

NOTA TÉCNICA N° IDB-TN-03290

# Energía flexible para el futuro: integración del almacenamiento en el sistema eléctrico colombiano

Autores:

Silvio Binato

João Pedro Bastos

Carolina Maldonado

Weslly Morais

Juliana Xavier

Editores:

Alexandra Planas

Edwin Malagón

Oscar Alejandro Páramo

Daniel Casas

Juan Carlos Cárdenas

Banco Interamericano de Desarrollo  
Infraestructura y Energía

Febrero 2026



# **Energía flexible para el futuro: integración del almacenamiento en el sistema eléctrico colombiano**

Autores:

Silvio Binato

João Pedro Bastos

Carolina Maldonado

Weslly Morais

Juliana Xavier

Editores:

Alexandra Planas

Edwin Malagón

Oscar Alejandro Páramo

Daniel Casas

Juan Carlos Cárdenas

Banco Interamericano de Desarrollo  
Infraestructura y Energía

Febrero 2026

# Energía flexible para el futuro:

integración del almacenamiento en el sistema eléctrico colombiano



## **Energía flexible para el futuro: integración del almacenamiento en el sistema eléctrico colombiano**

### **Autores:**

Silvio Binato  
João Pedro Bastos  
Carolina Maldonado  
Wesly Morais  
Juliana Xavier

### **Editores:**

Alexandra Planas  
Edwin Malagón  
Oscar Alejandro Páramo  
Daniel Casas  
Juan Carlos Cárdenas

### **AGRADECIMIENTOS**

Este documento es parte de la agenda de conocimiento desarrollada por la División de Energía del Banco Interamericano de Desarrollo que tiene por objetivo desarrollar nuevos productos de conocimiento y programas de asistencia técnica para los países de América Latina y el Caribe. Los productos de conocimiento generados tienen la intención de informar, guiar y ofrecer un menú de recomendaciones a los hacedores de políticas y participantes activos en los mercados energéticos, incluidos los consumidores, las empresas de servicios públicos y los reguladores. El informe fue elaborado bajo la dirección general de Marcelino Madrigal (Jefe de la División de Energía). Los líderes del equipo de trabajo son Alexandra Planas y Edwin Malagón, y los miembros del equipo son Juan Carlos Cárdenas, Daniel Casas Bautista y Alejandro Páramo. Los principales autores del informe son los integrantes del equipo consultor Silvio Binato (PSR), João Pedro Bastos (PSR), Carolina Maldonado (PSR), Wesly Morais (PSR) y Juliana Xavier (PSR). Los editores son Alexandra Planas, Edwin Malagón, Juan Carlos Cárdenas, Daniel Casas Bautista y Alejandro Páramo. El equipo valora los comentarios y revisión de Lenin Balza y Gonzalo Regalado del BID y de Mauricio Sánchez de ISA. El equipo agradece el apoyo financiero de los Fondos de Inversión en el Clima (Climate Investment Funds - CIF) a través de la Cooperación Técnica regional "Fomentando Mercados de Almacenamiento de Energía en ALC para un Acoplamiento Multisectorial Resiliente y de Bajo Carbono" (ATN/TC-18774-RG, RG-T3801), y de los Fondos de UKSIP mediante la Cooperación Técnica "Apoyo a la transición energética de Colombia" (ATN/PI-19633-CO, CO-T1663).

<http://www.iadb.org>

Copyright © 2026 Banco Interamericano de Desarrollo (BID). Esta obra se encuentra sujeta a una Licencia Internacional Pública de Atribución/Reconocimiento 4.0 de Creative Commons CC BY 4.0 (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/legalcode.es>). Se deberá cumplir los términos y condiciones señalados en el enlace URL y otorgar el respectivo reconocimiento al BID.

Todas las disputas que surjan en relación con esta licencia y que no puedan resolverse de manera amistosa se resolverán de acuerdo con el siguiente procedimiento. Mediante una notificación de mediación comunicada por medios razonables por usted o el licenciante a la otra parte, la disputa será sometida a mediación no vinculante de conformidad con el Reglamento de Mediación de la Organización Mundial de la Propiedad Intelectual (OMPI). Cualquier disputa que no pueda resolverse amistosamente se someterá a arbitraje de conformidad con las reglas de la Comisión de las Naciones Unidas para el Derecho Mercantil Internacional (CNUDMI). El uso del nombre del BID para cualquier fin distinto al reconocimiento respectivo, y el uso del logotipo del BID no están autorizados por esta licencia y requieren de un acuerdo de licencia adicional.

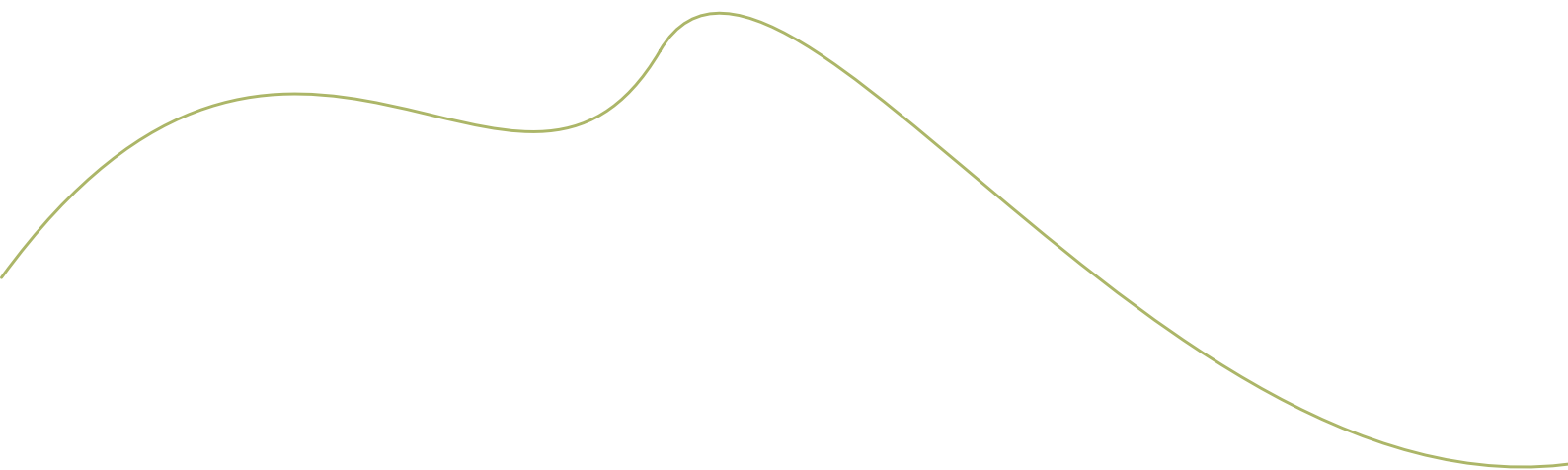
Note que el enlace URL incluye términos y condiciones que forman parte integral de esta licencia.

Las opiniones expresadas en esta obra son exclusivamente de los autores y no necesariamente reflejan el punto de vista del BID, su Directorio Ejecutivo ni de los países que representan.



# Energía flexible para el futuro:

integración del almacenamiento  
en el sistema eléctrico colombiano





# PREFACIO

En línea con las tendencias mundiales hacia la descarbonización, Colombia enfrenta el desafío de diversificar su matriz eléctrica, actualmente impulsada por la integración de cada vez más generación solar fotovoltaica alcanzando a la fecha 1.554 MW en operación comercial y 1.324 MW en pruebas\* y solicitudes de conexión de proyectos solares y eólicos por más de 13200 MW a desarrollarse hasta el 2030. Tal cantidad de generación renovable no convencional, cómo lo ha demostrado la experiencia en otras geografías, imponen grandes retos; desde los operativos que tienen que ver con la capacidad del sistema de potencia de conservar la confiabilidad, seguridad y suficiencia del servicio, hasta los desafíos para modernizar el mercado de energía para asegurar la eficiencia económica y dinamizar el mercado habilitando nuevos servicios desde la generación y la demanda.

En este contexto, el almacenamiento de energía, particularmente mediante sistemas de almacenamiento de energía aparece como una solución estratégica para atender la variabilidad de las fuentes renovables, fortalecer la confiabilidad del sistema, y proporcionar servicios esenciales como la capacidad de almacenar excedentes de generación renovable y mover la energía en el tiempo, regular de frecuencia, proveer respaldo operativo y manejo de congestión en la red, entre otros. Sin embargo, la ausencia de un marco regulatorio robusto y actualizado, sumado a la ausencia de incentivos apropiados ha dificultado su despliegue a gran escala.

Frente a este panorama, el presente estudio propone una metodología de análisis energético flexible, diseñada para adaptarse a las condiciones dinámicas del sistema colombiano. Esta metodología analiza algunas de las más importantes palancas de valor del almacenamiento de energía a través de BESS, usando datos actualizados sobre tecnologías renovables y de almacenamiento, y herramientas cuantitativas para identificar oportunidades concretas de implementación. El objetivo es ofrecer una guía práctica para empresas, entidades de planificación y tomadores de decisiones interesados en acelerar la transición energética del país, promoviendo iniciativas que sean técnica, económica y socialmente viables en el corto y mediano plazo.

---

\* [https://sinergox.xm.com.co/\\_layouts/15/WopiFrame.aspx?sourcedoc=%7BCA2AAC95-83D2-4573-AEB9-42C0CC10780C%7D&file=Listado\\_Recursos\\_Generacion.xlsx&action=default](https://sinergox.xm.com.co/_layouts/15/WopiFrame.aspx?sourcedoc=%7BCA2AAC95-83D2-4573-AEB9-42C0CC10780C%7D&file=Listado_Recursos_Generacion.xlsx&action=default)

## Lista de acrónimos

- **AEMO.** Operador del Mercado Energía de Australia (Australian Energy Market Operator).
- **AER.** Regulador de los Mercados Energía de Australia (Australian Energy Regulator).
- **AGC.** Control Automático de Generación.
- **BESS.** Sistema de Almacenamiento de Energía con Baterías.
- **BID.** Banco Interamericano de Desarrollo
- **CAF.** Banco de Desarrollo de América Latina
- **CAISO.** Sistema Operador Independiente da California.
- **CAPEX.** Costos de Capital.
- **CEC.** Comisión de Energía de California.
- **CEFC.** Corporación para la Financiación de Energía Limpia (*Clean Energy Finance Corporation*)
- **CERE.** Costo Eficiente de la Energía en el Largo Plazo.
- **CF.** Contrafactual (Counterfactual).
- **CMO.** Costo marginal de operación.
- **COP.** Peso colombiano.
- **CPUC.** Comisión de Servicios Públicos de California.
- **CREG.** Comisión de Regulación de Energía y Gas
- **ECA.** Agencias de crédito a la exportación.
- **EE.** Compromiso eléctrico (Electric Engagement).
- **ELCC.** Capacidad de Transporte Efectiva de Carga.
- **ENFICC.** Energía Firme para la Asignación de Obligaciones de Cubrimiento de la Demanda
- **ESaaS.** Servicio de almacenamiento de energía (Energy Storage as a Service).
- **FES.** Escenarios energéticos futuros (Future Energy Scenarios).
- **FNCE.** Fuentes no convencionales de energía.
- **FNCER.** Fuentes No Convencionales de Energía Renovable
- **FND.** Financiera de Desarrollo Nacional
- **HE.** Evolución del hidrógeno (Hydrogen Evolution).
- **HT.** Transición holística (Holistic Transition).
- **HVAC.** Corriente Alterna de Alta Tensión.
- **HVDC.** Corriente Continua de Alta Tensión.
- **IFC.** Corporación Financiera Internacional
- **IRA.** Ley de Reducción de Inflación.
- **IRP.** Plan Integrado de Recurso.
- **ISP.** Plan Integrado del Sistema (Integrate System Plan).
- **IVA.** Impuesto al Valor Agregado.
- **LOLE.** Expectativa de Pérdida de Carga.
- **LSE.** Entidades de Servicio de Carga.
- **MDB.** Bancos multilaterales de desarrollo.
- **MLF.** Factores de pérdidas marginales.
- **MMT.** Millones de toneladas métricas.
- **NEM.** Mercado Nacional de Electricidad Australiano (National Electricity Market).
- **O&M.** Operación y Mantenimiento.
- **ODP.** Ruta de expansión óptima.
- **OPEX.** Costos Operativos.
- **PASA.** Proyección de evaluación de la adecuación del sistema.
- **PPA.** Contratos de Compra de Energía (Power Purchase Agreement).
- **RESOLVE.** Modelo de Soluciones de Energía Renovable para la Optimización de la Planificación a Largo Plazo (Renewable Energy Solutions model for Optimization and Long-term Planning).
- **ROI.** Retorno sobre la inversión.
- **RPS.** Portafolio estándar de energías renovables (Renewable Portfolio Standard).
- **SERVM.** Modelo de Valoración de Riesgos Energéticos Estratégicos.
- **SPV.** Empresa de propósito específico.
- **STN.** Sistema de Transmisión Nacional de Colombia.
- **STR.** Sistema de Transmisión Regional de Colombia., Sistema de Transmisión Regional de Colombia.
- **TIR.** Tasa Interna de Retorno
- **TRN.** Necesidad de Confiabilidad Total.
- **UPME.** Unidad de Planeación Minero Energética., Unidad de Planeación Minero-Energética
- **USD.** Dólares americanos.
- **VPN.** Valor Presente Neto., Valor Presente Neto
- **XM.** Administradores del mercado eléctrico colombiano., Administradores del mercado eléctrico colombiano.

# Tabla de Contenido

Resumen ejecutivo .....	13
<b>1 Introducción.....</b>	<b>17</b>
1.1 Antecedentes.....	17
1.2 Objetivos.....	18
<b>2 Revisión internacional y aplicaciones de sistemas de almacenamiento con baterías en Colombia.....</b>	<b>19</b>
2.1 Aplicaciones de los sistemas de almacenamiento en Colombia.....	19
2.1.1 Servicios de suministro .....	19
2.1.2 Servicios de flexibilidad y complementarios.....	21
2.1.3 Servicios de red.....	21
2.1.4 Evaluación de las aplicaciones .....	24
2.2 Revisión internacional.....	27
2.3 Metodologías de evaluación de planificación.....	30
2.3.1 Australia .....	30
2.3.2 California.....	37
2.3.3 Chile .....	45
2.3.4 Reino Unido .....	49
<b>3 Análisis cuantitativo de sistemas de almacenamiento con baterías en Colombia .....</b>	<b>55</b>
3.1 Metodología .....	55
3.1.1 Análisis de oportunidades para integrar almacenamiento de energía en Colombia.....	55
3.1.2 Cálculo del dimensionamiento óptimo de sistemas de almacenamiento .....	57
3.1.3 Análisis de costo-beneficio.....	60
3.2 Principales Resultados .....	64
3.2.1 Análisis de oportunidades para la integración de almacenamiento de energía en Colombia.....	64
3.2.2 Cálculo del dimensionamiento óptimo de sistemas de almacenamiento .....	66
3.2.3 Análisis de costo-beneficio de baterías.....	75
<b>4 Métodos de remuneración y opciones de financiamiento para el almacenamiento con baterías en Colombia.....</b>	<b>95</b>
4.1 Modelos de negocios para el almacenamiento .....	95
4.2 Desafíos para el desarrollo de proyectos de almacenamiento .....	98
4.2.1 Brechas regulatorias e incertidumbre en los flujos de ingresos.....	98
4.2.2 Falta de historial y preocupaciones sobre viabilidad financiera.....	99
4.2.3 Estructura del mercado y desafíos en la diversificación de ingresos.....	100
4.2.4 Barreras de política e incentivos.....	101
4.2.5 Integración a la red y riesgos operacionales .....	102

4.3	Entorno del financiamiento de activos de almacenamiento .....	102
4.3.1	Financiamiento del almacenamiento en el mundo.....	102
4.3.2	Project finance.....	103
4.3.3	Corporate finance.....	103
4.3.4	Blended finance .....	104
4.4	Entrevistas con entidades financieras.....	104
4.5	Recomendaciones para el despliegue del almacenamiento .....	105
4.5.1	Establecer mecanismos seguros de ingresos .....	106
4.5.2	Financiamiento con estrategias blended finance.....	107
4.5.3	Buscar diversas fuentes de inversión (locales e internacionales).....	108
4.5.4	Estructurar proyectos que sean atractivos para los prestamistas .....	109
4.5.5	Reformas y regulación en el sector de electricidad.....	110
4.5.6	Proyectos piloto y generación de conocimiento .....	112
4.5.7	Garantías gubernamentales y mitigación de riesgos .....	113
<b>5</b>	<b>Conclusiones y recomendaciones .....</b>	<b>115</b>
	Referencias.....	118
A.	Descripción Detallada de la Metodología para dimensionamiento de BESS.....	120
B.	Base Analítica para los análisis de costo-beneficio.....	126

## Índice de Figuras

Figura 1. Distribución de la diferencia de precios spot en 2023.....	20
Figura 2. Participación de recursos delante y detrás del contador a finales de 2023 en los mercados analizados.....	28
Figura 3. Criterios para la selección de las jurisdicciones para los análisis de metodologías de evaluación.....	30
Figura 4. Escenarios de expansión del ISP 2024.....	31
Figura 5. Modelos computacionales utilizados en el plan de expansión ISP.....	32
Figura 6. Resultados del plan de expansión ISP 2024.....	36
Figura 7. Capacidad del almacenamiento del plan de expansión ISP 2024.....	37
Figura 8. Entrada mínima de capacidad de almacenamiento en el IRP 2022-2023.....	41
Figura 9. Traduciendo la necesidad de confiabilidad total en margen de reserva de planeación.....	43
Figura 10. Cálculo del ELCC para baterías de 4h en 2030.....	44
Figura 11. Multiplicador del ELCC para almacenamiento de mayor duración.....	44
Figura 12. Plan de expansión del IRP 2023 para el escenario de emisiones de referencia de 25 MMT.....	45
Figura 13. Metodología de evaluación de sistemas de almacenamiento en Chile.....	46
Figura 14. Expansión de capacidad de almacenamiento por duración.....	47
Figura 15. Expansión de capacidad de almacenamiento por región.....	47
Figura 16. Simulación de la operación del escenario sin batería.....	48
Figura 17. Simulación de la operación del escenario 1 con adelanto de 2 GW de batería a 2026.....	48
Figura 18. Costos totales del escenario sin batería.....	49
Figura 19. Costos totales del escenario 1 con adelanto de 2 GW de batería a 2026.....	49
Figura 20. Capacidad del almacenamiento del plan de expansión ISP 2024.....	50
Figura 21. Escenarios de expansión por tecnología del FES 2024.....	52
Figura 22. Capacidad de almacenamiento por escenario en el FES 2024.....	53
Figura 23: Ejemplo del funcionamiento típico de un Sistema de Baterías por 24 horas.....	56
Figura 24: Solución óptima del dimensionamiento bajo una perspectiva centralizada.....	58
Figura 25: Solución óptima del dimensionamiento bajo un enfoque de competencia de mercado.....	59
Figura 26: Representación de la distorsión del beneficio social al considerar pagos fijos por disponibilidad.....	60
Figura 27: Proyección de costos de inversión para sistemas de almacenamiento con baterías.....	61
Figura 28: Mapa de oportunidades para baterías de 1 hora.....	65
Figura 29: Mapa de oportunidades para baterías de 2 horas.....	65
Figura 30: Mapa de oportunidades para baterías de 4 horas.....	66
Figura 31: Costos totales para el dimensionamiento óptimo en 2034.....	67
Figura 32: Ingresos totales para el dimensionamiento óptimo en 2034.....	68
Figura 33: Ingresos totales para el dimensionamiento óptimo en 2034 considerando el ingreso fijo por disponibilidad.....	69
Figura 34: Configuración de la red de transmisión en Cordialidad 110 kV.....	71
Figura 35: Representación de DNA en Cordialidad 110 kV.....	71
Figura 36: Perfiles de carga en líneas de transmisión que atienden a Cordialidad.....	72
Figura 37: Operación de la batería en Cordialidad 110 kV.....	73
Figura 38: Configuración de la red de transmisión en Villeta 115 kV.....	73
Figura 39: Representación de DNA en Villeta 115 kV en horas nocturnas.....	74

Figura 40: Operación de la batería en Villeta 115 kV.....	75
Figura 41: Análisis económico en 2028 para batería en La Loma. ....	79
Figura 42: Análisis económico en 2030 para batería en La Loma. ....	80
Figura 43: Análisis económico en 2034 para batería en La Loma. ....	81
Figura 44: Análisis de la TIR para la batería en La Loma en 2028. ....	84
Figura 45: Análisis de la TIR para la batería en La Loma en 2030. ....	85
Figura 46: Análisis de la TIR para la batería en La Loma en 2034. ....	86
Figura 47: Análisis del VPN para la batería en La Loma en 2028. ....	88
Figura 48: Análisis del VPN para la batería en La Loma en 2030. ....	89
Figura 49: Análisis del VPN para la batería en La Loma en 2034. ....	90
Figura 50: Representación de la línea Altamira - Flores 115 kV.....	92
Figura 51: Representación de la línea Jardinera - Junín 115 kV. ....	93
Figura 52: Solución óptima del dimensionamiento bajo una perspectiva centralizada.....	120
Figura 53: Solución óptima del dimensionamiento bajo un enfoque de competencia de mercado.....	124
Figura 54: Representación de la distorsión del beneficio social al considerar pagos fijos por disponibilidad. ....	125

## Índice de Tablas

Tabla 1. Ofertas de los participantes en la subasta de baterías.....	24
Tabla 2. Evaluación de las aplicaciones para el almacenamiento.....	24
Tabla 3. Resumen de las rutas de remuneración del almacenamiento para los productos en los países analizados.....	29
Tabla 4. Costos de las baterías candidatas a la expansión en el IRP 2022-2023.....	40
Tabla 5. Tipos de reservas modeladas en RESOLVE y SERVM.....	42
Tabla 6. Supuestos de las simulaciones.....	46
Tabla 7. Cantidad óptima de baterías por nodo en 2034.....	69
Tabla 8. Baterías evaluadas en el análisis de beneficio-costos.....	75
Tabla 9. Ingresos anuales de las baterías en 2028.....	76
Tabla 10. Ingresos anuales de las baterías en 2030.....	76
Tabla 11. Ingresos anuales de las baterías en 2034.....	76
Tabla 12. Costos de inversión en 2028.....	77
Tabla 13. Costos de inversión en 2030.....	77
Tabla 14. Costos de inversión en 2034.....	78
Tabla 15. Resumen del análisis económico en 2028.....	82
Tabla 16. Resumen del análisis económico en 2030.....	82
Tabla 17. Resumen del análisis económico en 2034.....	82
Tabla 18. Reducción de costos operativos en 2028.....	83
Tabla 19. Reducción de costos operativos en 2030.....	83
Tabla 20. Reducción de costos operativos en 2034.....	83
Tabla 21. Resumen de la TIR en 2028.....	87
Tabla 22. Resumen de la TIR en 2030.....	87
Tabla 23. Resumen de la TIR en 2034.....	87
Tabla 24. Resumen del VPN en 2028.....	91
Tabla 25. Resumen del VPN en 2030.....	91
Tabla 26. Resumen del VPN en 2034.....	91
Tabla 27. Modelos de negocios para BESS y aplicabilidad en Colombia.....	97





# RESUMEN EJECUTIVO

Este documento presenta una evaluación técnico-económica sobre la viabilidad del uso de sistemas de almacenamiento en baterías (BESS) como solución a las necesidades futuras del sistema eléctrico colombiano. El análisis fue desarrollado por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), en coordinación con ISA Colombia.

## Contexto

Colombia se encuentra en una etapa clave de transformación energética, impulsada por el compromiso de diversificar su matriz de generación e integrar fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER). El país cuenta con un alto potencial de generación eólica y solar, especialmente en la región Caribe. Según la UPME, se espera que la participación de FNCER en la capacidad instalada nacional alcance el 25% para 2037, lo que representará más de 13.000 MW provenientes de nuevas plantas solares y eólicas.

Esta transformación plantea importantes retos para la operación del sistema eléctrico, derivados de la naturaleza variable y no síncrona de estas tecnologías. Se anticipan desafíos relacionados con la reducción de la inercia del sistema, la disminución del aporte al cortocircuito y posibles problemas de estabilidad de tensión y frecuencia. Estos se ven acentuados por las crecientes dificultades para expandir la infraestructura de transmisión.

En este contexto, el presente estudio realizó un análisis integral de costo-beneficio y dimensionamiento óptimo de sistemas de almacenamiento con baterías, a fin de evaluar su viabilidad como recurso estratégico para aumentar la flexibilidad operativa del sistema, mejorar la confiabilidad y facilitar la integración de energías renovables. La metodología aplicada permitió estimar si los beneficios asociados al uso de sistemas de almacenamiento de energía con batería (BESS, por su sigla en inglés) superan sus costos de implementación, considerando diversos escenarios de generación, ubicación y aplicación.

## Metodología

El estudio adoptó una estrategia metodológica combinada, que se basó en análisis cualitativos y cuantitativos en cinco actividades complementarias. Como primer paso, se llevó a cabo una revisión documental y normativa de experiencias internacionales en países con un alto grado de implementación de almacenamiento.

La selección de estos casos se sustentó en criterios de madurez tecnológica y diversidad regulatoria. Esta revisión incluyó el levantamiento de información en fuentes oficiales, la caracterización de modelos de negocio y mecanismos de remuneración, así como un análisis comparativo de metodologías de planificación.

Posteriormente, se desarrolló un marco de evaluación para caracterizar y clasificar las posibles aplicaciones de los sistemas BESS en el contexto colombiano, tomando en cuenta la estructura del sistema eléctrico nacional, el régimen regulatorio vigente y la disponibilidad de servicios de suministro, flexibilidad y red. Esta evaluación fue realizada mediante una matriz multicriterio que permitió identificar las aplicaciones más prometedoras en el corto y mediano plazo.

Para identificar oportunidades de ubicación, se empleó una metodología basada en señales de precios horarios nodales, simulando la operación de baterías en diferentes subestaciones del Sistema de Transmisión Regional de Colombia (STR). A partir de estos análisis, se evaluaron oportunidades de arbitraje energético y se priorizaron los nodos con mayor potencial económico.

La evaluación económico-financiera de los proyectos combinó dos análisis complementarios. En primer lugar, se utilizó un modelo de optimización para determinar el dimensionamiento óptimo de las baterías, identificando su ubicación en la red, junto con su capacidad en términos de potencia y almacenamiento. El objetivo fue minimizar el costo total del sistema, considerando inversión y operación.

A partir de los resultados del modelo, se realizó un análisis detallado de costo-beneficio, que incluyó el cálculo de los ingresos y la estimación de indicadores financieros para validar la viabilidad económica de las soluciones propuestas. Además, se extendió la evaluación de rentabilidad a configuraciones de baterías en otros puntos estratégicos de la red, definidos con base en estudios previos de modernización elaborados por el planificador y el operador del sistema colombiano.

Finalmente, se analizaron los esquemas de financiamiento más adecuados para viabilizar proyectos de almacenamiento en Colombia. Esta etapa incluyó un benchmarking de modelos internacionales, la evaluación de los instrumentos financieros disponibles y la realización de entrevistas con actores clave del sector financiero. En función de este diagnóstico, se formularon recomendaciones orientadas a asegurar la bancabilidad de los proyectos.

## Resultados

Los resultados del estudio evidencian el alto potencial del almacenamiento con baterías como herramienta estratégica para la transformación del sistema eléctrico colombiano. La experiencia internacional demuestra que los BESS pueden desempeñar un papel clave en diversos segmentos del sistema eléctrico, prestando servicios de arbitraje energético, regulación de frecuencia, respaldo ante contingencias y alivio de congestiones.

En paralelo, los análisis internacionales identificaron buenas prácticas regulatorias y metodológicas que han facilitado la integración de BESS en diferentes segmentos del sistema eléctrico. Casos como los

de Australia, California, el Reino Unido y Chile ofrecieron referencias fundamentales sobre servicios habilitados, esquemas de remuneración, mecanismos de participación y criterios de planeación, que podrían adaptarse al contexto colombiano.

Con base en este diagnóstico internacional, se identificó que los BESS podrían contribuir de manera significativa a la prestación de servicios de suministro (como energía y capacidad), servicios complementarios (como regulación de frecuencia) y servicios de red (como la postergación de inversiones en infraestructura y la reducción de la Demanda No Atendida).

Los análisis de oportunidades por arbitraje en múltiples nodos identificaron ubicaciones con mayor atractivo económico, como Porto Nuevo, Villeta, Cordialidad y San Marcos. Además, los resultados del dimensionamiento óptimo y de la evaluación de costo-beneficio demostraron que, en ciertos casos, la implementación de BESS, no solo mejora la confiabilidad del sistema, sino que también puede resultar económicamente rentable.

En cuanto a los principales desafíos financieros, se identificaron modelos de negocio potencialmente viables, como la participación en múltiples mercados, el uso como activo regulado y esquemas tipo *Energy Storage as a Service* (ESaaS). Asimismo, se exploraron diversas opciones de financiamiento, incluyendo instrumentos concesionales, esquemas de *blended finance*, y la participación de inversionistas institucionales. Las entrevistas con actores del sector financiero subrayaron la importancia de contar con mecanismos de ingreso previsible, marcos normativos claros y señales de rentabilidad adecuadas.





# 1. INTRODUCCIÓN

## 1.1 Antecedentes

Colombia se encuentra en el camino de la transformación energética de su matriz de generación. Gracias a su privilegiada ubicación geográfica, el país ofrece grandes oportunidades de integración FNCER. En particular, la región Caribe tiene un gran potencial de energía eólica y solar, debido a la constancia y alta potencialidad de las velocidades del viento y la irradiación solar, en comparación con otros lugares del mundo.

A finales de julio de 2024, la matriz energética contaba con 1,25 GW de energía solar (6,0%) y 18,42 MW de energía eólica (0,1 %), lo que representa el 6,1% de la capacidad total instalada (Sinergox, 2024). Según el Plan de Expansión de la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) 2023-2037, se estima que, para 2037, la participación de FNCER llegará al 25% de la capacidad instalada total del sistema colombiano, con más de 13 GW de inserción de plantas solares y eólicas.

La incorporación de estas nuevas tecnologías de generación también plantea desafíos operativos, al reemplazar generación sincrónica convencional. Se prevén dificultades causadas por la reducción de la inercia total del sistema y los menores aportes de estas fuentes al cortocircuito. A ellas se agregan posibles problemas de estabilidad de tensión y frecuencia, entre otros aún no identificados.

Para abordar los desafíos derivados de la incorporación de FNCER, junto con las crecientes dificultades para ejecutar la expansión de la red -como una mayor oposición social y las complejidades prediales y ambientales-, es necesario estudiar en detalle el potencial del almacenamiento de energía con baterías. Esta tecnología puede ser crucial para superar dichas restricciones y satisfacer las necesidades futuras de la operación de los sistemas eléctricos.

Por ello, es fundamental desarrollar metodologías capaces de identificar el aporte del almacenamiento a la solución de los problemas de la red, el incremento de la flexibilidad y de la eficiencia económica del

mercado, así como para definir y cuantificar el beneficio que el almacenamiento de energía con baterías puede proveer para superar los desafíos previstos.


## 1.2 Objetivos

El objetivo central de este estudio es diseñar y aplicar una metodología de evaluación técnico-económica para identificar soluciones basadas en sistemas de almacenamiento que respondan a las necesidades actuales y futuras del sistema eléctrico colombiano. El diseño de esta metodología considerará las mejores prácticas internacionales, las particularidades del sistema eléctrico colombiano y la aplicación de herramientas del estado del arte en la planeación de sistemas eléctricos.

Además, el estudio busca diseñar y proponer de modelos de negocio que respalden el apalancamiento financiero de los proyectos de almacenamiento con baterías.

Para alcanzar estos objetivos, se propone una metodología de trabajo estructurada en cinco fases, las cuales se describen en detalle en las sucesivas secciones de este documento.

- El capítulo 2 aborda la revisión internacional de experiencias con almacenamiento y analiza su aplicabilidad en el contexto colombiano.
- El capítulo 3 desarrolla el análisis cuantitativo, incluyendo la metodología empleada y los principales resultados relacionados con la identificación de oportunidades, el cálculo del dimensionamiento óptimo y la evaluación de costo-beneficio de proyectos de baterías.
- El capítulo 4 describe los métodos de remuneración y las opciones de financiamiento disponibles para viabilizar proyectos de almacenamiento en el país.
- Finalmente, el capítulo 5 presenta las conclusiones generales del estudio y recomendaciones para el desarrollo del almacenamiento con baterías en Colombia.



## 2. REVISIÓN INTERNACIONAL Y APLICACIONES DE SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO CON BATERÍAS EN COLOMBIA

### 2.1 Aplicaciones de los sistemas de almacenamiento en Colombia

En esta sección se analiza la aplicabilidad que los recursos de almacenamiento podrían ofrecer al sistema eléctrico colombiano. Además, se evalúa cada aplicación a través una matriz de cualificación que permite identificar aquellas que aportan mayores beneficios al sistema, considerando la realidad y las particularidades del mercado colombiano.

#### 2.1.1 Servicios de suministro

Los servicios de suministro disponibles en el mercado están relacionados con los productos de energía y confiabilidad (energía firme). Las siguientes subsecciones analizan la aplicabilidad del almacenamiento para cada uno de estos servicios en Colombia.

##### 2.1.1.1 Producto energía

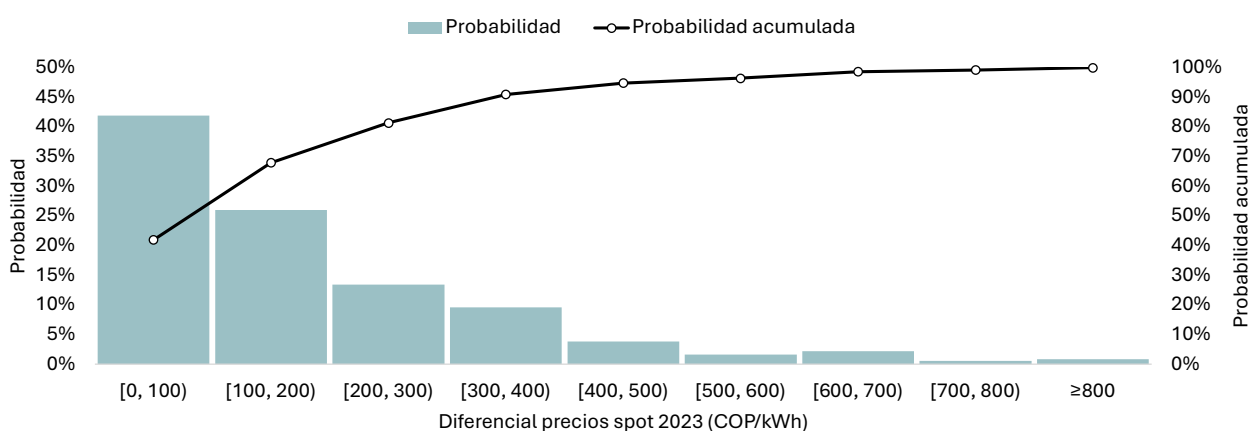
La principal aplicación de los servicios de energía para sistemas de almacenamiento está relacionada con el arbitraje de precios en el mercado spot, donde la operación del recurso se basa en cargar (consumir) electricidad de la red en momentos de precios potencialmente bajos y descargar (generar) electricidad en momentos potenciales de precios elevados. De esta forma, el recurso se remunera por el diferencial de precios entre ambos periodos.

Este es un servicio potencialmente rentable en sistemas con alta variabilidad en los precios spot horarios como ocurre, por ejemplo, en sistemas que tengan una gran participación de fuentes renovables variables. Por el contrario, en sistemas donde los precios spot son más estables a lo largo del día, la

prestación de este servicio por recursos de almacenamiento puede verse limitada. En estos casos, el valor capturado por el diferencial de precios puede no ser suficiente para recuperar los costos del recurso, a menos que se combine con ingresos adicionales provenientes de otros servicios en el mercado.

Para estimar el potencial de ingresos de un recurso de almacenamiento en el mercado colombiano, se consideraron los precios spot horarios correspondientes al año 2023 y la operación de una batería de 4 horas de duración.

El siguiente gráfico ilustra la distribución de probabilidad de la diferencia entre: (i) el promedio de las 4 horas de precios más altos del día; y (ii) el promedio de las 4 horas de precios más bajos del día. La diferencia promedio para todos los días del año fue de 176 COP/kWh (~40 USD/MWh). En el 42% de los días esta diferencia fue de hasta 100 COP/kWh (~23 USD/MWh), en el 26% de los días entre 100-200 COP/kWh (23-46 USD/MWh) y en el 32% de los días por encima de 200 COP/kWh (46 USD/MWh).



Fuente: Elaboración propia con base en (XM, 2024b).

**Figura 1. Distribución de la diferencia de precios spot en 2023.**

Si bien Colombia es un país mayoritariamente hidroeléctrico y la participación de fuentes renovables no convencionales aún incipiente, en el 50% de los días de 2023 los precios de bolsa horarios mostraron una variación significativa por encima de los 30 USD/MWh (medida como la diferencia entre el promedio de las 4 horas de precios más altos y más bajos). Esta dinámica representa un mercado potencialmente atractivo para la operación de este tipo de recurso, al ofrecer un nivel de ingresos razonablemente alto, aunque haya incertidumbre sobre los precios spot futuros y esta potencial diferencia horaria.

### 2.1.1.2 Producto confiabilidad

En Colombia, cuya matriz energética se basa principalmente en hidroeléctricas, los criterios de confiabilidad de suministro están definidos en términos de energía firme, y no de capacidad firme. El producto energía firme se define como la capacidad de una central para generar electricidad de manera continua y en situaciones de escasez, como durante períodos de bajos caudales hidrológicos. Dado que los recursos de almacenamiento -como las baterías- tienen una duración limitada, su contribución a la confiabilidad del sistema colombiano es restringida. En consecuencia, bajo la definición actual del producto energía firme, el almacenamiento no es elegible para la prestación del servicio de confiabilidad.

No obstante, aunque el sistema colombiano presenta restricciones principalmente en términos de energía, es posible que, especialmente por la incorporación de fuentes renovables intermitentes, atender la demanda de punta pueda convertirse en un desafío para el propio sistema a mediano plazo.

Un ejemplo de esta situación es el caso de Brasil, donde un sistema históricamente restringido en energía, con un producto denominado “garantía física” análogo a la ENFICC, comenzó a enfrentar dificultades para atender la demanda de punta, particularmente debido a la entrada masiva de fuentes renovables. Desde 2021, Brasil realiza subastas para la contratación del producto capacidad. En este sentido, es posible que, en el futuro, el sistema colombiano también requiera un producto para remunerar la disponibilidad de recursos de generación en momentos de mayor necesidad (producto capacidad). Esta posibilidad será evaluada en los análisis cuantitativos de la próxima etapa de este estudio.

### **2.1.2 Servicios de flexibilidad y complementarios**

En el sistema colombiano, el único producto de flexibilidad que actualmente se comercializa y remunera es la reserva de frecuencia secundaria, conocida como AGC. Este servicio tiene como objetivo ajustar el equilibrio entre oferta y demanda, y los recursos que proporciona deben estar disponibles dentro de los 30 segundos posteriores al evento y mantener la operación durante al menos 30 minutos. Estos criterios técnicos podrían ser cumplidos por recursos de almacenamiento, especialmente por baterías de corta duración.

Si bien actualmente sólo las centrales hidroeléctricas están habilitadas para prestar ese servicio al sistema, este podría ser un mercado potencial para la participación de baterías. La remuneración para el servicio de AGC tiene dos componentes: uno variable por la energía utilizada y remunerado al precio spot; y otro fijo por la disponibilidad de suministrar el servicio, incluso si no es utilizado, remunerado a un precio equivalente a dos veces el CERE (Costo Equivalente Real del Cargo de Confiabilidad). En 2023, el CERE promedio fue de 88 COP/kWh.

De esta manera, considerando que una batería podría destinar hasta el 100% de su capacidad de almacenamiento para prestar el servicio AGC -recibiendo en 2023 un valor equivalente a 176 COP/kWh por su disponibilidad- sería posible justificar la inversión en el activo (ingresos similares a los del mercado de energía en 2023) o combinar los ingresos de AGC con los del mercado de energía. En este caso, los ingresos de AGC se utilizarían para reducir los ingresos fijos necesarios para que la inversión en la batería sea viable (Gómez, Candela, & Rendon, 2023).

Por otra parte, las centrales hidroeléctricas son actualmente las tecnologías dominantes en la prestación de este tipo de servicio. Por lo tanto, en Colombia existe un espacio más limitado para la participación de baterías en estos servicios que en países con mayor participación de termoeléctricas.

En cuanto a las ofertas, se consideran las disponibilidades diarias declaradas para la prestación del servicio de AGC, así como las mismas ofertas de precio presentadas para el mercado de energía. No obstante, primero se realiza la optimización del servicio de AGC y de manera secuencial se desarrolla el proceso de despacho de energía. En este contexto, una batería podría presentar ofertas conjuntas para ambos mercados -energía y AGC- indicando su precio y la disponibilidad asignada a cada producto, reservando una parte de su capacidad de generación para proveer el servicio de regulación.

### **2.1.3 Servicios de red**

El principal mecanismo para la incorporación de nuevos proyectos de transmisión en Colombia son las subastas realizadas por la UPME. Estas subastas se convocan cuando los planes de expansión

de referencia de generación y transmisión identifican necesidades de inversión en el Sistema de Transmisión Nacional (STN) o en el Sistema de Transmisión Regional (STR). Los proyectos ganadores reciben ingresos anuales ofertados, generalmente bajo un contrato con una duración de 25 años.

Los recursos de almacenamiento pueden participar en estas licitaciones siempre que se identifiquen como económicamente viables para la prestación de estos servicios. Un ejemplo de esto fue la primera subasta realizada en 2021 para la construcción de un sistema de baterías en la región del Atlántico, con el objetivo de brindar servicios al STR. Sin embargo, el período de pago de baterías que tienen una vida útil más corta es de 15 años.

La necesidad de inversión en esta región y la viabilidad del sistema de baterías para prestar estos servicios fueron analizadas primeramente en el plan de expansión 2015-2029. A continuación, se describe la metodología empleada en los análisis eléctricos y económicos que permitieron identificar a la batería como el mejor recurso para satisfacer las necesidades del STR en la región del Atlántico.

### **2.1.3.1 Metodología para evaluar baterías como activo de red**

Considerando las dificultades para desarrollar infraestructura de transmisión convencional en la región del Atlántico, la UPME analizó en el plan de expansión 2015-2029 la incorporación de nuevas tecnologías, incluyendo las baterías como activos de red, para satisfacer la demanda bajo criterios de calidad, confiabilidad, seguridad y menor uso de espacio. Se analizaron dos metodologías para el uso de baterías como activo de red en el plan: (i) ubicación única y (ii) ubicación óptima, las cuales se describen a continuación (UPME, 2015).

#### **Ubicación única**

Los análisis eléctricos y económicos para la incorporación de baterías como elemento de expansión de la red contemplaron cuatro pasos principales:

- a) Definición de subestaciones con mayor impacto:** Para cada subestación, se analizan los impactos sobre las restricciones del sistema y el riesgo de atención a la demanda como consecuencia de la ubicación de la batería en la subestación, a fin de identificar cuáles son propensas para la instalación de baterías.
- b) Análisis de curvas de carga:** Para las subestaciones con mayor impacto, se analizan las curvas de carga, con objeto de determinar la posibilidad de reducir el pico de demanda y los tiempos de carga y descarga necesarios para dicha operación. Como resultado, para cada subestación se calcula la capacidad mínima de la batería necesaria para aplanar la curva de carga y los tiempos respectivos de carga y descarga del recurso.
- c) Análisis de operatividad de las baterías:** En esta etapa, se analizaron dos modalidades de operación: (a) carga y descarga diaria; y, (b) carga y descarga ante contingencia. Para cada modalidad se calcula el tamaño óptimo de la batería (incluyendo la duración para el caso de operación diaria) y el desempeño de las subestaciones con su inserción en términos de reducción de restricciones y contingencias críticas.
- d) Análisis económico:** La batería se considera como activo de red y que el pago de su implementación se hace con un costo de reposición a nuevo, similar a lo que ocurre en el pago de los activos del STN, considerando la tasa de descuento actual. Además, se realiza un análisis de costo-beneficio, recomendando la batería si la relación beneficio/costo es superior a uno. El cálculo del costo incluye dos componentes: el costo de reposición a nuevo del activo

(vida útil de 10 años), y un costo de oportunidad que corresponde a la diferencia del costo de energía entre una hora de mínima demanda (carga del activo, compra de energía) y una hora de máxima demanda (generación del activo, venta de energía). Por otro lado, el cálculo del beneficio corresponde a dos componentes: ahorro por energía no suministrada (valorada a costo de racionamiento) y reducción de restricciones.

## Ubicación óptima

Esta metodología incluye una optimización para determinar la capacidad y ubicación óptima de baterías en la red, y comprende las siguientes tres etapas principales:

- (i) Optimización:** La metodología de optimización utiliza un modelo de programación lineal entera mixta con el objetivo de encontrar la ubicación óptima de las baterías. Este modelo se basa en la minimización de los costos de inversión en baterías y del número de restricciones en la red, sujeto a las restricciones de flujo de carga entre diferentes nodos. Para cada escenario de generación, se varía la posición de la batería y se calcula la reducción asociada de restricciones.
- (ii) Análisis de desempeño del área:** Se analiza el desempeño del área en términos de restricciones críticas para las diferentes combinaciones de despacho considerando dos casos: uno, sin el proyecto de expansión de batería, y el otro con el proyecto resultante de la etapa anterior. El objetivo es identificar la reducción de escenarios que presentan restricciones con la incorporación del proyecto en el sistema.
- (iii) Análisis económico:** La batería se evalúa utilizando un cálculo similar al empleado cuando se remuneran los activos del STR, adicionando un valor por las particularidades de estos recursos. El costo del proyecto tiene tres componentes: (i) costo de CAPEX, que incluye el costo de inversión más el costo de terreno; (ii) costo de OPEX, que representa el 2,5% del valor del CAPEX; y, (iii) costo de utilización, correspondiente a la diferencia de los precios en momentos de demanda mínima y máxima multiplicada por la carga del activo. Para el análisis de beneficios, se consideran el ahorro de energía no suministrada (cuando no exista generación de seguridad) y la reducción en la generación de seguridad resultante de la incorporación de la batería. El proyecto se considera económicamente viable si la relación beneficio/costo es superior a uno.

### 2.1.3.2 Licitación para contratación de baterías en el STR

Luego de este análisis inicial sobre la incorporación de baterías en la región del Atlántico presentada en el plan de expansión 2015-2029, los planes posteriores continuaron recomendando la expansión de baterías en esta zona. Como resultado, en 2021 se convocó una licitación con el fin de seleccionar un inversionista para construir, en la Subestación Silencio 34,5kV, un proyecto de baterías en el sistema STR con una capacidad de 45 MW, una duración mínima de 1 hora, y el propósito de operar en condiciones de contingencia N-1 (UPME, 2021c).

Los pliegos de la licitación establecieron el 30 de junio de 2023 como la fecha de entrada en operación comercial del proyecto. Las ofertas de los participantes debían incluir los Ingresos Anuales Esperados (IAE) que cada oferente pretendía recibir durante los 15 años de duración del contrato. El adjudicatario sería aquel que presentara la oferta económica más baja, siempre que estuviera por debajo del precio máximo de adjudicación, y que cumpliera con los requisitos de la oferta técnica. Los requisitos de participación incluyeron una garantía de oferta por un valor de 7.909.7 millones de pesos, y, para el proponente ganador, una garantía de construcción por un valor de 52.731.6 millones de pesos (UPME, 2021a).

En la subasta, un total de diez empresas presentaron ofertas para la construcción del proyecto: Engie, Proeléctrica, Celsia, ISA, Sociedad Stem Terpel, Canadian Solar, GEB, ABO Wind Renovables, AIR-E y SAEB Atlantic. Todas cumplieron con los requisitos técnicos. El precio máximo de adjudicación fue fijado en COP 360.000 millones. La tabla a continuación presenta las ofertas de Ingreso Anual Esperado (IAE) presentadas por los participantes, con excepción de SAEB Atlantic que no presentó oferta económica (UPME, 2021b).

**Tabla 1. Ofertas de los participantes en la subasta de baterías.**

Empresa	Oferta - IAE (millones de COP)
Engie	117,118.5
Proeléctrica	83,946.5
Celsia	80,448.1
ISA	127,724.9
Sociedad Stem Terpel	122,652.3
Canadian Solar	72,066.1
GEB	98,387.7
ABO Wind Renovables	99,681.2
AIR-E	92,498.4





















Fuente: (UPME, 2021b).

Todas las ofertas presentadas se ubicaron por debajo del valor máximo de adjudicación. Como resultado de la subasta, la empresa Canadian Solar resultó ganadora al haber presentado la oferta económica más baja.

## 2.1.4 Evaluación de las aplicaciones

La siguiente tabla presenta un análisis de las diferentes aplicaciones evaluadas en la sección anterior para el almacenamiento en Colombia, respecto de (i) su elegibilidad para brindar el servicio, conforme con la regulación vigente; (ii) capacidad técnica en proveer el servicio; (iii) potencial de ingresos en el mercado y viabilidad económica del proyecto; y, (iv) beneficios proporcionados a la operación del sistema en términos de costos y confiabilidad en la prestación del servicio.

**Tabla 2. Evaluación de las aplicaciones para el almacenamiento.**

Criterio	Servicio	Time shifting (energía)	Suministro (energía firme)	Flexibilidad / complementario	Servicios de red
Elegibilidad en la regulación					
Capacidad técnica					
Potencial de ingresos					
Beneficios para el sistema					

Fuente: Elaboración propia.

En cuanto a la elegibilidad del recurso de almacenamiento para participar en los diferentes mercados bajo la regulación vigente, el activo es elegible para actuar como un activo de red y, como tal, puede participar principalmente en las subastas de transmisión o, potencialmente, vía remuneración regulada.

En lo que respecta al mercado de energía, aún no existe una regulación que determine cómo la batería podría participar en la bolsa. No obstante, el recurso tiene el potencial de prestar servicios de energía, por ejemplo, gestionando su operación mediante la presentación de ofertas diarias para su despacho en el sistema.

Por otro lado, en la actualidad el almacenamiento no es elegible para participar en el mercado de confiabilidad y de servicios complementarios. En el primer caso, esto se debe a la naturaleza del producto de confiabilidad en Colombia, el cual se basa en la energía firme que una planta puede suministrar de manera continua durante períodos de sequía. Esto limita la participación del almacenamiento en el mecanismo. En el segundo caso, porque la normativa vigente establece la prestación del servicio de AGC exclusivamente por parte de las centrales hidroeléctricas.

En cuanto a la capacidad técnica del recurso para prestar los servicios, el sistema de almacenamiento tiene características adecuadas para participar en el mercado de energía, en el de servicios complementarios y actuar como activo de red.

En el mercado de energía, los recursos pueden trasladar electricidad desde horas de baja demanda hacia horas de alta demanda, arbitrando entre los precios de la energía en los distintos intervalos horarios. En particular, los recursos de mayor duración, por ejemplo, a partir de 4 horas, tienen ventaja en este servicio.

Mientras tanto, en los servicios complementarios que requieren una respuesta rápida y un tiempo de operación de al menos 30 minutos, el almacenamiento también es adecuado, especialmente los de menor duración, que tienen una ventaja competitiva especial sobre los demás.

En el caso de los servicios de red, en la mayoría de los casos el almacenamiento podría contribuir con la reducción del nivel de congestión. Sin embargo, esta situación se debe analizar individualmente, considerando factores como el nivel de restricciones locales y si el recurso podrá absorberlas en lugar de un activo de transmisión.

Finalmente, con relación al mecanismo de confiabilidad, el almacenamiento no cuenta con las características necesarias para aportar energía firme al sistema, que se basa en la generación de energía durante los períodos de sequía. Sin embargo, recursos de muy larga duración, como las centrales de bombeo, tendrían el potencial de aportar confiabilidad al sistema, almacenando agua para generar en momentos de escasez.

Con respecto al potencial del recurso de almacenamiento para obtener ingresos relevantes en los diferentes mercados, se destacan primeramente los servicios de red, donde el activo recibe un ingreso anual fijo ofertado en la subasta de transmisión durante 15 años o es remunerado mediante ingresos regulados conforme a la normativa vigente del STN o STR, según corresponda. Es importante señalar que las subastas son mecanismos competitivos y los retornos dependen del nivel de competencia presente en las licitaciones del país.

En el caso del mercado de energía, también existe un alto potencial de ingresos debido a la diferencia actual entre los precios spot horarios (~40 USD/MWh promedio en 2023). Esta diferencia aún podría ampliarse a medida que las renovables no convencionales ganen más participación en el sistema. De todas formas, existe incertidumbre respecto a las futuras diferencias horarias en los precios spot.

En el mercado de servicios complementarios, el servicio AGC también representa una fuente potencial de ingresos para el almacenamiento. Este recurso puede viabilizar su inversión destinando el 100% de su capacidad a la prestación del servicio de regulación. Por ejemplo, en 2023, el CERE promedio fue de ~20 USD/MWh, lo que resultó en una remuneración de ~40 USD/MWh por este servicio. Alternativamente, es posible combinar estos ingresos con los provenientes del mercado de energía, con el objetivo de maximizar sus ingresos.

Sin embargo, existe el riesgo asociado a la competencia con las hidroeléctricas y la asignación del recurso para prestar el servicio. Además, en el marco del mecanismo de confiabilidad, el recurso de almacenamiento no es elegible para recibir ingresos, dado que no puede aportar energía firme al sistema.

En términos de beneficios para el sistema, se destacan especialmente aquellos proporcionados por el recurso de almacenamiento cuando opera como activo de red. Al ubicarse en una región con congestión puede reducir restricciones locales de transmisión y disminuir los niveles de demanda no atendida, generando así una reducción de costos sistémicos.

En el mercado de energía, el activo tiene la capacidad de aplanar la curva de demanda y de precios spot, provocando una reducción en los costos operativos al desplazar el despacho de generación más costosa. Por su parte, en los servicios complementarios, su participación en el mercado de AGC puede contribuir a reducir desviaciones entre oferta y demanda, aumentando la confiabilidad del suministro de electricidad. De la forma en que el mecanismo de confiabilidad está actualmente definido, las baterías no son elegibles para participar en él, dado que no pueden aportar energía firme al sistema.

Asimismo, es importante destacar que la combinación de ingresos provenientes de los diferentes mercados puede hacer más atractiva la inversión en recursos de almacenamiento en Colombia. Por ejemplo, esto puede darse al combinar la operación en el mercado de energía arbitrando precios con eventuales ingresos por la prestación de servicios de reserva.

Por otro lado, cuando el activo proporciona servicios de red se presume que los ingresos recibidos son suficientes para cubrir la totalidad de sus costos de instalación y operación. En principio, esto no permitiría la combinación con otras fuentes de ingresos. Además, es deseable evitar que el activo combine una condición de generador y transmisor al mismo tiempo. En este contexto, en el caso particular de Colombia existen dos rutas potenciales para la operación y remuneración de los recursos de almacenamiento: (i) el mercado de energía (y de servicios complementarios – AGC); o (ii) actuar como un activo de red (STN o STR).

La ruta de los servicios de red podría resultar más atractiva, porque ofrece ingresos fijos para el activo durante su vida útil -un período de 15 años-, especialmente si su integración al sistema se realiza mediante subastas, evitando así los riesgos asociados al mercado de energía. Por ejemplo, la incertidumbre en la diferencia de precios spot en el futuro puede reducirse en la medida que ingresan más baterías al sistema. Asimismo, se destaca la posibilidad de que los operadores de red inviertan en recursos de almacenamiento para que sean considerados como parte de su actual base de activos regulatorios, donde los activos se remuneran durante su vida útil como activos de transmisión del STN o STR, según el caso.

## 2.2 Revisión internacional

Los BESS emergen como una de las tecnologías clave para aumentar la flexibilidad operativa, garantizar la seguridad del suministro y facilitar una integración eficiente de fuentes de energía renovable.

En esta etapa de revisión de experiencias internacionales, se analizaron casos de países con un uso más consolidado de esta tecnología y las metodologías de evaluación aplicadas en sus respectivos mercados. Se evaluaron experiencias de China, Estados Unidos (California y Texas), Alemania, Italia, el Reino Unido, Australia y Chile, abarcando tanto recursos a gran escala como distribuidos, delante y detrás del contador.

En países como China y Estados Unidos, el desarrollo del almacenamiento ha sido impulsado por políticas regulatorias, incentivos financieros y la habilitación de la participación de las baterías en mercados de energía, capacidad y servicios complementarios. En Europa, particularmente en Alemania e Italia, el almacenamiento distribuido ha sido estimulado principalmente por altos precios minoristas y subsidios fiscales. En Chile y Australia, la evolución de mecanismos de planeación ha sido un factor determinante para habilitar la participación del almacenamiento como activo del sistema.

Un hallazgo crucial en la revisión internacional es que la diversificación de fuentes de ingresos, en combinación con marcos regulatorios estables, ha sido fundamental para viabilizar el financiamiento de los proyectos. Las baterías participan en mercados *spot*, mecanismos de capacidad, subastas tecnológicamente neutrales y programas de red como activos regulados. En California, por ejemplo, el mecanismo de *Resource Adequacy* permite a los operadores asegurar ingresos estables por capacidad. En Italia y el Reino Unido, los mercados de capacidad también ofrecen contratos de largo plazo que mejoran la bancabilidad de los proyectos.

Respecto a la participación de recursos de almacenamiento conectados detrás y delante del contador, se identifica que, en China, Estados Unidos (California y Texas) y Chile, la proporción de recursos a gran escala conectados delante del contador es mayor. En contraste, en Alemania, Italia y Australia, la proporción de recursos distribuidos conectados detrás del contador es mayor. Para el Reino Unido no se encontró información disponible sobre la capacidad en operación de recursos distribuidos.

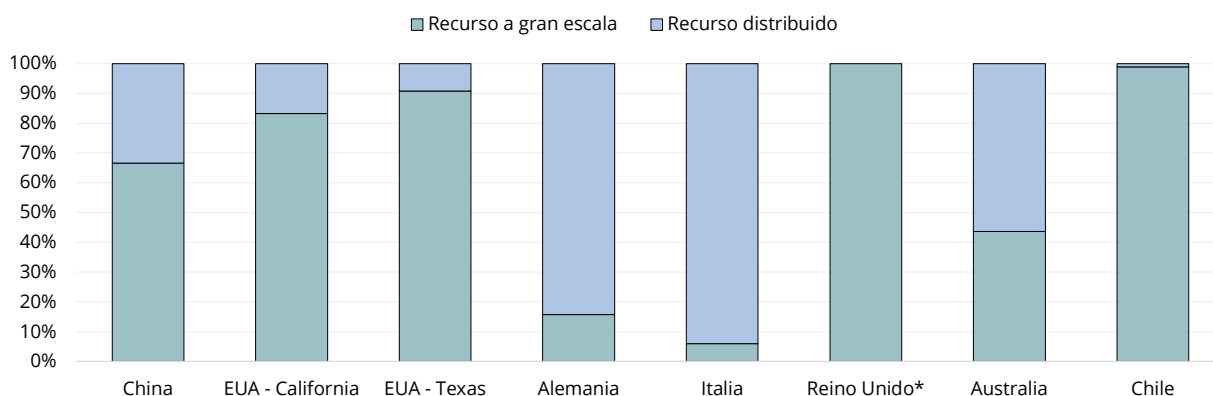
El crecimiento de recursos a gran escala en China se ha atribuido principalmente a mandatos provinciales que exigen a los nuevos proyectos renovables de energía solar y eólica combinarse con recursos de almacenamiento. En Estados Unidos, la expansión fue impulsada por reformas que habilitaron la participación del almacenamiento en los mercados de electricidad y servicios auxiliares, junto con incentivos fiscales previstos por la Ley de Reducción de Inflación (IRA, por su sigla en inglés).

En el Reino Unido y Chile, la principal fuerza motriz ha sido el aumento de la participación de energías renovables variables en el mix de generación (especialmente eólica en el Reino Unido y solar en Chile), lo que convierte a las baterías en recursos atractivos para el arbitraje de electricidad y provisión de servicios auxiliares.

En los países de la Unión Europea analizados -Italia y Alemania-, donde una gran parte de la capacidad instalada de almacenamiento proviene de recursos distribuidos conectados en las instalaciones de los consumidores, el crecimiento se atribuyó particularmente a las altas tarifas minoristas de electricidad. A esto se suman incentivos fiscales y préstamos a bajo interés para la instalación de almacenamiento acoplado a energía solar.

En el caso de Australia, la expansión también ha sido impulsada por programas regionales de incentivos financieros y fiscales, diseñados para fomentar la instalación de estos recursos por parte de los consumidores.

El gráfico a continuación presenta un resumen de la participación de recursos de almacenamiento conectados detrás y delante del contador para cada uno de los mercados analizados:



Fuente: Elaboración propia con base en datos públicos de cada país: China: (Zhu, 2023), EUA/California: (Comission, 2024), EUA/Texas: (EIA, 2025), Alemania: (Battery Charts, 2025), Italia: (Federazione ANIE, 2024), Reino Unido: (Department for Energy Security and Net Zero, 2024), Australia: (SunWiz, 2024), Chile - (CNE, 2024).

**Figura 2. Participación de recursos delante y detrás del contador a finales de 2023 en los mercados analizados.**

La siguiente tabla presenta un resumen de las rutas disponibles para la remuneración de los recursos de almacenamiento por cada producto en los mercados analizados. Entre ellas se destacan: (i) participación en el mercado mayorista para la venta del producto (energía, capacidad y/o servicio complementario); (ii) subastas exclusivas para la participación de recursos de almacenamiento; (iii) mecanismos competitivos de contratación tecnológicamente neutrales en los que diversas fuentes pueden competir, incluido el almacenamiento; (iv) ingresos fijos por transmisión, ya sea provenientes de una subasta de transmisión o de una remuneración basada en la base regulatoria de activos; y, (v) mecanismos de precio centrados en recursos distribuidos, incluyendo tarifas *feed in*, *net metering*, *net billing*, entre otros.

**Tabla 3. Resumen de las rutas de remuneración del almacenamiento para los productos en los países analizados.**

País	Energía	Servicio complementario	Capacidad	Activo de red
China	Mercado spot Mecanismo de precio	Mercado spot	×	×
EUA – California	Mercado spot Mecanismo de precio	Mercado spot	Mecanismo competitivo	Ingreso fijo
EUA – Texas	Mercado spot Mecanismo de precio	Mercado spot	×	×
Alemania	Mercado spot Mecanismo competitivo Mecanismo de precio	Mercado spot	Mecanismo competitivo	Ingreso fijo
Italia	Mercado spot Subasta exclusiva Mecanismo de precio	Mercado spot Subasta exclusiva	Mecanismo competitivo	Ingreso fijo
Reino Unido	Mercado spot Mecanismo de precio	Mercado spot	Mecanismo competitivo	Ingreso fijo
Australia	Mercado spot Mecanismo competitivo Mecanismo de precio	Mercado spot	Mercado spot	×
Chile	Mercado spot Mecanismo competitivo Mecanismo de precio	Mercado spot	Mercado spot	Ingreso fijo

Fuente: Elaboración propia.

En todos los mercados analizados, los recursos de almacenamiento son elegibles para participar en el mercado spot para la comercialización de los productos energía y servicios complementarios. Además, los recursos distribuidos pueden acceder a mecanismos de precios aplicables al producto energía, como tarifas por tiempo de uso, tarifas *feed in*, entre otros.






Del mismo modo, en Alemania, Australia y Chile existen mecanismos competitivos para la venta de energía, en los que el almacenamiento compite con otras fuentes de generación. En Italia se han implementado subastas exclusivas para almacenamiento, tanto para la venta de energía como para la provisión del servicio complementario de respuesta rápida.

En California, Alemania, Italia y el Reino Unido, los recursos de almacenamiento pueden participar en mecanismos competitivos, compitiendo con otras fuentes por la venta del producto de capacidad. En Australia y Chile, estos recursos pueden participar en el mercado spot de capacidad.

Finalmente, en California, Alemania, Italia, el Reino Unido y Chile, el almacenamiento se puede remunerar como un activo de red a través de ingresos fijos.

## 2.3 Metodologías de evaluación de planificación

En esta sección, seleccionamos cuatro mercados para un análisis detallado de las metodologías de planeación relacionadas con la inserción de sistemas de almacenamiento de energía. La selección de estos mercados se basó en los siguientes aspectos: (i) metodología de planeación que permita dimensionar la necesidad de equipos de almacenamiento en el sistema; (ii) diversificación de los servicios evaluados; (iii) avances concretos en el desarrollo de almacenamiento del país; (iv) diversificación geográfica; y, (v) disponibilidad de información. Dado lo anterior, los mercados seleccionados fueron Australia, California, Chile y el Reino Unido.

-  **1. Metodología de planificación desarrollada, que permita dimensionar la necesidad de equipos de almacenamiento en el sistema (más importante)**
-  **2. Diversificación de servicios evaluados / proporcionados**
-  **3. Avances concretos en el desarrollo de almacenamiento del país**
-  **4. Diversificación geográfica**
-  **5. Disponibilidad de información**

Fuente: Elaboración propia.

**Figura 3. Criterios para la selección de las jurisdicciones para los análisis de metodologías de evaluación.**

### 2.3.1 Australia

El Plan Integrado del Sistema (ISP, por su sigla en inglés) es un plan de expansión de generación, transmisión y almacenamiento a largo plazo. Es elaborado cada dos años por el Operador del Mercado Energético Australiano (AEMO, por su sigla en inglés). Su objetivo es orientar inversiones eficientes en el sistema hacia un suministro de energía seguro, confiable y asequible, alineado con los objetivos de emisiones netas cero al año 2050.

Para la elaboración del ISP, AEMO desarrolla escenarios con diferentes combinaciones de inversiones en transmisión, generación y almacenamiento. Luego evalúa los costos y beneficios de los escenarios utilizando una metodología definida por el Regulador de Energía de Australia (AER, por su sigla en inglés).

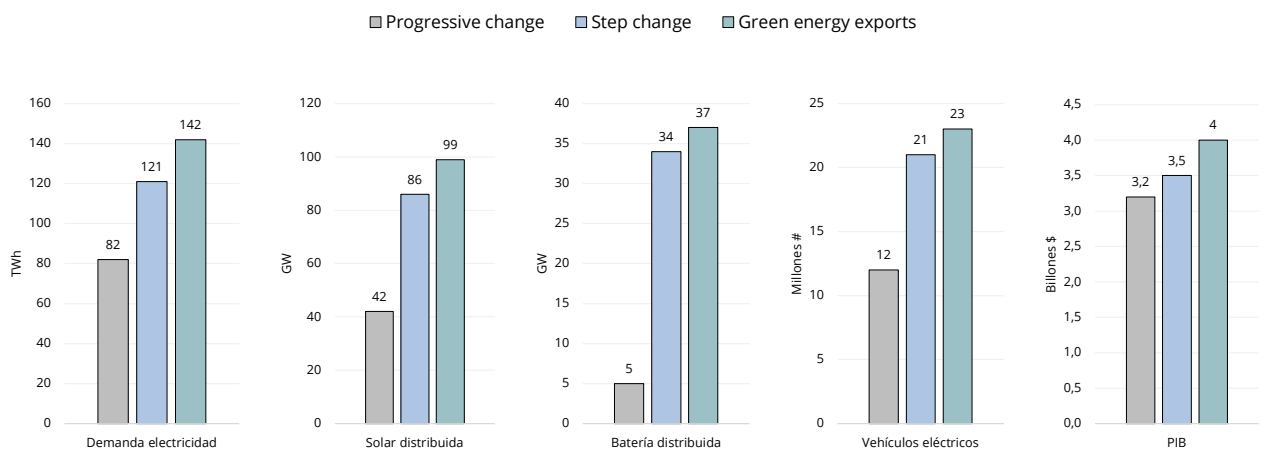
A partir de ese análisis, AEMO identifica y selecciona el que mejor satisface las necesidades de seguridad, confiabilidad y asequibilidad del suministro eléctrico, designado como el “camino de desarrollo óptimo” (AEMO, 2024).

El plan considera todas las políticas relevantes a nivel federal y estatal, incluyendo las relacionadas con la reducción de emisiones, eficiencia energética, transición energética, metas de participación de energías renovables, de almacenamiento, desarrollo de energía eólica offshore, políticas de hidrógeno y de soporte a la transmisión.

Entre los supuestos considerados, se encuentran: (i) proyección de demanda, incluyendo el consumo de electricidad, demanda de calefacción y refrigeración, eficiencia energética y electrificación del transporte; (ii) costos de las tecnologías, incluyendo las tendencias futuras en los costos de inversión de nuevos activos de transmisión, recursos de generación y almacenamiento; (iii) necesidades de seguridad y confiabilidad del sistema eléctrico; y, (iv) supuestos sectoriales, como el acoplamiento del sector eléctrico con los sectores del transporte, el gas y el hidrógeno.

En el Plan 2024, AEMO consideró 3 escenarios de expansión, todos alineados con objetivos de retiro de centrales de carbón y con el cumplimiento de las metas de políticas energéticas:

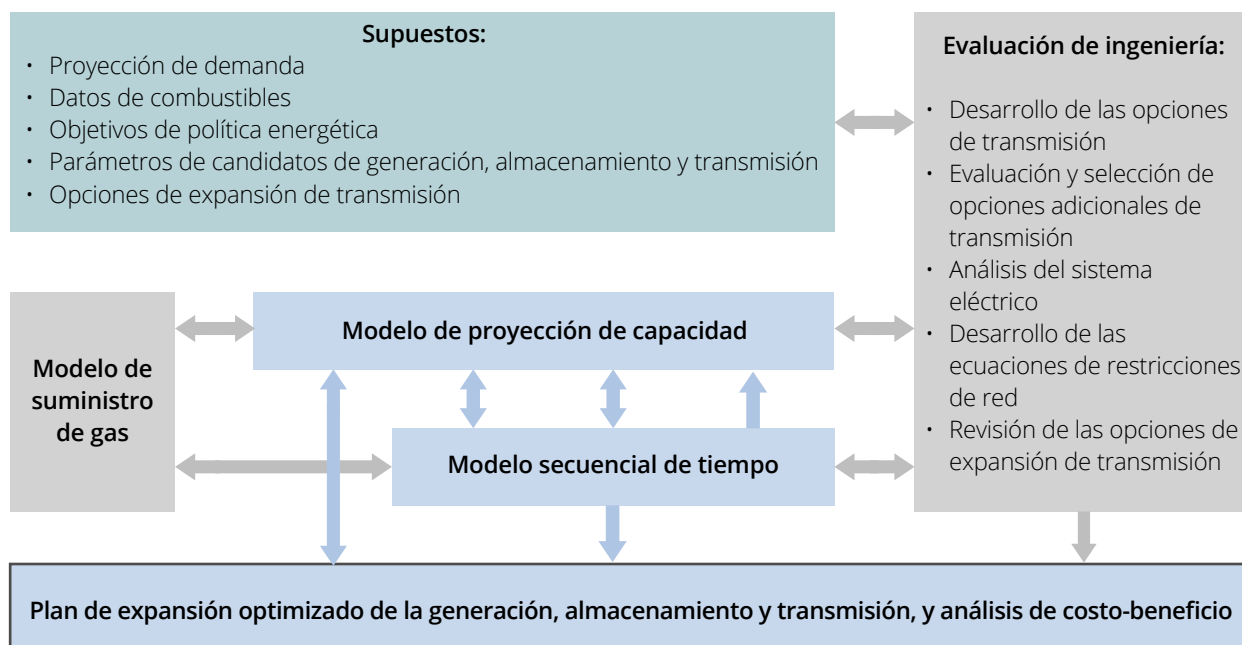
- Escenario *Step Change*: Considera un ritmo de transición energética en el que Australia contribuye a limitar el aumento de la temperatura global a 2°C y los recursos distribuidos desempeñan un papel importante en la transición.
- Escenario *Progressive Change*: Considera las políticas energéticas actuales de Australia y sus compromisos con la descarbonización. Este escenario asume condiciones económicas más desafiantes, con una inversión más lenta en activos distribuidos y a gran escala.
- Escenario *Green Energy Exports*: Considera una descarbonización más rápida en la que Australia contribuye a limitar el aumento de la temperatura global a 1,5 °C, incluyendo una fuerte electrificación de la economía y exportación de energía limpia.



Fuente: (AEMO, 2024).

**Figura 4. Escenarios de expansión del ISP 2024.**

Para la elaboración del ISP, se realiza una optimización de costo mínimo de la generación, transmisión y almacenamiento, de tal manera que cumpla con los criterios de seguridad y confiabilidad del sistema a lo largo de un horizonte de al menos 20 años, logrando los objetivos de políticas energéticas gubernamentales y gestionando los riesgos relacionados con la transición energética del país. En la preparación del plan, AEMO utiliza un conjunto de modelos computacionales que se detallan a continuación (AEMO, 2023):



Fuente: (AEMO, 2024).

**Figura 5. Modelos computacionales utilizados en el plan de expansión ISP.**

## Modelo de proyección de capacidad

A partir de los supuestos previamente definidos, este modelo determina las inversiones en generación, almacenamiento y transmisión, así como el despacho resultante del sistema para cada uno de los escenarios. Su objetivo es minimizar los costos de capital y de operación para el largo plazo, cumpliendo simultáneamente las metas de política energética de cada escenario.

El modelo aplica un programa lineal matemático para resolver el cronograma de desarrollo más eficiente en términos de costos de generación, almacenamiento y transmisión, considerando variables como el tamaño, tipo, ubicación, fecha de puesta en servicio y de retiro de los activos.

El proceso de proyección de capacidad utiliza dos modelos que interactúan para abordar diferentes aspectos de la optimización a largo plazo: modelo de etapa única a largo plazo (SSLT, por su sigla en inglés), que optimiza todo el horizonte en una sola etapa para permitir la consideración de aspectos de largo plazo; y, modelo detallado a largo plazo (DLT, por su sigla en inglés) que divide el horizonte de modelado en múltiples etapas que se optimizan en forma secuencial. Estas ventanas más cortas permiten optimizar cronológicamente el horizonte de modelado día por día, preservando la cronología original de la demanda y series renovables. Esto asegura una representación más detallada del consumo y variabilidad renovable que el SSLT.

El National Electricity Market (NEM) de Australia abarca cinco estados: Queensland, Nueva Gales del Sur, Victoria, Australia del Sur y Tasmania, referidos como regiones. El modelo de proyección de capacidad

considera una representación espacial subregional para capturar las restricciones de transmisión y pérdidas de red intrarregionales, al tiempo que deja el problema computacionalmente factible.

Entre las opciones de candidatos de transmisión de la red subregional, se incluyen: (i) mejoras y aumentos de capacidad de la red existente; (ii) nuevas líneas de transmisión (candidatos HVAC o HVDC); y, (iii) tecnologías alternativas (opciones “no red”), diseñadas para minimizar la inversión en nuevas líneas, tales como controladores de flujo de energía, líneas de transmisión virtuales<sup>1</sup>, almacenamiento de energía y/o generación local.

La optimización del almacenamiento en el modelo depende de su capacidad máxima (MW), duración (MWh) y eficiencias de carga/descarga. De manera similar, la optimización del almacenamiento por bombeo se basa en la eficiencia de bombeo y la capacidad de la central. El modelo también considera una contribución de capacidad firme de las tecnologías de almacenamiento.

Además, es fundamental que el modelo desarrolle generación suficiente para cumplir con el estándar de confiabilidad del sistema, valorando adecuadamente la contribución de confiabilidad de las distintas opciones de generación, transmisión y almacenamiento. Por este motivo, incorpora niveles mínimos de reserva de capacidad para cada región como un indicador de confiabilidad y es proporcionada por las diferentes tecnologías candidatas a la expansión. Estos niveles de reserva se implementan como restricciones dentro del modelo, con el fin de alcanzar el estándar de confiabilidad que define la cantidad mínima de capacidad firme por encima de la carga que se debe instalar en cada región.

La contribución del almacenamiento a la capacidad firme se relaciona con su capacidad para operar durante un período de tiempo continuo. Los factores de contribución firme para el almacenamiento se determinan a partir de la duración promedio de los picos de demanda y la firmeza del activo para generar energía durante este período. Por ejemplo, si la duración promedio de las demandas máximas es de aproximadamente 3 horas, a una batería de 1 MW / 2 MWh (con una duración de almacenamiento de 2 horas) se le asignaría una contribución firme de 2/3 (o 66.7 %).

## Modelo secuencial de tiempo

El modelo secuencial de tiempo considera el plan de expansión resultante del modelo de proyección de capacidad y optimiza el despacho de electricidad con una resolución temporal más alta, para cada intervalo horario y de 30 minutos, validando así los resultados del modelo de proyección de capacidad. Para la optimización del despacho se utiliza el software Plexos e incluye simulación Monte Carlo.

Este modelo se organiza en tres fases interdependientes que operan de manera secuencial, diseñadas para modelar mejor la operación del mercado y del sistema eléctrico a mediano y corto plazo:

- Proyección de evaluación de la adecuación del sistema (PASA): Determina el programa de mantenimiento de las unidades generadoras y, simultáneamente, optimiza las reservas de capacidad durante un período determinado. El cronograma de mantenimiento resultante se traslada, tanto al cronograma de mediano plazo como al de corto plazo.

---

<sup>1</sup> Líneas de transmisión virtuales utilizan almacenamiento en ambos extremos de una línea de transmisión que se espera que limite la transferencia de energía. Inmediatamente después de un evento de contingencia, el almacenamiento en un extremo de la línea absorbe energía y el almacenamiento en el otro extremo libera la misma cantidad de energía (menos las pérdidas de la línea de transmisión). Este proceso de colocar almacenamiento en una línea de transmisión y operarlo para inyectar o absorber energía, imitando los flujos de líneas de transmisión, es una alternativa al reemplazo o construcción de nuevas líneas de transmisión para aumentar la capacidad de transmisión.

- Programa de mediano plazo: Programación de la generación de plantas con limitaciones de energía (como hidroeléctricas o plantas con restricción de emisiones) durante un año. El resultado es una meta de energía diaria o costo implícito de generación, que se considera en el programa de corto plazo para guiar el despacho horario.
- Programa de corto plazo: Resuelve el despacho de generación para cada hora o media hora, con objeto de atender el consumo respetando las restricciones del sistema eléctrico y la cronología de demanda y generación variable.

Para optimizar el almacenamiento a gran escala, ya sea mediante baterías, bombeo o cualquier otro almacenamiento que se pueda despachar, su operación se determina de manera oportunista en función del precio de la electricidad y la pérdida de eficiencia asociada con la carga y descarga del almacenamiento. Esto permite realizar un arbitraje entre períodos de precios altos y bajos. Por ejemplo, en un escenario con alta penetración de energías renovables, el almacenamiento se carga durante los períodos de alta disponibilidad de energía renovable y se descarga cuando esta es baja o la demanda es elevada.

En la segunda fase del modelo secuencial en el tiempo (programa de mediano plazo), se realiza la programación del consumo y la generación de energía de embalses a gran escala. En la tercera fase (programa de corto plazo), donde las limitaciones de red se incluyen en una escala de tiempo más granular, se optimiza la operación de la mayoría de los sistemas de almacenamiento, incluidas las baterías y las centrales de bombeo. Esta etapa tiene una previsión temporal más limitada, que oscila entre un día y una semana, dependiendo de la configuración del modelo.

## Evaluación de ingeniería

En esta etapa, se evalúan los resultados del modelo de proyección de capacidad y del modelo secuencial de tiempo con respecto a los requisitos técnicos del sistema, tales como la seguridad, la resistencia y la inercia. Además, se evalúan los factores de pérdidas marginales (MLF) para identificar nuevos refuerzos en la red. Estas evaluaciones retroalimentan los modelos anteriores para refinar los resultados.

En primer lugar, las opciones técnicamente viables y más económicas para la expansión de generación, almacenamiento y transmisión identificadas (opciones de red y “no red”) son reingresadas al modelo de proyección de capacidad. Este proceso iterativo se reitera hasta que las salidas de ambos modelos estén alineadas. A continuación, se realiza un proceso iterativo similar con el modelo secuencial de tiempo. Si la evaluación de ingeniería sugiere cambios en la red, las entradas al modelo secuencial de tiempo se ajustan y el proceso se repite. Las iteraciones continúan hasta que la optimización del modelo secuencial de tiempo haya satisfecho las necesidades de confiabilidad y operación del sistema.

Asimismo, se analizan los siguientes servicios de seguridad del sistema: control de frecuencia, inercia, control de voltaje, resistencia, restauración y flexibilidad. Los recursos de almacenamiento contribuyen en la prestación de los servicios de control de frecuencia, inercia, restauración y flexibilidad.

Finalmente, se evalúa la sensibilidad de los Factores de Pérdida Marginal (MLF, por su sigla en inglés) ante la adición de generación en una zona determinada. Su objetivo principal es evaluar cuánta cantidad de capacidad de generación adicional (MW) se puede instalar antes de que el MLF cambie en -0.05.

El efecto del almacenamiento en el MLF depende de qué tan bien se correlacione su perfil de carga y descarga con el perfil de generación y demanda. El FML de un sitio mejorará si el almacenamiento de energía se carga cuando la generación renovable es alta y la demanda es baja. Por ejemplo, una batería acoplada a un parque solar, no solo podría ayudar a cambiar el perfil de generación, sino también contribuir a mejorar el FML del sitio.

## **Análisis de costo-beneficio**

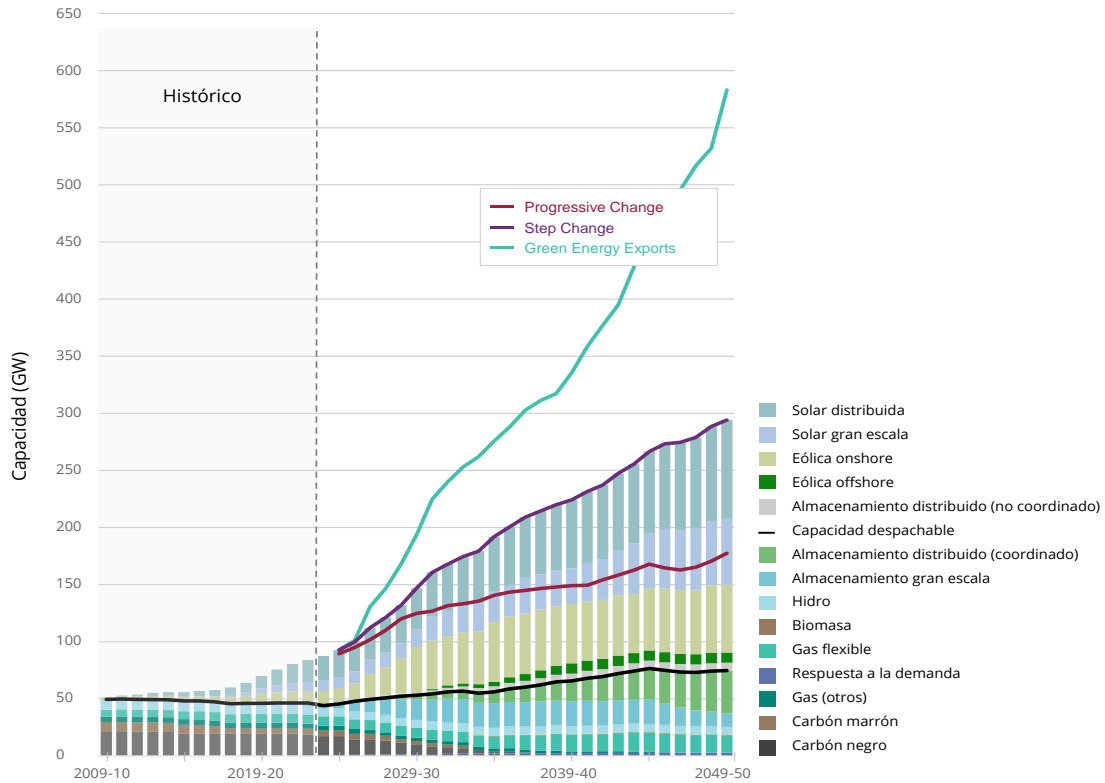
Finalmente, en esta etapa se identifican los beneficios netos de mercado asociados a cada escenario de expansión de costo mínimo, para determinar la ruta de expansión óptima (ODP, por su sigla en inglés). La ODP comprende el conjunto de proyectos viables que mejor satisface los intereses de los consumidores en el largo plazo, al minimizar el riesgo de inversión excesiva o insuficiente frente a las incertidumbres inherentes al futuro energético y ofrecer los mayores beneficios netos para el mercado. Los beneficios netos de mercado de cada escenario se calculan como la diferencia entre el VPN del sistema existente -escenario contrafactual, que considera los actuales costos totales de generación, almacenamiento, transmisión y servicio anualizados a lo largo del horizonte de proyección-, y el VPN del escenario de expansión, incluidos los costos totales de inversión y operación de los proyectos propuestos anualizados a lo largo del horizonte de proyección.

## **Resultados**

Los resultados del plan de expansión incluyen, para cada escenario analizado, la capacidad total requerida de generación eólica y solar a gran escala, los proyectos de transmisión óptimos y sus fechas más eficientes, la capacidad total de despacho y los proyectos de almacenamiento necesarios. También se consideran los servicios adicionales de seguridad del sistema para respaldar la nueva infraestructura y los beneficios financieros que estas nuevas inversiones aportan a los consumidores.

El gráfico a continuación presenta los resultados del plan de expansión ISP 2024 para cada escenario, incluyendo las cantidades óptimas y el año respectivo de la entrada en operación de cada tecnología. En el escenario "*Step Change*", se prevé que la capacidad total de generación eólica y solar a gran escala aumente desde los 21 GW actuales hasta 127 GW en 2050. Por su parte, la capacidad de generación solar distribuida crece desde los 21 GW actuales hasta 86 GW al final del horizonte.

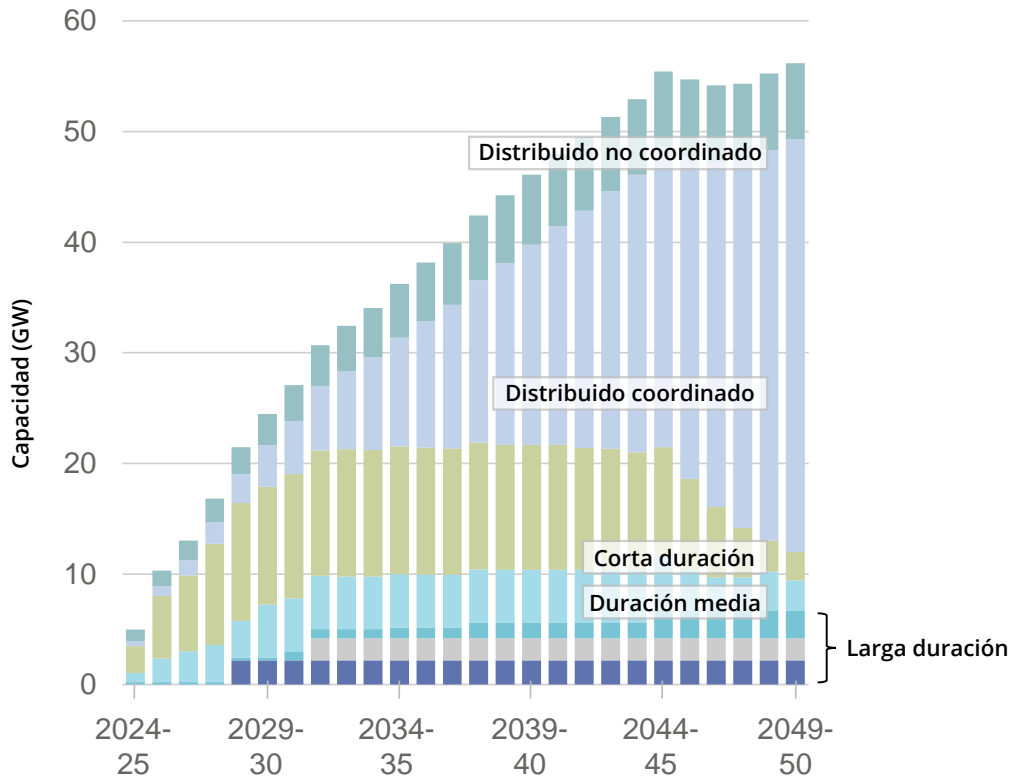
Adicionalmente, el plan identificó la necesidad de 36 GW/522 GWh de almacenamiento para 2035 y 56 GW/660 GWh para 2050, entre almacenamiento distribuido coordinado, que gestiona el operador del sistema como parte de una central virtual; almacenamiento distribuido no coordinado, no visible para el operador del sistema; y almacenamiento a gran escala.



Fuente: (AEMO, 2024).

**Figura 6. Resultados del plan de expansión ISP 2024.**

De los 56 GW de capacidad de almacenamiento necesarios para 2050, una gran parte (~80%) proviene de recursos distribuidos -tanto coordinados como no coordinados-, mientras que el 20% restante corresponde a recursos a gran escala. Entre los recursos a gran escala, ~21% de la capacidad son recursos de corta duración (hasta 4 horas, en general baterías); ~23% de duración media (entre 4 horas y 12 horas, para atender períodos de demanda máxima por la mañana o la noche, que pueden ser baterías o almacenamiento por bombeo); y, 56% de larga duración (reservas estratégicas, de más de 12 horas, que pueden llegar a semanas, meses e incluso estaciones, para cubrir largos períodos de poco sol o viento).



Fuente: (AEMO, 2024).

**Figura 7. Capacidad del almacenamiento del plan de expansión ISP 2024.**

### 2.3.2 California

En California, la Comisión de Servicios Públicos de California (CPUC, por su sigla en inglés) es la entidad responsable de elaborar el Plan Integrado de Recursos (IRP, por su sigla en inglés) (CPUC, 2023), un proceso bienal cuyo objetivo es garantizar que el sector eléctrico del estado cumpla con sus metas de reducción de gases de efecto invernadero (GEI), al tiempo que se mantiene la confiabilidad del sistema y se minimizan los costos.

En el último IRP(2022-2023), se estableció una meta de reducción de 25 millones de toneladas métricas (MMT) de emisiones de GEI para el sector eléctrico hacia 2035, en comparación con las 59.5 MMT registradas en 2020.

El ciclo del IRP se divide en dos etapas: planeación y adquisición. En la etapa de planeación, las Entidades de Servicio de Carga (LSE, por su sigla en inglés) responsables de atender a los consumidores finales, desarrollan sus planes de contratación para cumplir con los objetivos de reducción de emisiones en el sector eléctrico y con los objetivos de confiabilidad establecidos por el estado.

Este proceso del IRP funciona en conjunto con el programa Estándar de Cartera de Energías Renovables (RPS, por su sigla en inglés) del estado, el cual requiere que, para 2030, cada LSE obtenga el 60% de su cartera de contratación a partir de recursos renovables elegibles.

En la secuencia, la CPUC revisa los planes y acciones propuestas por cada LSE y desarrolla un plan de expansión integrado de costo mínimo, identificando el mix óptimo de recursos para el sistema en el largo plazo. La CPUC puede incluso solicitar a las LSE la implementación de algunas acciones, como adquisiciones adicionales, para cumplir con los objetivos estatales en materia de confiabilidad o reducción de emisiones.

Para la elaboración del plan, la CPUC utiliza la proyección de demanda elaborada por la Comisión de Energía de California (CEC). Además, el plan de expansión resultante del IRP es utilizado en el Proceso de Planeación de Transmisión del operador del sistema (CAISO, por su sigla en inglés) para determinar la confiabilidad y la necesidad de expansión de la infraestructura de red impulsada por políticas durante el horizonte de planeación.

En el Plan de Transmisión, también se consideran equipos de almacenamiento como candidatos para servir como activos de transmisión. No obstante, ninguno de estos activos fue seleccionado como parte del plan.

## Conjunto de modelos

La CPUC emplea un conjunto de modelos para la elaboración del plan de expansión: RESOLVE, Modelo de Valoración de Riesgos Energéticos Estratégicos (SERVM) y Modelo Pro Forma.

El modelo RESOLVE, herramienta de acceso público, se emplea para determinar la expansión de costo mínimo que cumpla con la restricción de emisiones de gases de efecto invernadero en el largo plazo. Este modelo resuelve un problema de optimización lineal, cooptimizando la inversión y el despacho para un conjunto de días en un horizonte de varios años, a fin de identificar el portafolio de menor costo que permita cumplir con los objetivos de reducción de emisiones, metas de energías renovables, confiabilidad durante eventos de demanda máxima y otros requisitos del sistema.

El modelo determina, tanto las inversiones óptimas en nuevos recursos candidatos a la expansión como el retiro económico de recursos existentes. Los recursos analizados en el modelo incluyen: generadores térmicos (por ejemplo, gas, geotermia, biomasa), recursos renovables, almacenamiento de energía, centrales hidroeléctricas, aumento/reducción de respuesta a la demanda, eficiencia energética y otros recursos energéticos distribuidos, transmisión intra e interzonal, combustibles electrolíticos, y tecnologías de emisiones negativas (por ejemplo, captura directa de aire).

El modelo optimiza la construcción de nuevos recursos en el futuro considerando, tanto los costos fijos de nuevas inversiones como los costos de operación del sistema, sujeto a las siguientes restricciones:

- Demanda zonal horaria y requisitos de reserva operativa.
- Restricción anual de energías renovables que reflejen la política del Estándar de Cartera de Energías Renovables (RPS) y la política del Proyecto de Ley del Senado (SB) 100.
- Restricción anual de emisiones (por ejemplo, GEI).
- Restricción del Margen de Reserva de Planeación (PRM, por su sigla en inglés) anual para mantener la suficiencia y confiabilidad de los recursos.
- Restricciones operativas específicas de las tecnologías (por ejemplo, límites de rampa, estado de carga de la batería).
- Restricciones en los montos mínimos de retención para recursos térmicos de gas.
- Limitaciones en la capacidad de desarrollar nuevos recursos específicos.
- Restricciones en los límites de desarrollo de líneas de transmisión.

La CPUC también utiliza el Modelo de Valoración de Riesgos Energéticos Estratégicos (SERVM, por su sigla en inglés) como una herramienta separada para realizar un análisis más detallado de factores como la confiabilidad del sistema, una vez que se haya determinado un plan de expansión óptimo.

Los resultados del modelo proporcionan los costos de confiabilidad, la energía no servida esperada y otras métricas de confiabilidad que son empleadas para determinar la cantidad adecuada de capacidad efectiva requerida en el sistema y garantizar que se cumpla la meta de expectativa de pérdida de carga (LOLE, por su sigla en inglés).

Finalmente, el Pro Forma es un modelo de flujo de efectivo descontado que se usa para calcular los costos nivelados de diferentes recursos candidatos a la expansión. A partir de un conjunto de supuestos específicos relacionados con costos, parámetros operativos y de financiamiento, el modelo calcula el costo fijo nivelado total para cada tecnología. RESOLVE utiliza los resultados para determinar los recursos candidatos más rentables para su construcción durante el horizonte de estudio.

Entre los parámetros operativos se encuentran el factor de capacidad, la tasa de degradación y la tasa de calor. Los supuestos de costos incluyen costos de capital, operación y mantenimiento fijos y variables, interconexión e impuestos. Los supuestos de financiamiento incluyen la duración y el período de deuda, la fracción de deuda, los costos de la deuda y el capital, y los supuestos de monetización del crédito fiscal.

## Supuestos financieros y técnicos

Los recursos candidatos optimizados en RESOLVE incluyen tecnologías como energía solar, eólica, geotérmica, baterías, almacenamiento por bombeo, respuesta a la demanda y centrales térmicas. El costo y el rendimiento del almacenamiento pueden variar significativamente según la configuración técnica y el caso de uso.

Para modelar de manera flexible sistemas de almacenamiento con diferentes tamaños y duraciones, su costo se desglosa en dos componentes: capacidad (o potencia, USD/kW) y energía (o duración, USD/kWh).

En el caso del almacenamiento por bombeo, los costos de capacidad representan la fracción más grande del costo total del sistema, incluyendo los costos de las turbinas, tuberías forzadas e interconexión, entre otros. Mientras tanto, los costos de energía son relativamente pequeños y corresponden principalmente a la preparación del embalse.

Para las baterías, los costos de capacidad abarcan el costo del inversor y otros componentes electrónicos de potencia necesarios para la interconexión, en tanto los costos de energía incluyen las celdas de las baterías de iones de litio.

En el IRP 2022-2023, los recursos de almacenamiento se modelan con duraciones fijas: para las baterías se consideran sistemas con duración de 4 y 8 horas; para el almacenamiento por bombeo se asume una duración de 12 horas.

En la estimación de los costos fijos nivelados del almacenamiento por bombeo en el modelo Pro Forma, se consideran los siguientes supuestos: costo de capital de 3.647 USD/kW; costo fijo de operación y mantenimiento (O&M) de 20 \$/kW-año; vida útil del financiamiento de 50 años; O&M fijo de \$20/kW-año con un aumento anual del 2%; sin costos variables de operación y mantenimiento; y WACC después de impuestos del 8,1%. Además, se considera un potencial máximo anual disponible para recursos candidatos de almacenamiento por bombeo (2.173 MW en 2028; 2.673 MW en 2030 y 3.173 MW en 2032).

Para las baterías, RESOLVE considera candidatos distribuidos y a gran escala. No se modelan baterías híbridas, dado que el almacenamiento de batería independiente puede recibir incentivo del IRA, mientras las baterías emparejadas con otros recursos no, lo que reduce sus beneficios. En la estimación de los

costos fijos nivelados de la batería en el modelo Pro Forma, se consideran los siguientes parámetros: (i) costos de capital y O&M fijo según la tabla que se presenta a continuación; (ii) vida útil del financiamiento de 20 años para recursos a gran escala y 10 años para recursos distribuidos; (iii) elegibilidad para el incentivo del IRA; y, (iv) WACC después de impuestos del 6,9%. Adicionalmente, RESOLVE no establece un límite de potencial disponible para los recursos de almacenamiento en baterías candidatas.

**Tabla 4. Costos de las baterías candidatas a la expansión en el IRP 2022-2023.**

Recurso	Componente de costo	2025	2030	2035	2040
Batería a gran escala	Costo de capital - capacidad (USD/kW)	USD363	USD311	USD317	USD306
	Costo de capital - energía (USD/kWh)	USD391	USD310	USD246	USD223
	O&M fijo (USD/kW-año)	USD9	USD8	USD8	USD8
Batería distribuida	Costo de capital - capacidad (USD/kW)	USD639	USD581	USD545	USD508
	Costo de capital - energía (USD/kWh)	USD489	USD395	USD370	USD346
	O&M fijo (USD/kW-año)	USD16	USD15	USD14	USD13

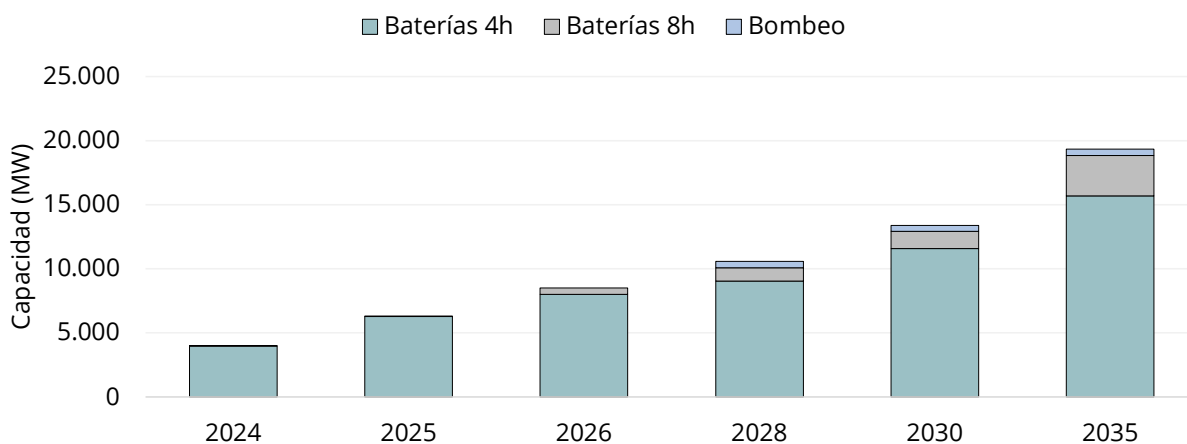
Fuente: (CPUC, 2023).

Para todos los recursos de almacenamiento, RESOLVE no incluye de forma predeterminada restricciones mínimas de generación o consumo, lo que les permite cargar o descargar en un rango continuo. En el caso del almacenamiento por bombeo, esta es una simplificación, dado que esos recursos suelen operar dentro de un rango limitado. Además, se consideran eficiencias típicas de carga y descarga (85% para baterías y 75% para bombeo) y pérdidas asociadas a cada tipo de tecnología.

En el modelo SERVM, las baterías se modelan con un límite nominal de descarga del 90%, salvo en períodos de escasez, cuando se permite la descarga completa. Esta restricción busca reflejar el comportamiento real de los operadores, quienes, al operar las baterías en sus extremos con regularidad, evitan un mayor mantenimiento. En contraste, esta restricción no se considera en SERVM para el almacenamiento por bombeo.

Con respecto a los mantenimientos, SERVM considera una tasa de 0,0218 para las baterías y almacenamiento por bombeo, programando el mantenimiento durante los períodos estacionales no pico para ambos recursos. Además, considera que las baterías tienen una tasa esperada de mantenimiento forzado del 5%, basada en datos históricos operativos del CAISO.

El plan de expansión también incluye restricciones mínimas de incorporación de capacidad, ya sea a nivel regional como tecnológico. Estas restricciones se derivan de los planes presentados por las LSE, que establecen objetivos de reducción de carbono e identifican recursos específicos y genéricos para alcanzar dichas metas. Las restricciones mínimas anuales para la incorporación de capacidad de almacenamiento consideradas en el IRP de 2022-2023 se presentan en el gráfico a continuación para el escenario de reducción de emisiones de referencia (25 MMT). En este contexto, las baterías con duración inferior a 6 horas se agrupan en “baterías de 4 horas”, mientras aquellas con duración igual o superior a 6 horas se clasifican como “baterías de 8 horas”.



Fuente: (CPUC, 2023).

**Figura 8. Entrada mínima de capacidad de almacenamiento en el IRP 2022-2023.**

## Requisitos de reserva operativa

Los modelos empleados en el IRP (RESOLVE y SERVM) modelan productos de reserva a nivel horario que garantizan una operación confiable en condiciones normales (regulación y seguimiento de carga) y durante eventos de contingencia (respuesta de frecuencia y reserva rotante). Los recursos de almacenamiento a gran escala pueden realizar arbitraje de energía, pero también comprometer su capacidad disponible para cumplir con los requisitos de reserva operativa. En cambio, los recursos distribuidos pueden realizar arbitraje de energía, pero no contribuyen a los requisitos de reserva operativa.

Las reservas pueden ser proporcionadas por recursos que tengan capacidad disponible, sujeta a restricciones de disponibilidad de energía. La capacidad disponible se define como la diferencia entre el nivel operativo actual y la capacidad máxima de descarga o carga. Por ejemplo, una batería de 100 MW que está cargando a 50 MW tiene una capacidad disponible de 150 MW para descarga y de 50 MW para carga. Las reservas se modelan como mutuamente excluyentes, es decir, la capacidad disponible comprometida con un producto de reserva no se puede utilizar para otros requisitos.

La tabla a continuación presenta los tipos de reservas modeladas en RESOLVE y SERVM, el requerimiento de reserva y las tecnologías que pueden proveer reserva en cada caso.

**Tabla 5. Tipos de reservas modeladas en RESOLVE y SERVM.**

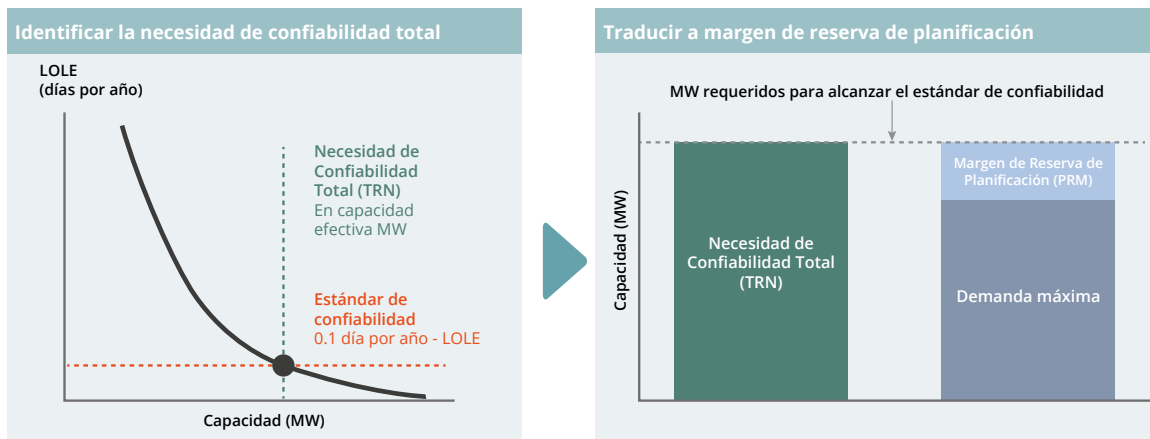
Producto	Requerimiento modelado	Límites operacionales
Regulación arriba/abajo	<p>En RESOLVE, el requisito varía cada hora y se formula utilizando una raíz cuadrática de los siguientes valores para cada hora: 1% de la carga horaria; un intervalo de confianza (IC) del 95% del error de pronóstico del perfil de viento de 5 minutos dentro de una hora y estación determinada; y un IC del 95% del error de pronóstico del perfil solar de 5 minutos dentro de una hora y estación determinada. El cálculo se realiza por separado para la regulación arriba y abajo.</p> <p>En SERVM esto se modela como el 3% de la demanda horaria. La falta de capacidad suficiente para proporcionar reserva de regulación impacta directamente a la LOLE.</p>	<p>Generadores de gas pueden proporcionar su capacidad disponible, limitado por su velocidad de rampa de 10 minutos.</p> <p>Los recursos de almacenamiento y los generadores hidráulicos sólo están limitados a su capacidad disponible.</p>
Seguimiento de carga arriba/abajo	<p>En RESOLVE, los requisitos horarios se basan en un IC del 95% del error de pronóstico de carga neta sub-horario dentro de una hora y estación determinada. El cálculo se realiza por separado para el seguimiento de carga arriba y abajo.</p> <p>En SERVM, esto se modela como el 6% de la demanda horaria. El seguimiento de carga arriba y abajo son objetivos, no requisitos, y no impactan directamente a LOLE.</p>	<p>Los generadores de gas pueden proporcionar su capacidad disponible, limitado por su velocidad de rampa de 10 minutos.</p> <p>Los recursos de almacenamiento y los generadores hidráulicos sólo están limitados a su capacidad disponible.</p>
Respuesta de frecuencia	<p>770 MW de capacidad disponible se mantienen en todas las horas con recursos térmicos a gas, hidroeléctricas, almacenamiento por bombeo y baterías.</p> <p>Al menos la mitad de la capacidad disponible (385 MW) debe mantenerse con recursos de gas y baterías. Se considera lo mismo en RESOLVE y SERVM.</p>	<p>Los generadores de gas pueden aportar capacidad disponible de hasta el 8% de su capacidad.</p> <p>Los recursos de almacenamiento y los generadores hidráulicos sólo están limitados a su capacidad disponible.</p>
Reserva rodante	<p>El requisito es el 3% de la carga del sistema por hora, tanto en RESOLVE como en SERVM.</p> <p>La falta de capacidad suficiente para proporcionar reserva rodante impacta directamente a la LOLE.</p>	<p>Los generadores de gas pueden proporcionar su capacidad disponible, limitado por su velocidad de rampa de 10 minutos.</p> <p>Los recursos de almacenamiento y los generadores hidráulicos sólo están limitados a su capacidad disponible.</p> <p>RESOLVE garantiza que el almacenamiento tenga suficiente estado de carga disponible para proporcionar reserva rodante, pero la implementación (que reduciría el estado de carga) no se modela explícitamente.</p>
Reserva no rodante	No modelada debido al pequeño impacto en el costo total del sistema	N/A

Fuente: Elaboración propia con base en (CPUC, 2023).

## Requisito de adecuación de recursos

Para asegurar que el portafolio de expansión optimizado sea suficiente para satisfacer las necesidades de adecuación de recursos durante todo el año, se realiza una evaluación durante el desarrollo del IRP. Esta evaluación garantiza que la capacidad total de generación disponible, sumada a las importaciones anuales, alcance o supere un margen de reserva superior a la demanda máxima bruta anual. El plan está diseñado para garantizar que no se registre más de un evento de pérdida de carga en un período de 10 años, cumpliendo así con el estándar de confiabilidad de expectativa de pérdida de carga (LOLE) establecido por la Comisión.

El modelo SERVM, utilizado principalmente para estudios de confiabilidad y adecuación de recursos, realiza un análisis para medir la cantidad de capacidad necesaria que permita cumplir con el estándar de confiabilidad 0,1 de LOLE en el sistema. Este nivel requerido de capacidad representa la Necesidad de Confiabilidad Total (TRN, por su sigla en inglés) del sistema, que corresponde a la demanda máxima del sistema más un Margen de Reserva de Planeación. Los recursos seleccionados en el módulo de expansión de capacidad de RESOLVE están obligados a cumplir o superar la TRN calculada en SERVM.



Fuente: (CPUC, 2023).

**Figura 9. Traduciendo la necesidad de confiabilidad total en margen de reserva de planeación.**

La contribución de cada tecnología a la confiabilidad del sistema se mide en términos de Capacidad de Transporte Efectiva de Carga (ELCC, por su sigla en inglés), que representa la capacidad equivalente que cada recurso puede aportar durante situaciones de escasez, descontando factores como mantenimiento, restricciones de combustible y cualquier otra limitación de disponibilidad. La ELCC de cada recurso se calcula en el modelo SERVM a través de simulaciones probabilísticas que toman en cuenta, tanto la variabilidad de la demanda como de la generación renovable.

En el IRP 2022-2023, se calcularon las siguientes ELCC en el año 2030 para las tecnologías de almacenamiento, según se detalla en la tabla siguiente:

- Almacenamiento bombeo (recursos existentes): 95% de ELCC
- Baterías de 4h: entre 9%-95% de ELCC, dependiendo del nivel de inserción de baterías y solares en el sistema.

**Capacidad de solar en el sistema (GW)**

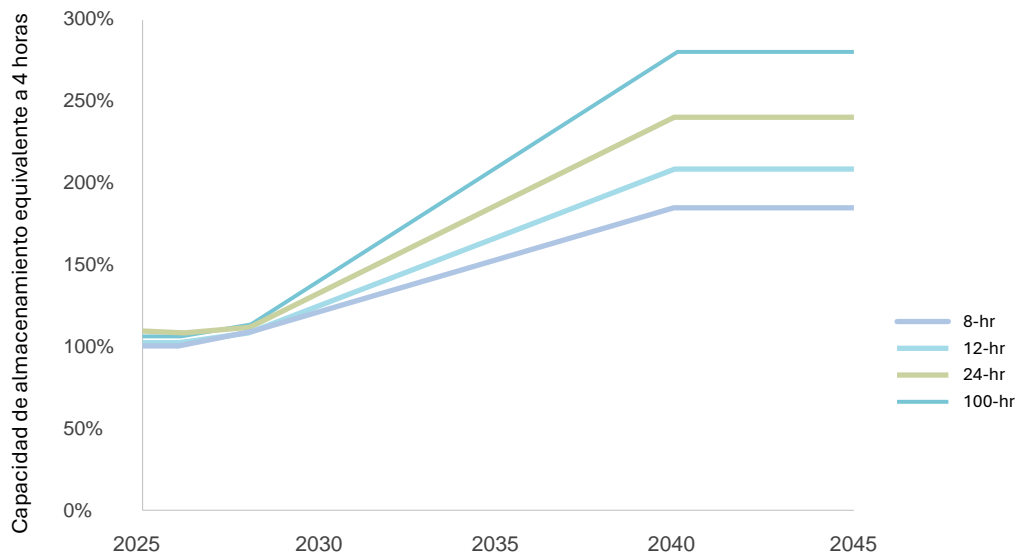
	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75	80	85	90	95	100
0	90%	92%	92%	92%	92%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%
5	90%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%
10	90%	90%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	95%	95%	95%	95%	95%	95%
15	70%	79%	79%	87%	90%	90%	91%	92%	92%	92%	92%	95%	95%	95%	95%
20	33%	33%	33%	65%	70%	75%	81%	84%	84%	84%	90%	90%	92%	92%	95%
25	33%	33%	33%	33%	37%	44%	45%	52%	52%	52%	52%	52%	52%	52%	52%
30	27%	27%	27%	27%	27%	27%	28%	30%	32%	36%	36%	36%	36%	36%	36%
35	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	28%	32%	36%	36%	36%	36%	36%
40	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	11%	11%	11%	12%	32%	36%	36%	36%
45	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	11%	11%	11%	11%	12%	36%	36%
50	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	11%	11%	11%	11%	11%	12%

Fuente: (CPUC, 2023).

**Figura 10. Cálculo del ELCC para baterías de 4h en 2030.**

Cuando la penetración de baterías en el sistema es baja (hasta 15 GW), su ELCC permanece alto y no es muy sensible al nivel de penetración solar en el sistema. Sin embargo, al superar los 15 GW, los recursos comienzan a no tener energía suficiente para su descarga -principalmente en escenarios de baja penetración de generación solar-, lo que reduce su ELCC. Por lo tanto, el valor del ELCC para las baterías es altamente dependiente de la cantidad de generación solar en el sistema.

- Almacenamiento de más de 8h (recursos candidatos): se calcula con base en la metodología de baterías de 4h, pero multiplicando por factores escalares (>1, según el gráfico a continuación) para reflejar la mayor contribución de los recursos de mayor duración a la confiabilidad.

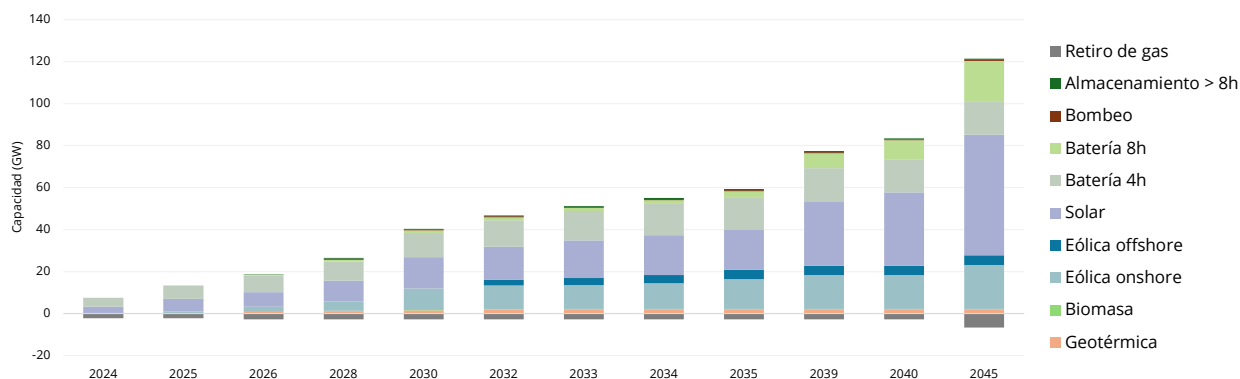


Fuente: (CPUC, 2023).

**Figura 11. Multiplicador del ELCC para almacenamiento de mayor duración.**

## Resultados

El siguiente gráfico presenta los resultados de expansión resultantes del IRP de 2023 para el escenario de reducción de emisiones de referencia (25 MMT en 2035), ilustrando el acumulado de adición de capacidad requerida por tecnología hasta 2035.



Fuente: (CPUC, 2023).

**Figura 12. Plan de expansión del IRP 2023 para el escenario de emisiones de referencia de 25 MMT.**

Los recursos de almacenamiento representan el 30% de la capacidad total requerida del sistema para el año 2035. La mayor parte corresponde a baterías de 8 horas (54%) y baterías de 4 horas (43%). El almacenamiento de larga duración (>8 h) y el bombeo representan una pequeña porción, apenas el 3% de las adiciones de capacidad de almacenamiento.

### 2.3.3 Chile

En Chile, el Coordinador Eléctrico Nacional, operador del sistema, publicó en agosto 2023 el “Estudio de Almacenamiento de Energía en el SEN”, cuyo objetivo es proyectar escenarios de expansión de la capacidad de almacenamiento en el país para el período 2025-2032. El estudio busca identificar las necesidades de inversión en baterías, así como su ubicación y duración, con el fin de promover una operación más eficiente del sistema (Coordinador Eléctrico Nacional, 2023).

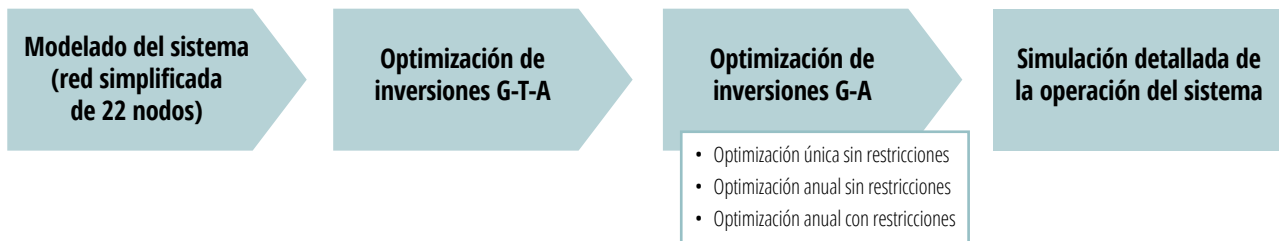
Para ello, el Coordinador emplea modelos de optimización que determinan las inversiones óptimas en generación, transmisión y almacenamiento, considerando el modelado de una red simplificada con 22 nodos para capturar la dinámica interregional. La metodología de evaluación del almacenamiento comprende 3 etapas:

**Optimización de inversiones G-T-A:** Tiene como objetivo principal determinar las necesidades de inversión en transmisión a nivel regional, considerando un desarrollo óptimo de la infraestructura de generación y almacenamiento.

**Optimización de inversiones G-A:** Considerando fija la expansión de transmisión resultante de la etapa anterior, esta tiene el propósito de determinar la cantidad óptima de inversión en capacidad de almacenamiento, **así como** su duración y ubicación en la red. En esta etapa se consideran 3 escenarios de expansión:

- a) Escenario 1: Problema de optimización única para los 8 años del estudio, sin restricciones operativas.
- b) Escenario 2: Problema de optimización independiente para cada uno de los 8 años del estudio, sin restricciones operativas.
- c) Escenario 3: Problema de optimización independiente para cada uno de los 8 años del estudio, con restricciones operativas (mínimos técnicos de centrales, requerimientos de control de frecuencia y de rampa de subida y bajada).

**Simulación de la operación:** En esta etapa se realiza una simulación horaria de la operación del sistema para cada uno de los escenarios **definidos** en la etapa anterior, considerando las restricciones operativas del sistema y de las centrales. El objetivo es analizar el impacto de diferentes niveles de inserción de almacenamiento en la operación del sistema y los costos operativos.



Fuente: (Coordinador Eléctrico Nacional, 2023)

**Figura 13. Metodología de evaluación de sistemas de almacenamiento en Chile.**

La tabla a continuación resume los principales supuestos considerados en las simulaciones de optimización del estudio.

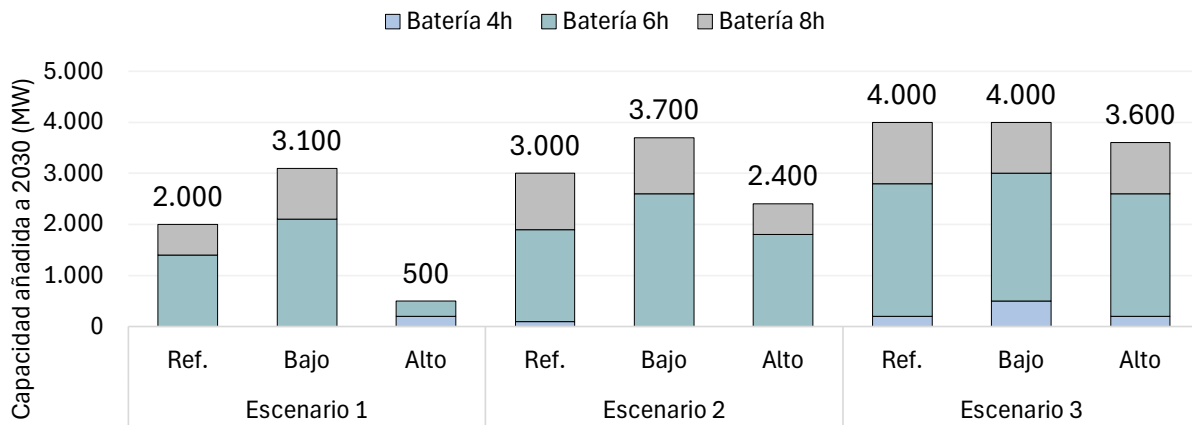
**Tabla 6. Supuestos de las simulaciones.**

Supuesto	Fuente / descripción
Proyección de demanda	Escenario alto del Coordinador (crecimiento promedio de 2,5% entre 2025-2032).
Costos de combustibles	Escenario base del Coordinador.
Series hidrológicas	Construidas con base en informaciones históricas de caudales entre 2010-2018.
Generación renovable	Perfiles promedio con base en datos históricos.
Expansión de corto plazo	Informe de proyectos de generación, almacenamiento y transmisión declarados en construcción de la CNE (incluye 360,8 MW de baterías en construcción).
Costos de inversión	Informe de Planeación Energética de Largo Plazo (PELP) del Ministerio de Energía. Para baterías se consideran 3 escenarios de costos (referencial, bajo y alto) para capacidades de almacenamiento de 2, 4, 6 y 8 horas.
Plan de retiro de carbón	Cronograma oficial hasta 2029 y retiro total del carbón hasta fines de 2030.

Fuente: (Coordinador Eléctrico Nacional, 2023).

## Resultados

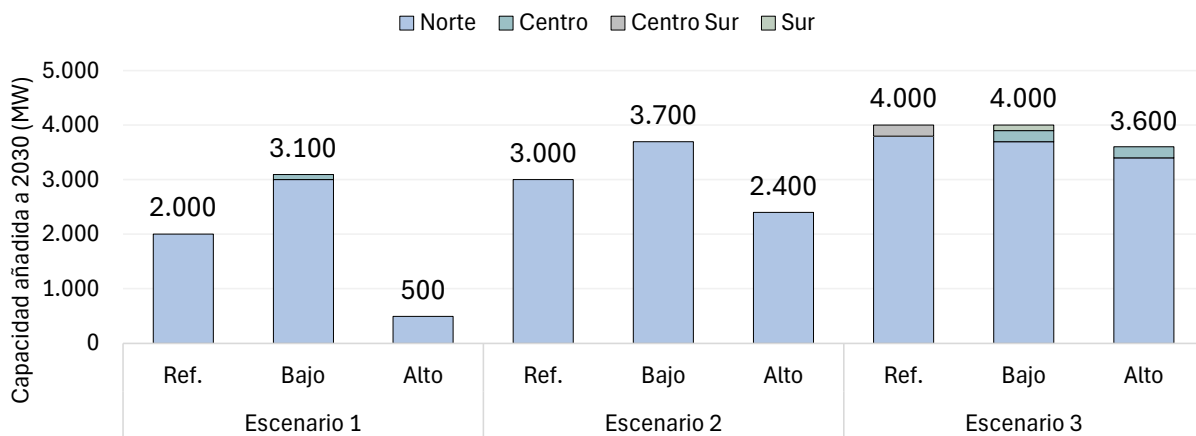
Los resultados de la optimización de la expansión muestran la necesidad de añadir entre 2 GW y 4 GW de capacidad de almacenamiento en el sistema para 2030, dependiendo del escenario y tomando en cuenta los costos de inversión de referencia para las baterías. Gran parte de la capacidad añadida corresponde a almacenamiento con duración de 6 horas y 8 horas.



Fuente: (Coordinador Eléctrico Nacional, 2023).

**Figura 14. Expansión de capacidad de almacenamiento por duración.**

En términos de distribución regional, la incorporación de baterías se concentró especialmente en la región norte del país (municipios de Tarapacá, Antofagasta y Atacama), donde se ubican gran parte de la oferta de generación solar y grandes centros de consumo mineros.

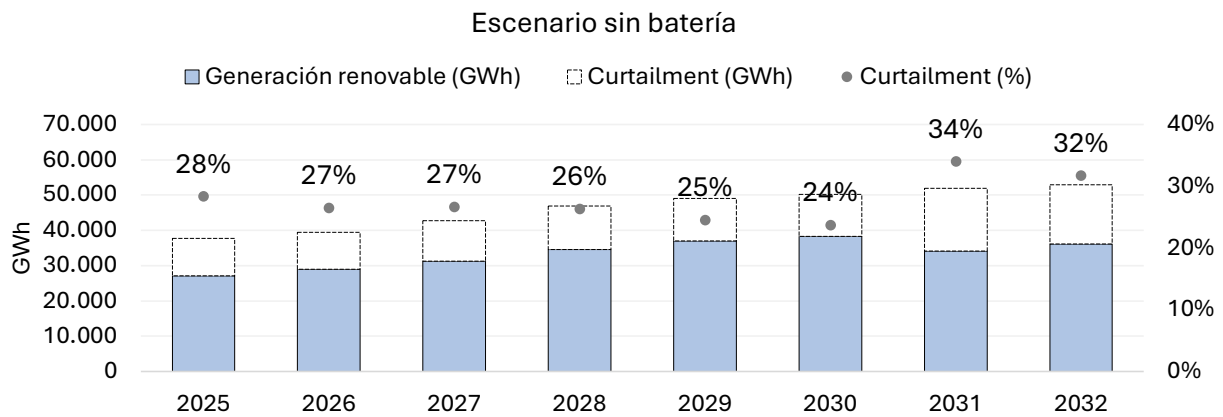


Fuente: (Coordinador Eléctrico Nacional, 2023).

**Figura 15. Expansión de capacidad de almacenamiento por región.**

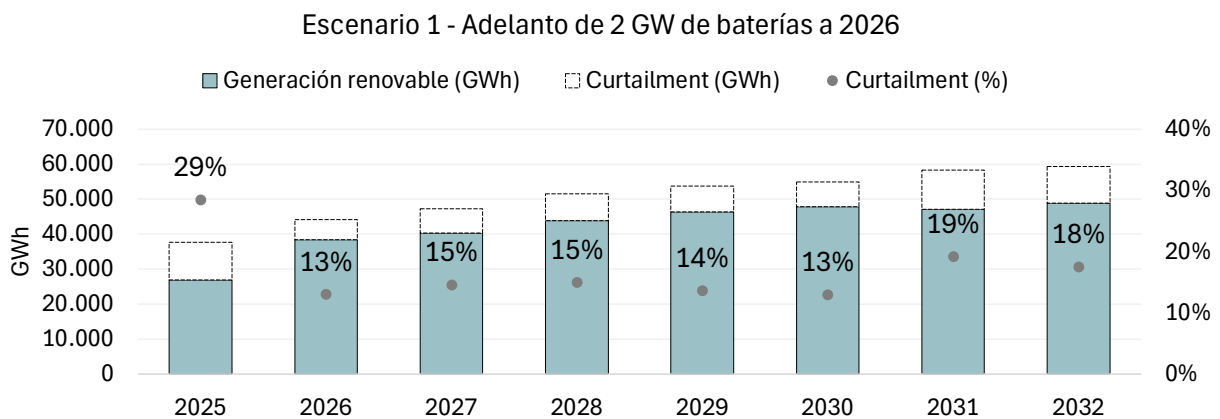
Para la simulación detallada de la operación del sistema, se consideró el plan de obras de generación, almacenamiento y transmisión resultante de la optimización de la expansión del escenario 1 (el más conservador), y se evaluaron los beneficios de adelantar la incorporación de 2 GW de capacidad de almacenamiento desde 2030 hasta 2026. Los resultados de este escenario se compararon con un caso sin expansión de almacenamiento durante el mismo período.

Los resultados de la simulación indicaron que adelantar 2 GW de capacidad de almacenamiento desde 2030 hasta 2026 implicó una disminución de 18,6 TWh de *curtailment* de generación renovable en el sistema entre 2026-2029, reduciendo del 27% al 13% de la generación renovable en 2026.



Fuente: (Coordinador Eléctrico Nacional, 2023).

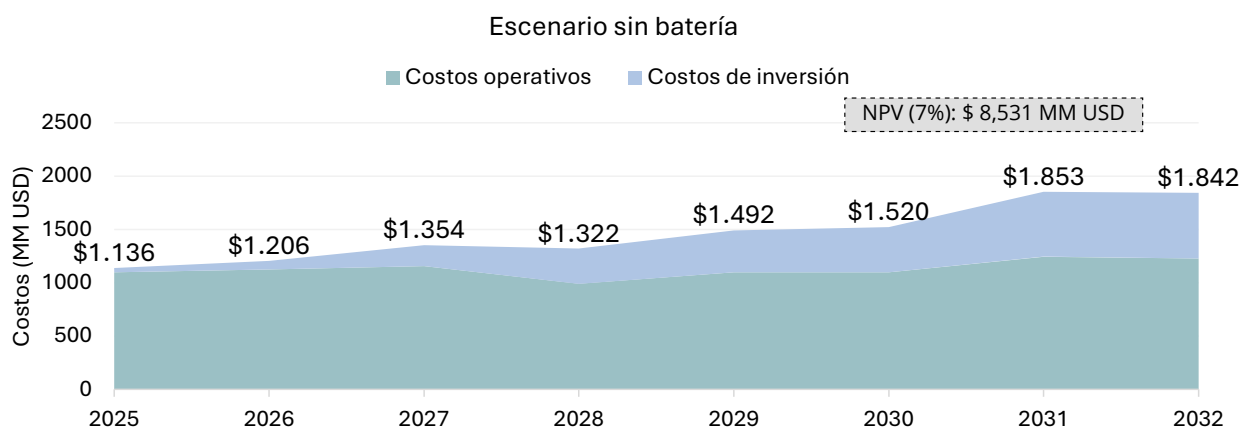
**Figura 16. Simulación de la operación del escenario sin batería.**



Fuente: (Coordinador Eléctrico Nacional, 2023).

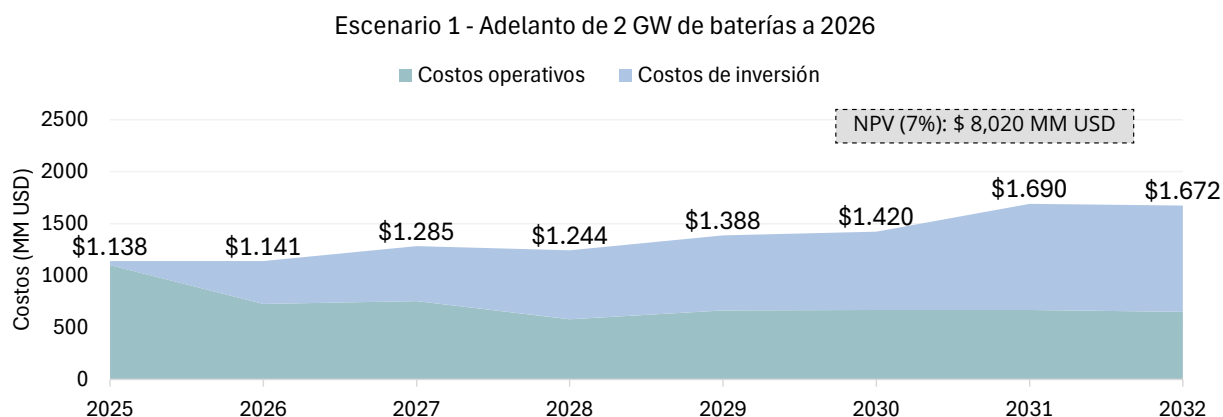
**Figura 17. Simulación de la operación del escenario 1 con adelanto de 2 GW de batería a 2026.**

En términos de costos, aunque el escenario sin baterías presentó un costo de inversión ~49% menor que el escenario 1, su costo operativo fue un 51% superior. En términos de costos totales, el escenario 1, considerando el adelanto de 2 GW de capacidad de baterías hasta 2026, presentó un valor presente neto (VPN) un 6% menor que en el escenario sin baterías, demostrando ser más económico. Para el cálculo del VPN, se utilizó una tasa real de descuento del 7%.



Fuente: (Coordinador Eléctrico Nacional, 2023).

**Figura 18. Costos totales del escenario sin batería.**



Fuente: (Coordinador Eléctrico Nacional, 2023).

**Figura 19. Costos totales del escenario 1 con adelanto de 2 GW de batería a 2026.**

Con los resultados del estudio se concluyó que es necesario invertir entre 2 GW y 4 GW de capacidad de almacenamiento con duración de entre 6 y 8 horas para 2030, particularmente en la región norte del país, donde existe un exceso de generación solar y se concentran grandes centros de consumo mineros. Además, adelantar esta incorporación de capacidad hasta 2026 tiene el potencial de reducir significativamente el *curtailment* de generación renovable (en un 15%) y, en consecuencia, disminuir los costos operativos del sistema. Esta estrategia resulta en un VPN de los costos totales de ~500 MUSD inferior.

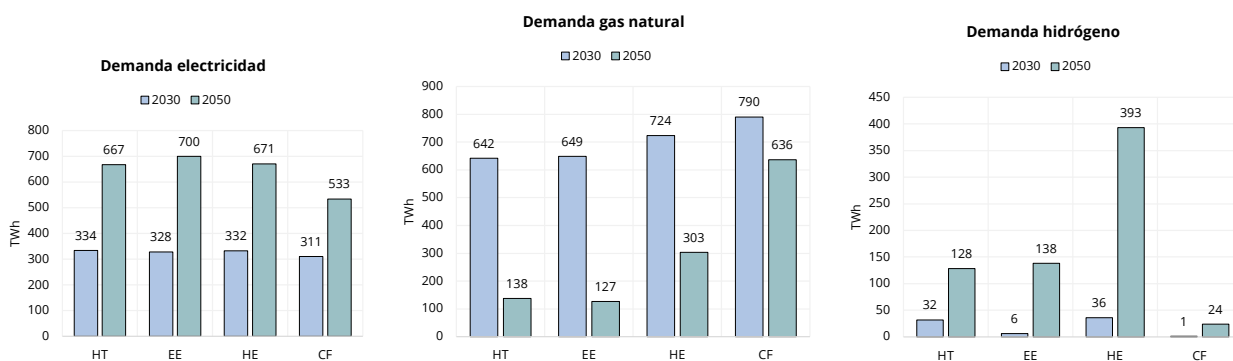
### 2.3.4 Reino Unido

En el Reino Unido, *National Grid ESO*, el operador del sistema, elabora anualmente un plan integrado de expansión a largo plazo para los sectores de electricidad, gas natural e hidrógeno, denominado *Escenario Energético Futuro* (FES, por su sigla en inglés). Este plan detalla las posibles vías para que el sistema eléctrico de Gran Bretaña alcance la neutralidad en emisiones de carbono para 2050. El FES 2024 considera cuatro rutas de expansión a largo plazo, de las cuales tres logran alcanzar el objetivo de cero emisiones netas para 2050, mientras que una no lo logra (National Grid NESO, 2024).

- *Holistic Transition* (HT): El cero neto se logra mediante una combinación de electrificación e hidrógeno, abasteciendo principalmente al sector industrial.
- *Electric Engagement* (EE): El cero neto se logra, principalmente, a través de la electrificación de la demanda.
- *Hydrogen Evolution* (HE): El cero neto se logra mediante un rápido desarrollo del hidrógeno en el sector industrial y de calefacción.
- *Contrafactual* (CF): No se logra el cero neto. Sin embargo, se considera un avance en la descarbonización del sector con respecto a la situación actual, alcanzando en 2050 un nivel de emisiones de 200 MtCO<sub>2</sub>. Esto representa una reducción de ~53% en comparación con el nivel actual de 422 MtHT).

El proceso de modelado de cada plan de expansión comienza con la elaboración de proyecciones de demanda de electricidad, gas natural e hidrógeno, incluyendo sus perfiles y niveles de consumo para cada año del estudio. La visión de la demanda en el largo plazo proporciona la meta que los modelos de oferta deben alcanzar para optimizar la inversión en activos, el despacho de electricidad y la utilización del almacenamiento.

El siguiente gráfico presenta la demanda de electricidad, gas natural e hidrógeno considerada en cada ruta de expansión del FES 2024.



Fuente: (National Grid NESO, 2024).

**Figura 20. Capacidad del almacenamiento del plan de expansión ISP 2024.**

Los componentes de la oferta incluyen la capacidad instalada de generación y producción de electricidad, los interconectores y el almacenamiento. Los escenarios de expansión consideran como candidatos a todas las tecnologías y tamaños de recursos, desde generadores a gran escala conectados al Sistema Nacional de Transmisión (NETS), hasta recursos de generación de escala media, tanto industriales como comerciales conectados a nivel de distribución, y recursos distribuidos de pequeña escala, inferior a 1 MW, conectados directamente en instalaciones comerciales o residenciales.

El análisis del suministro de electricidad en el FES no contempla restricciones de redes de transmisión o de menor voltaje, asumiendo la inexistencia de restricciones internas de red. En consecuencia, los escenarios no son limitados a incluir plantas que puedan ser necesarias para proporcionar servicios

al sistema, como inercia, respuesta de frecuencia o soporte de voltaje. Estos aspectos se abordan en otros estudios del operador del sistema.<sup>2</sup>

## Despacho de electricidad

Entre el FES 2017 y el FES 2022, se utilizó el modelo de despacho BID3, desarrollado por AFRY para determinar la generación de electricidad del sistema. A partir del FES 2023, el modelo de despacho adoptado fue Plexos, desarrollado por Energy Exemplar.

Este modelo tiene el propósito de optimizar el despacho del sistema, basándose en la minimización de costos y satisfaciendo la demanda del sistema a través de los recursos disponibles. Los recursos de generación se modelan considerando una disponibilidad promedio, lo que permite representar el mantenimiento y simular mantenimientos forzados. Esta variable puede ajustarse mensual o trimestralmente para permitir variaciones estacionales y se basa en patrones históricos observados.

En lo que respecta al almacenamiento, el modelo de despacho analiza la utilización potencial óptima de los recursos en el sistema de generación, para cada escenario y año.

Los resultados del modelo de despacho incluyen la generación de energía por tecnología en cada escenario y la cantidad de carbono emitido por cada central, expresada en toneladas. Del mismo modo, los datos de generación de las turbinas de gas de ciclo combinado (CCGT, por su sigla en inglés) se utilizan como entrada para el modelado de la demanda de gas.

## Expansión de capacidad

Para la elaboración del plan de expansión de corto plazo, el operador del sistema considera resultados recientes de subastas de capacidad, inteligencia de mercado y registros de proyectos conectados a la red de distribución y transmisión.

En el largo plazo, se utiliza un modelo de expansión de capacidad (CEM, por su sigla en inglés) para proyectar la expansión del suministro de electricidad e hidrógeno después de 2030. Este modelo identifica la inversión de menor costo en generación y almacenamiento conectados a la red de transmisión que cumpla con los objetivos de reducción de emisiones, minimizando el costo total de inversión y operación del sistema.

Para garantizar que la oferta satisfaga la demanda proyectada, el modelo evalúa como candidatos a la expansión de generación y almacenamiento por región y tecnología, y determina cuándo y dónde deben construirse de manera económicamente viable. Además, se incluyen restricciones de capacidad firme para determinar el suministro de generación óptimo después de 2030, las cuales establecen la capacidad firme total del sistema para satisfacer la demanda máxima proyectada más un 4%, a fin de garantizar que satisfaga la demanda en años de clima extremo.

Finalmente, también se considera que todos los escenarios cumplen con el estándar de confiabilidad determinado por la Secretaría de Estado, actualmente definido en 3 horas por año de expectativa de pérdida de carga (LOLE).

---

<sup>2</sup> El documento detallando los métodos de modelado del FES 2024 (que fueron considerablemente diferentes a los del FES 2023) estará disponible públicamente a la brevedad. Por este motivo, la sección de metodología de evaluación del Reino Unido puede actualizarse cuando el documento se encuentre disponible.

## Modelado del almacenamiento

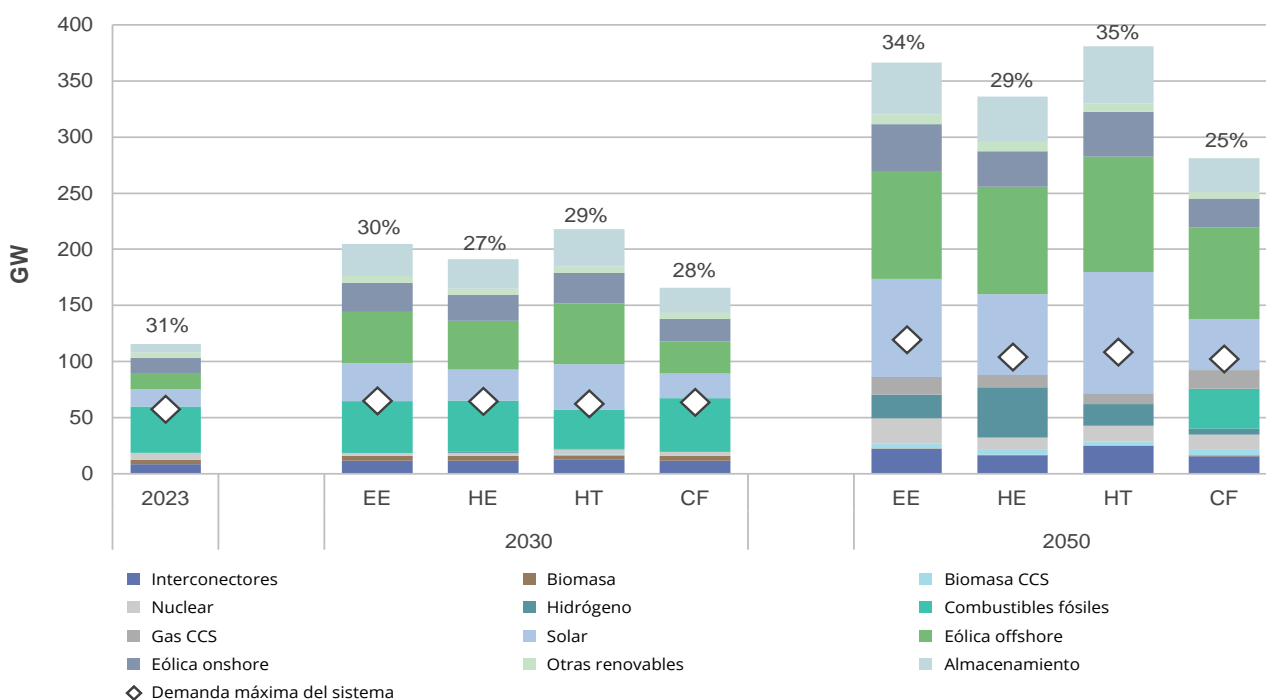
El plan de expansión considera una variedad de tecnologías como candidatas para el almacenamiento de energía, incluyendo varios tipos de baterías, almacenamiento por bombeo (PHS), almacenamiento por aire comprimido (CAES) y almacenamiento por aire líquido (LAES).

Para su modelado, se utilizan múltiples fuentes de datos, entre ellas el registro de recursos de almacenamiento en el mercado de capacidad, los registros de proyectos existentes en el mercado y aquellos en desarrollo, para determinar el potencial del almacenamiento en el país. También se consideran el despliegue actual de las diferentes tecnologías de almacenamiento, los posibles flujos de ingresos disponibles, y la combinación del almacenamiento con tecnologías renovables, como la eólica y la solar.

Con esta información, el plan evalúa una gama de tecnologías conectadas, tanto a la red de transmisión como a la de distribución, así como algunas a nivel doméstico.

## Resultados

Al final del horizonte de análisis, el escenario HT llega con alrededor de 380 GW de capacidad instalada de generación; el escenario EE con 365 GW; el escenario HE con 335 GW y el escenario CF con 280 GW. El siguiente gráfico ilustra la adición de capacidad por tecnología en los años 2030 y 2050 para cada escenario, en comparación con la demanda máxima del sistema:



Fuente: (National Grid NESO, 2024).

**Figura 21. Escenarios de expansión por tecnología del FES 2024.**

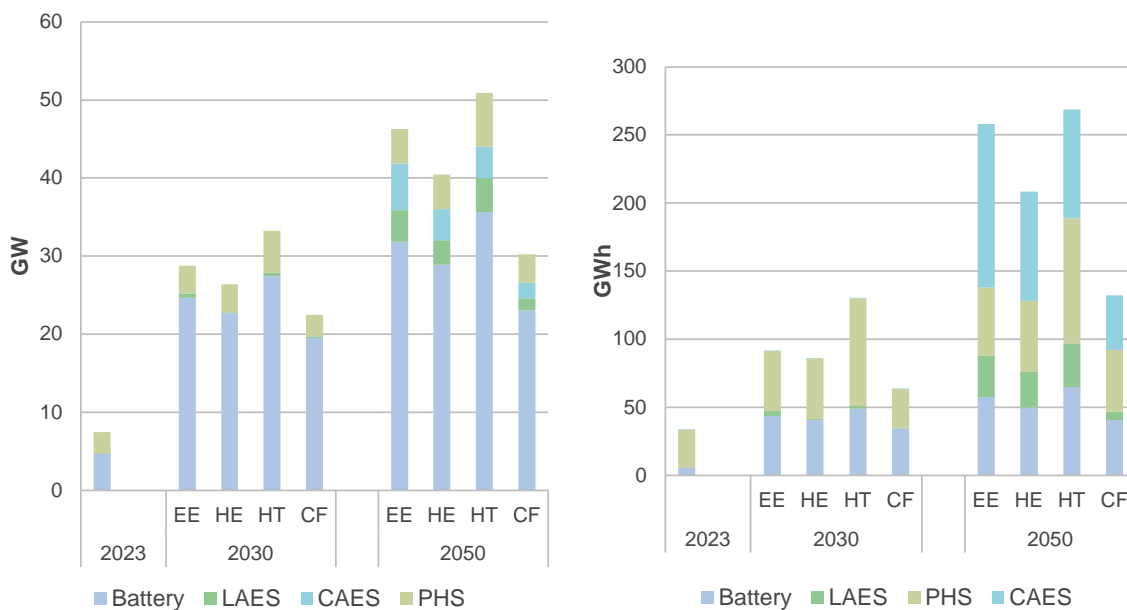
En todos los escenarios, hacia el final del horizonte de análisis la energía eólica -principalmente la marina- es la tecnología con mayor participación en el mix de generación, tanto en términos de capacidad como de generación. El almacenamiento también juega un papel importante en todos ellos. El escenario EE destaca el papel de las centrales nucleares en el cumplimiento del objetivo de cero emisiones netas de

carbono para 2050; el escenario HE distingue la participación del hidrógeno en el sistema; el escenario HT subraya la mayor adición de capacidad renovable (eólica y solar), junto con el almacenamiento; y el escenario de CF marca la dependencia de combustibles fósiles hacia 2050 y una menor participación de las fuentes renovables.

El plan prevé que, para el año 2030, se requerirá una capacidad de almacenamiento de entre 23 GW y 30 GW, dependiendo del escenario, con el objetivo de equilibrar la red y garantizar la seguridad del suministro.

Con respecto a la adición de almacenamiento de más corta duración (baterías con una duración entre 2 horas y 4 horas), los escenarios HT y EE, que son las rutas de expansión con mayores niveles de capacidad renovable y requieren una mayor flexibilidad, indican la necesidad de 28 GW de baterías para 2030 y 36 GW para 2050. El escenario HE, que cumple sus requisitos de flexibilidad con la adición del hidrógeno, indica la necesidad de 29 GW de baterías para 2050. Finalmente, el escenario CF, que requiere la menor flexibilidad entre las rutas de expansión analizadas, prevé la necesidad de 23 GW de baterías hacia 2050.


En cuanto a la adición de almacenamiento de más larga duración (principalmente PHS con duración entre 6 horas y 2 días), los escenarios HT y EE estiman la necesidad de 15 GW para 2050; y el escenario HE, 11,5 GW y el escenario CF, 7 GW, respectivamente, también para 2050.



Fuente: (National Grid NESO, 2024).

**Figura 22. Capacidad de almacenamiento por escenario en el FES 2024.**





# 3. ANÁLISIS CUANTITATIVO DE SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO CON BATERÍAS EN COLOMBIA

Con el objetivo de evaluar el potencial técnico y económico del almacenamiento con baterías en el sistema eléctrico colombiano, este capítulo presenta un análisis cuantitativo desarrollado en tres etapas principales:

- Identificación de oportunidades.
- Cálculo del dimensionamiento óptimo de sistemas BESS.
- Evaluación de su viabilidad económica.

Las secciones siguientes detallan la metodología empleada en cada una de estas etapas, así como los principales resultados obtenidos a partir de simulaciones horarias y escenarios representativos del sistema colombiano.

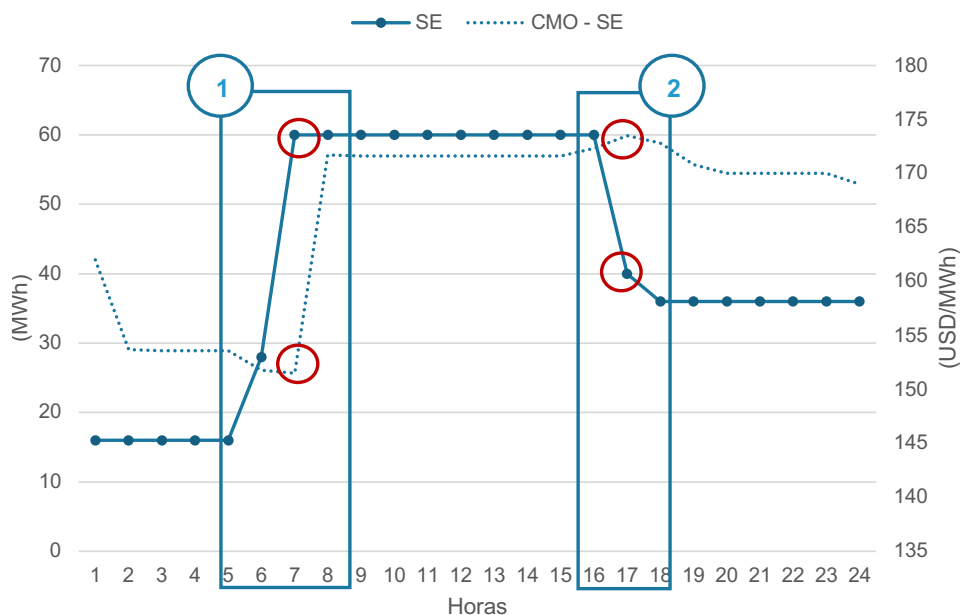
## 3.1 Metodología

### 3.1.1 Análisis de oportunidades para integrar almacenamiento de energía en Colombia

Para identificar oportunidades de integración de sistemas de almacenamiento de energía, se utiliza como métrica principal las señales de costo marginal de operación (CMO) calculado en cada uno de los nodos del sistema transmisión. A través de las estimativas de los CMO, los congestionamientos del sistema de transmisión configuran zonas (o áreas) en las cuales se evalúan proyectos candidatos para la ubicación de sistemas de almacenamiento.

En este contexto, las zonas que con mayores diferencias de CMO se interpretan como aquellas con un mayor índice de oportunidad para asignar equipos de almacenamiento que prestan el servicio de arbitraje, es decir, la carga y descarga de las baterías del sistema interconectado.

A continuación, la figura 23 muestra un ejemplo representativo de 24 horas para una operación típica de un sistema de baterías (línea continua), esto es, su energía almacenada y el CMO en su nodo de conexión (línea punteada). Las operaciones de carga (1) y descarga (2) de la batería ocurren en los períodos de CMO más bajo (entre las horas 5 y 8) y más alto (entre las horas 16 y 18), respectivamente.



Fuente: Elaboración propia.

**Figura 23: Ejemplo del funcionamiento típico de un Sistema de Baterías por 24 horas.**

En esta figura se ilustra la relación entre la carga del sistema de baterías y los valores más bajos para el CMO durante las 24 horas del día que, en general, ocurren en las horas de menor demanda, y/o en las horas de mayor producción renovable, o cuando el sistema de transmisión no está congestionado. En el segundo período del día, la situación se revierte: el CMO sube, lo que activa la condición para que el sistema de baterías se descargue.

Considerando esta “operación económica” de carga/descarga en función del costo de la energía expresado por el costo marginal de operación, una visión general de la metodología para identificar las oportunidades de Sistemas de Almacenamiento (BESS u otros) sería el procedimiento de 4 pasos que se describe a continuación:

- Paso 1: Simulación de la operación horaria del sistema, considerando la representación detallada de los sistemas de generación y transmisión;
- Paso 2: Cálculo de los CMO horarios, para cada uno de los nodos del sistema de transmisión;
- Paso 3: Cálculo de los índices de oportunidad para asignar un sistema de almacenamiento en cada uno de los nodos del sistema de transmisión;
- Paso 4: Los nodos asociados a los mejores indicadores de oportunidad definen las zonas con mayores oportunidades para los sistemas de almacenamiento.

En este análisis, el cálculo del índice de oportunidad se basa en la señal del costo marginal de operación, es decir, en la posibilidad de cargar el sistema de baterías durante las horas en que el costo de energía

es bajo y descargarlo en las horas de mayor costo<sup>3</sup>.

Por lo tanto, la identificación de un nodo como una oportunidad para la instalación de un sistema de almacenamiento por baterías no depende únicamente de que los valores estimados del CMO sean elevados. Para que sea posible realizar las operaciones de carga y descarga de la batería, también debe existir un diferencial significativo entre las horas del mismo día.

El cálculo de los índices de oportunidad se realizó utilizando el aplicativo BatScreen (PSR, 2024c) que estima, para cada nodo del sistema y para cada sistema de almacenamiento candidato, los índices de oportunidades para la instalación de baterías. Cabe destacar que esta metodología tiene como único objetivo identificar las mejores ubicaciones para la instalación de baterías, y no está diseñada para estimar sus ingresos.

### **3.1.2 Cálculo del dimensionamiento óptimo de sistemas de almacenamiento**

Para identificar el nivel óptimo de inserción total de sistemas de almacenamiento en Colombia, se utilizó el modelo de despacho SDDP (PSR, 2024a)<sup>4</sup> que optimiza la operación horaria del sistema bajo diferentes escenarios de generación. La metodología fue desarrollada en función de dos enfoques conceptualmente distintos: una visión centralizada y una visión de mercado. Bajo ciertas condiciones, ambos pueden converger hacia una misma solución óptima.

Desde una perspectiva de planeación centralizada, el objetivo es identificar el punto óptimo de dimensionamiento del almacenamiento que resulte más eficiente para el sistema en su conjunto.

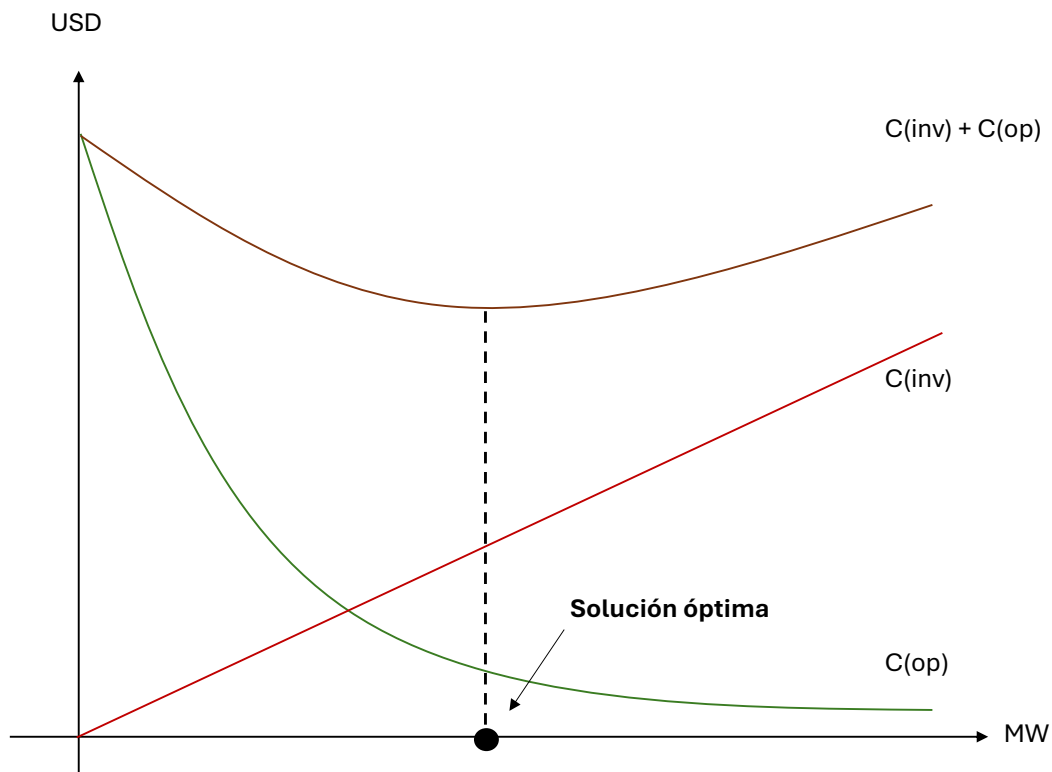
En este enfoque, la decisión sobre cuánto almacenamiento incorporar al sistema se basa en la minimización de los costos totales, entendidos como la suma de los costos de inversión (para la instalación de sistemas de almacenamiento) y de los costos de operación que incluyen combustible, O&M y penalidades por energía no suministrada, a lo largo del horizonte de análisis. Esta metodología para optimizar la inversión es utilizada por el modelo de planeación de la expansión OptGen (PSR, 2024b).

La figura 24 ilustra la variación del costo total del sistema (suma de los costos de inversión y de operación que incluye penalidades por energía no suministrada), en función de la cantidad de almacenamiento instalada:

---

3 Solo para recordar, el costo de la energía se evalúa por el costo marginal de operación (CMO) que indica el costo para suministrar un aumento marginal de la demanda en una determinada hora. Es importante observar que, para las horas de agotamiento de la red de transmisión, el CMO asume el valor del costo de racionamiento.

4 El modelo de despacho SDDP es desarrollado y comercializado por PSR.



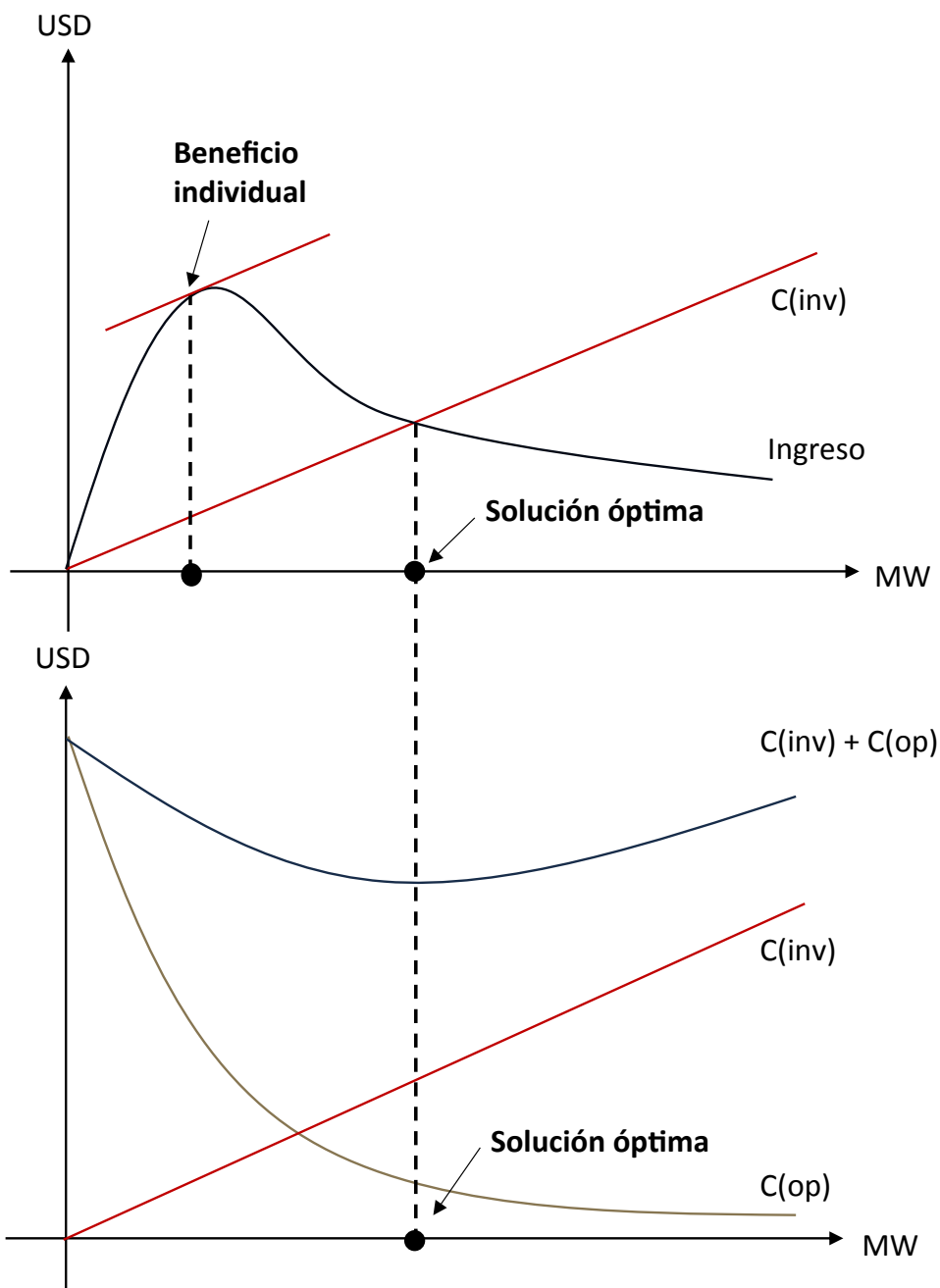
Fuente: Elaboración propia.

**Figura 24: Solución óptima del dimensionamiento bajo una perspectiva centralizada.**

En un contexto de mercado competitivo y descentralizado, los agentes económicos actúan de manera individual con el objetivo de maximizar su propio beneficio, donde la decisión de inversión en almacenamiento no está guiada por una planeación centralizada (Binato & Pereira, 1995).

En este escenario, cada agente es libre de decidir con autonomía si realiza o no una inversión en la instalación de algún componente del sistema eléctrico, por ejemplo, en sistemas almacenamiento con baterías. La decisión estará influenciada por la rentabilidad esperada: si los ingresos proyectados superan los costos de inversión, el agente optará por invertir; de lo contrario, no lo hará.

La figura 25 ilustra esta dinámica en la que cada agente define su inversión en función de su rentabilidad, buscando alcanzar el máximo beneficio individual. Bajo condiciones de competencia perfecta, el proceso converge hacia un equilibrio de mercado en el que la renta es igual al costo de inversión.

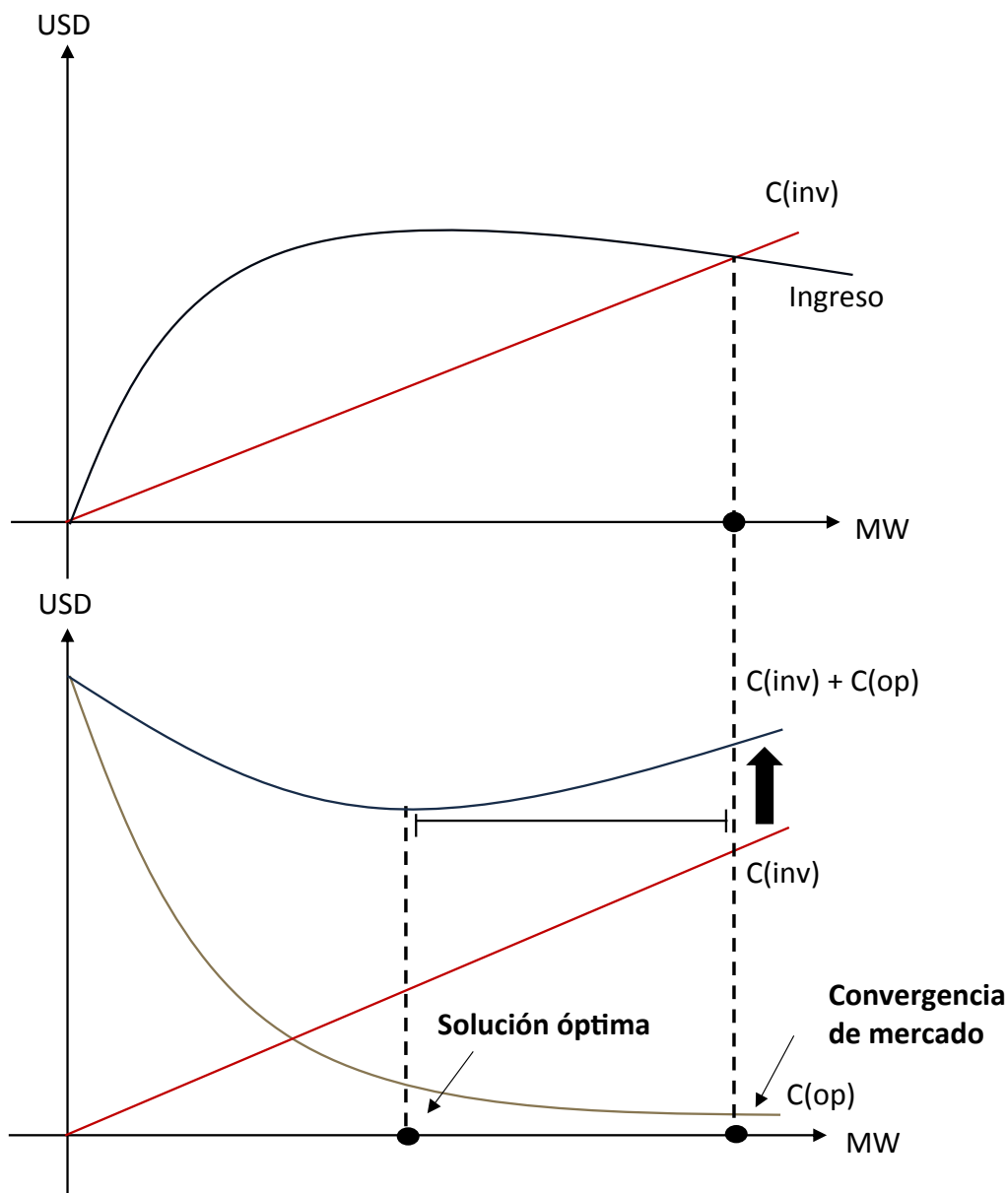


Fuente: Elaboración propia.

**Figura 25: Solución óptima del dimensionamiento bajo un enfoque de competencia de mercado.**

Es importante destacar que el punto de equilibrio presentado en la figura 25 como solución óptima coincide con el resultado obtenido bajo el enfoque centralizado descrito en la sección anterior, cuando los ingresos se calculan por los costos marginales de operación.

En el caso de que existan ingresos adicionales -como subsidios o pagos fijos asociados a la disponibilidad de componentes-, la maximización del beneficio social se ve alterada. Esta situación se ilustra en la figura 26.



Fuente: Elaboración propia.

**Figura 26: Representación de la distorsión del beneficio social al considerar pagos fijos por disponibilidad.**

### 3.1.3 Análisis de costo-beneficio

La metodología empleada para la evaluación de costo-beneficio de los sistemas de almacenamiento se basa en la estimación de los ingresos que una batería podría obtener en el sistema eléctrico colombiano, a partir de su participación en diferentes servicios. Estos ingresos se comparan con el costo de inversión de la batería, a fin de evaluar la viabilidad económica de cada caso analizado.

Los ingresos fueron estimados a partir de resultados de simulaciones horarias bajo distintos escenarios operativos, utilizando supuestos económicos acordes con las condiciones actuales del mercado colombiano. Adicionalmente, se analizó el efecto de incluir el pago fijo por disponibilidad en el ingreso total. En este marco, se consideraron dos fuentes de ingresos: el arbitraje de energía y la provisión de reserva, tanto por activación como por disponibilidad de potencia.

El arbitraje de energía consiste en operar la batería de manera que se cargue durante las horas de menor precio y se descargue cuando los precios son más altos, generando ingresos a partir del diferencial horario.

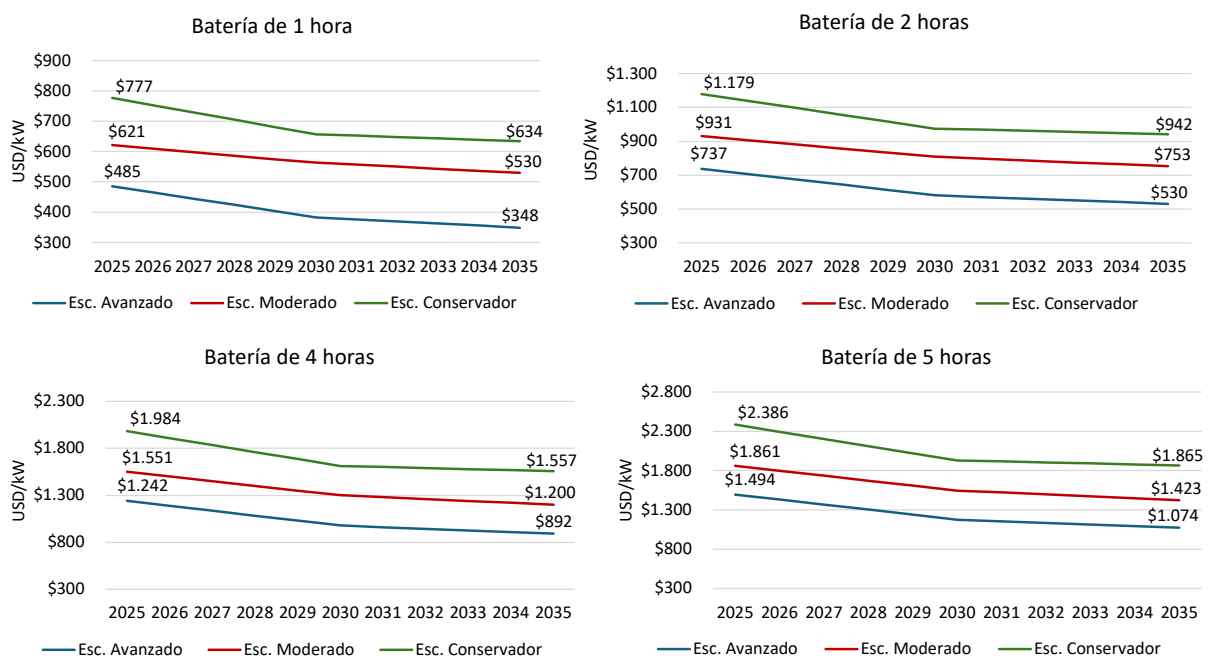
Este ingreso se calcula multiplicando la energía neta inyectada en cada hora por el precio marginal de energía correspondiente. En contextos con alta penetración de fuentes renovables variables, como solar y eólica, esta estrategia resulta especialmente atractiva debido al aumento en la variabilidad y dispersión de precios. Además, cuando el almacenamiento se ubica en nodos con restricciones de red, su operación puede contribuir al alivio de congestiones, lo cual se traduce en mayores diferenciales nodales.

La provisión de reserva operativa contempla dos mecanismos de remuneración:

- Activación efectiva: Corresponde a la energía despachada cuando la batería es utilizada para resolver desequilibrios operativos.
- Disponibilidad de potencia: Remunera la capacidad declarada como disponible para responder en caso de necesidad, incluso si no es activada.

En cuanto a los costos de inversión, se utilizaron valores publicados en la base de datos de 2024 de costos de proyectos del Laboratorio Nacional de Energías Renovables (NREL, 2024), que presenta trayectorias de costos proyectados para distintas configuraciones de almacenamiento en baterías. Para el análisis de costo-beneficio, se adoptó como referencia el escenario avanzado, que asume una reducción agresiva de los costos de inversión.

En la figura 27 se presentan las curvas de costos de inversión para sistemas de almacenamiento, proyectados con base en las proyecciones de 2024 del NREL (NREL, 2024), con el objetivo de ilustrar el rango de valores posibles para diferentes capacidades de almacenamiento en baterías.



Fuente: Elaboración propia basada en (NREL, 2024).

**Figura 27: Proyección de costos de inversión para sistemas de almacenamiento con baterías.**

Para efectos comparativos, los costos de inversión de las baterías fueron anualizados utilizando una fórmula financiera estándar que considera, tanto la tasa de descuento como la vida útil del activo. Esta anualización permite una comparación directa entre los ingresos anuales estimados y los costos del proyecto distribuidos a lo largo de su vida útil.

Adicionalmente, se incluye un costo fijo de O&M, equivalente al 2% del costo total de inversión. Este valor corresponde al promedio publicado en la base de datos del NREL (NREL, 2024) y se suma al costo de inversión anualizado, conforme se describe en la ecuación presentada a continuación:

$$C_{anual}^{inv} = C_{tot}^{inv} \times \left( \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \times \frac{1}{1+i} \right) + C_{anual}^{O\&M}$$

Donde,

$C_{anual}^{inv}$ : costo de inversión anualizado en USD/kW.

$C_{tot}^{inv}$ : costo total de inversión en USD/kW.

$C_{anual}^{O\&M} = 0,02 \times C_{tot}^{inv}$ : costo anual de O&M.

$i$ : tasa de descuento anual.

$n$ : vida útil del proyecto en años.

Para los fines de este estudio, se consideró una tasa de descuento del 11,5% anual. La vida útil de los sistemas de almacenamiento con baterías de litio (Li-ion) se estima entre 3.000 a 7.000 ciclos (IRENA, 2020). Asumiendo aproximadamente 6.000 ciclos, se traduce en los siguientes rangos aproximados de duración:

- Baterías de 1 hora: Vida útil entre 7 y 10 años (2 ciclos por día).
- Baterías de 2 horas: Vida útil entre 11 y 15 años (1,25 ciclos por día).
- Baterías de 4 y 5 horas: Vida útil entre 14 y 20 años (1 ciclo por día).

Para los estudios de simulación, se consideró la vida útil ajustada al mayor valor.

Los principales indicadores utilizados en el análisis fueron:

- Índice beneficio-costos (reducción de costos operativos).
- Valor Presente Neto (VPN).
- Tasa Interna de Retorno (TIR).
- Para cuantificar el beneficio económico, se compararon los costos operativos anuales del sistema en escenarios con y sin baterías. La diferencia entre ambos representa el ahorro operativo atribuible a la incorporación de baterías, y permite evaluar si el sistema de almacenamiento genera un beneficio económico suficiente para justificar la inversión.

La reducción de costos operativos,  $\Delta C^{op}$ , se calcula mediante la siguiente ecuación.

$$\Delta C^{op} = C_{sin\ bat}^{op} - C_{con\ bat}^{op}$$

Donde,

$C_{sin\ bat}^{op}$ : costo operativo anual del sistema sin almacenamiento en baterías.

$C_{con\ bat}^{op}$ : costo operativo anual del sistema con almacenamiento en baterías.

Este ahorro puede expresarse como un indicador en función del costo de inversión para la implementación de los sistemas de almacenamiento, a través de la siguiente ecuación:

$$R^{op} = \frac{\Delta C^{op}}{C^{inv}}$$

Donde,  $R^{op}$  representa el índice beneficio-costo. Un valor de  $R^{op} > 1$  sugiere que el ahorro operativo supera el costo anualizado de la batería, lo que indica una implementación económicamente atractiva desde el punto de vista de la operación del sistema.

De forma complementaria, se define un indicador económico simplificado que permite evaluar si los ingresos generados por el activo son suficientes para cubrir los costos de inversión. El indicador se evalúa a partir de la siguiente ecuación del Valor Presente Neto (VPN).

$$VPN_s = I_s^{en} + I_s^{ar} + I_s^{dr} - C_{anual}^{inv}; s = 1, \dots, S$$

Este indicador refleja el beneficio neto del proyecto en un solo año. Un valor positivo indica que los ingresos operativos superan los costos anuales de inversión, lo que sugiere viabilidad económica bajo las condiciones evaluadas. Por el contrario, un valor negativo implica que el activo no logra recuperar su inversión en ese año específico.

La  $TIR$  se determina con base en los ingresos y egresos asociados a la inversión, y se calcula de la siguiente forma:

$$\sum_{t=1}^{12} \frac{1}{(1+i)^{(t-1)}} \times \sum_{h=1}^{H_t} [(G_{s,t,h}^b \times CMO_{s,t,h}) + (R_{s,t,h}^{ar} \times CMR_{s,t,h})] = C_{anual}^{inv}; s = 1, \dots, S$$

El valor de la  $TIR$  para el escenario será el valor de  $i$  que iguale los flujos (ingresos) con los costos de inversión, es decir, el valor que soluciona la ecuación anterior.

Además del análisis económico basado en los ingresos generados por la prestación de servicios al sistema, se realizó una evaluación complementaria orientada a justificar la instalación de baterías como

recurso de confiabilidad de red. Esta evaluación se basa en la estimación de la probabilidad mínima de falla de una línea de transmisión que haría económicamente viable la inversión en una batería para evitar cortes de carga, particularmente en regiones alimentadas por circuitos radiales.

La idea central de este análisis es comparar el costo anualizado de inversión en la batería con el beneficio económico esperado, derivado de evitar energía no suministrada en caso de falla. Para ello, se utiliza la siguiente ecuación:

$$P_f = \frac{C_{anual}^{inv}}{C^{def} \times Dem_{total}}$$

Donde,

$C_{anual}^{inv}$ : costo de inversión anualizado de la batería en USD.

$C^{def}$ : : costo de la energía no suministrada en USD/MWh.

$Dem_{tot}$ : demanda total anual aislada en caso de falla de una línea de transmisión en MWh.

Esta expresión define un umbral de probabilidad a partir del cual la instalación de la batería resulta económicamente justificable exclusivamente por criterios de confiabilidad. Si la probabilidad real de falla de la línea es mayor que este valor, el beneficio esperado de la batería asociado a la energía no suministrada evitada supera su costo. Este enfoque se aplica especialmente a regiones con alimentación radial, donde una única contingencia puede provocar el aislamiento total de determinadas cargas y la consecuente demanda no atendida.

## 3.2 PRINCIPALES RESULTADOS

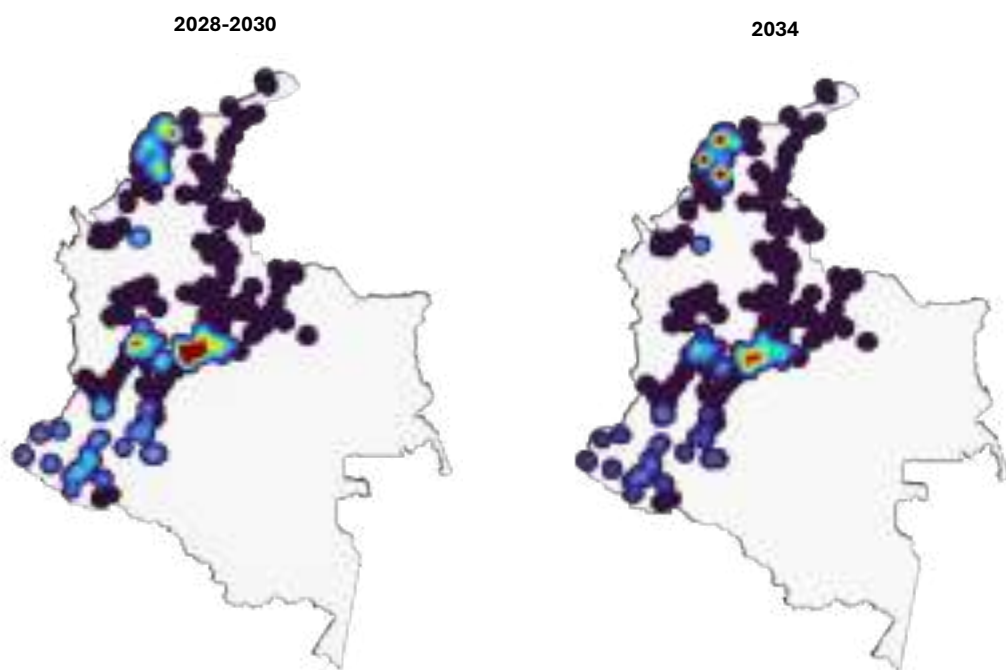
### 3.2.1 Análisis de oportunidades para la integración de almacenamiento de energía en Colombia

Para el análisis de oportunidades de integrar baterías en el sistema colombiano, se estimaron los CMO en cada punto de conexión para las 8.760 horas del año y los 100 escenarios de operación analizados. Los estudios se realizaron para los años 2028, 2030 y 2034.

Con base en los costos marginales por hora y ubicación, se resolvió el problema de programación lineal descrito en la metodología anterior, que simula el comportamiento individual de cada batería en los 987 puntos de conexión del STR. El objetivo de esta optimización es identificar los puntos donde la operación de almacenamiento de energía presenta el mayor índice de oportunidad, es decir, donde la variación horaria de los CMO es más significativa, favoreciendo el servicio de arbitraje de energía.

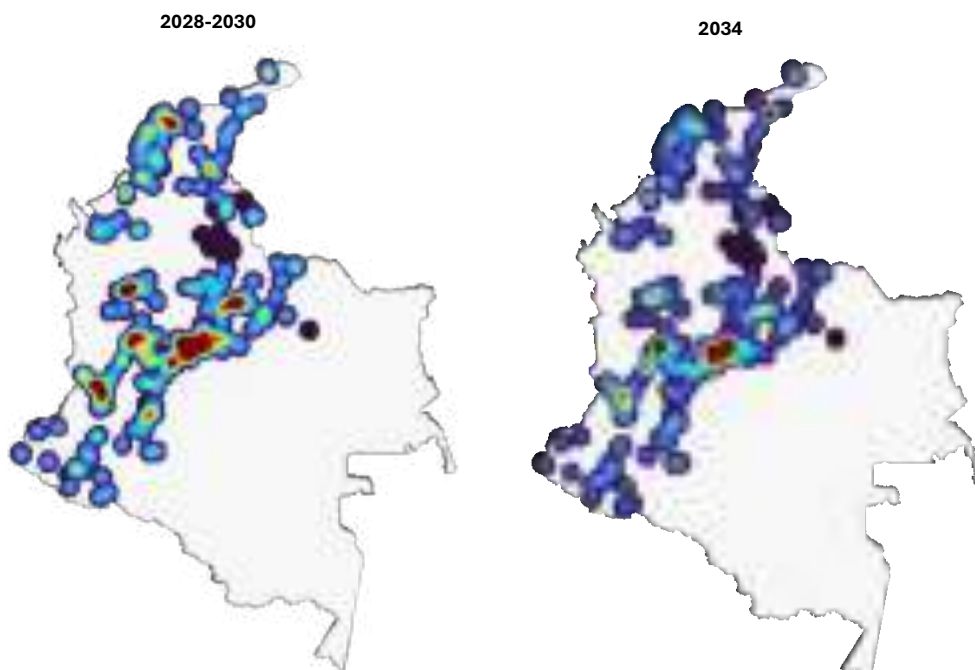
Para este análisis, se modelaron baterías en cada punto de conexión con tres capacidades de almacenamiento distintas: 1 hora, 2 horas y 4 horas.

Las figuras 28, 29 y 30 presentan los resultados obtenidos para los índices de oportunidad asociados a los tres tipos de baterías, en los puntos de conexión evaluados para cada año. Los puntos rojos en los mapas indican las ubicaciones con mayor índice de oportunidad, señalando los sitios más atractivos para la instalación de baterías.



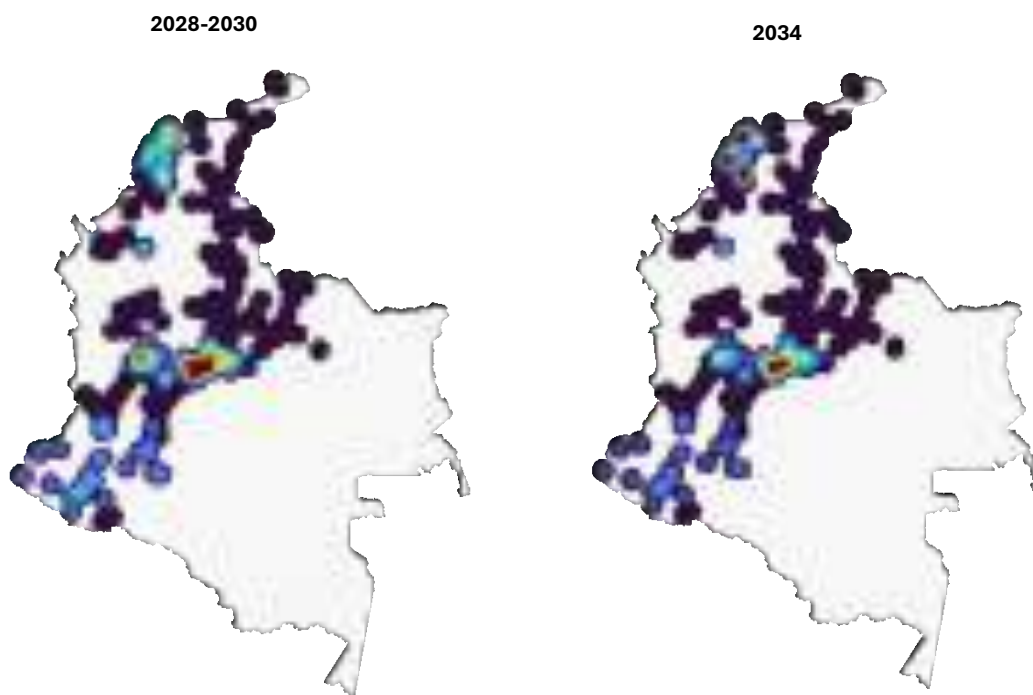
Fuente: Elaboración propia.

**Figura 28: Mapa de oportunidades para baterías de 1 hora.**



Fuente: Elaboración propia.

**Figura 29: Mapa de oportunidades para baterías de 2 horas.**



Fuente: Elaboración propia.

**Figura 30: Mapa de oportunidades para baterías de 4 horas.**

A partir de los resultados obtenidos, se identificaron las áreas eléctricas y los puntos de conexión con mayor potencial para la asignación de baterías. Las regiones con mayor oportunidad se concentran principalmente en Atlántico, GCM y Bogotá, donde las variaciones horarias del costo marginal son más pronunciadas.

Los puntos de conexión con mayores oportunidades incluyen Porto Nuevo 115 kV, Villeta 115 kV, Juan Mina 115 kV, Calamar 66 kV, Bacatá 115 kV, Cordialidad 110 kV y San Marcos 110 kV, constituyendo ubicaciones estratégicas para la instalación de sistemas de almacenamiento.

Estos resultados refuerzan la importancia de realizar una evaluación detallada y horaria del costo marginal y de la red eléctrica, para definir la oportunidad de integración de baterías en el sistema colombiano.

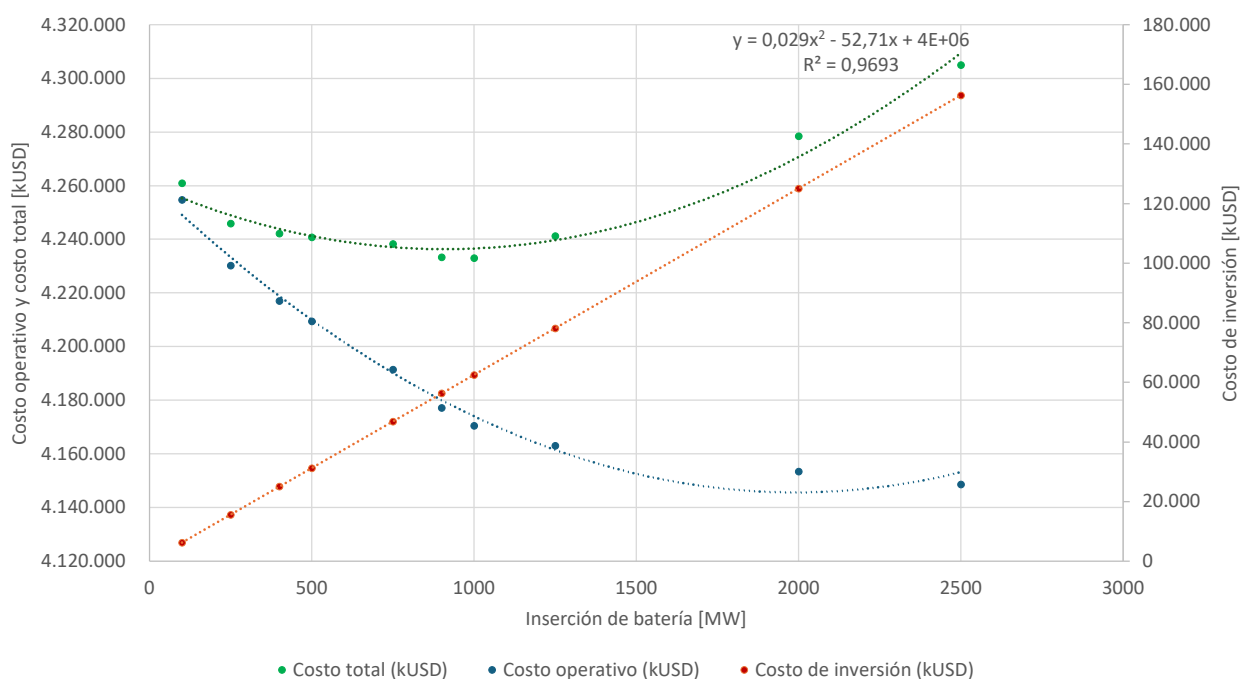
### 3.2.2 Cálculo del dimensionamiento óptimo de sistemas de almacenamiento

Para determinar el dimensionamiento óptimo de almacenamiento de energía en baterías en el sistema, se identificaron previamente proyectos candidatos ubicados en zonas con mayores señales económicas, según los análisis de oportunidades realizados. Asimismo, se incluyeron como candidatos aquellos proyectos considerados estratégicos en el Plan de Modernización de la UPME (UPME, 2024) y en el Informe de Restricciones de XM (XM, 2024a), como los proyectos de sistemas de baterías en los nodos Mompox, Buchely, Doncello, Carmen, Gambote y La Loma.

En cada uno de los puntos seleccionados, se modelaron proyectos candidatos de baterías con regulación de 1 hora, 2 horas y 4 horas, permitiendo que el modelo de optimización determinara la mejor combinación tecnológica y de ubicación.

Los resultados del análisis indican que la justificación económica de los sistemas de almacenamiento es más significativa bajo las condiciones de utilización del sistema de transmisión estimadas para el año 2034. Por esta razón, la metodología de dimensionamiento óptimo de baterías se aplicará considerando dicho año.

La figura 31 presenta los resultados del dimensionamiento óptimo de sistemas de baterías bajo un enfoque de planeación centralizada, orientado a minimizar los costos totales -incluyendo la suma de los costos de inversión, operación y costos de energía no suministrada-, que también corresponde a la inserción que maximiza la función de bienestar social.

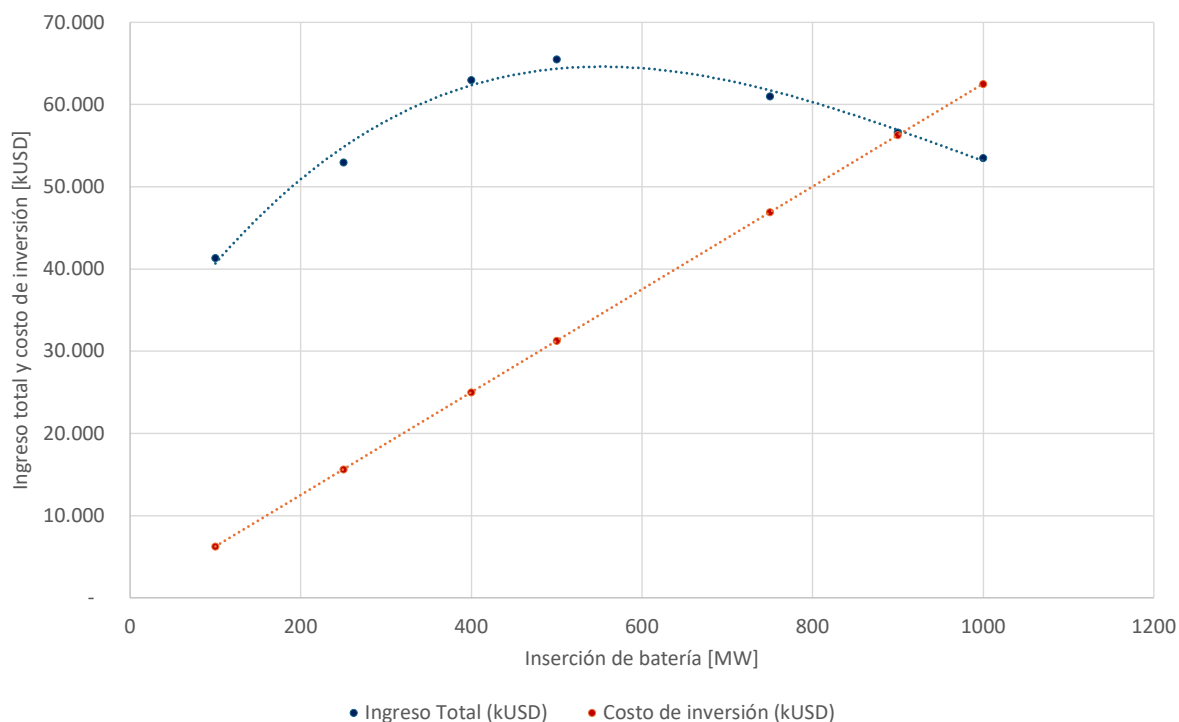


Fuente: Elaboración propia.

**Figura 31: Costos totales para el dimensionamiento óptimo en 2034.**

Con base en los resultados ilustrados en la figura 31, se concluye que, bajo las condiciones proyectadas para el año 2034, la inserción óptima para sistemas de almacenamiento mediante baterías sería incorporar un total de 900 MW en el sistema eléctrico colombiano. La selección de este nivel de almacenamiento corresponde al punto de mínimo costo total.

La figura 32 muestra el resultado para el ingreso de los sistemas de baterías bajo una visión de mercado.



Fuente: Elaboración propia.

**Figura 32: Ingresos totales para el dimensionamiento óptimo en 2034.**

A partir de los resultados, se concluye que la inserción óptima bajo la visión de mercado también converge para los 900 MW en las condiciones del sistema colombiano proyectadas para el año 2034, cuando los ingresos a precios marginales igualan los costos de inversión para la implementación en los BESS.

No obstante, vale destacar que, bajo una visión de mercado en la que los agentes buscan maximizar sus retornos, la convergencia para la inserción que minimiza la suma de los costos de inversión, operación y energía no suministrada, solo se alcanza bajo un supuesto de concurrencia perfecta. Es decir, cuando ningún agente tenga poder de mercado y todos buscan maximizar su retorno individual bajo condiciones competitivas.

A modo ilustrativo, en función del resultado presentado anteriormente, la inserción de BESS que maximiza el retorno individual se encontraría en un rango entre 200 y 400 MW.

Los 900 MW de sistemas de almacenamiento serían distribuidos en cuatro subestaciones, como se detalla en la siguiente tabla, la cual presenta la ubicación y capacidad instalada de almacenamiento en cada punto del sistema para el año 2034, según el resultado óptimo:

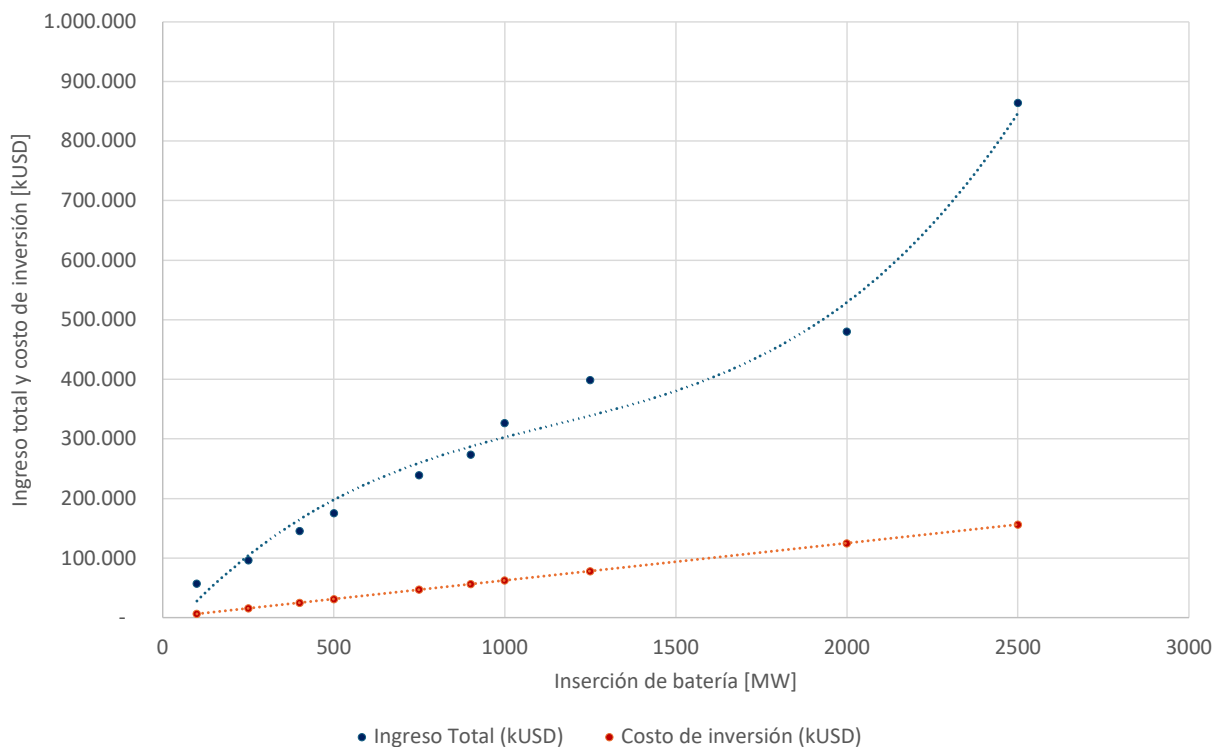
**Tabla 7: Cantidad óptima de baterías por nodo en 2034.**

Subestación	Nivel de tensión (kV)	Regulación de la batería (horas)	Capacidad (MW)
Porto Nuevo	110	1	415
Villeta	115	1	75
Cordialidad	110	1	178
San Marcos	110	1	232

Fuente: Elaboración propia.

También se realizaron análisis para los años intermedios 2028 y 2030. Sin embargo, los resultados obtenidos no evidenciaron beneficios netos suficientes que justifiquen la inserción de almacenamiento en el sistema.

Un resultado adicional de interés corresponde a la inserción óptima bajo una visión de libre mercado suponiendo condiciones de competencia perfecta, cuando los ingresos de los sistemas de baterías se estiman por los 3 componentes que se ilustraron anteriormente. En otras palabras, cuando los agentes que participan en el mercado con la instalación de BESS reciben ingresos, no solo por energía y potencia, sino también por la disponibilidad de potencia. Los resultados para el dimensionamiento bajo este supuesto se presentan en la figura 33.



Fuente: Elaboración propia.

**Figura 33: Ingresos totales para el dimensionamiento óptimo en 2034 considerando el ingreso fijo por disponibilidad.**

La figura 33 evidencia que, bajo una visión de libre mercado, el dimensionamiento óptimo se distorsiona cuando se incluyen ingresos por disponibilidad de potencia. En este caso, se tiende a una inserción excesiva de baterías y se debe a que se proyectan ingresos crecientes, incluso cuando el aporte operativo adicional es mínimo. Dicho de otra manera, se instala más capacidad sin que eso represente un beneficio real para el sistema.

A continuación, se analizarán como ejemplos representativos dos de las ubicaciones seleccionadas. Para cada una, se presenta una comparación entre las condiciones de la red de transmisión en escenarios sin y con baterías, destacando cómo la operación del almacenamiento contribuye a mitigar congestiones y reducir la Demanda No Atendida (DNA) en días y escenarios específicos seleccionados.

## **Desempeño operativo de baterías en ubicaciones representativas**

Con el objetivo de evaluar en detalle el comportamiento operativo de las baterías en situaciones específicas de alta demanda o restricciones de transmisión, se seleccionaron dos subestaciones representativas entre aquellas que resultaron con inserción de almacenamiento: Cordialidad y Villeta. Seguidamente, se presentan los resultados detallados para cada una de estas subestaciones:

### **Cordialidad 110 kV**

La subestación Cordialidad 110 kV presenta una condición de red limitada en términos de capacidad de transmisión. Bajo contingencia (condición N-1), el suministro de energía depende de la suma de flujo de los circuitos Caracolí – Cordialidad 110 kV y Cordialidad – Tebsa 110 kV, cuyos límites son 95 MW y 122 MW, respectivamente.

En este escenario, la capacidad máxima de transferencia hacia la barra de Cordialidad queda restringida a 95 MW, lo cual implica que, ante situaciones de contingencia y alta demanda, se presenta DNA debido a la superación de la capacidad combinada de estos corredores.

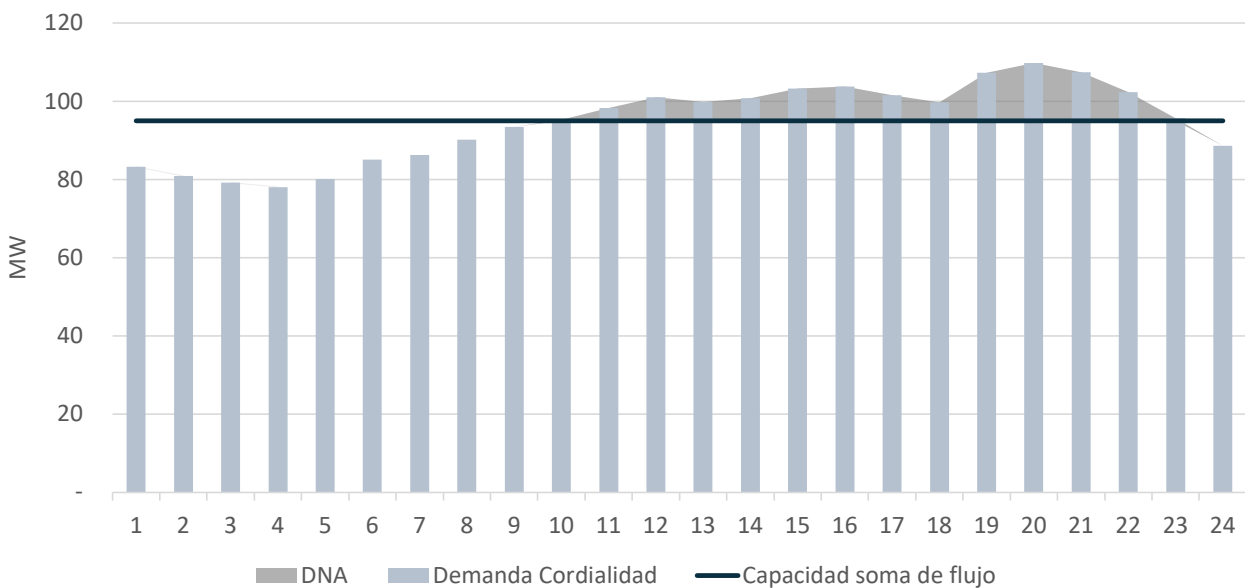
La figura 34 muestra la configuración de la red de transmisión en las proximidades de Cordialidad 110 kV (Nodo 303), así como sus conexiones en Caracoli 110 kV (Nodo 404) y Tebsa 110 kV (Nodo 254).



Fuente: Elaboración propia.

**Figura 34: Configuración de la red de transmisión en Cordialidad 110 kV.**

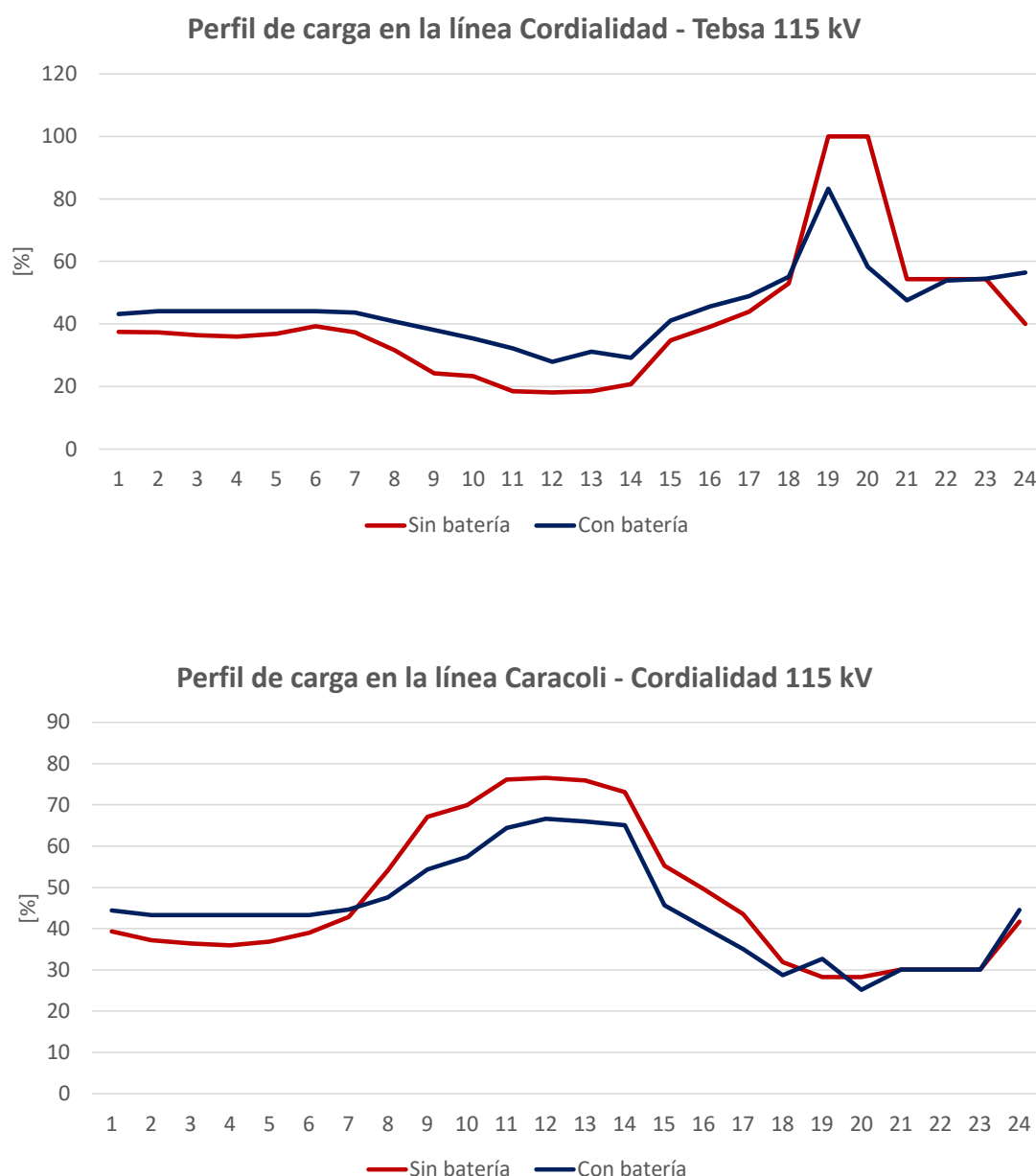
Para ilustrar la situación descrita, se seleccionó un día representativo del mes de abril (día 8), en el cual se observa que, durante algunas horas del día -principalmente en las horas pico-, la demanda en Cordialidad supera la capacidad combinada de transmisión. Esta condición genera riesgo de DNA, como se explica en la figura 35.



Fuente: Elaboración propia.

**Figura 35: Representación de DNA en Cordialidad 110 kV.**

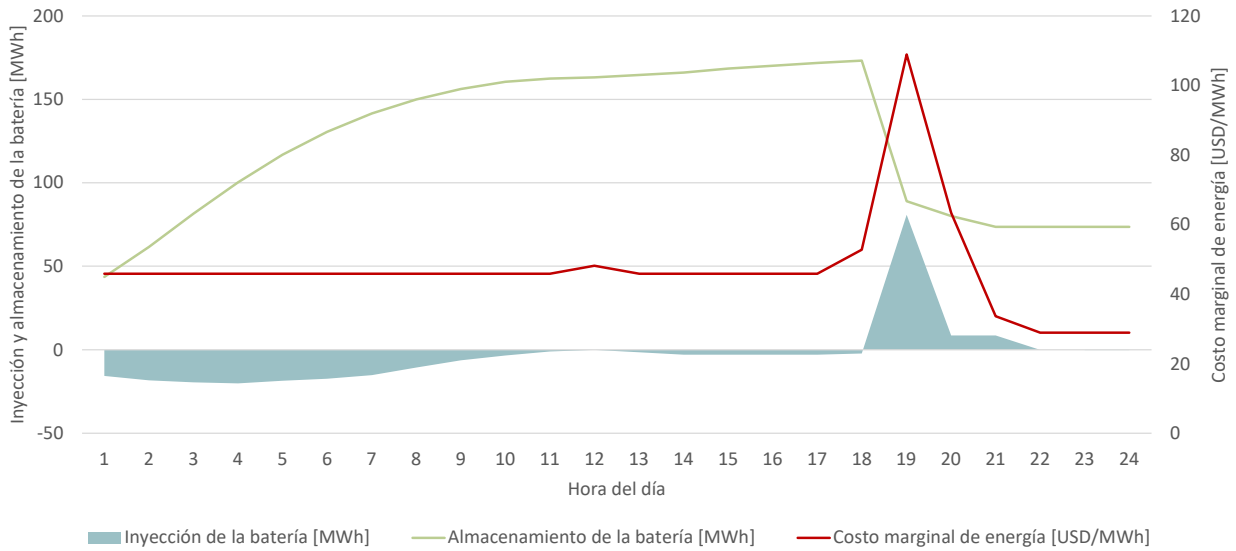
La figura 36 también presenta los perfiles de carga en las dos líneas de transmisión que abastecen a Cordialidad, comparando las condiciones de cargabilidad de los circuitos en escenarios sin y con batería. Se observa que, en ausencia de almacenamiento, los niveles de carga alcanzan el 100% durante algunas horas nocturnas. Sin embargo, con la inserción de la batería estos niveles de carga disminuyen considerablemente, aliviando la carga en ambos circuitos.



Fuente: Elaboración propia.

**Figura 36: Perfiles de carga en líneas de transmisión que atienden a Cordialidad.**

Finalmente, la figura 37 presenta la operación horaria de la batería instalada en Cordialidad. Se observa que la batería se carga durante los períodos de menor costo marginal de energía, e inyecta energía durante las horas de punta (entre 18 y 21 horas). Esta operación contribuye a aliviar flujos en la red y a reducir la DNA.



Fuente: Elaboración propia.

**Figura 37: Operación de la batería en Cordialidad 110 kV.**

## Villeta 115 kV

La subestación Villeta fue seleccionada por el modelo para la instalación de baterías, con una capacidad óptima de 75 MW y una duración de una hora. Esta elección se justifica por la topología radial de la red en esta región.

La figura 38 ilustra la configuración de red radial en Villeta 115 kV (nodo 2275) y su conexión en Facatativá 115 kV (nodo 2270).

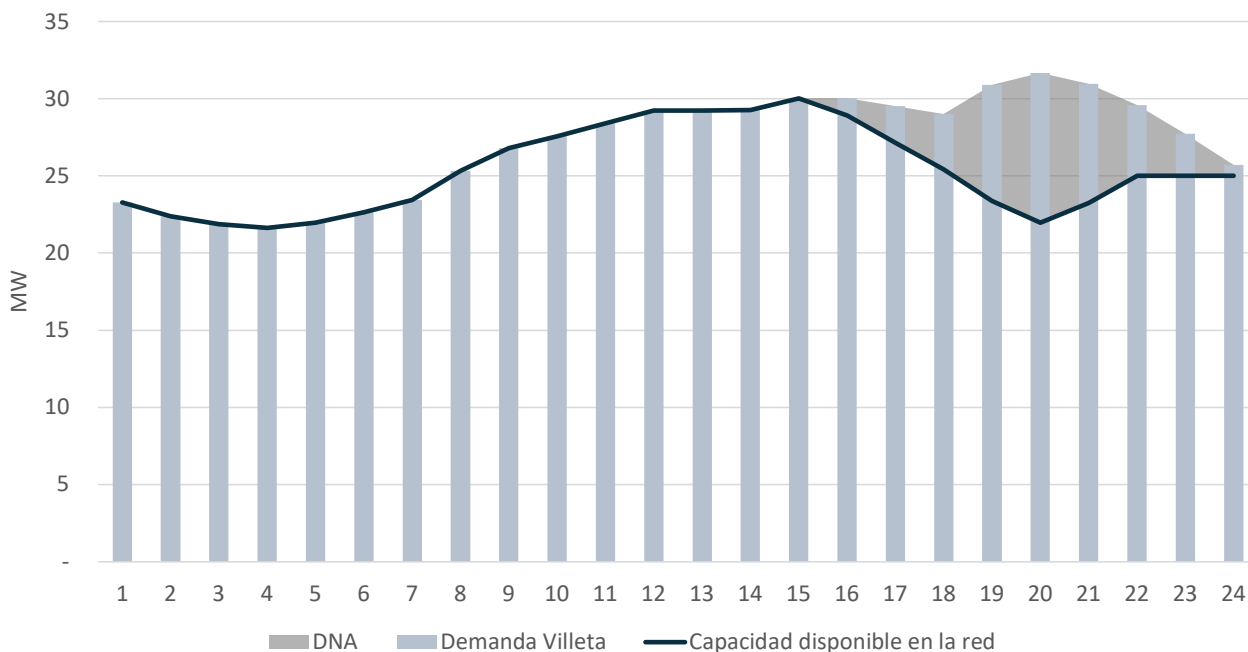


Fuente: Elaboración propia.

**Figura 38: Configuración de la red de transmisión en Villeta 115 kV.**

Villeta y Facatativá comparten el suministro de energía a través de un mismo corredor de transmisión, cuya capacidad es de 79,67 MW. Un análisis realizado para el día 11 de abril evidenció que, durante las horas de alta carga en punta, la demanda combinada de ambas barras supera dicha capacidad, generando un riesgo de Demanda No Atendida (DNA) en Villeta.

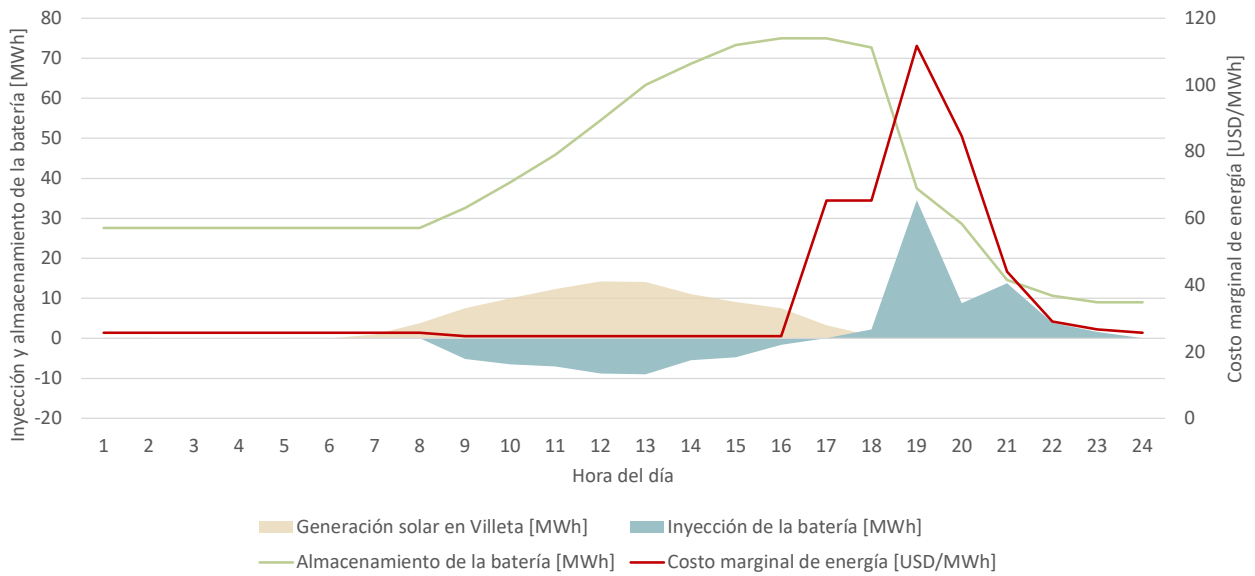
La figura 39 muestra la demanda horaria de Villeta, junto con la energía remanente disponible en el circuito tras satisfacer la demanda de Facatativá. Se destaca que, especialmente entre las horas 17 y 24, la energía disponible resulta insuficiente para cubrir la carga de Villeta.



Fuente: Elaboración propia.

**Figura 39: Representación de DNA en Villeta 115 kV en horas nocturnas.**

Durante las horas diurnas (entre las 7 y las 16), la demanda de Villeta es parcialmente cubierta por la generación solar local. En este intervalo, la batería puede cargarse utilizando, tanto el excedente fotovoltaico disponible como energía proveniente de la red, dependiendo de las condiciones del sistema. Durante las horas nocturnas, cuando no hay generación solar y la capacidad de la red es insuficiente para abastecer toda la demanda, la batería entra en operación descargando energía para suplir la demanda restante y evitar cortes de carga. La figura 40 ilustra esta estrategia operativa.



Fuente: Elaboración propia.

**Figura 40: Operación de la batería en Villeta 115 kV.**

Estos resultados demuestran que la batería instalada en Villeta funciona como un recurso estratégico, al permitir la absorción de excedentes renovables locales y suplir la carga durante los períodos de déficit. De este modo, contribuye a la confiabilidad del suministro y a la mitigación de congestiones en la red.

### 3.2.3 Análisis de costo-beneficio de baterías

El análisis se aplicó a las baterías propuestas en el Plan de Modernización de la UPME y en el Informe de Restricciones de XM para los años 2028, 2030 y 2034, así como a las baterías resultantes del dimensionamiento óptimo para el año 2034, tal cual se describe en la tabla siguiente:

**Tabla 8: Baterías evaluadas en el análisis de beneficio-costo.**

Batería	Capacidad (MW)	Regulación de la batería (horas)	Nivel de tensión de conexión (kV)
Mompox	20	4	110
Buchely	10	4	115
Doncello	20	5	115
Carmen	50	1	66
Gambote	50	1	66
La Loma	150	1	110
Porto Nuevo	415	1	110
Villeta	75	1	115
Cordialidad	178	1	110
San Marcos	232	1	110

Fuente: Elaboración propia.

Si bien se ha argumentado que la inclusión de un ingreso fijo por disponibilidad de potencia puede inducir decisiones de inversión sobredimensionadas, al no reflejar adecuadamente el valor marginal del almacenamiento para el sistema, los resultados presentados a continuación incluyen el análisis de costo-beneficio bajo ambos enfoques: uno que incluye el ingreso fijo por disponibilidad y otro que lo excluye. Las tablas resumen los ingresos promedio por tipo de servicio para cada año de análisis y para cada batería.

**Tabla 9: Ingresos anuales de las baterías en 2028.**

Batería	Ingreso por energía [kUSD]	Ingreso por activación [kUSD]	Ingreso fijo por disponibilidad [kUSD]
Mompox	76,1	117,8	13.490,6
Buchely	37,3	59,1	6.396,7
Doncello	82,5	109,6	16.615,3
Carmen	129,8	175,1	5.603,8
Gambote	127,0	172,9	5.521,2
La Loma	324,7	433,9	21.032,8

Fuente: Elaboración propia.

**Tabla 10: Ingresos anuales de las baterías en 2030.**

Batería	Ingreso por energía [kUSD]	Ingreso por activación [kUSD]	Ingreso fijo por disponibilidad [kUSD]
Mompox	85,3	197,1	14.091,1
Buchely	43,7	102,4	6.724,8
Doncello	96,1	185,4	17.749,9
Carmen	223,6	355,5	5.663,6
Gambote	188,8	285,0	5.642,0
La Loma	461,9	715,6	21.382,5

Fuente: Elaboración propia.

**Tabla 11: Ingresos anuales de las baterías en 2034.**

Batería	Ingreso por energía [kUSD]	Ingreso por activación [kUSD]	Ingreso fijo por disponibilidad [kUSD]
Mompox	844,5	2.359,7	11.981,1
Buchely	580,5	1.066,1	4.830,2
Doncello	1.402,9	2.000,7	13.636,0
Carmen	1.293,1	2.885,9	1.780,7
Gambote	1.326,8	2.967,3	4.657,9
La Loma	3.725,8	8.325,9	14.076,2
Porto Nuevo	424,6	16.926,0	110.750,3
Villeta	3.957,4	2.603,8	12.639,0
Cordialidad	9.514,3	6.169,2	40.225,5
San Marcos	5.253,3	8.978,5	43.223,2

Fuente: Elaboración propia.

El costo de inversión anualizado se calculó utilizando los valores de referencia del NREL 2024, considerando una tasa de descuento anual del 11,5% y una vida útil estimada en función de la regulación

de la batería. También se incluyó un costo de O&M anual equivalente al 2% del CAPEX total. A continuación, se presentan los costos totales de inversión y sus respectivos valores anualizados para cada batería:

**Tabla 12: Costos de inversión en 2028.**

Batería	Costo de inversión total [MUSD]	Costo de inversión anualizado [MUSD/año]	Costo de O&M [MUSD/año]	Costo de inversión anualizado total [MUSD/año]
Mompox	21,67	2,52	0,43	2,95
Buchely	10,84	1,26	0,22	1,48
Doncello	26,07	3,03	0,52	3,55
Carmen	21,21	3,30	0,42	3,72
Gambote	21,21	3,30	0,42	3,72
La Loma	63,63	9,89	1,27	11,17
Porto Nuevo	176,05	27,38	3,52	30,90
Villeta	31,82	4,95	0,64	5,58
Cordialidad	75,51	11,74	1,51	13,25
San Marcos	98,42	15,30	1,97	17,27

Fuente: Elaboración propia.

**Tabla 13: Costos de inversión en 2030.**

Batería	Costo de inversión total [MUSD]	Costo de inversión anualizado [MUSD/año]	Costo de O&M [MUSD/año]	Costo de inversión anualizado total [MUSD/año]
Mompox	19,56	2,28	0,39	2,67
Buchely	9,78	1,14	0,20	1,33
Doncello	23,53	2,74	0,47	3,21
Carmen	19,13	2,98	0,38	3,36
Gambote	19,13	2,98	0,38	3,36
La Loma	57,40	8,93	1,15	10,07
Porto Nuevo	158,81	24,69	3,18	27,87
Villeta	28,70	4,46	0,57	5,04
Cordialidad	68,12	10,59	1,36	11,95
San Marcos	88,78	13,81	1,78	15,58

Fuente: Elaboración propia.

**Tabla 14: Costos de inversión en 2034.**

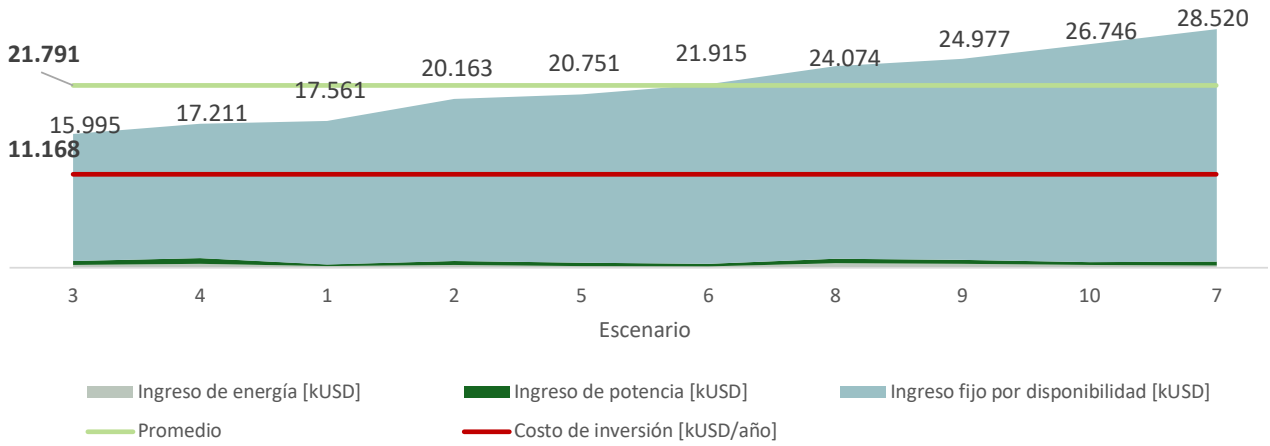
Batería	Costo de inversión total [MUSD]	Costo de inversión anualizado [MUSD/año]	Costo de O&M [MUSD/año]	Costo de inversión anualizado total [MUSD/año]
Mompox	18,19	2,12	0,36	2,48
Buchely	9,10	1,06	0,18	1,24
Doncello	21,88	2,55	0,44	2,98
Carmen	17,82	2,77	0,36	3,13
Gambote	17,82	2,77	0,36	3,13
La Loma	53,45	8,31	1,07	9,38
Porto Nuevo	147,87	22,99	2,96	25,95
Villeta	26,72	4,16	0,53	4,69
Cordialidad	63,42	9,86	1,27	11,13
San Marcos	82,66	12,85	1,65	14,51

Fuente: Elaboración propia.

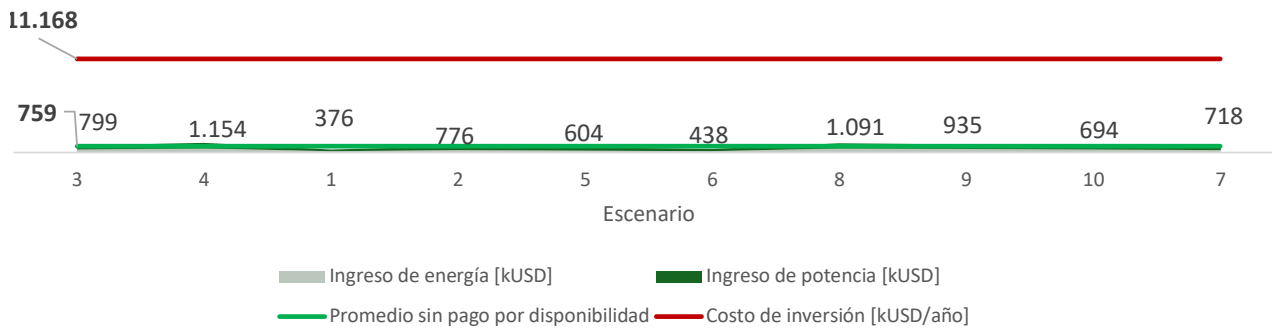
Con el objetivo de contextualizar los indicadores económicos, se realizó una comparación gráfica entre los ingresos anuales y el costo de inversión anualizado para la batería con capacidad de almacenamiento de 150 MW y una hora conectada en La Loma 115 kV. Esta comparación se presenta para los años 2028, 2030 y 2034, bajo los escenarios del pago fijo por disponibilidad de potencia.

Las gráficas muestran la distribución de ingresos por tipo de servicio en cada una de las series simuladas. La línea roja corresponde al costo de inversión anualizado, mientras que la línea verde indica el ingreso promedio total. Esta representación permite identificar los casos en que los ingresos superan los costos, evidenciando así la existencia de rentabilidad económica.

### Análisis económico considerando el pago fijo por disponibilidad



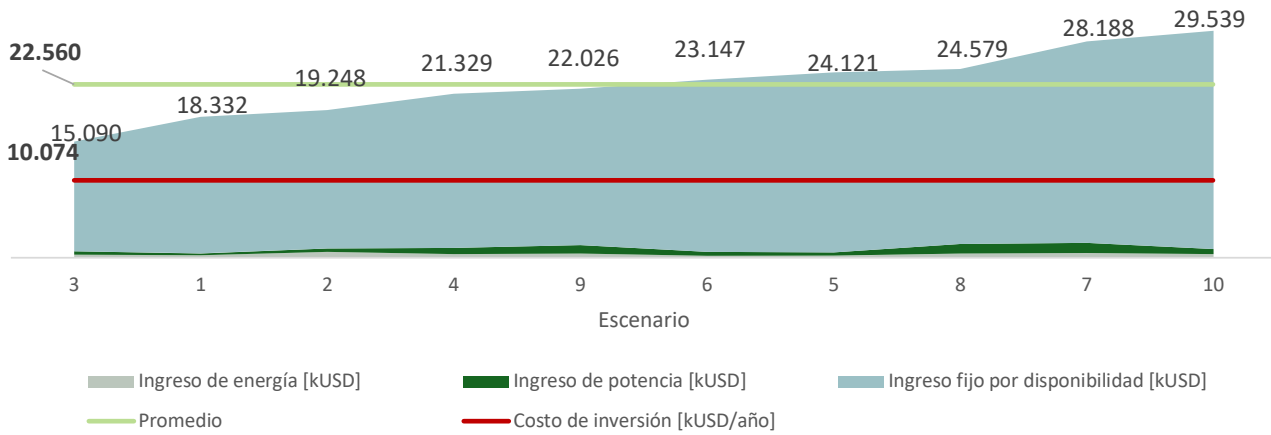
### Análisis económico sin el pago fijo por disponibilidad



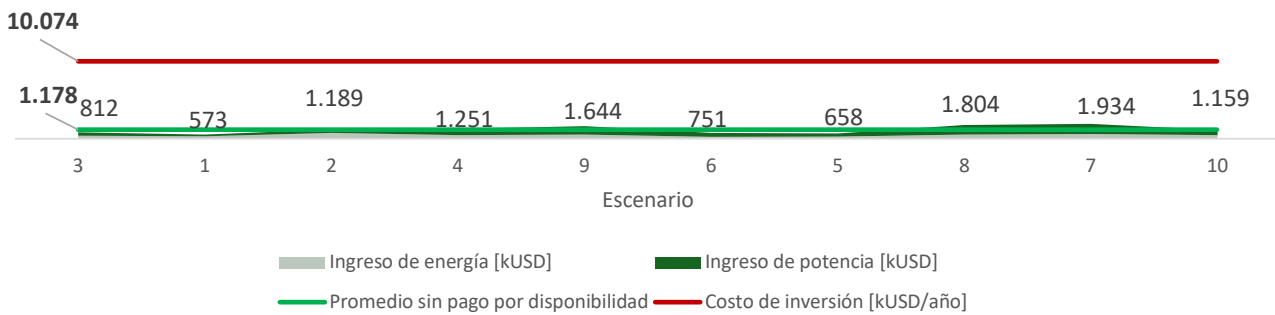
Fuente: Elaboración propia.

**Figura 41: Análisis económico en 2028 para batería en La Loma.**

### Análisis económico considerando el pago fijo por disponibilidad



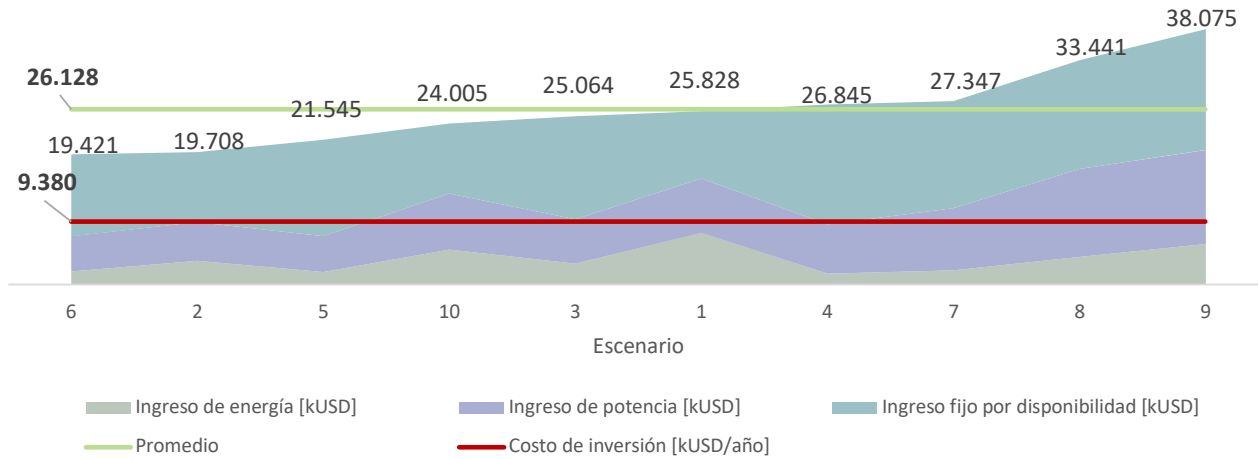
### Análisis económico sin el pago fijo por disponibilidad



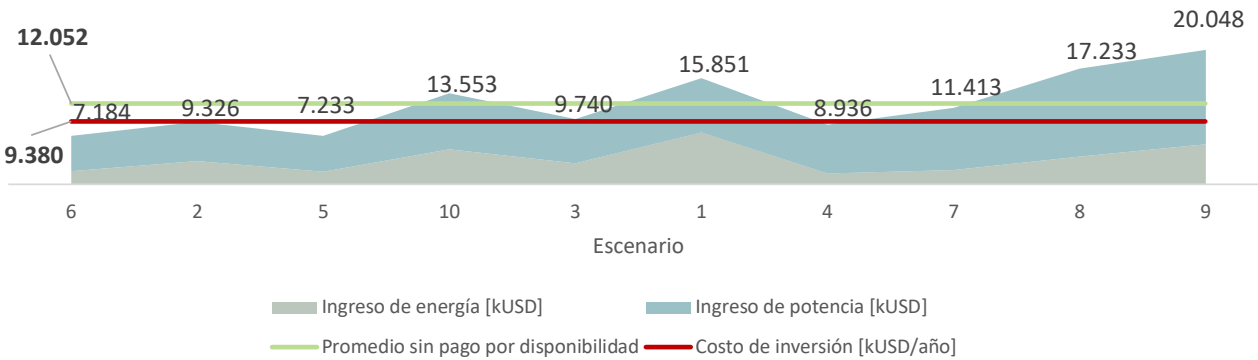
Fuente: Elaboración propia.

**Figura 42: Análisis económico en 2030 para batería en La Loma.**

### Análisis económico considerando el pago fijo por disponibilidad



### Análisis económico sin el pago fijo por disponibilidad



Fuente: Elaboración propia.

**Figura 43: Análisis económico en 2034 para batería en La Loma.**

En el escenario que incluye el ingreso fijo por disponibilidad, se observa que los ingresos anuales proyectados superan ampliamente el costo de inversión anualizado, lo que indica una rentabilidad elevada en los tres años analizados. En cambio, en el escenario que excluye este ingreso fijo, los resultados presentan una mayor dispersión, con la batería alcanzando ingresos suficientes para cubrir únicamente su costo en el año 2034.

Esta comparación permite señalar que la inclusión del ingreso fijo puede llevar a una sobrestimación del beneficio económico del almacenamiento. En consecuencia, el enfoque que considera únicamente los ingresos variables tiende a ofrecer una visión más representativa del valor real que el sistema puede capturar con estos activos.

Adicionalmente, los resultados de las demás baterías evaluadas fueron procesados empleando la misma metodología, considerando ambos escenarios de ingreso (con y sin pago fijo por disponibilidad). A modo de síntesis, se presentan tres tablas que resumen, para cada año de análisis, los ingresos promedio obtenidos y el costo anualizado de inversión de cada batería evaluada.

**Tabla 15: Resumen del análisis económico en 2028.**

Batería	Ingreso promedio con el pago por disponibilidad [kUSD]	Ingreso promedio sin el pago por disponibilidad [kUSD]	Costo de inversión [kUSD/año]
Mompox	13.684	194	2.954
Buchely	6.493	96	1.477
Doncello	16.807	192	3.554
Carmen	5.909	305	3.723
Gambote	5.821	300	3.723
La Loma	21.791	759	11.168

Fuente: Elaboración propia.

**Tabla 16: Resumen del análisis económico en 2030.**

Batería	Ingreso promedio con el pago por disponibilidad [kUSD]	Ingreso promedio sin el pago por disponibilidad [kUSD]	Costo de inversión [kUSD/año]
Mompox	14.373	282	2.667
Buchely	6.871	146	1.334
Doncello	18.031	282	3.208
Carmen	6.243	579	3.358
Gambote	6.116	474	3.358
La Loma	22.560	1.178	10.074

Fuente: Elaboración propia.

**Tabla 17: Resumen del análisis económico en 2034.**

Batería	Ingreso promedio con el pago por disponibilidad [kUSD]	Ingreso promedio sin el pago por disponibilidad [kUSD]	Costo de inversión [kUSD/año]
Mompox	15.185	3.204	2.480
Buchely	6.477	1.647	1.240
Doncello	17.040	3.404	2.983
Carmen	5.960	4.179	3.127
Gambote	8.952	4.294	3.127
La Loma	26.128	12.052	9.380
Porto Nuevo	128.101	17.351	25.950
Villeta	19.200	6.561	4.690
Cordialidad	55.909	15.683	11.130
San Marcos	57.455	14.232	14.507

Fuente: Elaboración propia.

A continuación, se presentan los resultados del indicador de reducción de costos operativos, calculado como la diferencia entre el costo operativo anual del sistema en el escenario sin almacenamiento y el costo correspondiente al escenario con baterías. Este indicador cuantifica el beneficio económico que las baterías aportan al sistema, mediante la reducción de la DNA y el alivio de las congestiones en la red.

Las tablas siguientes presentan los valores del beneficio operativo anual, expresados en MUSD, y el índice beneficio-costo para cada batería evaluada:

**Tabla 18: Reducción de costos operativos en 2028.**

Batería	Potencia [MW]	Almacenamiento máximo [MWh]	Costo operativo [MUSD]	Beneficio anual [MUSD/año]	Costo Inversión [MUSD/año]	Beneficio / Costo
Sin Batería	-	-	2.727	-	-	-
Mompox	20	80	2.727	-	2,95	0,00
Buchely	10	40	2.726	0,91	1,48	0,61
Doncello	20	100	2.726	0,69	3,55	0,19
Carmen	50	50	2.725	1,50	3,72	0,40
Gambote	50	50	2.727	-	3,72	0,00
La Loma	150	150	2.727	-	11,17	0,00

Fuente: Elaboración propia.

**Tabla 19: Reducción de costos operativos en 2030.**

Batería	Potencia [MW]	Almacenamiento máximo [MWh]	Costo operativo [MUSD]	Beneficio anual [MUSD/año]	Costo Inversión [MUSD/año]	Beneficio / Costo
Sin Batería	-	-	2.888	-	-	-
Mompox	20	80	2.887	1	2,67	0,36
Buchely	10	40	2.888	-	1,33	0,00
Doncello	20	100	2.888	-	3,21	0,00
Carmen	50	50	2.888	-	3,36	0,00
Gambote	50	50	2.888	-	3,36	0,00
La Loma	150	150	2.884	3	10,07	0,33

Fuente: Elaboración propia.

**Tabla 20: Reducción de costos operativos en 2034.**

Batería	Potencia [MW]	Almacenamiento máximo [MWh]	Costo operativo [MUSD]	Beneficio anual [MUSD/año]	Costo Inversión [MUSD/año]	Beneficio / Costo
Sin Batería	-	-	4.387	-	-	-
Mompox	20	80	4.384	3	2,48	1,20
Buchely	10	40	4.386	1	1,24	0,86
Doncello	20	100	4.381	6	2,98	1,98
Carmen	50	50	4.357	30	3,13	9,66
Gambote	50	50	4.381	6	3,13	1,93
La Loma	150	150	4.373	14	9,38	1,52
Sistema 900 MW	900	900	4.177	210	56,28	3,73

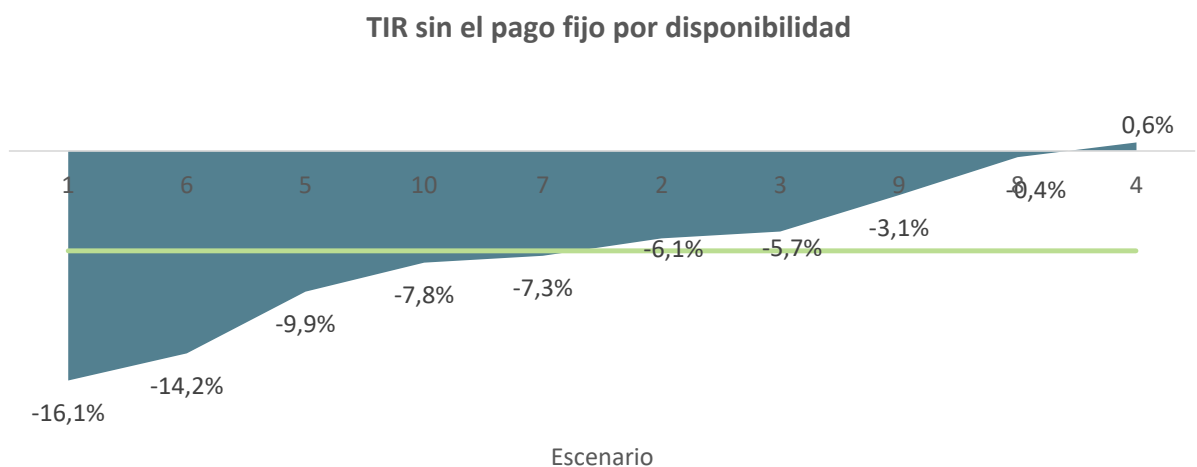
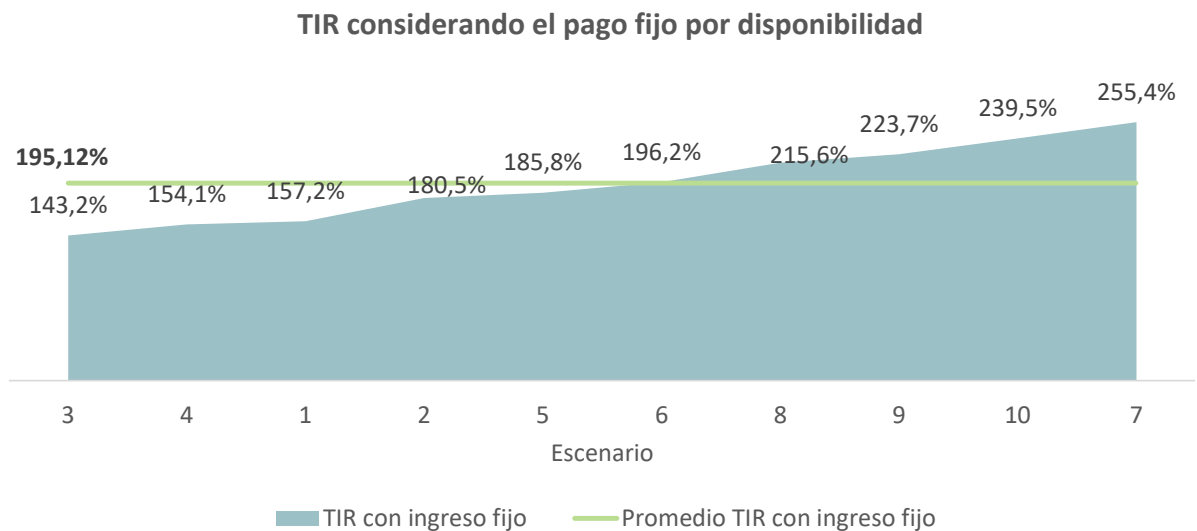
Fuente: Elaboración propia.

Los resultados indican que los beneficios operativos son relativamente bajos en los años 2028 y 2030, con reducciones anuales de hasta 3 MUSD. No obstante, para el año 2034, todas las baterías evaluadas generan beneficios operativos, lo que refuerza su aporte a una operación más eficiente del sistema.

En particular, el proyecto localizado en Carmen presenta la mayor relación beneficio/costo, evidenciando una utilización altamente eficiente del recurso de almacenamiento. Por su parte, el sistema con 900 MW de almacenamiento -resultado del dimensionamiento óptimo- alcanza un beneficio operativo de 210 MUSD en 2034, con una relación beneficio/costo de 3,73. Esto destaca el potencial de una estrategia coordinada para la expansión del almacenamiento.

Para estimar la TIR, se utilizó el ingreso operativo anual proyectado para cada año de análisis, replicándolo como un flujo constante a lo largo de la vida útil del proyecto. El costo de inversión fue considerado como un desembolso inicial único.

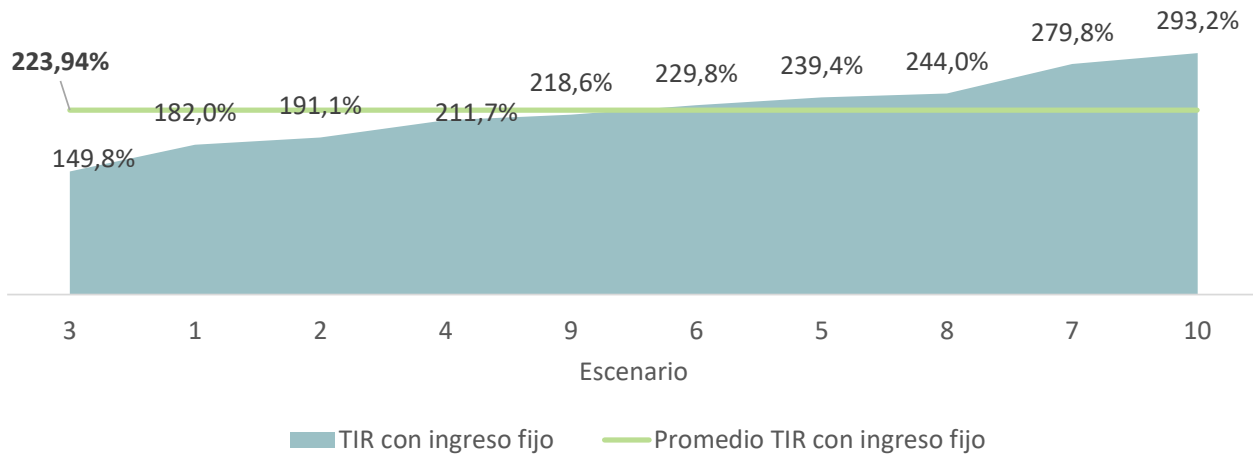
Los resultados obtenidos para la batería ubicada en La Loma, representados en las figuras siguientes, muestran que en los años 2028 y 2030 las TIR permanecen por debajo de la tasa de descuento del 11,5% en el escenario sin ingreso fijo por disponibilidad, e incluso algunas resultan negativas. Lo anterior implica una baja o nula viabilidad económica bajo dichas condiciones. En contraste, para el año 2034, la batería alcanza unas TIR significativamente superiores al 11,5% en ambos escenarios de pago fijo por disponibilidad, lo que confirma su atractivo económico futuro bajo los supuestos adoptados en este estudio, incluyendo el escenario avanzado de reducción de costos del NREL.



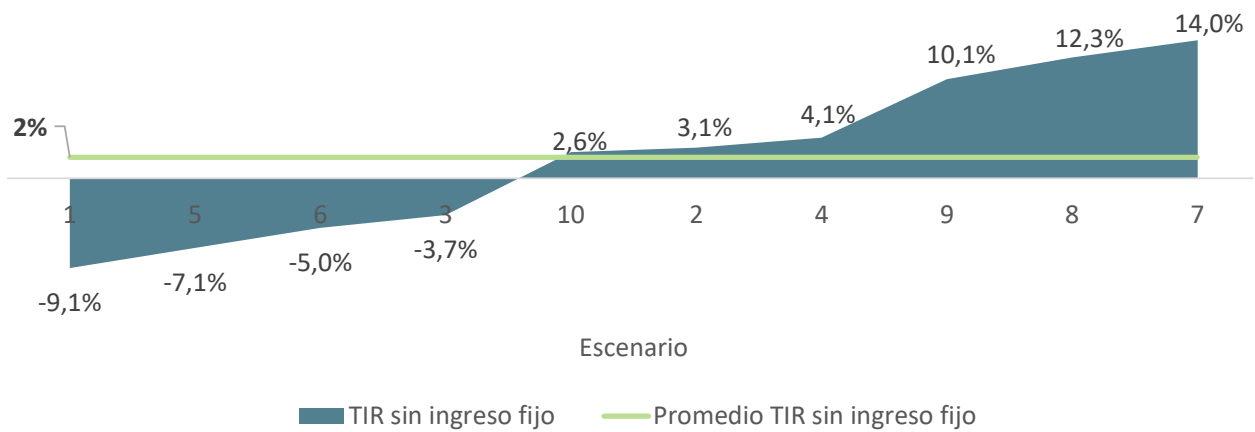
Fuente: Elaboración propia.

**Figura 44: Análisis de la TIR para la batería en La Loma en 2028.**

### TIR considerando el pago fijo por disponibilidad



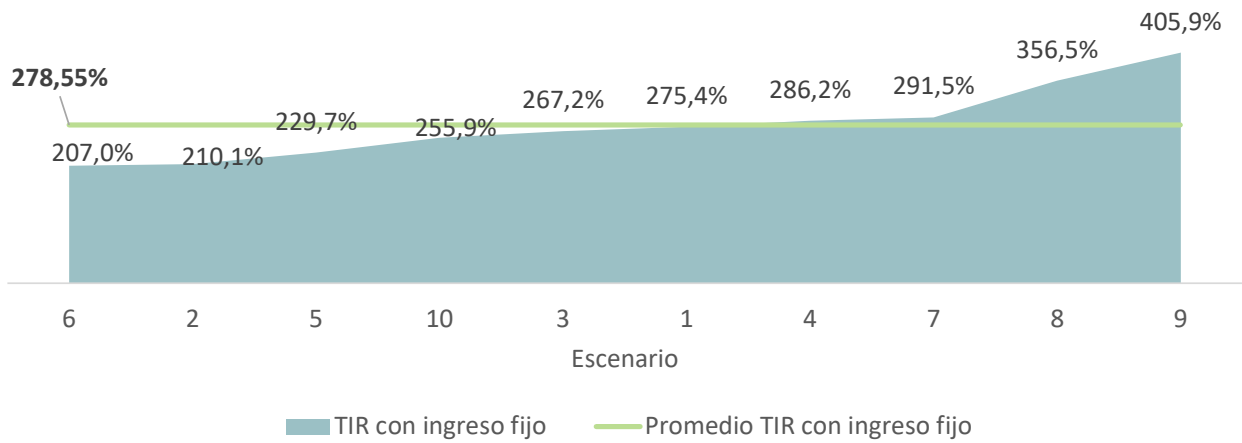
### TIR sin el pago fijo por disponibilidad



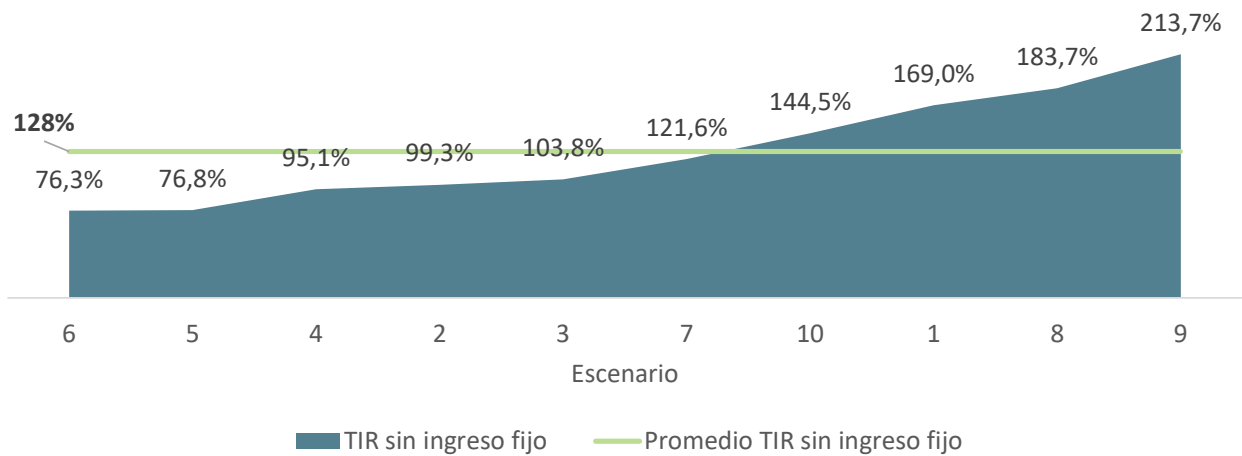
Fuente: Elaboración propia.

**Figura 45: Análisis de la TIR para la batería en La Loma en 2030.**

### TIR considerando el pago fijo por disponibilidad



### TIR sin el pago fijo por disponibilidad



Fuente: Elaboración propia.

**Figura 46: Análisis de la TIR para la batería en La Loma en 2034.**

Además, los resultados correspondientes al resto de las baterías evaluadas fueron procesados aplicando la misma metodología, considerando ambos escenarios de ingreso (con y sin ingreso fijo por disponibilidad de potencia). A modo de síntesis, se presentan a continuación tres tablas que consolidan los valores promedio de TIR para cada batería en los tres años analizados:

**Tabla 21: Resumen de la TIR en 2028.**

Batería	TIR con el pago por disponibilidad [%]	TIR sin el pago por disponibilidad [%]
Mompox	463,3 %	2,3 %
Buchely	439,6 %	2,3 %
Doncello	472,9 %	0,4 %
Carmen	158,7 %	4,9 %
Gambote	156,4 %	4,7 %
La Loma	195,1 %	-7,0 %

Fuente: Elaboración propia.

**Tabla 22: Resumen de la TIR en 2030.**

Batería	TIR con el pago por disponibilidad [%]	TIR sin el pago por disponibilidad [%]
Mompox	538,9 %	8,1 %
Buchely	515,1 %	8,5 %
Doncello	562,1 %	5,7 %
Carmen	185,9 %	15,7 %
Gambote	182,1 %	12,5 %
La Loma	223,9 %	2,1 %

Fuente: Elaboración propia.

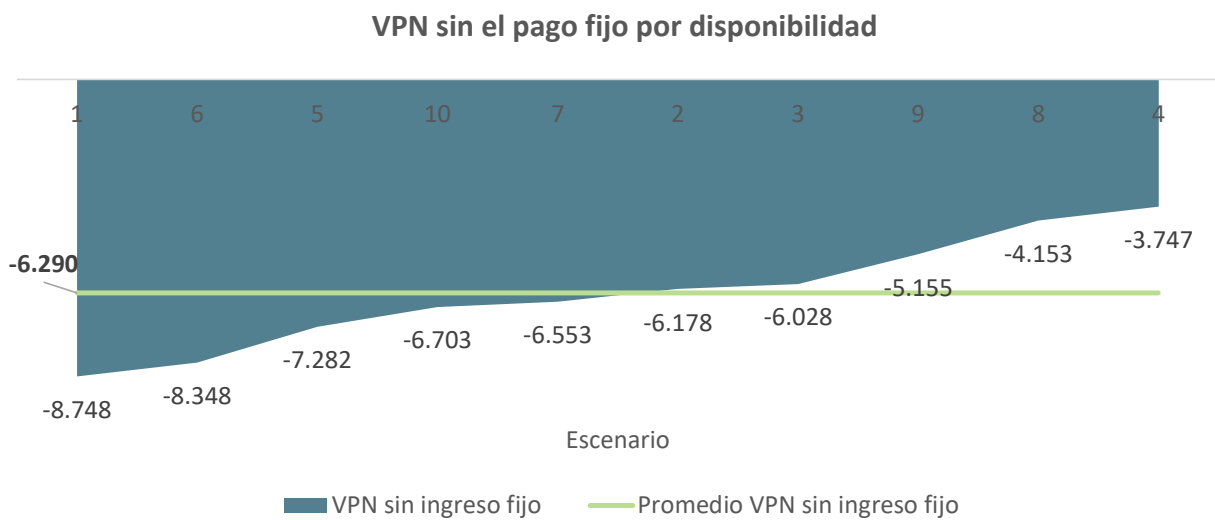
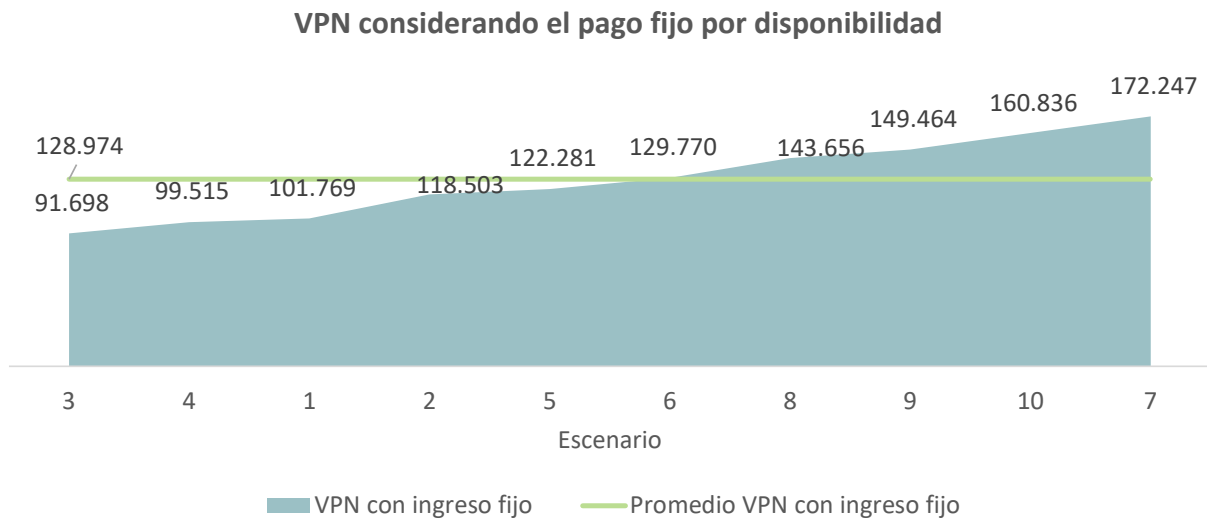
**Tabla 23: Resumen de la TIR en 2034.**

Batería	TIR con el pago por disponibilidad [%]	TIR sin el pago por disponibilidad [%]
Mompox	612,3 %	129,2 %
Buchely	522,3 %	132,8 %
Doncello	571,2 %	114,1 %
Carmen	190,6 %	133,6 %
Gambote	286,3 %	137,3 %
La Loma	278,5 %	128,4 %
Porto Nuevo	493,6 %	66,8 %
Villeta	409,4 %	139,9 %
Cordialidad	502,3 %	140,9 %
San Marcos	396,0 %	98,1 %

Fuente: Elaboración propia.

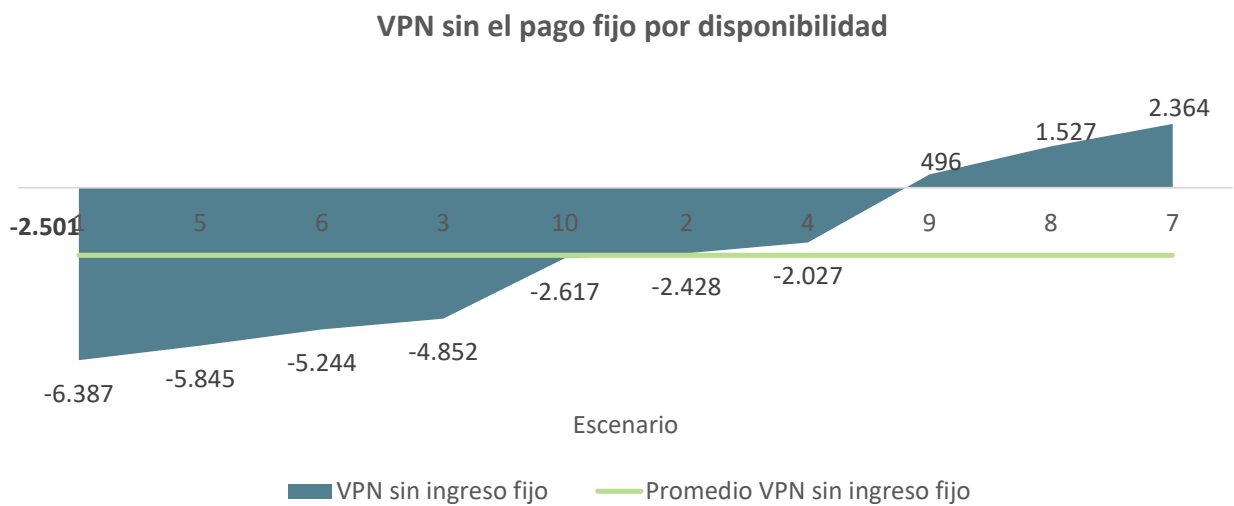
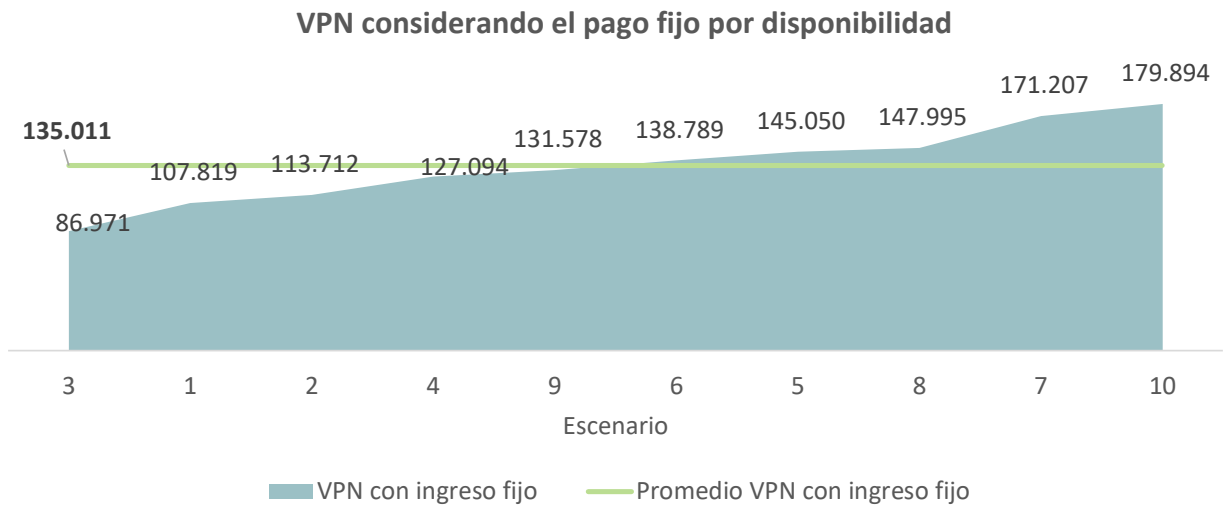
Para el análisis del Valor Presente Neto (VPN), se tomó como referencia el ingreso total estimado para cada año de análisis, proyectado como flujo constante a lo largo de la vida útil de la batería y descontado a una tasa anual del 11,5%. Dicho de otro modo, se asumió que el ingreso obtenido en un año representa el comportamiento promedio durante toda la vida útil del proyecto. Esta simplificación permite estimar un VPN representativo de la rentabilidad acumulada esperada del ciclo.

Las gráficas siguientes muestran la distribución del VPN para cada uno de los escenarios simulados, así como el valor promedio entre las series, específicamente para la batería ubicada en La Loma. Esta representación permite visualizar la variabilidad del VPN ante diferentes escenarios de operación, lo que ayuda a identificar el nivel de incertidumbre y el riesgo económico asociado a cada decisión de inversión.



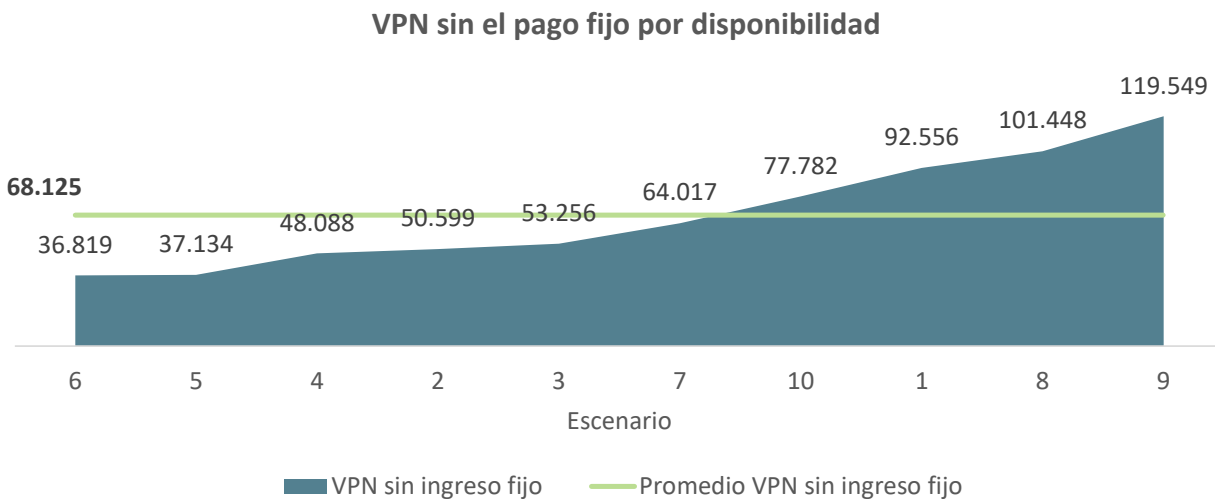
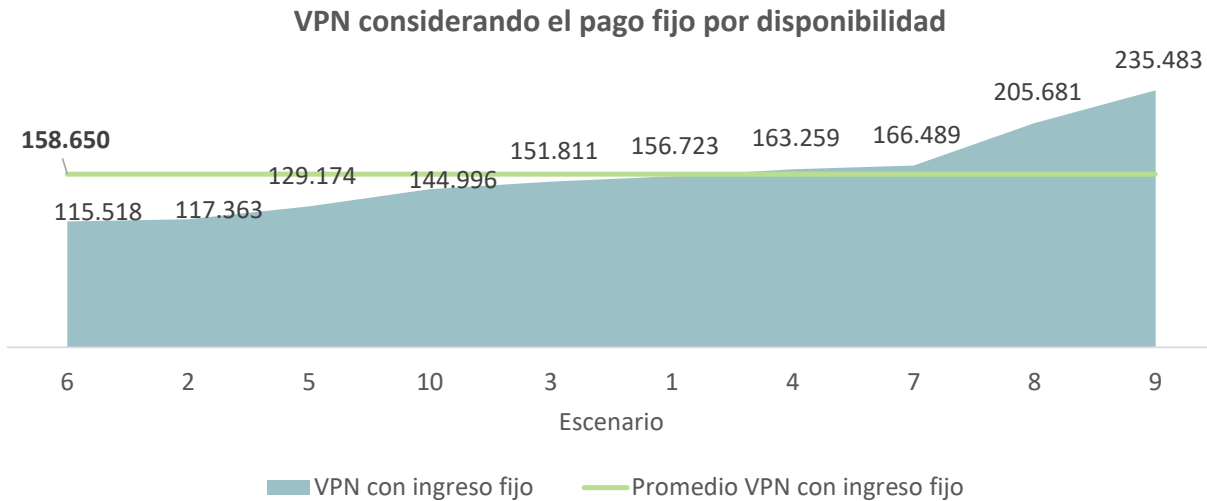
Fuente: Elaboración propia.

**Figura 47: Análisis del VPN para la batería en La Loma en 2028.**



Fuente: Elaboración propia.

**Figura 48: Análisis del VPN para la batería en La Loma en 2030.**



Fuente: Elaboración propia.

**Figura 49: Análisis del VPN para la batería en La Loma en 2034.**

En los años 2028 y 2030, la batería presenta valores negativos de VPN en la mayoría de los escenarios de operación sin ingreso fijo por disponibilidad de potencia, lo que indica una baja rentabilidad en este esquema de remuneración.

En contraste, el análisis correspondiente a 2034 muestra valores de VPN positivos en ambos escenarios de pago fijo por disponibilidad, reflejando una mejora significativa de la viabilidad económica. Esta mejora se atribuye a la reducción en los costos de inversión y al aumento considerable en los ingresos operativos esperados para ese horizonte temporal.

Adicionalmente, los resultados de las demás baterías evaluadas fueron procesados utilizando la misma metodología, considerando ambos escenarios de ingreso (con y sin ingreso fijo por disponibilidad de potencia). A modo de síntesis, se presentan a continuación tres tablas que consolidan los valores promedio de VPN para cada batería en los tres años analizados:

**Tabla 24: Resumen del VPN en 2028.**

Batería	VPN con el pago por disponibilidad [kUSD]	VPN sin el pago por disponibilidad [kUSD]
Mompox	114.683	-1.288
Buchely	54.340	-649
Doncello	140.930	-1.903
Carmen	47.071	-1.102
Gambote	46.318	-1.145
La Loma	128.974	-6.290

Fuente: Elaboración propia.

**Tabla 25: Resumen del VPN en 2030.**

Batería	VPN con el pago por disponibilidad [kUSD]	VPN sin el pago por disponibilidad [kUSD]
Mompox	120.894	-240
Buchely	57.731	-78
Doncello	151.798	-788
Carmen	50.307	1.620
Gambote	49.216	715
La Loma	135.011	-2.501

Fuente: Elaboración propia.

**Tabla 26: Resumen del VPN en 2034.**

Batería	VPN con el pago por disponibilidad [kUSD]	VPN sin el pago por disponibilidad [kUSD]
Mompox	128.059	25.064
Buchely	54.437	12.915
Doncello	143.497	26.276
Carmen	48.106	32.798
Gambote	73.829	33.787
La Loma	158.650	68.125
Porto Nuevo	1.075.263	123.204
Villeta	160.363	51.713
Cordialidad	469.488	123.692
San Marcos	479.402	107.836

Fuente: Elaboración propia.

Además del análisis económico basado en los ingresos por servicios prestados al sistema, se llevó a cabo una evaluación complementaria orientada a justificar la instalación de baterías como recurso de confiabilidad de red. En este análisis, se estimó la probabilidad mínima de falla en dos regiones del sistema: Doncello y Buchely.

## Doncello

Para el año 2034, se evaluó la probabilidad de falla de la línea Altamira – Flores 115 kV, que alimenta las cargas de Flores y Doncello, como se ilustra en el mapa de la figura siguiente. En este contexto, se consideró la instalación de una batería de 20 MW y 5 horas en Doncello, cuya capacidad de almacenamiento fue establecida en el plan de modernización de la UPME.



Fuente: Elaboración propia.

**Figura 50: Representación de la línea Altamira - Flores 115 kV.**

Para este análisis se tomaron en cuenta los siguientes valores de referencia:

- Costo anual de inversión: 2.98 MUSD;
- Costo de energía no suministrada: 3.424,76 USD/MWh;
- Demanda anual (Flores + Doncello): 364.401,7 MWh.

Con base en estos parámetros, se estimó una probabilidad de falla del 0,24%, lo que justificaría económicamente la inversión en la batería ubicada en Doncello.

## Buchely

En este caso, se analizó la probabilidad de falla de la línea Jardinera – Junín 115 kV, indicada en el mapa de la figura siguiente, que abastece las cargas de Junín y Buchely. Se consideró la instalación de una batería de 10 MW y 4 horas en Buchely, cuya capacidad de almacenamiento también fue definida en el plan de modernización de la UPME.



Fuente: Elaboración propia.

**Figura 51: Representación de la línea Jardinera - Junín 115 kV.**

Para este análisis, se consideraron los siguientes valores de referencia:

- Costo anual de inversión: 1.24 MUSD;
- Costo de energía no suministrada: 3.424,76 USD/MWh;
- Demanda anual (Junin + Buchely): 237.648,8 MWh.

A partir de estos parámetros, se estimó una probabilidad de falla del 0,15%, lo que justificaría económicamente la inversión en la batería ubicada en Buchely.

Esto implica que, si la probabilidad de falla de la línea Altamira – Flores 115 kV supera el 0,24% y la de la línea Jardinera – Junín 115 kV excede el 0,15%, las baterías evaluadas en estas ubicaciones serían económicamente justificables como recursos de confiabilidad, al permitir evitar pérdidas por déficit de energía en dichas áreas.

OSDEREMUNERACIÓN Y OPCIONES DE  
AMIENTOPARA EL ALMACENAMIENTO  
RÍAS EN COLOMBIA MÉTODOS DEREMUNE  
OPCIONES DE FINANCIAMIENTO PARA EL  
MACENAMIENTO CON BATERÍAS EN CO  
LOMBIA MÉTODOS DEREMUNERACIÓN  
OPCIONES DE FINANCIAMIENTO PARA EL  
MACENAMIENTO CON BATERÍAS EN CO  
LOMBIA MÉTODOS DEREMUNERACIÓN  
OPCIONES DE FINANCIAMIENTO PARA EL  
MACENAMIENTO CON BATERÍAS EN CO  
LOMBIA MÉTODOS DEREMUNERACIÓN  
OPCIONES DE FINANCIAMIENTO PARA EL  
MACENAMIENTO CON BATERÍAS EN CO  
LOMBIA MÉTODOS DEREMUNERACIÓN  
OPCIONES DE FINANCIAMIENTO PARA EL  
MACENAMIENTO CON BATERÍAS EN CO  
LOMBIA MÉTODOS DEREMUNERACIÓN  
OPCIONES DE FINANCIAMIENTO PARA EL  
MACENAMIENTO CON BATERÍAS EN CO  
LOMBIA MÉTODOS DEREMUNERACIÓN Y OP  
ES DE FINANCIAMIENTO PARA EL ALMA  
NAMIENTO CON BATERÍAS EN COLOMBIA  
DOS DEREMUNERACIÓN Y OPCIONES DE  
AMIENTOPARA EL ALMACENAMIENTO



## 4. MÉTODOS DE REMUNERACIÓN Y OPCIONES DE FINANCIAMIENTO PARA EL ALMACENAMIENTO CON BATERÍAS EN COLOMBIA

### 4.1 Modelos de negocios para el almacenamiento

La consolidación del BESS como una solución viable y escalable en Colombia requiere, no solo avances tecnológicos y reducción de costos, sino también el desarrollo de modelos de negocio innovadores, adaptados al marco regulatorio nacional. Esta sección del informe analiza algunos modelos con potencial de adopción en el país, evaluando su aplicabilidad práctica y la posibilidad de adaptación al contexto colombiano.

El primer modelo examinado es la participación en múltiples mercados, también conocido como *stacking* de ingresos. Bajo este esquema, un mismo sistema BESS presta simultáneamente diversos servicios al sistema eléctrico, tales como arbitraje energético, capacidad en horas pico, servicios auxiliares y respaldo ante contingencias. Esta diversificación maximiza el uso técnico del activo y mejora su rentabilidad. Casos exitosos en el Reino Unido y Australia han demostrado su efectividad.

En Colombia, la implementación de este modelo enfrenta actualmente limitaciones regulatorias. Por ello, se sugiere iniciar con proyectos piloto o esquemas de regulación experimental (*sandboxes*), en zonas donde el almacenamiento pueda demostrar su valor operativo.

Otro modelo es la integración de sistemas *BESS* a plantas de generación existentes, ya sean térmicas, hidroeléctricas o renovables. Esta integración optimiza la operación de los activos, reduce los costos asociados a arranques y paradas, mejora el cumplimiento de contratos y aumenta la participación en mercados complementarios. Experiencias en países como Chile, Estados Unidos y República Dominicana han evidenciado beneficios técnicos y económicos.

En Colombia, este modelo sería particularmente relevante para fuentes de energías renovables no convencionales. Sin embargo, su viabilidad depende del reconocimiento regulatorio de los servicios prestados por los *BESS* integrados, así como de la posibilidad de participar en mecanismos como subastas o pagos por capacidad.

El modelo de almacenamiento como activo de red propone la inclusión de sistemas *BESS* dentro de la base regulatoria de transmisión o distribución. Bajo este enfoque, los *BESS* son remunerados mediante tarifas reguladas, similar a líneas o subestaciones, lo que proporciona ingresos estables y reduce los riesgos financieros asociados.

Este modelo ya ha sido implementado con éxito en países como Estados Unidos y Alemania, y en Colombia cuenta con un antecedente que es el proyecto de Barranquilla, promovido por la UPME. No obstante, su ejecución ha enfrentado diversos obstáculos que destacan la necesidad de mejorar los marcos regulatorios, los procesos de licenciamiento y la estructuración técnico-financiera de este tipo de proyectos.

Las baterías comunitarias a nivel de distribución constituyen un modelo innovador orientado a mejorar el servicio eléctrico en zonas urbanas o rurales con deficiencias en la calidad del suministro. Gestionadas por la distribuidora local, estas baterías permiten almacenar excedentes de generación distribuida, reducir picos de demanda y aumentar la resiliencia local. Proyectos como *Alkimos Beach* en Australia o *Green Mountain Power* en Estados Unidos, han generado beneficios técnicos, económicos y sociales significativos.

Este modelo podría ser aplicable en Colombia, concretamente en barrios urbanos afectados por sobrecargas frecuentes o en regiones rurales aisladas, siempre que el marco regulatorio permita su integración y establezca mecanismos claros de remuneración.

El modelo de almacenamiento compartido (*shared storage*) se basa en la cooperación entre múltiples usuarios que comparten un sistema de almacenamiento común. Este modelo reduce significativamente los costos individuales y optimiza la gestión de los consumos energéticos. Usualmente gestionado por un operador neutral, ha sido implementado con éxito en zonas industriales de Estados Unidos y Alemania.

En Colombia, el almacenamiento compartido tiene un alto potencial en parques industriales o zonas francas, donde empresas con perfiles de consumo complementarios podrían beneficiarse del uso conjunto de un *BESS*. Pese a ello, su adopción requiere contratos bien estructurados y un marco regulatorio que habilite este tipo de asociaciones.

Finalmente, el modelo *Energy Storage as a Service (ESaaS)* posibilita que un proveedor especializado financie, instale y opere un sistema de almacenamiento, mientras el cliente paga únicamente por los servicios recibidos, sin asumir la inversión inicial ni los riesgos tecnológicos.

Este esquema, utilizado con éxito en países como Estados Unidos y Australia, puede resultar atractivo para empresas de transmisión, distribución o grandes consumidores industriales en Colombia. Su implementación efectiva depende de contratos a largo plazo con indicadores de desempeño claros, así como de un marco regulatorio que reconozca los servicios prestados por el almacenamiento al sistema eléctrico.

La tabla 27 presenta un resumen de las principales características de los modelos analizados en esta sección, destacando aspectos clave como la inversión inicial requerida, el nivel de ingresos fijos, la complejidad operativa y su aplicabilidad al contexto colombiano.

**Tabla 27: Modelos de negocios para BESS y aplicabilidad en Colombia**

Modelo	Inversión inicial	Nivel de ingresos fijos	Aplicabilidad en Colombia
Stacking de ingresos	Alta	Bajo a medio	Media
Integración con plantas existentes	Media	Medio a alto	Media a alta
BESS como activo regulado de red	Alta	Alto	Media a alta
Baterías comunitarias	Media	Medio a alto	Baja a media
Activo compartido	Media	Medio a alto	Media
ESaaS	Alta (proveedor)	Medio a alto	Media

Fuente: Elaboración propia.

La clasificación de la inversión inicial se refiere al capital requerido para la implementar cada modelo de negocio. Aquellos modelos que implican la instalación de infraestructura nueva e independiente -como el *stacking* de ingresos y los activos regulados de red- suelen demandar una inversión inicial alta debido al tamaño y la especificidad técnica de los sistemas. Por otro lado, modelos como la integración con plantas existentes o el almacenamiento compartido y comunitario, requieren inversiones medias, ya que aprovechan activos e infraestructuras preexistentes y esto contribuye a reducir los costos iniciales.

El nivel de ingresos fijos refleja qué tan predecibles y garantizados son los ingresos generados por cada modelo. Por ejemplo, el almacenamiento como activo regulado de red ofrece ingresos altamente predecibles, estables y regulados, lo cual facilita sustancialmente su financiamiento. En cambio, el modelo de *stacking* de ingresos presenta una menor previsibilidad, dado que los ingresos pueden variar dependiendo del mercado. Por su parte, la integración con plantas existentes y las baterías comunitarias muestran un nivel medio a alto, al beneficiarse de contratos preexistentes o esquemas tarifarios más estables.

En cuanto a su aplicabilidad en Colombia, esta clasificación refleja la compatibilidad del modelo con el marco regulatorio vigente, así como las condiciones operativas y económicas locales. La integración con plantas existentes y el almacenamiento regulado como activo de red presentan una alta aplicabilidad, en tanto ya existen precedentes en el país o regulaciones cercanas que pueden facilitar su implementación a corto plazo, aunque desarrollos regulatorios podrían escalar su adopción.

Los modelos de *stacking* de ingresos, baterías comunitarias, ESaaS y activos compartidos tienen una aplicabilidad media. Si bien son técnicamente viables y atractivos, aún requieren ajustes regulatorios o el desarrollo de pilotos específicos que permitan validar plenamente su potencial.

En el caso del *stacking* de ingresos, resulta fundamental la creación de productos que permitan monetizar el valor de las baterías (capacidad de punta, flexibilidad, etc.), así como esquemas de remuneración estables. Por su parte, las baterías comunitarias tienen una aplicabilidad que varía entre baja y media, debido a que su incorporación efectiva depende de una regulación específica para integrarlas explícitamente en los esquemas tarifarios actuales, especialmente aquella que pueda reconocer beneficios localizados.

En conclusión, los modelos de negocio para almacenamiento en baterías ofrecen un abanico de enfoques que pueden adaptarse con flexibilidad al contexto regulatorio y operativo colombiano. Su implementación exitosa dependerá en gran medida de:

- Ajustes regulatorios específicos.
- El reconocimiento explícito del valor integral del almacenamiento por parte del regulador.
- La ejecución de proyectos piloto que permitan validar y ajustar estos modelos antes de su despliegue a gran escala.

En este contexto, las empresas de transmisión y distribución están llamadas a desempeñar un papel clave como agentes impulsores de esta innovación regulatoria y tecnológica, particularmente en aquellos modelos que ofrecen ingresos fijos, previsibles y regulados.

En el capítulo siguiente, estos desafíos se abordarán en detalle y con énfasis en los modelos de almacenamiento de mayor escala, tales como el *stacking* de ingresos, la integración con plantas existentes y el almacenamiento como activo regulado de red.

## 4.2 Desafíos para el desarrollo de proyectos de almacenamiento

El financiamiento de proyectos de *BESS* en Colombia enfrenta algunos desafíos que deben ser abordados para atraer inversión de forma sostenible. Estos obstáculos son de carácter regulatorio, de mercado, técnico y financiero, y generan un nivel de incertidumbre que puede disuadir a prestamistas e inversionistas. En esta sección, se presentan las principales barreras que dificultan el financiamiento de proyectos *BESS* en el país.

### 4.2.1 Brechas regulatorias e incertidumbre en los flujos de ingresos

Uno de los principales desafíos es la ausencia de un marco de mercado definido para los servicios de almacenamiento de energía. Actualmente, no existen incentivos específicos y los mecanismos de pago disponibles pueden resultar insuficientes para cubrir la diversidad de servicios que ofrecen las baterías, tales como el desplazamiento de energía, la regulación de frecuencia y, especialmente, la confiabilidad (capacidad). El diseño actual del mercado eléctrico colombiano no contempla flujos de ingresos específicos para el almacenamiento, como los pagos por capacidad de punta<sup>5</sup>.

Una vía formalmente disponible en el país para viabilizar proyectos de *BESS*, es su consideración como activo del sistema de transmisión. Bajo este esquema, el desarrollador participa en una convocatoria pública y, de resultar adjudicado, recibe un ingreso fijo durante un período determinado.<sup>6</sup>

Esto significa que un proyecto de baterías enfrenta dificultades para generar ingresos estables suficientes, a menos que se estructuren acuerdos especiales y/o se haga a través de activo de red sujeto a un pago regulado. En la gran mayoría de los casos, la ausencia de modelos económicos, como contratos a largo plazo o tarifas específicas para el almacenamiento, convierte a estos proyectos en inversiones de alto riesgo desde la perspectiva de los financiadores<sup>7</sup>.

5 <https://iea.blob.core.windows.net/assets/2fa812fe-e660-42f3-99bc-bd75be3ca0b5/Colombia2023-EnergyPolicyReview.pdf>

6 Sin embargo, no necesariamente la existencia de una ruta significa que los proyectos serán viables financieramente a través de ellas (los desafíos enfrentados por el proyecto de Barranquilla son un ejemplo de eso).

7 <https://www.weforum.org/stories/2024/05/how-to-finance-battery-energy-storage-clean-energy/#:~:text=in%20widespread%20adoption%20of%20BESS>

Los inversionistas perciben que, sin ingresos garantizados, un sistema de almacenamiento en baterías corre el riesgo de permanecer inactivo o de generar ingresos significativamente inferiores a los requeridos para amortiguar su financiamiento.

Esta incertidumbre se ve acentuada por la ambigüedad regulatoria, debido a que el almacenamiento de energía aún no ha sido claramente definido como un participante del mercado, ya sea como generación, activo de transmisión, demanda o una nueva categoría. Esta indefinición genera dudas sobre cómo se despachará y cómo será remunerado, lo que dificulta la toma de decisiones por parte de los desarrolladores privados y limita la capacidad de los bancos para otorgar financiamiento, dado que el modelo de flujo de caja sigue siendo especulativo.

En el contexto específico de Colombia se observa que:

- Los proyectos de almacenamiento no se desarrollan debido a la incertidumbre sobre los ingresos que pueden generar. Los inversionistas son reacios a desarrollar / financiar proyectos cuyo retorno financiero no esté garantizado.
- Las reglas del mercado no evolucionan porque aún no existen suficientes proyectos en operación que demuestren el valor del almacenamiento y justifiquen cambios regulatorios.
- Para que el mercado de almacenamiento se desarrolle, es necesario reducir los riesgos financieros, lo cual depende de reformas regulatorias que garanticen flujos de ingresos más previsibles.

En otras palabras, sin proyectos no hay evolución del mercado y, sin evolución del mercado, los proyectos no se materializan. Este estancamiento es característico de sectores emergentes que dependen de la regulación y de la innovación para desbloquear inversiones<sup>8</sup>. No obstante, esta realidad va cambiando lentamente con la introducción de proyectos de almacenamiento, sobre todo híbridos, que comienzan a desafiar esta lógica<sup>9,10,11</sup>.

#### **4.2.2 Falta de historial y preocupaciones sobre viabilidad financiera**

Colombia no cuenta actualmente con estudios de caso relevantes sobre proyectos de BESS y las instituciones financieras locales tienen una experiencia limitada en su evaluación. Los prestamistas suelen preferir tecnologías con un historial probado de operación, un desempeño ampliamente documentado y ecosistemas de soporte y garantías bien establecidos. El almacenamiento en baterías aún no se encuentra en esta categoría.

En particular, los bancos manifiestan preocupaciones sobre los riesgos técnicos asociados a los BESS. Surgen interrogantes como: ¿La batería se degradará más rápido de lo esperado? ¿Quién garantiza su rendimiento durante un período de 10 a 15 años? ¿Qué ocurre si el proveedor de baterías quiebra? Estas incertidumbres se traducen en que los bancos aplican primas más altas a los proyectos de almacenamiento.

Como señala el Foro Económico Mundial, el riesgo tecnológico asociado a nuevas soluciones -derivado de un desempeño a largo plazo aún no completamente probado y de fabricantes relativamente

---

8 Nelson, R. R., & Winter, S. G. (1982). *An Evolutionary Theory of Economic Change*. Cambridge, MA: Belknap Press of Harvard University Press.

9 <https://www.celsia.com/es/noticias/celsia-innova-al-poner-en-operacion-el-primer-sistema-de-baterias-conectado-a-una-granja-de-energia-solar/>

10 <https://www.pv-magazine-latam.com/2024/09/12/anuncian-en-colombia-el-primer-proyecto-de-almacenamiento-de-energia-fotovoltaica-con-baterias-a-gran-escala/>

11 <https://www.enel.com.co/es/prensa/news/d202104-inauguracion-primer-sistema-baterias-de-almacenamiento.html>

recientes-, junto con cadenas de suministro parcialmente consolidadas, son preocupaciones clave para el financiamiento de BESS, especialmente en mercados emergentes<sup>12</sup>.

En ausencia de referentes locales, los financiadores pueden adoptar posturas conservadoras, ofreciendo plazos más cortos o tasas de interés más altas, lo que afecta la viabilidad económica de los proyectos. Además, los problemas en las cadenas de suministro globales, como la limitada disponibilidad de litio y celdas de baterías, pueden generar retrasos en los cronogramas de los proyectos, aumentando los costos y la incertidumbre, lo que dificulta aún más la toma de decisiones de los inversionistas<sup>13</sup>.

Los patrocinadores también pueden enfrentar dificultades para obtener garantías adecuadas de los proveedores, lo cual incrementa la incertidumbre sobre el desempeño del proyecto a largo plazo. Todos estos factores combinados reducen su viabilidad financiera y complican su acceso a financiamiento.

A diferencia de otras tecnologías consolidadas como las centrales hidroeléctricas o las plantas térmicas a gas, los proyectos de almacenamiento carecen de décadas de datos operativos, lo que complica la modelización de ingresos. Desde una perspectiva financiera, esta brecha en la viabilidad se traduce en una incapacidad para obtener suficiente deuda o en la necesidad de hacerlo a costos muy elevados, lo cual puede frenar los proyectos en su fase de desarrollo.

### 4.2.3 Estructura del mercado y desafíos en la diversificación de ingresos

Por su naturaleza, las baterías generan valor a partir de múltiples servicios (*value stacking*). Sin embargo, las reglas actuales del mercado colombiano podrían impedir la captura de todas estas fuentes de ingresos. Por ejemplo, un sistema de almacenamiento con baterías puede representar una alternativa frente a una ampliación de la red de transmisión o servir como solución para mitigar congestiones en puntos críticos del sistema eléctrico, proporcionar capacidad en picos de demanda y ofrecer respuesta rápida de frecuencia. Pero en ausencia de un mecanismo que remunere cada uno de estos servicios, el valor total que la batería puede monetizar se ve limitado.

En algunas jurisdicciones, las barreras regulatorias han generado escenarios en los que el almacenamiento solo puede obtener ingresos a través del arbitraje de energía, sin acceso a pagos por servicios auxiliares o capacidad, comprometiendo la viabilidad del modelo de negocio.

Un ejemplo ilustrativo es el caso de Alemania, donde se ha señalado que el *value stacking* es difícil debido a condiciones regulatorias desfavorables<sup>14</sup>, especialmente cuando las definiciones sobre almacenamiento eran inadecuadas y no permitían su participación efectiva en el mercado.

En Colombia, el mecanismo de confiabilidad refleja la naturaleza hidrotermal histórica del sistema eléctrico, que se basa en energía firme y no por potencia durante las horas pico. De esta forma, no hay energía firme asignada a equipos como baterías y es difícil que la haya, toda vez que, conceptualmente, no se consideran aptas para participar en el Cargo por Confiabilidad. Esta exclusión descarta una potencial fuente de ingresos que está disponible en otros mercados y podría proporcionar una vía de ingresos estable y de largo plazo para la capacidad de las baterías.

---

12 <https://www.weforum.org/stories/2024/05/how-to-finance-battery-energy-storage-clean-energy/#:~:text=There%20are%20several%20challenges%20to,scale%20adoption%20of%20BESS>

13 <https://www.whitecase.com/insight-alert/gigawatts-bess-opportunities-chile-key-risk-considerations-owners-and-investors#:~:text=Potential%20vulnerabilities%20of%20the%20global,and%20lenders%20in%20BESS%20projects>

14 <https://www.energy-storage.news/is-the-german-utility-scale-energy-storage-market-set-to-take-off/#:~:text=Value%20stacking%20is%20also%20more,German%20law%20in%20May%202022>

En tanto las reglas del mercado no evolucionen para permitir que las baterías combinen múltiples fuentes ingresos -como pagos por energía, servicios auxiliares y capacidad-, la dependencia de una única fuente de remuneración podría no ser suficiente para justificar el financiamiento de estos proyectos. Esta fragmentación de los flujos de ingresos representa un desafío: bajo las reglas actuales, un proyecto de almacenamiento podría no ser utilizado en toda su capacidad, lo que afectaría su desempeño financiero.

Tanto los desarrolladores como los financiadores enfrentan dificultades para evaluar los proyectos cuando los ingresos dependen de cambios regulatorios futuros o de la posibilidad de que la batería pueda operar en mercados aún incipientes, como un eventual mercado de contratación de servicios conexos o la futura creación de pagos por capacidad en horas de punta.

Como resultado, la estructura actual del mercado colombiano presenta vacíos que limitan la viabilidad económica de los proyectos de almacenamiento, en particular aquellos orientados a la prestación de servicios tradicionalmente asociados a activos de generación.

Esta situación genera un riesgo financiero considerable, ya que un proyecto financiado podría no cumplir con sus obligaciones de deuda si carece de acceso pleno y estable a las distintas fuentes de monetización disponibles en el sistema.

#### **4.2.4 Barreras de política e incentivos**

Un aspecto positivo dentro del marco regulatorio actual es que los proyectos de almacenamiento en baterías en Colombia pueden acceder a los beneficios fiscales contemplados en la Ley 1715 de 2014, ampliados posteriormente por la Ley 2099 de 2021. Estos incentivos están disponibles siempre que los proyectos cuenten con la certificación de la UPME, ya sea como parte de iniciativas de fuentes no convencionales de energía (FNCE) o de gestión eficiente de la energía. Entre los incentivos se incluyen la exclusión del IVA, la exención de aranceles, la deducción del 50% de la inversión en el impuesto de renta y la depreciación acelerada.

Pese a esta posibilidad normativa, el almacenamiento tiene un menor nivel de avance regulatorio respecto a la generación renovable. Esta asimetría se refleja en la ausencia de esquemas específicos de contratación, mecanismos de remuneración por servicios prestados o herramientas que garanticen ingresos estables.

Además, si bien los documentos de planeación tienen objetivos de mediano plazo sobre almacenamiento, éstos no son vinculantes. La revisión de 2023 realizada por la Agencia Internacional de Energía (IEA) destacó que, después de 2022, Colombia carecía de metas definidas desde la normatividad para las energías renovables y contaba con “incentivos insuficientes” en el diseño del mercado para fomentar la adopción de almacenamiento<sup>15</sup>.

Al margen de su inclusión en algunos escenarios de los planes energéticos nacionales, hasta 2023 el almacenamiento no alcanzaba la visibilidad política que sí habían logrado otras tecnologías como la solar y la eólica. Como resultado, no existen programas de incentivos específicos ni proyectos piloto que puedan mitigar los costos para los primeros adoptantes, salvo discusiones regulatorias en desarrollo.

---

15 <https://iea.blob.core.windows.net/assets/2fa812fe-e660-42f3-99bc-bd75be3ca0b5/Colombia2023-EnergyPolicyReview.pdf#:~:text=%5BPDF%5D%20Colombia%202023%20,targets%20set%20for%20after%202022>

Para los financiadores, esta situación podría generar la percepción de un entorno normativo incierto, pues aún cuando el país ha iniciado conversaciones regulatorias para implementar reformas de mercado que promuevan el almacenamiento con baterías, estas reformas han tenido algunos retrasos en su desarrollo.

En resumen, la falta de incentivos vinculantes significa que los proyectos de almacenamiento en Colombia deben sostenerse exclusivamente bajo las actuales condiciones del mercado, las cuales aún no ofrecen un entorno favorable, especialmente en términos de estabilidad de los ingresos. Esto representa un desafío sustancial a la hora de asegurar su financiamiento.

#### **4.2.5 Integración a la red y riesgos operacionales**

Desde el punto de vista operativo, la integración del almacenamiento en baterías en la red colombiana presenta incertidumbres que los financiadores tomarán en cuenta. Tanto el operador del sistema nacional colombiano (XM) como las empresas de servicios públicos, tienen una experiencia limitada en el despacho y gestión de proyectos de *BESS*, por lo que los protocolos operativos aún están en proceso de evolución. Esto podría generar riesgos operativos, como posibles restricciones, por ejemplo, si el código de red se actualiza para exigir ciertos niveles de desempeño o si las condiciones de la red limitan la capacidad de las baterías.

Los desafíos asociados con la ejecución y O&M de proyectos en el contexto colombiano incluyen garantizar la disponibilidad de técnicos capacitados para el mantenimiento de baterías, el cumplimiento de estándares de seguridad contra incendios (un aspecto crítico para los aseguradores), y la falta de regulación sobre disposición final o reciclaje de baterías, lo que podría generar costos adicionales en el futuro.

Todos estos factores -ambigüedad regulatoria, escasez de modelos de ingresos estables (salvo como activo de red), novedad tecnológica e incertidumbres operativas- hacen que, en la mayoría de los casos, los proyectos de *BESS* en Colombia sean percibidos como inversiones de alto riesgo. Y cuando logran obtener financiamiento, este perfil de riesgo se traduce en un alto costo de capital.

### **4.3 Entorno del financiamiento de activos de almacenamiento**

Esta sección presenta una introducción sobre el entorno mundial del financiamiento de activos de almacenamiento, incluyendo algunos desafíos, características de financiamiento y los factores que determinan la financiabilidad de los proyectos.

#### **4.3.1 Financiamiento del almacenamiento en el mundo**

El financiamiento de proyectos de baterías a gran escala (*utility scale*) requiere una estructuración de inversiones que se adapte al perfil de riesgo y generación de ingresos del proyecto. Los tres principales modelos de financiamiento son: financiamiento de proyectos (*project finance*), financiamiento corporativo (*corporate finance*) y financiamiento híbrido (*blended finance*), cada uno con aplicaciones específicas según las características y necesidades del mercado.

### 4.3.2 Project finance

En el financiamiento de proyectos, se crea una empresa de propósito específico (SPV, por su sigla en inglés), y los prestamistas dependen exclusivamente de los flujos de caja y los activos del proyecto de baterías como garantía, con poca o ninguna responsabilidad sobre el balance del patrocinador. Este modelo es ampliamente utilizado en proyectos de infraestructura y energía a gran escala, especialmente aquellos que cuentan con contratos de ingresos estables y a largo plazo, como contratos PPA o pagos por capacidad, que respaldan el pago de la deuda.

Un ejemplo representativo de este enfoque es el caso de Chile, donde un proyecto de almacenamiento solar de 1.1 GWh (fase 4 del proyecto Oasis de Atacama) obtuvo un financiamiento por 324 millones de dólares proporcionado por bancos internacionales, incluyendo BNP Paribas y Société Générale<sup>16</sup>. Este financiamiento fue posible gracias a los flujos de ingresos predecibles provenientes del PPA solar y de las operaciones de almacenamiento.

En Colombia, el financiamiento de proyectos para *BESS* independientes aún se encuentra en una etapa incipiente. Sin embargo, es una opción viable siempre que el proyecto pueda demostrar a los bancos la existencia de un contrato de ingresos sólido o un mecanismo de pago confiable, como un acuerdo de prestación de servicios a la red a largo plazo. El país ya cuenta con un caso de referencia que marca un precedente importante: un contrato gubernamental a 15 años para un proyecto de 45MW con 45MWh de almacenamiento, adjudicado a Canadian Solar. Este hito proporciona una base de conocimiento útil para la organización de este tipo de subastas.

A medida que Colombia avance en la definición de reglas de mercado específicas para el almacenamiento, el financiamiento de proyectos podría expandirse. Esto permitiría a los desarrolladores acceder a financiamiento respaldado en ingresos futuros de los *BESS* (como arbitraje de energía, servicios auxiliares y pagos por capacidad), en lugar de depender únicamente de garantías corporativas.

### 4.3.3 Corporate finance

En el modelo de financiamiento corporativo, una empresa de servicios públicos o una compañía financia el sistema de baterías directamente en su propio balance, utilizando deuda corporativa o capital propio. Este enfoque ha sido común en proyectos de almacenamiento, sobre todo cuando la tecnología o el modelo de ingresos aún son nuevos, pues permite que el financiador evite depender exclusivamente de los ingresos del proyecto. En la práctica, muchas baterías se han implementado como extensiones de activos de transmisoras/distribuidoras o plantas de energías renovables, utilizando capital corporativo.

En Chile, por ejemplo, AES Corporation instaló en sus centrales termoeléctricas 52 MW de baterías de litio con una capacidad de almacenamiento estimada de 26 MWh para proporcionar reserva rodante y regulación de frecuencia<sup>17</sup>. Es probable que este proyecto haya sido financiado internamente, como parte de la inversión corporativa de AES para mejorar el rendimiento de la planta.

El financiamiento corporativo suele ser más rápido de estructurar y puede ser una opción viable en Colombia para empresas como ISA, que buscan implementar almacenamiento de energía para mejorar la confiabilidad del sistema eléctrico. Este modelo no requiere un contrato de ingresos independiente,

---

16 <https://www.energy-storage.news/greenergy-raises-us324-million-for-phase-4-of-world-largest-solar-plus-storage-project-in-chile/#:~:text=Spanish%20independent%20power%20producer%20,of%20Nova%20Scotia%20and%20SMBC>

17 <https://www.projectfinance.law/publications/2018/february/energy-storage-in-latin-america-and-the-caribbean/#:~:text=AES%20Gener%20,is%20met%20by%20the%20batteries>

siempre que el valor de la batería provenga de la mejora en el servicio o de la reducción de costos operativos para la empresa.

Sin embargo, el financiamiento corporativo implica la inmovilización de capital propio, lo que puede afectar la capacidad crediticia de la empresa y limitar la escala de implementación. Cada compañía tiene un límite de endeudamiento y esto podría hacerla reacia a invertir fuertemente en almacenamiento sin opciones fuera de balance.

A pesar de estas limitaciones, y ante la ausencia de incentivos de mercado en Colombia -como los pagos por capacidad y servicios auxiliares-, es probable que los primeros proyectos de BESS a escala de red vayan a depender del financiamiento corporativo de empresas energéticas e incluso de grandes consumidores de energía, que busquen probar la tecnología y adquirir experiencia operativa.

#### **4.3.4 Blended finance**

El *blended finance* es un enfoque de financiamiento que combina fondos públicos o concesionales con capital privado, con el objetivo de reducir el riesgo y mejorar la bancabilidad de un proyecto. Aunque no se sitúa exactamente en un punto intermedio entre el *project finance* y el *corporate finance*, funciona como un mecanismo de estructuración que permite atraer inversión privada al mitigar incertidumbres financieras y regulatorias.

Este modelo cobra especial relevancia en mercados que se encuentran en las primeras etapas de adopción de ciertas tecnologías, como ocurre con los BESS en Colombia, donde los altos costos iniciales y los riesgos emergentes pueden dificultar la inversión privada.

Un ejemplo representativo de *blended finance* es la coinversión de bancos nacionales o multilaterales, junto con prestamistas privados, como ocurrió con el proyecto Victorian Big Battery (300 MW) en Australia. En este caso, la Corporación para el Financiamiento de Energía Limpia (CEFC, por su sigla en inglés), una entidad gubernamental australiana, participó en el financiamiento junto con Neoen Equity, un productor independiente de energía renovable que posee y opera el proyecto.

Colombia puede aprovechar el *blended finance* de manera similar, utilizando préstamos o garantías otorgados por instituciones de desarrollo para reducir los riesgos asociados a los proyectos y atraer la participación de bancos comerciales e inversores locales. Este modelo resulta especialmente útil para impulsar el almacenamiento en baterías, ya que permite al sector público absorber parte del riesgo inicial, mientras que los términos concesionales mejoran los indicadores financieros del proyecto. A su vez, el capital privado aporta escala y eficiencia, facilitando una expansión sostenible del mercado.

## **4.4 Entrevistas con entidades financieras**

A partir de entrevistas realizadas con representantes de tres entidades financieras -Bancolombia, BID Invest y una financiadora global que prefirió mantener el anonimato por razones de confidencialidad-, se identificaron elementos comunes que permiten delinear el estado actual y las perspectivas del financiamiento de proyectos de almacenamiento en baterías en Colombia.

En primer lugar, un aspecto particularmente destacado por las tres instituciones es la limitada experiencia directa en el país con este tipo de proyectos. En este sentido, coincidieron en señalar que el único caso relevante que ha alcanzado una etapa avanzada de estructuración es el proyecto promovido por la UPME en Barranquilla. No obstante, este proyecto enfrentó dificultades técnicas y regulatorias que han obstaculizado su avance, lo cual evidencia las barreras persistentes para lograr la bancabilidad de este tipo de proyectos.

Aunque todavía no se han concretado financiamientos directos en Colombia, las entidades entrevistadas informaron que han evaluado proyectos en otros países, principalmente en esquemas híbridos o integrados a plantas de generación renovable.

En cuanto a la modalidad financiera, las entidades mostraron una preferencia por esquemas de corporate finance en contextos donde el promotor cuenta con un balance sólido. Esta inclinación se justifica, entre otros factores, por los riesgos tecnológicos aún asociados a las baterías, como la degradación, la operación y mantenimiento, y la gestión de garantías. Si bien el project finance es posible, su aplicación tiende a reservarse para proyectos con contratos firmes de largo plazo o, en el caso de las baterías, a aquellos donde el proveedor asume de manera integral la responsabilidad operativa, mitigando así conflictos durante la ejecución.

Por otro lado, el financiamiento de baterías bajo modalidad standalone se percibe como particularmente desafiante en Colombia, sobre todo por la ausencia de contratos firmes de largo plazo para servicios auxiliares o pagos por capacidad. Los entrevistados destacaron que, sin marcos regulatorios que brinden visibilidad sobre ingresos estables, resulta difícil justificar la asignación de capital a proyectos puramente merchant. Por esta razón, las estructuras híbridas -que combinan baterías con plantas solares o eólicas contratadas- se presentan como la alternativa más viable en el contexto actual.

Con respecto a los criterios técnicos, todas las entidades subrayaron la importancia de un proceso riguroso de due diligence, que incluya el análisis del riesgo tecnológico, el desempeño de la batería bajo distintos regímenes de carga y descarga, y la solidez de las garantías ofrecidas por los fabricantes. También valoraron aspectos como la estrategia de disposición final, la posibilidad de un segundo uso y la existencia de cuentas de reserva que contribuyan a mitigar incertidumbres operativas.

Desde el punto de vista regulatorio, una crítica recurrente fue la falta de definiciones sobre elementos clave para la monetización de las baterías. Entre ellos se destacan: quién toma las decisiones operativas (el inversionista o el operador del sistema), si se permite la carga de la batería con energía de la red, y cómo se viabilizará la remuneración por los servicios auxiliares prestados. Estas indefiniciones reducen significativamente el apetito de los inversionistas por proyectos de almacenamiento aislado.

Un aspecto positivo identificado por las tres entidades es el reconocimiento de que los proyectos de baterías pueden ser elegibles para financiamiento concesional, especialmente cuando están vinculados con objetivos de descarbonización o resiliencia del sistema. En este sentido, el papel de los bancos de desarrollo y de los fondos climáticos puede ser determinante para viabilizar proyectos innovadores en este segmento.

La visión compartida por los entrevistados es que el mercado colombiano aún no cuenta con las condiciones institucionales que permitan desbloquear el financiamiento de baterías standalone. Sin embargo, se constató que existe interés por parte de las instituciones financieras, especialmente cuando las baterías se integran a proyectos renovables con contratos, siempre y cuando los riesgos tecnológicos y regulatorios puedan ser adecuadamente mitigados.

## 4.5 Recomendaciones para el despliegue del almacenamiento

A lo largo de los capítulos anteriores, se han analizado los modelos de negocio más prometedores para el almacenamiento en baterías, los desafíos regulatorios y operativos específicos que enfrenta Colombia, y los factores clave que las instituciones financieras consideran al evaluar este tipo de proyectos. A partir de este análisis integral, se concluye que superar los desafíos identificados y mejorar

la bancabilidad de los proyectos requiere una acción coordinada entre los formuladores de políticas públicas, los financiadores, las entidades reguladoras y la industria energética en general.

Las recomendaciones que se presentan a continuación buscan reducir los riesgos técnicos, regulatorios y financieros percibidos por inversionistas y financiadores, con el objetivo final de atraer el capital necesario para acelerar la implementación de sistemas de almacenamiento a gran escala (utility scale) en Colombia. Estas estrategias se basan en experiencias internacionales exitosas, adaptadas a las particularidades del contexto local.

#### 4.5.1 Establecer mecanismos seguros de ingresos

Las experiencias internacionales demuestran que uno de los factores clave para el desarrollo de proyectos *BESS* es garantizar ingresos predecibles, condición indispensable para su financiamiento. En el caso de Colombia, una medida fundamental sería la implementación de mecanismos como contratos a largo plazo o pagos regulados por los servicios que proporciona el almacenamiento.

Un primer paso se dio con la introducción de baterías como activo de red, una iniciativa que podría extenderse a otras aplicaciones. Por ejemplo, un pago por capacidad similar al modelo adoptado en Chile, permitiría compensar a los propietarios por mantener capacidad firme disponible para la red, generando así un incentivo claro para la inversión en esta tecnología<sup>18</sup>.

Además, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) podría introducir mercados o contratos específicos para la prestación de servicios auxiliares, asegurando la participación explícita de los sistemas de almacenamiento.

El gobierno también podría considerar la implementación de contratos de derechos de despacho, mediante licitaciones en las que XM o empresas distribuidoras contrate una batería para la prestar servicios específicos, como la reducción de picos de demanda (*peak shaving*) y el balanceo de carga, a cambio de un pago fijo por disponibilidad. Al garantizar con estos instrumentos una parte de los ingresos futuros, los proyectos se vuelven más financiables.

La experiencia internacional respalda esta estrategia. Casos de mercados como Alemania, California y el Reino Unido demuestran que los desarrolladores deben enfocarse en contratos a largo plazo y flujos de ingresos garantizados para asegurar el financiamiento de proyectos de almacenamiento en baterías<sup>19</sup>. Asimismo, la aplicación de *BESS* como activo de red puede ampliarse, siempre que contribuyan de manera eficiente a aliviar congestiones en las redes de transmisión y/o distribución del país. Dado que estos sectores operan bajo esquemas regulados con ingresos estables y a través de cargos aprobados por la CREG, los pagos asociados a estos activos pueden ser predecibles, lo que facilita su financiamiento al ofrecer señales claras de retorno.

En comparación con otras aplicaciones del almacenamiento, esta ruta requiere menos cambios regulatorios, aunque todavía persisten vacíos en la definición de *BESS* en la base tarifaria de activos, y ya cuenta con ejemplos concretos en el país. El principal desafío radica en identificar y replicar situaciones donde los *BESS* representen la alternativa más económica o eficiente frente a otras soluciones tradicionales, como refuerzos en infraestructura, justificando así su integración masiva en los planes de expansión de la red.

---

18 <https://www.whitecase.com/insight-alert/gigawatts-bess-opportunities-chile-key-risk-considerations-owners-and-investors#:~:text=moved%20fairly%20quickly%20to%20advance,both%20facilities%20and%20allowing%20the>

19 <https://www.utilitydive.com/news/battery-project-owners-should-focus-on-long-term-contracts-guaranteed-reve/703364/#:~:text=%2A%20Large,storage%20projects%20around%20the%20world>

Ya sea mediante subastas, contratos bilaterales con distribuidoras, un mecanismo gubernamental de garantía de ingresos mínimos, o como activo de red (idealmente subastado), Colombia debe asegurar que los inversionistas en BESS cuenten con una proyección clara de flujos de caja por un período de al menos 10 a 15 años. Esta certeza permitirá que los prestamistas puedan evaluar los proyectos con menor percepción de riesgo y otorguen financiamiento a tasas más competitivas, facilitando así la viabilidad y expansión de estos proyectos.

#### 4.5.2 Financiamiento con estrategias *blended finance*

Para impulsar el desarrollo del mercado, una estrategia efectiva utilizada en algunos países ha sido la participación activa de bancos multilaterales de desarrollo (BMD) y otras instituciones de financiamiento público en el financiamiento de proyectos de BESS. Entidades como el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), BID Invest, la Corporación Financiera Internacional (CFI), e incluso bancos regionales como CAF o entidades nacionales como Bancóldex y la Financiera de Desarrollo Nacional (FDN), representan opciones de instituciones que se muestran interesadas en respaldar este tipo de proyectos, proporcionando capital accesible y de largo plazo.

Soluciones *blended finance* que podrían evaluarse:

- a) Préstamos concesionales o líneas de crédito: Por ejemplo, buscar líneas de crédito dirigidas a bancos locales específicamente para proyectos de almacenamiento, con tasas de interés reducidas gracias al respaldo de fondos climáticos. En el pasado, el BID ya había considerado este tipo de iniciativas en el país, por lo que el banco u otros organismos multilaterales podrían estar dispuestos a participar en programas similares<sup>20</sup>.
- b) Garantías Parciales de Riesgo: Una garantía otorgada por un BMD o por el gobierno sobre ciertos riesgos específicos del proyecto, por ejemplo, garantizando el pago del comprador de energía o un ingreso mínimo. Esto mejoraría la calificación crediticia del proyecto. Los BMD podrían respaldar un PPA o un pago por confiabilidad, asegurando que los prestamistas reciban su pago incluso en caso de incumplimiento por parte del comprador de energía. Esto funcionaría como un respaldo financiero de la deuda.
- c) Coinversiones en Capital. Los BMD podrían adquirir una participación accionaria en un proyecto de BESS, junto con un desarrollador privado, compartiendo los riesgos de las etapas iniciales del proyecto. Esta estrategia enviaría una señal de confianza a otros inversionistas, incentivando una mayor movilización de capital.

Según el Foro Económico Mundial<sup>21</sup>, el papel de las instituciones financieras de desarrollo (IFD) es fundamental en las economías emergentes. Gracias a su alta calificación crediticia y mandato institucional, estas entidades pueden “generar un efecto de atracción”, facilitando el acceso a financiamiento adicional y mejorando el perfil crediticio de los proyectos, lo que reduce la percepción de riesgo.

Colombia debería aprovechar fondos internacionales como el *Green Climate Fund*<sup>22</sup> o el *Clean Technology Fund*<sup>23</sup> para acceder a subvenciones o financiamiento concesional destinado al desarrollo

20 <https://www.iadb.org/en/project/CO-G1044#:~:text=Climate%20Technology%20Fund%20for%20battery%20storage%20project%20developers>

21 <https://www.weforum.org/stories/2024/05/how-to-finance-battery-energy-storage-clean-energy/#:~:text=Role%20of%20development%20finance%20institutions,is%20critical%20in%20developing%20countries>

22 [www.greenclimate.fund](http://www.greenclimate.fund)

23 <https://www.cif.org/topics/clean-technologies>

del almacenamiento de energía. Estos recursos pueden combinarse mediante esquemas de *blended finance*, para ofrecer, por ejemplo, un mecanismo de primera pérdida dentro de la estructura financiera de un proyecto. Esto reduciría el riesgo percibido y facilitaría la atracción de capital privado.

Una estrategia práctica sería la creación de un programa de financiamiento para sistemas de almacenamiento en baterías liderado por la Financiera de Desarrollo Nacional (FDN)<sup>24</sup> y capitalizado con fondos de organismos multilaterales, que ofrezca préstamos en condiciones favorables a desarrolladores privados del sector.

Cabe destacar que esta posibilidad ya ha sido considerada en el programa “Transición Energética” del BID en Colombia, que busca fortalecer la capacidad de financiamiento verde de la FDN, lo que podría facilitar la estructuración de un esquema de financiamiento específico para proyectos de almacenamiento en baterías en el país<sup>25</sup>.

Al reducir los riesgos asociados a los proyectos mediante estrategias *blended finance*, Colombia tiene la oportunidad de atraer a bancos comerciales locales e inversionistas institucionales hacia acuerdos que, de otro modo, evitarían. En esencia, se trata de utilizar fondos públicos para absorber los riesgos iniciales o poco conocidos, permitiendo que el capital privado financie la mayor parte de la inversión.

Un modelo ilustrativo de esta estrategia es el de la Corporación para el Financiamiento de Energía Limpia de Australia (CEFC, por su sigla en inglés), que ha invertido en proyectos de almacenamiento en baterías en sus etapas iniciales, con el objetivo de atraer a cofinanciadores del sector privado en proyectos comerciales sin contratos a largo plazo (*merchant projects*). Esta estrategia contribuyó a consolidar el mercado de almacenamiento y a reducir la percepción de riesgo para inversionistas privados<sup>26</sup>, lo podría replicarse en Colombia mediante la creación de un fondo dedicado al almacenamiento respaldado por el gobierno.

### 4.5.3 Buscar diversas fuentes de inversión (locales e internacionales)

Más allá de los bancos de desarrollo, existe una amplia gama de inversionistas que pueden ser movilizados para financiar proyectos de BESS en Colombia, siempre que la estructura de financiamiento sea adecuada.

Los bancos locales deberían ser involucrados a través de programas de capacitación y esquemas de reparto de riesgos. Para incentivar su participación en el financiamiento de proyectos de almacenamiento, el gobierno y los BMD podrían ofrecer instrumentos de mejora crediticia, como garantías o deuda subordinada, que coadyuven a reducir el riesgo percibido.

Los fondos de pensiones y las compañías de seguros representan otra fuente de capital. Los fondos de pensiones colombianos ya han invertido en infraestructura nacional<sup>27</sup> y podrían destinar recursos al almacenamiento, siempre que los proyectos se estructuren en instrumentos financieros seguros. Una estrategia recomendable sería agrupar múltiples proyectos de almacenamiento en un portafolio y emitir Bonos Verdes. Este enfoque ofrece ventajas importantes:

24 Ejemplo de actuación de la FDN: <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Conpes/Económicos/4137.pdf>

25 <https://www.iadb.org/en/news/colombia-accelerate-its-just-energy-transition-support-idb-and-climate-investment-fund#:~:text=sustainable%20development%20in%20the%20Amazon,access%20thematic%20green%20capital%20markets>

26 <https://www.cefc.com.au/where-we-invest/cleaner-greener-energy/energy-storage/#:~:text=The%20CEFC%20has%20a%20particular,in%20merchant%20storage%20revenue%20streams>

27 <https://www.larepublica.co/finanzas/fondos-de-pension-invertiran-4-5-billones-en-nuevos-proyectos-de-infraestructura-3337396>

- Diversificación del riesgo: Al combinar varios proyectos en un solo instrumento financiero.
- Mejor calificación crediticia: Si el bono cuenta con una garantía parcial, por ejemplo, a través de un BMD o un mecanismo gubernamental.
- Mayor atractivo para inversionistas institucionales: Al estructurar el financiamiento con características de grado de inversión.

Este modelo ha sido utilizado con éxito en otros países y podría facilitar el acceso a financiamiento a gran escala para el desarrollo del almacenamiento en baterías en Colombia<sup>28</sup>. Además, sería especialmente atractivo para inversionistas institucionales que buscan retornos estables y a largo plazo alineados con objetivos *ESG*<sup>29,30</sup>.

A nivel global, existe un creciente interés por parte de fondos de infraestructura y capital privado en portafolios de almacenamiento en baterías, siempre que exista un marco de ingresos bien definido. Colombia puede atraer a estos actores, como *yieldcos* especializadas en almacenamiento de energía, fondos internacionales como Brookfield o la división de infraestructura climática de BlackRock, mediante una adecuada estructuración del entorno regulatorio para proyectos de *BESS*. Programas como *Scaling Infrastructure* de la CFI<sup>31</sup>, o iniciativas similares, podrían facilitar la sindicación de inversiones.

Otra alternativa es involucrar la participación de agencias de crédito a la exportación (ACE), que financian la adquisición de equipos y tecnologías fabricadas en sus países de origen. Muchas de las baterías y sistemas de almacenamiento provienen de empresas ubicadas en mercados con ACE activas, como U.S. EXIM (Estados Unidos)<sup>32</sup>, China Ex-Im Bank (China)<sup>33</sup> o Korea's KEXIM (Corea del Sur)<sup>34</sup>. Estas agencias pueden ofrecer condiciones favorables de financiamiento para proyectos que incorporen exportaciones de sus respectivos países, lo que podría reducir los costos de adquisición de los equipos.

Adoptar un esquema de financiamiento diversificado permitiría reducir la dependencia de un único prestamista y acceder a condiciones financieras más favorables. La combinación de préstamos de bancos multilaterales de desarrollo (BMD), apoyo de bancos nacionales de desarrollo, créditos de bancos locales, financiamiento comercial internacional e incluso instrumentos del mercado de capitales, constituye una estrategia integral para impulsar las inversiones en proyectos de *BESS*.

#### 4.5.4 Estructurar proyectos que sean atractivos para los prestamistas

Para atraer financiamiento, los proyectos de almacenamiento deben ser estructurados de manera que mitiguen los riesgos y mejoren su calificación crediticia. Como se ha señalado anteriormente, una recomendación clave es asegurar un Contrato de Compraventa de Energía (PPA, por su sigla en inglés) o un contrato de venta a largo plazo para proyectos híbridos. Si una batería está asociada a una planta de generación renovable, contar con un PPA para dicha generación -potencialmente con un anexo que incluya el componente de almacenamiento- proporcionará una base de ingresos estable.

28 <https://www.weforum.org/stories/2024/05/how-to-finance-battery-energy-storage-clean-energy/#:~:text=Blended%20financing%20as%20a%20financial,return%20seeking%20private%20investors>

29 <https://elpais.com/economia/2025-03-03/del-greenwashing-al-greenhushing-los-gigantes-de-la-inversion-tapan-la-apuesta-ecologista-en-estados-unidos.html>

30 <https://www.ft.com/content/d317c34f-bcf5-4e54-a056-be785fde7363>

31 <https://www.ifc.org/en/insights-reports/2010/scaling-infra-new-tools>

32 <https://www.exim.gov/>

33 <http://eximbank.gov.cn/>

34 <https://www.iisd.org/credit-enhancement-instruments/institution/korean-eximbank/>

Incluso en proyectos de almacenamiento independientes, los desarrolladores deberían procurar contratos con empresas distribuidoras y/o grandes consumidores de energía. Por ejemplo, una empresa eléctrica podría firmar un acuerdo (contrato de peaje), comprometiéndose a pagar una tarifa fija por utilizar la batería durante un período determinado. Este tipo de acuerdos reduce la incertidumbre financiera y hace que los proyectos sean más atractivos para inversionistas y financiadores<sup>35</sup>.

Los contratos de peaje o de capacidad convierten ingresos futuros inciertos en pagos fijos mensuales, a cambio de garantizar la disponibilidad de la capacidad de la batería para el comprador. Estos contratos son altamente valorados por los financiadores, ya que transfieren el riesgo de mercado a un comprador con buen perfil crediticio, lo cual reduce la incertidumbre financiera del proyecto.

Otra estrategia es el uso de modelos de ingresos híbridos que permiten evitar la dependencia de una única fuente de ingresos, como el arbitraje energético. En su lugar, los proyectos de almacenamiento deberían combinar múltiples flujos de ingresos. Por ejemplo:

- Firmar un contrato de capacidad con el operador de la red, asegurando un ingreso base.
- Participar en mercados de regulación de frecuencia, monetizando su capacidad de respuesta rápida.
- Realizar operaciones de trading energético, aprovechando oportunidades de arbitraje en el mercado spot.

Este enfoque de diversificación de ingresos (*revenue stacking*) es esencial, dado el alto costo de capital de los sistemas de almacenamiento. Al combinar múltiples fuentes de ingresos, los proyectos se vuelven más resilientes ante riesgos específicos del mercado y, en consecuencia, mejoran su atractivo financiero<sup>36</sup>. Por ello, la recomendación es que el gobierno establezca un marco regulatorio que habilite el *revenue stacking* en sistemas de almacenamiento.

#### 4.5.5 Reformas y regulación en el sector de electricidad

Impulsar reformas regulatorias es una vía clave para desbloquear el financiamiento de proyectos de BESS. En primer lugar, es necesario actualizar el marco regulatorio para reconocer al almacenamiento como una clase de activo independiente con una operación flexible, tal cual lo hizo Alemania en 2022<sup>37</sup>. Esto contribuirá, por ejemplo, a definir que la energía utilizada para cargar sistemas de almacenamiento no sea considerada como consumo final, evitando así la doble imposición fiscal o tarifas innecesarias de acceso a la red.

Los reguladores deben permitir que el almacenamiento participe en todos los mercados relevantes: energía, servicios auxiliares, capacidad, red, e incluso mercados de carbono o certificados de energía renovable, cuando corresponda. Eliminar barreras regulatorias, como las restricciones a la propiedad de almacenamiento por parte de empresas distribuidoras, en caso de que existan, ampliará las oportunidades de inversión. Por ejemplo, una empresa distribuidora podría incorporar una batería en su base tarifaria para brindar soporte a la red, si esto tiene sentido financiero. Esto permitiría atraer capital de bajo costo a través de retornos regulados.

---

35 <https://www.whitecase.com/insight-alert/gigawatts-bess-opportunities-chile-key-risk-considerations-owners-and-investors#:~:text=match%20at%20L263%20Agreements%20such,retains%20title%20to%20all%20stored>

36 <https://greeningthegrid.org/energy-storage-toolkit/topics-resources/procurement-financing-and-business-models#:~:text=Access%20to%20affordable%20sources%20of,related%20costs%20of%20energy>

37 <https://www.energy-storage.news/germany-finally-gives-energy-storage-its-own-legal-definition/#:~:text=The%20Bundestag%20building%2C%20Berlin,,according%20to%20a%20direct%20translation.>

Otra opción de política es fomentar subastas híbridas de energías renovables más almacenamiento. En futuras licitaciones de energía, se podría exigir o recompensar que las ofertas incluyan un componente de almacenamiento. Esto garantizaría que las nuevas instalaciones renovables estén acompañadas de almacenamiento y que los bancos que financian estos proyectos integren el almacenamiento en los paquetes de financiamiento.

A medida que más proyectos híbridos sean financiados, aumentará la familiaridad del sector financiero con esta tecnología y se facilitará el acceso a financiamiento para el almacenamiento independiente. Esta fue una estrategia adoptada por República Dominicana en 2024<sup>38</sup> que ya ha impulsado el desarrollo de algunos proyectos<sup>39</sup>.

Con relación a la utilización del almacenamiento como activo de red, uno de los pasos clave para viabilizar su adopción en Colombia es permitir que los sistemas BESS formen parte de la base regulatoria de activos de red, lo que implica ser reconocidos como activos remunerables dentro la infraestructura de transmisión y distribución. Lo anterior permitiría a los operadores de red recuperar sus inversiones a través de las tarifas reguladas, como ocurre con subestaciones o líneas eléctricas.

Incluir las baterías en la base tarifaria aportaría previsibilidad a los flujos de ingresos, facilitaría el financiamiento y permitiría su utilización para aliviar congestiones, mejorar la calidad del servicio o diferir inversiones tradicionales. Para ello, es necesario que la regulación de la CREG defina con claridad los usos permitidos, los criterios de planeación y las reglas de remuneración aplicables a estos activos, asegurando de este modo eficiencia y transparencia en su integración.

En línea con lo anterior, es pertinente abrir una discusión regulatoria en torno al artículo 5 de la Resolución 40042 de 2024, el cual se establece que “la CREG evaluará la posibilidad de reducir las compensaciones por incumplimiento de metas del esquema de calidad para los proyectos de almacenamiento de energía eléctrica con baterías, considerando los efectos de los ciclos de carga y descarga, parámetros técnicos de los elementos de almacenamiento, compensaciones por indisponibilidades operativas, y demás condiciones técnicas asociadas a la operación de este tipo de tecnologías”.

Esta disposición reconoce explícitamente las particularidades técnicas de los BESS y se puede ser primer paso para adaptar los esquemas de calidad existentes, reduciendo los riesgos operativos y financieros asociados al desempeño de estas tecnologías dentro de la red.

Desde el punto de vista del mercado, la UPME y la CREG, con participación del CND, podrían desarrollar una hoja de ruta específica para el almacenamiento de energía, proyectando el potencial de ingresos de los distintos servicios que puede prestar, proporcionando así a los inversionistas una referencia sobre sus posibles flujos de ingresos. La adopción de acciones regulatorias concretas reduciría, por sí misma, el riesgo percibido por los agentes.

Asimismo, el gobierno podría considerar la implementación de políticas de incentivos para promover el despliegue del almacenamiento, tales como subsidios temporales o la creación de un fondo de compensación de viabilidad para los primeros grandes proyectos de BESS. Por ejemplo, un subsidio de capital financiado con recursos de fondos climáticos internacionales que cubra parte del costo del proyecto, podría actuar como incentivo para atraer inversión inicial y reducir el riesgo percibido por los desarrolladores.

---

38 <https://dominicanoday.com/dr/local/2024/10/11/dominican-republic-advances-in-energy-storage-at-reform-forum/>

39 <https://www.bnamericas.com/es/noticias/gran-interes-instalar-proyectos-energia-solar-con-almacenamiento>

En el ámbito tributario, es importante señalar que algunos de los incentivos previstos en la Ley 1715 han sido limitados por reformas recientes, como la introducción de una tasa mínima de tributación del 15%. En este sentido, sería recomendable que dicha tasa no se aplique a los proyectos de almacenamiento, permitiéndoles conservar plenamente los beneficios tributarios originalmente contemplados para las renovables, lo que fortalecería su viabilidad financiera.

#### 4.5.6 Proyectos piloto y generación de conocimiento

Una estrategia efectiva para atraer el interés y generar familiaridad con los proyectos de BESS es la implementación de proyectos piloto demostrativos. Se recomienda desarrollar algunos proyectos de baterías a escala utilitaria (*utility-scale*) que abarquen diferentes aplicaciones. Por ejemplo, un proyecto para soporte de red en una ciudad, otro emparejado con una planta solar en alguna región específica y uno adicional en una zona aislada para reducir el uso de combustibles líquidos. Estos proyectos pueden ser relativamente pequeños, con capacidades de entre 1 y 10 MW, pero deben estructurarse siguiendo las mejores prácticas e idealmente contar con financiamiento público-privado.

En ese sentido, un proyecto piloto podría ser cofinanciado por un fondo climático internacional, ejecutado por un desarrollador y evaluado en términos de desempeño técnico y viabilidad económica. Los datos y aprendizajes obtenidos en estos pilotos ayudarán a que los bancos locales ganen confianza en la tecnología y en los ingresos reales generados por el almacenamiento. Una vez que algunos proyectos se encuentren operativos y generando ingresos, los financiadores podrán utilizarlos como referencia para justificar el financiamiento de nuevos proyectos.

Una iniciativa similar fue implementada en Italia, liderada por la empresa de transmisión Terna, con el objetivo de aumentar los márgenes de seguridad de las redes de alta tensión<sup>40</sup>. Uno de los principales aprendizajes fue la reducción de congestiones en áreas con una alta penetración de energías renovables. La incorporación de sistemas de almacenamiento demostró ser una solución eficaz para aliviar sobrecargas en la red, permitiendo una integración más eficiente y segura de estas fuentes.

Adicionalmente, la iniciativa permitió realizar una validación tecnológica, mediante la prueba de diversos tipos de baterías y sistemas de almacenamiento. Esto generó información valiosa sobre el desempeño y la viabilidad de cada tecnología, lo que facilitó la selección de las más adecuadas para distintas aplicaciones del sistema eléctrico.

Otro aspecto relevante fue el desarrollo de nuevos servicios para la red eléctrica. Los proyectos posibilitaron la experimentación con servicios como la regulación primaria y secundaria de frecuencia, contribuyendo directamente a la estabilidad y confiabilidad del sistema.

Junto con los proyectos piloto, es fundamental invertir en capacitación dirigida a instituciones financieras y actores del sector. Con apoyo de los BMD, por ejemplo, se podrían realizar talleres o entrenamientos dirigidos a bancos locales, donde se expliquen modelos de ingresos de almacenamiento y estrategias de mitigación de riesgos, con el fin de corregir conceptos erróneos sobre la tecnología. De igual manera, capacitar a reguladores y planificadores del sistema eléctrico en la valoración del almacenamiento asegurará que las políticas evolucionen en línea con las capacidades tecnológicas, lo que facilitará el financiamiento.

---

40 <https://ease-storage.eu/news/ternas-pilot-storage-projects-to-test-and-validate-the-use-of-electro-chemical-storage-at-the-utility-scale-level/>

La creación y difusión de estas herramientas entre inversionistas, bancos y entidades reguladoras contribuirá a reducir incertidumbres, acelerar la toma de decisiones y mejorar la estructuración de los riesgos y retornos financieros.

Una de las principales herramientas son los modelos financieros específicos para almacenamiento, que incluyen hojas de cálculo para modelado financiero, lo cual permite una estimación detallada de costos, flujos de caja y retorno sobre la inversión (ROI). Del mismo modo, la estandarización de plantillas para el *due diligence* financiero facilita a bancos e inversionistas la evaluación de la viabilidad económica de un proyecto, considerando factores como *CAPEX*, *OPEX*, vida útil y fuentes de ingresos (mercado de capacidad, servicios auxiliares, arbitraje energético, entre otros).

Otra herramienta clave es la estandarización de modelos de contratos y estructuras de monetización, incluyendo PPA adaptados al almacenamiento y modelos de contratos de capacidad, que permiten a los inversionistas prever flujos de ingresos confiables. Además, las directrices para la participación en mercados de servicios auxiliares ayudan a estructurar los incentivos y retornos asociados al almacenamiento.

Finalmente, la combinación de educación y proyectos piloto constituye una estrategia eficaz para reducir la “prima de novedad” que actualmente los prestamistas aplican a los *BESS* en Colombia, allanando el camino para una mayor inversión en esta tecnología.

#### **4.5.7 Garantías gubernamentales y mitigación de riesgos**

Como medida temporal para viabilizar el financiamiento de proyectos de *BESS* hasta que el mercado esté completamente estructurado, el gobierno colombiano podría ofrecer instrumentos de mitigación de riesgo financiero para los primeros proyectos.

Una alternativa sería establecer garantías soberanas o respaldo gubernamental para los pagos en contratos de almacenamiento. Por ejemplo, si una empresa concesionaria firma un contrato a 10 años con un operador de baterías, el gobierno podría garantizar dichos pagos o crear un fondo de garantías, asegurando a los prestamistas el reembolso, incluso si la concesionaria enfrenta dificultades financieras. Este enfoque es similar a las garantías ofrecidas en contratos PPA para plantas térmicas o renovables en mercados emergentes, lo que contribuye a atraer inversiones<sup>41</sup>.

Otra opción sería la creación de un fondo de estabilización de ingresos, mediante el cual el gobierno garantizaría un nivel mínimo de utilización o de ingresos para el operador de la batería. Si las ganancias en el mercado caen por debajo de un umbral determinado, el fondo compensaría la diferencia, otorgando mayor previsibilidad financiera al inversionista. Con el tiempo, a medida que la batería demuestre su rentabilidad, estas garantías podrían reducirse e incluso eliminarse, minimizando su impacto fiscal.

En colaboración con agencias multilaterales de garantías, Colombia también podría explorar soluciones de seguros para cubrir riesgos específicos, tales como cambios regulatorios o restricciones cambiarias que puedan afectar a los inversionistas extranjeros. Este tipo de protección reduce la percepción de riesgo y facilita la atracción de capital internacional para proyectos de almacenamiento.

---

41 <https://cdn.github.org/umbraco/media/3035/solar-pv-portuguese.pdf>

Cabe destacar que las estrategias descritas en los dos párrafos anteriores fueron empleadas en Argentina, en 2017, cuando se lanzaron los primeros concursos de energías renovables, aunque en ese contexto fueron más necesarias que en el caso de Colombia, que ya cuenta con un mercado más maduro<sup>42,43</sup>.

---

42 <https://documents1.worldbank.org/curated/en/333671481661807572/pdf/110970-REVISED-RP-SPANISH-P159901-Box405296B-PUBLIC-Disclosed-8-18-2017.pdf>

43 [https://biblioteca.afip.gov.ar/pdf/DEC\\_531\\_16\\_A2.pdf](https://biblioteca.afip.gov.ar/pdf/DEC_531_16_A2.pdf)



## 5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Este estudio evaluó de manera integral el rol del almacenamiento en baterías en el sistema eléctrico colombiano desde diversas perspectivas: internacional, regulatoria, técnica, económica y financiera. Los sistemas BESS han demostrado ser soluciones multifuncionales, capaces de prestar servicios relevantes en distintos segmentos del sistema eléctrico, como el arbitraje de energía, la provisión de reserva operativa, el soporte a la confiabilidad y el alivio de congestiones.

En un contexto de creciente penetración de energías renovables en el sistema colombiano, el almacenamiento adquiere una relevancia cada vez mayor como recurso de soporte, tanto operativo como económico. No obstante, su desarrollo enfrenta desafíos financieros que pueden ser superados mediante la adopción de un conjunto de estrategias probadas a nivel internacional, orientadas a reducir los riesgos percibidos por inversionistas y atraer capital privado.

Entre las estrategias más eficaces para lograr estos objetivos se destacan las siguientes:

- **Contratos de ingresos a largo plazo:** Estos contratos proporcionan estabilidad financiera y facilitan la estructuración del financiamiento, al asegurar ingresos predecibles. Esto reduce significativamente la percepción de riesgo por parte de los inversionistas y las entidades financieras.
- **Incentivos regulatorios específicos para el almacenamiento energético:** Estos incentivos generan condiciones claras, estables y favorables para la inversión privada, mediante mecanismos que reconozcan plenamente el valor sistémico y económico de estos activos.
- **Financiamiento estratégico:** A través de bancos de desarrollo u otras instituciones, se puede aportar capital inicial o garantías que reduzcan los riesgos iniciales del proyecto. Esto apalanca significativamente el interés y la participación del capital privado, contribuyendo a la viabilidad y escalabilidad del almacenamiento energético.

En el caso de Colombia, una de las lecciones clave es que la previsibilidad de los ingresos constituye un requisito esencial para garantizar la capacidad de financiamiento de los proyectos de almacenamiento energético en baterías. Ya sea mediante pagos por capacidad, contratos PPA o esquemas respaldados por el gobierno, contar con una fuente estable de ingresos es crucial para asegurar la viabilidad financiera de los proyectos.

Más allá del marco normativo y financiero, los resultados cuantitativos del estudio ofrecen evidencia concreta sobre el valor técnico y económico de los BESS en el sistema colombiano. El análisis de oportunidades permitió identificar regiones donde las condiciones del sistema favorecen una operación económica de las baterías en nodos que presentan señales de precio que permiten capturar beneficios relevantes mediante arbitraje de energía, particularmente en horizontes más largos como el año 2034.

La evaluación de costo-beneficio mostró que, bajo un escenario avanzado de reducción de costos de inversión, diversos proyectos BESS alcanzan rentabilidades positivas hacia el año 2034. En particular, se destacan valores de TIR superiores a la tasa de descuento del 11,5% en el escenario sin ingreso fijo por disponibilidad, así como relaciones beneficio/costos mayores a 1.

El modelo de planeación centralizada identificó un dimensionamiento óptimo agregado de 900 MW de almacenamiento, distribuido en cuatro nodos estratégicos: Puerto Nuevo, Villeta, San Marcos y Cordialidad. Esta recomendación fue validada por una visión de mercado basada en el equilibrio económico, en la cual los ingresos igualan los costos de inversión.

Si bien estos resultados reflejan el potencial de expansión del almacenamiento en el país, es fundamental interpretar adecuadamente los factores que influyen en la rentabilidad estimada. En particular, el estudio advierte que la inclusión de un ingreso fijo por disponibilidad de potencia podría inducir a una sobrestimación de la rentabilidad, al generar ingresos sin requerir la prestación efectiva del servicio. Esta señal puede llevar a una sobredimensión de capacidad instalada, que no necesariamente se traduce en beneficios reales para el sistema.

Además, desde la perspectiva de confiabilidad se desarrolló un enfoque específico para justificar inversiones en almacenamiento. Se estimó la probabilidad mínima de falla de líneas a partir de la cual una batería se vuelve justificable como recurso preventivo para evitar demanda no atendida. Este enfoque se aplicó a regiones como Doncello y Buchely, donde el valor de respaldo del almacenamiento puede ser determinante para mejorar la resiliencia local.

El estudio demostró que, aun cuando en ciertos casos el almacenamiento ya es técnicamente viable y económicamente atractivo, su viabilidad financiera depende de la previsibilidad de los ingresos y de una adecuada estructuración de los riesgos. La experiencia internacional indica que la combinación de contratos a largo plazo, incentivos regulatorios específicos y financiamiento concesional puede reducir significativamente el costo de capital y facilitar el acceso a fuentes de financiamiento privado.

En el contexto colombiano, mientras no existan PPA claramente definidos u otros mecanismos que garanticen ingresos estables para el almacenamiento, será fundamental que los bancos de desarrollo y las instituciones multilaterales actúen como catalizadores, ofreciendo garantías, instrumentos de mitigación de riesgos y capital de apoyo inicial.

Es importante destacar que las reformas regulatorias y de mercado no deben considerarse únicamente como aspectos técnicos del sector energético. Desde la perspectiva de los financiadores e inversionistas, también constituyen herramientas clave para mitigar riesgos. Al establecer regulaciones específicas que reconozcan explícitamente el valor integral del almacenamiento, incluyendo el acceso claro al mercado eléctrico y una compensación adecuada por los servicios prestados, Colombia

puede mejorar significativamente la bancabilidad de los proyectos y facilitar el flujo de capital hacia este sector emergente.

Cada riesgo efectivamente mitigado, ya sea la volatilidad de ingresos, la incertidumbre sobre el desempeño tecnológico, o las preocupaciones sobre la solvencia de las contrapartes, se traduce directamente en menores primas de riesgo y, por ende, en costos de financiamiento más bajos. Al reducir estos costos financieros, mejora la viabilidad económica de los proyectos, permitiendo al país aprovechar plenamente los beneficios técnicos y económicos que ofrece el almacenamiento energético en baterías.

En este contexto, adoptar una estrategia integral para el financiamiento del almacenamiento energético que combine apoyo normativo, modelos de negocio innovadores y sólidos mecanismos de reparto de riesgos, representa la vía más efectiva para acelerar la implementación de los proyectos BESS en Colombia.

Como lo demuestran diversas experiencias internacionales, es probable que en las etapas iniciales sea necesario que el gobierno, junto con aliados internacionales, asuma una proporción significativa del riesgo mediante garantías explícitas, incentivos o financiamiento concesional. Este esfuerzo inicial es crucial para generar confianza en los inversionistas privados y preparar al mercado para que, con el tiempo, el capital privado fluya de manera independiente y sostenible.

Con base en el diagnóstico del sistema y los resultados obtenidos, el estudio propone las siguientes recomendaciones para un desarrollo eficiente y sostenible del almacenamiento en baterías en Colombia:

- Establecer flujos de ingresos previsible: Crear mecanismos regulatorios que remuneren servicios clave, como capacidad, regulación de frecuencia y flexibilidad, mediante esquemas contractuales o pagos regulados.
- Desarrollar proyectos piloto e innovación regulatoria: Impulsar sandboxes regulatorios para probar modelos como el stacking de ingresos y la integración con generación renovable. Estos pilotos facilitarían la validación de beneficios y el ajuste de marcos normativos.
- Adoptar blended finance y mecanismos de mitigación de riesgos: Apoyar los proyectos iniciales mediante garantías públicas, fondos concesionales o cofinanciamiento de entidades multilaterales. Esto reduce el costo de capital y atrae financiamiento comercial.
- Fortalecer las capacidades del sistema financiero local: Promover el conocimiento técnico-financiero sobre BESS entre bancos y organismos reguladores, a través de talleres, guías o estándares de evaluación.
- Reformar la regulación vigente: Ajustar la clasificación legal del almacenamiento, definir su participación en los mercados eléctricos y permitir su remuneración equitativa en comparación con otros activos.
- Incentivar esquemas innovadores como ESaaS y el almacenamiento compartido: Adaptar la regulación para habilitar la operación de modelos en los que el usuario final paga por servicios, no por activos. Esto abriría la puerta a la participación de nuevos actores y fuentes de financiamiento.

El almacenamiento en baterías representa una oportunidad concreta para fortalecer el sistema eléctrico colombiano frente a los desafíos de flexibilidad, confiabilidad y transición energética. Actualmente, Colombia se encuentra en una etapa incipiente en la implementación de esta tecnología. El éxito de su despliegue dependerá de crear las condiciones adecuadas para atraer inversión privada, mediante marcos de ingresos predecibles, esquemas de financiamiento mixto y proyectos pilotos que generen confianza.

## REFERENCIAS

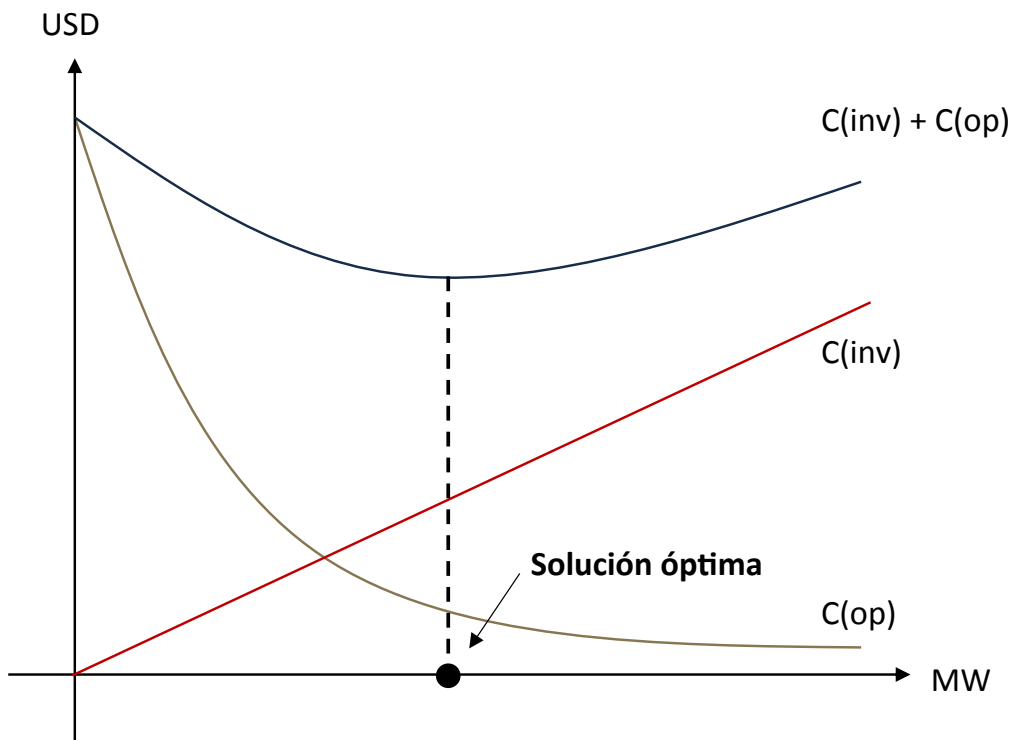
- AEMO. (2023). *ISP Methodology*. Obtenido de [https://www.aemo.com.au/-/media/files/stakeholder\\_consultation/consultations/nem-consultations/2023/isp-methodology-2023/isp-methodology\\_june-2023.pdf](https://www.aemo.com.au/-/media/files/stakeholder_consultation/consultations/nem-consultations/2023/isp-methodology-2023/isp-methodology_june-2023.pdf)
- AEMO. (2024). *Integrated System Plan (ISP)*. Obtenido de <https://www.aemo.com.au/energy-systems/major-publications/integrated-system-plan-isp/2024-integrated-system-plan-isp>
- *Battery Charts*. (2025). Retrieved from <https://www.battery-charts.de/>
- Binato, S., & Pereira, M. (1995). Decentralized Planning of Hydroelectric Power Systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 10(1).
- CNE. (2024). *Estadísticas del Sector Eléctrico en Chile, 2024*. Retrieved from <https://www.cne.cl/en/normativas/electrica/consulta-publica/electricidad>
- Commission, E. (2024). *Energy Commission, 2024*. Retrieved from <https://www.energy.ca.gov/data-reports/energy-almanac/california-electricity-data/california-energy-storage-system-survey>
- Coordinador Eléctrico Nacional. (2023). *Estudio de Almacenamiento de Energía en el SEN*. Obtenido de <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2023/09/2308-Estudio-de-Almacenamiento-2023.pdf>
- CPUC. (2023). *Integrated Resource Plan and Long Term Procurement Plan (IRP-LTPP) - Inputs and assumptions*. Obtenido de [https://www.cpuc.ca.gov/-/media/cpuc-website/divisions/energy-division/documents/integrated-resource-plan-and-long-term-procurement-plan-irp-ltp/2023-irp-cycle-events-and-materials/inputs-assumptions-2022-2023\\_final\\_document\\_10052023.pdf](https://www.cpuc.ca.gov/-/media/cpuc-website/divisions/energy-division/documents/integrated-resource-plan-and-long-term-procurement-plan-irp-ltp/2023-irp-cycle-events-and-materials/inputs-assumptions-2022-2023_final_document_10052023.pdf)
- Department for Energy Security and Net Zero. (2024). *Renewable Energy Planning Data, 2024*. Retrieved from <https://www.gov.uk/government/publications/renewable-energy-planning-database-monthly-extract>
- EIA. (2025). *EUA/Texas: Monthly Update to Annual Electric Generator Report, May 2025*. Retrieved from <https://www.eia.gov/electricity/data/eia860m/>
- Federazione ANIE. (2024). *Osservatorio Sistemi di Accumulo | ANIE Confindustria: 2023 anno record, ma il settore è in frenata*. Retrieved from [https://anie.it/osservatorio-sistemi-di-accumulo-anie-confindustria-2023-anno-re\[...\]e-e-in-frenata/?contesto-articolo=/sala-stampa/comunicati-stampa](https://anie.it/osservatorio-sistemi-di-accumulo-anie-confindustria-2023-anno-re[...]e-e-in-frenata/?contesto-articolo=/sala-stampa/comunicati-stampa)
- Gómez, A., Candela, R., & Rendon, J. (2023). Energy storage for the provision of a secondary frequency control service: Evidence in the Colombian market. *Electr. J*, 36(8), 107329. doi:10.1016/j.tej.2023.107329
- IRENA. (2020). *Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030*. Obtenido de [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Oct/IRENA\\_Electricity\\_Storage\\_Costs\\_2017.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Oct/IRENA_Electricity_Storage_Costs_2017.pdf)
- National Grid NESO. (2024). *Future Energy Scenarios: ESO Pathways to Net Zero*. Obtenido de <https://www.neso.energy/document/321041/download>
- NREL. (2024). *Electricity Annual Technology Baseline*. Obtenido de <https://atb.nrel.gov/electricity/2024/data>
- PSR. (2024a). *SDDP - Modelo Probabilístico de Despacho de Sistemas Eléctricos (Manual de Metodología) - Versión 17*.
- PSR. (2024b). *OptGen - Modelo de Planificación de la Expansión de Sistemas Eléctricos (Manual de Metodología) - Versión 7*.

- PSR. (2024c). *Modelo BatScreen - Índices de Oportunidades para Instalación de Baterías*.
- Sinergox. (2024). *Capacidad Efectiva Neta del Sistema Colombiano*. Obtenido de <https://sinergox.xm.com.co/oferta/Paginas/Historicos/Historicos.aspx> en 22 de Agosto de 2024
- SunWiz. (2024). *Solar & Storage Market Intelligence (2024)*. Retrieved from <https://billing.sunwiz.com.au/index.php?rp=/store/battery-market>
- UPME. (2015). *Plan de Expansión de Referencia Generación - Transmisión 2015-2029*. Obtenido de [https://www1.upme.gov.co/siel/Plan\\_expansin\\_generacion\\_transmision/Plan\\_GT\\_2015-2029\\_VF\\_22-12-2015.pdf](https://www1.upme.gov.co/siel/Plan_expansin_generacion_transmision/Plan_GT_2015-2029_VF_22-12-2015.pdf)
- UPME. (2021a). *Documentos de selección del inversionista STR 01-2021*. Obtenido de [https://www1.upme.gov.co/PromocionSector/InformacionInversionistas/Documents/UPME-STR-01-2021/DSI\\_UPME\\_STR%2001-2021\\_ALMACENADORES\\_ENERGIA.pdf](https://www1.upme.gov.co/PromocionSector/InformacionInversionistas/Documents/UPME-STR-01-2021/DSI_UPME_STR%2001-2021_ALMACENADORES_ENERGIA.pdf)
- UPME. (2021b). *Acta Adjudicación UPME STR 01-2021*. Obtenido de [https://www1.upme.gov.co/PromocionSector/InformacionInversionistas/Documents/UPME-STR-01-2021/Acta\\_continuacion\\_UPME\\_STR-01-2021.pdf](https://www1.upme.gov.co/PromocionSector/InformacionInversionistas/Documents/UPME-STR-01-2021/Acta_continuacion_UPME_STR-01-2021.pdf)
- UPME. (2021c). *Anexo 1 - Descripción y especificaciones técnicas del proyecto STR 01-2021*. Obtenido de [https://www1.upme.gov.co/PromocionSector/InformacionInversionistas/Documents/UPME-STR-01-2021/DSI\\_UPME\\_STR%2001-2021\\_ALMACENADORES\\_ENERGIA.pdf](https://www1.upme.gov.co/PromocionSector/InformacionInversionistas/Documents/UPME-STR-01-2021/DSI_UPME_STR%2001-2021_ALMACENADORES_ENERGIA.pdf)
- UPME. (2024). *Plan Maestro de Modernización y Expansión de la Infraestructura de Transmisión Eléctrica*. Obtenido de [https://www1.upme.gov.co/siel/Plan\\_expansin\\_generacion\\_transmision/Plan\\_maestro\\_modernizacion\\_Tomo\\_1.pdf](https://www1.upme.gov.co/siel/Plan_expansin_generacion_transmision/Plan_maestro_modernizacion_Tomo_1.pdf)
- XM. (2024). *Informe Trimestral de Evaluación de Restricciones – Octubre de 2024*.
- XM. (2024a). *Análisis Trimestral de Evaluación de Restricciones – Octubre de 2024*. Obtenido de <https://www.xm.com.co/planeaci%C3%B3n/planeaci%C3%B3n-largo-plazo/analisis-trimestral-de-restricciones>
- XM. (2024b). *Sinergox - Precio Bolsa Nacional*. Recuperado el 29 de Agosto de 2024, de <https://sinergox.xm.com.co/trpr/Paginas/Historicos/Historicos.aspx>
- Zhu, S. (2023). *Interact Analysis, 2023*. Retrieved from [https://interactanalysis.com/insight/analysis-of-energy-storage-policies-in-key-countri\[...\]na-multi-level-multi-scenario-policies-driving-the-market/](https://interactanalysis.com/insight/analysis-of-energy-storage-policies-in-key-countri[...]na-multi-level-multi-scenario-policies-driving-the-market/)

# ANEXOS

## A. Descripción Detallada de la Metodología para dimensionamiento de BESS

A continuación, se representa el costo total del sistema en función de la cantidad de almacenamiento instalada. Esta curva es la suma de dos componentes: el costo de inversión del componente de interés  $x$  (sistemas de almacenamiento), que se representa por una función lineal, por ejemplo,  $C^{inv}(x) = \alpha \times x$ , con el costo operativo del sistema, que se fue asumido ser una función cuadrática<sup>44</sup>,  $C^{op}(x) = a \times x^2 + b \times x + c$ , con respecto a  $x$ , que representa la capacidad del componente de interés (sistemas de almacenamiento).



Fuente: Elaboración propia.

**Figura 52: Solución óptima del dimensionamiento bajo una perspectiva centralizada.**

El objetivo de este análisis es determinar el punto mínimo de la curva de costo total, es decir, el nivel de sistemas de almacenamiento para el cual el sistema eléctrico opera al menor costo económico posible considerando, tanto los gastos de operación como la inversión requerida, que correspondería al nivel de inversión del componente (sistemas de almacenamiento) que maximiza la función de bienestar social. Matemáticamente, la cantidad óptima de es la que minimiza la función de costo total, el valor de  $x$  en que la derivada del costo total será igual a cero, como se demuestra en la siguiente ecuación:

44 Se asume una función cuadrática para representar la variación del costo operativo con respecto a la capacidad de almacenamiento pues, al principio, agregar almacenamiento al sistema puede reducir significativamente el costo operativo, pero este beneficio se reduce con el aumento de la capacidad de almacenamiento hasta que agregar más capacidad no genera beneficios adicionales.

$$\text{Min } C^{total}(x) \rightarrow \frac{\partial C^{total}(x)}{\partial x} = 0$$

que se obtiene cuando:

$$\frac{\partial C^{inv}(x)}{\partial x} = - \frac{\partial C^{op}(x)}{\partial x}$$

Esta igualdad representa el principio de equilibrio económico, en que se define la capacidad de almacenamiento óptimo que se alcanza cuando el costo marginal de inversión se iguala al beneficio marginal sistémico.

De una forma genérica, el problema de inversión en sistemas eléctricos, nodo único, es decir, en el que todos los productores están conectados en el mismo nodo de los consumidores, se modela de la siguiente forma:

$$\begin{aligned} z = \text{Min } c_i \times x + c_o \times g + c_{def} \times def & \quad \square \quad (a) \\ \sum_{i \in G} g_i + def = d & \quad \pi d \quad (b) \\ g - \bar{g} \times x \leq 0 & \quad \pi g \quad (c) \\ g, x \geq 0 & \quad \square \quad \square \end{aligned} \quad (1)$$

Donde  $x$  representa el porcentual de nueva capacidad de generación  $\bar{g}$  que se agrega al sistema,  $d$  es la demanda para atender,  $def$  representa la parte de la demanda no atendida y  $\bar{g}$  es la capacidad de los generadores.  $c_i$  y  $c_o$  son, respectivamente, los costos de inversión y de operación de los generadores, y  $c_{def}$  es el costo de déficit (costo de demanda no atendida), y  $\pi d$  son los multiplicadores de la restricción de atendimento a la demanda, esto es:

$$\pi d = \frac{\partial z}{\partial d} \quad (2)$$

Es decir, los multiplicadores de la restricción de atendimento a la demanda son los costos marginales de demanda, que miden el costo para el atendimento de un incremento marginal de la demanda de energía eléctrica en el sistema.

En sistemas con alta participación de energías renovables, una cuestión importante es la reserva operativa para manejar las incertidumbres en la disponibilidad de la energía primaria. Incluir la reserva operativa en el modelo anterior significa:

$$\begin{aligned}
z &= \text{Min } c_i \times x + c_{def} \times def && \square \\
\sum_{i \in G} g_i + def &= d && \pi d \\
\sum_{i \in G} rr_i &\geq RR && \pi R \\
g - \bar{g} \times x &\leq 0 && \pi g \\
rr - (\bar{g} \times x - g) &= 0 && \pi r \\
g, rr, def, x &\geq 0 && \square
\end{aligned} \tag{3}$$

Donde  $rr_i$  representa la reserva operativa provista por la  $i$ -ésima unidad de generación,  $RR$  el requerimiento de reserva del sistema y  $\pi R$  el multiplicador asociado a la restricción de requerimiento de reserva operativa (rotante). La reserva potencial que puede aportar cada generador se determina como la diferencia entre la capacidad de generación de cada unidad y la máxima generación que podría producirse en esta unidad.

En la solución óptima del problema anterior, de la igualdad prima-dual se sabe que:

$$z^* = c_i \times x^* + c_o \times g^* + c_{def} \times def^* = \pi d^* \times d + \pi R^* \times RR \tag{4}$$

En este caso, se observa que la remuneración de los costos de inversión y de operación está asociada a los pagos de los consumidores por la restricción de atendimento a la demanda, por el precio marginal de la demanda, por los pagos de los requisitos de energía firme por el precio marginal de la restricción de energía firme y por los pagos de los requerimientos de reserva operativa al costo marginal de la restricción de reserva operativa.

Para la representación de un sistema de almacenamiento de baterías en el problema de expansión, descrito anteriormente, se incluyen las siguientes restricciones:

$$\begin{aligned}
z &= \text{Min } c_i \times x + \sum_{h \in H} c_{def} \times def_h && \square \\
\sum_{i \in G} g_{i,h} + def_h &= d_h, h \in H && \pi d_h \\
\sum_{i \in G} rr_{i,h} &\geq RR_h && \pi R_h \\
g_h - \bar{g} \times x &\leq 0, h \in H && \pi g_h \\
rr_h - (\bar{g} \times x - g_h) &= 0, h \in H && \pi rr_h \\
g, rr, def, x &\geq 0 && \square
\end{aligned} \tag{5}$$

Observando el modelo anterior, se notan diferencias principalmente en la función objetivo, que pasó a considerar la suma de los costos operativos para el conjunto de  $H$  horas de operación del sistema (que podría ser un día típico), en la restricción de suministro de la demanda que ahora es una restricción para cada una de las horas del conjunto de horas, y en la restricción de reserva operativa que, igual a la restricción de demanda, es también una restricción para cada hora del conjunto de horas.

Por fin, se incluye en el modelo anterior la decisión de inversión en un sistema de almacenamiento (baterías), como se ilustra en el modelo descrito en la secuencia. La extensión del modelo para considerar un conjunto de baterías es directa.

$$\begin{aligned}
z &= \text{Min } c_i^g \times x_g + c_i^b \times x_b + \sum_{h \in H} c_{def} \times def_h && \square \quad (a) \\
\sum_{i \in G} g_{i,h} - b_h^c + b_h^d + def_h &= d_h, h \in H && \pi d_h \quad (b) \\
\sum_{i \in G} rr_{i,h} + rb_h &\geq RR_h && \pi R_h \quad (c) \\
g_h - \bar{g} \times x_g &\leq 0, h \in H && \pi g_h \quad (d) \\
rr_h - (\bar{g} \times x_g - g_h) &= 0, h \in H && \pi rr_h \quad (e) \\
b_h^c, b_h^d - \bar{b} \times x_b &\leq 0, h \in H && \pi b_h \quad (f) \\
s_h^b - s_{h-1}^b - b_h^c \times \eta^c + b_h^d \times \eta^d &= 0, h \in H && \pi s_h \quad (g) \\
s_h^c - \bar{s} \times x_b &\leq 0, h \in H && \pi s_h \quad (h) \\
rb_h - \text{Min}\{(\bar{s} \times x_b - s_h), (\bar{b} + b_h^c - b_h^d)\} &= 0, h \in H && \pi rb_h \quad (i) \\
s_H^b - s_0^b &= 0 && \pi s_0 \quad (j) \\
g, rr, def, x_g, b^c, b^d, s^b &\geq 0 && \square \quad \square
\end{aligned} \tag{6}$$

Los cambios en el modelo para la inclusión de la decisión de inversión y operación de un sistema de baterías, con respecto al modelo anterior, son, principalmente, en la función objetivo, para considerar el costo de inversión en la batería,  $c_i^b \times x_b$ , en el suministro de la demanda, que considera ahora las operaciones de carga y descarga de la batería,  $b_h^c, b_h^d$ , la restricción del suministro de la reserva operativa, que pasa a considerar la contribución de la batería para la reserva y la inclusión de las restricciones (i), que representa capacidad de la batería para las operaciones de carga y descarga, (j), que representa la restricción de balance del almacenamiento,  $s_h^b$ , a lo largo de las horas del conjunto de horas, (k), que representa la capacidad de almacenamiento de la batería, (l) que representa la reserva operativa que la batería podría aportar para el sistema y, (m) la condición inicial y final para el almacenamiento de la batería.

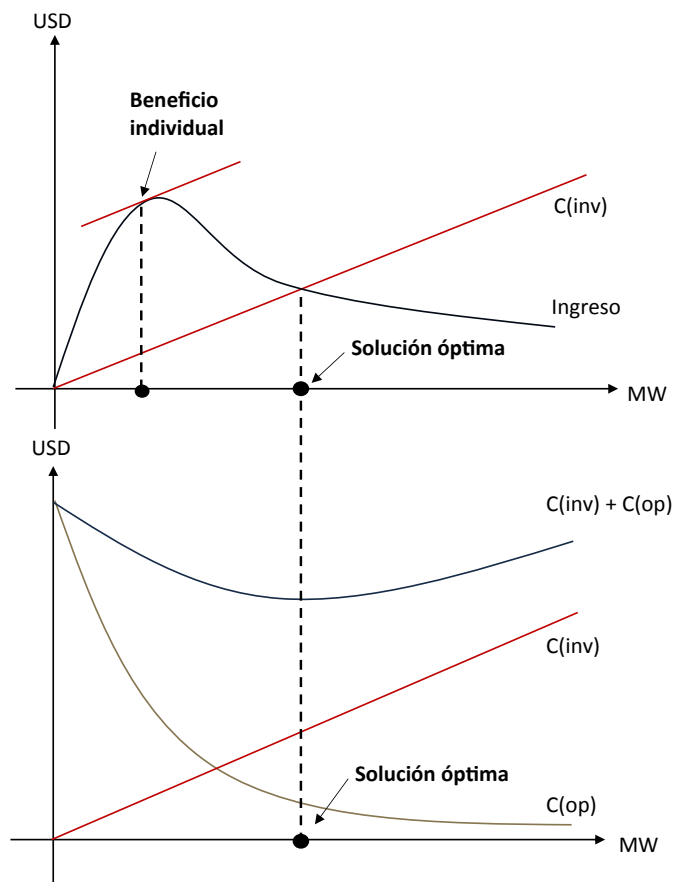
Con la inclusión de la batería en el modelo de inversión, la igualdad primal-dual se modifica para:

$$z^* = c_i \times x^* + c_i^b \times x_b + \sum_{h \in H} c_{def} \times def_h = \sum_{h \in H} \{(\pi d_h^* \times d_h) + (\pi R_h^* \times RR_h)\} \quad (7)$$

Es decir, los costos de inversión y operación se reparten entre los consumidores por los precios de las restricciones de suministro de la demanda y el suministro de la reserva operativa.

En un contexto de mercado competitivo y descentralizado, los agentes económicos actúan de forma individual buscando maximizar su propio beneficio, donde la decisión de inversión en almacenamiento no está guiada por una planeación centralizada (Binato & Pereira, 1995).

A continuación, se ilustra la dinámica en que cada agente define su inversión en función de su rentabilidad buscando maximizarla (máximo beneficio individual), mientras que, en condiciones de concurrencia perfecta, el proceso converge para la inversión en que  $C^{inv}(\hat{x}) = I(\hat{x})$ , donde  $C^{inv}(x)$  es la función que representa el costo de inversión e  $I(x)$  es la función que representa el ingreso que recibe el componente del sistema eléctrico, representado por (en el caso específico, los sistemas de baterías).

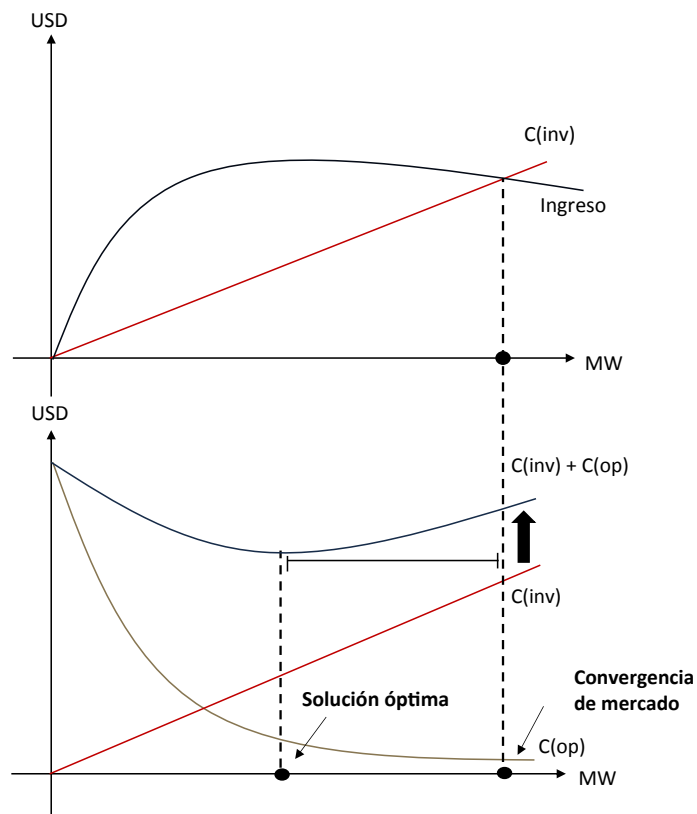


Fuente: Elaboración propia.

**Figura 53: Solución óptima del dimensionamiento bajo un enfoque de competencia de mercado.**

Es importante destacar que el punto de equilibrio, indicado en la gráfica como solución óptima, coincide con el resultado obtenido bajo el enfoque centralizado descrito en la sección anterior cuando los ingresos se calculan por los costos marginales de operación, es decir caso  $I(x) = \frac{\partial C^{op}(x)}{\partial x}$ , el equilibrio será cuando  $C^{inv}(x) = \frac{\partial C^{op}(x)}{\partial x}$ , que corresponde al punto de máximo beneficio social.

En el caso de que existan ingresos adicionales (subsidios), por ejemplo, pagos fijos asociados a la disponibilidad de componentes, la maximización del beneficio social se distorsiona, como se muestra en la figura a continuación:



Fuente: Elaboración propia.

**Figura 54: Representación de la distorsión del beneficio social al considerar pagos fijos por disponibilidad.**

## B. Base Analítica para los análisis de costo-beneficio

Dado que las simulaciones operativas se realizaron bajo múltiples escenarios estocásticos, los ingresos de cada servicio se expresan como el promedio de los valores obtenidos en todos los escenarios. El ingreso total anual del sistema de almacenamiento corresponde a la suma de estos tres componentes promedio, conforme se indica en las siguientes ecuaciones:

$$\bar{I}^{tot} = \frac{1}{S} \times \sum_{s=1}^S (I_s^{en} + I_s^{ar} + I_s^{dr})$$

$$I_s^{en} = \sum_{t=1}^{12} \frac{1}{(1 + TD_m)^{(t-1)}} \times \sum_{h=1}^{H_t} G_{s,t,h}^b \times CMO_{s,t,h}$$

$$I_s^{ar} = \sum_{t=1}^{12} \frac{1}{(1 + TD_m)^{(t-1)}} \times \sum_{h=1}^{H_t} R_{s,t,h}^{ar} \times CMR_{s,t,h}$$

$$I_s^{dr} = 2 \times \sum_{t=1}^{12} \frac{1}{(1 + TD_m)^{(t-1)}} \times \sum_{h=1}^{H_t} R_{s,t,h}^{dr} \times P^{fijo}$$

Donde,

$\bar{I}^{tot}$  : ingreso promedio anual total de la batería en USD.

$I_s^{en}$  : ingreso anual por energía en el escenario en USD.

$I_s^{ar}$  : ingreso anual por energía en el escenario en USD.

$I_s^{dr}$  : ingreso anual por disponibilidad de potencia en el escenario en USD.

$S$  : número total de escenarios.

$TD_m$  : tasa de descuento mensual.

$G_{s,t,h}^b$  : energía inyectada por la batería en la hora del mes y escenario en MWh.

$CMO_{s,t,h}$  : costo marginal de energía en la hora del mes y escenario en USD/MWh.

$R_{s,t,h}^{ar}$  : potencia activada en la hora del mes y escenario en MW.

$CMR_{s,t,h}$  : costo marginal de reserva en la hora del mes y escenario en USD/MW.

$R_{s,t,h}^{dr}$  : reserva horaria disponible en la hora del mes y escenario en MW.

$P^{fijo}$  : precio fijo de 18,2 USD/MW.

ENERGÍA FLEXIBLE INTEGRACIÓN DEL ALMACENAMIENTO EN EL SISTEMA ELÉCTRICO COLOMBIANO ENERGÍA FLEXIBLE INTEGRACIÓN DEL ALMACENAMIENTO EN EL SISTEMA ELÉCTRICO COLOMBIANO ENERGÍA FLEXIBLE INTEGRACIÓN DEL ALMACENAMIENTO EN EL SISTEMA ELÉCTRICO COLOMBIANO ENERGÍA FLEXIBLE INTEGRACIÓN DEL ALMACENAMIENTO EN EL SISTEMA ELÉCTRICO COLOMBIANO ENERGÍA FLEXIBLE INTEGRACIÓN DEL ALMACENAMIENTO EN EL SISTEMA ELÉCTRICO COLOMBIANO

