

Almacenamiento de Energía (BESS) en el Mercado Eléctrico Colombiano

Por:
Erco Energía

2026

Tendencias técnico-económicas del almacenamiento a nivel global

| 117 USD/kWh

PRECIO PROMEDIO GLOBAL BESS LLAVE
EN MANO (2026)

| -31 %

CAÍDA INTERANUAL DEL CAPEX BESS

| 78 USD/MWh

LCOS BESS 4H (2026) — MÍNIMO HISTÓRICO

La transición hacia arquitecturas de generación basadas en Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) ha transformado el Sistema Interconectado Nacional (SIN) de Colombia. Históricamente dependiente de la flexibilidad de los grandes embalses hidroeléctricos, el SIN enfrenta hoy un cambio de paradigma estructural impulsado por la penetración masiva de energía solar fotovoltaica. Los **Sistemas de Almacenamiento de Energía con Baterías (BESS)** han dejado de ser activos experimentales para convertirse en infraestructura crítica habilitadora de la resiliencia sistémica.

La economía global del almacenamiento ha cruzado un umbral de inflexión definitivo entre 2024 y 2026. El ecosistema de manufactura, anclado en China, experimentó una reconfiguración masiva: el excedente de capacidad —pensado para vehículos eléctricos— se redirigió hacia almacenamiento estacionario, inundando el mercado con celdas de alta eficiencia a precios marginales de producción.

Según la encuesta de costos 2025 de BloombergNEF, el precio promedio global de un sistema BESS llave en mano se desplomó **31% interanual**, situándose en **117 USD/kWh**.¹ Esta caída sucede a una reducción aún más pronunciada del **40%** registrada entre 2023 y 2024.¹ A nivel de paquete de celdas, los precios alcanzaron mínimos históricos de **70 USD/kWh**.¹

EL COLAPSO DEL CAPEX

ha alterado fundamentalmente el orden de mérito económico de las tecnologías de flexibilidad de red.

El cruce de competitividad: BESS vs. plantas peaker de gas

El costo nivelado de almacenamiento (LCOS) para un proyecto BESS de cuatro horas se redujo un **27% interanual**, ubicándose en **78 USD/MWh en 2026**, el nivel más bajo desde que BNEF comenzó su seguimiento en 2009.² La implicación estratégica más profunda de esta reducción es la **obsolescencia financiera de las turbinas de gas** diseñadas para operar exclusivamente en picos de demanda (peaker plants). Como resultado, el LCOE global de los CCGT se incrementó **16%**, alcanzando un récord de **102 USD/MWh en 2026**.² Frente a aplicaciones de baja utilización —donde un peaker tradicional puede ubicarse entre 120 y 220 USD/MWh— el almacenamiento se consolida como la opción más competitiva para expansión de capacidad flexible.³

Tabla 1. Evolución del costo nivelado (LCOE/LCOS) de tecnologías de flexibilidad y generación

TECNOLOGÍA	2024 (USD/MWH)	2025 (USD/MWH)	2026 (USD/MWH)	VARIACIÓN 25-26
BESS (4 horas de duración)	104	107	78	-27,0%
Turbina de Gas (CCGT)	88	95	102	+16,0%
Solar Fotovoltaica (Eje Fijo)	41	39	39	0,0%
Híbrido (Solar + BESS)	N/A	57	57	N/A
Eólica Onshore	42	40	40	0,0%

Fuente: Erco Energía con base en datos agregados de BloombergNEF Levelized Cost of Electricity 2025-2026 Report.²

La ventaja económica del BESS frente a las plantas de gas en aplicaciones de baja utilización consolida al almacenamiento como una opción cada vez más competitiva para la expansión de capacidad flexible, la provisión de reserva y el soporte operativo de la red.

Evolución tecnológica: la hegemonía del LFP

Desde el punto de vista químico, el sector estacionario global ha convergido de manera definitiva hacia la tecnología de **Litio-Ferrofosfato (LFP)**, abandonando progresivamente las celdas de Níquel-Manganeso-Cobalto (NMC).¹

Los integradores Tier 1 han aprovechado esta estandarización para desarrollar arquitecturas de alta densidad con refrigeración líquida avanzada y BMS con balanceo activo, permitiendo integrar **más de 5 MWh en un contenedor estándar**, optimizando uso del suelo y costos de obra civil.⁵

Ventajas estructurales del LFP para aplicaciones de red

▶ Estabilidad térmica superior

El umbral de fuga térmica (thermal runaway) es significativamente más alto que el del NMC, reduciendo el riesgo de incendios catastróficos en instalaciones a gran escala.

▶ Ciclo de vida extendido

Las celdas LFP soportan un mayor número de ciclos de carga y descarga profundas antes de alcanzar el 80% de degradación de su capacidad de retención.

▶ Independencia de minerales críticos

Al no requerir cobalto ni níquel —cuyas cadenas de suministro están concentradas geográficamente y sujetas a alta volatilidad de precios— los costos de manufactura son intrínsecamente menores y más predecibles.¹

El sector estacionario global ha consolidado al LFP como el estándar de hecho para almacenamiento a gran escala, gracias a su combinación de seguridad, longevidad y precio.

EN LA PRÁCTICA

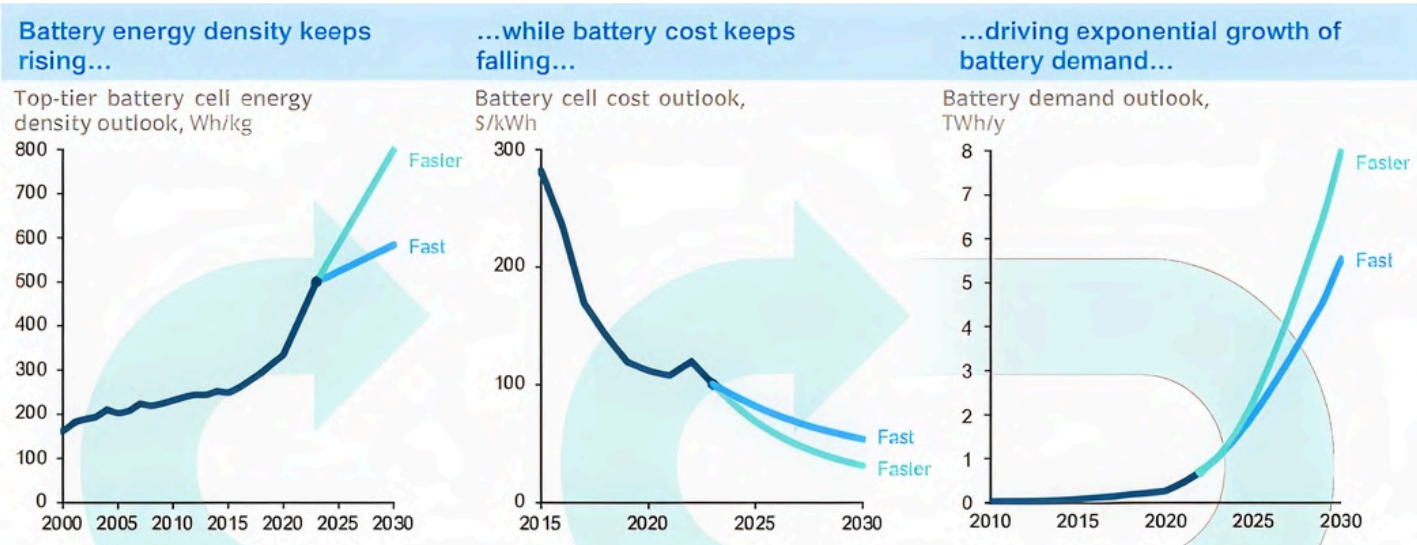
Cada nueva instalación utility-scale en Colombia se diseña bajo arquitectura LFP con refrigeración líquida.

Proyecciones globales a 2030 y 2050

~1.500 GW de capacidad de almacenamiento serán requeridos a 2030 para triplicar la capacidad renovable global.

La IEA, en su World Energy Outlook 2024, estima que para cumplir con los escenarios de políticas declaradas y triplicar la capacidad renovable, el mundo requerirá multiplicar por seis su capacidad de almacenamiento instalada, alcanzando cerca de 1.500 GW para 2030.⁷

Análisis centrados en curvas de adopción tecnológica, como *The Battery Domino Effect* de RMI, sugieren una trayectoria incluso más acelerada: las ventas de baterías se han duplicado cada dos o tres años y podrían crecer entre **seis y ocho veces hacia 2030**, alcanzando entre **5,5 y 8 TWh anuales**. Cada duplicación de la producción reduce los costos entre 19% y 29% y eleva la densidad energética entre 7% y 18%.⁷³



Fuente: RMI. X-Change: Batteries — The Battery Domino Effect.⁷³

Curva de deflación tecnológica

El Laboratorio Nacional de Energías Renovables de EE. UU. (NREL) proyecta para un sistema BESS de 60 MW y 4 horas contracciones de capital del **18% (conservador), 37% (moderado) y hasta 52% (avanzado)** entre 2022 y 2035.⁸ Esta curva de deflación asegura que cualquier modelo financiero asuma costos de reemplazo o aumento de capacidad sustancialmente inferiores en la próxima década.

Tabla 2. Proyecciones de CAPEX BESS (NREL 60 MW/4h)

ESCENARIO NREL	REDUCCIÓN CAPEX 2022 → 2035
Conservador	-18%
Moderado	-37%
Avanzado (innovación)	-52%

Fuente: NREL Utility-Scale Battery Storage.⁸

Rol del almacenamiento en el sistema eléctrico colombiano

| 21.028 _{MW}

CAPACIDAD EFECTIVA NETA DEL SIN
AL CIERRE 2025

| 82 %

ENERGÍA HIDRÁULICA EN NOVIEMBRE
2025

| 6.088 _{MW}

SOLAR DISTRIBUIDA PROYECTADA UPME
2024-2038

El SIN se caracteriza por una matriz concentrada en recursos hídricos. Al cierre de 2025 reportó una capacidad efectiva neta de **21.028,56 MW**: 62,8% (13.209 MW) hidráulica, 29,6% (6.224 MW) térmica y 7,6% (1.594 MW) solar. ⁹ En generación efectiva, en noviembre de 2025 el **88% de la energía del SIN provino de fuentes renovables** —hidráulica 82%, solar ~6%, térmica 12% (XM, 2025). ⁴⁸

La variabilidad de FNCER y la "curva de pato"

Durante 2025, de los 380,26 MW nuevos en operación comercial, **333,87 MW fueron solares fotovoltaicos**. ¹⁰ El Plan UPME proyecta 6.088 MW adicionales entre 2024 y 2038, ¹¹ complementando el "Plan 6GW Plus". ¹² Este tsunami solar inyecta megavatios entre las 8 a. m. y las 4 p. m., mientras el pico de demanda nacional ocurre entre las **7 p. m. y las 9 p. m.** Sin almacenamiento, el sistema experimentará:

- **Depresión de precios diurnos:** el exceso de oferta empuja el precio de bolsa al costo marginal cero, canibalizando la rentabilidad fotovoltaica.
- **Rampas extremas:** necesidad de encender rápidamente plantas térmicas costosas cuando el sol se oculta para cubrir el pico nocturno.

El BESS absorbe excedentes solares al mediodía y los descarga en el pico nocturno, evitando el vertimiento de energía limpia.

Visualización estructural: dinámica de la curva de demanda residual

La operación óptima del BESS para mitigar la "Curva de Pato" se sintetiza en el siguiente esquema, mostrando cómo el almacenamiento reasigna la inyección solar diurna hacia el pico nocturno de demanda del SIN y aplanando el precio de bolsa intradiario.

Dinámica de la curva de demanda residual y BESS *(peak shaving sistémico)*

FRANJA HORARIA	GENERACIÓN SOLAR	DEMANDA SIN	OPERACIÓN BESS ÓPTIMA	IMPACTO PRECIO DE BOLSA
00:00 – 06:00	Nula	Baja (valle nocturno)	Reposo / Mantenimiento	Bajo
06:00 – 10:00	Rampa ascendente	Rampa matutina	Reposo / Descarga menor	Medio
10:00 – 15:00	Pico máximo (vertimiento potencial)	Media	CARGA MASIVA (absorción)	Mínimo (deprimido)
15:00 – 18:00	Rampa descendente aguda	Rampa vespertina	Reposo	Medio-Alto
18:00 – 22:00	Nula	Pico máximo (punta)	DESCARGA MASIVA (inyección)	Máximo (escasez)

El BESS arbitra entre el valle solar diurno y el pico residencial nocturno, aplanando la demanda neta y evitando el vertimiento de FNCER y la activación de plantas térmicas costosas.

El Fenómeno de El Niño, confiabilidad y resiliencia

El talón de Aquiles histórico de la matriz eléctrica colombiana es su vulnerabilidad a la variabilidad climática interanual, especialmente frente al **Fenómeno de El Niño-Oscilación del Sur (ENOS)**. Durante estos ciclos, la reducción de las lluvias disminuye los aportes hídricos, presiona los embalses y eleva la exposición del sistema a escenarios de estrechez energética y mayor despacho térmico.¹³

Para garantizar firmeza en estos periodos, el esquema del Cargo por Confiabilidad (CxC) remunera a los agentes capaces de respaldar al sistema mediante Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad (**ENFICC**).

Restricciones del sistema y alivio nodal

BESS como proveedor de OEF

Con el declive de los campos nacionales de gas natural y los cuellos de botella en regasificación y transporte de combustibles,¹⁴ el BESS emerge como proveedor crítico de Obligaciones de Energía Firme. Los sistemas **Solar + BESS de larga duración** pueden garantizar despachos firmes en periodos de estrés hídrico sin depender de logística fósil.

Generación de seguridad y restricciones

Cuando la capacidad de transmisión se satura, XM ordena "generación de seguridad" (térmicas locales ineficientes), generando "costos de restricciones" que superan cientos de miles de millones de pesos anuales socializados en tarifas.¹⁵ El BESS implementado como activo de transmisión permite inyectar o absorber potencia reactiva y activa en nodos críticos de forma instantánea; evaluaciones de costo-beneficio de la UPME demuestran que ubicar baterías en nodos con altas señales de CMO en el Caribe anula la necesidad de construir líneas y elimina la generación de seguridad, generando un valor económico neto positivo para el sistema.¹⁵

La geografía colombiana y los retrasos crónicos en licenciamiento ambiental han generado rezagos estructurales en la expansión del STN y STR, particularmente agudos en la región Caribe.

COSTO-BENEFICIO UPME

Ubicar baterías en nodos con altas señales de CMO en el Caribe genera valor económico neto positivo para el sistema.

Estado actual del almacenamiento en Colombia

El mercado colombiano de almacenamiento a gran escala opera en la frontera entre la implementación de sistemas piloto y el despliegue de los primeros proyectos comerciales. A pesar de los sólidos fundamentos económicos, el nivel de madurez está significativamente rezagado respecto a otros mercados de la región.

Capacidad instalada y proyectos piloto anunciados

Para 2025 y principios de 2026, Colombia cuenta con una base operativa instalada estimada entre **14 MWh y 60 MWh**.¹⁶ Esta capacidad no proviene de megaproyectos centralizados, sino que está altamente fragmentada en sistemas detrás del medidor (BTM) y proyectos asociados a pequeña generación. Erco Energía opera un sistema BESS de **6,9 MWh en Paratebueno (Cundinamarca)** y avanza en la estabilización de una unidad adicional de **4,5 MWh en Tolima**.¹⁶ De cara a 2030, proyecta desplegar entre 600 y 700 MWh, en línea con un portafolio de generación que superará los **1,2 GW**.¹⁷

A nivel utility-scale, el proyecto fundacional es la adjudicación de la convocatoria **UPME STR 01-2021**, liderada por Canadian Solar, que contempla un sistema BESS de iones de litio de **45 MWh en Barranquilla (Atlántico)**.¹⁸ Concebido inicialmente para operar a mediados de 2023, su estructuración se ha prolongado, ejemplificando los desafíos de financiar la primera iteración tecnológica bajo un modelo de ingresos a 15 años indexado a la inflación y administrado centralmente.¹⁸

Mapeo estructural del ecosistema de proyectos BESS en Colombia (2025–2026)

PROYECTO / DESARROLLADOR	UBICACIÓN	CAPACIDAD	ARQUITECTURA / CASO DE USO	ESTADO
UPME STR 01-2021 (Canadian Solar)	Barranquilla, Atlántico	45 MWh	Utility-scale / Mitigación restricciones STR	Adjudicado / En estructuración ¹⁸
BESS Termozipa — Enel Colombia	Tocancipá, Cundinamarca	3,9 MWh	BESS asociado a central térmica / Respaldo y regulación primaria de frecuencia	Operativo
Piloto BESS Erco Energía 1	Paratebueno, Cundinamarca	6,9 MWh	BTM / Arbitraje / Peak shaving industrial	Operativo ¹⁶
Piloto BESS Erco Energía 2	Tolima	4,5 MWh	Híbrido / Flexibilidad de planta	En pruebas finales ¹⁶
Celsia Solar Palmira 2 — Celsia	Palmira, Valle del Cauca	2 MWh	Solar + BESS / Almacenamiento excedentes y entrega nocturna	Operativo
Microrredes ZNI	Pacífico, Amazonía y otras	< 5 MWh agg.	Híbrido Solar + Diésel + BESS / Sustitución fósil	Múltiples operativos / En desarrollo
Pipeline MME (Plan Energético)	Nacional	> 1.000 MWh	Múltiples	Proyectado a 2032 ¹⁶

Comparación regional: el espejo de Chile y LATAM

1,6_{GW}

BESS EN OPERACIÓN EN CHILE
(2025, DUR. MEDIA 4,1 H)

6,8_{GW}

BESS BAJO CONSTRUCCIÓN
ACTIVA EN CHILE

27_{GW}

PIPELINE EN EVALUACIÓN AMBIENTAL

Para calibrar el nivel de madurez colombiano es fundamental el benchmarking frente al mercado más avanzado de Sudamérica: **Chile**. La penetración del almacenamiento en Chile no ocurrió por inercia, sino como respuesta forzada a limitaciones físicas insalvables de su red de transmisión —una topología longitudinal— combinadas con el mejor recurso solar del continente en el desierto de Atacama.²⁰

El catalizador de esta explosión de inversión fue la materialización de pérdidas reales: el sistema chileno registró vertimientos (*curtailments*) de **6 TWh anuales en 2025**, una pérdida masiva para los generadores.²¹ Paralelamente, la normativa chilena habilitó el pago por potencia de suficiencia a los BESS mediante el Decreto Supremo N° 62, proveyendo un flujo de caja ancla que otorgó viabilidad bancaria a los proyectos.²²

Colombia se encuentra actualmente a unos **3 – 5 años** de distancia en la curva de adopción respecto a Chile, precisamente porque apenas está comenzando a experimentar niveles críticos de congestión nodal en las horas de inyección solar masiva.

LECCIÓN REGIONAL

La inacción frente a la intermitencia fotovoltaica masiva conduce inevitablemente a colapsos de rentabilidad y vertimientos no remunerados.

Casos de uso relevantes en Colombia

La naturaleza electrónica y modular del almacenamiento permite implementar estrategias de "**apilamiento de valor**". En el diseño del mercado eléctrico colombiano, los casos de uso con mayor viabilidad económica-técnica a corto plazo son:

► 1. Peak Shaving (recorte de picos) para industria

Con sistemas BTM, el peak shaving es una solución de flexibilidad operativa para empresas que necesitan gestionar incrementos puntuales de potencia en sus procesos productivos. Más que depender de una ampliación inmediata de red, permite atender requerimientos de capacidad adicional en zonas donde el Operador de Red enfrenta limitaciones técnicas o tiempos prolongados para suplir nuevos picos de consumo.

Bajo este modelo, el BESS se descarga cuando la instalación activa cargas de alta demanda (motores, hornos, compresores, refrigeración o nuevas líneas de producción), cubriendo internamente parte del requerimiento adicional de potencia. La empresa puede aumentar o estabilizar su operación sin que la capacidad disponible desde la red se convierta en una barrera para su crecimiento.

Posteriormente, la batería se recarga de forma progresiva en periodos de menor exigencia operativa o mayor disponibilidad energética. El valor del almacenamiento detrás del medidor está en habilitar capacidad adicional de forma rápida, mejorar la continuidad operativa y acompañar procesos de expansión industrial cuando los tiempos de respuesta de la infraestructura eléctrica externa no coinciden con las necesidades productivas del usuario final.²³ Algunos actores estructuran estas soluciones bajo modelos de **Energía como Servicio**, arrendamiento operativo o esquemas financiados que distribuyen el CAPEX en el tiempo.

► 2. Arbitraje de energía e integración solar

Para los grandes generadores y comercializadores que operan en el MEM gestionado por XM, el BESS permite el arbitraje espacial y temporal: el activo compra energía (o absorbe los excedentes de un parque fotovoltaico adyacente) cuando el precio de bolsa es cercano a cero por exceso de oferta diurna, y la inyecta en horas punta nocturnas cuando la escasez eleva los precios al máximo.³

Con la entrada en vigor de la Resolución **CREG 101 073 de 2025**, que actualiza el tratamiento temporal de desviaciones para plantas solares y eólicas,²⁶ el almacenamiento se convierte en póliza de seguro contra penalizaciones. Las plantas de FNCER están sujetas a errores de pronóstico meteorológico: si inyectan más o menos energía de la programada por el CND, incurrir en costosas desviaciones. Una batería híbrida absorbe los excesos o cubre el déficit, asegurando que la planta entregue un bloque de energía plano y predecible, maximizando la rentabilidad comercial.³

▶ 3. Servicios auxiliares: Regulación Secundaria de Frecuencia (AGC)

La inercia rotacional y la regulación de frecuencia (60 Hz) en Colombia han sido tradicionalmente monopolizadas por el parque de generación hidráulico.²⁷ Los requerimientos para el Control Automático de Generación (AGC) enfrentan nuevos retos con la penetración masiva de inversores fotovoltaicos que no aportan inercia física.

El BESS, gracias a su electrónica de potencia, puede realizar inyecciones o absorciones masivas de potencia activa y reactiva en milisegundos —una tasa de respuesta (*slew rate*) órdenes de magnitud más veloz que la apertura mecánica de válvulas en una turbina Pelton o Francis. La Resolución CREG 060 de 2019 establece los procedimientos de soporte de red,²⁸ pero el verdadero despliegue técnico dependerá de la habilitación de un mercado líquido de servicios complementarios donde la respuesta rápida del BESS sea remunerada por su alta calidad técnica.²⁹

▶ 4. Respaldo energético y resiliencia corporativa

Frente a microcortes o caídas del suministro —especialmente en nodos de distribución débiles— el BESS con inversores formadores de red actúa como una **Fuente de Alimentación Ininterrumpida (UPS) a escala megavatio**. La transición imperceptible desde el modo interconectado (on-grid) al modo isla (off-grid) evita la paralización de líneas de producción complejas que, tras un corte de segundos, pueden tardar horas en reiniciar sus procesos industriales, previniendo pérdidas materiales cuantiosas.³⁰

Stack de valor del BESS por caso de uso

Peak Shaving

Maduro — BTM industrial

Resiliencia

Maduro — UPS megavatio

Arbitraje

Habilitado por CREG 701-103

AGC / Aux.

Mercado por reglamentar²⁹

Arquitecturas de integración

La flexibilidad del ecosistema tecnológico permite emplazar BESS en cualquier nivel de tensión y en múltiples configuraciones topológicas. En Colombia, el mercado operará sobre cuatro arquitecturas fundamentales:

Detrás del Medidor (BTM)

Sistemas dentro de las fronteras comerciales de usuarios finales (industrias, centros comerciales, hospitales, conjuntos residenciales y usuarios con autogeneración) conectados a media o baja tensión. Estructurables bajo Corporate Finance o Energy-as-a-Service. No dependen de ingresos de bolsa, sino del autoconsumo, continuidad operativa, gestión de picos y disponibilidad de capacidad adicional.¹⁵ Al no requerir los complejos procesos de conexión de XM a nivel de transmisión, su barrera de entrada es menor frente a los activos utility-scale: uno de los segmentos con mayor potencial de adopción temprana en Colombia.

Sistemas Híbridos con Generación (Co-location)

BESS dentro del mismo polígono de un parque solar o eólico, compartiendo subestación elevadora y punto de conexión. Estándar imperativo para la próxima década. Al compartir el balance de planta, el CAPEX se reduce sustancialmente. Permite limitar la inyección máxima y desviar el excedente diurno a la batería para inyectarlo al anochecer (ej. Diego de Almagro Sur en Chile, 912 MWh).⁶

Standalone Utility-Scale

Proyectos conectados directamente a buses de alta o extra alta tensión (115 / 230 / 500 kV) del SIN, sin acople físico a generación renovable. Propósito puramente transaccional y sistémico: arbitraje en el MEM, control de tensión y alivio de congestión nodal. El proyecto UPME STR 01-2021 en Barranquilla (45 MWh) opera bajo este esquema.¹⁸

Microredes en Zonas No Interconectadas (ZNI)

Cerca del **52% del territorio continental colombiano** — Amazonía, Orinoquía, Pacífico e insulares — no cuenta con conexión al SIN y depende de generación termoeléctrica con costos onerosos, sostenidos por subsidios cruzados. La arquitectura **Solar + BESS + Grupo Electrógeno** es económicamente imbatible: el BESS ancla frecuencia y tensión de la microred aislada, permitiendo apagar las plantas diésel más del 80% del tiempo.³¹

Vacíos regulatorios y señales económicas

A pesar del declive del CAPEX, el despliegue masivo en Colombia está supeditado a la certeza regulatoria y la bancabilidad de los flujos de ingresos. La adopción enfrenta fricciones normativas estructurales.

Evolución del marco normativo BESS en Colombia

NORMA	CONTENIDO CLAVE	IMPLICACIÓN PARA EL MERCADO
CREG 098 de 2019 y CREG 070 de 2021	Primeras señales regulatorias. Trataban a las baterías como componente de la red de transmisión para mitigar eventos de insuficiencia. El modelo limitaba el negocio a subastas UPME con ingreso garantizado socializado en tarifas. ¹⁹	Paradigma altamente restrictivo. Desincentiva la inversión privada bajo riesgo comercial: los promotores no podían participar comprando y vendiendo en el mercado.
Resolución UPME STR 01-2021	Convocatoria fundacional que adjudicó el primer proyecto BESS utility-scale en Colombia: 45 MWh de Li-ion en Barranquilla, liderado por Canadian Solar bajo modelo de ingresos a 15 años indexado a la inflación. ¹⁸	Ejemplifica los retos de estructuración financiera de la primera iteración tecnológica con esquema central administrado.
CREG 701-103 de 2025 (proyecto)	Punto de inflexión histórico, precedido por discusiones en 2024. Por primera vez aborda las reglas sistémicas para la incorporación comercial de los SAEB al SIN. ³² Define el marco operativo para que una batería sea tratada y despachada por XM como activo bifásico: capaz de comportarse como demanda (al cargar) y generación (al descargar).	Abre las puertas a modelos puramente merchant basados en arbitraje. ¹⁶ Habilita esquemas comerciales con plena exposición al precio de bolsa.
Decreto 393 del 10 abr 2026	Adiciona lineamientos de política pública para la integración de los SAE en el SIN y en las ZNI. Habilita la incorporación y remuneración de estos sistemas en el marco de la transición energética justa.	Reconoce el potencial del BESS para prestar servicios de confiabilidad, flexibilidad, desplazamiento de carga, regulación de frecuencia, control de tensión, mitigación de restricciones y gestión de congestión en red.
CREG 101 073 de 2025	Actualiza el tratamiento temporal de desviaciones para plantas solares y eólicas. ²⁶	Convierte al BESS en póliza de seguro contra penalizaciones, asegurando bloques de energía planos y predecibles para FNCER.

Falta de mercado de servicios auxiliares

A nivel internacional (ERCOT en Texas, mercado de capacidad en Reino Unido, NEM en Australia), la justificación financiera principal del BESS en sus primeros años proviene de la venta de servicios complementarios: reserva rodante, regulación primaria y secundaria de frecuencia.

En Colombia estos servicios son **exigidos normativamente** como condición de conexión y operación a hidroeléctricas y termoeléctricas tradicionales, pero **no existe un mercado líquido de subastas de corto plazo** donde un desarrollador de baterías monetice explícitamente su superioridad técnica en respuesta instantánea de frecuencia.¹⁵ Hasta que la CREG reglamente un mercado marginal con pagos por disponibilidad, los promotores dependerán del arbitraje de precios y el peak shaving.

El impacto crítico de los beneficios tributarios (Ley 1715 y Ley 2099)

Dada la exposición al riesgo de volatilidad de la bolsa en esquemas merchant, el catalizador económico definitivo no es el precio del mercado eléctrico, sino la **contabilidad tributaria**. La Ley 1715 de 2014, robustecida por la Ley 2099 de 2021 y el Decreto 829 de 2020, consolidó un paquete agresivo de incentivos fiscales aplicables a proyectos FNCER y de gestión eficiente —incluyendo expresamente al BESS cuando está certificado por la UPME.³⁴ Los beneficios otorgados alteran radicalmente la Tasa Interna de Retorno (TIR) de los proyectos:

Deducción especial en Renta

Permite deducir hasta el **50% del valor total de la inversión** realizada en un periodo de hasta 15 años.³⁶

Exclusión de IVA

Compra nacional o importación de celdas, inversores, contenedores y materiales directos **exentos del 19%**.³⁶

Exención de aranceles

Eliminación de aranceles de importación previa certificación expedida ante la DIAN.³⁷

Depreciación acelerada

Tasa global anual de hasta el **33,33%**, generando escudos fiscales formidables en los primeros tres años de operación.³⁴

Simulación cualitativa del impacto financiero (modelo corporativo)

Los beneficios de la Ley 1715 / 2099 alteran radicalmente la Tasa Interna de Retorno (TIR) de un proyecto BESS. La siguiente tabla compara la estructura financiera de un proyecto sin incentivos frente al esquema con aplicación plena del marco.

Comparativo financiero (modelo corporativo Ley 1715 / 2099)

COMPONENTE FINANCIERO	SIN INCENTIVOS (TRADICIONAL)	CON APLICACIÓN LEY 1715 / 2099	IMPACTO EN FLUJO DE CAJA
Costo nominal de capital (CAPEX)	100%	81% (ahorro directo por exclusión IVA)	Menor endeudamiento inicial
Impuesto de renta (años 1-5)	Tarifa plena societaria (35%)	Tendencia a cero por depreciación acelerada y deducción del 50%	Liquidez operativa y mayor capacidad de pago de la deuda
Retorno de inversión (payback)	8 – 10 años	4,5 – 6 años	Acelera la rentabilidad del project finance

Fuente: Erco Energía con base en análisis de estructuración financiera derivado del marco legal vigente (Ley 2099). ³⁴

Bajo el esquema Ley 1715/2099, el payback se contrae casi a la mitad: el catalizador económico real del BESS en Colombia no es el precio del MEM, sino la contabilidad tributaria.

Limitaciones técnicas y operativas del BESS

A pesar del optimismo financiero generado por la deflación del CAPEX, el almacenamiento electroquímico posee limitaciones físicas inherentes que impactan directamente el OPEX y requieren modelaciones de riesgo sofisticadas, particularmente en las geografías donde se asientan los proyectos solares más grandes de Colombia (La Guajira, Cesar, Atlántico, Magdalena).

► Degradación en climas tropicales severos

La vida útil de un contenedor LFP está gobernada por dos mecanismos destructivos: **degradación cíclica** (desgaste por la inserción y remoción repetida de iones de litio durante cargas y descargas profundas) y **degradación calendárica** (envejecimiento temporal). Ambos vectores se aceleran exponencialmente bajo altas temperaturas ambientales.³⁸

En la Costa Caribe, temperaturas sostenidas superiores a los **30 °C** exigen arquitecturas rigurosas de gestión térmica activa —incluyendo enfriamiento líquido en alta densidad— que permitan mantener uniformidad térmica entre celdas y reducir el estrés operativo sobre los módulos. El consumo parasítico de cargas auxiliares (bombas, ventiladores) puede disminuir la eficiencia integral del ciclo e impactar el modelo de arbitraje.

► Vida útil, aumentos de capacidad y O&M

Un panel FV mantiene garantías lineales sobre 25 a 30 años. En contraste, las garantías de desempeño BESS suelen restringirse a **10-15 años** o a un límite predefinido de MWh transados. Dado que los contratos en Colombia (PPAs o CxC) pueden tener vigencias largas, los desarrolladores deben modelar inyecciones de capital diferidas (aumentos de capacidad). Hacia el año 7-8 de operación, será necesario adquirir e instalar racks adicionales dentro de los contenedores originales para recuperar la capacidad degradada. Los costos de O&M incluyen además los contratos de servicio a largo plazo (**LTSA**) para monitoreo ininterrumpido de los BMS y protocolos de ciberseguridad.⁵

► Seguridad y riesgo regulatorio

Las certificaciones contra incendios y propagación de fugas térmicas (**UL 9540 / 9540A**) dictan estrictos parámetros de distanciamiento espacial entre contenedores. Esto incide directamente sobre los costos de adquisición de terrenos colindantes a subestaciones de conexión en zonas con alta valorización inmobiliaria urbana o periurbana.

Rol del almacenamiento en la evolución del sistema eléctrico

En la visión prospectiva, el almacenamiento trasciende su rol inicial de "herramienta para integrar fuentes solares" y se posiciona como la matriz estructural de un **sistema eléctrico descarbonizado y digitalizado**.

Planeación energética y expansión del SIN

Los documentos rectores de planificación gubernamental ya asimilan esta transición. El **Plan de Expansión de Transmisión 2024-2038 de la UPME** consolida estrategias para absorber megaproyectos eólicos y solares, junto al ingreso paulatino de **+6.000 MW** de generación distribuida solar antes del final de la década.¹¹ En la simulación matemática de despacho óptimo (modelos tipo SDDP), a medida que el CAPEX del almacenamiento continúe cayendo bajo los umbrales documentados por BNEF, el modelo seleccionará automáticamente inversiones endógenas en BESS para optimizar las restricciones nodales y proveer balance, retrasando indefinidamente el licenciamiento de nuevas plantas térmicas fósiles.¹¹

Futuro del sistema colombiano: escenarios a 2030 y 2050

La consolidación de compromisos climáticos bajo las Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (NDC) obliga al Estado a trazar un vector de descarbonización radical. Modelaciones recientes evidencian que, para sostener el retiro paulatino de los combustibles fósiles, el SIN requerirá niveles significativamente mayores de flexibilidad.

~10 GW de BESS operativos hacia 2050 (11,7% del parque generador)

Tabla 3. Requerimiento sistémico de almacenamiento a 2050

VARIABLE	VALOR PROYECTADO 20
Participación BESS sobre parque generador	~11,7%
Capacidad BESS instalada	~10 GW
Inversión anual requerida (% PIB)	0,62% – 0,8%

Fuente: Memoria modelación NDC Colombia (Transforma Global, 2025).⁴⁰

Lograr este hito implicaría inyectar flujos de capital equivalentes a entre 0,62% y 0,8% del PIB anual durante el horizonte de planeación.

Impactos directos en los agentes del mercado

▶ Empresas comercializadoras

Evolución hacia carteras de riesgo controladas. Integrando almacenamiento bajo acuerdos de peaje (*tolling agreements*), neutralizan la exposición financiera asociada a picos de escasez del Precio de Bolsa durante crisis de El Niño o contingencias de interconexión. **El BESS actúa como el derivado financiero físico ideal.**⁴¹

▶ Generadores convencionales y renovables

Para los titulares de plantas térmicas de gas o carbón, el BESS supone una **amenaza existencial** al negocio del arbitraje intradiario (peaking). La supervivencia corporativa demandará estrategias de hibridación: acoplar baterías a infraestructuras hidroeléctricas de filo de agua o ciclos térmicos combinados para maximizar eficiencia y optimizar las Obligaciones de Energía Firme (OEF).

▶ Usuarios finales (especialmente C&I)

La democratización del almacenamiento detrás del medidor **empodera a la demanda**, dotándola de control activo sobre sus perfiles de carga. Mediante los lineamientos del Plan Energético y legislaciones conexas sobre Comunidades Energéticas y Generación Distribuida, conglomerados industriales y residenciales mutarán a **prosumidores resilientes**, logrando aislarse de la volatilidad del SIN.

La convergencia de la deflación masiva de costos de celdas LFP con el encarecimiento crónico del desarrollo de infraestructura termoeléctrica y redes de transmisión de alta tensión traza un futuro ineludible: el almacenamiento ha evolucionado en apenas un lustro, pasando de costosa curiosidad técnica a habilitador económico central de la confiabilidad de la red eléctrica.

El mercado chileno demuestra empíricamente que la inacción frente a la intermitencia fotovoltaica masiva conduce inevitablemente a colapsos de rentabilidad y vertimientos no remunerados. En Colombia, el **time-to-market** es ahora la variable crítica de inversión. Actores visionarios ya han iniciado el despliegue del segmento BTM industrial aprovechando los escudos fiscales de las Leyes 1715 y 2099.

Para la alta gerencia, los agentes generadores, los desarrolladores y los fondos de infraestructura, la ventana de oportunidad se concentra en los próximos **24 a 36 meses**. La maduración de la Resolución CREG 701-103 habilitará pronto el despacho bajo esquemas merchant plenos y mayor claridad sobre regulación de desvíos y servicios conexos. Adquirir y licenciar posiciones estratégicas de conexión en los nodos de mayor congestión (**Caribe y Magdalena Medio**), y negociar acuerdos de suministro a largo plazo (LTSA) con integradores Tier 1 asiáticos mientras los precios experimentan bajos históricos, constituirá la barrera de entrada competitiva más robusta para liderar la transición energética del país hacia el 2035.

Referencias

1. Energy-Storage.news. (2026). Battery storage system prices continue to fall sharply, BNEF and Ember reports find. <https://www.energy-storage.news/battery-storage-system-prices-continue-to-fall-sharply-bnef-and-ember-reports-find/>
2. BloombergNEF. (2026). Battery storage costs hit record lows as costs of other clean power technologies increased. <https://about.bnef.com/insights/clean-energy/battery-storage-costs-hit-record-lows-as-costs-of-other-clean-power-technologies-increased-bloombergnef/>
3. NextG Power. (2026). BESS vs. gas peaker plants: Why 2026 is the economic & technical tipping point for grid storage. <https://nextgpower.com/bess-vs-gas-peaker-plants-why-2026-is-the-economic-technical-tipping-point-for-grid-storage/>
4. BloombergNEF. (2026). Global cost of renewables to continue falling in 2025 as China extends manufacturing lead. <https://about.bnef.com/insights/clean-energy/global-cost-of-renewables-to-continue-falling-in-2025-as-china-extends-manufacturing-lead-bloombergnef/>
5. Canadian Solar Inc. (2026). Canadian Solar's e-STORAGE to deliver 576 MWh DC of energy storage systems for Strata Clean Energy's White Tank Battery Project in Arizona. <https://investors.canadiansolar.com/news-releases/news-release-details/canadian-solars-e-storage-deliver-576-mwh-dc-energy-storage>
6. Canadian Solar Inc. (2026). Canadian Solar's e-STORAGE to deliver 912 MWh of energy storage solutions for Colbún's Diego de Almagro Sur Project in Chile. <https://investors.canadiansolar.com/news-releases/news-release-details/canadian-solars-e-storage-deliver-912-mwh-energy-storage>
7. International Energy Agency. (2026). Outlook for battery demand and supply. <https://www.iea.org/reports/batteries-and-secure-energy-transitions/outlook-for-battery-demand-and-supply>
8. National Renewable Energy Laboratory. (2024). Utility-scale battery storage. Annual Technology Baseline. https://atb.nrel.gov/electricity/2024/utility-scale_battery_storage
9. Presidencia de la República de Colombia. (2026). En 2025 ingresaron al Sistema Interconectado Nacional 75 nuevos proyectos con capacidad de generación de 380 MW. <https://www.presidencia.gov.co/prensa/Paginas/En-2025-ingresaron-al-Sistema-Interconectado-Nacional-75-nuevos-proyectos-con-capacidad-de-generacion-de-380-260204.aspx>
10. XM. (2026). En 2025, se declararon en operación comercial 40 proyectos de transmisión y 75 de generación. <https://www.xm.com.co/noticias/8712-en-2025-se-declararon-en-operacion-comercial-40-proyectos-de-transmision-y-75-de>
11. Unidad de Planeación Minero Energética. (2025). Plan indicativo de expansión de la generación 2025–2039. https://docs.upme.gov.co/SIMEC/Energia%20Electrica/PIEG/2025-2039/Plan_Generacion_2025-2039.pdf
12. Ministerio de Minas y Energía. (2026). Plan 6GW Plus: Del 2% al 13,87% Colombia da un salto histórico hacia las energías limpias. <https://www.minenergia.gov.co/es/sala-de-prensa/noticias-index/plan-6gw-plus-del-2-al-1387-colombia-da-salto-historico-hacia-energias-limpias/>
13. XM. (2026). En agosto, los embalses de energía del país cerraron en un 82,75 %. <https://www.xm.com.co/noticias/8166-en-agosto-los-embalses-de-energia-del-pais-cerraron-en-un-8275>
14. Unidad de Planeación Minero Energética. (2025). Gas licuado. https://docs.upme.gov.co/SIMEC/Hidrocarburos/Publicaciones_SIPG/Resumen_Ejecutivo_PiAGLP_2025-2034.pdf
15. Banco Interamericano de Desarrollo. (2026). Energía flexible para el futuro: Integración del almacenamiento en el sistema eléctrico colombiano. <https://publications.iadb.org/publications/spanish/document/Energia-flexible-para-el-futuro-integracion-del-almacenamiento-en-el-sistema-electrico-colombiano.pdf>
16. EnergyHorizon. (2026). Erco Energía acelera la implementación de almacenamiento energético en Colombia con meta de 700 MWh para 2030. <https://energyhorizon.news/blog/erco-energia-acelera-la-implementacion-de-almacenamiento-energetico-en-colombia-con-meta-de-700-mwh-para-2030/>
17. Energía Estratégica. (2026). Erco Energía proyecta entre 600 y 700 MWh de almacenamiento al 2030 y acelera sus primeros sistemas BESS en Colombia. <https://www.energiaestrategica.com/erco-energia-proyecta-entre-600-y-700-mwh-de-almacenamiento-al-2030-y-acelera-sus-primeros-sistemas-bess-en-colombia/>
18. Canadian Solar Inc. (2026). Canadian Solar wins the first energy storage project in Colombia of 45 MWh. <https://investors.canadiansolar.com/news-releases/news-release-details/canadian-solar-wins-first-energy-storage-project-colombia-45-mwh>
19. Holland & Knight. (2021). UPME da inicio a subasta de almacenamiento de energía con baterías en Colombia. <https://www.hklaw.com/en/insights/publications/2021/06/upme-da-inicio-a-subasta-de-almacenamiento-de-energia-con-baterias>
20. Tamarindo. (2026). South America: One of energy storage's final frontiers. <https://tamarindo.global/insight/analysis/south-america-one-of-energy-storages-last-frontiers/>
21. Strategic Energy Europe. (2026). Chile's power boom: 95% of new capacity will be renewables and batteries. <https://strategicenergy.eu/chiles-power-boom-95-of-new-capacity-will-be-renewables-and-batteries/>
22. Americas Market Intelligence. (2024). Battery storage landscape 2024. https://americasmi.com/ami-infographics/2024_AMI_Battery-Storage-Landscape-2.pdf
23. Randstad. (2026). Qué es el peak shaving y cómo conseguir ahorro energético industrial. <https://www.randstad.es/contenidos360/productividad/que-es-el-peak-shaving-y-como-conseguir-ahorro-energetico/>

24. Erco Energy. (2026). Sistema de respaldo de energía para empresas. <https://erco.energy/pa/servicios/almacenamiento-de-energia/empresas>
25. Erco Energy. (2026). Reducción de costos por picos de potencia en Panamá. <https://erco.energy/pa/blog/picos-de-potencia-para-reduccion-costos-energia-panama>
26. Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2025). Informe al Congreso 2025. <https://www.minenergia.gov.co/documents/14811/informeGestion-CREG-2025.pdf>
27. XM. (2026). Liquidación del servicio AGC en el SIC por XM. <https://www.xm.com.co/transacciones/liquidaciones/liquidacion-sic/servicio-agc>
28. Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2019). Resolución CREG 060 de 2019. https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0060_2019.htm
29. XM. (2026). Parámetros requeridos para la regulación secundaria de frecuencia. <https://www.xm.com.co/operación/planeación/planeación-controles/parámetros-requeridos-para-la-regulación-secundaria-de-frecuencia>
30. Erco Energy. (2026). Sistema de respaldo de energía para empresas. <https://erco.energy/co/servicios/almacenamiento-de-energia/empresas>
31. Erco Energy. (2026). Cómo se beneficia su empresa con un proyecto de almacenamiento de energía BESS [Video]. YouTube. <https://www.youtube.com/watch?v=lkefp7Pftu4>
32. Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2025). Documento CREG-901 225. https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/originales/Proyecto_Resolución_CREG_701_103_2025/Documento_CREG_901_225_2025.pdf
33. Energía Estratégica. (2026). La CREG publicó un nuevo proyecto de resolución para la integración de proyectos BESS en Colombia. <https://www.energiaestrategica.com/la-creg-publico-un-nuevo-proyecto-de-resolucion-para-la-integracion-de-proyectos-bess-en-colombia/>
34. Findeter. (2026). ¿Cuáles son los incentivos tributarios para implementar fuentes de energía renovable en Colombia? <https://www.findeter.gov.co/blog/informes-economicos/cuales-son-los-incentivos-tributarios-para-implementar-fuentes-de-energia-renovable-en-colombia>
35. Función Pública. (2014). Ley 1715 de 2014. <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=57353>
36. PwC. (2025). Una mirada a los incentivos tributarios energéticos y ambientales en Colombia. <https://www.pwc.com/co/es/advisory/ESG/2025/brochures/v2/factsheet-incentivos-tributarios-2025.pdf>
37. ANDI. (2026). Incentivos tributarios energías renovables en Colombia. <https://www.andi.com.co/Uploads/CARTILLA-INCENTIVOS-TRIBUTARIOS-ENERGIA-RENOVABLE.pdf>
38. OLADE. (2025). Almacenamiento de energía en América Latina y el Caribe. <https://www.olade.org/wp-content/uploads/2025/07/Nota-Tecnica-El-Almacenamiento-Jul17-REV.pdf>
39. Unidad de Planeación Minero Energética. (2024). Informe de gestión 2024. https://docs.upme.gov.co/InformesGestion/Informe_de_gestion_2024.pdf
40. Transforma Global. (2025). Memoria de modelación de metas a 2030, 2035 y 2050 para la NDC de Colombia. <https://transforma.global/wp-content/uploads/2025/08/Memoria-de-modelacion-de-metas-a-2030-2035-y-2050-para-la-NDC-de-Colombia.pdf>
41. Seplos. (2026). Beneficios económicos del uso de sistemas de almacenamiento de energía en baterías BESS en entornos comerciales. <https://www.seplos.com/spa/economic-benefits-of-using-battery-energy-storage-systems-bess-in-commercial-settings.html>
42. BloombergNEF. (2026). Global energy storage growth upheld by new markets. <https://about.bnef.com/insights/clean-energy/global-energy-storage-growth-upheld-by-new-markets/>
43. BloombergNEF. (2026). New energy outlook. <https://about.bnef.com/insights/clean-energy/new-energy-outlook/>
44. National Renewable Energy Laboratory. (2025). Cost projections for utility-scale battery storage. <https://docs.nrel.gov/docs/fy25osti/93281.pdf>
45. International Energy Agency. (2024). Outlook for battery and energy demand. <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2024/outlook-for-battery-and-energy-demand>
46. International Energy Agency. (2024). Executive summary: World Energy Outlook 2024. <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2024/executive-summary>
47. International Energy Agency. (2024). World Energy Outlook 2024. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/140a0470-5b90-4922-a0e9-838b3ac6918c/WorldEnergyOutlook2024.pdf>
48. XM. (2025). Informe de XM sobre las variables del mercado de energía en diciembre de 2025. <https://www.xm.com.co/noticias/8676-informe-de-xm-sobre-las-variables-del-mercado-de-energia-en-diciembre-de-2025>

49. XM. (2025). Informe de XM sobre las variables del mercado de energía en noviembre de 2025. <https://www.xm.com.co/noticias/8584-informe-de-xm-sobre-las-variables-del-mercado-de-energia-en-noviembre-de-2025>
50. XM. (2025). Informe de XM sobre las variables del mercado de energía en octubre de 2025. <https://www.xm.com.co/noticias/8442-informe-de-xm-sobre-las-variables-del-mercado-de-energia-en-octubre-de-2025>
51. YouTube. (2026). Socialización de la implementación: Resoluciones CREG 101 066 de 2024 y 101 069 de 2025 [Video]. https://www.youtube.com/watch?v=g1_6fY_8Fhk
52. Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2025). Concepto 4434 de 2025 CREG. https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/concepto_creg_0004434_2025.htm
53. Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2025). Concepto 11115 de 2025 CREG. https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/concepto_creg_0011115_2025.htm
54. Solsta. (2026). ¿Cómo se remunera a los GD y AGPE? — CREG 174. <https://solsta.co/remuneracion-gd-y-agpe-creg-174-33/>
55. Ministerio de Minas y Energía. (2026). Planes de expansión. <https://www.minenergia.gov.co/es/misional/energia-electrica-2/planes-expansion/>
56. Unidad de Planeación Minero Energética. (2026). Plan indicativo de expansión de la generación. <https://www.upme.gov.co/simec/planeacion-energetica/plan-de-expansion-de-la-generacion/>
57. Unidad de Planeación Minero Energética. (2026). Plan de expansión de transmisión. <https://www.upme.gov.co/simec/planeacion-energetica/plan-de-expansion-de-transmision/>
58. Unidad de Planeación Minero Energética. (2026). Proyección de demanda. <https://www.upme.gov.co/simec/planeacion-energetica/proyeccion-de-demanda/>
59. Unidad de Planeación Minero Energética. (2025). Proyectos normativos 2025. <https://www.upme.gov.co/nosotros/biblioteca-juridica/proyectos-normativos-upme/proyectos-normativos-2025/>
60. Ministerio de Energía de Chile. (2025). Reporte de proyectos en construcción e inversión en el sector energía: Octubre 2025. https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/reporte_de_proyectos_-_octubre_2025.pdf
61. Erco Energy. (2026). Erco tendrá en Colombia los primeros proyectos con baterías para el almacenamiento de energía solar a gran escala. <https://erco.energy/co/blog/energia-solar-baterias-gran-escala>
62. Forbes Colombia. (2026). Erco Energía asegura US\$30 millones para desplegar proyectos de energías limpias. <https://forbes.co/emprendedores/erco-energia-asegura-us30-millones-para-desplegar-proyectos-de-energias-limpias>
63. New Energy Events. (2026). Erco Energy launches large-scale solar and battery storage project in Colombia. <https://newenergyevents.com/erco-energy-launches-large-scale-solar-and-battery-storage-project-in-colombia/>
64. ERCO. (2026). Energy and industrial solutions. <https://www.ercoenergy.com/>
65. SER Colombia. (2025). Informe de energías renovables (FNCER) en 2025. <https://ser-colombia.org/wp-content/uploads/2025/02/informefeb2025.pdf>
66. Erco Energy. (2026). Alianzas estratégicas que fortalecen la energía del país. <https://erco.energy/co/blog/erco-climate-venta-petalo>
67. Strategic Energy Europe. (2026). Canadian Solar targets South America growth through BESS in its 2026 strategy. <https://strategicenergy.eu/canadian-solar-targets-south-america-growth-through-bess-in-its-2026-strategy/>
68. International Renewable Energy Agency. (2025). Renewable power generation costs in 2024. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2025/Jul/IRENA_TEC_RPGC_in_2024_2025.pdf
69. OLADE. (2025). Libro blanco del almacenamiento de energía en América Latina y el Caribe: Estado actual, desafíos y recomendaciones estratégicas. https://www.olade.org/wp-content/uploads/2025/10/LIBRO_ESPANOL_FINAL.pdf
70. Colombia Inteligente. (2025). Renewables 2025: Analysis and forecast to 2030. <https://colombiainteligente.org/tendencias/renewables-2025-analysis-and-forecast-to-2030/>
71. Stockholm Environment Institute. (2025). Solar, wind power and energy communities in Colombia: 2025 policy overview. <https://www.sei.org/wp-content/uploads/2025/10/wind-solar-energy-colombia-2025-sei2025-046.pdf>
72. Terrall. (2025). Energía solar en Colombia: Panorama actual y proyección al 2030. <https://terrallsolnet.com/energia-solar-colombia-2030/>
73. RMI. (2023). X-Change: Batteries — The Battery Domino Effect. https://rmi.org/wp-content/uploads/dlm_uploads/2023/12/xchange_batteries_the_battery_domino_effect.pdf

