



ARGENTINA

SISTEMAS DE ACUMULACIÓN ELÉCTRICA INTERCONECTADOS AL SADI. ANÁLISIS PROSPECTIVO

OCT 2025

Autores: Chemes Jorge, Di Ruscio, Nicolás, Bertinat Pablo, Arraña Ignacio.

Octubre 2025

Taller Ecologista

<https://tallerecologista.org.ar/>

Cooperativa Energía, sociedad y Ambiente – COOPESA

<https://coopesa.ar/>

Alianza Global para Alternativas a los Incineradores GAIA

<https://www.no-burn.org/es/>



El presente trabajo representa solo el posicionamiento de los autores del trabajo y no necesariamente de las instituciones que impulsan la iniciativa.

Esta obra está bajo una licencia Creative Commons Atribución

No Comercial, Compartir Igual 4.0 Internacional (CC BY-NC-SA 4.0).



1. Presentación y alcance.....	4
2. Introducción: el rol del almacenamiento en la transición energética.....	7
2.2. Operación física y equilibrio del sistema eléctrico	9
2.3. El almacenamiento energético como nuevo actor del sistema eléctrico	10
2.3.1. Componentes principales	11
2.3.2. Funcionamiento y servicios que aporta al sistema	13
2.4. Tendencia global.....	13
2.5. Marco regulatorio y legal en Argentina.....	16
2.5.1. Marco legal: antecedentes y programas nacionales	17
2.5.2. Área Metropolitana de Buenos Aires (AMBA)	20
2.5.3. Otras regiones de Argentina	23
2.5.4. Marco regulatorio antecedente	24
3. Casos de uso.....	29
4. Contenido de minerales críticos en sistemas BESS de iones de litio: implicancias y desafíos	32
Referencias	35



1. Presentación y alcance

El presente informe aborda el estado de situación del almacenamiento energético mediante sistemas de baterías (BESS – *Battery Energy Storage Systems*) en el marco del Sistema Argentino de Interconexión (SADI) y en diálogo con las experiencias regulatorias y tecnológicas que se desarrollan en la región y a nivel internacional.

El objetivo general es caracterizar el avance, las limitaciones y los desafíos del despliegue de esta tecnología en el país, considerando sus dimensiones técnicas, normativas, económicas, ambientales y sociales. A su vez, se propone analizar cómo la expansión de los sistemas de almacenamiento se inscribe en las actuales narrativas de transición energética, marcadas por tensiones entre la necesidad de descarbonizar la matriz energética y la reproducción de modelos de desarrollo que mantienen lógicas extractivistas, concentradas y dependientes de la apropiación intensiva de bienes naturales y territorios.

Este documento se inscribe en la línea de trabajo que COOPESA viene desarrollando en torno a la transición energética justa y popular, entendida como un proceso que debe ser socialmente inclusivo, ambientalmente sostenible y políticamente democratizador. En informes previos —como *Di Ruscio, N. et al. (2024). “Análisis crítico sobre la movilidad eléctrica en el marco de las narrativas de transición energética”* (COOPESA, Taller Ecologista)— se ha profundizado en la necesidad de interrogar las dimensiones ideológicas, materiales y tecnológicas de la transición energética, evitando que esta se reduzca a un mero reemplazo de fuentes energéticas dentro del mismo régimen socio-técnico dominante.

En esa misma dirección, las publicaciones “*Transición energética y disputa de sentidos*” (Bertinat y Chemes, 2022) y “*Transición energética. Aportes para una reflexión colectiva*” (Bertinat, Chemes y Forero, 2020) sostienen que la transición no puede ser comprendida sólo como una cuestión tecnológica, sino como un proceso de disputa política en torno a los sentidos de la energía, sus formas de apropiación, producción y distribución. Desde esta perspectiva, el almacenamiento en baterías —como nueva infraestructura energética— se convierte en un terreno relevante para analizar las continuidades y rupturas entre modelos energéticos basados en el control corporativo de los recursos y aquellos que promueven la soberanía y el control social de la energía.

En el contexto argentino, la expansión de proyectos de almacenamiento electroquímico de gran escala representa un punto de inflexión en la planificación del sistema eléctrico. Estas iniciativas, impulsadas principalmente a partir de convocatorias como AlmaMDI (2023) y AlmaGBA (2025), marcan el ingreso formal de los sistemas BESS al régimen regulado del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). Su análisis resulta estratégico para comprender las nuevas configuraciones de poder y las oportunidades —o riesgos— que estas tecnologías pueden generar respecto de la democratización del sistema energético nacional.

El informe busca, por tanto:

- Describir las características técnicas y operativas de los sistemas BESS y su rol en la estabilidad de las redes eléctricas.
- Analizar el marco normativo, legal y regulatorio vigente en Argentina, incluyendo las principales resoluciones y programas que habilitan la incorporación de estos sistemas al SADI.
- Comparar la experiencia argentina con marcos regulatorios y casos de uso internacionales relevantes.
- Examinar los impactos ambientales y sociales asociados al ciclo de vida de las baterías, desde la extracción de minerales críticos hasta su disposición final.





- Aportar una lectura crítica que vincule la expansión de los BESS con los debates sobre justicia energética, soberanía tecnológica, gestión de residuos y conflictos socioambientales derivados de la minería de litio, cobalto, níquel y grafito.

Dado que los proyectos analizados corresponden a centrales de acumulación de potencia conectadas al sistema interconectado nacional, el enfoque de este documento se centra en el funcionamiento y regulación del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). Este mercado, administrado por CAMMESA, articula la operación del Sistema Argentino de Interconexión (SADI) y reúne a los grandes generadores, transportistas, distribuidores y grandes usuarios de energía eléctrica. Las transacciones se rigen por precios estacionales y mecanismos de despacho centralizado, donde los sistemas de almacenamiento emergen como nuevos agentes potenciales para brindar servicios de regulación, respaldo y gestión de potencia.

En consecuencia, el informe no abordará los sistemas de acumulación domiciliar o de pequeña escala asociados a la generación distribuida (Ley 27.424), sino que focalizará en el desarrollo, regulación y perspectivas de los proyectos de almacenamiento a escala de red, concebidos como centrales eléctricas de acumulación que interactúan directamente con el mercado mayorista y con los operadores del sistema.

Contexto geopolítico y disputa por los minerales críticos

La actual transición energética global está dando lugar a una nueva geopolítica de la energía, caracterizada por la centralidad de los minerales críticos necesarios para la fabricación de baterías, turbinas eólicas, paneles solares y otros componentes de tecnologías limpias. En este escenario, el triángulo del litio del Cono Sur —integrado por Argentina, Bolivia y Chile— se ha convertido en uno de los epicentros de la disputa internacional por el control de los recursos estratégicos del siglo XXI.

Empresas transnacionales, fondos de inversión y potencias industriales han desplegado estrategias de aseguramiento de suministro, control de patentes y concentración de cadenas de valor, configurando un proceso que diversos autores caracterizan como neocolonización energética: un nuevo ciclo extractivo que, bajo el discurso de la descarbonización, reproduce las asimetrías históricas Norte-Sur en materia de dependencia tecnológica, ambiental y financiera.

La llamada “transición verde” se traduce así, en muchos casos, en un traslado del impacto ambiental y social desde los países consumidores hacia los territorios productores de materias primas. La intensificación de la minería de litio, cobalto y níquel en América del Sur, África y Asia evidencia que el cambio de matriz energética global no necesariamente implica un cambio en las estructuras de poder que la sustentan.

Si bien este informe reconoce la relevancia y gravedad de estos procesos, no profundizará en el análisis de las cadenas extractivas ni en los impactos específicos de la minería de litio, temas que requieren un abordaje propio y que han sido tratados en investigaciones previas del campo socioambiental. El presente documento se concentrará en el desarrollo de los sistemas de almacenamiento energético en el Sistema Argentino de Interconexión (SADI), analizando su marco normativo, su evolución tecnológica y su potencial de crecimiento en el corto y mediano plazo.

El enfoque general del informe parte de una convicción: no toda transición energética es justa. La transición no se define únicamente por el reemplazo de tecnologías contaminantes por tecnologías “verdes”, sino por el modo en que dichas transformaciones afectan la distribución del poder, los territorios y las comunidades. En consecuencia, el análisis propuesto procura contribuir al debate público y técnico sobre las estrategias de almacenamiento energético en Argentina, poniendo en el centro la pregunta por quién controla la energía, con qué fines y bajo qué condiciones ambientales y laborales.





coopesa
energía · sociedad · ambiente

Desde una perspectiva de transición popular y de justicia socioambiental, este informe busca aportar herramientas conceptuales y evidencias empíricas que permitan orientar políticas públicas y decisiones tecnológicas hacia un modelo energético descentralizado, cooperativo y ecológicamente responsable.





2. Introducción: el rol del almacenamiento en la transición energética

2.1. El Sistema Argentino de Interconexión (SADI)

El Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) en Argentina se instauró mediante la Ley Nacional N° 24.065 del 19 de diciembre de 1991, normativa derivada de las reformas neoliberales que incluyeron al sector energético en América Latina durante la década de 1990. Este proceso se vincula directamente con el Plan Brady, lanzado en 1989 por el secretario del Tesoro de Estados Unidos, Nicholas Brady, que ofrecía reestructurar la deuda de los países latinoamericanos con la condición de avanzar en la privatización de empresas estatales, entre ellas las energéticas (Garrido y Ruggeri, 2017; Kazimierski, 2020; Ruggeri, 2025).

La reforma energética en Argentina tuvo como característica central la desintegración vertical de las tres actividades básicas del sistema eléctrico —generación, transporte y distribución— y la fragmentación de empresas estatales como Agua y Energía Eléctrica, HIDRONOR y SEGBA. En este marco se creó la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA), responsable de coordinar el despacho técnico-económico de cargas y administrar las transacciones del mercado (Ruggeri y Garrido, 2019).

El MEM fue diseñado siguiendo la lógica del modelo inglés de reestructuración del mercado eléctrico, orientado a incrementar la competencia como vía para mejorar la eficiencia, utilizando precios marginales y un esquema de despacho económico centralizado. Sin embargo, este modelo fracasó en Inglaterra y rápidamente migró hacia otras formas de organización, mientras que en Argentina se mantuvo instaurado, aunque con diversos controles e intervenciones del Estado en materia de subsidios e instrumentos de regulación. Este modelo se fundamentaba en la expectativa de que los capitales privados realizaran inversiones para introducir tecnologías de generación más eficientes, ampliando la oferta, reduciendo los precios de la energía y mejorando la disponibilidad de las máquinas (Garrido y Ruggeri, 2017).

CAMMESA, conformada como sociedad anónima sin fines de lucro con participación mayoritaria del Estado nacional, está integrada por los agentes del MEM y el Estado. Cumple la función de coordinar el despacho económico de cargas y administrar las transacciones mediante dos mecanismos de comercialización:

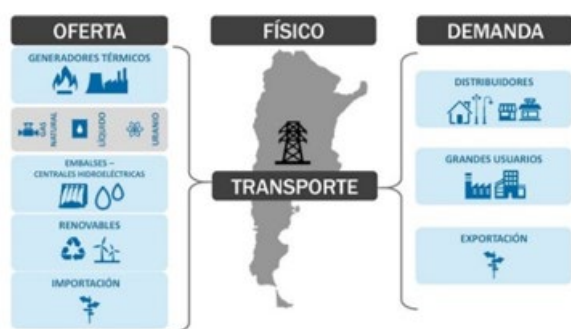
- **Mercado a término**, donde generadoras, distribuidoras y grandes usuarios celebran contratos libremente pactados.
- **Mercado spot**, en el que cada generador oferta su precio, y CAMMESA despacha las centrales más económicas disponibles según la demanda horaria, abonándose a todos los generadores despachados el precio de la unidad más cara habilitada.

Para las distribuidoras y grandes usuarios, la energía se adquiere a un precio estacional que promedia los precios horarios y se actualiza trimestralmente.

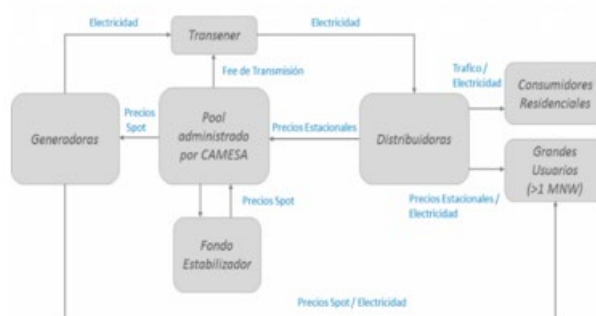
El MEM se estructura con los siguientes actores:

- **Generadores**, que producen energía bajo un esquema de competencia regulada.
- **Transportistas**, responsables del transporte de la energía (por ejemplo, Transener S.A.), operando como monopolios naturales regulados.
- **Distribuidores**, empresas públicas, privadas o cooperativas que abastecen a diversos usuarios con tarifas reguladas.
- **Grandes usuarios**, que pueden adquirir energía directamente en el MEM, a diferencia de los usuarios residenciales que sólo pueden hacerlo a través de las distribuidoras.





Actores del MEM



MEM y su relación con las compañías distribuidoras

En cuanto a la compra de energía en el MEM, los Grandes Usuarios (GUMA) del MEM están habilitados para contratar de forma directa con los generadores mediante contratos de abastecimiento a término, pactando precios y condiciones específicas según su perfil de demanda y condiciones de mercado. Esta operatoria se realiza bajo la supervisión de CAMMESA, conforme a los procedimientos establecidos para garantizar su integración al despacho y a la liquidación de transacciones (CAMMESA, 2024).

Si bien la normativa vigente permite que las distribuidoras celebren contratos a término con generadores, esta práctica no se ha generalizado, dado que el precio de la energía adquirida a través del MEM bajo modalidad de precio estacional estabilizado se encuentra subsidiado, lo que la convierte en una opción más conveniente en términos económicos. Por ejemplo, según información obtenida mediante entrevistas y triangulada con documentación, la Empresa Provincial de la Energía de Santa Fe (EPE) no realiza transacciones directas con generadores, sino que compra energía al precio estabilizado del MEM, operando el Estado Nacional —a través de CAMMESA— como intermediario entre generadores y distribuidoras y garantizando el despacho económico y la facturación centralizada.

De acuerdo con “Los Procedimientos” operativos de CAMMESA (2024), las distribuidoras deben informar mensualmente su demanda proyectada y efectuar los pagos correspondientes por la energía y la potencia adquiridas, recibiendo la energía en condiciones técnicas que garanticen la continuidad y la calidad del servicio. Este esquema asegura la coordinación entre generación, transporte y distribución, manteniendo el principio de despacho económico centralizado y posibilitando la aplicación de subsidios a las tarifas residenciales y de pequeños comercios, los cuales resultan determinantes en la estructura tarifaria vigente.

Asimismo, la lógica administrativa de compra, cobro y pago en el MEM se organiza a través de CAMMESA, que centraliza la facturación de las transacciones de energía: los generadores informan su energía generada, los transportistas reportan el transporte realizado, y las distribuidoras y grandes usuarios informan su demanda consumida. CAMMESA emite liquidaciones mensuales a cada agente, donde cobra a los distribuidores y grandes usuarios por la energía y potencia adquiridas y luego paga a los generadores y transportistas por la energía entregada y los servicios de transporte prestados, descontando costos operativos y tasas asociadas. Este sistema permite asegurar el flujo de pagos dentro del MEM, coordinar técnica y financieramente las transacciones y mantener la estabilidad de la cadena de pagos en un esquema centralizado con participación estatal (CAMMESA, 2024).



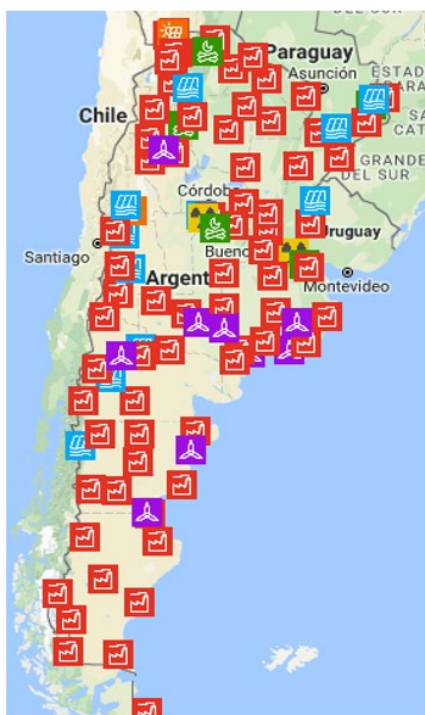
2.2. Operación física y equilibrio del sistema eléctrico

La energía eléctrica posee una característica singular en comparación con otros bienes energéticos: no puede almacenarse fácilmente en grandes cantidades, y por lo tanto debe generarse en el mismo instante en que es demandada. Cada vez que un usuario enciende una lámpara, una industria pone en marcha un motor o una ciudad eleva su consumo, en ese preciso momento alguna central generadora en el país está aumentando su potencia para compensar esa demanda.

Esta sincronía permanente entre generación y consumo requiere la existencia de un actor que coordine en tiempo real el equilibrio del sistema eléctrico. En Argentina, esa función es desempeñada por CAMMESA, que monitorea minuto a minuto la demanda total del país y despacha la energía de las distintas centrales según criterios de seguridad, disponibilidad y costo.

En este esquema, las centrales eléctricas no “acumulan” energía, sino que producen potencia instantánea que fluye a través de las redes de transporte y distribución hasta los puntos de consumo. Las únicas excepciones históricas a esta dinámica son las centrales hidroeléctricas con embalse, que no almacenan electricidad sino agua. En estos casos, el recurso hidráulico actúa como un reservorio de energía potencial, que puede liberarse cuando la demanda lo requiere mediante la apertura de las compuertas y el accionamiento de las turbinas. No obstante, incluso este tipo de almacenamiento depende de condiciones climáticas y de gestión hídrica, y no permite un despacho rápido ni preciso para regular fluctuaciones breves de la red.

La operación del sistema eléctrico nacional exige que exista siempre un equilibrio dinámico entre generación y consumo. Para sostenerlo, CAMMESA coordina diversas formas de reserva de generación. Una de ellas es la denominada reserva rotante, que corresponde a la potencia disponible en máquinas generadoras sincronizadas a la red y girando —listas para aumentar su carga en segundos— pero que no están entregando su potencia total. Estas unidades aportan estabilidad al sistema y permiten responder ante incrementos súbitos de demanda o salidas imprevistas de otras centrales.



Si un evento afecta la continuidad del equilibrio —por ejemplo, la desconexión de una gran central o una falla en la red de transporte—, el sistema dispone de mecanismos automáticos de regulación



primaria y secundaria de frecuencia que ajustan la generación para evitar caídas abruptas de tensión. Sin embargo, si la generación no logra compensar rápidamente la demanda, puede producirse un blackout: una interrupción total o parcial del suministro eléctrico en una región o en todo el sistema interconectado. Estos eventos implican la pérdida de sincronismo entre las máquinas generadoras y la red, y su recuperación requiere procedimientos complejos. En los casos más severos, las centrales deben realizar un arranque en frío, es decir, iniciar su operación sin disponer de energía externa para sus sistemas auxiliares, lo que prolonga aún más la reposición del servicio.

Los sistemas de almacenamiento en baterías (BESS) introducen una innovación radical en este sentido, ya que permiten acumular energía eléctrica —no solo energía potencial como en las hidroeléctricas— y liberarla de manera controlada cuando el sistema lo necesita. Se trata de centrales electroquímicas capaces de absorber excedentes de generación en momentos de baja demanda o alta producción renovable, y devolver esa energía a la red durante los picos de consumo o ante contingencias.

Esta capacidad de respuesta inmediata resulta especialmente valiosa en el contexto actual de creciente participación de fuentes renovables como la solar fotovoltaica y la eólica, cuyos recursos primarios presentan variabilidad e intermitencia. Si de repente desaparece el viento o una nube cubre un campo solar, la potencia entregada por esas centrales disminuye de forma abrupta. Para mantener la estabilidad de la frecuencia y la tensión del sistema, debe existir una fuente capaz de suplir instantáneamente esa generación faltante.

Tradicionalmente, este papel lo cumplían las centrales térmicas convencionales, que poseen una gran inercia rotacional y contribuyen a amortiguar las variaciones de la red. Sin embargo, su tiempo de respuesta es relativamente lento y su operación implica costos y emisiones elevadas. Los sistemas BESS, en cambio, pueden pasar del modo reposo a plena potencia en milisegundos, brindando servicios de regulación rápida, respaldo de frecuencia y reserva operativa con una eficiencia superior y sin emisiones locales. Además, su rápida disponibilidad los convierte en un recurso clave para evitar eventos de inestabilidad que podrían derivar en cortes generalizados o blackouts.

Por estas razones, el almacenamiento energético se ha convertido en un nuevo pilar de estabilidad y flexibilidad dentro de los sistemas eléctricos modernos, permitiendo no solo gestionar mejor la demanda, sino también facilitar la integración masiva de energías renovables en la matriz eléctrica nacional y fortalecer la resiliencia del sistema frente a contingencias.

2.3. El almacenamiento energético como nuevo actor del sistema eléctrico

Un sistema de almacenamiento de energía en baterías (BESS, *Battery Energy Storage System*) puede considerarse una central eléctrica de acumulación electroquímica. A diferencia de las centrales tradicionales, no genera energía a partir de un combustible o un flujo natural, sino que almacena electricidad para liberarla posteriormente en forma controlada. Por esta razón se lo clasifica como una fuente despachable, capaz de responder de manera casi instantánea a las variaciones de la red eléctrica.

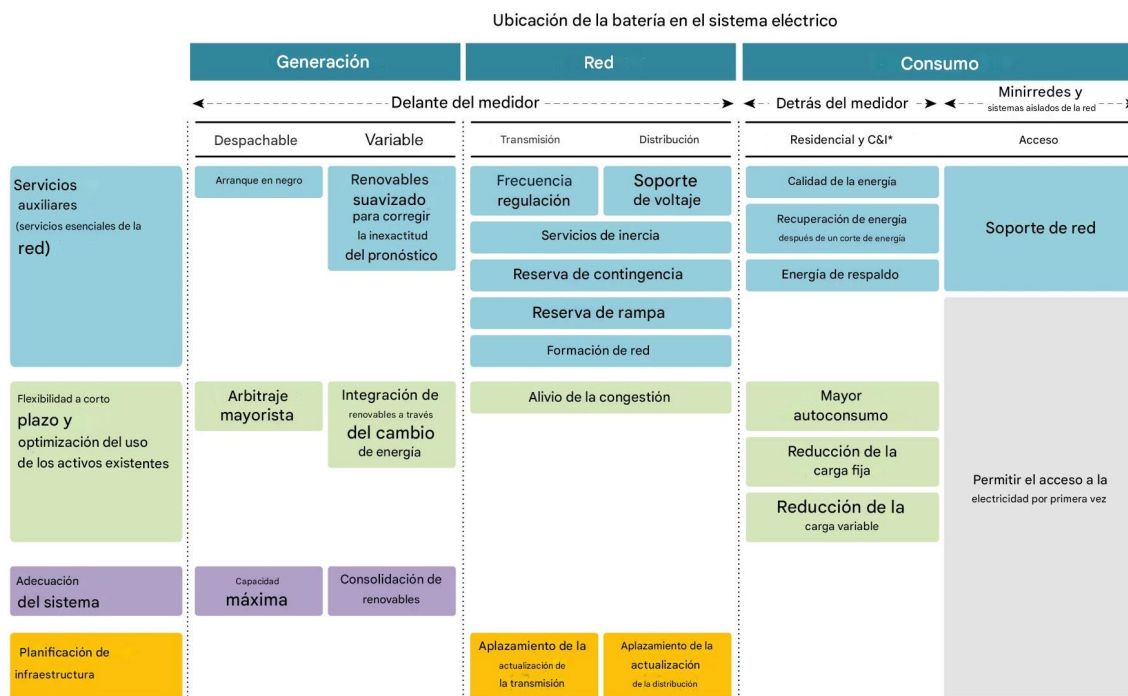
Los sistemas BESS son actualmente la fuente de energía despachable de respuesta más rápida: pueden pasar del modo de espera a plena potencia en milisegundos, lo que los convierte en un recurso ideal para enfrentar contingencias, estabilizar la frecuencia y brindar servicios auxiliares al sistema interconectado.

El desarrollo de estas tecnologías está directamente vinculado al crecimiento de las fuentes renovables como la energía solar fotovoltaica y la eólica, cuya característica principal es la intermitencia del recurso primario. La variabilidad del viento o la radiación solar produce oscilaciones en la generación que deben ser compensadas en tiempo real para evitar desbalances en la red. En este contexto, los sistemas BESS se posicionan como una herramienta clave de flexibilización y estabilidad, complementando a las centrales hidroeléctricas de bombeo —las únicas formas históricas de almacenamiento a gran escala—, pero con la ventaja de poder instalarse modularmente, sin depender de grandes obras civiles.





Ubicación de las baterías en un sistema eléctrico



En general, los BESS están diseñados para entregar su potencia nominal durante períodos de entre 1 y 4 horas, aunque las tecnologías más recientes ya permiten autonomías mayores. Esta duración los hace aptos para cubrir picos de demanda de corto plazo, amortiguar variaciones de generación renovable o prestar servicios de regulación primaria y secundaria de frecuencia. Su capacidad de reacción rápida reduce la probabilidad de eventos de inestabilidad o cortes generalizados del sistema (“blackouts”).

A diferencia de las centrales térmicas, no requieren suministro de combustible, no poseen chimeneas ni grandes sistemas de refrigeración, y pueden ubicarse cerca de los centros de carga o incluso dentro de instalaciones industriales y urbanas. Esto les otorga una gran versatilidad territorial y reduce los tiempos de implementación.

El auge global de esta tecnología acompaña las narrativas de la transición energética y la descarbonización, pero también introduce nuevas discusiones sobre dependencia tecnológica, uso de materiales críticos y sostenibilidad de sus cadenas de valor. Por esa razón, los sistemas de almacenamiento deben ser considerados no solo como una innovación técnica, sino también como un nuevo actor dentro del sistema eléctrico, con implicancias económicas, regulatorias y ambientales propias.

2.3.1. Componentes principales

Un sistema BESS está formado por múltiples subsistemas que cumplen funciones específicas y coordinadas para asegurar su operación segura y eficiente:

- **Paquetes de baterías:** constituyen el núcleo del sistema. Están compuestos por módulos de celdas electroquímicas interconectadas, usualmente contenerizadas, que permiten almacenar y liberar energía eléctrica en forma reversible.
- **Inversores de potencia (Power Conversion System, PCS):** convierten la corriente continua (CC) almacenada en las baterías en corriente alterna (CA) para su inyección a la red eléctrica, y viceversa durante la carga.





- **Sistema de control de baterías (Battery Management System, BMS):** actúa como el cerebro del sistema. Supervisa el estado de carga y salud de cada celda, controla los ciclos de carga y descarga, monitorea temperaturas, tensiones y corrientes, y evita condiciones de riesgo como sobrecargas o sobrecalentamientos.
- **Sistema de gestión de energía (Energy Management System, EMS):** maximiza la eficiencia global del BESS analizando datos meteorológicos, condiciones del sistema eléctrico, precios horarios y consignas del operador del mercado. Determina cuándo conviene almacenar o liberar energía, optimizando su rendimiento económico y técnico.
- **Equipos de seguridad y climatización:** incluyen sensores de gases, sistemas de detección y extinción de incendios, y mecanismos de ventilación o refrigeración forzada para mantener la temperatura óptima de operación.
- **Tableros eléctricos y estaciones transformadoras:** adaptan las tensiones de trabajo y protegen las conexiones de corriente continua y alterna. En los proyectos de media y gran escala, los BESS suelen asociarse a redes de media tensión a través de estaciones transformadoras dedicadas.





2.3.2. Funcionamiento y servicios que aporta al sistema

El principio operativo de un sistema BESS es simple: almacenar energía cuando hay excedente y liberarla cuando hay déficit, pero sus implicancias técnicas son complejas y determinantes para la estabilidad del sistema eléctrico.

- **Estabilidad y regulación:** los BESS pueden inyectar o absorber energía en milisegundos, brindando regulación de frecuencia, control de tensión y reserva rápida. Su acción complementa o reemplaza la inercia mecánica de las grandes máquinas sincrónicas.
- **Optimización de redes eléctricas:** permiten aliviar la carga en nodos críticos, reduciendo pérdidas y postergando inversiones en ampliación de líneas o transformadores. También pueden almacenar energía en horas de baja demanda y liberarla en picos de consumo, práctica conocida como *peak-shaving*.
- **Integración de fuentes renovables:** al compensar la intermitencia del recurso solar y eólico, facilitan una mayor penetración renovable en la matriz, reduciendo la necesidad de generación fósil forzada.
- **Gestión económica y arbitraje energético:** los BESS pueden configurarse para comprar energía cuando el precio es bajo y venderla cuando es alto, generando beneficios económicos y estabilizando el sistema de precios.
- **Respaldo de energía:** ante interrupciones parciales o totales del suministro, los sistemas BESS pueden suministrar electricidad a sectores críticos o incluso contribuir al arranque de otras centrales (black-start), acelerando la recuperación del sistema.

Gracias a estas capacidades, los sistemas de almacenamiento se consolidan como nuevos actores del sistema eléctrico, capaces de desempeñar funciones que históricamente correspondían a las centrales térmicas de respaldo, pero con ventajas notables: mayor rapidez, ausencia de emisiones locales, menores requerimientos de mantenimiento y posibilidad de instalación modular.

En escalas menores, los BESS pueden integrarse en microrredes o instalaciones industriales para mejorar la gestión del autoconsumo o brindar energía de respaldo; mientras que en escalas mayores funcionan como centrales de acumulación conectadas al SADI, despachadas por CAMMESA según las condiciones de operación del sistema.

El avance de esta tecnología redefine el equilibrio entre generación y consumo, y abre un nuevo campo de planificación en el marco de la transición energética. La capacidad de acumular y despachar energía de manera flexible no solo introduce un componente técnico inédito, sino que también redefine la gobernanza del sistema eléctrico y la relación entre actores públicos, privados y territoriales.

2.4. Tendencia global

En los últimos años, el mercado mundial de sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS) se ha convertido en el segmento de crecimiento más acelerado dentro de la industria de las baterías. Durante el trienio 2022–2024, la capacidad instalada global de almacenamiento se duplicó interanualmente, impulsada por la expansión de proyectos a escala de servicios públicos, la incorporación de baterías en sistemas “detrás del contador”, el desarrollo de minirredes y la electrificación de zonas rurales mediante sistemas solares domésticos¹.

Este crecimiento sostenido está directamente vinculado con la aceleración de las políticas de transición energética y con la necesidad de flexibilizar los sistemas eléctricos para integrar una mayor proporción de energías renovables variables. Los sistemas BESS se consolidan así como una tecnología estratégica

¹ Batteries and Secure Energy Transitions, International Energy Agency, www.iea.org

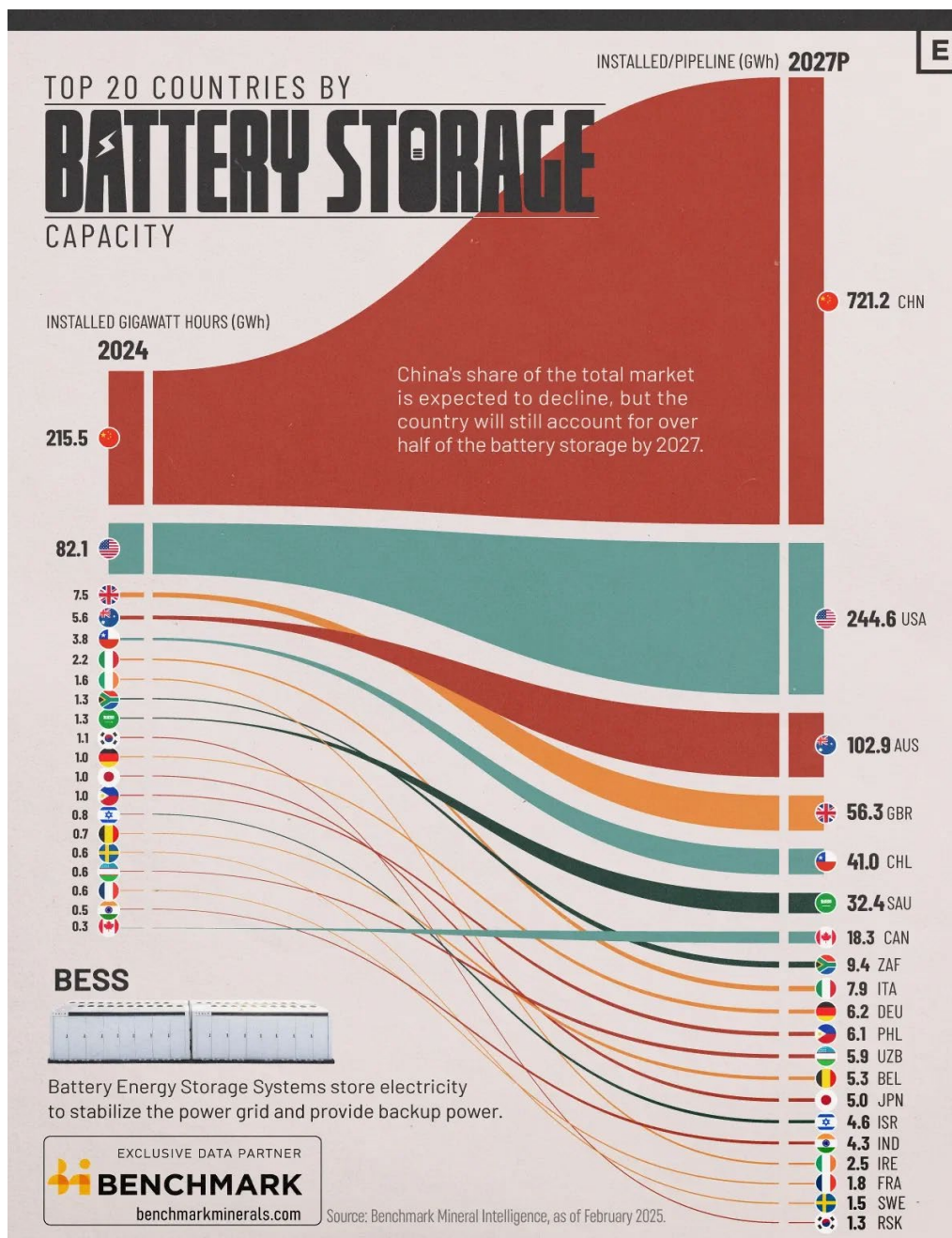




para la descarbonización de la matriz energética global, brindando respaldo a la red, regulación de frecuencia y capacidad de almacenamiento intermedio.

Según datos del mercado, en 2024 la expansión del sector BESS alcanzó un 52 %, superando ampliamente el crecimiento del 25 % registrado por el mercado de baterías para vehículos eléctricos². Las principales corporaciones que lideran el desarrollo de estas tecnologías son Samsung, LG, BYD, Panasonic y Tesla, junto con nuevas empresas especializadas que emergen en Asia, Europa y Estados Unidos.

Top 20 países según capacidad instalada en almacenamiento por baterías, febrero 2025.



² Según datos de Rho Motion, febrero de 2025.

<https://rhomotion.com/news/which-are-the-top-20-countries-for-battery-energy-storage-capacity/>

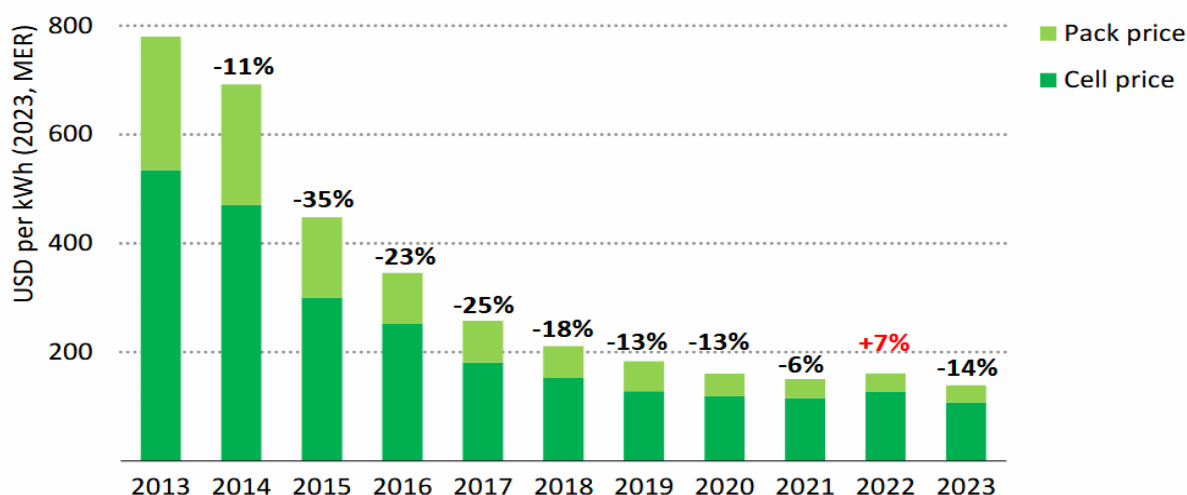




El gráfico anterior evidencia la concentración geográfica del desarrollo: China domina actualmente la implementación global, representando aproximadamente dos tercios de la capacidad total instalada. Este liderazgo se explica por su integración vertical de la cadena de valor, desde la extracción y refinamiento de minerales críticos hasta la fabricación y ensamblaje de celdas, lo que le otorga una ventaja estructural sobre otras regiones. Estados Unidos, Corea del Sur, Japón y Europa siguen en magnitud, aunque con estrategias diferenciadas de almacenamiento y objetivos regulatorios más estrictos vinculados a la estabilidad de red y la reducción de emisiones.

En paralelo, el costo medio de las baterías de ion-litio ha experimentado una reducción del 90 % desde 2010, producto de los avances tecnológicos en la química de las celdas, la automatización de procesos industriales y las economías de escala. Este descenso ha sido determinante para que el almacenamiento por baterías deje de ser un componente marginal y se convierta en un pilar económico viable para proyectos renovables de gran escala y para la modernización de redes eléctricas.

Lithium-ion battery pack and cell prices, 2013–2023. Fuente: IEA, CC BY 4.0.



IEA. CC BY 4.0.

Prices for lithium-ion batteries steadily declined over the last decade with a spike in 2022, but dropping again in 2023

Notes: USD = US dollars, kWh = kilowatt-hours. Prices are weighted average across regions and chemistries.

Las proyecciones de la Agencia Internacional de Energía (IEA) indican que las adiciones de capacidad de almacenamiento continuarán aumentando de forma exponencial a lo largo de la presente década, con especial énfasis en las aplicaciones estacionarias vinculadas a la red. A nivel mundial, las políticas de incentivo —como los programas IRA en Estados Unidos, REPowerEU en Europa y los mecanismos de subastas híbridas en Asia y América Latina— están consolidando un escenario en el que el almacenamiento energético se integra formalmente en la planificación eléctrica y en los mercados de capacidad.

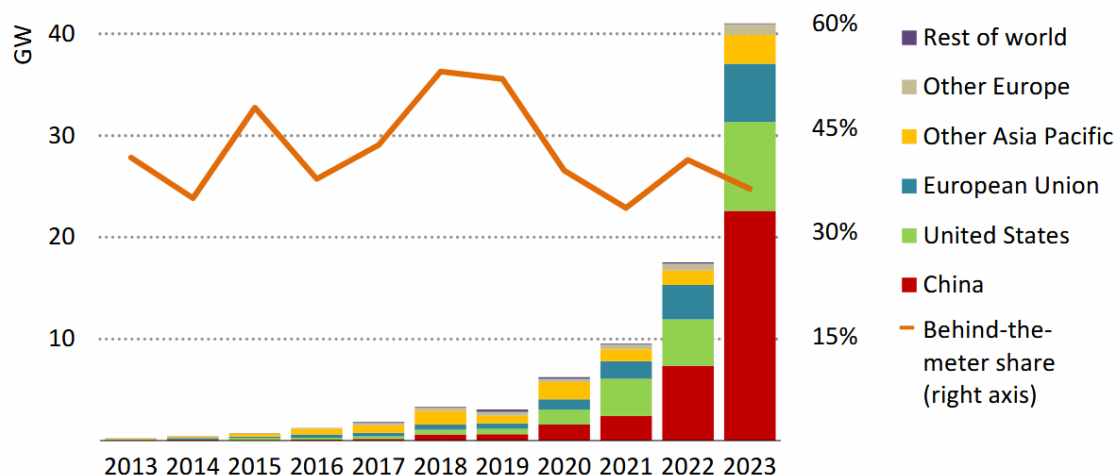
No obstante, este crecimiento global presenta tensiones estructurales: la concentración productiva en pocos países, la dependencia de materias primas extraídas en el Sur global y la escasa regulación sobre el ciclo de vida de las baterías generan nuevas desigualdades y riesgos ambientales. La transición hacia sistemas eléctricos de bajas emisiones, basada en tecnologías electroquímicas, no sólo transforma la infraestructura energética mundial, sino que también redefine las relaciones geopolíticas y económicas en torno a los minerales críticos y al control de las cadenas de valor.





En síntesis, la tendencia global del almacenamiento energético por baterías muestra una expansión sin precedentes, con reducciones de costos, ampliación de aplicaciones y creciente relevancia estratégica. Sin embargo, plantea el desafío de evitar que la transición tecnológica reproduzca las asimetrías existentes en la producción y el consumo de energía, y de avanzar hacia una gobernanza internacional que garantice criterios de sostenibilidad, justicia ambiental y acceso equitativo a las tecnologías de almacenamiento.

Battery storage capacity additions worldwide, 2013–2023. Fuente: IEA, CC BY 4.0.



IEA. CC BY 4.0.

*Capacity additions doubled in 2023,
led by China, the United States and the European Union*

Note: GW = gigawatts.

2.5. Marco regulatorio y legal en Argentina

En la República Argentina no existe aún un marco normativo específico para sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS) que regule requisitos técnicos, plazos de ejecución, modalidades de operación, esquemas de financiamiento y pagos, así como la gestión y disposición final de las baterías una vez cumplido su ciclo de vida. La definición de una regulación integral representaría un avance significativo hacia la integración de esta tecnología en el sistema eléctrico nacional y contribuiría a reducir riesgos técnicos, ambientales y financieros.

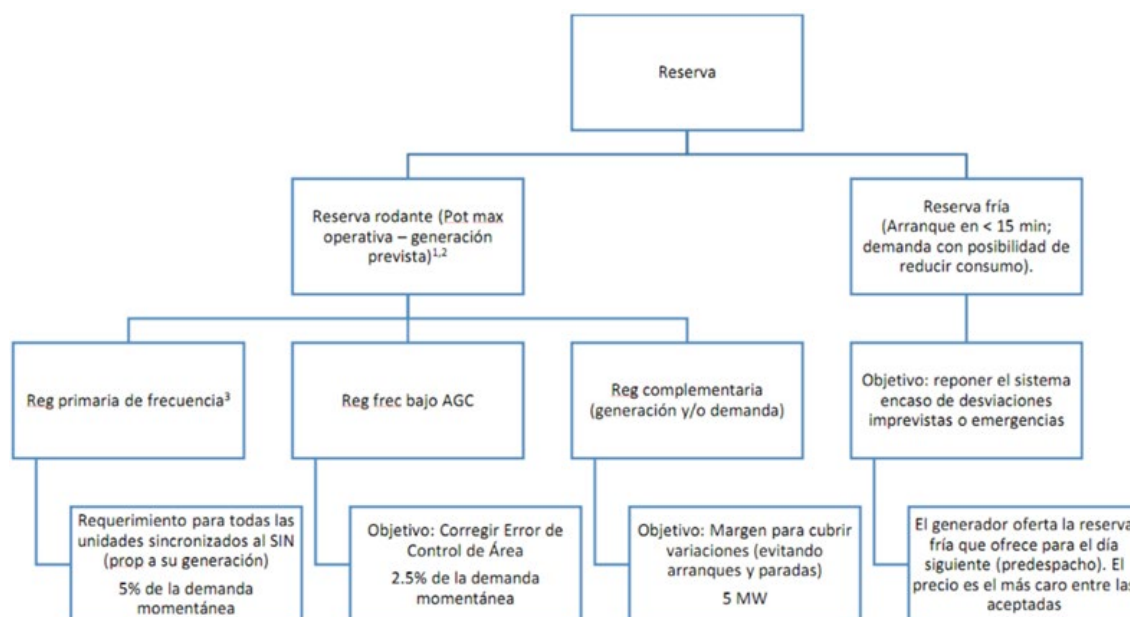
En este contexto, se realizó un estudio orientado a analizar las normas existentes —nacionales e internacionales— que permitan dimensionar, especificar y simular la factibilidad técnica, financiera, económica y ambiental del uso de BESS en el Sistema Argentino de Interconexión (SADI). Entre los antecedentes normativos más relevantes se destacan las leyes y programas de fomento a las energías renovables, la generación distribuida y la eficiencia energética. En lo que refiere a BESS aplicados a red, el foco regulatorio inmediato se vincula con la cobertura de requerimientos de reserva de regulación, en particular el tratamiento de la reserva rotante³, aspecto que resulta central para definir los mecanismos de valorización y remuneración (5).

³ Es la reserva de potencia de los generadores de un sistema interconectado eléctrico que se debe entregar al sistema en caso de que una o varias unidades generadoras fallen o la carga de consumos presente variaciones.





Esquema del régimen de reservas



Régimen de reservas y roles operativos

1. Con criterio técnico y de acuerdo con las características de la generación energética, CAMMESA distribuye la reserva rotante de cada generador entre reserva para regulación primaria de frecuencia y/o reserva para variaciones de demanda.
2. Cada hora, CAMMESA calcula el precio de la reserva rotante tomando como referencia el precio de oportunidad (precio de la energía en el MEM).
3. La reserva primaria de frecuencia es obligatoria para las máquinas sincrónicas.

De lo anterior se desprende que, si bien existen bases normativas que podrían adaptarse para incorporar la tecnología BESS en el régimen del sector eléctrico argentino, no se han identificado disposiciones que la contemplen de manera explícita. Esta ausencia de regulación constituye una barrera para su implementación y desarrollo ordenado.

Desde el punto de vista económico e institucional, la incorporación de BESS podría enmarcarse en distintas alternativas regulatorias: como nueva actividad económica, como tratamiento asimilable a generador, como equipamiento del MEM, como componente de soluciones híbridas renovable con almacenamiento o como elemento estratégico de la transición energética.

2.5.1. Marco legal: antecedentes y programas nacionales

Aunque existen proyectos legislativos vinculados a los BESS desde aproximadamente 2012-2013, un hito conceptual para su inserción en las redes de distribución es la Ley N° 27.424 de Generación Distribuida, que si bien no menciona explícitamente a los BESS como fuente de generación posible, abre la posibilidad de redes bidireccionales y de gestión activa más allá de la lógica tradicional gran generador – empresa distribuidora – demanda. Hasta el momento no se ha sancionado una ley específica que contemple a los BESS conectados a red.

Entre los programas y convocatorias más relevantes pueden mencionarse:

- **Proyecto PERMER (1999–2023):** incluye generación fotovoltaica distribuida dispersa con bancos de baterías, conforme Norma IRAM 2119/55 y normas relacionadas.





- **Convocatoria Proyectos Estratégicos para la Transición Energética**, Agencia I+D+i (2021–2022): entre los proyectos seleccionados se encuentran dos con foco en almacenamiento:
 - Centro Nacional de Baterías de Litio (CENBLIT). Beneficiarios: INTI y ADIMRA.
 - Gestión de la energía mediante integración a red de baterías de litio, experiencia piloto en la Cooperativa de Armstrong. Beneficiarios: CELAR, UTN y UNSAM.

Convocatorias 2022–2023: integración de almacenamiento a la red

A partir de 2022 comienzan a observarse avances normativos relevantes en torno a la incorporación de sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS) a la red eléctrica argentina. En ese año, la Secretaría de Energía emite la Resolución 303/22, en la cual se expresa explícitamente la necesidad de impulsar proyectos vinculados a la inserción de almacenamiento energético en el sistema de distribución y transporte.

Mediante esta resolución se convoca a presentar Manifestaciones de Interés (MDI) para el desarrollo integral de proyectos de infraestructura que contribuyan a incorporar generación renovable y/o instalaciones de almacenamiento de energía en puntos estratégicos de la red de Transporte por Distribución Troncal y/o de Distribución. El objetivo general de la medida es incrementar la participación de fuentes renovables en el abastecimiento del SADI, reducir y eliminar restricciones de suministro, disminuir la generación forzada —aquella que se produce con altos costos de operación por limitaciones de red— y diferir inversiones en obras de transporte, con el fin de mejorar la confiabilidad y reducir los costos estructurales del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

Este llamado representó el primer reconocimiento formal del almacenamiento energético como herramienta estratégica de planificación eléctrica en Argentina. Al ubicar al BESS dentro de los proyectos integrados de generación, se sentaron las bases para que esta tecnología comience a participar del esquema de planificación del SADI, no solo como equipamiento auxiliar, sino como infraestructura crítica de respaldo y regulación.

En 2023, la Secretaría de Energía profundiza esta línea mediante la Resolución 36/23, donde se analizan los resultados del proceso de MDI del año anterior. Allí se destaca la identificación de numerosos proyectos de menor escala, de hasta 90 MW de potencia, basados en recursos renovables diversos, incluyendo biogeneración (biomasa, biogás, gasificación, etc.), pequeños aprovechamientos hidroeléctricos y propuestas híbridas de generación renovable con almacenamiento. Estas alternativas fueron consideradas innovadoras por su potencial impacto territorial y su contribución a la diversificación tecnológica del sistema energético nacional.

La Resolución 36/23 establece un valor máximo de Potencia Requerida de 500 MW para los proyectos clasificados como Generación Renovable para sustituir Generación Forzada, que abarca tanto Generación Solar Fotovoltaica con y sin Almacenamiento (SFV y SFVA) como Generación Eólica con y sin Almacenamiento (EOL y EOLA). Asimismo, se fijan topes regionales de potencia con el fin de asegurar una distribución territorial equilibrada de los proyectos adjudicables.

En este marco, se introducen criterios de valorización económica diferenciados para ponderar los beneficios de cada proyecto en función de su contribución al sistema. Se prioriza con un precio mayor por energía a los proyectos que logren una mayor reducción de generación forzada y se valora la firmeza del suministro otorgando un incentivo adicional cuando el almacenamiento previsto permite sostener al menos tres horas de descarga continua, equivalentes a una potencia igual o superior al 25 % de la potencia instalada de la central generadora.

La resolución también incorpora un mecanismo de remuneración por Disponibilidad de Potencia de Almacenamiento (DPA). Este esquema define que la remuneración será del cien por ciento cuando la DPA mensual sea superior al 90 %, y del 75 % cuando sea inferior al 10 %, aplicando una variación





lineal proporcional para los valores intermedios. Este mecanismo introduce por primera vez en el país un parámetro explícito para medir y compensar la disponibilidad operativa del almacenamiento, estableciendo un precedente clave para futuras regulaciones.

El proceso se consolida con las Resoluciones 510/23 y 609/23, que formalizan la presentación de ofertas y la adjudicación de los proyectos. En el Renglón 1 de la convocatoria se recibieron 165 ofertas, de las cuales 55 incorporaban almacenamiento, equivalentes al 33,3 % del total. De estas 55 propuestas, 52 correspondieron a generación solar fotovoltaica con almacenamiento (SFVA) y 3 a generación eólica con almacenamiento (EOLA).

Del total de propuestas presentadas con almacenamiento, solo cuatro proyectos fueron adjudicados, lo que marcó el primer paso concreto hacia la instalación de BESS en el marco de licitaciones nacionales.

Tabla 1: Proyectos adjudicados con almacenamiento

EMPRESA	PROVINCIA	TEC	Proyecto	MW	PO u\$/MW h
360 ENERGY SOLAR S.A.	BUENOS AIRES	SFVA	PSA 360 ENERGY ARRECIFES - 360 ENERGY SOLAR	16.5	80.9
		SFVA	PSA 360 ENERGY COLON - 360 ENERGY SOLAR	20.0	80.9
	LA PAMPA	SFVA	PSA 360 ENERGY REALICO - 360 ENERGY SOLAR	15.0	84.9
NUEVAS ENERGIAS SUSTENTABLES S.R.L.	BUENOS AIRES	EOLA	PEA VIENTOS DEL PLATA - NUEV EN SUST	10.0	115.0

La potencia conjunta adjudicada para estos proyectos alcanzó 61,5 MW sobre un total de 514,1 MW asignados en el Renglón 1, representando el 11,9 % del total de potencia adjudicada. Si bien la participación aún es incipiente, el proceso sienta las bases para la incorporación progresiva de sistemas de almacenamiento dentro del esquema regulado del MEM, con criterios de evaluación técnica y económica definidos por la autoridad energética nacional y CAMMESA.

Este conjunto de resoluciones entre 2022 y 2023 constituye el primer marco operativo de reconocimiento del almacenamiento electroquímico como infraestructura energética en el país, anticipando la necesidad de adaptar el marco normativo y tarifario para permitir su integración plena en el SADI y en los mecanismos de planeamiento eléctrico nacional.

Posteriormente, la Resolución 906/2023 formaliza la convocatoria AlmaMDI, constituyendo el primer antecedente en el que se menciona de manera explícita a los sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS). La norma incorpora además un anexo técnico elaborado por CAMMESA, que detalla los puntos y nodos de la red eléctrica con capacidad de transporte o distribución saturada, junto con su grado de prioridad para la incorporación de nuevas instalaciones.

En dicho informe se clasifican las zonas de acuerdo con su nivel de criticidad: alta, media y baja. Los nodos identificados como de importancia alta corresponden a áreas donde el almacenamiento podría

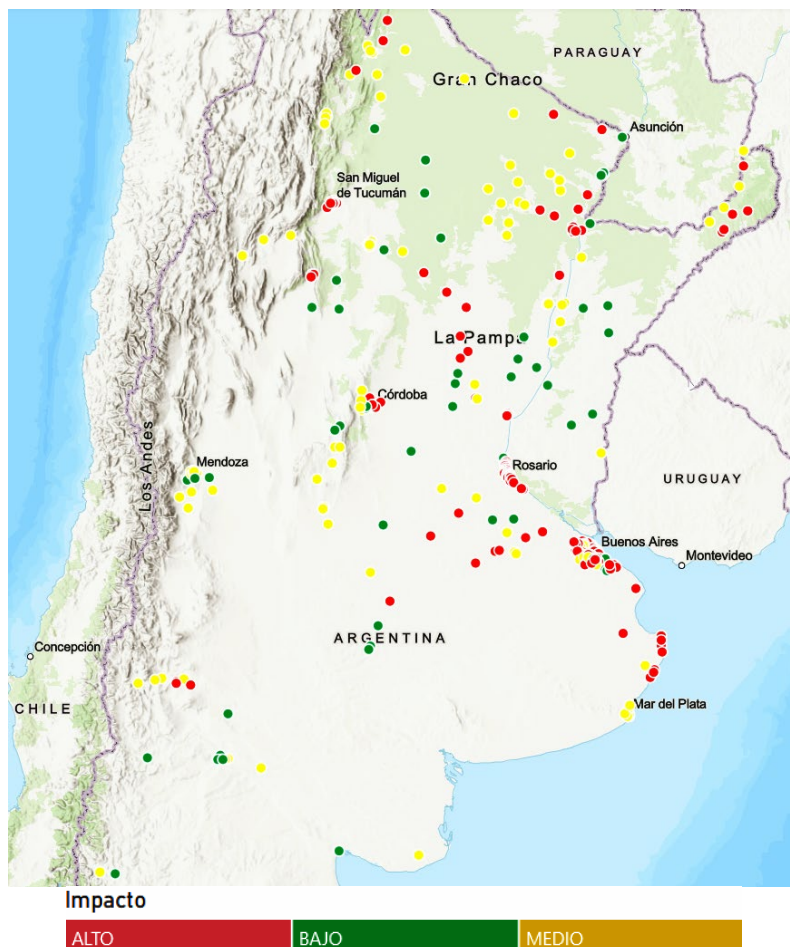




aportar mejoras significativas en las condiciones de carga de líneas y niveles de tensión. Aquellos de menor prioridad no presentan actualmente restricciones relevantes, aunque técnicamente podrían considerarse viables para la instalación de sistemas de almacenamiento en etapas posteriores.

En cuanto a la escala de los proyectos, CAMMESA establece que las necesidades identificadas en redes de 132 kV o superiores requieren instalaciones de entre 10 y 20 MW de potencia mínima, con una capacidad de almacenamiento de cuatro horas. Los proyectos de menor potencia se consideran más adecuados para el ámbito de distribución, orientados a resolver problemáticas locales o de gestión de carga en subestaciones específicas.

Nodos en la red de distribución eléctrica con capacidad de transporte o distribución saturada



CAMMESA 2023.

2.5.2. Área Metropolitana de Buenos Aires (AMBA)

El Área Metropolitana de Buenos Aires (AMBA) concentra aproximadamente el 40 por ciento del consumo eléctrico nacional, lo que la convierte en la zona más crítica del sistema energético argentino. En los últimos años, los picos de demanda durante los meses de verano comprometieron de manera recurrente la estabilidad de la infraestructura de distribución y transmisión, provocando cortes masivos que afectaron a millones de usuarios.

El almacenamiento de energía mediante sistemas de baterías representa una alternativa concreta para aliviar esta situación, al permitir cargar las baterías en horarios de baja demanda y liberar energía durante los momentos críticos. Esta estrategia contribuye a mejorar la gestión de la red, a optimizar la utilización



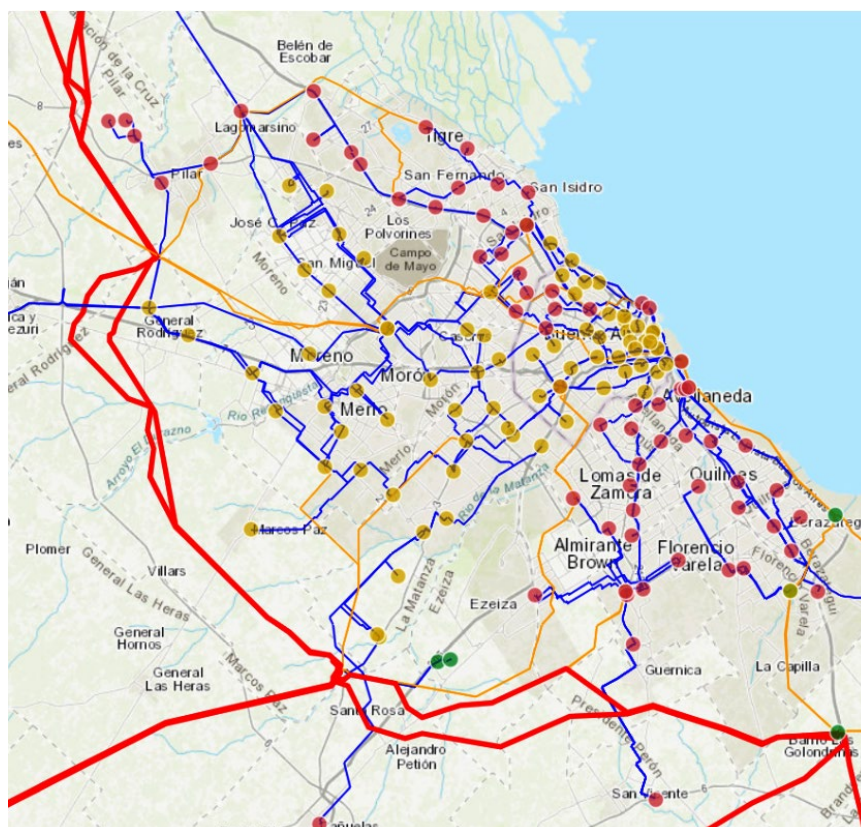
de la infraestructura existente y a reducir la dependencia de la generación térmica de emergencia, que suele implicar costos de operación considerablemente más altos y un mayor impacto ambiental.

Tomando como antecedente la convocatoria AlmaMDI y el anexo técnico elaborado por CAMMESA, en febrero de 2025 la Secretaría de Energía lanzó la convocatoria para el desarrollo de Centrales de Generación de Almacenamiento de Energía Eléctrica (BESS) en el AMBA, bajo la denominación AlmaGBA, mediante la Resolución 67/25. En esta licitación se establecieron como requerimientos que las ofertas aseguren la provisión de energía suministrada y la puesta a disposición de potencia contratada durante un mínimo de cuatro horas consecutivas por ciclo de descarga completa. Asimismo, se definió una potencia objetivo referencial total de 500 MW, con un máximo por oferta de 150 MW —o el indicado en cada Nodo de Conexión (NDC)— y un mínimo de 100 MW.

AlmaGBA constituye la primera licitación formal en América Latina destinada a la instalación de sistemas de almacenamiento a gran escala. La inversión prevista es completamente privada, sin participación de fondos estatales, y representa un salto tecnológico significativo en materia de almacenamiento de alta potencia de energía eléctrica, alcanzando valores de competencia económica considerados de referencia regional.

En el anexo técnico de la Resolución 67/25 se incorporaron datos suministrados por CAMMESA, que incluyen parámetros de diseño y requerimientos operativos. Entre ellos, se establece un número máximo de 180 ciclos completos de carga y descarga por año para cada central de generación de almacenamiento, lo que define un régimen de utilización orientado a la cobertura de situaciones críticas o de alta demanda.

Un aspecto destacado de esta resolución es la invitación a las distintas jurisdicciones nacionales y a las empresas prestadoras del servicio público de distribución de energía a evaluar la convocatoria y manifestar su interés ante la Subsecretaría de Energía Eléctrica. La finalidad de esta apertura es promover el desarrollo conjunto de nuevas iniciativas para la instalación de sistemas BESS en otras regiones del país, tomando como modelo técnico y regulatorio la experiencia de AlmaGBA.





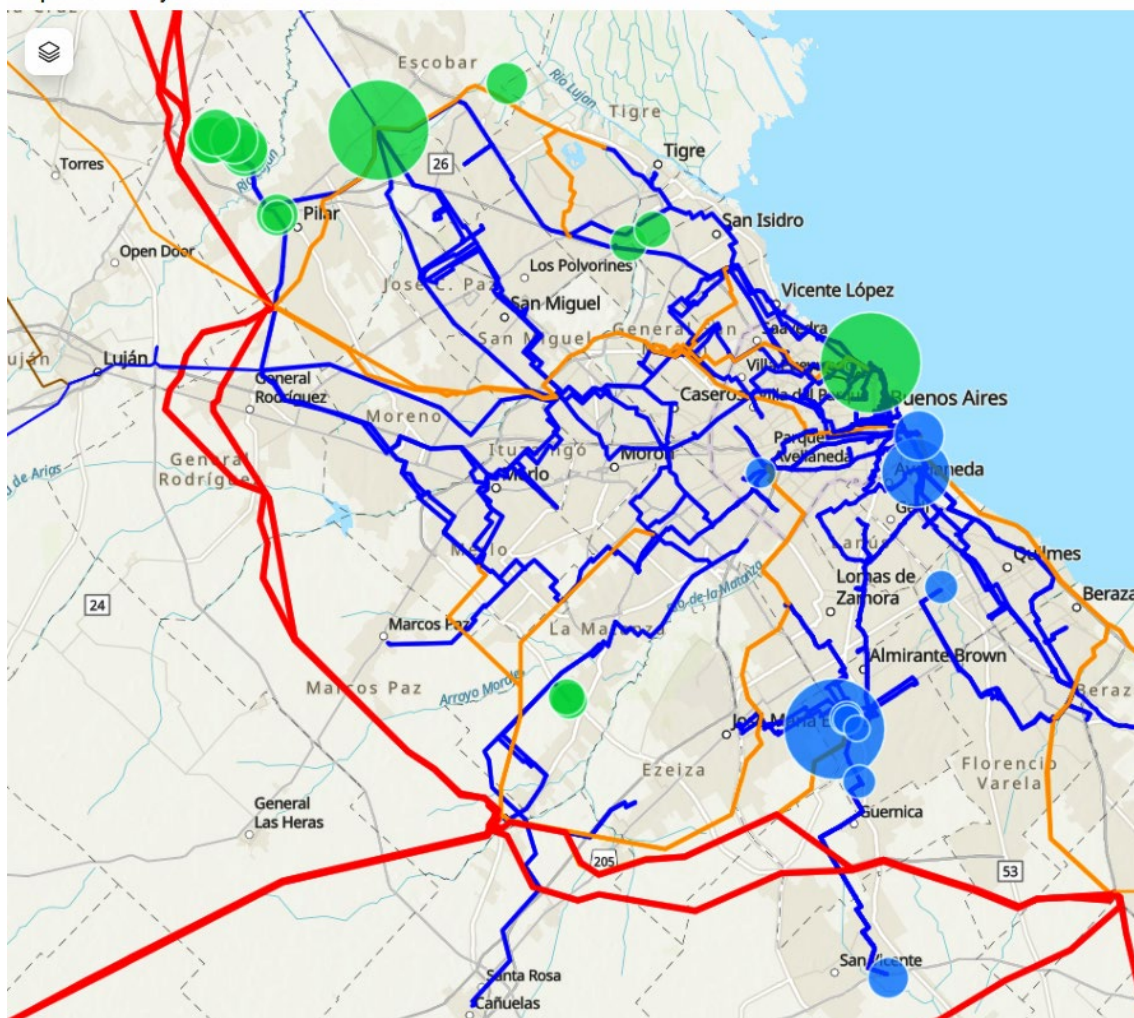
En septiembre de 2025, el Gobierno Nacional Argentino adjudicó un total de 667 MW en contratos correspondientes al proceso licitatorio “Alma-GBA”, destinado a la incorporación de sistemas de almacenamiento de energía eléctrica en nodos críticos del Área Metropolitana de Buenos Aires (AMBA). La inversión prevista supera los 540 millones de dólares y se estima que los proyectos deberán entrar en operación en un plazo de entre 12 y 18 meses desde la firma de los contratos.

La potencia adjudicada supera en un 30 por ciento el objetivo inicial de 500 MW establecido en la convocatoria. Este resultado refleja el alto interés demostrado por el sector privado y la notable competitividad de las ofertas recibidas, lo que permitió ampliar la capacidad adjudicada en 150 MW respecto de la meta original.

El proceso contó con la participación de 15 empresas que presentaron un total de 27 proyectos, acumulando una potencia conjunta ofertada de 1.347 MW. Los contratos correspondientes a los proyectos adjudicados se celebrarán con las distribuidoras Edenor y Edesur, mientras que la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA) actuará como garante de pago de última instancia, asegurando la estabilidad financiera y la continuidad de las obligaciones contractuales.

Resultaron ganadores diez proyectos presentados por las empresas Aluar, Central Puerto, Coral Energía, Genneia, MSU Green Energy, Rowing e YPF Luz, marcando un precedente en la incorporación de sistemas de almacenamiento de alta potencia en el mercado eléctrico argentino y consolidando la participación del sector privado en el desarrollo de infraestructura energética estratégica.

Mapa con Proyectos Ofertados de AlmaGBA





Proyectos ofertados en Alma GBA y la distribuidora bajo la que aplican, CAMMESA 2025

La iniciativa también representa un punto de inflexión para la política energética argentina. No sólo posiciona al país en la senda de los mercados que ya incorporan almacenamiento a gran escala, sino que además sienta un precedente regulatorio para futuros desarrollos.

2.5.3. Otras regiones de Argentina

Además de las convocatorias nacionales impulsadas por la Secretaría de Energía, se identifican diferentes proyectos y propuestas provenientes de gobiernos provinciales y de empresas distribuidoras regionales vinculadas al almacenamiento de energía. Si bien la mayoría de estas iniciativas se encuentran en etapas iniciales o vinculadas a experiencias de generación distribuida y abastecimiento rural, representan los primeros esfuerzos institucionales por incorporar la tecnología BESS en la planificación energética subnacional.

En la provincia de Córdoba, las normativas que mencionan el almacenamiento de energía eléctrica en baterías se enmarcan principalmente en contextos de electrificación rural, proyectos fotovoltaicos aislados o infraestructura técnica de la Empresa Provincial de Energía de Córdoba (EPEC). En este sentido, la Resolución ERSeP N° 80/2023 establece las tarifas aplicables por parte de EPEC o de las cooperativas eléctricas, diferenciadas según la tecnología de las baterías y la potencia instalada. Este instrumento regula el uso del almacenamiento como parte de sistemas descentralizados, priorizando el suministro en zonas rurales o alejadas de los nodos principales del sistema.

En Entre Ríos, la Ley Provincial 10.933, sancionada en 2021, crea el Fondo de Energías Sostenibles, destinado a financiar y/o subsidiar proyectos de fuentes renovables y de almacenamiento energético, así como otras tecnologías que contribuyan al aprovechamiento de las energías limpias. La norma también incorpora disposiciones para fomentar la movilidad eléctrica y establece una figura innovadora: el Usuario Acumulador. Este es definido como aquel usuario del servicio público de distribución que dispone de un sistema de almacenamiento de energía eléctrica independiente de una fuente renovable, y que cumple con los requisitos técnicos para inyectar energía a la red. Estos usuarios pueden inyectar una parte o la totalidad de la energía acumulada, siempre que cumplan con las condiciones técnicas y de seguridad establecidas por la reglamentación. Además, se exige que cuenten con medidores inteligentes de energía y potencia, con capacidad de monitoreo en tiempo real.

En la provincia de La Pampa, a fines de 2020 se sancionó la Ley Provincial 3.285 de Régimen de Desarrollo Energético, que introduce la categoría de Almacenadores Energéticos. Esta figura comprende a quienes, mediante tecnologías específicas o recursos naturales, acopian o acumulan un recurso capaz de transformarse en energía, reducir carga o prestar un servicio auxiliar. El objetivo es poner esta energía a disposición de terceros cuando sea requerida por el operador del sistema, reconociendo al almacenamiento como un actor funcional dentro de la operación eléctrica.

En Mendoza, la adhesión a la Ley Nacional 27.424 de Generación Distribuida se concretó a través de la Ley Provincial 9.084, mediante la cual se declaró de interés provincial a los recursos de energía distribuida y a las actividades de generación distribuida, almacenamiento energético y gestión de la demanda. Durante los años 2019 y 2020 se desarrolló el Plan Estratégico EPRE 2019–2020, que incorporó el almacenamiento energético como uno de los ejes del Programa de Modernización del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica. Este plan proponía avanzar en la regulación de los recursos distribuidos y en el desarrollo de redes inteligentes en el segmento de distribución, estableciendo un marco de planificación que anticipe la integración futura de los sistemas BESS.

En la provincia de Santa Fe, actualmente se implementa el Programa Prosumidores 4.0, que permite a hogares, pymes, industrias y cooperativas convertirse en productores y consumidores de energía renovable conectados a la red. Este programa contempla además la posibilidad de almacenar la energía





generada mediante bancos de baterías, con el objetivo de optimizar el autoconsumo y reducir la energía demandada del sistema eléctrico convencional. Si bien su alcance se centra en el ámbito de la generación distribuida, constituye un precedente relevante para la adopción de tecnologías de almacenamiento a nivel provincial.

En síntesis, las iniciativas provinciales relacionadas con los sistemas de almacenamiento de energía en baterías aún son incipientes y, en la mayoría de los casos, se desarrollan en articulación con proyectos de generación renovable distribuida o de electrificación rural. El mayor impulso a la tecnología BESS como infraestructura de escala se ha originado a partir de las resoluciones de la Secretaría de Energía de la Nación, que dieron lugar a las convocatorias AlmaMDI y AlmaGBA. Estas, además de establecer un precedente regulatorio, impulsaron la invitación a replicar el modelo de licitación a nivel provincial, estimulando el interés de gobiernos y empresas prestadoras del servicio eléctrico para su implementación en otras regiones del país.

Año	Nombre / Identificación	Tipo de instrumento / programa	Alcance territorial	Descripción / Comentario principal
1999–2023	Proyecto PERMER	Programa nacional de electrificación rural	Nacional	Contempla generación fotovoltaica distribuida dispersa con bancos de baterías, según Norma IRAM 2119/55. Financiado con aportes nacionales e internacionales.
2020	Ley Provincial 3.285 de Régimen de Desarrollo Energético	Ley provincial	La Pampa	Introduce la figura de los “Almacenadores Energéticos” que acumulan o transforman energía para prestar servicios auxiliares o de respaldo.
2021	Ley Provincial 10.933 (Fondo de Energías Sostenibles)	Ley provincial	Entre Ríos	Crea un fondo para financiar proyectos renovables y de almacenamiento. Define la figura del “Usuario Acumulador” con posibilidad de inyección a red.
2021–2022	Convocatoria de Proyectos Estratégicos para la Transición Energética (Agencia I+D+i)	Convocatoria pública nacional	Nacional	Financia proyectos de innovación energética, incluyendo el CENBLIT (INTI-ADIMRA) y la experiencia piloto de Armstrong (CELAR-UTN-UNSAM).
2019–2020	Plan Estratégico EPRE 2019–2020	Plan provincial	Mendoza	Integra el almacenamiento energético como componente de la modernización del servicio eléctrico y el desarrollo de redes inteligentes.
2019–2020	Ley Provincial 9.084 (adhesión a Ley 27.424)	Ley provincial	Mendoza	Declara de interés provincial la generación distribuida, el almacenamiento energético y la gestión de la demanda.
2022	Resolución 303/22 (Secretaría de Energía)	Resolución nacional	Nacional	Convoca Manifestaciones de Interés (MDI) para proyectos de generación renovable y almacenamiento (BESS). Primer antecedente explícito sobre incorporación de almacenamiento en red.
2023	Resolución 36/23 (Secretaría de Energía)	Resolución nacional	Nacional	Profundiza la MDI de 2022. Establece 500 MW de potencia requerida, mecanismos de valorización y remuneración por DPA.
2023	Resoluciones 510/23 y 609/23 (Secretaría de Energía)	Resoluciones nacionales	Nacional	Presentación y adjudicación de proyectos con y sin almacenamiento. 55 ofertas con BESS, de las cuales 4 fueron adjudicadas.
2023	Resolución 906/23 (Secretaría de Energía) – Convocatoria AlmaMDI	Resolución nacional	Nacional	Menciona por primera vez de forma explícita los BESS. Incluye anexo técnico de CAMMESA sobre nodos críticos y escalas de potencia (10–20 MW, 4 horas).
2023	Resolución ERSeP N° 80/2023	Resolución provincial	Córdoba	Regula tarifas aplicables por EPEC y cooperativas según tecnología de baterías y potencia. Aplica principalmente a usuarios rurales y sistemas aislados.
2024–2025	Programa Prosumidores 4.0	Programa provincial	Santa Fe	Permite a hogares, PYMES e industrias generar, consumir y almacenar energía renovable conectada a red. Fomenta el autoconsumo mediante bancos de baterías.
2025	Resolución 67/25 (Secretaría de Energía) – Convocatoria AlmaGBA	Resolución nacional	AMBA	Lanza la primera licitación formal de almacenamiento eléctrico a gran escala en América Latina. Objetivo inicial: 500 MW; potencia adjudicada: 667 MW.
2025	Proceso AlmaGBA – Adjudicación de proyectos	Resultado licitatorio	AMBA	15 empresas presentaron 27 proyectos por 1.347 MW; adjudicados 667 MW. Inversión total: USD 540 millones. Operación prevista entre 12 y 18 meses.
2025	Replicación provincial post-AlmaGBA	Invitación nacional a jurisdicciones	Nacional / Provincias	La Secretaría de Energía invita a provincias y distribuidoras a desarrollar convocatorias similares, tomando a AlmaGBA como modelo técnico y regulatorio.

2.5.4. Marco regulatorio antecedente

El desarrollo de sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS) ha avanzado de manera desigual en los distintos países de la región y en el plano internacional. Mientras algunas naciones ya cuentan con marcos técnicos específicos y experiencias consolidadas, otras se encuentran en etapas iniciales de incorporación normativa, recurriendo a reglamentaciones externas o estándares internacionales como referencia.





En este contexto, se analizan tres antecedentes normativos relevantes que permiten comprender las distintas aproximaciones a la regulación de los sistemas BESS y sus implicancias para la integración segura y eficiente de esta tecnología en redes eléctricas.

El primero corresponde al Reglamento General de Requisitos RGR N° 06/2021 de Chile, que establece los criterios técnicos y de seguridad para el diseño, la instalación y la operación de sistemas electroquímicos de almacenamiento de energía. Este instrumento constituye una de las normas más completas de América Latina en materia de regulación de BESS, y se ha convertido en un modelo de referencia regional.

El segundo antecedente es la Resolución ENRE 67/2025 de Argentina, que, aunque aún no conforma un marco normativo integral, representa un punto de inflexión en la incorporación de sistemas de almacenamiento a gran escala en el país, particularmente en el Área Metropolitana de Buenos Aires (AMBA). La resolución adopta criterios inspirados en la normativa chilena e introduce lineamientos básicos para su integración al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

Por último, se revisan las normas internacionales de la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC), que conforman el cuerpo principal de estandarización global para sistemas de almacenamiento de energía eléctrica (EES). Estas normas, de carácter tecnológico y transversal, establecen criterios de diseño, ensayo, seguridad y desempeño aplicables a distintas configuraciones de almacenamiento, incluyendo los sistemas BESS.

En conjunto, estos tres antecedentes permiten observar la convergencia entre marcos nacionales emergentes y estándares internacionales consolidados, ofreciendo un panorama técnico-regulatorio que resulta clave para el desarrollo de políticas públicas y proyectos de almacenamiento energético en Argentina y la región.

2.5.4.1. RGR N° 06/2021, Chile

En la República de Chile se ha producido un notable despliegue de sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS) impulsado por el crecimiento sostenido de las energías renovables y un marco normativo favorable. Hasta el año 2024 se registran 24 proyectos activos, con una potencia total prevista de 4,9 GW y expectativas de alcanzar alrededor de 11 GW instalados en los próximos años.

Entre los principales proyectos se destacan:

- Mega plantas híbridas solar + BESS, como Oasis de Atacama, desarrollada por Grenergy, con 2 GW solares y 11 GWh de almacenamiento.
- BESS Coya, de Engie, ubicado en María Elena (Antofagasta), con 139 MW / 638 MWh y cinco horas de descarga. Se alimenta del parque solar fotovoltaico Coya, suministra energía limpia a unos 100 000 hogares y evita más de 65 600 toneladas de CO₂ al año.
- En la misma región, BESS Tamaya (68 MW / 418 MWh) y BESS Capricornio (48 MW / 264 MWh) se encuentran en etapa de construcción.
- BESS Tocopilla, proyecto de reconversión de una antigua central a carbón, alcanzará 116 MW / 660 MWh (aproximadamente 5,7 h de descarga), con una generación anual estimada de 211 GWh y una reducción de más de 51 000 toneladas de CO₂.
- Otros desarrollos relevantes son Sol del Desierto (200 MW / 800 MWh), de Atlas, que incorpora refrigeración líquida PowerTitan para operar en condiciones extremas del desierto de Atacama.

Pese al gran dinamismo del sector, el marco regulatorio chileno aún presenta desafíos pendientes, especialmente en lo referente a los criterios de despacho y la participación de los sistemas BESS en el mercado mayorista. No obstante, el país cuenta con estándares técnicos avanzados de integración (DS 125, DS 88 y DS 57), dentro de los cuales adquieren particular relevancia las Especificaciones Técnicas RGR N° 06/2021, de interés para el presente análisis.





El RGR N° 06/2021, publicado el 7 de octubre de 2021 y vigente desde el 7 de abril de 2022, establece estándares para el diseño, la instalación y la operación de sistemas de almacenamiento electroquímico. Su ámbito de aplicación abarca tanto BESS conectados a la red (con o sin inyección) como instalaciones aisladas. Regula sistemas integrados o monoblock, baterías ensambladas y no ensambladas, y equipos de conversión de energía (PCE). Excluye, en cambio, los sistemas UPS, las aplicaciones móviles o de telecomunicación y los vehículos eléctricos.

El reglamento define las siguientes configuraciones y requerimientos técnicos:

- Configuraciones permitidas: BESS monoblock con uno o más inversores (PCE); módulos paralelos bajo un mismo o distintos PCE; y sistemas múltiples de BESS agrupados.
- Componentes obligatorios: celdas, módulos, BMS (en el caso de litio) y protecciones eléctricas.
- Homogeneidad tecnológica: cada sistema debe emplear un único tipo de química; si se utilizan varias, deben conectarse a través de puertos dedicados en el inversor.
- Espacios de mantenimiento: se requiere un perímetro libre mínimo alrededor de cada unidad.
- En materia de instalación y seguridad se establecen exigencias específicas:
- Las salas deben ser cerradas, con acceso restringido y señalización de seguridad obligatoria para BESS de litio ≥ 20 kWh o de plomo-ácido ≥ 40 kWh.
- La ventilación debe ser continua, dimensionada para dispersar gases tóxicos; el sistema debe contar con sensores capaces de interrumpir la carga en caso de falla.
- Es obligatoria la detección de humo en salas superiores a 140 m^2 o de uso frecuente, con alarmas centralizadas o locales según el tamaño del recinto.
- Se requiere iluminación normal y de emergencia, así como extintores compatibles con la química de la batería, debidamente identificados.

En cuanto a componentes eléctricos y puesta en marcha:

- Conductores, canalizaciones, puesta a tierra y protecciones deben cumplir normas nacionales e internacionales; contadores, fusibles y termomagnéticos deben dimensionarse de forma adecuada.
- Los convertidores de energía (PCE) deben cumplir con estándares de interconexión certificados y documentados.
- Los sistemas BMS y EMS son indispensables para el monitoreo del estado de carga, el control térmico y el seguimiento del ciclo de vida.
- Se exigen memorias de cálculo de ventilación, señalética, inspecciones y documentación completa en la puesta en marcha.

En el ámbito de impacto ambiental y seguridad laboral, la normativa dispone que:

- Todo proyecto debe someterse a evaluación de impacto ambiental e incluir planes de emergencia ante fugas químicas o térmicas.
- Se deben implementar sistemas de monitoreo en tiempo real, inspecciones periódicas y protocolos de seguridad laboral para la protección de los trabajadores y terceros.
- El RGR N° 06/2021 constituye un marco técnico integral que abarca:
- Diseño modular adaptable a distintas tecnologías y configuraciones.
- Requisitos de seguridad estructural, química y eléctrica (ventilación, extinción, señalización y protecciones).
- Documentación exhaustiva de respaldo técnico y legal.
- Inspección formal y entrega con inducción responsable al usuario final.





En conjunto, este reglamento garantiza la seguridad funcional, la eficiencia operativa y la conformidad normativa de los sistemas BESS, facilitando su integración segura y confiable en instalaciones eléctricas públicas y privadas.

2.5.4.2. ENRE 67/2025, Argentina

Como se ha señalado previamente, en Argentina aún no existe una norma técnica ni un marco regulatorio consolidado para la implementación de sistemas BESS ni para su incorporación formal como agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). Sin embargo, la Resolución ENRE 67/2025, emitida en febrero de 2025, representa un avance significativo al impulsar la instalación de centrales BESS en el AMBA, financiadas por CAMMESA, con ciclos de descarga de al menos cuatro horas y una capacidad referencial total de 500 MW. Estas centrales se integran a los precios estacionales de energía, potencia y transporte.

Además, los Decretos 351/79 y 1338/96, junto con la Ley 19.587, establecen requisitos de seguridad aplicables a salas de baterías, con especial énfasis en condiciones higiénico-laborales, ventilación mínima y control de gases tóxicos. Estas resoluciones y decretos, analizados en el marco legal de este mismo informe, resultan de interés porque contemplan la aplicación del RGR N° 06/2021 de Chile como referencia técnica para su implementación en Argentina.

Por otra parte, es práctica común entre los distintos actores del mercado eléctrico nacional adoptar pautas y recomendaciones de buen uso para la instalación de bancos de baterías, incluso en ausencia de una norma técnica específica. Estas guías se basan principalmente en estándares internacionales y buenas prácticas de ingeniería eléctrica, priorizando la seguridad y la confiabilidad operativa.

2.5.4.3. IEC, Normativas Internacionales

A nivel internacional, las actividades de normalización vinculadas al diseño, la planificación y la puesta en servicio de sistemas de almacenamiento de energía son lideradas por el Comité Técnico TC 120 de la IEC. Este comité se ocupa del desarrollo de normas para los sistemas de almacenamiento de energía eléctrica (EES, por sus siglas en inglés), sin distinción de la tecnología empleada. En varios casos, los trabajos se orientan específicamente a los sistemas BESS.

Los principales documentos publicados son los siguientes:

- IEC 62933-1: Sistemas de almacenamiento de energía eléctrica (EES) – Parte 1: Vocabulario.
- IEC 62933-2-1: Parte 2-1: Parámetros de la unidad y métodos de ensayo – Especificación general.
- IEC TS 62933-3-1: Parte 3-1: Planificación y evaluación del desempeño – Especificación general.
- IEC TS 62933-4-1: Parte 4-1: Guía sobre aspectos ambientales – Especificación general.
- IEC TS 62933-5-1: Parte 5-1: Consideraciones de seguridad para sistemas EES integrados a la red.
- IEC 62933-5-2: Parte 5-2: Requisitos de seguridad para sistemas EES integrados a la red – Sistemas electroquímicos.
- IEC/TS 62933-2-2 ED1: Parte 22: Parámetros de la unidad y métodos de ensayo – Aplicaciones y pruebas de rendimiento.
- IEC/TS 62933-3-2 ED1: Parte 32: Requisitos adicionales para aplicaciones intensivas en potencia y para integración con renovables.
- IEC/TS 62933-3-3 ED1: Parte 33: Requisitos adicionales para aplicaciones intensivas en energía y de respaldo.

Los documentos elaborados por el TC 120 tienden a ser independientes de la tecnología, por lo que utilizan el término EES en lugar de BESS. Sin embargo, los métodos de ensayo definidos en la IEC TS





62933-2-1 son directamente aplicables a sistemas BESS. Aun así, se reconoce la necesidad de una mayor estandarización en materia de eficiencia, rendimiento y ciclos de operación. Por esta razón, varios operadores de sistemas de transmisión (TSO) realizan ensayos específicos en laboratorios especializados para verificar las prestaciones y la confiabilidad de los componentes de almacenamiento.

Dentro de la IEC, otros comités técnicos trabajan sobre normas específicas de productos, como el TC 21, especializado en baterías. Entre las normas más relevantes elaboradas por el TC 21 y otros organismos internacionales se destacan:

- IEC 60086-4:2019 – Seguridad de baterías de litio.
- IEC 61959:2004 – Ensayos mecánicos para celdas y baterías portátiles selladas.
- IEC 61960-3:2017 – Baterías secundarias de litio para aplicaciones portátiles – Parte 3: prismáticas y cilíndricas.
- IEC 61960-4:2020 – Baterías tipo botón de litio para aplicaciones portátiles.
- IEC 62133-2:2017 – Requisitos de seguridad para celdas de litio portátiles selladas.
- IEC 62281:2019 – Seguridad durante el transporte de celdas y baterías de litio.
- IEC 62619:2017 – Requisitos de seguridad para celdas y baterías de litio secundarias para uso industrial.
- IEC 62620:2014 – Baterías de litio para uso en aplicaciones industriales.
- UL 1642 – Norma para baterías de ion de litio.
- UN 38.3 – Ensayos de transporte para celdas y baterías de litio.

Además de la IEC, otros organismos internacionales de referencia publican normas específicas en materia de seguridad y desempeño. Entre ellas se destacan:

- UL 9540 – Norma para sistemas y equipos de almacenamiento de energía.
- UL 9540A – Método de ensayo para la evaluación de propagación de incendios por fuga térmica.
- NFPA 855 – Norma de instalación para sistemas de almacenamiento de energía.





3. Casos de uso

El desarrollo y la expansión de sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS) a escala de red han crecido de manera sostenida en todo el mundo, impulsados por la necesidad de integrar de forma eficiente las fuentes renovables variables y garantizar la estabilidad del sistema eléctrico. Los siguientes casos ilustran distintas modalidades de aplicación tecnológica y de articulación con el sistema eléctrico en contextos regulatorios y geográficos diversos.

Se presentan tres experiencias representativas: un caso de gran escala en Estados Unidos, donde el almacenamiento cumple un rol central en la gestión de demanda; un proyecto híbrido solar con BESS en Chile, que combina energía renovable y almacenamiento bajo un esquema de recorte solar; y un caso europeo en Bélgica, orientado a brindar servicios auxiliares y a acompañar la transición post-carbón mediante la reutilización de infraestructura existente.

Estas experiencias permiten observar cómo el almacenamiento energético se consolida como un componente clave de la transición energética global, adaptándose a las particularidades normativas, tecnológicas y territoriales de cada país.

3.1. NextEra Energy Resources, California (EE. UU.), 230 MW / 920 MWh

Año de inicio de las operaciones comerciales: 2022

Finalidad: almacenar la energía renovable generada por el parque fotovoltaico y entregarla durante las horas de máxima demanda.

Un sistema de almacenamiento de energía en batería de 230 MW desarrollado por NextEra Energy Resources ha sido integrado a un parque solar existente de aproximadamente 380.000 m². El nuevo proyecto BESS de 230 MW / 920 MWh se asocia al parque solar Desert Sunlight, permitiendo almacenar la energía generada y liberarla al sistema durante los picos de consumo eléctrico.

En California, un período de almacenamiento mínimo de cuatro horas constituye un requisito regulatorio para que los proyectos puedan proveer energía a los servicios públicos dentro del marco de adecuación de recursos, mecanismo mediante el cual el operador de la red (CAISO) garantiza que la oferta eléctrica sea capaz de satisfacer la demanda en todo momento.

Esta duración mínima de cuatro horas representa, además, la principal fuente de ingresos de los proyectos BESS en el estado, al asegurar su participación dentro de la estructura de mercado eléctrico. El despliegue de proyectos de almacenamiento en California reviste una gran importancia, ya que la región presenta fuertes picos de demanda durante el verano y enfrenta un riesgo elevado de incendios forestales que comprometen la confiabilidad del sistema, incrementando la probabilidad de interrupciones del suministro.





3.2. AES Gener, Antofagasta (Chile), 112 MW / 560 MWh

Año de inicio de las operaciones comerciales: 2022

Finalidad: recorte solar con almacenamiento, para proporcionar capacidad flexible a la red, absorbiendo el exceso de energía generada y liberándola durante la máxima demanda.

El proyecto Andes Solar IIB, desarrollado por AES Gener en la región de Antofagasta, Chile, combina una planta solar de 180 MW con un sistema BESS de 112 MW / 560 MWh. El sistema de almacenamiento permite inyectar energía solar a la red durante la noche durante un período de cinco horas, garantizando el aprovechamiento integral del recurso solar y aumentando la estabilidad del sistema eléctrico.

La combinación de generación fotovoltaica con almacenamiento posibilita ofrecer servicios de red que la energía solar aislada no puede proveer, tales como regulación de frecuencia, respuesta rápida ante variaciones de demanda y desplazamiento de energía a horarios críticos.

Sin embargo, el éxito de este tipo de proyectos depende fuertemente del apoyo regulatorio. La experiencia internacional muestra que la adopción de marcos normativos favorables es determinante para acelerar la implementación de sistemas híbridos solar + almacenamiento. En algunos países, incluso, la regulación establece como requisito obligatorio que cada nuevo proyecto fotovoltaico cuente con al menos cuatro horas de capacidad de batería instalada.



3.3. Ruien Energy Storage, Ruien (Bélgica), 25 MW / 32 MWh

Año de inicio de las operaciones comerciales: previsto para octubre de 2022

Finalidad: brindar servicios auxiliares a los operadores de red europeos (TSO) y ofrecer servicios energéticos locales en el sitio de la antigua central eléctrica de carbón de 800 MW actualmente en proceso de reconversión.

Ruien Energy Storage desarrolla en Flandes Oriental un sistema BESS destinado a mejorar la flexibilidad del sistema eléctrico y a acompañar la descarbonización del mix energético belga. Con la creciente incorporación de energías renovables, el desequilibrio entre generación instantánea y consumo instantáneo se ha vuelto un desafío operativo. Para mitigar este desequilibrio, resulta necesario disponer de capacidad de almacenamiento temporal que pueda responder en lapsos muy breves.

El sistema de almacenamiento con tecnología de baterías se presenta como una solución ideal para absorber excedentes de generación o aportar energía ante déficits momentáneos. El proyecto de Ruien permitirá ofrecer servicios de apoyo a los operadores de red europeos (TSO) y servicios energéticos



locales, utilizando el emplazamiento de una antigua central a carbón de 800 MW que está siendo reconvertida.

La demolición de esa planta marca el reemplazo de una instalación de alta emisión por una infraestructura compatible con los objetivos de descarbonización, transformando un símbolo del pasado fósil en un ejemplo concreto de transición energética aplicada.





4. Contenido de minerales críticos en sistemas BESS de iones de litio: implicancias y desafíos

En la transición energética, los sistemas de almacenamiento basado en baterías de ion-litio (BESS) han adquirido un papel central como elemento de estabilización de redes con alta penetración renovable. Sin embargo, detrás de la promesa tecnológica se encuentra una dimensión fundamental: la *materialidad* de la tecnología, es decir, los minerales críticos que la constituyen. Comprender cuántos kilos de litio, grafito, níquel, cobalto o manganeso se requieren por unidad de capacidad instalada no es un detalle técnico menor, sino un dato indispensable para evaluar sostenibilidad, viabilidad de escala y eventuales cuellos de botella futuros.

El presente análisis se refiere estrictamente al acumulador electroquímico —la batería en sí misma— y no a la totalidad de una central BESS, que además incorpora grandes volúmenes de cobre, aluminio, acero, hormigón y materiales electrónicos. La complejidad de cuantificar el contenido mineral completo de un sistema de almacenamiento de gran escala es muy alta y depende de variables técnicas (configuración del banco, número de contenedores, equipamiento auxiliar, sistemas de refrigeración, transformadores, cableado, etc.). Por ello, lo expuesto aquí debe entenderse como una aproximación razonable, útil para dimensionar órdenes de magnitud y orientaciones materiales.

De acuerdo con el informe de IRENA “Critical Materials for the Energy Transition”, la demanda de litio para baterías alcanza aproximadamente 160 gramos de litio metálico por cada kWh de capacidad instalada (IRENA, 2022). Este valor implica que una batería de 1 MW con 4 MWh de almacenamiento requiere alrededor de 640 kg de litio metálico puro. En paralelo, el grafito es uno de los materiales de mayor masa involucrada debido a su uso en el ánodo, representando cifras del orden de 870 kg por MWh para baterías tipo NMC (níquel-manganeso-cobalto) (DOE, 2023; Barlock et al., 2024).

Las baterías NMC, predominantes en proyectos de alta densidad energética, también contienen entre 130 y 140 kg de cobalto, alrededor de 480 kg de níquel y unos 160 kg de manganeso por MWh (DOE, 2023). En contraste, las baterías LFP (litio-hierro-fosfato) prescinden de níquel y cobalto, reduciendo significativamente la dependencia de esos minerales críticos, aunque mantienen la necesidad de litio y grafito, además de incorporar hierro y fósforo en el cátodo.

Si se extrapolan estos valores a una planta tipo de 1 MW/4 MWh, una configuración NMC contendría aproximadamente entre 3 y 4 toneladas de materiales críticos (litio, grafito, níquel, cobalto y manganeso). En una variante LFP equivalente, la masa mineral se concentraría en litio y grafito, sumando a ello unas 3,5 a 3,8 toneladas de fosfato de hierro (FePO_4) en reemplazo de los metales escasos (IEA, 2024; IRENA, 2022). Estos valores ofrecen una base cuantitativa que permite dimensionar la magnitud material de un sistema de almacenamiento electroquímico a escala de red.

Desde una perspectiva ambiental, estas magnitudes no son neutras. Extraer 640 kg de litio metálico —o el equivalente de aproximadamente 3,4 toneladas de carbonato de litio (Li_2CO_3)— requiere remover grandes volúmenes de salmuera o roca. En los salares del “Triángulo del Litio” (Argentina, Chile, Bolivia), el proceso de evaporación puede demandar entre 1,9 y 2,2 millones de litros de agua por tonelada de carbonato de litio producido (RMI, 2024; IEA, 2024). En términos aproximados, el litio necesario para una batería de 1 MW/4 MWh podría implicar el uso de entre 6 y 8 millones de litros de agua dulce o salobre.

A esto se suma la presión sobre otros minerales críticos: el grafito natural o sintético requiere minería intensiva y energía térmica elevada para su purificación, y el níquel o el cobalto provienen de procesos extractivos asociados a impactos ambientales y sociales significativos, especialmente en Indonesia, Filipinas y la República Democrática del Congo (Barlock et al., 2024; Bhuwalka et al., 2025). El consumo energético y las emisiones de gases de efecto invernadero durante el refinamiento y transporte



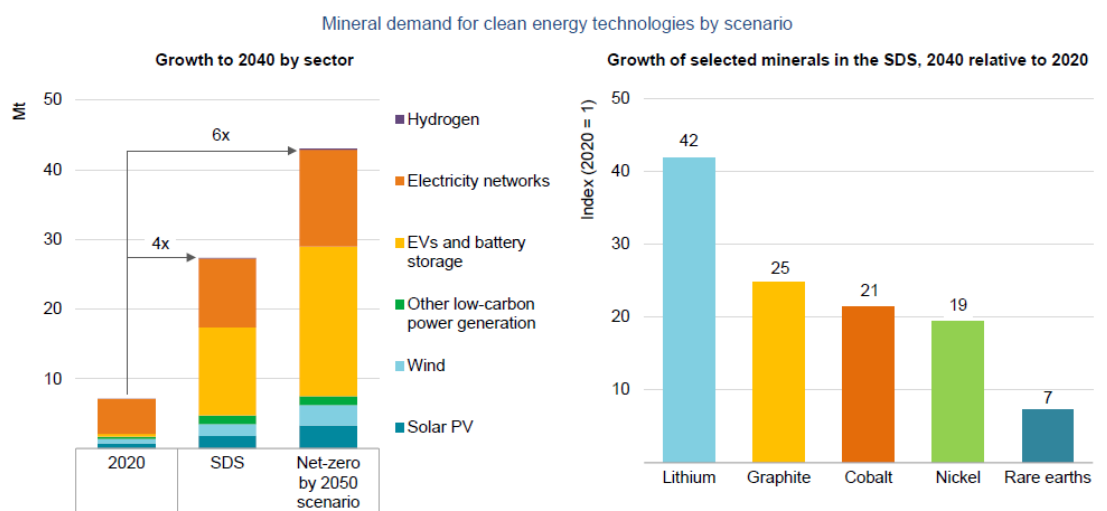
de estos minerales también deben considerarse dentro de la huella integral de los sistemas de almacenamiento.

Por tanto, el contenido material de un acumulador BESS no es un aspecto menor de la transición energética. Su escala mineral y el impacto asociado a la extracción subrayan la necesidad de planificar políticas de abastecimiento responsable, reciclado y economía circular. Las proyecciones de la IEA y el DOE coinciden en que, aun con mejoras tecnológicas y mayor eficiencia, el almacenamiento basado en ion-litio continuará dependiendo en gran medida de minerales críticos durante la próxima década (DOE, 2023; IEA, 2024). La transición energética, si pretende ser justa y sostenible, requiere por tanto una mirada integral que contemple no solo la descarbonización del consumo, sino también la *desmaterialización* y gestión ecológica de sus propias infraestructuras.

El análisis anterior se centró en la composición mineral de un acumulador BESS individual. Sin embargo, al ampliar la escala de observación hacia los escenarios globales de transición energética, las cifras adquieren una dimensión estructural. Según la International Energy Agency (IEA, 2024), la demanda total de minerales para tecnologías limpias podría multiplicarse por cuatro hacia 2040 en el escenario de desarrollo sostenible (SDS), y por seis en el escenario Net Zero by 2050. Este incremento está fuertemente impulsado por el sector de baterías y almacenamiento, responsable de la mayor parte del crecimiento proyectado en minerales críticos como litio, grafito, níquel y cobalto.

Los datos de la IEA indican que el litio será el mineral de mayor crecimiento relativo, con un aumento de la demanda superior a cuarenta veces respecto a los niveles de 2020. Le siguen el grafito (25 veces), el cobalto (21 veces) y el níquel (19 veces). En comparación, otros minerales asociados a redes eléctricas y generación renovable, como las tierras raras, el cobre o el silicio, presentan incrementos más moderados, aunque igualmente significativos. Este comportamiento refleja la creciente centralidad de las baterías en la arquitectura energética del futuro y, al mismo tiempo, evidencia la magnitud de la presión material que implican los escenarios de descarbonización.

Mineral demand for clean energy technologies would rise by at least four times by 2040 to meet climate goals, with particularly high growth for EV-related minerals



Notes: Mt = million tonnes. Includes all minerals in the scope of this report, but does not include steel and aluminium. See Annex for a full list of minerals.

La transición hacia un sistema energético basado en renovables y almacenamiento requiere, por tanto, una expansión inédita de la minería global. El litio, el grafito, el níquel y el cobalto se concentran



geográficamente en pocos países: el litio en el triángulo sudamericano, el cobalto principalmente en la República Democrática del Congo, el níquel en Indonesia y Filipinas, y el grafito en China. Este patrón configura una nueva geopolítica de los recursos críticos, caracterizada por la dependencia de territorios periféricos para sostener la transición energética de los centros industriales.

Las proyecciones del escenario SDS (Sustainable Development Scenario) sugieren que, de mantenerse las tendencias tecnológicas actuales, la producción global de litio debería multiplicarse por más de seis para 2040, y la de grafito y níquel por al menos cuatro veces (IEA, 2024). En el escenario Net Zero by 2050, estas cifras son aún mayores, alcanzando multiplicaciones de hasta ocho o diez veces respecto a los niveles de referencia de 2020. Estas tasas de expansión suponen una presión creciente sobre ecosistemas frágiles, acuíferos, comunidades locales y sistemas de gobernanza ambiental.

La extracción de litio mediante evaporación en salares, por ejemplo, implica un uso intensivo de agua: entre 1,9 y 2,2 millones de litros por tonelada de carbonato de litio (RMI, 2024). Si se considera que un solo acumulador de 1 MW/4 MWh requiere alrededor de 3,4 toneladas de este compuesto, la producción de litio necesaria para los sistemas de almacenamiento a gran escala podría representar decenas de miles de millones de litros de agua en escenarios de expansión global.

Estos datos ponen de manifiesto una contradicción estructural de la transición energética: mientras busca reducir emisiones y dependencia de combustibles fósiles, reproduce nuevas dependencias extractivas y genera conflictos socioambientales de alta intensidad. La presión sobre los territorios productores de minerales críticos puede convertirse en un eje de desigualdad y disputa, tanto entre países como dentro de ellos, especialmente cuando las zonas de extracción coinciden con regiones de alta vulnerabilidad ecológica y social.

Por ello, la transición energética no puede concebirse solo como un cambio tecnológico, sino como un proceso profundamente político y distributivo. Las metas de neutralidad climática a 2050 requieren, además de electrificación y expansión renovable, una política global de materiales: reciclaje, sustitución tecnológica, reducción de la demanda superflua y estrategias de gobernanza compartida que eviten trasladar los costos ambientales del Norte al Sur.

En definitiva, los escenarios SDS y Net Zero no solo delinear trayectorias posibles hacia una economía descarbonizada, sino que también exponen los límites físicos y sociales del paradigma energético actual. Si el almacenamiento en baterías se convierte en pilar de la infraestructura renovable, entonces la sustentabilidad de la transición dependerá de cómo se gestionen —y redistribuyan— los impactos de su base material.





Referencias

- Access World. (s.f.). *Materias primas para baterías*. Recuperado de <https://www.accessworld.com/es/products/battery-raw-materials/>
- Amnesty International. (2016). *This is what we die for: Human rights abuses in the Democratic Republic of the Congo power the global trade in cobalt*. Londres: Amnesty International. <https://www.amnesty.org/en/documents/afr62/3183/2016/en/>
- Barlock, P., et al. (2024). *Critical Materials Assessment 2023 – DOE report on materials for EVs and storage*. U.S. Department of Energy, Critical Materials & Supply Chains. <https://www.energy.gov/sites/default/files/2023-05/2023-critical-materials-assessment.pdf>
- Bhuwalka, K., Ramachandran, H., Narasimhan, S., Yao, A., Frohmann, J., Peiseler, L., Chueh, W., & Boies, A. (2025). *Securing the supply of graphite for batteries*. arXiv. <https://arxiv.org/abs/2503.21521>
- Bertinat, P., & Chemes, J. (2022). *Transición energética y disputa de sentidos*. Taller Ecologista.
- Bertinat, P., Chemes, J., & Forero, D. (2020). *Transición energética. Aportes para una reflexión colectiva*. Taller Ecologista.
- CAMMESA. (2023). *Anexo Técnico Convocatoria AlmaMDI*. Secretaría de Energía de la Nación. <https://cammesaweb.cammesa.com/almamdi/>
- CAMMESA. (2025). *Convocatoria AlmaGBA*. Secretaría de Energía de la Nación. <https://cammesaweb.cammesa.com/almagba-2/>
- Chemes, J., Di Ruscio, N., Bertinat, P., & Arraña, I. (2025). *Sistemas de acumulación eléctrica interconectados al SADI. Análisis prospectivo*. COOPESA – Taller Ecologista – GAIA.
- Di Ruscio, N., Chemes, J., Bertinat, P., & Arraña, I. (2024). *Análisis crítico sobre la movilidad eléctrica en el marco de las narrativas de transición energética*. COOPESA – Taller Ecologista.
- DOE. (2023). *Critical Materials Assessment*. U.S. Department of Energy. https://www.energy.gov/sites/default/files/2023-07/doe-critical-material-assessment_07312023.pdf
- Energy Policy Institute. (2023). *Greenhouse Gas Emissions Accounting for Battery Energy Storage Systems (BESS)*. Climate Transparency Platform. https://climate-transparency-platform.org/sites/default/files/knowledge_centre_files/Greenhouse%20Gas%20Emissions%20Accounting%20for%20Battery%20Energy%20Storage%20Systems%20_BESS.pdf
- Garrido, J., & Ruggeri, A. (2017). *Energía y privatización en Argentina*. Editorial de la Facultad de Ciencias Sociales, UBA.
- International Energy Agency (IEA). (2021). *The Role of Critical Minerals in Clean Energy Transitions*. <https://www.iea.org/reports/the-role-of-critical-minerals-in-clean-energy-transitions>
- International Energy Agency (IEA). (2024). *Mineral Requirements for Clean Energy Transitions*. <https://www.iea.org/reports/the-role-of-critical-minerals-in-clean-energy-transitions/mineral-requirements-for-clean-energy-transitions>
- International Renewable Energy Agency (IRENA). (2022). *Critical Materials for the Energy Transition: Lithium*. https://www.irena.org/-/media/Irena/Files/Technical-Papers/IRENA_Critical_Materials_Lithium_2022.pdf
- Kazimierski, M. (2020). *La reestructuración del mercado eléctrico argentino y su dependencia tecnológica*. Revista Energía y Sociedad, 12(3), 45–68.





Nature Sustainability. (2018). *Mapping artisanal cobalt mining in the Democratic Republic of the Congo*. <https://www.nature.com/articles/s41893-018-0139-4>

Observatorio de Conflictos Mineros de América Latina (OCMAL). (2022). *Informe sobre conflictos socioambientales por minería de litio en Sudamérica*. <https://www.ocmal.org>

RMI. (2024). *The Battery Mineral Loop*. Rocky Mountain Institute. https://rmi.org/wp-content/uploads/dlm_uploads/2024/07/the_battery_mineral_loop_report_July.pdf

Ruggeri, A., & Garrido, J. (2019). *Mercado eléctrico argentino: actores, lógicas y resistencias*. Buenos Aires: CLACSO.

ScienceDirect. (2020). *Environmental impacts of lithium extraction*. *Journal of Cleaner Production*, 268, 122–134. <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S095965262033406X>

ScienceDirect. (2023). *Comparative life cycle greenhouse gas emissions assessment of battery energy storage technologies for grid applications*. *Journal of Cleaner Production*, 412, 137012. <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0959652623004092>

Terry Ocasión. (s.f.). *Impacto ambiental de las baterías de litio: retos para una gestión sostenible*. <https://terryocasion.com/impacto-ambiental-de-las-baterias-de-litio-retos-para-una-gestionsostenible/>

