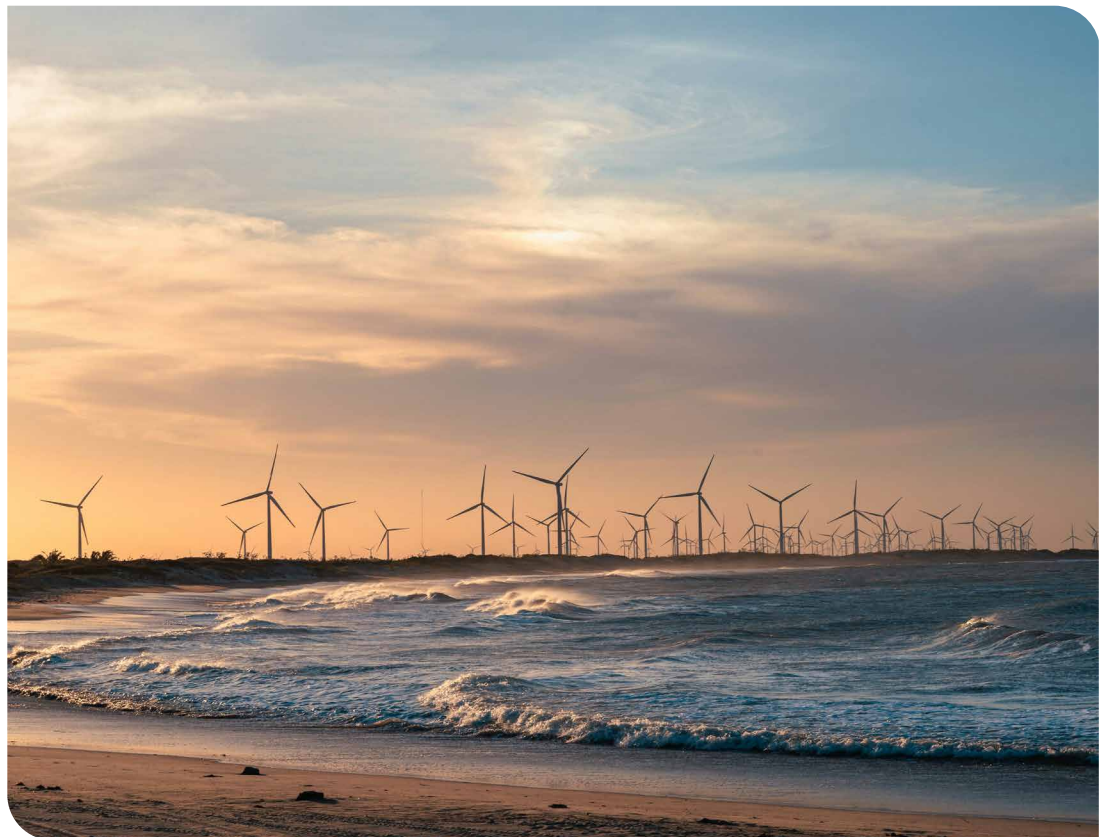
# Recomendaciones

En este contexto, los usuarios finales con sistemas de almacenamiento o generación distribuida pueden convertirse en proveedores potenciales de flexibilidad, contribuyendo activamente a la estabilidad y eficiencia del sistema eléctrico.

Para ello, los marcos regulatorios pueden considerar:

- habilitar la figura de agregadores de recursos energéticos distribuidos,
- permitir la participación de baterías distribuidas en mercados de servicios complementarios o mecanismos equivalentes,
- desarrollar plataformas digitales que permitan la coordinación y despacho de recursos distribuidos,
- y establecer mecanismos de remuneración que reflejen el valor de la flexibilidad aportada por estos recursos.

La integración progresiva de recursos distribuidos puede ampliar significativamente la capacidad de flexibilidad disponible en el sistema eléctrico, reducir costos sistémicos asociados a congestiones o vertimientos y facilitar la participación de nuevos actores en los mercados eléctricos.



○  
Fotografía de Rodrigo Pederzini. Pexels.



# 10.

## Conclusiones



**TRANSFORMA**

**EL ROL DEL ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO EN AMÉRICA LATINA:**  
avances y retos en la región

# 10. Conclusiones

El análisis desarrollado en este documento muestra que el almacenamiento energético en América Latina no enfrenta un desafío tecnológico, sino uno de integración sistémica. Su despliegue no depende principalmente de la disponibilidad de soluciones, sino de la capacidad de los sistemas eléctricos para reconocer, planificar y valorar la flexibilidad como un componente central de su operación.

En este contexto, el almacenamiento no debe entenderse como una tecnología aislada, sino como parte de un conjunto de recursos que permiten adaptar el sistema eléctrico a nuevas dinámicas operativas. Su valor no radica únicamente en almacenar energía, sino en su capacidad de responder a necesidades específicas del sistema en distintos momentos, ubicaciones y escalas temporales. Los casos analizados evidencian que el rol del almacenamiento evoluciona junto con la transición energética. Sin embargo, más allá de estas diferencias, existe un elemento común: la necesidad de avanzar hacia marcos de planificación, regulación y mercado que permitan una integración coherente de los recursos de flexibilidad.

El análisis comparado de los casos de Chile, Perú, Brasil y Colombia muestra que el almacenamiento energético no emerge en los sistemas eléctricos bajo una única lógica ni en una misma etapa de desarrollo. En algunos casos, como Chile, su despliegue ha sido impulsado principalmente por la necesidad de gestionar vertimientos asociados a una rápida expansión de energías renovables variables. En otros, como Perú, el almacenamiento comienza a integrarse como infraestructura para fortalecer la confiabilidad del suministro en sistemas aislados y territorios con desafíos de acceso en sistemas de gran escala como el brasileño, el almacenamiento aparece inicialmente como una herramienta para aliviar la creciente presión operativa sobre el parque hidroeléctrico, históricamente responsable de proveer flexibilidad al sistema.

Fotografía de Ali Akdemir. Pexels.



En contraste, en el caso colombiano el almacenamiento empieza a ser considerado como un recurso estratégico dentro de la planificación energética, orientado a anticipar los desafíos de flexibilidad asociados a la expansión renovable prevista en la próxima década.

Estas trayectorias muestran que el almacenamiento energético no debe entenderse únicamente como una tecnología específica, sino como un conjunto de soluciones de flexibilidad cuya adopción responde a distintas necesidades operativas de los sistemas eléctricos: confiabilidad territorial, gestión de vertimientos, estabilidad operativa o planificación anticipatoria. Reconocer esta diversidad de funciones resulta fundamental para diseñar políticas públicas y marcos regulatorios que permitan integrar el almacenamiento como infraestructura estratégica de flexibilidad dentro de los sistemas eléctricos de América Latina.

En este sentido, el principal cambio requerido no es únicamente en la expansión de capacidad, sino en el enfoque con el que se diseñan los sistemas eléctricos. Pasar de una lógica centrada en la generación y la energía hacia una que incorpore explícitamente la flexibilidad como atributo estructural es una condición necesaria para la integración eficiente del almacenamiento.

En última instancia, el desarrollo del almacenamiento en la región dependerá de la capacidad de traducir este enfoque en decisiones concretas de política pública, planificación e inversión. Más que una solución puntual, el almacenamiento representa una oportunidad estratégica para redefinir la forma en que se conciben, operan y evolucionan los sistemas eléctricos en América Latina.

# Bibliografía



**TRANSFORMA**

**EL ROL DEL ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO EN AMÉRICA LATINA:**  
avances y retos en la región

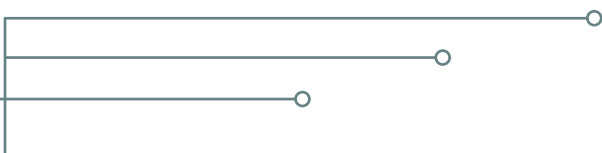
# Bibliografía

1. ACERA. (2025). *Estadísticas Sector de Generación de Energía Eléctrica Renovable*. Asociación Chilena de Energías Renovables y Almacenamiento AG (ACERA)  
<https://cdn.acera.cl/wp-content/uploads/2025/10/2025-09-Boletin-Estadisticas-ACERA.pdf>.
2. Alex-Oke, T., Bamisile, O., Cai, D., Adun, H., Ukwuoma, C. C., Tenebe, S. A., & Huang, Q. (2025). Renewable energy market in Africa: Opportunities, progress, challenges, and future prospects. *Energy Strategy Reviews*, 59(101700), 101700.
3. Binato, S., Bastos, J. P., Maldonado, C., Morais, W., & Xavier, J. (2026). *Energía flexible para el futuro: integración del almacenamiento en el sistema eléctrico colombiano*. Banco Interamericano de Desarrollo (BID).  
<https://publications.iadb.org/publications/spanish/document/Energia-flexible-para-el-futuro-integracion-del-almacenamiento-en-el-sistema-electrico-colombiano.pdf>
4. California Independent System Operator (CAISO). (2013). *Flexible Resources to Help Renewables: Fast Facts*. California Independent System Operator (CAISO).  
[https://www.caiso.com/documents/FlexibleResourcesHelpRenewables\\_FastFacts.pdf](https://www.caiso.com/documents/FlexibleResourcesHelpRenewables_FastFacts.pdf)
5. CAMMESA. (2025). Informe Mensual Generación Energía Renovable. CAMMESA  
<https://microfe.cammesa.com/static-content/CammesaWeb/download-manager-files/RenovablesIMGRV/Informe%20Mensual%20de%20Generación%20Renovable%20Variable%20-%20Abril%202025%20-%20CAMMESA.pdf>
6. Cheng, C., Su, C., Wang, P., Shen, J., Lu, J., & Wu, X. (2018). An MILP-based model for short-term peak shaving operation of pumped-storage hydropower plants serving multiple power grids. *Energy (Oxford, England)*, 163, 722–733.
7. Chernyakhovskiy, I., Bowen, T., Gokhale-Welch, C., & Zinaman, O. (2021). *USAID Energy Storage Decision Guide for Policymakers*. National Renewable Energy Laboratory  
[https://docs.nrel.gov/docs/fy21osti/78815.pdf?utm\\_source=chatgpt.com](https://docs.nrel.gov/docs/fy21osti/78815.pdf?utm_source=chatgpt.com).
8. CEN. (2023). *Estudio de Almacenamiento de Energía en el SEN*. Coordinador Eléctrico Nacional:  
<https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2023/09/2308-Estudio-de-Almacenamiento-2023.pdf>.
9. CMNUCC. (2015, December 12). ACUERDO DE PARÍS.  
[https://unfccc.int/sites/default/files/spanish\\_paris\\_agreement.pdf](https://unfccc.int/sites/default/files/spanish_paris_agreement.pdf)
10. CNESA. (2025). Energy Storage Industry White Paper 2025 (Summary Version).  
<https://static1.squarespace.com/static/55826ab6e4b0a6d2b0f53e3d/t/68d51b2bf7537179c2011539/1758796587277/CNESA+Energy+Storage+Industry+WhitePaper+2025%28Summary+Version%29.pdf>.





- 11.** Congreso, República de Colombia (2021). Ley 2099 de 2021: *Por medio de la cual se dictan disposiciones para la transición energética, la dinamización del mercado energético y la reactivación económica del país*. Congreso de la República de Colombia.
- 12.** Coordinador Eléctrico Nacional, Chile <https://infotecnica.coordinador.cl/instalaciones/compensadores-activos>. (2026). *Información Técnica - Instalaciones en Operación*. Coordinador Eléctrico Nacional.
- 13.** Coordinador Eléctrico Nacional. (2022). *Resumen de los Estudios y Definición de Requerimientos para el Fortalecimiento de la Red en el SEN*. Coordinador Eléctrico Nacional <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2022/09/Resumen-Estudios-de-Analisis-y-Definicion-Requerimientos-Minimos-SEN-2025-2030.pdf>.
- 14.** Global Renewables Alliance, International Renewable Energy Agency (IRENA), & COP28 UAE. (2023). *Tripling renewable power and doubling energy efficiency by 2030: Crucial steps towards 1.5°C*. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi [https://globalrenewablesalliance.org/wp-content/uploads/2023/11/COP28\\_IRENA\\_GRA\\_Tripling\\_renewables\\_doubling\\_efficiency\\_2023-1.pdf](https://globalrenewablesalliance.org/wp-content/uploads/2023/11/COP28_IRENA_GRA_Tripling_renewables_doubling_efficiency_2023-1.pdf)
- 15.** CREG. (2019). *Resolución CREG 098 de 2019*. Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) [https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion\\_creg\\_0098\\_2019.htm](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0098_2019.htm)
- 16.** CREG. (2025). Proyecto de Resolución CREG 701\_103 de 2025: Por la cual se definen los mecanismos para incorporar sistemas de almacenamiento de energía eléctrica con baterías en el Sistema Interconectado Nacional. Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) <https://creg.gov.co/publicaciones/15901/creg-emite-propuesta-para-incorporar-sistemas-de-almacenamiento-de-energia-electrica-con-baterias-al-sistema-interconectado-nacional/>
- 17.** DIGSILENT GMBH. (November, 2021). *Estudio de Requerimientos Mínimos de Seguridad y Calidad para el SEN*. Coordinador Eléctrico Nacional Chile [https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2022/01/PF\\_1\\_Informe-Estabilidad-de-Frecuencia\\_nov2021.pdf](https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2022/01/PF_1_Informe-Estabilidad-de-Frecuencia_nov2021.pdf).
- 18.** DLR, Geyer, M., Trieb, F., & Giuliano, S. (2020). *Reconversión de centrales a carbón en plantas de almacenamiento térmico con energía renovable en Chile*. Centro Aeroespacial Alemán (DLR), Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH, Ministerio de Energía de Chile [https://4echile.cl/wp-content/uploads/2020/09/Resumen-Ejecutivo-Baterías-Carnot-GIZ\\_DLR.pdf](https://4echile.cl/wp-content/uploads/2020/09/Resumen-Ejecutivo-Baterías-Carnot-GIZ_DLR.pdf).
- 19.** EIA. (2023). *As solar capacity grows, duck curves are getting deeper in California*. U.S. Energy Information Administration. <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=56880>
- 20.** EIA. (2025). *China dominates global trade of battery minerals*. <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=65305>.

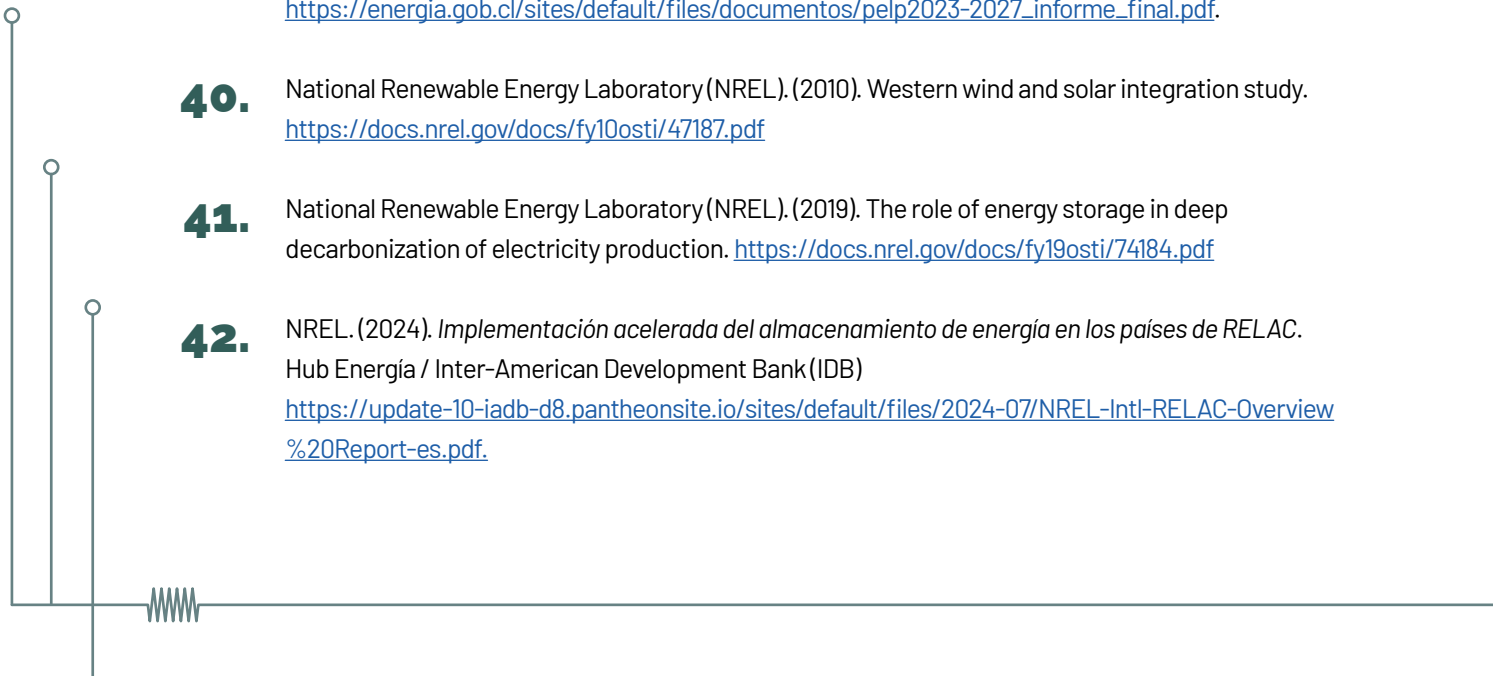


- 21.** Elh, E. L. H. (2023). *Cartilla de incentivos tributarios para energía renovable en Colombia*. Asociación Nacional de Empresarios de Colombia (ANDI)  
<https://www.andi.com.co/Uploads/CARTILLA-INCENTIVOS-TRIBUTARIOS-ENERGI%CC%81A-RENOVABLE.pdf>
- 22.** Ember. (2024). *Electricity Data Explorer*. Ember Climate  
<https://ember-energy.org/data/electricity-data-explorer/>.
- 23.** Ember. (2025, June 4). *Electricity Data Explorer – Argentina*. Electricity Data Explorer.  
<https://ember-energy.org/data/electricity-data-explorer/?entity=Argentina>
- 24.** Ministerio de Energía (2020). *ESTRATEGIA NACIONAL DE HIDRÓGENO VERDE - Chile, fuente energética para un planeta cero emisiones*. Ministerio Energía, Gobierno de Chile  
[https://energia.gob.cl/sites/default/files/estrategia\\_nacional\\_de\\_hidrogeno\\_verde\\_-\\_chile.pdf](https://energia.gob.cl/sites/default/files/estrategia_nacional_de_hidrogeno_verde_-_chile.pdf).
- 25.** Energy Storage Europe Association, & Delta, L. C. P. (2025). *European Market Monitor on Energy Storage (EMMES) 9.5 Edition*.  
<https://energystorageeurope.eu/publication/emmes-9-5-november-2025/>.
- 26.** Frazier, A. W., Cole, W. J., Denholm, P., Machen, S., & Mai, T. (2021). Cost and performance characteristics of new generating technologies. National Renewable Energy Laboratory.  
<https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/77449.pdf>
- 27.** Garg, V., & Sharma, P. (2025). *Green power transmission: The invisible barrier in India's clean energy growth*. Institute for Energy Economics and Financial Analysis (IEEFA).
- 28.** Gerencia de Estudios de Generadoras de Chile. (2025). *Boletín Generadoras de Chile*.  
[https://generadoras.cl/wp-content/uploads/2025/11/BoletinGeneradorasdeChile\\_04112025.pdf](https://generadoras.cl/wp-content/uploads/2025/11/BoletinGeneradorasdeChile_04112025.pdf).
- 29.** González Cuenca, I. (2025). Overview of the energy storage deployment in Europe - An analysis of current status and policy framework on energy storage. Publications Office of the European Union, Luxembourg, 2025. [https://data.europa.eu/doi/10.2760/3846606\\_JRC141463](https://data.europa.eu/doi/10.2760/3846606_JRC141463)
- 30.** IEC. (2018). *IEC 62933 Global Standard For Grid Energy Storage Systems*. International Electrotechnical Commission (IEC)  
<https://sunlithenergy.com/iec-62933-energy-storage-standards/>
- 31.** International Energy Agency (IEA). (2023). *Latin America Energy Outlook 2023*. International Energy Agency (IEA) / OECD Publishing.  
<https://iea.blob.core.windows.net/assets/1055131a-8dc4-488b-9e9e-7eb4f72bf7ad/LatinAmericaEnergyOutlook.pdf>





- 32.** International Renewable Energy Agency (IRENA). (2024). Renewable power generation costs in 2024. [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2025/Jul/IRENA\\_TEC\\_RPGC\\_in\\_2024\\_2025.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2025/Jul/IRENA_TEC_RPGC_in_2024_2025.pdf)
- 33.** International Energy Agency (IEA). (2025). *World Energy Outlook 2025*. IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2025>.
- 34.** IRENA. (2025). *Regional Energy Transition Outlook: South America*. International Renewable Energy Agency (IRENA) [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2025/Nov/IRENA\\_OUT\\_RET0\\_South\\_America\\_2025.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2025/Nov/IRENA_OUT_RET0_South_America_2025.pdf).
- 35.** IRENA. (2025). *Renewable Power Generation in Costs in 2024*. International Renewable Energy Agency (IRENA), Abu Dhabi [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2025/Jul/IRENA\\_TEC\\_RPGC\\_in\\_2024\\_2025.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2025/Jul/IRENA_TEC_RPGC_in_2024_2025.pdf).
- 36.** Jenkins, J. D., Luke, M., & Thernstrom, S. (2018). Getting to zero carbon emissions in the electric power sector. *Joule*, 2(12), 2498–2510. [https://www.cell.com/joule/fulltext/S2542-4351\(18\)30386-6](https://www.cell.com/joule/fulltext/S2542-4351(18)30386-6)
- 37.** McDowall, J., Vartanian, C., & Ropp, M. (2022, March 16). *Engineering Large-Scale Battery Energy Storage Systems (BESS)*. IEEE Power & Energy Society Resource Center [https://resourcecenter.ieee-pes.org/technical-committees/slides/pes\\_essb\\_031722\\_sld](https://resourcecenter.ieee-pes.org/technical-committees/slides/pes_essb_031722_sld).
- 38.** Ministerio de Minas y Energía. (2024). *Escenarios nacionales Transición Energética Justa*. Ministerio de Minas y Energía de Colombia <https://www.minenergia.gov.co/documents/12383/Escenarios-TEJ-2024.pdf>.
- 39.** Ministerio de Energía Gobierno de Chile. (2024). *Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) 2023-2027 - Informe Final*. Ministerio de Energía, Gobierno de Chile [https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/pelp2023-2027\\_informe\\_final.pdf](https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/pelp2023-2027_informe_final.pdf).
- 40.** National Renewable Energy Laboratory (NREL). (2010). Western wind and solar integration study. <https://docs.nrel.gov/docs/fy10osti/47187.pdf>
- 41.** National Renewable Energy Laboratory (NREL). (2019). The role of energy storage in deep decarbonization of electricity production. <https://docs.nrel.gov/docs/fy19osti/74184.pdf>
- 42.** NREL. (2024). *Implementación acelerada del almacenamiento de energía en los países de RELAC*. Hub Energía / Inter-American Development Bank (IDB) <https://update-10-iadb-d8.pantheonsite.io/sites/default/files/2024-07/NREL-IntI-RELAC-Overview%20Report-es.pdf>.

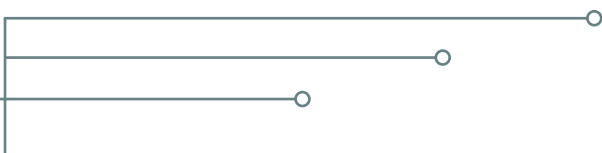


- 43.** OLADE. (2024). *Panorama Energético de América Latina y el Caribe 2024*. Organización Latinoamericana y Caribeña de Energía (OLADE)  
<https://www.olade.org/wp-content/uploads/2025/02/PANORAMA-ENERGETICO-ALC-2024.pdf>.
- 44.** OLADE. (2023). *Estrategia para una América Latina y el Caribe más renovable*. Organización Latinoamericana de Energía (OLADE)  
[https://www.olade.org/wp-content/uploads/2023/03/Estrategia-para-una-America-Latina-y-el-Caribe-mas-renovable\\_VF.pdf](https://www.olade.org/wp-content/uploads/2023/03/Estrategia-para-una-America-Latina-y-el-Caribe-mas-renovable_VF.pdf).
- 45.** OLADE. (2025). *Libro Blanco del Almacenamiento de Energía en América y el Caribe*.  
[https://www.olade.org/wp-content/uploads/2025/10/LIBRO\\_ESPANOL\\_FINAL.pdf](https://www.olade.org/wp-content/uploads/2025/10/LIBRO_ESPANOL_FINAL.pdf).
- 46.** OnLocation, Inc. (2020). *Electricity Storage Technology Review*. U.S. Department of Energy, Office of Fossil Energy  
<https://www.energy.gov/sites/prod/files/2020/10/f79/Electricity%20Storage%20Technologies%20Report.pdf>.
- 47.** ONS. (2024). *Assessment of Operational Flexibility Requirements in the SIN*. Operador Nacional do Sistema Eléctrico (ONS)  
<https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/NT-ONS%20DPL%200111-2024%20-%20Avaliação%20dos%20Requisitos%20de%20Flexibilidade%20operativa%20no%20SIN.pdf>.
- 48.** ONS. (2024). *Medium-Term Electric Operation Plan (PAR/PEL) 2025 - 2029*. Operador Nacional do Sistema Eléctrico (ONS)  
[https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Revista%20PARPEL%20\\_2024\\_VF\\_27.12.24.pdf](https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Revista%20PARPEL%20_2024_VF_27.12.24.pdf).
- 49.** Peng, L., He, G., & Lin, J. (2024). *Role of Pumped Hydro Storage in China's Power System Transition*. Energy Markets & Policy (EMP), Berkeley University  
[https://eta-publications.lbl.gov/sites/default/files/phs\\_report\\_final\\_feb8.pdf](https://eta-publications.lbl.gov/sites/default/files/phs_report_final_feb8.pdf).
- 50.** Poggiese, M., Ibáñez, M., & Martínez, C. (2024). *Segmentación de tarifas energéticas e incidencia distributiva en Argentina. Su vinculación con la pobreza energética*. Instituto de Investigaciones Económicas y Sociales del Sur (IIESS-CONICET) y Departamento de Economía, Universidad Nacional del Sur (UNS)  
<https://iess.conicet.gov.ar/wp-content/uploads/2024/03/Poggiese-Ibanez-Martin-Martinez.pdf>.
- 51.** Power Technology. (2025). China faces rising renewable energy curtailment.  
<https://www.Power-Technology.Com/News/China-Renewable-Energy-Curtailment/?Cf-View&cf-Closed>.
- 52.** Presidency of COP28. (2023, December 1). Global Renewables and Energy Efficiency Pledge. COP28 Official Website. <https://www.cop28.com/en/global-renewables-and-energy-efficiency-pledge>.





- 53.** Presidency of COP29. (2024, November 15). COP29 Global Energy Storage and Grids Pledge. COP29 Presidency / Official COP29 Website.  
<https://cop29.az/en/pages/cop29-global-energy-storage-and-grids-pledge>
- 54.** Reuters. (2025). India curbs solar power output to keep grid stable amid low demand, ministry says.  
<https://www.reuters.com/sustainability/climate-energy/india-curbs-solar-power-output-keep-grid-stable-amid-low-demand-ministry-says-2025-08-19/>.
- 55.** Saravia, F., Romero, E., Cortijo, R., Nater, M., Iparraguirre, D., & Saavedra, J. (2022). *Centrales hidroeléctricas reversibles: identificación de potencial y necesidades regulatorias en Latinoamérica* (A. D. Alarcón Rodríguez, Ed.). Inter-American Development Bank.  
<https://doi.org/10.18235/0004234>
- 56.** Siroit, G. (2024). *Los minerales críticos para las transiciones energéticas de América Latina y el Caribe*. Organización Latinoamericana de Energía (OLADE)  
[https://www.olade.org/wp-content/uploads/2024/02/Minerales\\_Criticos\\_ALC\\_OLADE.pdf](https://www.olade.org/wp-content/uploads/2024/02/Minerales_Criticos_ALC_OLADE.pdf).
- 57.** Toro, H. (2024). *Análisis Presupuestario 2024-2025 y Ejecución a Agosto de 2024: Ministerio del Medio Ambiente*. Biblioteca del Congreso Nacional de Chile (BCN) – Asesoría Técnica Parlamentaria  
[https://obtienearchivo.bcn.cl/obtienearchivo?id=repositorio%2F10221%2F36635%2F1%2FInforme\\_Presupuesto\\_2025\\_Ministerio\\_del\\_Medio\\_ambiente\\_Final.pdf](https://obtienearchivo.bcn.cl/obtienearchivo?id=repositorio%2F10221%2F36635%2F1%2FInforme_Presupuesto_2025_Ministerio_del_Medio_ambiente_Final.pdf).
- 58.** UPME. (2025). *Análisis de Impacto Normativo – Circular Externa 000030 de 2025(UPME): Inclusión de sistemas de almacenamiento de energía eléctrica con baterías en proyectos con punto de conexión*. Unidad de Planeación Minero Energética (UPME)  
[https://www1.upme.gov.co/ServicioCiudadano/Documents/Proyectos\\_normativos/AIN\\_Final\\_Circular\\_030\\_2025.pdf](https://www1.upme.gov.co/ServicioCiudadano/Documents/Proyectos_normativos/AIN_Final_Circular_030_2025.pdf).
- 59.** UPME. (2025). *Plan Estratégico de Infraestructura Energética*. Unidad de Planeación Minero Energética  
[https://docs.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/PEN\\_2024\\_2054/PDF5\\_PE\\_Infraestructura\\_Energetica\\_Publicacion\\_Tomo\\_I.pdf](https://docs.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/PEN_2024_2054/PDF5_PE_Infraestructura_Energetica_Publicacion_Tomo_I.pdf).
- 60.** UPME. (2025). *Plan Energético Nacional 2024 - 2054*. Unidad de Planeación Minero Energética (UPME)  
[https://docs.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/PEN\\_2024\\_2054/PDF1\\_PEN\\_2024-2054\\_Tomo\\_I.pdf](https://docs.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/PEN_2024_2054/PDF1_PEN_2024-2054_Tomo_I.pdf).
- 61.** UPME. (2026). *Proyectos de Generación en Colombia*. Unidad de Planeación Minero Energética (UPME)  
<https://sig.upme.gov.co/portal/apps/experiencebuilder/experience/?id=4d4a81c194a64780a51d3ab557f4c51d>.
- 62.** U.S. Department of Energy (DOE). (2017). *Confronting the Duck Curve: How to Address Over-Generation of Solar Energy*. U.S. Department of Energy.  
<https://www.energy.gov/eere/articles/confronting-duck-curve-how-address-over-generation-solar-energy>



- 63.** XM. (2024). *Resultados de estudios de flexibilidad del SIN*. XM.  
<https://www.xm.com.co/operaci%C3%B3n/planeaci%C3%B3n/planeaci%C3%B3n-estudios-de-flexibilidad-del-sin/resultados-de-estudios-de-flexibilidad-del-sin>
- 64.** Yanez Contreras, M., Rodríguez Paez, H., & Mendoza Guardo, H. (2025). Los incentivos tributarios en la inversión ambiental de la industria colombiana. *Apuntes Del Cenes*, 44(79).  
<https://doi.org/10.19053/uptc.01203053.v44.n79.2025.17739>





**TRANSFORMA**

## **EL ROL DEL ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO EN AMÉRICA LATINA:**

avances y retos en la región

### ¿Cómo citar?

Carrillo et al.. (2026). El rol del almacenamiento energético en América Latina: avances y retos en la región. Lecciones aprendidas desde Brasil, Chile, Colombia y Perú. Bogotá D.C: Transforma.

### Marzo 2026:

El presente documento de recomendación de política fue elaborado por

**Daniel Carrillo**

**Oscar Hoyos**

**Laima Klemas**

### Agradecimientos a

Ana María Mogollón

Diana Barba

Paula Osorio

Juliette Bermúdez

Édison Cardona

y Aldo Arteaga por sus revisiones.

### Agradecimientos especiales para

Arturo Alarcón

Alejandro Camargo

y Santiago Ortega

por sus contribuciones.

