

TRABAJO FIN DE MASTER

Propuesta regulatoria para el tratamiento del almacenamiento no hidráulico en el mercado eléctrico colombiano

TRABAJO FIN DE MASTER PARA
LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
MASTER EN INGENIERÍA DE
ENERGÍA

FEBRERO 2026

Diana Marcela Orrego Vega

DIRECTOR DEL TRABAJO FIN DE
MASTER:

Carlos Vázquez Martínez

i. Agradecimientos

Quiero expresar mi agradecimiento al Grupo Energía Bogotá y el programa Fabio Chaparro por el apoyo brindado a través de la beca concedida para la realización de mis estudios. Gracias a esta ayuda ha sido posible desarrollar y completar el presenta trabajo.

Agradezco a Angela Cadena y Daniel Muñoz por sus valiosas aportaciones y sugerencias durante la elaboración de esta tesis.

También expreso mi agradecimiento a Carlos Vásquez, quien compartió su experiencia y conocimientos, contribuyendo de manera significativa al enfoque y rigor de este trabajo.



UNIVERSIDAD
POLITÉCNICA
DE MADRID



ii. Resumen

Si bien Colombia tiene una capacidad de almacenamiento hidráulico de más de 7673 GWh con capacidad de regulación promedio de 69 días, el almacenamiento no hidráulico se ha convertido en una alternativa para atender las necesidades específicas de la red de transporte.

Dentro de este contexto y con el objetivo de desarrollar una propuesta regulatoria para el tratamiento del almacenamiento no hidráulico, en este documento se analizaron diferentes alternativas, evaluando su beneficio en un entorno de competencia y con el objetivo de minimizar el impacto de la falta o insuficiencia de las redes de transporte de energía eléctrica. Las alternativas diseñadas y analizadas fueron:

- i.) Permitir la participación del SAEB de red en el mercado de regulación secundaria de frecuencia

La participación del SAEB de transmisión únicamente para prestar servicios de red podría llevar a la subutilización del SAEB, pero el uso de éste en servicios que se asignan a través del mercado debe estar definido cuidadosamente para evitar que la gestión del estado de carga por parte del operador del sistema comprometa su independencia y/o produzca implicaciones negativas en las funciones de red del activo de transmisión o en materia de reducción artificial de los precios de los servicios complementarios.

En este sentido, se propone un esquema de participación del SAEB de red en el mercado de servicios complementarios (no en el mercado de energía) el cual se fundamenta en los siguientes principios:

- El operador del sistema debe ser neutral y no tener un rol activo en la gestión de la carga y descarga del SAEB cuando este participa en el mercado de servicios complementarios, ya que en ese momento el SAEB actúa como activo de generación
- El SAEB es un activo de red y, por lo tanto, la función de red adjudicada es prioridad
- No debe haber una sobre remuneración por un servicio prestado

Bajo estos principios, la propuesta consiste en que el agente adjudicatario reciba el ingreso anual esperado y, en los momentos que tenga ingresos por la prestación de servicios complementarios, estos se repartan con los usuarios tal como el agente se haya comprometido en la oferta.

En el day-ahead, el SAEB presentaría, a través de un generador o comercializador, la oferta de disponibilidad para los servicios complementarios. Por su parte, el operador del sistema incluiría en el despacho del día D-1 una restricción asociada al requerimiento del SAEB

como activo de red¹. Si el operador del sistema no pudiera predecir las horas en las que el SAEB no fuese necesario como activo de transmisión o éste se requiriera a su máxima disponibilidad para todas las horas del día, el SAEB no quedaría asignado para prestar servicios complementarios. Por otro lado, si durante la operación se llamara al SAEB como activo de transmisión, llevándole a incumplir las obligaciones adquiridas en el mercado de servicios complementarios, esto no sería causal de penalización.

ii.) Contrato “pague lo contratado” de generación de seguridad fuera de mérito

Dado que el servicio que presta el SAEB de red corresponde al aumento de la capacidad de la red de transporte que se traduce en un incremento de la oferta para atender la máxima demanda como si estuviese la línea de transmisión equivalente, la segunda alternativa consiste en ajustar el producto subastado en la convocatoria de transmisión.

El producto sería un contrato financiero “Pague lo Contratado” pero condicionado a la entrada en operación del SAEB y cuya cantidad buscaría reflejar los MW de energía que podría recibir la red en la hora de máxima demanda en caso de que existiera la línea de transmisión equivalente. En este sentido, los MW contratados en esta convocatoria representan MW menos de generación de seguridad fuera de mérito que se requerirían respecto del escenario sin dicha capacidad de transporte. El precio sería el adjudicado en la subasta y buscaría como resultado el menor costo de reconciliación positiva.

Este producto permitiría al SAEB de red prestar los diferentes servicios adicionales como la regulación secundaria de frecuencia y control de tensión, entre otros, siempre que cumpla con las obligaciones adjudicadas en la subasta.

iii.) Valorar la Firmeza que el SAEB independiente o híbrido puede aportar a la generación variable

Respecto a los SAEB híbridos e independientes, en este trabajo se estimó que el ingreso para un SAEB en Colombia por arbitraje de energía y prestación del servicio² de regulación secundaria de frecuencia hacia arriba y hacia abajo sería de 0,08 \$USD/kWh, 0,10 \$USD/kWh y 0,09 \$USD/kWh, respectivamente.

En este sentido y dado el déficit de energía firme verificada, así como el incremento de la participación de la generación solar en la capacidad instalada³ y en la oferta de energía

¹ En este trabajo se plantean también las siguientes alternativas para la presentación de ofertas del SAEB: i) el operador del sistema defina las horas en las que el SAEB no se requiera como activo de transmisión previo al day-ahead y, con esta información, el representante presenta las ofertas en el day-ahead. ii) Con el despacho de day-ahead el operador del sistema definiría las horas del día donde prevé que el SAEB no será requerido como activo de transmisión y el representante presentaría ofertas para los mercados intradiarios.

² El ingreso por el concepto de disponibilidad se aborda en la siguiente alternativa

³ La expansión de capacidad será predominantemente solar pasando de una participación del 13% al 37% en 2029 en la matriz de generación eléctrica.

firme⁴, se analizó la opción de definir el concepto de “firmeza solar base”, correspondiente a la ENFICC kWh-día dividido entre las 24 horas⁵ y el concepto “de ENFICC incremental solar”. Para este último se analizaron dos alternativas:

- Cuando el promedio de la generación horaria estimada para el horizonte de 10 años se encuentre por debajo de la energía firme horaria calculada en función de la capacidad instalada, sería la ENFICC incremental solar. En el día, durante las horas de sol, habría un excedente (promedio - ENFICC base). La parte de este excedente que queda después de haber compensado el déficit de ENFICC base que se produce en las horas de no sol, es la que se podría utilizar para cargar un SAEB e incrementar la firmeza que aporta el recurso de generación.



Figura ii.1 Firmeza que aporta un SAEB de 60 MW/240 MWh a la confiabilidad de la planta de generación

- Cualquier valor entre la ENFICC base y la ENFICC calculada con base en la capacidad instalada.

Del análisis se concluyó que la ENFICC incremental solar calculada con base en la capacidad instalada podría sobredimensionar la firmeza del sistema híbrido, mientras que la ENFICC incremental calculada en función del promedio estaría cercana a la ENFICC base. Por esta razón y, en la medida que Colombia cuenta con almacenamiento hidráulico, se concluyó que el potencial beneficio no compensaría el riesgo de remuneración de una energía superior a la firme. Adicionalmente se concluyó que la problemática de cobertura en las horas donde no hay sol se podría abordar mediante las otras alternativas sin necesidad de distorsionar el esquema de confiabilidad.

- iv.) Subastas de mediano plazo de disponibilidad para la generación de seguridad fuera de mérito

⁴ Se espera que esta tecnología represente entre el 8% y 14% de la oferta de energía firme a partir de diciembre de 2026 y diciembre de 2027, respectivamente

⁵ Una alternativa sería ENFICC kWh-día / 12 horas

Dado que la diferencia entre lo que se paga por el precio de Bolsa y el costo de reconciliación positiva podría ser un buen proxy del costo de congestión⁶, se estudió la alternativa de implementar una subasta de precio marginal para asignar una opción tipo call donde el recurso (generador, SAEB, autogeneración, generación distribuida, Respuesta de la Demanda) se comprometería a entregar el servicio de generación de seguridad al precio strike cuando el precio de Bolsa fuera inferior al precio strike y el recurso no entrara en mérito en el despacho ideal. A cambio de esta obligación, el(los) proyectos ganadores de la subasta recibirían la prima resultante de la subasta.

En la medida que el precio strike alrededor del precio de escasez inferior, resultaría en una prima demasiado alta y un precio strike alrededor del precio de escasez superior representaría una reducción mínima de los costos de congestión, se descartó esta propuesta.

En segundo lugar, se analizó la alternativa de implementar una subasta para la contratación de disponibilidad de generación de seguridad para la zona caribe, en la cual, solo participarían recursos nuevos de generación, almacenamiento y demanda para atender una cantidad definida por el operador del sistema eléctrico. Cada participante ofertaría precio junto con la disponibilidad (MW) que reservaría para la prestación del servicio complementario de generación de seguridad fuera de mérito cuando fuese requerido por el Operador del sistema eléctrico.

En el day-ahead, los recursos estarían obligados a nominar la capacidad asignada en la subasta y serían remunerados tanto por la disponibilidad como por la generación de seguridad efectivamente prestada. La remuneración de esta última sería equivalente al precio ofertado en el day-ahead (techado al costo de reconciliación positiva correspondiente) hasta que se logre la competencia suficiente para que el costo del servicio de generación de seguridad fuera de mérito sea el resultante de un mercado diario de restricciones.

v.) Subastas para la contratación de largo plazo de disponibilidad de regulación de frecuencia

La propuesta consiste en implementar una subasta de precio marginal con dos años de anticipación para contratar la disponibilidad requerida de regulación secundaria y terciaria⁷ a subir y a bajar para los próximos 5 años. La subasta sería neutral tecnológicamente y los

⁶ Si bien hay reconciliación positiva por generación de seguridad fuera de mérito, pruebas de generación y redespachos entre otros, en este trabajo se asume que toda la reconciliación positiva está asociado a generación de seguridad fuera de mérito. En el Apéndice D: Glosario se profundiza en la relación entre las restricciones y reconciliaciones y las definiciones asociadas más relevantes para facilitar el entendimiento del lector sobre las propuestas aquí expuestas. En la medida que no hay diferencia de precios entre nodos, lo que se propone en este trabajo está enfocado en la diferencia entre el precio de reconciliación positiva y el precio de Bolsa

⁷ Cuando se implemente el mercado correspondiente

agentes cualificados – nuevos y existentes – presentarían ofertas de disponibilidad (MW) y precio (US\$/MW) para cada una de las 24 horas del día. Los agentes adjudicados estarían obligados a nominar la disponibilidad asignada en la operación y el precio por la disponibilidad asignada sería el resultante de la subasta y no el CERE.

Evaluación de propuestas:

Habiendo descartado la opción de valorar la firmeza e implementar una opción call para la generación de seguridad, en la última parte de este trabajo se evalúa la potencial reducción del costo marginal y del costo total del servicio de energía eléctrica, mediante la simulación del despacho de 24 horas para el 15 de noviembre de 2027. El análisis realizado permite concluir que, permitir la participación del SAEB de red en el mercado de regulación secundaria de frecuencia podría implicar una reducción entre 2 USD/MWh y 13,28 USD/MWh por la participación del SAEB por la holgura utilizada. Para el caso de la alternativa i) esta reducción se sumaría al ahorro del pago por disponibilidad de 21,3 USD/MWh.

Adicionalmente y dado que la participación del SAEB se traduce en una reducción del costo total del servicio de hasta 116.000 USD, el análisis permite inferir que la participación del SAEB en la prestación del servicio de generación de seguridad, podría contribuir a la eficiencia precio. Sin embargo, esto no es suficiente para concluir que el beneficio de la alternativa será superior al costo de su aplicación.

En cuanto a los contratos de regulación secundaria, la estimación económica realizada para un SAEB de 150MW/150MWh permitió concluir que, la duración de los contratos de disponibilidad de regulación asignados en estas subastas anuales, debían ser de al menos 5 años con el fin de poder cumplir con el objetivo de reducción de costo por el pago de disponibilidad y promoción de la participación de nuevos recursos en la prestación de este servicio y en el mercado de energía.

Dado que estas subastas constituirían el mecanismo principal para la adquisición de disponibilidad de servicios de regulación, la recomendación final es analizar la forma de no inhabilitar la prestación de servicios de regulación por parte de los SAEB de red, ya que sería muy difícil prever con años de anticipación los momentos en que el activo en el día de operación no se va a requerir para atender necesidades de red y, por lo tanto, no participarían en esta subasta ofertando disponibilidad.

Finalmente, este trabajo concluye que la adecuada regulación para la incorporación del almacenamiento no hidráulico en el sector eléctrico colombiano parte de ajustar la propuesta regulatoria de la CREG para habilitar la participación del SAEB de red en el mercado de servicio complementario. En el mediano plazo se debería considerar la implementación de cualquier de las alternativas ii), iv o v para promover una mayor competencia entre tecnologías.

Palabras Clave: Sistemas de almacenamiento, generación, restricciones de la red de transporte, costo de reconciliación, despacho ideal

iii. Índice de figuras

Figura ii.1 Firmeza que aporta un SAEB de 60 MW/240 MWh a la confiabilidad de la planta de generación	5
Figura 1.1 Capacidad instalada 2025.	16
Figura 1.2 Capacidad de Almacenamiento hidráulico en Colombia.....	17
Figura 2.1 Metodología para la definición de alternativas.....	21
Figura 3.1 Propuesta Resolución CREG para incorporar sistemas de almacenamiento con baterías en el SIN.....	22
Figura 3.2 Esquema del funcionamiento actual del mercado de energía de corto plazo	26
Figura 3.3 Ejemplo ilustrativo del despacho ideal vs real y funcionamiento del esquema de reconciliaciones	27
Figura 3.4 Precio de Bolsa promedio ponderado vs participación de la generación fuera de mérito respecto la generación total.....	27
Figura 3.5 Discriminación entre la generación ideal y la generación fuera de mérito y participación de la generación térmica dentro de la generación fuera de mérito	28
Figura 3.6 Reconciliación positiva en energía discriminado por área y participación del área caribe respecto del total de las reconciliaciones positivas.....	28
Figura 3.7 Costo reconciliación positiva por área USD/MWh.....	29
Figura 3.8 Esquemas de prestación de servicio AGC	30
Figura 3.9 Oferta Mínima por unidad y por planta para AGC en 2025.....	30
Figura 3.10 Esquema ilustrativo funcionamiento Cargo por Confiabilidad	31
Figura 3.11 Balance de Energía Firme Diciembre 2025 – Noviembre 2031.	32
Figura 3.12 Evolución Capacidad Instalada [MW] 2026-2029.....	33
Figura 3.13 Evolución Capacidad Instalada [MW] y energía firme eólica y solar [GWh-año] 2026-2029	33
Figura 3.14 Diferencia promedio entre generación real y energía firme durante el 2025	36
Figura 5.1 Posibles escenarios de SAEB de red en la participación de servicios complementarios.....	48
Figura 5.2 Esquema de oferta económica con participación en el mercado por parte del SAEB de red	49
Figura 5.3 Ejemplo ilustrativo de modos de operación de un SAEB en el mercado de energía	51

Figura 5.4 Comparativo Máximo MPO vs precio ponderado de reconciliación positiva 2025.....	52
Figura 5.5 Ejemplo ilustrativo Precio contrato pague lo contratado vs CfD.	53
Figura 5.6 Costo de congestión bajo el mecanismo de reconciliación entre el despacho ideal y el despacho real.....	54
Figura 5.7 Diferencial Costo de Reconciliación positiva – Precio Bolsa promedio y LCOS (sin subsidio de SAEB 100MW/200MWh y 100 MW/400MWh.	55
Figura 5.8 Precio de Bolsa vs precio de escasez inferior y superior	56
Figura 5.9 Esquema de aplicación de la opción si el precio strike es el precio de escasez inferior	57
Figura 5.10 Precio de Bolsa vs precio de oferta por combustible y costo de reconciliación positiva del área Caribe	57
Figura 5.11 Esquema de aplicación de la opción si el precio strike es el precio de escasez inferior	58
Figura 5.12 Curva horaria ilustrativa del comportamiento de la generación de seguridad	59
Figura 5.13 Curva horaria ilustrativa del comportamiento de la generación de seguridad y despacho ideal incorporando los nuevos recursos adjudicados en la convocatoria.....	60
Figura 5.14 Generación diaria 2024 vs energía Firme de planta de generación solar La Loma.....	63
Figura 5.15 Firmeza que aporta un SAEB de 60 MW/240 MWh a la confiabilidad de la planta de generación solar Loma.....	64
Figura 5.16 Máxima Energía MWh-día que un SAEB podría aportar para ser considerado como mayor energía firme de la planta de generación solar Loma	65
Figura 5.17 Comparativo ENFICC verificada, generación promedio y ENFICC calculada en función de capacidad instalada asumiendo un IHF de 5%	65
Figura 6.1 Resumen supuestos de potencia, demanda y límites entre áreas	73
Figura 6.2 Resumen supuestos embalses por planta	74
Figura 6.3 Costos por combustibles supuestos	74
Figura 6.4 Balance generación Sistema interconectado nacional Noviembre 15 de 2027	83
Figura 6.5 Comparación resultados con simulación de XM	83
Figura 6.6 Balance del área Caribe	84
Figura 6.7 Generación térmica y costo del sistema para cada uno de los escenarios	84
Figura 6.8 Costo marginal para cada uno de los escenarios.....	85

Figura 6.9 Supuestos de CAPEX, O&M y costo de carga para un SAEB de 150 MW/150 MWh	86
Figura 6.10 Opciones de disponibilidad de holgura	87
Figura 6.11 Supuestos de CAPEX, O&M y costo de carga para un SAEB de 150 MW/150 MWh	87
Figura 6.12 Precio de oferta mínimo por disponibilidad de holgura SAEB de 150 MW/150 MWh vs CERE de referencia	88
Figura 10.1 Contribución a los objetivos de desarrollo sostenible	102
Figura 11.1 Panorama de ISOs y RTOs en Estados Unidos. Fuente: FERC,2025.[80]	108

iv. Índice de tablas

Tabla 3-1 Comparativo de reglas de las convocatorias para adjudicar activos del STN y STR	23
Tabla 4-1 Comparativo de reglas de participación del almacenamiento de energía en el Mercado mayorista de CAISO y PJM.....	44
Tabla 6-1 Resumen alternativas regulatorias	69
Tabla 6-2 Limitaciones supuestas a Proyectos de generación Renovable a causa de restricciones internas de cada área que han sido evidenciadas por XM.....	71
Tabla 6-3 Descripción de conjuntos definidos en la simulación	75
Tabla 6-4 Descripción de variables	75
Tabla 6-5 Penalizaciones supuestas	76
Tabla 6-6 Resumen parámetros supuestos para los SAEB.....	81
Tabla 7-1 Elementos de la propuesta regulatoria asociados específicamente a los sistemas de almacenamiento no hidráulico que funcionarían como activos de transmisión	90
Tabla 7-2 Elementos de la propuesta regulatoria para la promoción de nuevos proyectos que compitan en la prestación del servicio de generación de seguridad en el caribe	91
Tabla A-9-1 Presupuesto del proyecto discriminado por conceptos.....	100

v. Abreviaturas

ASIC	Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales
AGC	Automatic Generation Control (Regulación Secundaria de Frecuencia)
CAISO	California Independent System Operator
CERE	Costo Equivalente Real de Energía del Cargo por Confiabilidad
CND	Centro Nacional de Despacho
CNO	Consejo Nacional de Operación
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas
ENFICC	Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad
ESR	Energy Storage Resource
FERC	Federal Energy Regulatory Commission
ISO	Independent System Operator
LCOS	Levelized Cost of Storage
LSE	Load Serving Entity
MISO	Midcontinent Independent System Operator
NGR	Non-Generator resource NGR
NEP	Nivel de ENFICC probabilístico
NPV	Nivel de Probabilidad de Vertimiento
OCV	Otros Costos Variables
O&M	Operación y Mantenimiento
PJM	Pennsylvania-New Jersey-Maryland Interconnection
RTO	Regional Transmission Organizations
SAEB	Sistema de Almacenamiento de Energía Eléctrica con Baterías
SATA	Storage Acting as Transmission Asset
SATOA	Storage as Transmission-Only Asset
SIC	Sistema de Intercambios Comerciales
SIN	Sistemas Interconectado Nacional
STN	Sistema de Transmisión Nacional
STR	Sistema de Transmisión Regional
UPME	Unidad de Planeación Minero Energética
ZNI	Zonas No Interconectadas

Contenido

.....	1
i. Agradecimientos	2
ii. Resumen.....	3
iii. Índice de figuras.....	8
iv. Índice de tablas.....	11
v. Abreviaturas	12
1. Introducción.....	16
2. Objetivos y Metodología.....	19
2.1. Objetivos.....	19
2.1.1 Objetivo General.....	19
2.1.2 Objetivos específicos.....	19
2.2. Metodología.....	19
3. Contexto normativo y del mercado eléctrico colombiano en relación con los sistemas de almacenamiento no hidráulicos	22
3.1. Sistema de almacenamiento no hidráulico como solución de red	22
3.2. Sistema de almacenamiento no hidráulico como solución de generación.....	25
3.2.1 Mercado de Energía	25
3.2.2 Servicios Complementarios	29
3.2.3 Esquema del Cargo por Confiabilidad	31
3.3. Resumen hallazgos del contexto actual del almacenamiento no hidráulico en Colombia.....	34
4. Estado del arte a nivel internacional	37
4.1. Sistema de almacenamiento como activo de transmisión	37
4.1.1 Iniciativa CAISO “Storage As Transmission Asset”.....	39
4.1.2 Iniciativa MISO “Using Storage as a Transmission Asset to provide Market Services”.....	41
4.2. Sistema de almacenamiento como activo de generación.....	42
5. Definición de alternativas de mejora regulatoria para el tratamiento del almacenamiento no hidráulico	46
5.1. Esquema de participación en el mercado por parte del SAEB que presta servicios de red 46	

5.1.1	Convocatoria de transmisión y participación en el mercado de regulación secundaria de frecuencia cuando no se requiera para prestar servicios de transmisión.	46
5.1.2	Convocatoria SAEB de red por la diferencia de precios entre el Despacho Real y el Ideal en la hora punta.....	51
5.2.	Subastas de mediano plazo de disponibilidad para la generación de seguridad fuera de mérito	54
5.2.1	Alternativa opción call para la atención de generación de seguridad	55
5.2.2	Subasta para la contratación de largo plazo de disponibilidad para la generación de seguridad.....	58
5.3.	Subastas para la contratación de largo plazo de disponibilidad de regulación secundaria de frecuencia	61
5.4.	Valorar la firmeza que aporta el SAEB a la generación variable	62
5.4.1	Definir la ENFICC solar incremental en función del promedio de la generación horaria estimada para un horizonte de 10 años	62
5.4.2	Definir la ENFICC solar incremental en con base en la ENFICC calculada en función de la capacidad instalada	65
5.5.	Conclusión sobre las alternativas estudiadas	67
6.	Evaluación de alternativas	69
6.1.	Construcción de escenario base.....	70
6.1.1	Supuestos	70
6.1.2	Modelo.....	75
6.2.	Construcción de escenario con SAEB	80
6.2.1	Supuestos	81
6.2.2	Restricciones asociadas a los SAEB	81
6.3.	Evaluación de resultados.....	82
6.4.	Comparativo de alternativas	85
7.	Conclusiones	89
8.	Bibliografía	92
9.	Apéndice A. Planificación temporal y presupuesto.....	100
10.	Apéndice B. Contribución a los objetivos de Desarrollo Sostenible	101
11.	Apéndice C. Glosario.....	103
11.1.	Sistemas de almacenamiento	103
11.2.	Servicios complementarios	104

11.3. Restricciones y reconciliaciones	105
11.4. Cargo por Confiabilidad	106
11.5. Mercado Mayorista Estados Unidos	107
12. Anexo 1 – Código y parámetros utilizados en la optimización	109
12.1. Manual del usuario del código	¡Error! Marcador no definido.
12.1.1 Formato de cargue de insumos	¡Error! Marcador no definido.
12.1.1 Descripción general del Código	¡Error! Marcador no definido.

1.Introducción

En el sector eléctrico colombiano, de las cuatro actividades - generación, transmisión distribución y comercialización –, la generación y comercialización constituyen actividades en competencia, mientras que el transporte de energía es un monopolio natural.

La expansión en las líneas de transmisión se lleva a cabo a través de convocatorias públicas, en las cuales pueden participar los transmisores y cualquier agente que, en caso de quedar adjudicado, solo ejerza como transmisor⁸.

Respecto a la generación, ésta puede vender la energía a través de contratos o en el mercado de corto plazo y, adicionalmente, puede participar en el Cargo por Confiabilidad y, de cumplir los requisitos, puede participar en el mercado para prestar el servicio de regulación secundaria de frecuencia. Con estas reglas, actualmente la generación hidroeléctrica tiene una participación del 60% en la matriz de generación de energía eléctrica, seguida por el respaldo térmico que constituye el 23% de la capacidad instalada y la generación solar que tiene una participación del 13% [1].

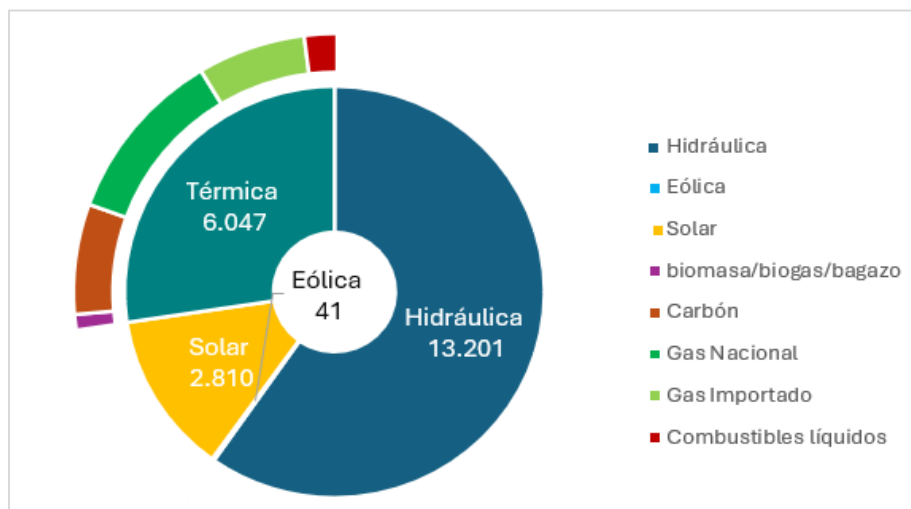


Figura 1.1 Capacidad instalada 2025.

Fuente: Elaboración propia con base en XM (2025) [1]

Dado el respaldo térmico y la capacidad de almacenamiento hidráulico de más de 7673 GWh con capacidad de regulación promedio de 69 días [2][3], la necesidad del

⁸ Las empresas de transmisión que estaban constituidas antes de 1994 pueden ejercer otras actividades, no obstante, esto está por fuera del alcance de este trabajo.

almacenamiento no hidráulico se ha producido principalmente como una solución localizada ante problemas específicos de restricción en la red de transporte.

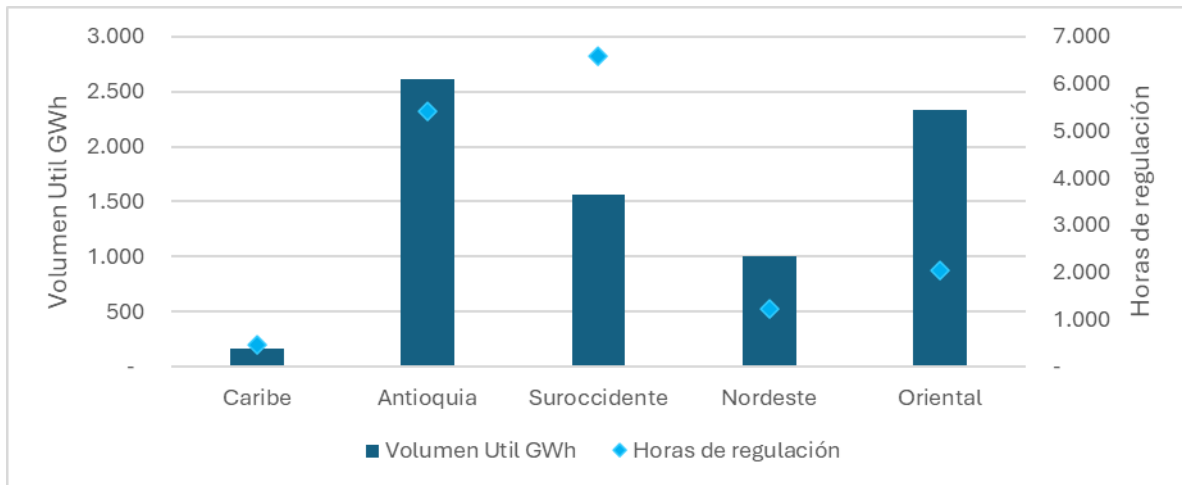


Figura 1.2 Capacidad de Almacenamiento hidráulico en Colombia

Fuente: XM [1] y [2], 2025

Dentro de los sistemas de almacenamiento no hidráulico que pueden atender las necesidades de la red de transmisión, los Sistema de Almacenamiento de Energía Eléctrica con Baterías (SAEB) han venido ganando interés por parte del gobierno. El primer SAEB oficial se recomendó a través del Plan de expansión de Referencia de Generación – Transmisión 2015-2029 [4], con el fin de operar de manera automática y remota, desde el Centro Nacional de Despacho (CND), ante situaciones de sobrecarga o de contingencia N-1 de unos circuitos específicos del Sistema de Transmisión Regional (STR) del área del Atlántico⁹ del país. De acuerdo con la Resolución CREG 98 de 2019 [6], el agente adjudicatario debe asegurar la disponibilidad de este SAEB al momento de la carga y descarga realizada de forma automática o remota desde el CND, cumpliendo con la programación definida por el CND¹⁰.

Aunque la Resolución CREG 98 de 2018 dejó de estar vigente desde 2023, la problemática en torno al retraso de proyectos del STN y STR [7] junto se ha mantenido¹¹, al igual que el interés por los SAEB como parte de la solución.

⁹ Este proyecto fue adjudicado a Canadian Solar Energy Colombia SAS [5].

¹⁰ Dado que el CND es quien incluye en el despacho la programación de las horas de carga y descarga, el adjudicatario no es responsable de los efectos de la liquidación comercial de la energía tomada y entregada

¹¹ Según los análisis de XM (2025 [4]) el 70% de los proyectos del STN están atrasados respecto la fecha de puesta en operación (FPO) definida en la resolución inicial con un promedio de atraso de 57,7 meses y un atraso máximo de 13,3 años. En cuanto al STR el 93% de los proyectos se encuentran atrasados incluyendo la batería del Atlántico cuyo retraso es de 30,3 meses.

En el Plan Maestro de Modernización y Expansión de la Infraestructura de Transmisión Eléctrica [8] se propusieron 5 proyectos de SAEB enfatizando que, si bien solucionan necesidades de la red, también podrían ofrecer “*servicios adicionales como arbitraje de energía, regulación de tensión y frecuencia, además de aumentar la firmeza de muchas fuentes renovables no convencionales*”. Esta conclusión fue reiterada en el análisis de impacto normativo que hizo la UPME para la revisión de la Resolución UPME 528 de 2011 [9]¹².

Por su parte, en noviembre de 2025 el Ministerio de Minas y Energía [11] publicó una propuesta para comentarios de los agentes sobre los lineamientos de política para la integración de los Sistemas de Almacenamiento de Energía en el Sistema Interconectado (SIN) y en las Zonas No Interconectadas (ZNI). En esta propuesta, el Ministerio delegó en la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) y el CND la tarea de definir las combinaciones técnicamente posibles de servicios que pueden prestarse con una misma infraestructura de sistema de almacenamiento de energía y determinar los servicios que serán mutuamente excluyentes.

Desde el punto de vista regulatorio, el 19 de septiembre de 2025 la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) publicó la propuesta de mecanismos para incorporar los sistemas de almacenamiento de energía eléctrica con baterías en el Sistema Interconectado Nacional SIN [12].

Este marco de política y regulación representa un avance hacia la incorporación de los sistemas de almacenamiento no hidráulico en el sector eléctrico colombiano y abre la oportunidad a revisar diferentes alternativas regulatorias con el objetivo de maximizar el beneficio de este tipo de almacenamiento en un entorno de competencia y minimizar el impacto de la falta o insuficiencia de redes de transporte de energía eléctrica.

Con este objetivo, en el presente documento se construye una propuesta regulatoria para el tratamiento de almacenamiento no hidráulico en el mercado colombiano. Para lo anterior, en el capítulo 2 se realiza un diagnóstico del contexto normativo y del mercado eléctrico colombiano en relación con los sistemas de almacenamiento no hidráulicos.

Con base en este diagnóstico, sumado a la revisión de la evolución de política y regulación en Estados Unidos (capítulo 3), en el capítulo 4 se diseñan diferentes alternativas regulatorias para el tratamiento de almacenamiento no hidráulico en el mercado colombiano, las cuales son evaluadas en el capítulo 5.

¹² La UPME también incorporó como medida de eficiencia energética en el PAI-PROURE 2022-2030 [10], lo que le permite acceder a incentivos tributarios.

2. Objetivos y Metodología

2.1. Objetivos

2.1.1 Objetivo General

El objetivo principal de este trabajo fin de máster es desarrollar una propuesta regulatoria para el tratamiento del almacenamiento no hidráulico en el mercado eléctrico colombiano que maximice el beneficio para el sistema y minimice el impacto temporal de la falta o insuficiencia de redes de transporte de energía eléctrica.

2.1.2 Objetivos específicos

- Estudiar la propuesta regulatoria de la resolución CREG 701-103 de 2025 y las reglas actuales de mercado y expansión de la transmisión, identificando limitaciones, barreras y oportunidades para el aprovechamiento de los sistemas de almacenamiento no hidráulico en los diferentes servicios de red y mercado
- Evaluar el impacto técnico, y económico de las reglas actuales y analizar opciones de ajuste tanto en el mercado como en el tratamiento de activo de almacenamiento de transmisión
- Comparar las diferentes alternativas y diseñar una propuesta regulatoria integral que permita maximizar el uso de los sistemas de almacenamiento no hidráulico y el beneficio en términos de reducción de costos para el sistema.

2.2. Metodología

El desarrollo de la propuesta regulatoria para el tratamiento del almacenamiento no hidráulico en el sistema eléctrico colombiano se dividió en 4 partes:

Etapa 1 y 2 - Diagnóstico: En la primera etapa se realizó un diagnóstico del contexto normativo y de mercado actual del sector eléctrico colombiano en lo relacionado con la incorporación del almacenamiento no hidráulico. Una vez identificada la situación actual en el sector eléctrico colombiano, se estudió en profundidad la evolución regulatoria y de política en los mercados de Estados Unidos.

Etapa 3 - Definición de alternativas: Con base en la información recopilada, en la tercera fase se estudiaron las siguientes alternativas regulatorias para maximizar el beneficio que el sistema recibiría del almacenamiento no hidráulico:

- i. Ajustes a la Resolución CREG 701-103 de 2025:

A partir de un diagnóstico sobre la aplicación de la propuesta de la Resolución CREG 701-103 de 2025, se desarrolló una propuesta regulatoria para la participación de los SAEB de

red en el mercado de servicios complementarios y para valorar la firmeza de los SAEB híbridos e independientes.

En esta misma línea, se planteó una segunda alternativa correspondiente a un ajuste al producto subastado en la convocatoria de transmisión en función de la diferencia de precios entre el despacho real e ideal.

En relación con los SAEB híbrido e independiente, se analizaron posibles alternativas para la valoración de la firmeza del SAEB. Para esto se realizó primeramente un diagnóstico asociado a la estimación de los ingresos potenciales por arbitraje y regulación secundaria y la situación prevista en materia de evolución de capacidad instalada y balance de energía firme¹³ para los próximos años. Con base en este diagnóstico, se construyó una propuesta de metodología de cálculo de la energía firme de un SAEB y se evaluó dicha propuesta mediante la estimación de la energía firme que resultaría de ésta para un SAEB de 60MW/240MWh.

- ii. Propuestas de subastas para la contratación de largo plazo de regulación secundaria de frecuencia y generación de seguridad fuera de mérito para la atención de las restricciones en la zona del Caribe

Se analizó la implementación en el mediano plazo de subastas para la adquisición de contratos de largo plazo de disponibilidad de regulación de frecuencia y generación de seguridad fuera de mérito, este último con el objetivo de promover mayor competencia en la prestación de generación de seguridad y, en consecuencia, migrar a un mercado de restricciones en el caribe. En la figura 2.1 se presenta el esquema metodológico que se llevó a cabo para la revisión de alternativas.

Etapas 4 -Evaluación de alternativas:

Para esta etapa de evaluación, se seleccionaron las alternativas que tenían mayor aplicabilidad dentro de la regulación actual y que tuvieran el mayor potencial de maximizar el beneficio del SAEB recibido por el sistema

¹³ En el Balance de Energía Firme: i) Guayepo III y Puerta de oro, cuyas OEF inician en diciembre de 2026, se incluyen en la vigencia desde diciembre de 2025 toda vez que ya se encuentran en operación. ii) Se retrasa en un año la entrada en operación de las plantas que estaban previstas que ingresaran en 2025 según el planeamiento de mediano plazo de XM y no han ingresado a corte de 31 de diciembre de 2025, iii) Las plantas incluidas en el planeamiento de mediano plazo de XM que estaban en pruebas al momento de realizar el análisis se incluyeron en el conjunto de plantas existentes, iv) La expansión hidráulica incluye los 1200 MW de Ituango, sin embargo, en el balance de energía firme no se tiene en cuenta la firmeza asociada a esto 1200 MW adicionales toda vez que se considera que estos están asociados a las OEF que perdió el proyecto por incumplimiento grave e insalvable. v) Con excepción de Alfa y Beta, el restante de generación eólica se toma como energía firme sin OEF vi) La ENFIFF de las plantas sin OEF asociada se estima como el 10% y el 17%¹³ de la capacidad efectiva neta del proyecto eólica y solar, respectivamente. Esta estimación se realiza únicamente para las plantas con capacidad efectiva neta superior a 10 MW y es coherente con los análisis realizados por la CREG en el documento 901-029 de 2023 [33].

De forma paralela, se realizó un trabajo de recopilación de información disponible del sector eléctrico colombiano para el desarrollo de una simulación del despacho de 24 horas para el 15 de noviembre de 2027. Esta simulación se realizó haciendo uso de Python-Pyomo y Gurobi y permitió la comparación de tres escenarios, a saber: Sin SAEB, con SAEB que no aporta a la reducción de limitación de inyección renovable y iii) con SAEB que aporta a la reducción o eliminación de limitación de inyección renovable.

Los SAEB que se consideraron para esta evaluación fueron los incluidos en el plan maestro de modernización de la transmisión y el SAEB adjudicado para el área del Atlántico. En el capítulo 6 se profundiza sobre los supuestos y metodología que se siguió para esta evaluación.



Figura 2.1 Metodología para la definición de alternativas

3.Contexto normativo y del mercado eléctrico colombiano en relación con los sistemas de almacenamiento no hidráulicos

3.1. Sistema de almacenamiento no hidráulico como solución de red

En el 2025 la CREG publicó el Proyecto de Resolución CREG 701-103 de 2025 [12], en el cual, se diferencia entre dos tipos de Sistemas de Almacenamiento de Energía con Baterías (SAEB): Aquel que se considera activo de red y el SAEB que presta servicios comercializables. En relación con el primero, éste deberá contar con la capacidad de recibir consignas remotas del CND y cargar o descargar la batería cuando sea requerido por el CND o cuando se active de forma automática.

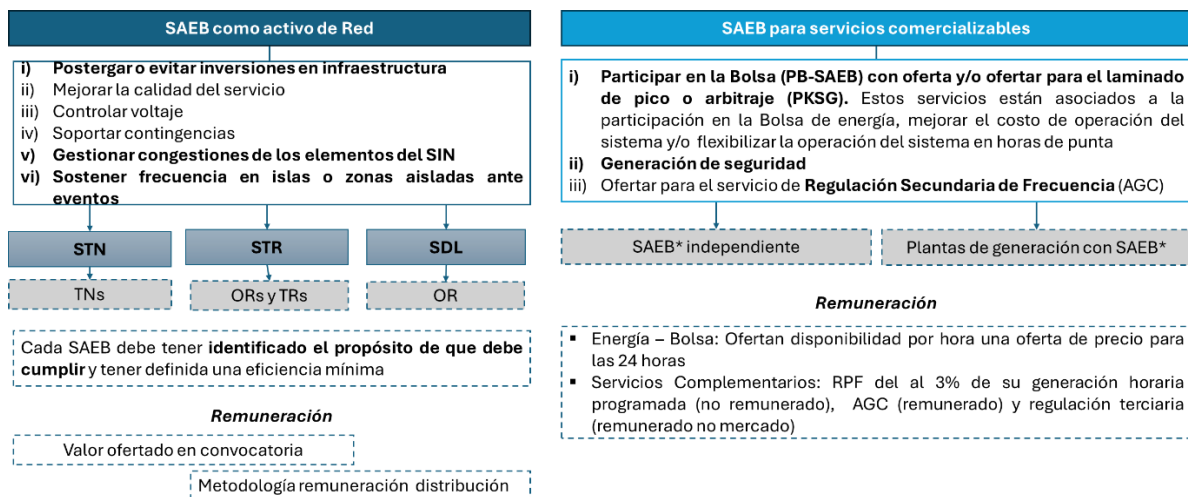


Figura 3.1 Propuesta Resolución CREG para incorporar sistemas de almacenamiento con baterías en el SIN.

Fuente información: Proyecto Resolución CREG 701-103 de 2025 [11]. Elaboración propia

De acuerdo con lo que propone la CREG [12], el agente que ejecuta el SAEB como activo de red se escogería mediante convocatorias para los SAEB del STN y STR que defina la UPME (o el OR decida no ejecutar) (ver tabla 3-1). En estos procesos de selección, la UPME deberá identificar el propósito específico que cumplirá el SAEB y ejecutar la convocatoria, mientras que el agente adjudicatario deberá, entre otras obligaciones:

- i) Instalar una frontera para medir el consumo de energía, la cual debe cumplir con los requisitos de frontera de comercialización entre agente y usuario y otra para medir la energía entregada al sistema, la cual debe cumplir con los requisitos de frontera de generación, sin que esté obligado a que la represente un generador.
- ii) Cumplir la eficiencia mínima del SAEB definida por la UPME en los documentos de selección¹⁴. Si la energía entregada mensual es inferior a la requerida para cumplir la eficiencia mínima, el adjudicatario deberá pagar el faltante al precio promedio de bolsa del mes.
- iii) Garantizar la disponibilidad de los activos, entendiendo que el SAEB se encontrará disponible cuando sus activos tengan una disponibilidad del 100% y el SAEB esté en proceso de carga o descarga o se encuentre listo para iniciar alguno de estos dos procesos. Así mismo, la disponibilidad del SAEB estará asociada a que éste se encuentre listo para cumplir alguna de las funciones disponibles según los requisitos técnicos exigidos, cuando lo requiera el CND o cuando la función se active de forma automática. La propuesta regulatoria fija un valor máximo de horas anuales de indisponibilidad de 100 horas/año para eventos programados y de 3 horas/año de indisponibilidad para eventos no programados. Por encima de estas horas, el agente deberá compensar a los usuarios por su indisponibilidad.

En relación con la energía inyectada y retirada por el SAEB, la resolución objeto de análisis indicó que la liquidación de la energía tomada y entregada la realizaría el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) con base en el precio de Bolsa, de forma que el valor neto mensual se adicionaría al recaudo por concepto de cargos por uso.

Tabla 3-1 Comparativo de reglas de las convocatorias para adjudicar activos del STN y STR

	STN	STR ¹⁵	SAEB 98/19	CREG	SAEB RED CREG 701-103
Identificación necesidad	UPME	UPME u OR	STN: UPME, STR: UPME/OR		
Criterio de adjudicación	Menor valor de Ingreso Anual Esperado ofertado que cubre la totalidad de las inversiones y costos O&M en el período de pagos				
Participantes en la convocatoria	Interesado nacional o internacional	Operadores de Red (OR) o transmisores nacionales (TN) y	OR, TN, TR, generadores, comercializadores	Terceros interesados y STN: TN existentes	

¹⁴ La eficiencia para los SAEB del STR identificados y ejecutados por el OR es del 85%. En el caso del Sistema de Distribución Local, el Operador de red es el responsable de planear y ejecutar el SAEB dentro del marco del plan de inversiones.

¹⁵ El sistema de distribución comprende el Sistema de Transmisión Regional STR (nivel de tensión 4) y el Sistema de Distribución local (nivel de tensión 1, 2 y 3 para la prestación del servicio en un mercado de comercialización). En ambos casos, el Operador de Red es el responsable de la planeación y ejecución de la expansión del sistema que opera. Sin embargo, la UPME puede realizar convocatorias para ejecutar la expansión en el STR cuando el Operador de Red no esté interesado.

		regionales (TR) y terceros interesados nacionales y extranjeros	y terceros interesados nacionales y extranjeros con experiencia específica	STR: OR y TR existentes
Requisito de adjudicatario en cuanto a objeto social	ESP con objeto exclusivo en transmisión nacional ¹⁶	ESP el objeto debe incluir actividades del transmisor regional	ESP cuyo objeto es generador, transmisor, distribuidor o comercializador	ESP el objeto debe incluir: STN: Transmisión STR: Distribución
Remuneración durante período de pagos y fuente de recaudo	Valor ofertado en la convocatoria. Este ingreso se recauda a través del cargo por uso de la actividad de transmisión o distribución, según corresponda			
Período de pagos	25 años	25 años o definido en los documentos de selección.	Definido por la UPME en los documentos de selección. Se puede retirar el SAEB en este período con autorización de la UPME (se deja de recibir remuneración)	
Remuneración después del período de pagos	Aplica la metodología de remuneración de transmisión que se encuentre vigente	Se cuenta a partir de la fecha de puesta en operación comercial del proyecto Si se requiere continuar con la operación aplica la metodología que se encuentre vigente	Si se sigue requiriendo y está en condiciones óptimas para seguir operando aplica el valor del último año del periodo de pagos	Si se sigue requiriendo y está en condiciones óptimas se incluye dentro de la base de activos
Atraso por hechos no gestionables por el adjudicatario	Se modifica la fecha de entrada en operación sin alterar el flujo de ingresos aprobado	Se modifica la fecha de entrada en operación y se aplaza el inicio de la remuneración	Se modifica la fecha de puesta en operación FPO se aplaza. La FPO solo se puede modificar una vez, vencida la FPO modificada se ejecuta garantía, pierde derecho a remuneración y debe retirarse del proyecto. En cualquier caso, el inicio de la remuneración se da a partir de la entrada en operación del proyecto	
Atrasos por hechos gestionables	Paga valor igual al doble del ingreso mensual previsto hasta	Paga valor igual al ingreso mensual previsto hasta que entre en operación	Paga valor igual al ingreso mensual previsto hasta que entre en operación. Si hay incumplimiento grave e insalvable el adjudicatario pierde derecho a remuneración y debe retirarse del proyecto	

¹⁶ Esta limitación al objeto no aplica a las empresas de servicios públicos constituidas con anterioridad a la Ley 143 de 1994 (ver Resolución CREG 15 de 2018).

por el que entre en
adjudicatario operación

Fuente: Elaboración propia con base en [12][13][14][15]

3.2. Sistema de almacenamiento no hidráulico como solución de generación

De acuerdo con el Proyecto de Resolución CREG 701-103 de 2025, el SAEB como solución de generación es aquel que prestaría servicios comercializables. Este podría operar de forma independiente o en conjunto con una planta de generación, y solo podría ser representado por un generador.

Según la definición de los servicios comercializables, los SAEB independientes e híbridos participarían en los mercados de energía y servicios complementarios. En el caso del Cargo por Confiabilidad, no hay una distinción del cálculo entre la energía firme de una planta de generación variable que no tiene sistema de almacenamiento respecto de este mismo tipo de planta acompañada de un sistema de almacenamiento¹⁷ [16]. Tampoco existe una metodología de cálculo de energía firme para un sistema de almacenamiento de energía eléctrica independiente.

En los siguientes apartados se realiza una descripción del funcionamiento mercado de energía, servicios complementarios y Cargo por Confiabilidad en Colombia. Este entendimiento es la base que se utilizó para, posteriormente, definir y evaluar las diferentes alternativas regulatorias.

3.2.1 Mercado de Energía

Actualmente el mercado de energía eléctrica en Colombia consta de un day-ahead que parte de una oferta de precio para todas las horas del día y disponibilidad horaria por parte de las plantas despachadas centralmente (i.e aquellas mayores a 20 MW)¹⁸. Con esta oferta, junto con la demás información técnica, se realiza el despacho de regulación secundaria de frecuencia y secuencialmente el despacho de energía de las 24 horas del día siguiente [28] sin que se genere una señal de precio o compromiso vinculante.

Durante el día de operación se realizan los redespachos que se requieran y el precio de Bolsa se determina en el día después de la operación mediante el despacho ideal, el cual no tiene en cuenta las restricciones de red. Paralelamente, se realiza una reconciliación

¹⁷ Si bien la firmeza de la generación variable puede fortalecerse con cualquier sistema de almacenamiento incluido el hidráulico en este apartado analizamos el aporte que el SAEB le puede dar a la firmeza de la generación variable, específicamente, la generación solar.

¹⁸ Las plantas menores a 20 MW ofertan únicamente disponibilidad y las plantas térmicas declaran trimestralmente los costos de arranque y parada

entre el despacho ideal (sin red) y el despacho real (con red), donde la reconciliación es positiva si la generación real es superior a la ideal y negativa si es el caso contrario [17] [18][19] [20].

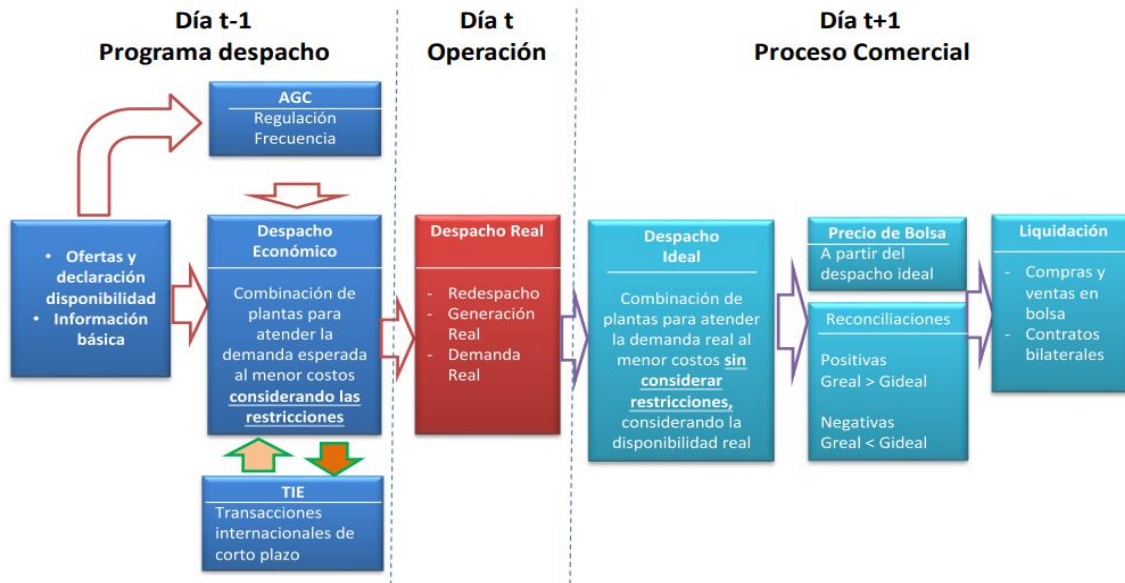


Figura 3.2 Esquema del funcionamiento actual del mercado de energía de corto plazo

Fuente: Documento CREG 114 de 2021 [32]

En este sentido, al momento de la reconciliación entre el despacho ideal y el real se pueden presentar, entre otras, las siguientes situaciones:

- La generación ideal de una planta solar es superior a su generación real por efectos de limitación de entrega. En este caso, el generador desplazado debe pagar una reconciliación negativa cuyo precio equivale al Máximo Precio de Oferta, por lo cual, no se le reconoce ningún costo de oportunidad.
- Una planta de generación térmica o hidráulica que no entró en el orden de mérito, pero se requiere para reemplazar a la planta de generación solar que no puede entregar la energía debido a las restricciones de red. Esta generación se denomina “generación de seguridad fuera de mérito” y, dado que no entró en el despacho ideal, su costo se reconoce mediante el concepto de “Reconciliación positiva”

En este sentido, la planta de generación solar recibiría el precio de Bolsa por la cantidad asignada en el despacho ideal y pagaría el precio de reconciliación negativa por la energía no entregada. Por su parte, el costo de reconciliación positiva que recibe la planta de generación térmica sería asumido mediante el pago de reconciliación negativa de los

generadores desplazados y el restante por el usuario mediante una componente denominada “Restricciones”¹⁹ que se incluye en el costo unitario de la tarifa eléctrica

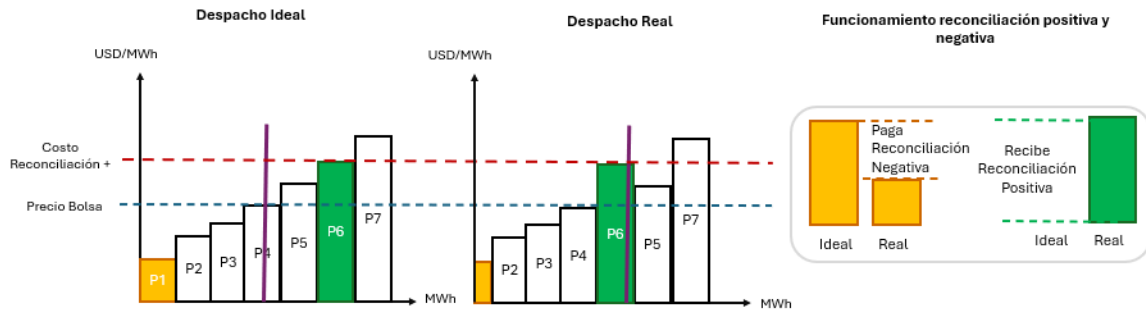


Figura 3.3 Ejemplo ilustrativo del despacho ideal vs real y funcionamiento del esquema de reconciliaciones

Fuente: Elaboración propia con base en [19][21][22][23]

En la medida que el precio de Bolsa sea bajo, se requerirá mayor generación que no entra en el despacho ideal debido a las restricciones de la red y viceversa. Por lo tanto, el requerimiento de generación de seguridad fuera de mérito se incrementa cuando el precio de Bolsa disminuye.

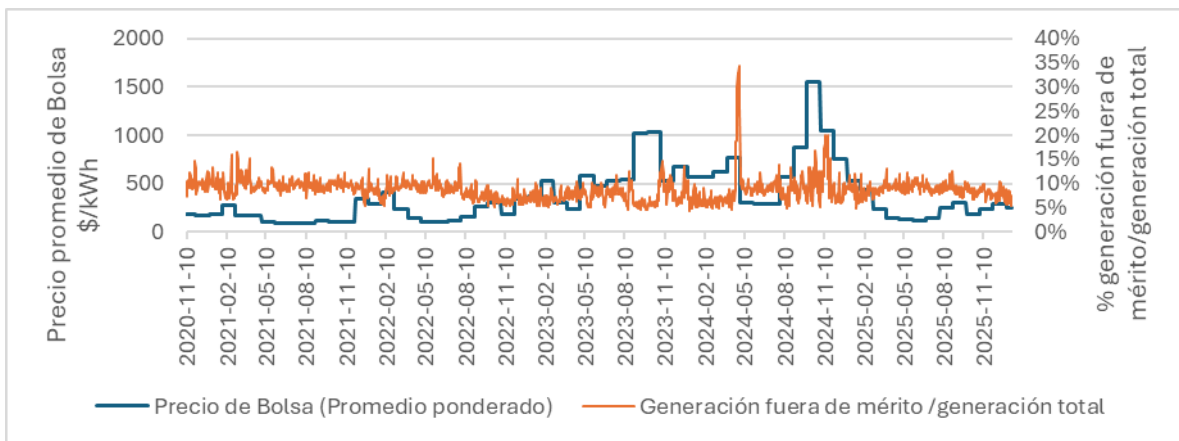


Figura 3.4 Precio de Bolsa promedio ponderado vs participación de la generación fuera de mérito respecto la generación total

Fuente: Elaboración propia con base en [24][25]. Elaboración propia

¹⁹ Además de la diferencia entre la reconciliación positiva y negativa, el costo de restricciones depende de otros factores como el servicio AGC, la responsabilidad comercial AGC y otros conceptos que se han ido añadiendo con el tiempo pero que son secundarios y están por fuera del alcance de este trabajo.

Adicionalmente, por lo general esta generación de seguridad fuera de mérito es prestada por plantas termoeléctricas. En promedio entre diciembre de 2020 y diciembre de 2025, el 76% de la generación fuera de mérito corresponde a generación térmica,

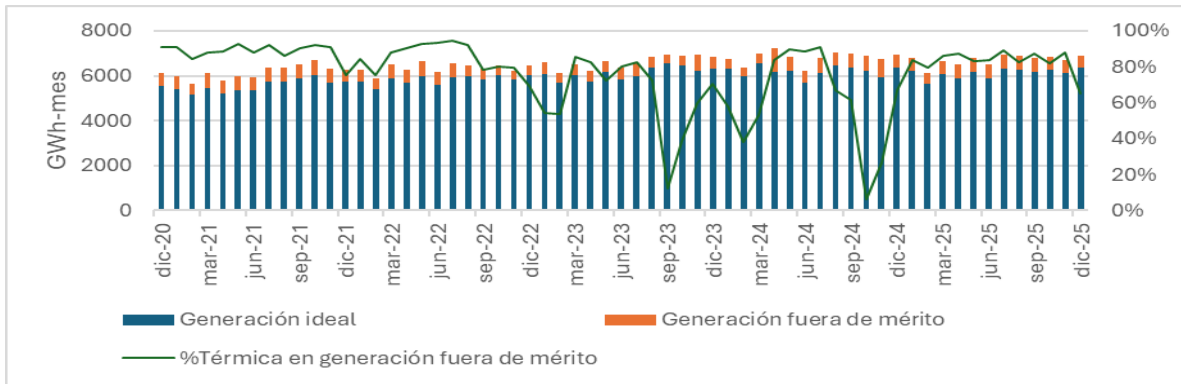


Figura 3.5 Discriminación entre la generación ideal y la generación fuera de mérito y participación de la generación térmica dentro de la generación fuera de mérito

Fuente: XM (2025). [25].

Por otro lado, se observa que la problemática en torno a las restricciones de red se concentra principalmente en el Caribe. Entre diciembre de 2020 y 2025, la zona Caribe ha representado el 71% de la generación para garantizar la seguridad y estabilidad del sistema que genera sobrecosto. No obstante, recientemente en la región suroccidental y oriental se han comenzado a incrementar las necesidades de reconciliaciones positivas, lo cual es coherente con el retraso de los proyectos de transmisión correspondientes.

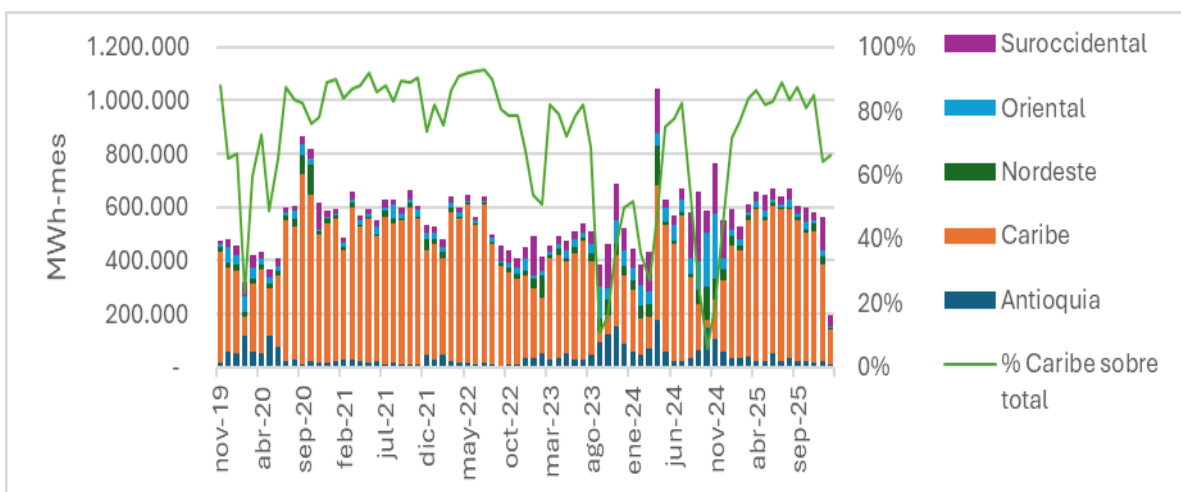


Figura 3.6 Reconciliación positiva en energía discriminado por área y participación del área caribe respecto del total de las reconciliaciones positivas

Fuente: XM (2025). [26]

En relación con el costo de la generación de seguridad fuera de mérito en el área Caribe, éste siempre ha estado por encima del promedio y entre 2024 y 2025 se ha venido alejando con un costo de 0,40 USD/MWh respecto de un promedio nacional de 0,26 USD/MWh.

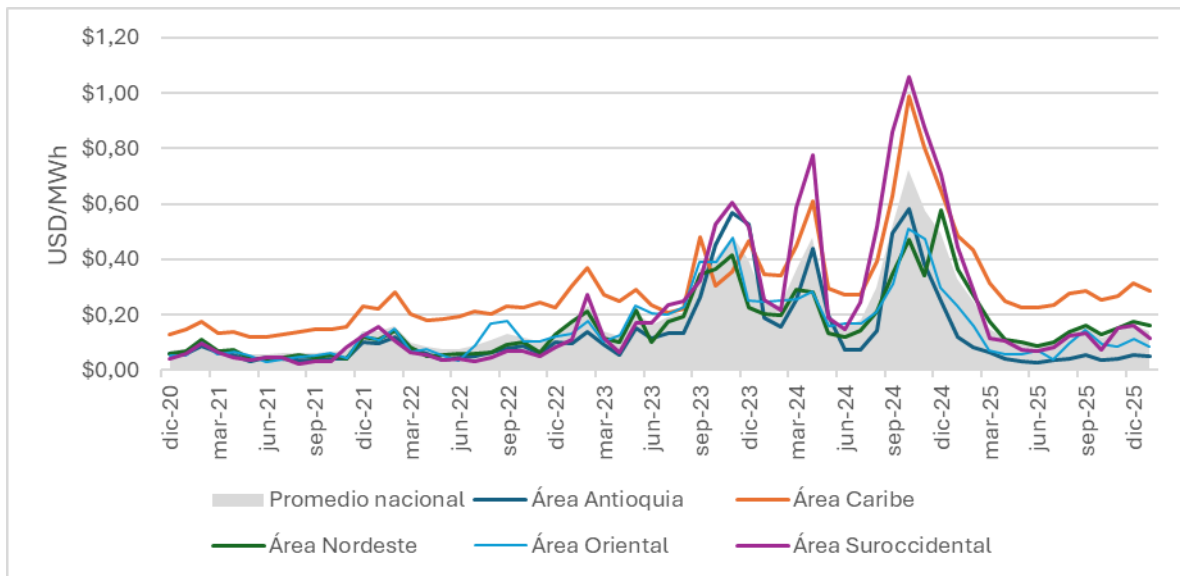


Figura 3.7 Costo reconciliación positiva por área USD/MWh

Fuente: Elaboración propia con base en [27]. Se usa una TRM de 3.800 \$COP

En algunas áreas existe una alta concentración de la oferta que atiende las necesidades de generación de seguridad. Este es el caso del Caribe donde Tebsa ha aportado en promedio el 46% de las reconciliaciones positivas entre 2020 y 2025 [26].

3.2.2 Servicios Complementarios

En relación con los servicios complementarios, actualmente se remunera la regulación secundaria de frecuencia (AGC) y la generación de seguridad²⁰. Respecto de la primera, si la generación real supera la suma de la generación programada y la holgura de AGC, se remunera la energía de la holgura total al precio de AGC²¹. Si la generación real se encuentra dentro de las bandas de holgura, se remunera el precio AGC por la energía de la holgura usada y la holgura no usada se reconoce al Costo Equivalente Real de Energía del Cargo por Confiabilidad CERE [28]. De acuerdo con el Documento CREG 901-225 de

²⁰ La generación de seguridad se remunera al máximo precio de oferta para el caso de la generación hidráulica, solar y eólica. Para la generación de seguridad prestada por la generación térmica se remunera la suma de sus costos [29].

²¹ Precio de Bolsa para las plantas hidráulicas y el máximo entre el precio de Bolsa y el precio de reconciliación positiva para las plantas térmicas

2025 [33], actualmente están habilitadas 64 unidades de generación para hacer AGC y todos son recursos de generación hidráulicos.

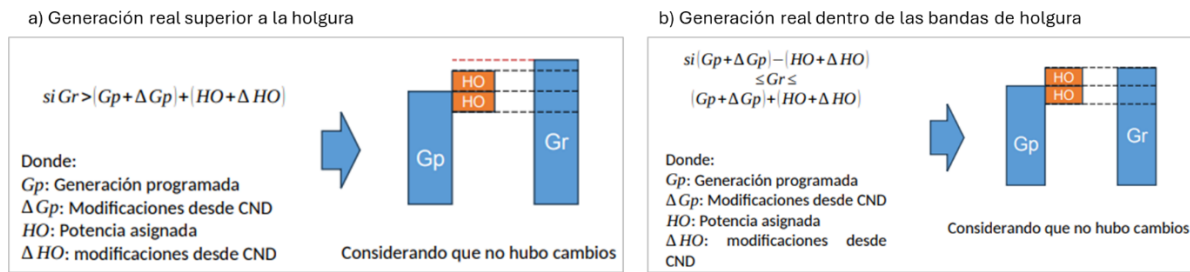


Figura 3.8 Esquemas de prestación de servicio AGC

Fuente: CREG. (2025) [28]

Adicionalmente, según el Acuerdo Consejo Nacional de Operación CNO 1023 de 2017 [29] para ser elegible para prestar el servicio AGC, el recurso debe cumplir unos requisitos dentro de los cuales está un mínimo de 5 unidades, una holgura mínima por planta para hacer AGC de 18 MW que debe ser igual hacia arriba y hacia abajo y holgura mínima por unidad para hacer AGC de 6 MW por unidad, valor que debe ser igual hacia arriba y hacia abajo. (CREG, 2025) [28]

Desde el punto de vista comercial, cada generador despachado centralmente es responsable comercialmente de contribuir con una potencia en giro, proporcional a la potencia despachada en cada hora (La proporción de la potencia en giro se denomina Holgura - H%). En este sentido, el AGC se asigna mediante mercado y cada generador paga el concepto de responsabilidad comercial que se calcula como la generación programada de la planta despachada centralmente multiplicada por la proporción del AGC total respecto la generación programada total. (CREG, 2000) [22]

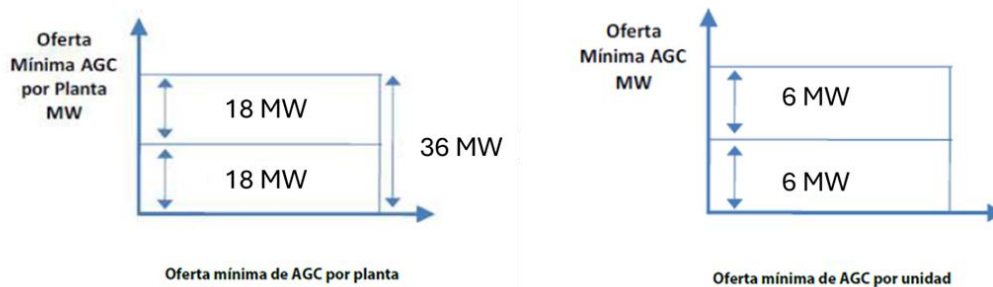


Figura 3.9 Oferta Mínima por unidad y por planta para AGC en 2025

Fuente XM, (2025). [28]

3.2.3 Esquema del Cargo por Confiabilidad

La expansión del sistema de generación en Colombia se lleva a cabo mediante el mecanismo del Cargo por Confiabilidad [30]²² a través del cual se remunera a un generador a cambio de la disponibilidad de sus activos que garanticen el cumplimiento de sus obligaciones de energía firme asignada OEF. La OEF es el deber de generar, “de acuerdo con el Despacho Ideal, una cantidad diaria de energía durante el Período de Vigencia de la Obligación, cuando el Precio de Bolsa supere al precio de escasez²³ asociado a la obligación asignada” (CREG, 2024) [31]²⁴. Esta cantidad de energía corresponde a la cantidad asignada en una subasta en la cual el generador oferta su energía firme, es decir, la energía que es capaz de entregar la planta de generación continuamente, en condiciones de baja hidrología²⁵, en un período de un año (CREG,2006) [30].

Cuando se requiere expansión (demanda objetivo > energía firme ENFICC existente), con años de anticipación se realiza una subasta de precio marginal en la que se cubre la demanda de firmeza según las ofertas recibidas de energía firme. Anualmente, se puede comprar o vender OEF para hacer ajustes respecto de la demanda prevista para el año y cuando el precio de escasez que le corresponda a la planta²⁶ supera el precio de Bolsa se activa su obligación.

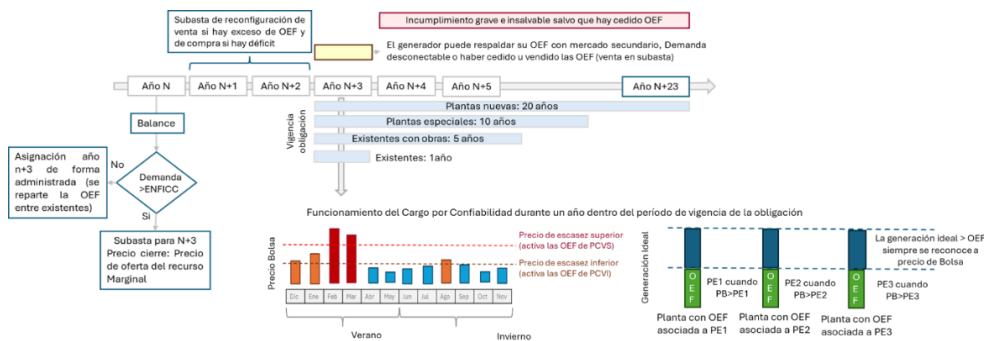


Figura 3.10 Esquema ilustrativo funcionamiento Cargo por Confiabilidad

Fuente: Elaboración propia con base en [30]

²² Adicional al esquema del Cargo por Confiabilidad y con el fin de promover la incorporación de las energías renovables no convencionales, se han adjudicado contratos de largo plazo mediante subastas realizadas por el Gobierno. Adicionalmente, la Resolución MME 40337 expidió los lineamientos para la implementación de un mecanismo bajo un esquema de pago por diferencias, que promueva la contratación de energía a largo plazo a partir de Fuentes No convencionales de Energía Renovable.

²³ El precio de escasez que aplica a las plantas de generación renovable está asociado al carbón

²⁴ CREG 71 de 2006, CREG 101-66 de 2024

²⁵ La metodología ENFICC para energía solar y eólica no está asociada a las condiciones de baja hidrología

²⁶ El precio de escasez inferior aplica a las energías renovables y plantas a carbón, mientras que el precio de escasez superior aplica a la generación con gas y combustibles líquidos

Desde 2019 las subastas de energía firme se han destacado por una participación protagónica de la generación variable en la adjudicación de las obligaciones de energía firme. De acuerdo con la energía firme verificada que publicó XM en diciembre de 2025 y el escenario medio de demanda proyectado por la UPME (revisión julio de 2025), el 5% de la energía firme que tiene OEF asignada a partir de 2027²⁷ corresponde a proyectos de generación solar sin ningún sistema de almacenamiento.

A este incremento de participación solar en el suministro de confiabilidad se suma el déficit de energía firme verificada que para el período entre diciembre de 2025 y noviembre de 2026 equivale a 943 GWh-año²⁸. Para la vigencia comprendida entre diciembre de 2026 y noviembre de 2027 la necesidad de energía firme sería de 2742 GWh-año, que equivale al 3% de la demanda media proyectada, la energía firme de una térmica a carbón con capacidad instalada de alrededor de 400 MW²⁹ y 1841 MW de capacidad de generación solar sin sistema de almacenamiento.

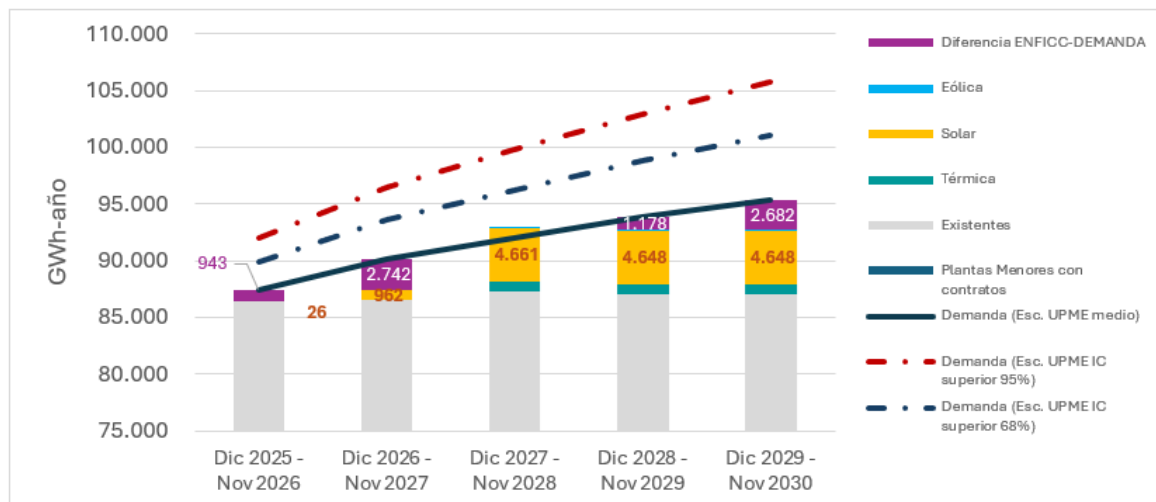


Figura 3.11 Balance de Energía Firme Diciembre 2025 – Noviembre 2031.

El balance se hace desde el 1 de diciembre del año n al 30 de noviembre del año n+1 porque el esquema del Cargo por confiabilidad asigna de esta manera ya que el período entre el 1 de diciembre y el 30 de abril corresponde a la estación de verano y el período entre el 1 de mayo y el 30 de noviembre corresponde a la estación de invierno

Fuente: Elaboración propia con basen en [32] (33)

²⁷ Incluye plantas en operación y plantas futuras con asignación del cargo por confiabilidad.

²⁸ equivale al 1% de la demanda media proyectada, la energía firme que aporta una térmica con gas de aproximadamente 128 MW (tomando como base la ENFICC de Termoyopal 2, 4 y 5 que suman una capacidad instalada de 128 MW) y 633 MW de capacidad de generación solar (Se asume que la energía firme que aporta la generación solar equivale al 17% de su capacidad efectiva neta, siguiendo el análisis realizado por la CREG en el Documento 901-29 de 2023)

²⁹ Se considera la energía firme que aportan las térmicas a Carbón Paipa1-4 y Zipa 5

Independiente del esquema del Cargo y con excepción de Ituango y unas cuantas adiciones de capacidad térmica a gas natural, la expansión de capacidad será predominantemente solar pasando de una participación del 13% al 37% en 2029 en la matriz de generación eléctrica.

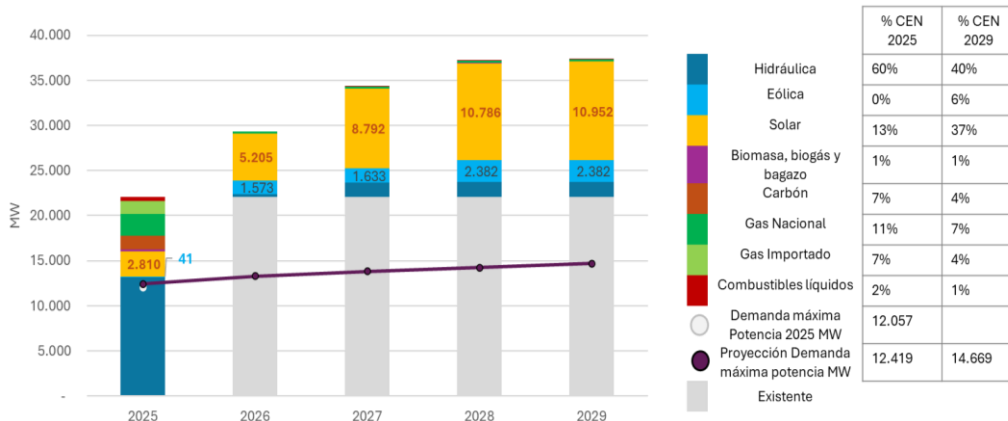


Figura 3.12 Evolución Capacidad Instalada [MW] 2026-2029

Fuente: Elaboración propia con base en [1] [33][34][35]

En este sentido, se puede inferir que esta expansión solar cubriría el déficit de energía firme y la firmeza aportada por la generación solar representaría el 8% y 14% de la oferta de energía firme a partir de diciembre de 2026 y diciembre de 2027, respectivamente.

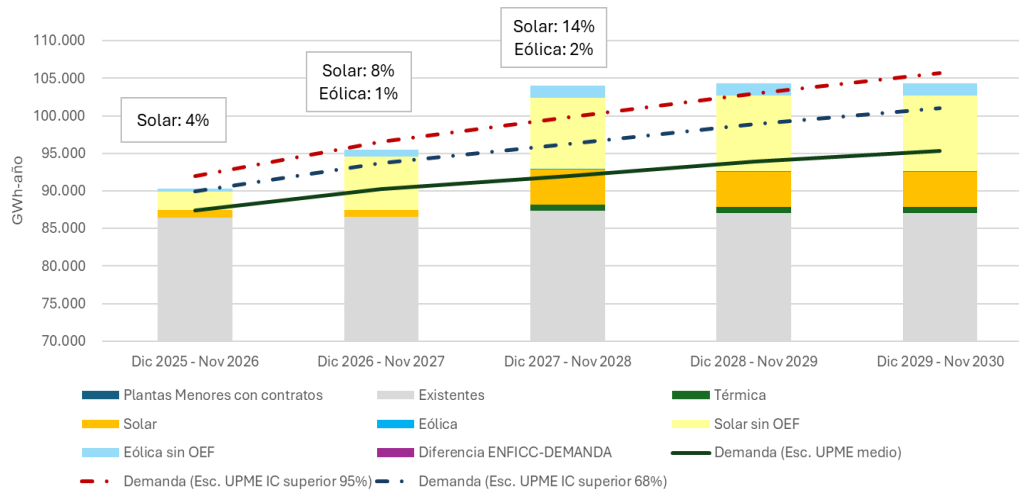


Figura 3.13 Evolución Capacidad Instalada [MW] y energía firme eólica y solar [GWh-año] 2026-2029

Fuente: Elaboración propia con base en [33][34][35]

3.3. Resumen hallazgos del contexto actual del almacenamiento no hidráulico en Colombia

La propuesta publicada por la CREG (ver figura 3.1), deja por fuera la posibilidad de que el almacenamiento adjudicado como activo de red preste servicios comercializables, lo cual lleva a las siguientes consideraciones sobre los SAEB que son adjudicados mediante convocatorias³⁰ para prestar servicios de red:

i) Gestión de la carga y descarga, neutralidad del operador y maximización del beneficio de la batería:

El adjudicatario debe cumplir la eficiencia mínima del SAEB definida en la convocatoria³¹ y pagar a precio de Bolsa la energía que faltó por descargar para cumplir dicha eficiencia, pero no puede prestar servicios comercializables. El operador del mercado liquida la energía inyectada y retirada a precio de Bolsa y el valor neto mensual se adiciona al recaudo por concepto de cargos por uso.

Esta gestión por parte del Operador del sistema eléctrico es coherente al ver el SAEB como activo de red, sin embargo, dependiendo de las necesidades de red que atienda cada SAEB para algunos de ellos podría darse el caso de que fuesen técnicamente habilitados para prestar servicios complementarios en los momentos en que no se requieran como activo de red.

Si, aun teniendo la capacidad de prestar otros servicios además de los de red - como la regulación secundaria y terciaria de frecuencia-. no se utiliza el SAEB, el sistema no estaría aprovechando todos los beneficios del sistema de almacenamiento.

Pero si el operador del sistema eléctrico lo utilizara para regulación secundaria y terciaria de frecuencia³² en los momentos en que no se requiriera para atender las necesidades de la red aplicando lo dispuesto en la propuesta regulatoria, entonces éste estaría tomando decisiones sobre la entrega y retiro de energía de parte de un SAEB que está funcionando como activo de generación. En este sentido, el operador del sistema eléctrico perdería la neutralidad al tomar decisiones por parte de una participante del mercado.

³⁰ Ver tabla 3-1

³¹ La eficiencia para los SAEB del STR identificados y ejecutados por el OR es del 85%. En el caso del Sistema de Distribución Local, el Operador de red es el responsable de planear y ejecutar el SAEB dentro del marco del plan de inversiones.

³² Tomando este servicio como ejemplo, pero el fundamento se aplicaría al resto de servicios considerados comercializables.

Adicionalmente, estas decisiones tomadas por un externo podrían tener implicaciones en el funcionamiento del SAEB como activo de red y, dependiendo del caso, causar impactos negativos en términos de reducción de la vida útil de la batería o de requerimientos de reposiciones mayores a los contemplados por el inversionista, generándole un riesgo que sería internalizado en el precio de oferta.

ii) Incertidumbre de los ingresos potenciales del SAEB ante el retiro y después del período de pagos:

Aunque la propuesta de la CREG permite el retiro del SAEB durante el período de pagos, previa autorización de la UPME, el SAEB que está representado por un transmisor no puede prestar servicios comercializables. En consecuencia, si el sistema deja de requerirse durante el período de pagos, el agente adjudicatario no tendría alternativas reales que incentivaran el cambio de uso del activo.

Adicionalmente terminado el período de pagos, dado que el SAEB no sería nuevo, podría tener barreras para participar en otra convocatoria de transmisión³³ estando en condiciones óptimas para prestar el servicio de red que se está requiriendo en la convocatoria. Ante la imposibilidad de prestar servicios comercializables y una disminución del valor del SAEB en una potencial venta a otro agente de la cadena, la opción que el transmisor tendría sería mediante el mecanismo de ampliación.

En cualquiera de los casos habría cierta incertidumbre de los potenciales ingresos posteriores al período de pagos que podría desincentivar las reposiciones necesarias al final del período de pagos, y no sería favorable para el aprovechamiento de la característica modular de las baterías ni la maximización del uso de ésta.

En relación con el SAEB híbrido e independiente, la mayor participación de generación *renovable* variable, especialmente solar, lleva a la necesidad de analizar si se requiere almacenamiento no hidráulico que acompañe a la generación variable para brindar la confiabilidad requerida por el sistema durante las horas donde no exista el recurso para generar la ENFICC.

Con el nivel de incorporación solar y eólica actual, el almacenamiento hidráulico ha venido soportando el déficit de ENFICC en las horas donde la generación solar es inferior a la energía firme horaria. No obstante, ante una mayor incorporación de energía solar, en situaciones de escasez hídrica el respaldo hidro-térmico durante las horas pico de demanda

³³ En la convocatoria de SAEB del Atlántico se exigía que el SAEB fuera nuevo

tendrá un mayor costo asociado a la necesidad de gestión del recurso hídrico y combustible de la generación térmica.

Adicionalmente, ante la imposición de techos de entrega de generación solar o eólica por las restricciones de la red, deberá haber una señal que promueva el almacenamiento no hidráulico toda vez que, en esos casos, la mayor cantidad de energía hidráulica entregada para cubrir la energía firme deficitaria no se verá compensada por la energía firme solar excedentaria.

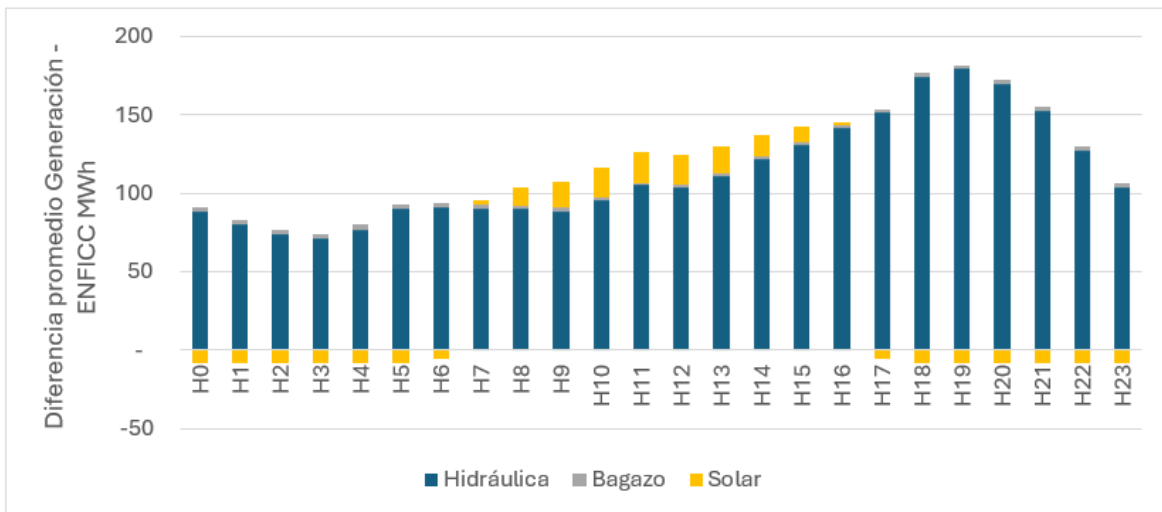


Figura 3.14 Diferencia promedio entre generación real y energía firme durante el 2025

Fuente: Elaboración propia con base en [32][36]

Dentro de este contexto, en el capítulo 5 se diseñan diferentes alternativas relacionadas con el tratamiento del almacenamiento no hidráulico como activo de transmisión y de generación.

4. Estado del arte a nivel internacional

En este capítulo se presenta el estado del arte sobre la evolución y discusión política y regulatoria de Estado Unidos, la cual brinda insumos clave relacionados con la participación del almacenamiento de red en el mercado mayorista, el esquema de participación de cualquier tipo de tecnología de almacenamiento en el mercado mayorista y la valoración de la confiabilidad que estos sistemas pueden aportar dentro del mercado de capacidad.

4.1. Sistema de almacenamiento como activo de transmisión

La primera consideración relevante surgió en el 2008, cuando partiendo de la Energy Policy Act de 2005³⁴ [37], las Ordenes FERC 890 de 2007 [38] y 1000 de 2011 [39]³⁵, la FERC [41] denegó la solicitud de clasificar un almacenamiento por bombeo hidráulico como activo de transmisión³⁶ y ceder su gestión al Operador del Sistema. En este caso, aunque la FERC determinó que el sistema de almacenamiento del Proyecto Nevada Hydro cumplía con los criterios para ser considerado como una tecnología avanzada de transmisión, denegó el uso dual del sistema de almacenamiento.

Esta denegación se fundamentó en la conclusión de CAISO de que la gestión del sistema de almacenamiento por parte del Operador del Sistema, “*comprometerían su independencia, ya que le exigirían ejercer un control indirecto sobre la forma en que los servicios se ofertan en el mercado*” [41]. En este sentido, la FERC [41] consideró que se requería mayor análisis sobre la gestión de carga y descarga por parte de CAISO en el mercado.

Más adelante, la FERC (2010) [42] evaluó la solicitud de Western Grid para clasificar un grupo de baterías Sodium-Sulfur NaS, entre 10 MW y 50 MW de capacidad, como activo de transmisión, el cual sería operado por Western Grid bajo la dirección de CAISO para mitigar sobrecargas de transmisión, enfrentar desconexiones de líneas por fallas, controlar voltaje y apoyar mantenimientos de las líneas de transmisión. Como parte de la solicitud, Western Grid renunció a cualquier venta en los mercados organizados de CAISO.

³⁴ Esta política clasificó el almacenamiento de energía eléctrica (mediante bombeo hidráulico, aire comprimido, Sistema de almacenamiento de energía magnética superconductora (SMES), volantes de inercia y baterías) como una tecnología avanzada de transmisión, definida como “aquella que incrementa la capacidad, eficiencia o confiabilidad de una instalación de transmisión nueva o existente”.

³⁵ Estas órdenes delegan en el RTO/ISO, como responsable de la planificación, la incorporación de las “non-transmission alternatives”. Esta non-transmission alternatives no están definidas en las ordenes, pero han sido definidas como aquellas que permiten sustituir o retrasar inversiones en transmisión [40]

³⁶ Proyecto Nevada Hydro, que consistía en una línea de transmisión de 500 kV y 30 millas de longitud, acompañado de un sistema de almacenamiento por bombeo hidráulico con capacidad de generación de 500 MW y de bombeo de 600 MW

En este caso la FERC concluyó que los sistemas de almacenamiento de energía podían clasificarse como activo de transmisión, generación o distribución, según la función principal que desempeñaran y, por consiguiente, la clasificación de un sistema de almacenamiento debía realizarse caso por caso. Con este criterio, clasificó el proyecto como activo de transmisión en la medida que el sistema de almacenamiento:

- i) Operaría bajo la dirección de CAISO de forma similar a otros activos de transmisión³⁷ y Western Grid sería el responsable de operación, mantenimiento, carga y descarga.
- ii) Estaría destinado a usos específicos de transmisión como soporte de voltaje y apoyo en situaciones de sobrecarga térmica y
- iii) No podría realizar arbitraje de energía y cualquier ingreso incidental obtenido en el mercado debía trasladarse a los consumidores mediante una reducción del cargo regulado aprobado al Proyecto.

Esta conclusión llevó a los agentes a plantearse la inquietud sobre si un sistema de almacenamiento como activo de transmisión debía renunciar a los ingresos de mercado como lo hizo Western Grid. Ante estas inquietudes, en 2017 la FERC [43] publicó su declaración de Política³⁸ sobre la participación de sistemas de almacenamiento que reciben tarifa regulada en el mercado de energía eléctrica.

En la citada declaración la FERC resaltó que la Comisión no exigía la renuncia a prestar servicios en los mercados de energía como lo hizo Western Grid ya que *“un recurso de almacenamiento eléctrico puede recibir una recuperación de tarifas basada en los costes y, si es técnicamente posible, proporcionar servicios basados en el mercado que puedan abordar estas preocupaciones”*. [43]

Para poder aplicar este esquema de participación dual, la FERC [43] destacó la importancia de:

- i) Garantizar que el almacenamiento es una alternativa competitiva como activo de transmisión, esto es, que en la planificación de la transmisión el proyecto de almacenamiento haya resultado como la alternativa más costo eficiente.
- ii) Evitar la doble recuperación de costos por proveer el mismo servicio. Con este fin la FERC propuso *compartir con los usuarios los ingresos recibidos en el mercado mediante la reducción del costo del servicio regulado*. Según la Comisión, esta medida también permitiría responder a la preocupación de una potencial reducción artificial de los precios del mercado derivada de ofertas bajas de parte de los recursos de almacenamiento que reciben ingreso regulado. Así mismo, la FERC advirtió que prohibir la participación de sistemas de almacenamiento de transmisión en el mercado no sería una solución adecuada,

³⁷ Operados por el Participating transmission owner PTO

³⁸ No es vinculante para los RTO ni ISO

ya que ello implicaría tener que revisar otros precedentes donde se permite el ingreso regulado y de mercado de forma concurrente.

- iii) Mantener y no poner en peligro la independencia del RTO/ISO. Para esto la FERC propuso que, cuando el sistema de almacenamiento no se requiera para el servicio remunerado mediante tarifa regulada, el RTO/ISO base su despacho en los parámetros de oferta que envíe el propietario u operador del sistema de almacenamiento, tal como lo haría con cualquier otro participante del mercado.

Dentro de este contexto y aunque los sistemas de almacenamiento como activos de red no han sido de una cantidad considerable en Estados Unidos, CAISO y MISO han tenido la iniciativa de implementar la política de la FERC sobre la participación dual de sistemas de almacenamiento de red en los mercados de energía y servicios complementarios.

4.1.1 Iniciativa CAISO “Storage As Transmission Asset”

En 2018a, CAISO [44] propuso permitir que un recurso de almacenamiento actuando como activo de transmisión (SATA por sus siglas en inglés - Storage acting as transmission asset) participara en el mercado de energía y servicios complementarios.

Para esto, el SATA debía haber sido identificado en el plan de expansión como la alternativa más eficiente para *“satisfacer una necesidad basada en la confiabilidad, incluyendo la mitigación de sobrecargas térmicas provocadas por contingencias y/o el proporcionar soporte de voltaje al sistema de transmisión”*. En este primer borrador publicado en marzo de 2018 CAISO planteó la necesidad de analizar:

- i) Como un SATA que, al ser activo de transmisión, ha cedido el control al ISO podría ofertar en los mercados de energía y servicios complementarios
- ii) Si debían implementarse limitaciones de energía y/o de ciclos para evitar una reducción de la vida útil que llevase a costos de reemplazo adicionales y,
- iii) Si era necesario que el ISO notificara las horas donde el recurso no sería necesario para confiabilidad de la red junto con el tiempo en que el recurso podría participar en el mercado.

En su segunda revisión, CAISO [45] propuso que, con mucha antelación a cualquier optimización del mercado, el ISO determinara si el SATA era necesario como activo de transmisión de forma mensual y horaria y en las horas en que se le permitiera proporcionar servicios de mercado, el recurso presentaría las ofertas en el mercado, sujeto a que pudiera ser rellamado por el ISO para prestar servicios de transmisión.

Para efectos de la recuperación de costos, durante las diferentes discusiones el ISO analizó las siguientes alternativas para la recuperación de costos:

- i) Recuperación de costos 100% mediante tarifa regulada y cualquier ingreso en el mercado reduciría el costo regulado que pagan los usuarios. Al respecto, el

- ISO resaltó que este modelo da un incentivo nulo para que el SATA participe en el mercado
- ii) Recuperación parcial mediante tarifa regulada recuperando el resto a través de ingresos en el mercado y compensaciones ante cambios en las oportunidades previstas por el ISO para participar en el mercado. Al respecto, el ISO evidenció las complejidades que esto añadiría en la evaluación del riesgo financiero y en la participación en las licitaciones competitivas
 - iii) Recuperación de costos 100% mediante tarifa regulada y distribución parcial de los ingresos del mercado para reducir el costo regulado del SATA³⁹. Lo anterior con el fundamento de que, si bien el recurso podría generar ingresos superiores a su costo total del servicio de red, los ingresos de mercado se obtenían prestando servicios de mercado y no de transmisión [46].

Dentro del análisis realizado en esta segunda revisión, CAISO concluyó que *“Aunque el propietario del recurso pueda obtener ingresos combinados que excedan su costo total del servicio, los ingresos obtenidos a través del mercado de energía se obtienen por proporcionar un servicio separado al servicio de transmisión”*.

En agosto del 2018 CAISO [46], para garantizar que los SATA ofertaran su costo marginal y proteger a los consumidores de una degradación prematura del SATA por la participación en el mercado, CAISO propuso aplicar un valor fijo que disminuiría el ingreso regulado del SATA por cada MWh de descarga asociada a un despacho en el mercado. Esta alternativa se descartó luego (CAISO, 2018d) [47] por la dificultad de definir una única tarifa para diferentes casos y la posibilidad de cumplir el objetivo con requerimientos de mantenimiento y las penalidades por mal desempeño como activo de transmisión.

En relación con la participación del SATA en el día de operación, CAISO [46] reconoció la inviabilidad de proporcionar, en el marco del proceso de licitación, las horas en que se requeriría el SATA como activo de transmisión. Dado lo anterior, CAISO puso en discusión las siguientes alternativas:

- i) El ISO ejecutaría el day-ahead y, si el SATA no sale despachado como activo de transmisión, éste podría participar en el mercado en tiempo real
- ii) Dos días antes CAISO generaría una oferta justo por debajo de la penalización por relajación de transmisión para los recursos SATA en la ejecución RUC de D+2. Si el recurso no sale despachado como activo de transmisión, el SATA podría participar en el day-ahead y tiempo real. Esta alternativa fue descartada por CAISO (2018d) [47] por la limitación de disponibilidad de información de pronósticos y ofertas.
- iii) En el day-ahead el ISO realizaría una prueba basada en el pronóstico de carga, los recursos de generación del área y la capacidad de importación del área. Si el pronóstico de carga, incluyendo un margen adicional del 10% excediera el

³⁹ En las discusiones CAISO menciona que la propuesta recibió apoyo general y un único agente se opuso

nivel crítico de carga, el SATA sería designado como activo de transmisión y estaría inhabilitado para participar en el mercado de tiempo real. Si la carga no excediera dicho nivel crítico el recurso podría participar en el mercado en tiempo real⁴⁰.

Esta iniciativa de CAISO fue suspendida a la espera de la definición de políticas relacionadas con el almacenamiento en el mercado mayorista y los recursos energéticos distribuidos.

complementarios.

4.1.2 Iniciativa MISO “Using Storage as a Transmission Asset to provide Market Services”

En 2018 MISO [48] añadió a las tres alternativas de CAISO de recuperación de costos una cuarta, en la cual el SATA que se requería de forma estacional recibiría ingreso regulado durante la temporada en que fuese requerido y operaría como activo de mercado durante el resto del año.

Más adelante, en 2022 MISO [49] retomó la iniciativa de almacenamiento de doble uso y, previendo una participación limitada por la poca necesidad de sistemas de almacenamiento de red, propuso desarrollar acuerdos de servicio individuales para la participación de SATA en el mercado.

Según la propuesta, los acuerdos individuales abordarían los desafíos identificados como la repartición de los ingresos del mercado que recibe el SATA. Lo anterior en el marco del principio fundamental de que el SATA recupera sus costos mediante la tarifa regulada, participa en el mercado cuando no se necesite para fines de transmisión y, en ese orden de ideas, se puede predecir cuándo se va a requerir como activo de transmisión, caso en el cual, el activo sería operado bajo el control de MISO y a los usuarios se les cargaría los costos netos de energía para la carga y descarga del almacenamiento.

En cuanto a la participación en el mercado, adicional a las alternativas de repartición de ingresos con los usuarios, se propuso que los propietarios de transmisión tuviesen la opción de registrarse como participantes del mercado o contratar un participante del mercado quien transferiría los ingresos netos al propietario de transmisión.

Dada la falta de recursos de SATA previstos en el futuro próximo, los agentes propusieron trabajar en torno a una política integral y la discusión se pospuso dejando la propuesta de acuerdos individuales sobre la mesa.

⁴⁰ CAISO descartó el análisis basado en flujos por la complejidad que limita las situaciones que puede estudiarse

4.2. Sistema de almacenamiento como activo de generación

Al ser Estados Unidos un país con mayor incorporación de sistemas de almacenamiento, la Orden 841 de 2018 [50] [51] de la FERC ofrece algunos elementos valiosos sobre la participación de los sistemas de almacenamiento en el Mercado Mayorista de energía:

- i.) Promoción de los sistemas de almacenamiento independiente de la tecnología y punto de conexión:

La FERC definió el recurso de almacenamiento eléctrico como *“aquel capaz de recibir energía eléctrica de la red y almacenarla para inyectarla de vuelta a la red después”*, haciendo su definición independiente de la tecnología de almacenamiento y de si está conectado al sistema de transmisión, distribución o detrás del medidor.

En ese sentido, en lugar de establecer unas reglas para un sistema de almacenamiento en particular, la FERC se enfocó en que cualquier tecnología de almacenamiento pudiera participar en el mercado mayorista siempre que cumpliera el requerimiento mínimo en MW⁴¹ y fuese física y contractualmente capaz de inyectar la energía almacenada en la red

Con esto se garantizó el cumplimiento de los requisitos de conexión por parte de los recursos de almacenamiento, la seguridad y estabilidad de la red de distribución y minimizar la complejidad de la administración de la participación de estos recursos.

Cabe resaltar que, si bien se considera beneficioso que las reglas sean independientes de la tecnología de almacenamiento, las diferentes discusiones regulatorias en Estados Unidos permiten concluir que la mayor complejidad por la incorporación de participación de SAEB detrás del medidor en el Mercado Mayorista no es compensada con los beneficios de su participación.

- ii.) Participación voluntaria en el Mercado Mayorista para proporcionar toda la capacidad, energía y servicios auxiliares que esté técnicamente capacitado para ofrecer incluidos los servicios que el RTO/ISO no adquiere mediante un mercado organizado:

⁴¹ No superior a 100 kW

La FERC exigió a los RTO/ISO que en los esquemas de participación en el mercado mayorista se permitiera la participación de los recursos de almacenamiento ya sea como tomadores de precio o mediante la presentación ofertas de precio de compra o venta para ser despachado como suministro o demanda⁴². Para esto, cada RTO/ISO debía incorporar parámetros de oferta como el Estado de Carga⁴³, máximo estado de carga, mínimo estado de carga, máximo límite de carga, máximo límite de descarga, mínimo tiempo de carga, máximo tiempo de carga, Mínimo Run Time⁴⁴, Máximo Run Time⁴⁵, límite mínimo de descarga⁴⁶, límite mínimo de carga⁴⁷, rampa de carga⁴⁸ y rampa de descarga⁴⁹.

iii.) El recurso de almacenamiento no puede ser visto como un recurso de demanda:

Uno de los aspectos esenciales definidos por la FERC consistió en que el recurso de almacenamiento solo puede comprar energía en el mercado mayorista de la energía para revender en el mismo mercado. Esta compra-venta se liquida al precio mayorista salvo que el distribuidor-comercializador no pueda descontar esa energía de la factura en el caso del almacenamiento detrás del medidor. En ese orden de ideas, solo se aplica el cargo de transporte a la carga cuando el recurso de almacenamiento no está siendo despachado para prestar un servicio en el Mercado Mayorista.

La tabla 4.1 muestra un resumen de las principales características de la participación de los recursos de almacenamiento en el mercado mayorista de CAISO y PJM. De esta tabla se puede destacar que, un recurso de almacenamiento opera dentro de un rango, gestiona su estado de carga a través de parámetros de oferta, participa en el mercado de energía y servicios auxiliares ofertando carga y descarga y tiene la opción de participar únicamente en el mercado de servicios complementarios sin ofertar en el mercado de energía.

En el caso de PJM, es importante destacar que cada Load Serving Entity (LSE) tiene una obligación de regulación, reserva sincronizada y secundaria en kWh en proporción a su carga y pueden cumplir dicha obligación mediante contratos bilaterales que corresponda a

⁴² Los Recursos de Almacenamiento no pueden usar los parámetros de oferta para eludir obligaciones adquiridas en el mercado de capacidad

⁴³ Porcentaje de energía almacenada respecto del límite de energía que puede ser almacenada. Representa el estado de carga inicial previsto para el intervalo de mercado ofrecido en la oferta

⁴⁴ La FERC definió Minimum Run Time como la cantidad de tiempo mínimo que un recurso de almacenamiento eléctrico es físicamente capaz de inyectar energía eléctrica a la red (Order 841)

⁴⁵ La FERC definió Maximum Run Time como la cantidad de tiempo máxima que un recurso de almacenamiento eléctrico es capaz de inyectar energía eléctrica a la red debido a limitaciones físicas u operativas, como su estado de carga o posibles obligaciones de prestar otros servicios (Order 841)

⁴⁶ Nivel mínimo en MW que un recurso de almacenamiento puede inyectar a la red

⁴⁷ Nivel mínimo en MW que un recurso de almacenamiento puede recibir de la red

⁴⁸ Velocidad a la que el recurso puede incrementar su consumo desde 0 MW hasta su límite máximo de carga

⁴⁹ Velocidad a la que el recurso puede aumentar su inyección de energía desde 0 MW hasta su límite máximo de descarga

la transferencia física de regulación o reserva. En este caso, la remuneración se acuerda entre las partes y el comprador mantiene la responsabilidad ante el mercado [52].

En cuanto al mercado de capacidad, PJM y CAISO⁵⁰ permiten la participación de sistemas de almacenamiento y el valor de la capacidad se calcula con requerimientos de periodo continuo diferente. Cabe resaltar que, en el caso del sector eléctrico colombiano, el requerimiento de confiabilidad no está dado por picos de demanda en días críticos sino por requerimientos de energía durante los meses de sequía en la época del Fenómeno de El Niño.

Tabla 4-1 Comparativo de reglas de participación del almacenamiento de energía en el Mercado mayorista de CAISO y PJM

	CAISO	PJM
Modelo de participación	Non-generator resource NGR	Energy Storage resource ESR (es visto como recurso de generación)
Gestión de carga y participación en el mercado de energía	El recurso a través de parámetros de oferta: límite mínimo y máximo de carga y estado de carga ⁵¹ al final de la hora. Opera como generación o carga y oferta en el mercado usando una única curva de suministro con precios para capacidad negativa (carga) y capacidad positiva (descarga)	El recurso gestiona su carga a través de los modos de operación (carga, descarga, continuo y no disponible) y los parámetros de oferta. Modo carga: oferta un rango de despacho negativo Modo descarga: oferta un rango de despacho positivo. Para la compra en Bolsa por un ESR se creó el concepto direct charging energy ⁵² .
Asignación de energía y servicios auxiliares	Despacho Co-optimizado de energía y servicios auxiliares tanto en el Day ahead como en el mercado de tiempo real. El recurso de almacenamiento puede participar solo en servicio de regulación sin ofertar energía.	
Servicios Auxiliares	Puede proporcionar regulación hacia arriba y hacia abajo, reservas y el producto de rampa flexible ⁵³ hacia arriba y hacia abajo. Se remunera la disponibilidad asignada MW (resultado de la cooptimización) y el servicio prestado (el máximo entre el LMP y oferta).	Por el servicio de regulación recibe remuneración por capacidad y servicio prestado, por el servicio de reserva sincronizada y secundaria recibe el precio del mercado correspondiente. Puede prestar únicamente servicios auxiliares sin ofertar energía y si participa en energía debe presentar sus ofertas de reserva
Mercado de Capacidad	Puede participar en el adequacy resource programme y debe cumplir	Participación voluntaria en las subastas del Reliability Pricing Model RPM ⁵⁴ y el valor de su

⁵⁰ 13 GW – 47300 MWh [36]

⁵¹ Representan los valores de energía almacenada más alto y más bajos

⁵² Engloba la energía que el ESR compra y revende o se pierde debido a la ineficiencia inevitable del proceso de conversión, almacenamiento y descarga. Esta puede ser Dispatched charging energy (asociada a un servicio que el ESR presta a los mercados de PJM y, por lo tanto, no paga servicio de transmisión) non-dispatched charging energy (si paga por el servicio de transmisión)

⁵³ Este producto se adquiere en el mercado de tiempo real y corresponde a la capacidad de rampa que se reserva para el despacho o programación actual. Se modela como restricciones de capacidad de rampa y no se oferta ni se adquiere en el day-ahead. En este sentido, únicamente los recursos despachados en el tiempo real pueden recibir una asignación de rampa flexible adicional a su rampa pronosticada. Dado que no hay oferta económica, el precio de la rampa es el precio sombra de la restricción del requerimiento de incertidumbre hacia arriba/abajo.

⁵⁴ Mercado de capacidad compuesto por subastas tres años vistas (Base Residual Auction) y subastas incrementales para ajustes. Cabe resaltar que la escasez en el sistema de PJM está asociada a horas como

	un requisito de tiempo mínimo de operación de cuatro horas	capacidad se calcula según la potencia de salida que puede mantener durante un período continuo de 10 horas, asumiendo una descarga uniforme de toda la capacidad útil de almacenamiento durante 10 horas. Si queda asignado debe ofertar en el mercado de energía
--	--	--

Fuente: Elaboración propia con base en CAISO (2025).[53] [54][55] & PJM (2018, 2019 & 2020) [56][57][58][59][60][61][62].

máximo días (sistema limitado en potencia) mientras que el sistema de Colombia es limitado en energía y se requiere confiabilidad para enfrentar los períodos de escasez que duran meses.

5. Definición de alternativas de mejora regulatoria para el tratamiento del almacenamiento no hidráulico

En este capítulo se describen las diferentes alternativas de mejora regulatoria y se definen aquellas que serán evaluadas en el siguiente capítulo.

5.1. Esquema de participación en el mercado por parte del SAEB que presta servicios de red

Para aumentar la eficiencia precio en el mercado, maximizar el beneficio del SAEB y mantener la neutralidad e independencia, del operador del mercado, en este apartado se analizan 2 alternativas para habilitar la participación SAEB de red en el mercado de servicios complementarios.

5.1.1 Convocatoria de transmisión y participación en el mercado de regulación secundaria de frecuencia cuando no se requiera para prestar servicios de transmisión.

El hecho de que en Colombia el almacenamiento no hidráulico está surgiendo principalmente como respuesta a necesidades de la red de transmisión, no significa que, ante la incorporación de generación variable, el sistema no debería beneficiarse de que un recurso de almacenamiento de red preste servicios complementarios como lo es la regulación, reserva o rampa cuando no se requiera como activo de red.

Como se presenta en la figura 5.1, un SAEB que se requiera como activo de red únicamente para evitar limitar la generación solar o eólica conectada a la red de transporte, podría prestar servicios complementarios como la regulación de frecuencia en los momentos en que no se requiera como activo de red (ver figura 5.1.a y 5.1.b), garantizando que al inicio

del período de obligación como activo de transmisión se encuentre en el estado de carga requerido para prestar el servicio de red correspondiente⁵⁵.

Así mismo, un SAEB que se requiera como activo de transmisión únicamente para entregar energía en escenarios de demanda máxima con el fin de mitigar sobrecargas, podría prestar servicios complementarios en las horas valle como la regulación de frecuencia hacia arriba y hacia abajo, garantizando que al inicio del periodo de demanda máxima el SAEB se encuentre en un estado de carga del 80%⁵⁶ (Ver figura 5.1.c).

A manera de ejemplo, el informe de planeamiento eléctrico de largo plazo realizado por XM en 2025 [63] recomendó la construcción de un SAEB en la sabana norte de Bogotá para mitigar las sobrecargas en el circuito El Sol – Zipaquirá 115 kV reduciendo la demanda neta en períodos críticos. Según este informe, se puede inferir que la función principal de este SAEB como activo de transmisión se daría en los períodos de alta demanda y, por lo tanto, en caso de que para el día de la operación el SAEB se requiera únicamente para las horas específicas de alta demanda, el SAEB podría prestar servicios complementarios durante las horas restantes, dejando una carga base durante dichas horas para atender necesidades de red imprevistas y el estado de carga requerido para prestar el servicio de red.

En este sentido, la propuesta consiste en permitir que el SAEB que presta servicios de red participe en el mercado de servicios complementarios siempre y cuando pueda atender la su función principal asociada a atender las necesidades de la red. De esta forma, el SAEB no podría prestar servicios complementarios si éste es requerido como activo de red a su máxima capacidad durante todas las horas del día o el operador del sistema no puede prever en que momentos del día se requerirá el SAEB para prestar servicios de red (ver figura 5.1.d). En cualquier caso, el SAEB de red no participaría en el mercado de energía.

⁵⁵ Esta condición sería definida en los Documentos de Selección del Inversionista

⁵⁶ O cualquier otro valor que defina los Documentos de Selección del Inversionista

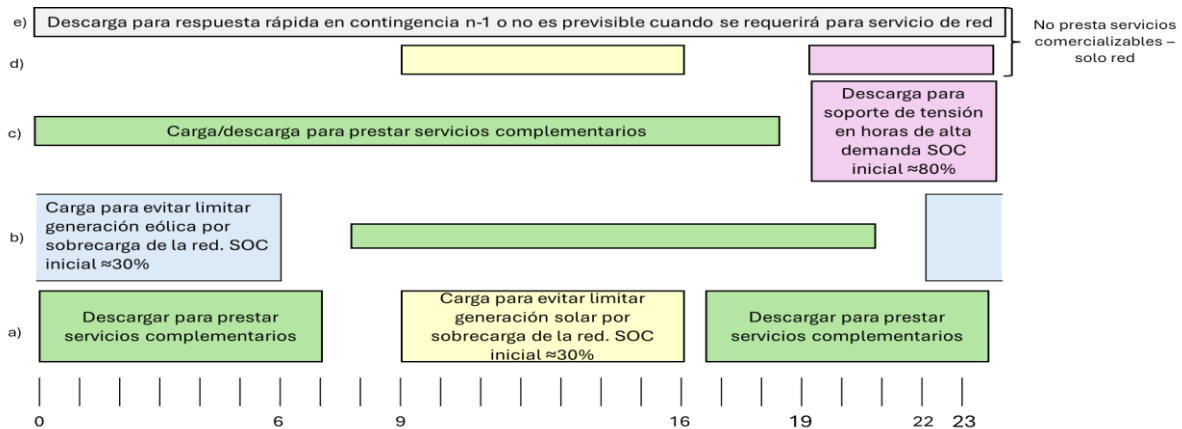


Figura 5.1 Posibles escenarios de SAEB de red en la participación de servicios complementarios

i.) Principios fundamentales del esquema de participación del SAEB en el mercado de servicios complementarios

La participación del SAEB de red en el mercado estaría fundamentada en los siguientes principios que se recogen de la discusión estadounidense presentada en el capítulo 4:

- El operador del sistema debe ser neutral y no tener un rol activo en la gestión de la carga y descarga del SAEB, la cual debe ser responsabilidad del SAEB a través del envío de parámetros de oferta al Operador del Sistema
- La función de red adjudicada es prioridad y, por lo tanto, los servicios en el mercado son secundarios y su prestación no puede ir en perjuicio de la función del SAEB como activo de red
- No debe haber una sobre remuneración por un servicio prestado

ii.) Funcionamiento del esquema durante las convocatorias

Durante la convocatoria se adjudicaría el SAEB para atender la necesidad de red identificada conforme lo propuesto en el artículo 4 del proyecto de resolución de la CREG y, en los Documentos de Selección del Inversionista, la UPME definiría si en los momentos de operación en los que el SAEB no se requiera para atender necesidades de transmisión, el SAEB tendría la opción de participar en los mercados de servicios complementarios.

Para aquellos casos en los cuales la convocatoria habilitara la opción de participar en el mercado de servicios complementarios cuando el activo no se requiriera como activo de transmisión, los oferentes incorporarían los ingresos previstos por la prestación de servicios complementarios como un elemento implícito en su oferta de precio, anexando a la oferta económica, el esquema de repartición con los usuarios de los ingresos provenientes de la

participación en el mercado. Este esquema de repartición haría parte de la resolución de oficialización de ingresos expedida por la CREG.

Como se presenta en la figura 5.2, los ingresos previstos en el mercado, así como el impacto en la vida útil y el esquema de repartición de ingreso del mercado con los usuarios harían parte de la oferta económica. En este sentido, el usuario se beneficiaría de una mayor eficiencia precio, se garantizaría el aprovechamiento óptimo del SAEB y se evitaría cualquier potencial perjuicio a la vida útil del SAEB por decisiones del Operador del Sistema. El agente adjudicatario recibiría el IAE aprobado en la convocatoria y, en los momentos que tuviera ingresos por la prestación de servicios complementarios, estos se repartirían con los usuarios tal como el agente se comprometió en la oferta.

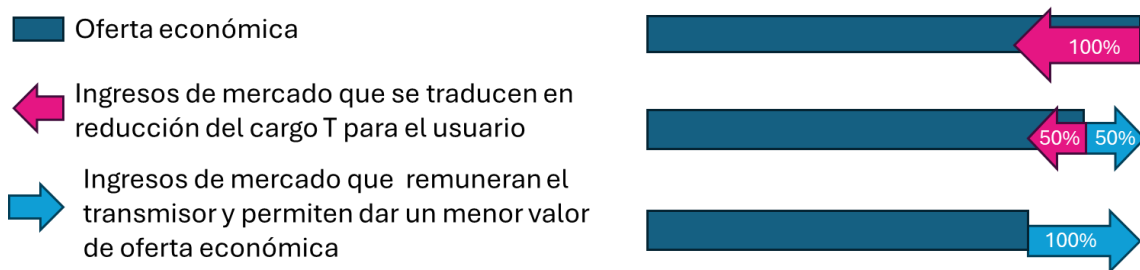


Figura 5.2 Esquema de oferta económica con participación en el mercado por parte del SAEB de red

iii) Funcionamiento del esquema durante la operación

Se requiere habilitar la presentación de ofertas de carga y descarga en aquellas horas donde el operador del Sistema le indique al representante del SAEB que no se va a requerir el recurso como activo de transmisión y, por lo tanto, está habilitado para participar en el mercado de servicios complementarios como activo de generación.

Esta participación se materializaría a través de la representación del SAEB por parte de un generador, comercializador o agregador quien sería el responsable por las obligaciones adquiridas en el mercado y, tanto la remuneración de la representación como los demás aspectos asociados, serían acordados entre las partes, manteniendo la prioridad del SAEB como activo de red dentro del acuerdo bilateral de representación.

Las horas en las cuales el SAEB podría participar en el mercado de servicios complementarios serían definidas por el operador del sistema, para lo cual, se propone que el representante del SAEB presente las ofertas de disponibilidad en el día anterior y el operador del sistema incluya en la optimización una restricción asociada al SAEB como activo de red, de forma tal que únicamente se aceptarían sus ofertas en las horas en que el SAEB no es requerido como activo de red.

Otras dos opciones para permitir la participación del SAEB de red en los mercados de servicios complementarios serían las siguientes:

- i. Previo al día anterior, XM, como operador del sistema eléctrico, definiría las horas del día de operación en que se prevé que el SAEB sea requerido como activo de red y el nivel de carga requerido en la primera hora del día de operación en que el SAEB sea requerido como activo de red. El representante del SAEB ante el mercado podría presentar ofertas en el day-ahead⁵⁷ para las horas en las que el SAEB no sea requerido como activo de red. También podría participar en los mercados intradiarios cuando la CREG implemente la propuesta en la Resolución CREG 143 de 2021 [64] o cualquier regulación al respecto.
- ii. Con el resultado del despacho del día anterior, XM definiría las horas del día de operación en que se prevé que el SAEB sea requerido como activo de red y el nivel de carga requerido en la primera hora del día de operación en que el SAEB sea requerido como activo de red. En este caso, el representante del SAEB ante el mercado podría presentar ofertas en los mercados intradiarios para las horas en las que el SAEB no sea requerido como activo de red y cuando estos mercados sean implementados.

En cualquier caso, si XM no pudiera predecir las horas en las que el SAEB no fuese necesario como activo de transmisión o el SAEB se requiriera a su máxima disponibilidad para todas las horas del día, el SAEB no podría prestar servicios complementarios. Adicionalmente, si durante el día de operación XM requiriera al SAEB para prestar servicios de red en horas donde no previó que se necesitaría como activo de red, llevándole a incumplir obligaciones adquiridas en el mercado de servicios complementarios, esto no sería causal de penalización para el recurso de almacenamiento.

El agente adjudicatario podría presentar al operador del sistema una metodología alternativa para definir las horas en las que se requeriría el SAEB para prestar servicio de red y el SoC mínimo requerido al comienzo del período de prestación del servicio como activo de transmisión. En este caso, el representante del SAEB asumiría el riesgo de incurrir en penalizaciones cuando el operador lo requiriera como activo de red durante el día de operación.

Ahora bien, independiente de que el SAEB que participa en el mercado de servicios complementarios hubiese sido adjudicado mediante una convocatoria como activo de transmisión, es importante tener en cuenta dos aspectos fundamentales:

En primer lugar, el operador del sistema no debería gestionar el estado de carga en nombre del SAEB porque, como se ha concluido a nivel internacional, pierde la neutralidad e independencia. En efecto, en los momentos en que el SAEB participa en el mercado de

⁵⁷ Aunque el predespacho ideal no es vinculante y actualmente no hay un despacho vinculante en el día anterior ni mercado intradiarios, este trabajo asume que en un futuro próximo se implementará el despacho vinculante y mercados intradiarios en el marco de lo propuesto de modernización del Mercado Mayorista de Energía de la Resolución CREG 143 de 2021.

servicios complementarios se comporta como un recurso de generación y, por lo tanto, la gestión de carga del SAEB por parte del operador del mercado sería como la decisión de producción de una planta de generación o de reducción de demanda de parte de un agregador, con el agravante que dichas decisiones pudiesen tener un impacto en su función principal como activo de red para los casos correspondientes.

En consecuencia, el representante del SAEB ante el mercado debe ser el responsable de gestionar su estado de carga a través de las ofertas y parámetros como rango mínimo y máximo de operación y modo de operación, pudiendo actualizar sus límites en el intradiario. Para el caso específico del SAEB que presta servicios de red se propone que el representante del SAEB ante el mercado, ya sea generador o comercializador, presente la oferta de disponibilidad y el operador haga uso de esta cuando el SAEB no se requiera para atender necesidades de la red.

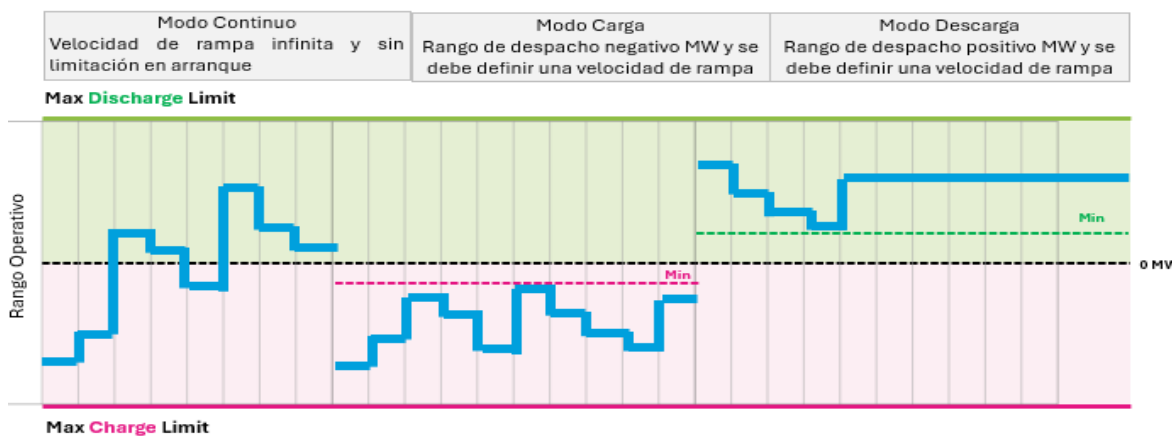


Figura 5.3 Ejemplo ilustrativo de modos de operación de un SAEB en el mercado de energía

Fuente: PJM (2018). [62]

En segundo lugar, es importante tener en cuenta que la compra de energía por parte de un SAEB para carga y posterior entrega de energía al mercado mayorista no puede ser considerada como si fuese la compra usual de un comercializador para atender demanda ya que en esencia la energía retirada por el SAEB no está destinada al usuario final.

Así las cosas, el retiro de energía por parte de un SAEB para prestar un servicio complementario al mercado como por ejemplo la regulación de frecuencia hacia abajo, debería asumir únicamente los costos asociados exclusivamente a la prestación del servicio que asumiría cualquier recurso de generación que lo preste.

5.1.2 Convocatoria SAEB de red por la diferencia de precios entre el Despacho Real y el Ideal en la hora punta

Un SAEB como activo de red, principalmente, permite gestionar congestiones de los elementos del SIN mediante la carga de la batería cuando la generación renovable es superior a la demanda o a la cantidad que permite recibir la red y a través de la descarga, entregar esta energía en escenarios de demanda máxima, donde no se cuenta con generación localizada que permita soportar la atención de la demanda.

Lo anterior implica que el servicio de red que presta el almacenamiento, independiente de la tecnología, corresponde al aumento de la capacidad de la red de transporte que se traduce en un incremento de la oferta para atender la máxima demanda como si estuviese la línea de transmisión equivalente. Esta mayor capacidad de transporte se debería ver reflejada en una menor diferencia entre el costo del despacho ideal y el costo del despacho con restricciones de red.

Dado que actualmente en Colombia no existe un mercado day-ahead vinculante, el despacho sin restricciones de red denominado “despacho ideal” es el que forma el precio de Bolsa que corresponde al máximo precio de oferta (MPO) que entra en mérito en cada hora, añadiendo a éste un delta asociado al costo de arranque de las plantas térmicas.

Por su parte, la generación que se requiere a causa de las restricciones de red se paga mediante la reconciliación positiva que corresponde a los costos asociados con generaciones de seguridad fuera de mérito que, para el caso de una térmica, equivale al valor mínimo entre su precio de oferta y sus costos.

Dentro de este marco, el servicio de red podría ser evaluado como la menor diferencia entre el precio de reconciliación positiva del área donde se quiere promover el almacenamiento y el máximo MPO diario.

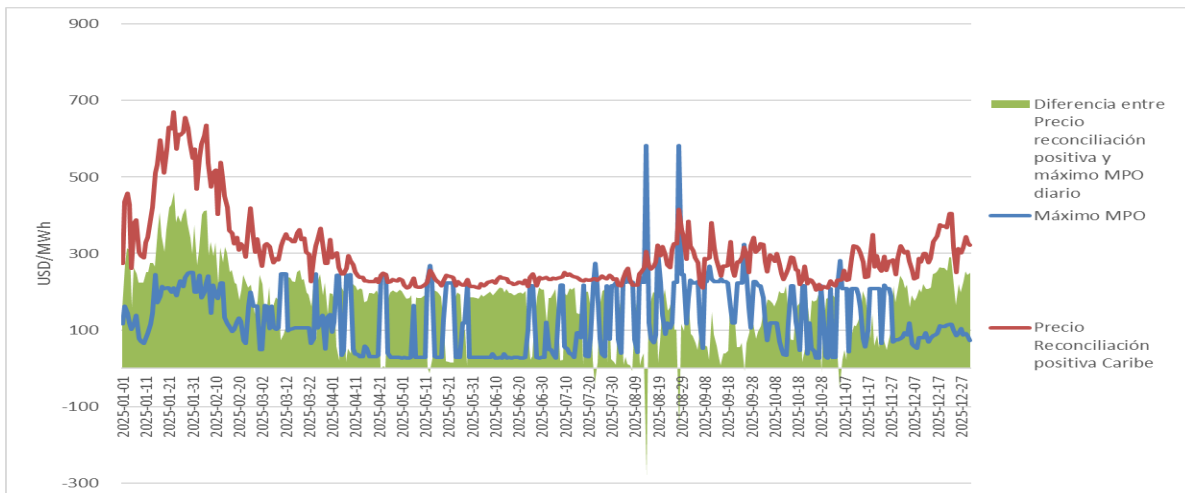


Figura 5.4 Comparativo Máximo MPO vs precio ponderado de reconciliación positiva 2025.

Fuente: Elaboración propia con base en [24][65]

Dentro de este contexto, se propone definir el producto de la convocatoria del SAEB de red, en función de esta diferencia de precio en lugar de un ingreso anual esperado. Para esto, se observan dos alternativas:

- i.) El producto sería la diferencia entre el precio de reconciliación positiva del área en la hora de máxima demanda del día y el máximo MPO diario. Cuando esta diferencia sea superior a la ofertada el adjudicatario debería pagar al mercado el restante y viceversa.
- ii.) El producto sería un contrato “Pague lo Contratado” cuya cantidad buscaría reflejar los MW de energía que podría recibir la red en la hora de máxima demanda en caso de que existiera la línea de transmisión equivalente. En este sentido, los MW contratados en esta convocatoria representan MW menos de generación de seguridad fuera de mérito que se requerirían respecto del escenario sin dicha capacidad de transporte. El precio sería el adjudicado en la subasta y buscaría como resultado el menor costo de reconciliación positiva.

Como se observa en la figura 5.5, ambas alternativas de producto serían equivalentes. No obstante, el contrato Pague lo Contratado implicaría menor complejidad en el día de operación y por eso se escoge esta alternativa.

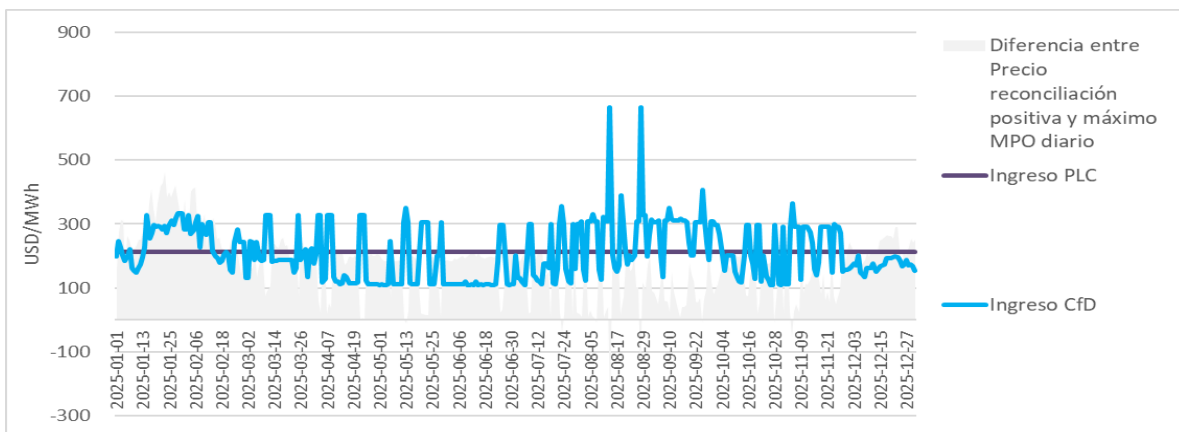


Figura 5.5 Ejemplo ilustrativo Precio contrato pague lo contratado vs CfD.

Fuente: Elaboración propia con base en [65][66]

En cualquier caso, se propone que el producto se encuentre condicionado a la entrada en operación del SAEB bajo las características técnicas definidas por la UPME y en el punto de conexión especificado en los Documentos de Selección. Lo anterior debido a que la mayor capacidad de transporte también permitiría evitar limitación de entrega por parte de generación renovable en puntos específicos, lo cual no necesariamente es capturado por el producto adjudicado en la subasta.

Este producto definido permitiría al SAEB de red prestar los diferentes servicios adicionales como la regulación secundaria de frecuencia y control de tensión, entre otros, siempre que cumpla con las obligaciones adjudicadas en la subasta.

5.2. Subastas de mediano plazo de disponibilidad para la generación de seguridad fuera de mérito

De la propuesta definida en el numeral 5.1.2, se puede observar que el objetivo de reducir el costo de generación de seguridad fuera de mérito se puede lograr mediante el incremento de la capacidad de la red, ya sea con una línea de transmisión y elementos asociados o con un Sistema de almacenamiento de red, generación de seguridad a un menor costo que el previsto con los recursos de generación existentes o recursos de demanda que, mediante la reducción de consumo en la hora punta, disminuyan los requisitos de generación de seguridad fuera de mérito.

Partiendo del hecho de que la diferencia entre el costo de reconciliación positiva y el precio de Bolsa podría ser un buen proxy del costo de congestión⁵⁸, en la figura 5.6 se esboza un ejemplo ilustrativo en el cual la planta 6 debe generar a pesar de no haber entrado en el orden de mérito ya que la planta 3 por restricciones de la red no puede entregar la energía asignada en el despacho ideal.

Si estuviese la capacidad de transporte, sea mediante línea de transmisión o SAEB de red, el sistema eléctrico no requeriría la generación de la planta 6 y, por lo tanto, no tendría que asumir ningún costo de reconciliación positiva. En este sentido, el costo de congestión depende primeramente de la capacidad de la red y, sin ésta, de la cantidad demandada⁵⁹ y del costo de la alternativa que atiende la generación de seguridad fuera de mérito.

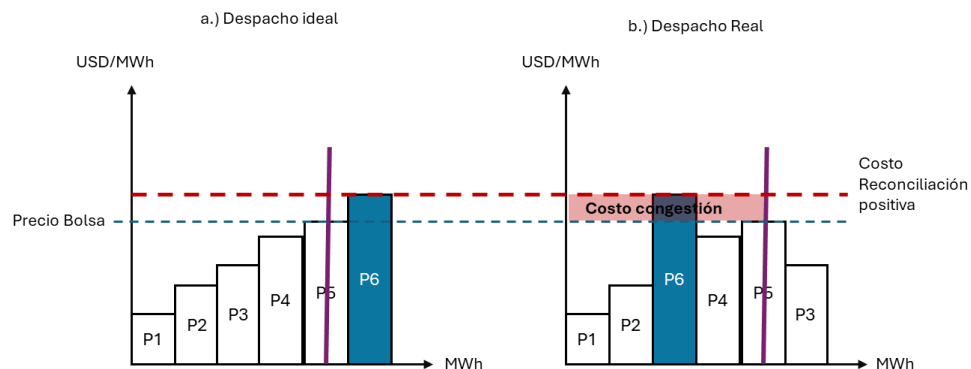


Figura 5.6 Costo de congestión bajo el mecanismo de reconciliación entre el despacho ideal y el despacho real

⁵⁸ Por simplicidad, en este trabajo se realiza el análisis partiendo del concepto de reconciliación positiva. No se incluye en el análisis el concepto el balance

⁵⁹ Entre mayor sea ésta, se requerirá mayor generación y, dependiendo de las restricciones de la red, se tendrán mayores necesidades de generación de seguridad fuera de mérito

Por esta razón, en los siguientes apartados se analizan alternativas para la contratación de largo plazo de generación de seguridad.

5.2.1 Alternativa opción call para la atención de generación de seguridad

Esta alternativa consiste en una subasta de precio marginal para asignar una opción tipo call donde el recurso (generador, SAEB de red, autogeneración, generación distribuida, Respuesta de la Demanda) se compromete a entregar una cantidad diaria de generación de seguridad al precio strike cuando el precio de Bolsa sea inferior al precio strike y el recurso no entre en mérito en el despacho ideal. A cambio de esta obligación, el(los) proyectos ganadores de la subasta recibirían la prima ofertada.

La asignación tendría una duración de por lo menos 5 años para dar cierta estabilidad de ingreso por la prestación del servicio de generación de seguridad fuera de mérito y, así, promover la competencia entre los recursos de generación existentes que actualmente prestan este servicio y cualquier agente de la cadena que representen sistemas de almacenamiento, agregadores que representen respuesta de la demanda, autogeneración o generación distribuida e incluso proyectos conjunto SAEB + Generación + Respuesta de la demanda. En este último caso, los acuerdos entre las partes que compongan una propuesta conjunta serían bilaterales e independientes de las obligaciones adquiridas en la subasta.

Como se puede observar en la figura 5.7, dada la reducción de costos de los SAEB, al brindar una estabilidad de precios a largo plazo, estos podrían competir en la prestación de generación de seguridad fuera de mérito para el área del Caribe mediante un mecanismo de este tipo.

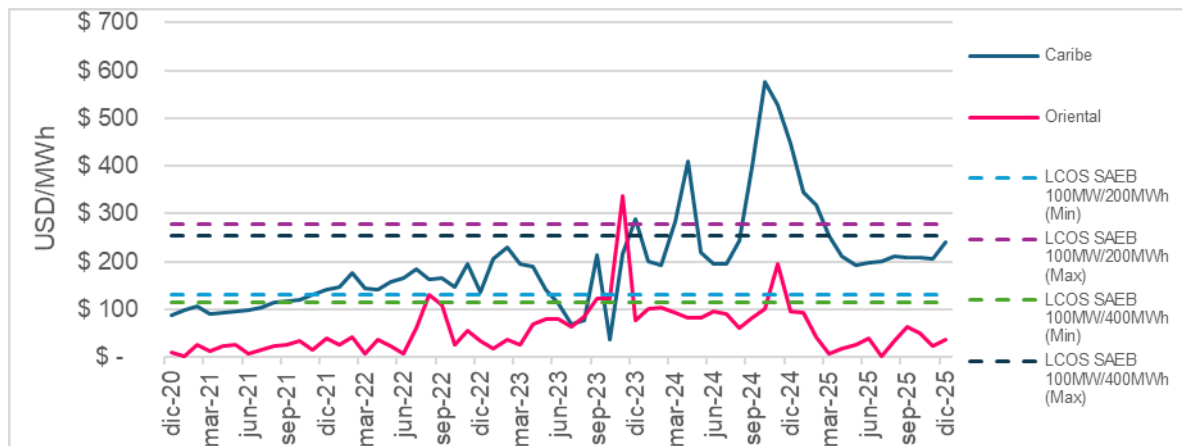


Figura 5.7 Diferencial Costo de Reconciliación positiva – Precio Bolsa promedio y LCOS (sin subsidio de SAEB 100MW/200MWh y 100 MW/400MWh).

Fuente: Elaboración propia con base en [66][67]

Para que la mayor competencia se vea reflejada en una reducción del costo de reconciliación positiva, la definición adecuada del precio strike es muy importante teniendo en cuenta que ya existe un precio strike asociado a la activación de las obligaciones de energía firme⁶⁰.

A manera de ejemplo, si el precio strike de la opción asociado a generación de seguridad fuese el precio de escasez inferior (que aplica a la generación renovable y térmica a carbón), las térmicas a carbón e hidroeléctricas que prestan generación de seguridad tendrían el mismo precio strike para activar dos obligaciones diferentes. En este sentido, cuando el precio de Bolsa estuviera por encima del precio de escasez inferior, se activarían las obligaciones de energía firme y, por lo tanto, estas plantas tendrían que generar la cantidad de energía firme asignada a un máximo de dicho precio strike (área rosada figura 5.6). Esta obligación se verifica en términos del despacho ideal.

Por otro lado, cuando el precio de Bolsa estuviese por debajo del precio de escasez inferior, este tipo de plantas deberían entregar la generación de seguridad al precio strike. Este último escenario sería el de mayor probabilidad y, al ser generación de seguridad, su verificación se debería realizar con base en el despacho real.

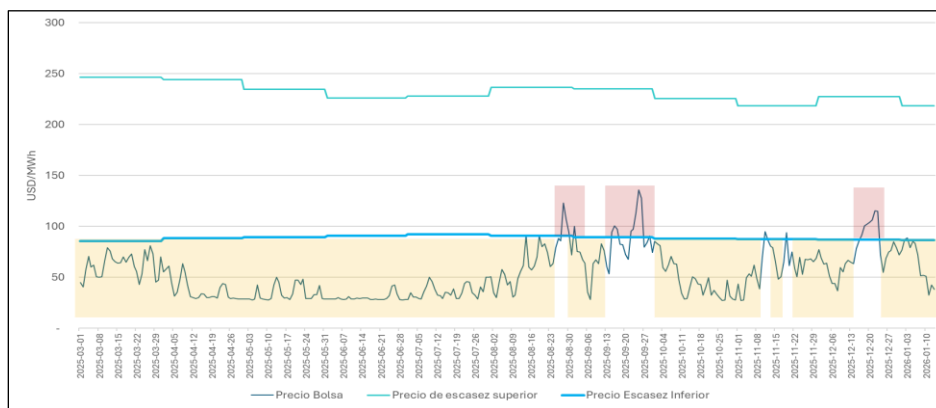


Figura 5.8 Precio de Bolsa vs precio de escasez inferior y superior

Fuente: XM (2925) [68]

Dado que la gran cantidad de la generación de seguridad corresponde a generación térmica con gas natural, el precio strike asociado al precio de escasez inferior obligaría a este tipo de recursos a entregar la generación de seguridad a un costo inferior a su costo variable en aquellos momentos en que se activara la obligación y dichas plantas no entrarán en el orden de mérito.

⁶⁰ En el capítulo 3 se realiza una breve explicación del esquema de cargo por confiabilidad

En el ejemplo de la figura 5.9, se puede ver que, mientras que la planta 5 y 6 podrían entregar la generación de seguridad para cubrir la generación que la planta 1 no puede entregar, si la planta que se comprometió en la opción fuera la número 6, ésta estaría obligada a prestar el servicio de generación de seguridad a un precio menor a su costo variable.

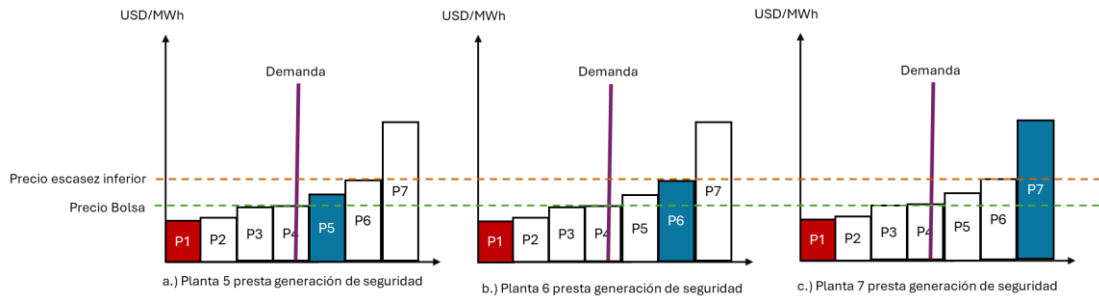


Figura 5.9 Esquema de aplicación de la opción si el precio strike es el precio de escasez inferior

Debido a que la mayoría del tiempo se aplicaría este escenario, la prima de la opción ofertada por este tipo de generación sería muy alta, por lo que la potencial reducción del costo por reconciliación positiva se vería afectada por el costo de la prima y, por lo tanto, no se vería beneficio en términos de la reducción de costos de restricciones.

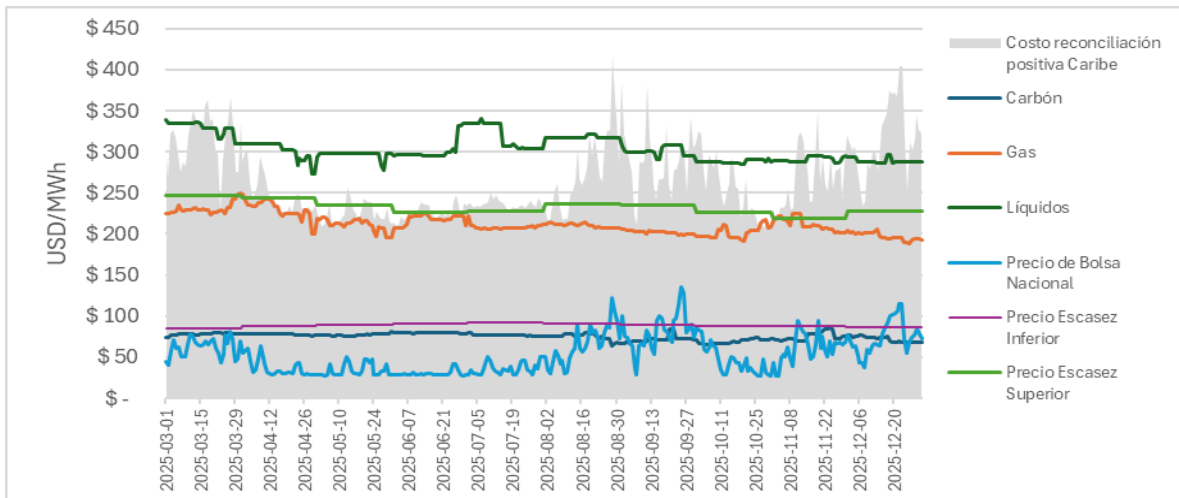


Figura 5.10 Precio de Bolsa vs precio de oferta por combustible y costo de reconciliación positiva del área Caribe

Fuente: XM (2025) [69]

Si el precio strike fuese el precio de escasez superior, entonces la generación térmica con gas natural y combustibles líquidos tendrían un precio strike para dos obligaciones distintas y el precio de escasez superior que aplica al mercado de corto plazo aplicaría también a las

reconciliaciones positivas. Cuando el precio de bolsa fuese superior (área rosada figura 5.8), este tipo de plantas térmicas deberían generar, según despacho ideal, su obligación de energía firme a máximo el precio strike. De otra parte, cuando el precio de bolsa fuese inferior, deberían entregar su generación de seguridad a un precio máximo del precio de escasez superior cuando no entraran en el orden del mérito.

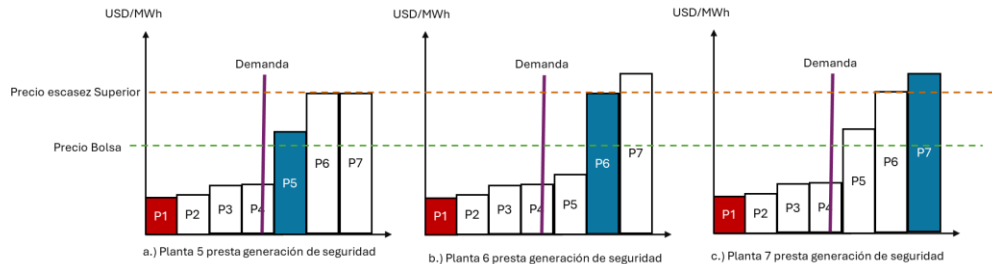


Figura 5.11 Esquema de aplicación de la opción si el precio strike es el precio de escasez inferior

Con la aplicación del precio de escasez inferior, entre el 1 de marzo de 2025 y hoy habría aplicado el techo del precio de escasez superior a la generación de seguridad fuera de mérito. No obstante, dada la diferencia entre este techo el costo de la reconciliación positiva en el área del Caribe que se muestra en la figura 5.10, se puede concluir que la reducción de los costos por congestión de red en el caribe como resultado de este techo habría sido mínima.

Por todo lo anterior, se considera que una opción como la estudiada en este apartado, si bien puede promover la competencia con otras tecnologías como el almacenamiento no hidráulico, podría no ser efectiva en su objetivo de reducción del costo de restricciones

5.2.2 Subasta para la contratación de largo plazo de disponibilidad para la generación de seguridad

Esta alternativa consiste en implementar una subasta para la contratación a largo plazo de disponibilidad de generación de seguridad para la zona caribe.

i.) Participantes:

Dado que el objetivo es lograr mayor competencia en el día de operación, en esta subasta solo participarían recursos nuevos y la cantidad subastada sería definida por XM por una cantidad que permita la mayor concurrencia de agentes y buscando la reducción del costo de las generaciones de seguridad durante la operación.

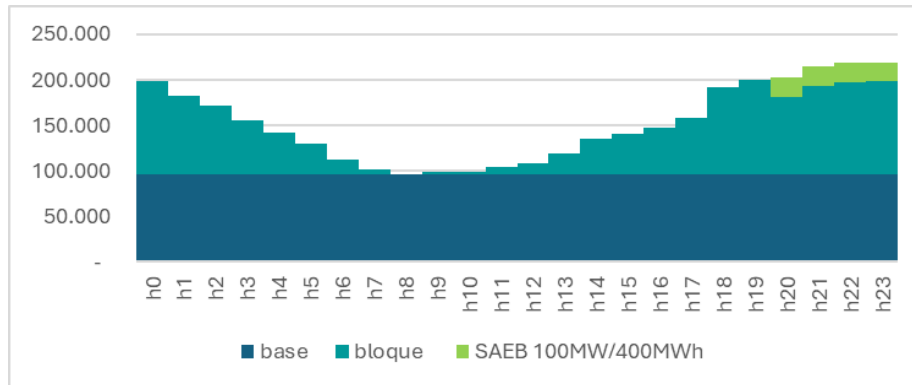


Figura 5.12 Curva horaria ilustrativa del comportamiento de la generación de seguridad

Fuente: Elaboración propia con base en XM (2025) [70]

En esta subasta podrían participar tanto recursos nuevos de generación, como sistemas de almacenamiento, agregadores de demanda en representación de generación distribuida, autogeneración y recursos de respuesta de la demanda y proyectos conjuntos como por ejemplo generación solar + almacenamiento.

ii.) **Producto:**

Cada participante ofertaría una disponibilidad en MW que reservaría para la prestación del servicio complementario de generación de seguridad en caso de que el operador de red lo solicite para atender las necesidades de generación de seguridad fuera de mérito. Asociado a la disponibilidad en MW de cada hora, el participante ofertaría un precio y tendría la opción de ofertar disponibilidad de 0 MW en las horas que considere, de forma que no se genere una barrera a la participación de recursos como SAEB.

iii.) **Definición de Oportunidad de la subasta:**

Tomando como insumos los resultados del informe de planeamiento operativo eléctrico de largo plazo y del análisis energético de largo plazo, XM estimaría las necesidades de generación de seguridad para los siguientes 3 años y estimaría el valor presente neto del flujo de costos a una tasa de descuento que no debería ser superior al 3%⁶¹. Por su parte, la UPME realizaría un análisis beneficio-costos de posibles alternativas para la reducción del costo de la generación de seguridad fuera de mérito.

Este informe conjunto sería remitido a la CREG junto con una recomendación de realizar o no la subasta⁶² y la Comisión, mediante resolución, fijaría la oportunidad para llevar a cabo

⁶¹ El Reglamento de Ejecución de la Comisión Europea 2015/207 definió una tasa de descuento social del 2,77% para aplicar el método estándar de flujo de caja descontado a los costos y beneficios económicos de proyectos que aplican a los fondos de financiamiento europeo.

⁶² Dado que es una información crucial para el desarrollo de la subasta, este informe no debería ser público y podría ser una base para la auditoría de la subasta.

la subasta de restricciones o publicaría una circular informando que, resultado de los análisis, no se considera eficiente la realización de una subasta de largo plazo de restricciones.

La CREG, si considera necesario, tendría la opción de definir un costo esperado para el sistema con base en los análisis presentados por XM y la UPME, de forma que, si las ofertas ganadoras superan ese precio, la subasta quedaría desierta.

iv.) Comportamiento de los agentes asignados durante la operación diaria

En el day-ahead, los recursos adjudicados en la subasta nominarían la capacidad asignada en la subasta y el operador del sistema eléctrico realizaría la asignación como un servicio complementario. Los oferentes recibirían el pago por disponibilidad y la remuneración por la prestación del servicio equivalente al precio ofertado en el day-ahead (techado al costo de reconciliación positiva correspondiente) hasta que se logre la competencia suficiente para que el costo de prestación sea el resultante de un mercado diario de restricciones.

Dado que el objetivo es un incremento de competencia que se refleje en la reducción global de los costos de congestión, esta opción haría sentido en la medida que el costo asumido por el pago de disponibilidad para promover la entrada de nuevos recursos sea inferior al beneficio por la reducción de costos de congestión (figura 5.13 c y d) y el precio de Bolsa cuando estos nuevos recursos entre en el orden de mérito (figura 5.13 a y b).

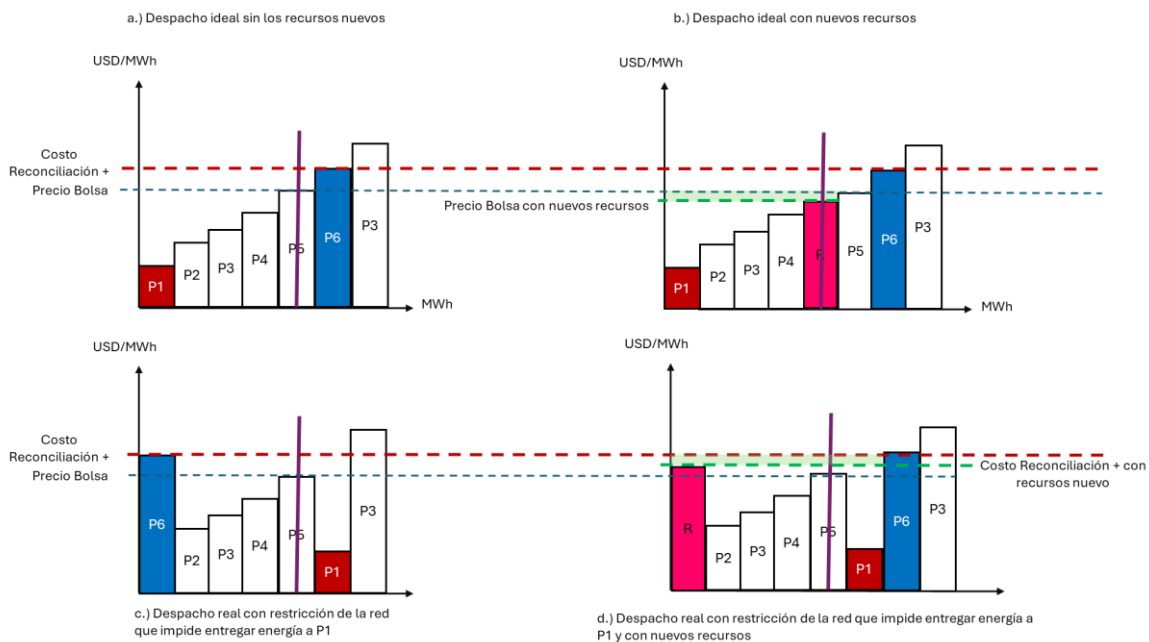


Figura 5.13 Curva horaria ilustrativa del comportamiento de la generación de seguridad y despacho ideal incorporando los nuevos recursos adjudicados en la convocatoria

Tres variantes a esta propuesta podrían ser la remuneración únicamente por la disponibilidad al precio resultante de la subasta, la implementación de una subasta de contratos forward de mediano plazo (entre 3 a 5 años dependiendo de los tiempos de entrada en operación de la infraestructura de red) de tipo pague lo contratado y la implementación de precios nodales junto con subasta de derechos financieros de transmisión.

La primera resultaría en un pago por disponibilidad más alto que podría llevar a que no se cumpla el objetivo de minimizar los costos de congestión y tanto la segunda como la tercera variante requeriría de un análisis mucho mayor para garantizar que resulten en la reducción de los costos de congestión y, por lo tanto, su análisis y potencial aplicación se daría en el largo plazo, momento en el cual se esperaría se incorpore la infraestructura de transmisión necesaria para la reducción de las restricciones de la red.

5.3. Subastas para la contratación de largo plazo de disponibilidad de regulación secundaria de frecuencia

Actualmente, la regulación secundaria de frecuencia se asigna diariamente y se remunera la disponibilidad y holgura efectivamente prestada. Con el objetivo de brindar una mayor estabilidad de ingresos para proyectos nuevos (almacenamiento o generación), en este apartado se analiza la opción de implementar una subasta para la contratación de servicios de regulación de frecuencia manteniendo la obligación para todos los generadores despachados centralmente, la disponibilidad a 30 segundos de la ocurrencia del evento de frecuencia fuera de los límites operativos y el sostenimiento de la potencia durante 30 minutos [22].

La alternativa consiste en una subasta de precio marginal realizada por el operador del mercado con dos años de anticipación para contratar la disponibilidad requerida de regulación secundaria y terciaria hacia a subir y a bajar para los próximos 5 años.

Para esto, anualmente el operador definiría los requisitos de regulación de frecuencia para los siguientes años y, en caso de que el balance oferta-demanda reflejara necesidades de contratación de disponibilidad de regulación, el operador realizaría la subasta y los agentes cualificados para participar, podrían presentar las siguientes ofertas de forma separada, pudiendo diferenciar la oferta para cada una de las 24 horas:

	Cantidad	Precio
Regulación secundaria para subir	MW	US\$/MW
Regulación secundaria para bajar	MW	US\$/MW
Regulación terciaria	MW	US\$/MW

La asignación de disponibilidad sería vinculante y, por lo tanto, en el día de la operación los agentes adjudicados en la subasta estarían obligados a ofertar la disponibilidad asignada en las diferentes horas.

Los requisitos para la participación en la subasta se ajustarían para considerar las características operativas de las tecnologías de almacenamiento de forma tal que se ajustarían los requisitos habilitantes actuales asociados a holgura mínima por planta y por unidad y mínimo de unidades [29].

Esta subasta sería tecnológicamente neutral y enfocada en los requerimientos de regulación secundaria y terciaria. Adicionalmente, el precio de disponibilidad que recibiría la cantidad asignada sería el resultante de la subasta y no el CERE.

5.4. Valorar la firmeza que aporta el SAEB a la generación variable

Esta alternativa consiste en definir el concepto de “firmeza solar base”, correspondiente a la ENFICC kWh-día dividido entre las 24 horas y ENFICC solar incremental. La ENFICC base sería equivalente a la energía firme verificada diaria dividida entre 24 horas. Por su parte, para la ENFICC incremental se observan dos alternativas:

5.4.1 Definir la ENFICC solar incremental en función del promedio de la generación horaria estimada para un horizonte de 10 años

Cuando el promedio de la generación horaria estimada para un horizonte de 10 años se encuentre por debajo de la energía firme calculada en función de la capacidad instalada dividido entre 24 horas, se utilizaría este promedio para valorar la firmeza que la planta de generación variable agrega a esta firmeza base (actualmente contabilizada).

Para ilustrar mejor lo anterior, se toma una planta de 150 MW cuya energía firme calculada bajo la metodología actual y asignada en OEF es de 524.5 MWh-día⁶³. Este valor correspondería a la ENFICC solar base. Dado que, bajo la metodología actual, esta planta también tendría una energía firme de 1800 MWh-día calculada en función de su capacidad instalada, se puede concluir que hay un margen para incrementar la energía firme de una planta solar haciendo uso de un sistema de almacenamiento.

⁶³ Al momento de realizar el análisis se tomó la OEF asignada para 2024-2025. Mas adelante se realiza el estudio teniendo en cuenta la OEF asignada 2025-2025.

Lo anterior, no implicaría reconocer una firmeza imaginaria toda vez que si se compara la ENFICC base de 524.5 MWh-día, con la generación real de la planta durante 2024, se obtiene que el valor de la ENFICC base es levemente inferior al cuartil Q1 (ver figura 3.13.a) y el excedente de generación promedio de 553 MWh-día permitiría no solo compensar el déficit de ENFICC base de 287 MWh-día (ver figura 3.13.b), sino incrementar la firmeza usando un sistema de almacenamiento

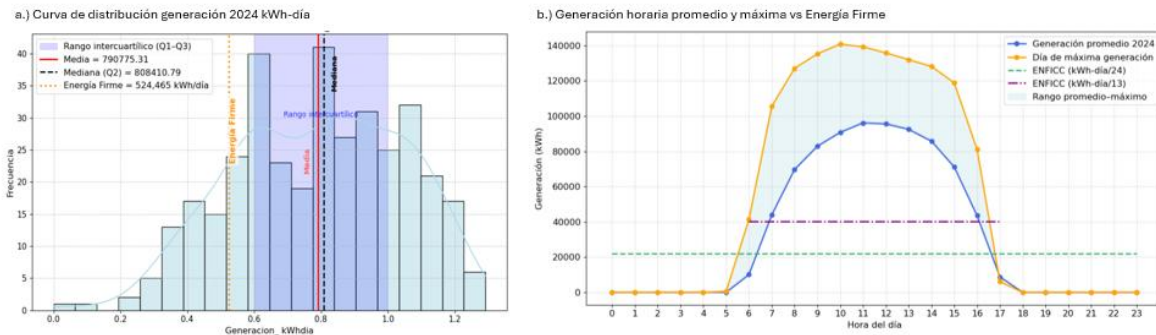


Figura 5.14 Generación diaria 2024 vs energía Firme de planta de generación solar La Loma

Fuente: Elaboración propia con base en [32] [71]

De acuerdo con la propuesta que se presenta en este documento, la metodología de cálculo de energía firme actual ya remunera los 287 MWh-día de déficit que son compensados con el excedente durante el día de sol y, por lo tanto, harían parte de la ENFICC base. Por otro lado, habría un excedente de 266 MWh que podría utilizarse para cargar durante las 4 horas de mayor generación solar para luego descargar entre las 16:00 y las 22:00, incrementando la firmeza de la planta solar.

Para explicar el esquema propuesto, se asume que la planta solar del ejemplo instala un SAEB junto a la generación o realiza un contrato firme con un SAEB independiente, con capacidad nominal de 60 MW y energía nominal de 240 MWh. Si se supone una profundidad de descarga del 90% la energía almacenada que podría retirarse de este SAEB sería de 216 MWh. Al aplicar una eficiencia del 92% a esta energía útil, la energía neta que realmente el SAEB podría descargar sería de 198,72 MWh⁶⁴

De acuerdo con los cálculos, la generación promedio de la planta de generación suma un valor de 791 MWh-día, el cual es superior a la ENFICC actual de 524,5 MWh-día. Como se muestra en la figura 5.15, en el horizonte de un día, cuando la generación media es superior a la ENFICC horaria este excedente se destina a compensar el déficit de 287 MWh-día.

⁶⁴ Estos supuestos provienen del informe LCOS de Lazard versión 2025 [64]

De esta forma, entre las 7:00 y 15:00 horas la generación promedio por encima de la ENFICC horaria de 21,85 MWh se destina a cubrir el déficit de ENFICC y a cargar la batería entre las 10:00 y las 13:00 horas. Con esto, la planta cubre su energía firme y el SAEB aporta una firmeza adicional de 49,68 MWh durante 4 horas para sumar 198,72 MWh-día.

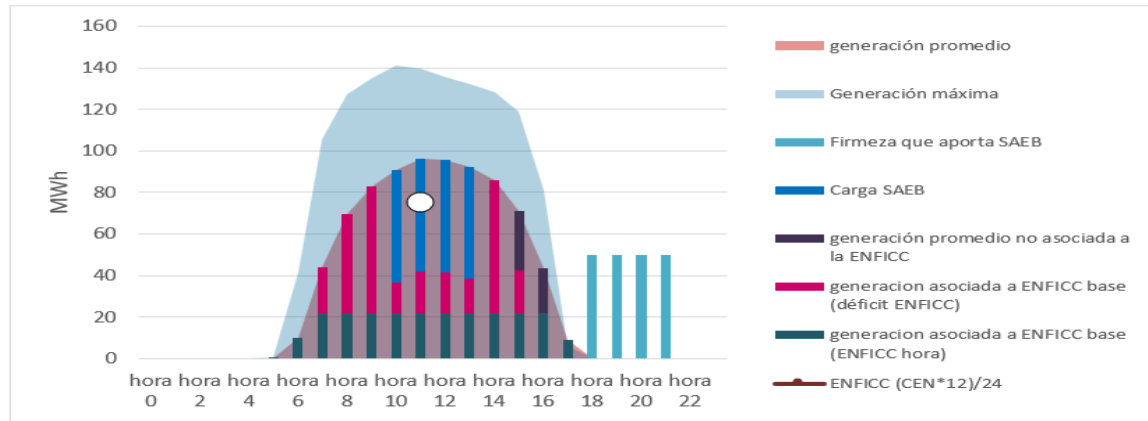


Figura 5.15 Firmeza que aporta un SAEB de 60 MW/240 MWh a la confiabilidad de la planta de generación solar Loma

Fuente datos: Elaboración propia con base en [32] [71]

Esta propuesta mantiene la metodología de cálculo de la energía firme de la generación solar en kWh-día y le añade la energía firme que pudiera aportar un SAEB reconociendo que hay un margen de energía firme de acuerdo con lo dispuesto en la Resolución CREG 101-007 de 2023⁶⁵. Al incluir la firmeza que aporta el SAEB se permite incorporar este sistema de almacenamiento dentro del mecanismo de expansión de generación en Colombia, incrementando la confiabilidad en los bloques no solares de alta demanda sin que el usuario incurra en una doble remuneración de la energía firme.

Es importante tener en cuenta que, a diferencia de cómo se define la confiabilidad de un SAEB en mercados como PJM, la propuesta de este documento implica que la firmeza que un SAEB podría aportar al sistema estaría atada no solo a la potencia uniforme que puede entregar durante 4 horas continuas sino también a la generación que recibiría proveniente de proyectos de generación variable la cual deberá estar por encima de la generación asociada a la ENFICC base y por debajo de la generación horaria promedio.

⁶⁵ Dado que la energía firme es el menor valor entre el mínimo de todas las energías equivalentes diarias y la generación durante 12 horas calculadas a partir de la capacidad efectiva neta, una vez se conoce el menor valor entre ambos cálculos, se propone definir éste como ENFICC base, mientras que el otro valor correspondería a un margen de energía firme, similar al que hoy se aplica a las hidráulicas bajo el concepto de Nivel de ENFICC Probabilístico.

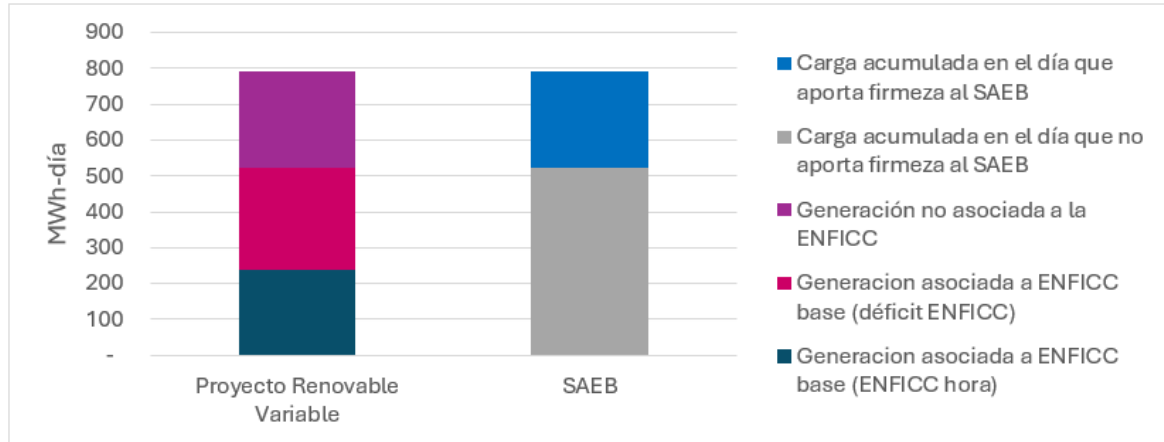


Figura 5.16 Máxima Energía MWh-día que un SAEB podría aportar para ser considerado como mayor energía firme de la planta de generación solar Loma

Si se evalúa esta alternativa con base en la ENFICC verificada para el periodo 2025-2026, se puede concluir que la firmeza que podría aportar el SAEB a la generación variables sería muy limitada y, por consiguiente, el costo de implementación de esta alternativa con alta probabilidad superaría el potencial beneficio.

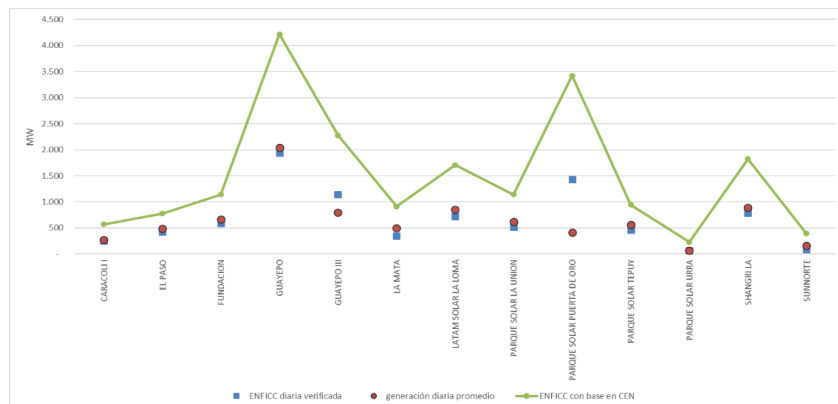


Figura 5.17 Comparativo ENFICC verificada, generación promedio y ENFICC calculada en función de capacidad instalada asumiendo un IHF de 5%

Fuente: Elaboración propia con base en [32]

5.4.2 Definir la ENFICC solar incremental en con base en la ENFICC calculada en función de la capacidad instalada

Esta alternativa consiste en definir la ENFICC incremental solar como cualquier valor entre la ENFICC base y la energía firme de 1800 MWh-día calculada en función de su capacidad

instalada. Cabe resaltar, que esta ENFICC incremental solar, únicamente se valoraría para aquellas plantas solares que implementen un SAEB o cualquier sistema de almacenamiento no hidráulico que permita aporte real de ENFICC en las horas de no sol.

Para el aporte de la firmeza de parte del SAEB, se observan 3 alternativas:

- Alternativa 1: Mediante un sistema híbrido, caso en el cual la planta de generación realiza la inversión y es responsable del cumplimiento de la obligación de energía firme asignada al SAEB.
- Alternativa 2: Mediante contratos de firmeza entre un SAEB independiente y planta(s) de generación variable. En este caso, la compra de la energía para cargar y la venta de energía de descarga sería un acuerdo entre las partes. El agente generador también es responsable del cumplimiento de la obligación de energía firme asignada al SAEB.

Cabe resaltar que, si bien el análisis se realiza con un SAEB debido a que la propuesta regulatoria de la CREG se encuentra enfocada en esta tecnología de almacenamiento, la propuesta podría aplicarse con cualquier sistema de almacenamiento e incluso a través de contratos entre los generadores que representan los proyectos solares y agregadores que reciban la energía durante las horas sol y se comprometan a reducir la demanda o entregar energía durante los bloques no solares.

Así mismo, para la suscripción de contratos de firmeza no se requiere que el representante del SAEB sea un generador, ya que el generador que compra la ENFICC del SAEB es quien tendrá la responsabilidad ante el mercado por las obligaciones de energía firme y recibirá la remuneración correspondiente, mientras que la remuneración del representante del SAEB será un acuerdo libre entre las partes.

Esto sería coherente con el mecanismo de contratación de largo plazo de servicios complementarios de Estados Unidos que se mencionó anteriormente y habilitaría a cualquier agente de la cadena que represente uno o varios SAEB para suscribir contratos firmes con uno o varios generadores para complementar su ENFICC base con la ENFICC del SAEB.

- Alternativa 3: Adquisición de energía firme para los bloques no solares por parte del sistema. En este caso el responsable del cumplimiento de la obligación de energía firme asignada al SAEB sería el representante del SAEB.

En caso de que el regulador considere que la planta de generación debe aportar una garantía para que se le considere la mayor firmeza que aporta el SAEB, se podría adoptar un mecanismo similar a las garantías NEP que aplican a las plantas de generación hidráulica para aquella ENFICC que es superior a la ENFICC base.

5.5. Conclusión sobre las alternativas estudiadas

En este capítulo se diseñaron diferentes alternativas tendientes a permitir la participación del SAEB de red en el mercado, valorar la firmeza que aporta el SAEB y crear un entorno de competencia entre diferentes alternativas, incluida el almacenamiento no hidráulico, para la atención del servicio de regulación secundaria de frecuencia y la generación de seguridad fuera de mérito.

De este análisis preliminar se descartaron las siguientes alternativas debido a la alta probabilidad de que el beneficio sea inferior al costo y a la complejidad de su aplicación:

- Opción call para la atención de generación de seguridad: En la medida que la definición del precio strike podría entrar en conflicto con el precio de escasez y la alta probabilidad de que el precio strike se sitúe alrededor del precio de escasez superior, el beneficio respecto al precio de reconciliación positiva publicado por XM para la región Caribe, sería mínimo.
- Valorar la firmeza del SAEB: Para los próximos años no existe evidencia suficiente de que el almacenamiento hidráulico y el respaldo térmico sea insuficiente para respaldar la confiabilidad de la generación variable. De hecho, del análisis realizado sobre la evolución de la energía firme y capacidad instalada, se observa que la entrada de Ituango fortalece la capacidad del sistema de almacenamiento hidráulico.

Así mismo, dado que la firmeza incremental calculada con base en el promedio sería mínima y la calculada con base en la capacidad efectiva neta podría sobrevalorar la firmeza de la generación solar, se observa que el potencial beneficio de valorar la firmeza del SAEB no sería superior al pago de la compensación por desviaciones positivas.

Ahora bien, el análisis sobre la firmeza que el SAEB aporta a la generación variable permite ver que ante, las restricciones de red, la limitación de energía durante las horas de sol podría llevar a no compensar el respaldo hidráulico. No obstante, dado que esto se solucionaría abordando las restricciones de red y no la confiabilidad entregada en el despacho ideal, se concluye que esta problemática podría ser atendida mediante las primeras dos alternativas analizadas en este capítulo asociadas a la convocatoria del SAEB de red o mediante la contratación de largo plazo de disponibilidad de generación de seguridad.

En cuanto a la viabilidad de los SAEB híbridos e independientes, se concluye que ésta puede promoverse en un marco de competencia y mercado. Lo anterior se sustenta en la reducción de los costos de las baterías [67], un ingreso estimado por arbitraje de 0,08 \$USD/kWh⁶⁶ y un promedio de precio estimado de la regulación secundaria hacia arriba y hacia abajo es de 0,10 \$USD/kWh y 0,09 \$USD/kWh⁶⁷,

⁶⁶ Se tomó el precio de Bolsa horario entre 2015 y 2025 [24] y para cada día se calculó la diferencia entre el precio horario máximo y el precio horario mínimo obteniendo que durante el período de estudio la ganancia potencial promedio por arbitraje estuvo entre 40 \$/kWh y 320 \$/kWh y para los últimos años el promedio fue de 308\$/kWh en dólares que convertidos con una tasa de cambio entre 3800\$COP resultan en 0,08 USD/kWh

⁶⁷ Se tomó el precio promedio de la hora 8 [24] como un referente para el precio AGC hacia abajo y el precio promedio de la hora 17 como un referente del precio AGC hacia arriba, se tiene que en promedio el precio de la regulación secundaria hacia arriba y hacia abajo es de 0,10 \$USD/kWh y 0,09 \$USD/kWh.

6. Evaluación de alternativas

En la tabla 6-1 se resumen las alternativas regulatorias que se analizaran en este capítulo. Como se observa en dicha tabla, estas cuatro alternativas buscan promover el máximo aprovechamiento del sistema de almacenamiento no hidráulico para incrementar la competencia en el mercado diario con el fin de obtener una mayor eficiencia precio ya sea en la prestación del servicio de regulación secundaria de frecuencia y/o de generación de seguridad fuera de mérito.

Tabla 6-1 Resumen alternativas regulatorias

	Alternativa	Beneficio	Costo y desafío
1	Convocatoria de transmisión como la propuesta en la Resolución CREG 701-103 de 2025 donde el adjudicatario del SAEB de red recibe el ingreso anual esperado. Cuando no se requiera como solución de red, el SAEB puede participar en el mercado de servicios complementarios mediante la representación de un generador. Los ingresos por participar en el mercado se reparten con los usuarios de acuerdo con el porcentaje dispuesto en la resolución de aprobación de cargos.	Además del beneficio de una mayor eficiencia- precio en la convocatoria del SAEB de red y mantener la neutralidad e independencia del operador del mercado eléctrico, la participación del SAEB de red en el mercado de servicios complementarios supondría un ahorro en el pago por disponibilidad AGC, mayor competencia y, por consiguiente, mayor eficiencia precio. Este beneficio se evalúa en términos de reducción del costo por la holgura utilizada por el sistema y del precio de Bolsa, respecto del escenario base.	Ingreso Anual Esperado – los ingresos de mercado repartidos con el usuario. El mayor desafío de esta alternativa es la definición de los momentos en los cuales el activo no se requiere como solución de red.
2	Contrato financiero “Pague lo Contratado” de MW de generación de seguridad fuera de mérito por el precio adjudicado en la subasta. Participa únicamente SAEB de red y el contrato está condicionado a la entrada en operación del SAEB	El beneficio estaría asociado a un menor costo para el sistema por generación de seguridad fuera de mérito	Costo de contrato pague lo contratado el cual debería permitir que en el largo plazo el costo por la generación de seguridad fuera de mérito fuese menor

3	Contrato de mediano plazo de disponibilidad de MW de generación de seguridad. En el día de la operación debe nominar la disponibilidad adjudicada y, en caso de requerirse generación de seguridad fuera de mérito, sería utilizada dicha la disponibilidad adjudicada y el agente recibiría remuneración por la disponibilidad y por la generación de seguridad efectivamente prestada.	El beneficio de esta alternativa está asociado a una mayor competencia en la prestación de generación de seguridad fuera de mérito que se traduce en un menor costo por éstas.	Remuneración por disponibilidad + remuneración por generación de seguridad fuera de mérito
4	Subasta para la contratación de mediano plazo de disponibilidad de Regulación secundaria de Frecuencia	El beneficio de esta alternativa está asociado a una mayor competencia en la prestación del servicio de regulación secundaria de frecuencia. Esta mayor competencia debería verse reflejada en un menor costo por disponibilidad y por holgura usada	Remuneración por disponibilidad + remuneración por generación de seguridad fuera de mérito

En este sentido, aunque se abordan desde diferentes perspectivas, hay un beneficio transversal entre las alternativas que se podría evaluar en términos de reducción del precio de Bolsa y del costo del sistema por la atención de la demanda. Por esta razón, en este capítulo se realiza una evaluación de la potencial reducción del costo marginal y del costo total del servicio de energía eléctrica para la atención de la demanda. Posteriormente y con base en los resultados de este análisis se realiza un comparativo de alternativas teniendo en cuenta las diferencias entre ellas en términos de beneficios.

6.1. Construcción de escenario base

6.1.1 Supuestos

Con el fin de evaluar el beneficio de las alternativas descritas en el capítulo 5 y resumidas en la tabla 6-1, se simuló un despacho de 24 horas para el 15 de noviembre de 2027, para lo cual se tomó información publicada por XM en la base de datos del caso 1 del planeamiento de mediano plazo realizada en diciembre de 2025, en el sistema de

parámetros técnicos del SIN, demanda proyectada por la UPME, el informe trimestral de evaluación de restricciones julio 2025 y el Informe de planeamiento Operativo eléctrico de largo plazo segundo semestre 2025. Para la definición de los SAEB, se tomó la información de la convocatoria realizada por la UPME para el SAEB del Atlántico, así como, la descripción general que realizó el plan de modernización de la transmisión sobre los SAEB candidatos. A continuación, se describen los parámetros supuestos en el modelo⁶⁸:

i.) Red:

Se tomaron en cuenta los límites de importación y exportación actuales entre las 5 áreas del sistema. También se consideraron las interconexiones entre las áreas⁶⁹, a saber: [Caribe, Antioquia], [Caribe, Nordeste], [Antioquia, Nordeste], [Antioquia, Oriente], [Antioquia, Suroccidente], [Suroccidente, Oriente], [Nordeste, Oriente]

Por disponibilidad de información, no se consideraron las restricciones de la red más finas al interior de cada una de las áreas. No obstante, con base en las restricciones encontradas en el planeamiento eléctrico de largo plazo [63], se limitó la potencia de algunas plantas de generación solar y eólica que se encuentran en puntos donde el Operador concluyó que la inyección puede activar restricciones y/o que una medida asociada a una restricción sería la limitación de la inyección de dicha generación. Con estas limitaciones la potencia máxima renovable pasa de 11.824 MW a 10.784 MW.

Tabla 6-2 Limitaciones supuestas a Proyectos de generación Renovable a causa de restricciones internas de cada área que han sido evidenciadas por XM

Planta de generación	Tecnología	Capacidad Efectiva Neta	Potencia Máxima con limitación
El Paso	Solar	68	34
Fundación	Solar	100	50
Latam Solar	Solar	150	75
El Copey	Solar	200	100
Valledupar	Solar	100	50
Loma 200	Solar	200	100
Amber	Solar	99	49
Melgar	Solar	180	90
Villavieja	Solar	200	100
Bosque Solares Llanos	Solar	80	40
Bos Solares Lanos 7	Solar	99	49
Carreto	Eólica	9,1	7,735
Guajira I	Eólica	19,9	16,915
West	Eólica	12	10,2
Acacias 2	Eólica	80	68
Ipapure	Eólica	201	170,85

⁶⁸ La información completa de los parámetros se encuentra en el Anexo 1 -Github.

⁶⁹ No hay límites específicos para cada interconexión, pero el intercambio neto debe respetar el límite de importación y exportación de cada área

Windpeshi	Eólica	200	170
Alpha	Eólica	212	180,2
Betha	Eólica	280	238
Camelia	Eólica	250	212,5
Ahumado	Eólica	50	42,5
Chemesky	Eólica	100	85
Tumawind	Eólica	200	170
SOLAR_Z1_FUT_4	Solar	57,7	28,8
SOLAR_Z1_FUT_9	Solar	60	30

ii.) Hidroeléctricas:

La simulación maneja un enfoque determinista de forma que no se consideraron múltiples escenarios, sino que el caudal previsto se tomó partiendo del histórico 2014-2016⁷⁰. Por simplicidad no se tuvo en cuenta la generación hidráulica en cascada, por lo que, el caudal recibido de la hidroeléctrica que se encuentra aguas abajo no depende de la generación o vertimientos de la planta que está aguas arriba.

Para la definición de los parámetros de los embalses y de las hidroeléctricas se tomó la información considerada por XM caso 1 del planeamiento energético de mediano plazo de diciembre de 2025 y parámetros publicados por XM en el Sistema de Parámetros Técnicos del SIN. Adicionalmente, se afectó la potencia máxima de Chivor y Guavio teniendo en cuenta la indisponibilidad prevista para ese período. Se asumió que en ese momento ya entró en operación la capacidad total de Ituango equivalente a 2400 MW. No se tuvieron en cuenta los mínimos técnicos de las plantas hidroeléctricas.

Para el caso de las hidroeléctricas sin embalse, se agregaron las hidroeléctricas existentes de cada área y el cálculo del factor de producción (MW/m3s), así como, el caudal recibido se realizó ponderando por la potencia máxima. En el caso del área oriental, dado que no había información disponible sobre la estación hidrológica asociada, se tomó el porcentaje de generación horario del 12 de noviembre de 2025 respecto la potencia instalada de hidroeléctrica sin embalse en 2025 para esa área. Ese porcentaje se aplicó al área en el parámetro de perfil de generación.

iii.) Termoeléctricas

Dado que es un despacho de 24 horas, en el modelo no se tuvieron en cuenta los costos de arranque y la potencia mínima se consideró en cero MW. Se consideró el heat rate y costos de combustible publicados por XM.

iv.) Renovables

⁷⁰ Este caudal corresponde al utilizado por XM en el caso 1 del planeamiento energético de mediano plazo en la semana 52 de 2025

Además de lo mencionado anteriormente, se consideró para cada área un porcentaje de generación horario respecto a la potencia máxima el cual fue calculado en función de la generación promedio histórica existente por tecnología y, en el caso de la solar, por área. Cabe destacar que, al no diferenciar por planta, esto puede sobrestimar o subestimar la generación horaria de una planta dentro del área.

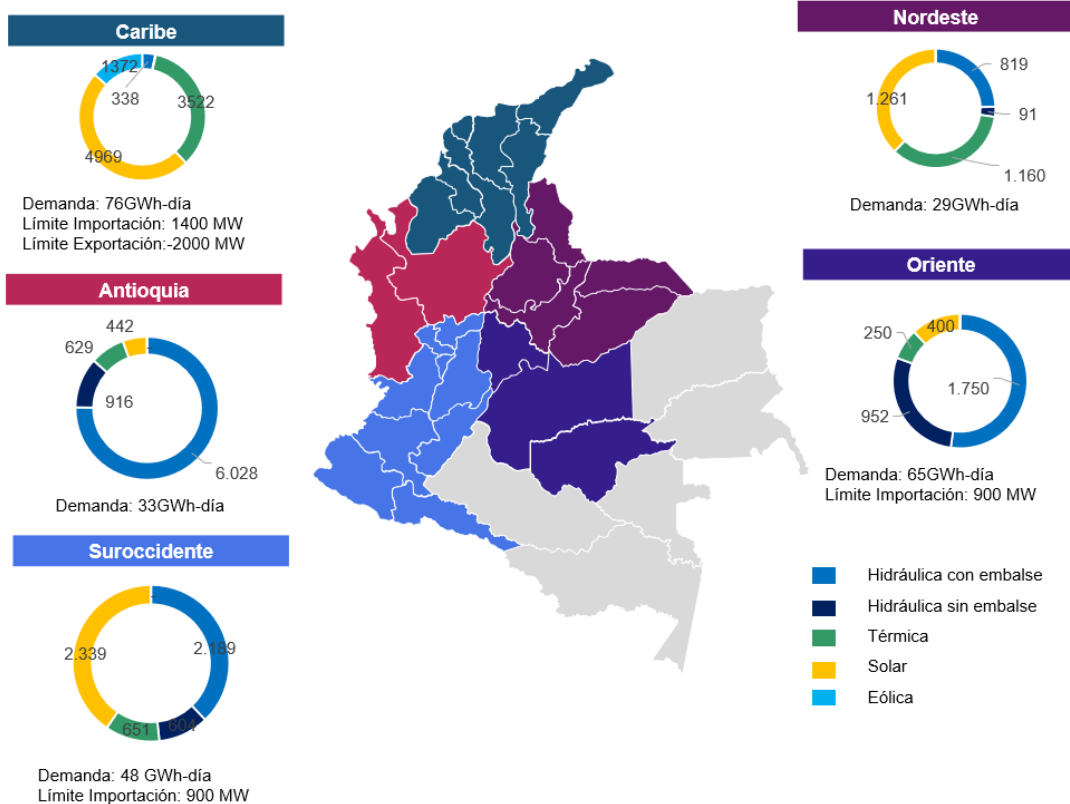


Figura 6.1 Resumen supuestos de potencia, demanda y límites entre áreas

Fuente: Elaboración propia con base en [34]

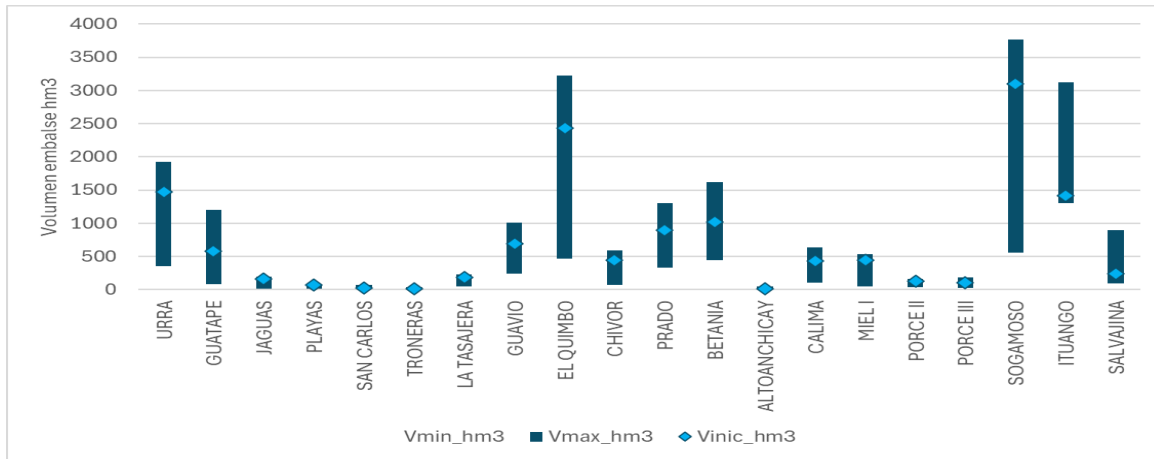


Figura 6.2 Resumen supuestos embalses por planta

Fuente: Elaboración propia con base en [34]

v.) Costos

En el caso de la generación hidroeléctrica, eólica y solar se asumió el costo variable de operación y mantenimiento de 0,01 USD/MWh. Para las térmicas se tomó el costo de combustible que se muestra en la figura 6.3, el cual fue tomado de la base de datos del caso 1 del planeamiento energético de mediano plazo realizado por XM en diciembre de 2025. El costo variable O&M USD/MBTU y el heat rate, también se tomaron de la base de datos mencionada. El primero se encuentra entre 6,99 USD/MWh y 13,28 USD/MWh.

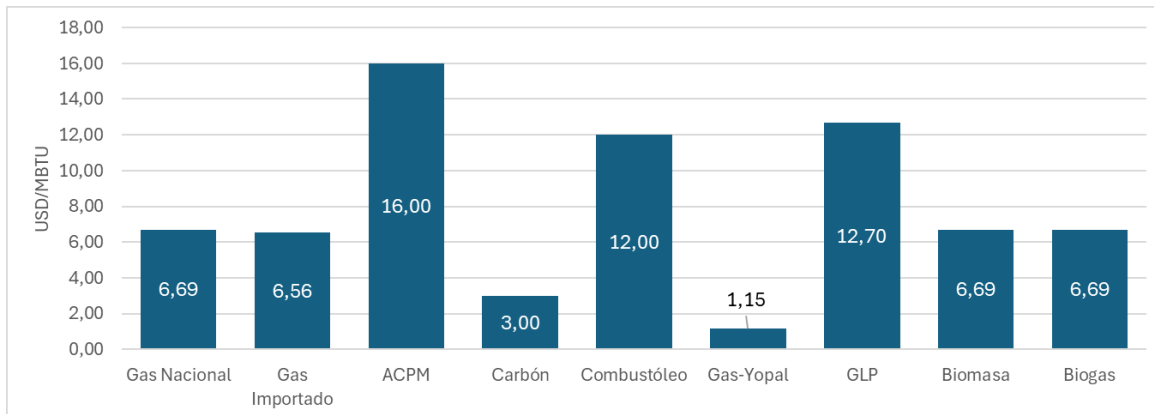


Figura 6.3 Costos por combustibles supuestos

Fuente: Elaboración propia con base en [34]

6.1.2 Modelo

La simulación del despacho de 24 horas se realizó utilizando Python-Pyomo que incluye tanto la formulación matemática como la importación de los datos a través de un único Excel⁷¹.

i.) Conjuntos

Tabla 6-3 Descripción de conjuntos definidos en la simulación

Nombre	Descripción de que contiene el conjunto
H	Horas de la 1 a la 24 en orden ascendente
A	Áreas: Caribe (1), Antioquia (2), Suroccidente (3), Nordeste (4) y Oriente (5). Se incluyeron también las áreas 6 y 7 que corresponden a Ecuador y Venezuela, pero para efectos de este análisis no se utilizaron.
LINKS	Topología entre áreas para identificar los intercambios que puede tener un área con las demás.
ROR	Hidroeléctricas sin embalse "Run of River"
HRES	Hidroeléctricas con embalse
RES	Embalses asociados a las hidroeléctricas HRES
TC	Termoeléctricas commitment ⁷²
TNC	Termoeléctricas no commitment
REN	Plantas de generación eólica y solar
BESS	Baterías (conjunto utilizado al momento de la evaluación del despacho con baterías)

ii.) Variables

Tabla 6-4 Descripción de variables

Nombre	Dominio	Descripción
Flow	Real	Flujo (MW) por cada enlace entre las áreas y para cada hora
Exch	Real	Flujo neto del intercambio del área A en la hora H
Load_shed	Real No negativo	Carga no atendida del área A en la hora H
Dump	Real No negativo	
P_ror	Real No negativo	Potencia generada por cada hidroeléctrica sin embalse en la hora H

⁷¹ Previo al modelo se realizó el proceso de recopilación, cargue y limpieza de datos, conversión al uso de coma para separación decimal y revisión de los datos que recibía el modelo. Esto con el fin de garantizar que el modelo tomara la información correcta. El archivo python que se encuentra en el anexo 1- Github incluye el código asociado a este proceso previo. En este documento nos centramos en lo referente a la formulación matemática.

⁷² Con el fin de simplificar la simulación, durante el modelo se decidió eliminar los costos de arranque y las variables binarias de encendido y apagado, así como, los mínimos de generación. En este sentido, no hay térmicas must-run.

P_hres	Real No negativo	Potencia generada por cada hidroeléctrica con embalse en la hora H
P_tc	Real No negativo	Potencia generada por cada térmica commitment en la hora H
P_tnc	Real No negativo	Potencia generada por cada térmica no-commitment en la hora H
P_ren	Real No negativo	Potencia generada por cada planta de generación eólica o solar en la hora H
Curt	Real No negativo	Vertimiento de energía eólica /solar en la hora H
Q_turb	Real No negativo	Caudal turbinado por la hidroeléctrica con embalse en la hora H
Q_spill	Real No negativo	Caudal vertido por la hidroeléctrica con embalse en la hora H
v	Real No negativo	Volumen almacenado en cada embalse asociado a la planta hidroeléctrica en la hora H
Slack_vmin	Real No negativo	Variable artificial que permite violar la restricción de volumen almacenado \leq volumen mínimo, si es estrictamente necesario. ⁷³
Slack_vmax	Real No negativo	Variable artificial que permite violar la restricción de volumen almacenado \leq volumen máximo, si es estrictamente necesario. ⁷⁴
Slack_vend	Real No negativo	Variable que penaliza bajar el nivel del embalse asociado a la hidroeléctrica al final del día
P_dis	Real No negativo	Potencia de descarga de la batería BESS en la hora H
P_ch	Real No negativo	Potencia de carga de la batería BESS en la hora H
soc	Real No negativo	Estado de carga de la batería BESS en la hora H

iii.) **Parámetros**

Adicional a los parámetros mencionados en los supuestos, el costo de las penalizaciones incluidas en la función de costes a minimizar es el siguiente:

Tabla 6-5 Penalizaciones supuestas

Penalización/costo	Valor
Demanda no atendida	10.000
Embalse por encima del máximo	1.000
Embalse por debajo del mínimo	1.000
Embalse final < Embalse Inicial	5000
Vertimiento de eólica y solar	0,02
Vertimiento hidráulico	500

⁷³ De acuerdo con [72], es necesario colocar estas variables para evitar soluciones infactibles

⁷⁴ Ibidem

iv.) Restricciones

- Límite de intercambio: Describe el hecho de que un área no puede importar o exportar más allá de sus límites definidos en los parámetros

$$-\text{límite exportación [LB]} \leq \text{intercambio neto del área A en la hora H} \leq \text{límite de importación [UB]}^{75}$$

En relación con los enlaces entre las áreas, se consideró que si el flujo entre las áreas (i,j) es positivo el área i exporta al área j, y viceversa, mientras que, si no hay flujo entre las áreas, el flujo (i,j) es cero.

- Conservación de la energía durante el intercambio entre áreas: Durante el intercambio de energía entre las áreas no se crea ni se destruye energía

$$\sum_A \text{Intercambio del área A en la hora H} = 0$$

- Ecuación de balance: Para cada área debe cumplirse la ecuación de balance entre oferta y demanda. En este sentido, la suma de la potencia generada por la hidroeléctrica con y sin embalse, termoeléctricas y las plantas de generación eólica y solar, así como la potencia descargada de las baterías y la importación debe ser igual a la demanda más la potencia cargada por las baterías del área y la demanda no atendida.

$$\begin{aligned} & \sum P_{ror,a,h} + \sum P_{hres,h} \\ & + \sum P_{tc,h} \\ & + \sum P_{tnc,h} \\ & + \sum P_{ren,h} \\ & + \sum Descarga_{saeb,h} \\ & - \sum Carga_{saeb,h} + \sum DNA_h - Demanda_h + Intercambio_h = 0 \end{aligned}$$

⁷⁵ LB y UB hacer referencia Al límite inferior y superior por sus siglas en inglés

- Límites de potencia:

La potencia generada por la hidroeléctrica sin embalse está limitada tanto a la potencia máxima como al caudal recibido. Dado que, con el fin de simplificar el modelo, las plantas hidroeléctricas con embalse corresponden a agregaciones de plantas por área, la potencia máxima de cada planta se ajustó previamente teniendo en cuenta el caudal recibido. En este sentido la potencia máxima que recibe PYOMO ya considera el valor mínimo entre la potencia máxima y el caudal recibido multiplicado por el factor de conversión MW/m3s correspondiente

$$P_{min} \leq P_{ror,h} \leq \text{Min}(P_{max}, Q_{recibido,h}) \times \text{Perfil}_{a,h}$$

Donde:

$P_{ror,h}$ Corresponde a la potencia generada de la hidroeléctrica sin embalse ror en la hora h

$Q_{recibido,h}$ Caudal recibido por la planta ror en la hora h

$\text{Perfil}_{a,h}$ Porcentaje de generación en la hora h respecto a capacidad instalada. Este porcentaje se calculó tomando como base el promedio histórico de generación de las plantas hidroeléctricas sin embalse existentes en cada área en 2025, respecto de la potencia instalada de este tipo de plantas en el mismo período.

Para el caso de las hidroeléctricas con embalse y las termoeléctricas, la ecuación sería:

$$P_{min} \leq P_{x,h} \leq P_{max}$$

Cabe resaltar que, al no considerar los mínimos técnicos de estas plantas, $P_{min} = 0$.

Relación entre generación y caudal para las hidroeléctricas con embalse: la potencia generada es igual al caudal turbinado por el factor de conversión correspondiente

$$P_{hres,h} = F_{pmed_{hres}} \times Q_{turb_{hres,h}}$$

Donde:

$P_{hres,h}$ Potencia generada por la hidroeléctrica con embalse hres en la hora h

$F_{pmed_{hres}}$ Factor de producción promedio de la hidroeléctrica hres. Este factor corresponde al factor promedio MW/m3s tomado por XM en el planeamiento de mediano plazo de la semana 52 de 2025. Este factor de conversión no tiene en cuenta que el mismo varía dependiendo del nivel del embalse.

$Q_{turb_{hres,h}}$ Caudal turbinado por la hidroeléctrica hres en la hora h

- Límite de los caudales: El caudal turbinado más los vertimientos no deben superar el caudal máximo. Para este último, se tomó el caudal máximo definido por XM en el planeamiento de mediano plazo de la semana 52 de diciembre de 2025.

$$0 \leq Q_{turb_{hres,h}} + Q_{spill_{hres,h}} \leq Q_{max_{hres,h}}$$

Con el fin de poder obtener una variable dual asociada al costo marginal, no se consideró una variable binaria para el encendido/apagado de la central ni se aplicó el caudal mínimo asociado a la planta.

- Dinámica del embalse: El nivel del embalse final debe corresponder al nivel del embalse inicial más el caudal recibido menos caudal turbinado y vertimientos

$$v_{fin_{res,1}} = v_{inicial} + [Q_{recibido_{res,h}} - Q_{turb_{hres,h}} - Q_{spill_{hres,h}}] \times F_{pmed_{hres}}$$

$$v_{fin_{res,h2-h24}} = v_{h-1} + [Q_{recibido_{res,h}} - Q_{turb_{hres,h}} - Q_{spill_{hres,h}}] \times F_{pmed_{hres}}$$

Adicionalmente, se consideró que el nivel del embalse debe encontrarse dentro del rango del nivel de embalse mínimo y máximo. Al respecto, se siguió la recomendación de PSR (2009) de incluir unas variables artificiales denominadas slack para evitar soluciones infactibles.

$$v_{min_{res}} - slack_{vmin_{res}} \leq v_{res,h} \leq v_{max_{res}} + Slack_{vmax_{res}}$$

- Relación recurso solar y eólico disponible, generación y vertimiento renovable:

$$P_{ren,h} + Curt_{ren,h} \leq P_{max_{ren,h}} \times Perfil_{a,t,h}$$

Donde:

$Curt_{res,h}$ Vertimiento de energía renovable de la planta de generación en la hora h

$Perfil_{a,t,h}$ Porcentaje de generación en la hora h respecto de la potencia instalada, según la tecnología t. En el caso de la tecnología solar se calculó un perfil para el área con base en el histórico de las plantas existentes perteneciente a cada área. En relación con la tecnología eólica, se calculó un único perfil con base en la generación de las plantas WESP y Guajira I (actualmente en pruebas), lo cual no afecta el análisis ya que únicamente se proyectó capacidad de generación eólica en el área Caribe.

Es importante tener en cuenta que al aplicar un promedio histórico por área el análisis resulta diferente respecto al considerado por XM que tomó información por planta. No obstante, al no tener acceso a dicha información, el promedio histórico es la mejor alternativa.

v.) **Función Objetivo**

Minimizar:

$$\begin{aligned} & \sum (P_{Ter,h} \times Costo\ comb_{Ter} \times HR_{Ter} + O\&M_{Ter}) \\ & + \sum (P_{ren,h} \times O\&M_{ren} + Curt_{ren,h} \times Costo_{curt}) \\ & + \sum (P_{hres,h} \times O\&M_{hres} + Spill_{hres,h} \times Costo_{spill}) \\ & + \sum (Slack_{vmax,v} \times Costo_{slackvmax}) \\ & + \sum (Slack_{vmin,v} \times Costo_{slackvmin}) \\ & + \sum (Min(0, vfin_{24} - vini_v) \times Costo_{vini < vfin}) \\ & + \sum (P_{hror,h} \times O\&M_{ror}) + \sum (DNA_a \times Costo_{DNA}) \end{aligned}$$

Donde:

$P_{Ter,h}$ Potencia generada por la planta térmica ter en la hora h [MW]

$Costo\ comb_{Ter}$ Costo de combustible para la planta Ter [USD/MBTU]

HR_{Ter} Heat Rate de la térmica Ter [MBTU/MWh]

$O\&M_{Ter}$ Costo variable de operación y mantenimiento para la planta térmica Ter [USD/MWh]

$P_{ren,h}$ Potencia generada por la planta eólica o solar ter en la hora h [MW]

$O\&M_{ren}$ Costo O&M asignado a la planta renovable ren. Se asume un costo de 0,01 USD/MWh para todas las plantas.

$Curt_{ren,h}$ Vertimiento de energía eólica o solar

6.2. Construcción de escenario con SAEB

6.2.1 Supuestos

Adicional a los supuestos considerados en el escenario base, para el caso del escenario con SAEB se quitó la limitación de la generación renovable, asumiendo que las baterías permitirían el almacenamiento de dicha energía para posterior descarga en las horas de alta demanda. Cabe resaltar que se mantuvieron los límites de intercambio entre las áreas. Para todos los SAEB se consideró una eficiencia del 95% y un DoD del 90%

Tabla 6-6 Resumen parámetros supuestos para los SAEB

	Potencia MW	SOC inicial	Energía Máxima MWh
SAEB 1	45	22,5	45
SAEB 2	40	20	40
SAEB 3	40	20	40
SAEB 4	20	40	80
SAEB 5	20	50	100
SAEB 6	10	20	40
SAEB 7	150	75	150

Fuente: UPME, 2021& 2025

6.2.2 Restricciones asociadas a los SAEB

En principio se consideró contar con una variable binaria para no cargar y descargar al mismo tiempo la batería, sin embargo, con el objetivo de obtener la variable dual, se eliminó la variable binaria y se definieron las siguientes restricciones:

En primer lugar, la potencia de carga y descarga no pueden superar el límite correspondiente.

$$P_{C_{SAEB,h}} \leq P_{max_{SAEB}}$$

Adicionalmente y, de forma similar al nivel del embalse de las hidroeléctricas, se tuvo en cuenta la dinámica del estado de carga de las baterías, así como los límites de almacenamiento de éstas.

Respecto de la dinámica de estado de carga la filosofía es la misma que el almacenamiento hidráulico ya que el objetivo de las siguientes dos ecuaciones es reflejar que el estado de carga de la hora h depende del estado de carga inicial (para el caso de la hora 1) o de la

hora anterior más la carga menos la descarga, teniendo en cuenta la eficiencia de la batería que para nuestro caso se consideró en 95%.

$$SOC_{saeb,h1} = SOCini_{saeb} + (\eta_{carga_{saeb}} \times Pcarga_{saeb,h}) - \left(\frac{1}{\eta_{Descarga_{saeb}}} \times Pdescarga_{saeb,h} \right)$$

$$SOC_{saeb,h2-24} = SOC_{saeb,h-1} + (\eta_{carga_{saeb}} \times Pcarga_{saeb,h}) - \left(\frac{1}{\eta_{Descarga_{saeb}}} \times Pdescarga_{saeb,h} \right)$$

Además de lo anterior, se incluyeron dos restricciones para reflejar que la batería no puede descargar o cargar al 100% de su capacidad nominal, toda vez que eso perjudica la vida útil. Para todas las baterías se asumió que no se puede descargar por debajo del 10% ni cargar por encima del 90%.

$$SOCmin_{saeb} \times emax_{saeb} \leq SOC_{saeb,h} \leq SOCmax_{saeb} \times emax_{saeb}$$

$$Pdescarga_{saeb,h} \leq (SOC_{saeb,h-1} - SOCmin_{saeb}) \times \eta_{Descarga_{saeb}}$$

6.3. Evaluación de resultados

En el escenario base se atiende la totalidad de la demanda y no se presentaron vertimientos hidráulicos ni de renovables. Como era de esperarse hay un porcentaje de generación térmica durante las horas donde no hay sol pero, dado el nivel de los embalses y el caudal recibido, hay un considerable respaldo hidráulico.

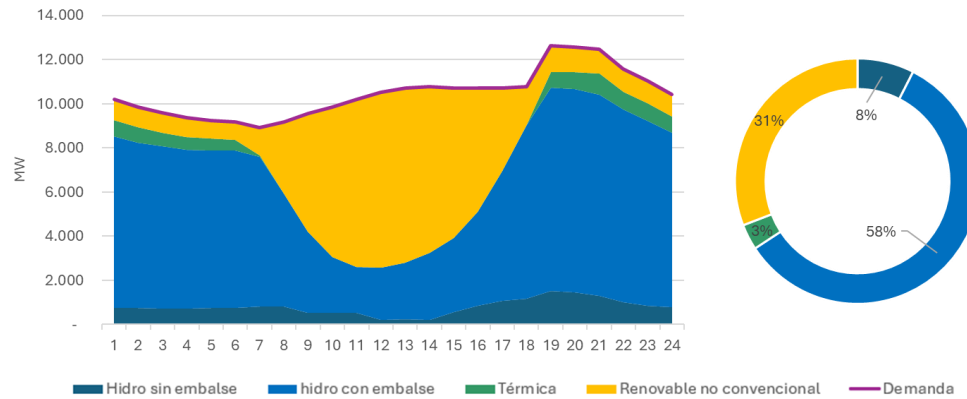


Figura 6.4 Balance generación Sistema interconectado nacional Noviembre 15 de 2027

Con el fin de evaluar los resultados obtenidos, se compararon estos con los resultados de la planeación de mediano plazo de la semana 52 de 2025 realizada por XM. De la revisión se puede observar una diferencia en cuanto a mayor generación térmica en la simulación de XM lo que se explica por el hecho de la disponibilidad de información sobre la red y sobre el recurso recibido por parte de cada planta renovable.

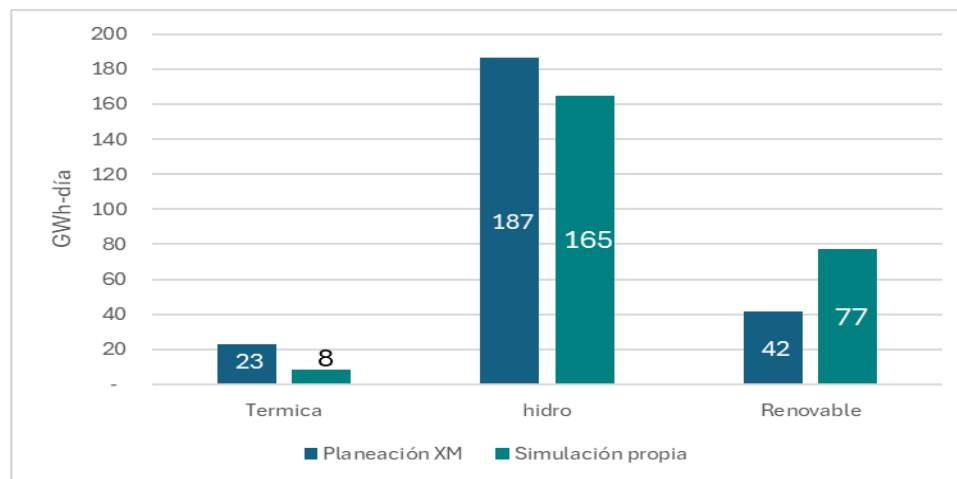


Figura 6.5 Comparación resultados con simulación de XM

En relación con la generación térmica, se observa que esta se presenta en el área Caribe y Oriental, lo cual es coherente con los límites de importación previstos para estas zonas y la limitación de generación eólica y solar por restricciones finas en el punto de La Loma, Valledupar y Copey, así como, la indisponibilidad prevista de activos hidráulicos en la zona oriental.

En el caso del área caribe se puede observar que durante las horas donde no hay sol, la importación del área es cercana o igual al límite definido en la simulación lo que lleva a la necesidad de generación térmica. De la diferencia con los resultados de XM se puede inferir que, de poder considerarse las restricciones de la red al interior del área, la generación

térmica sería mayor y, por lo tanto, el beneficio de las baterías podría incrementarse, respecto del calculado en este trabajo.

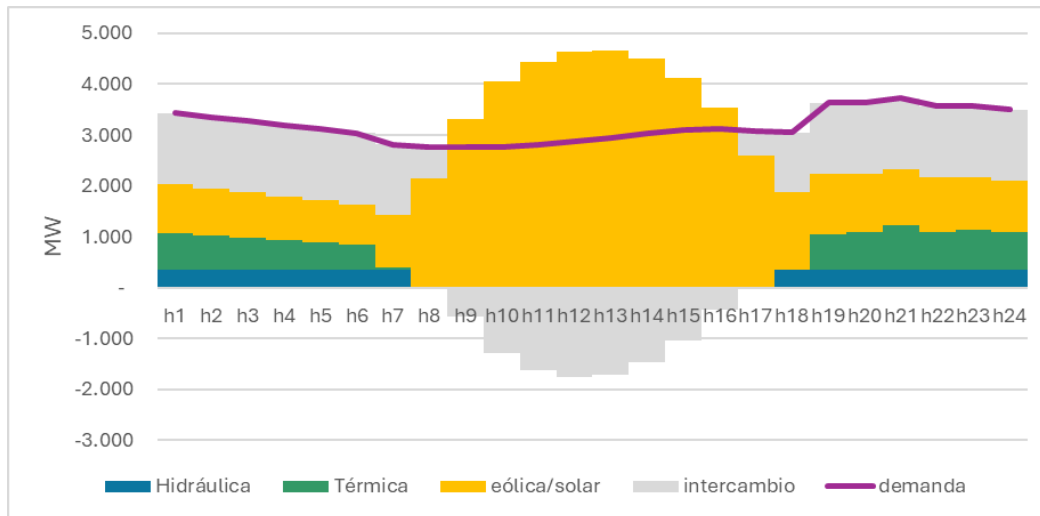


Figura 6.6 Balance del área Caribe

Respecto de este escenario base, al incorporar la batería del Atlántico junto con las dispuestas en el plan maestro de transmisión, se observa que la generación térmica pasaría de 8490,66 MWh-día a 6072,5 MWh MWh-día y el costo marginal se reduciría entre 2USD/MWh y 13, 82 USD/MWh. Esto si se considera que la entrada de las baterías permitiría evitar la limitación de inyección de los proyectos de generación renovables que se restringieron en el escenario base, lo cual es coherente con lo que explica el informe de planeamiento eléctrico de largo plazo. Sin considerar este beneficio, sino únicamente la participación del SAEB, la generación térmica bajaría a 8195 MWh-día y no disminuiría el costo marginal.

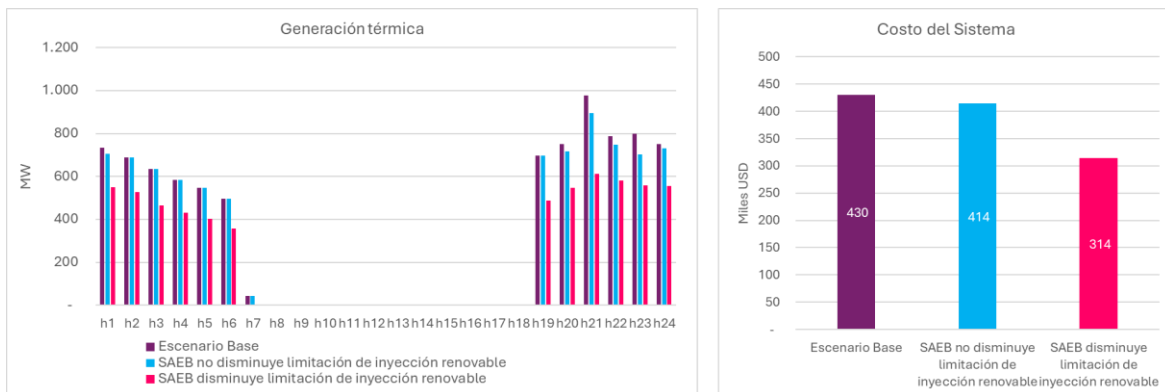


Figura 6.7 Generación térmica y costo del sistema para cada uno de los escenarios

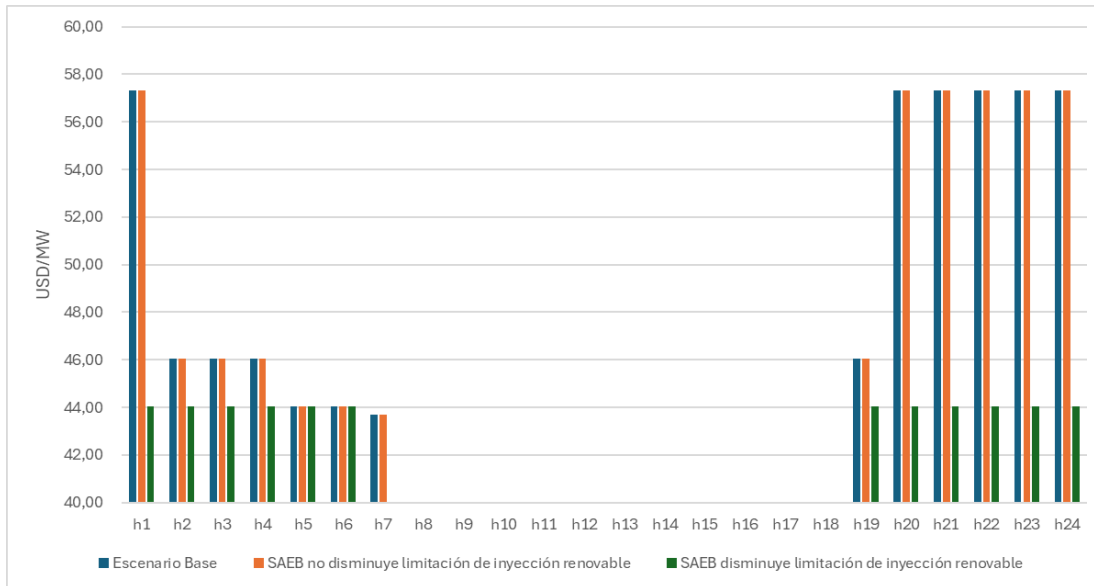


Figura 6.8 Costo marginal para cada uno de los escenarios

6.4. Comparativo de alternativas

i. Participación del SAEB de red en el mercado (alternativa 1 y 2)

Independiente de cómo se defina la necesidad de transmisión, dado que las alternativas 1 y 2 permitirían la participación del SAEB de red en la prestación de servicios complementarios, ambos supondrían una reducción del precio de la regulación secundaria de frecuencia prestada entre 2 USD/MWh y 13 USD/MWh. En el caso de la alternativa 2, la participación del SAEB de red también resultaría en una reducción del pago por disponibilidad de AGC de 21,3 USD/MWh, toda vez que, al estar siendo remunerado mediante ingreso regulado correspondiente a un ingreso anual, solo recibiría ingreso por el servicio AGC efectivamente prestado.

Cabe resaltar que no se puede considerar el mercado AGC de forma desligada del mercado de Bolsa y, por consiguiente, los beneficios en reducción de precio impactan positivamente tanto en el mercado de energía como de servicios complementarios.

ii. Contrato de disponibilidad para la prestación del servicio de generación de seguridad fuera de mérito

Dado que el costo asumido por la reconciliación positiva no se remunera a precio marginal sino al precio de reconciliación positiva que, a su vez, depende de la cantidad de generación térmica, en el caso de la alternativa 3, la reducción del costo total del sistema que se

muestra en la figura 6-7 permite concluir que esta alternativa podría significar una reducción. No obstante, se requeriría información más precisa de las restricciones de la red para poder evaluar si el beneficio en términos de reducción de precio de reconciliación positiva es superior al pago por disponibilidad.

iii. Contrato de disponibilidad para la prestación del servicio de regulación secundaria de frecuencia

Con el fin de valorar esta alternativa se supone una batería de 150 MW/150MWh. El ingreso por disponibilidad de referencia corresponde al CERE de 21,3 USD/MWh, resultante de la subasta de reconfiguración de compra 2025-2026 y 2026-2027 [73]] que se llevó a cabo en el 2025.

El CAPEX corresponde a 168 USD/kWh estimado por Lazard (2025) [67] para una batería de 100MW/200MWh. Otros supuestos que se adoptan de Lazard son los costos O&M como el 2,5% del CAPEX, profundidad de descarga de 90%, disponibilidad de 350 días y eficiencia de 91%. Para el costo de carga, se tomó el promedio del precio mínimo de Bolsa entre 2015-2025, esto es, 236 \$/kWh que con una tasa de cambio de 3800 COP/USD equivale a 0,06 USD/kWh.

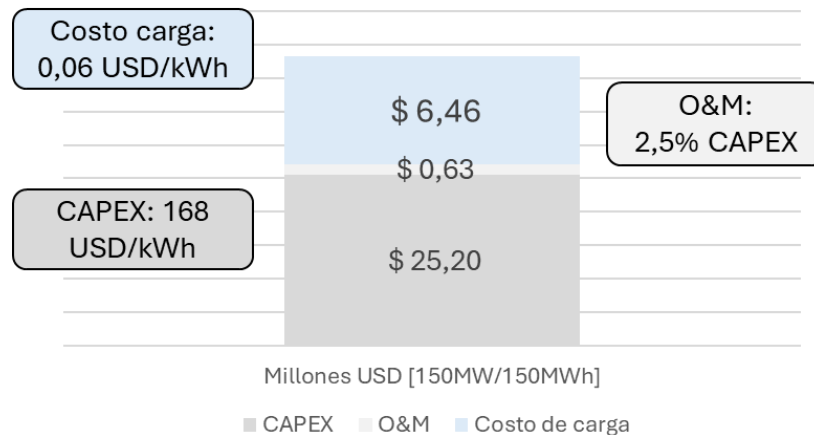


Figura 6.9 Supuestos de CAPEX, O&M y costo de carga para un SAEB de 150 MW/150 MWh

Fuente datos: Elaboración propia con base en XM (2025) [24]& Lazard (2025) [67]

En el cálculo de la generación para estimar el costo de carga anual se replicó la fórmula utilizada por Lazard sin tomar en cuenta el factor escalar del costo de carga⁷⁶. Por otro lado, para definir la holgura disponible se asumió que un porcentaje del 50% de la capacidad de la batería afectada por la eficiencia podría permitir al agente acceder al ingreso por

⁷⁶ Se multiplica la capacidad*DoD*días operativos

disponibilidad de AGC y dejar un margen para el arbitraje teniendo en cuenta que el requerimiento de regulación debe sostenerse por 30 minutos.

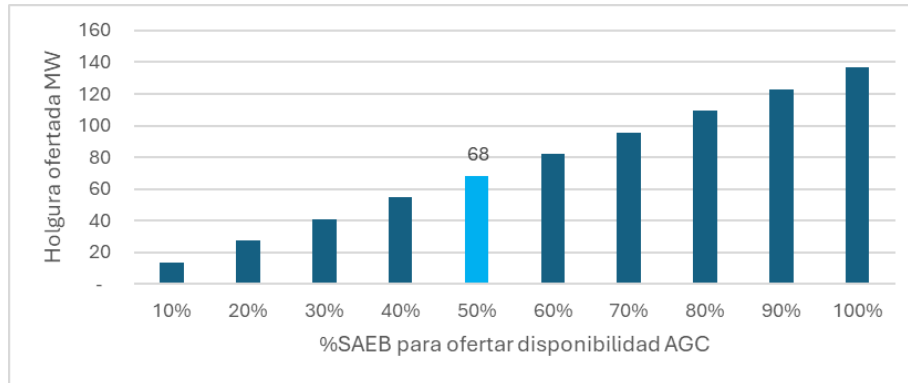


Figura 6.10 Opciones de disponibilidad de holgura

Con esta holgura se replicó parcialmente la metodología utilizada por Gutierrez. A (2023) [66] para calcular el precio de oferta⁷⁷ teniendo en cuenta los parámetros definidos en este trabajo. Si se asumen contratos de 2 años como se observa en la figura 6.10, los ingresos anuales requeridos no permitirían lograr una oferta inferior al CERE de referencia y, por lo tanto, el sistema no vería el beneficio de una reducción en el costo de disponibilidad. En efecto, para un SAEB de 150MW/150MWh y una holgura de 68,25 MW, el precio de oferta debería ser 34,8 USD/MWh, mientras que el CERE de referencia es de 21,3 USD/MWh, con el cual el SAEB tendría un Valor Presente Neto negativo considerando una tasa de descuento del 10%.

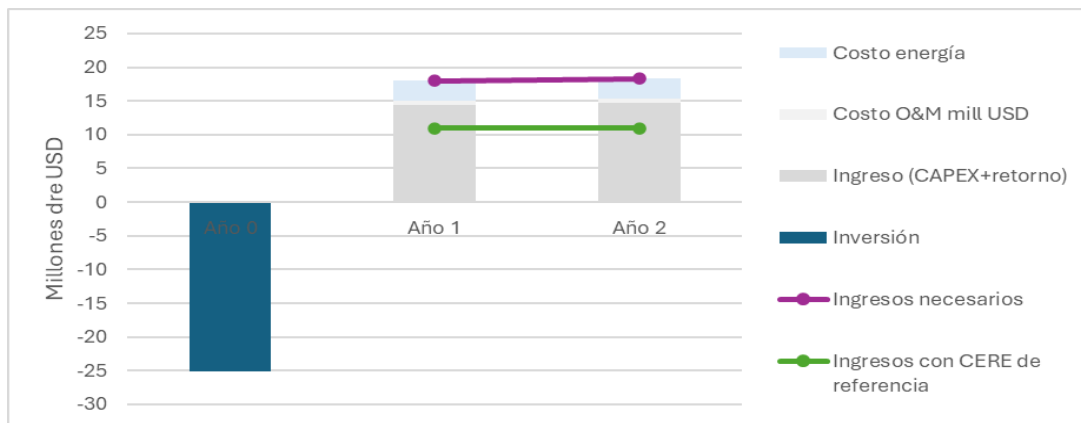


Figura 6.11 Supuestos de CAPEX, O&M y costo de carga para un SAEB de 150 MW/150 MWh

Fuente datos: Elaboración propia con base en XM (2025) [24]& Lazard (2025) [67]

⁷⁷ Ingresos del año (los cuales incluyen CAPEX, retorno de la inversión sobre el activo, costos O&M y el costo de carga) dividido entre la holgura disponible a ofertar *24 horas*350 días operativos*DoD

Bajo esta lógica, para que el sistema se viera beneficiado en términos de reducción de costo por el pago de disponibilidad y la promoción de la entrada de nuevas tecnologías para la prestación de este servicio y la participación en el mercado de energía, la duración de los contratos que se asignara en la subasta debiera ser de al menos 5 años.

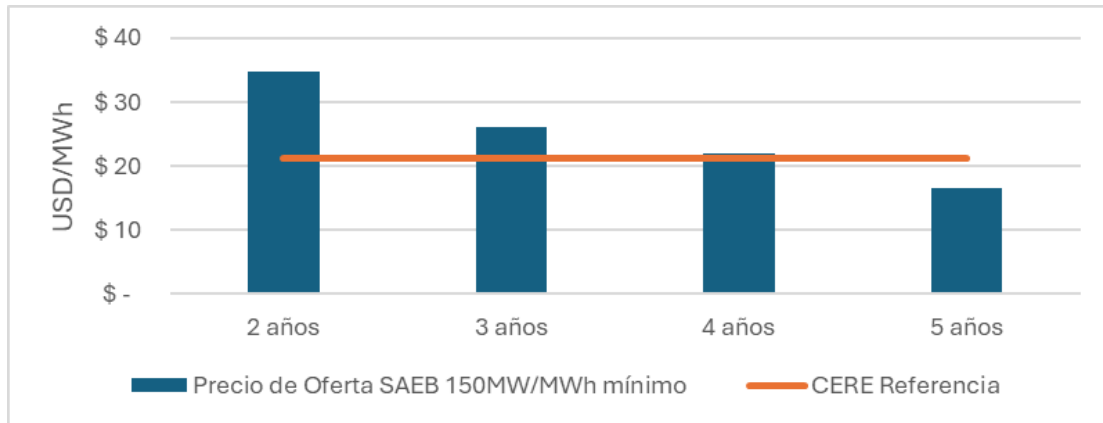


Figura 6.12 Precio de oferta mínima por disponibilidad de holgura SAEB de 150 MW/150 MWh vs CERE de referencia

Fuente datos: Elaboración propia con base en XM (2025) [24] & Lazard (2025) [67]

Dado que para garantizar la concurrencia de agentes, estas subastas constituirían el mecanismo principal para la adquisición de disponibilidad de servicios de regulación y en el día de operación únicamente se cubrirían los déficit, la desventaja de esta propuesta es que podría deshabilitar la prestación de servicios de regulación secundaria y terciaria por parte de los SAEB que prestan servicios de red toda vez que será muy difícil prever con años de anticipación los momentos en que el activo en el día de operación no se va a requerir para atender necesidades de red. El hecho de que los SAEB de red no puedan prestar los servicios de regulación de frecuencia en los momentos en que es técnicamente posible prestar y no se requiere para atender necesidades de red implicaría un desaprovechamiento de su beneficio para el sistema.

7. Conclusiones

En los próximos años, dada la alta incorporación de energía renovable variable y las restricciones de la red de transporte debido al retraso en la convocatoria y ejecución de proyectos de transmisión, el sistema tendrá la necesidad de incorporar sistemas de almacenamiento no hidráulico como los SAEB para prestar diferentes servicios que fortalezcan la seguridad y flexibilidad del sistema eléctrico colombiano. De la adecuada incorporación de este tipo de almacenamiento dependerá que el sistema maximice sus beneficios teniendo en cuenta que estos sistemas pueden prestar servicios asociados a diferentes actividades de la cadena.

Con base en lo que ha avanzado el Ministerio y la CREG y basados en la evaluación de alternativas realizada en este trabajo, se propone un esquema regulatorio dividido en dos fases:

i.) Fase de Corto plazo:

Habilitar la participación en el mercado de servicios complementarios por parte de estos. Para aumentar la eficiencia- precio en el mercado y mantener la neutralidad e independencia del operador del mercado eléctrico, es importante complementar la propuesta regulatoria presentada por la CREG con el fin de habilitar la participación de los SAEB de red en el mercado de servicios complementarios

Ya sea que el transmisor reciba el ingreso anual esperado y participe en el mercado de servicios complementarios cuando el operador defina que no se requiere como solución de red o que el producto adjudicado en la convocatoria de transmisión se defina en función de la diferencia entre el precio de reconciliación positiva y el precio de Bolsa, el análisis realizado en este trabajo permite concluir que la participación del SAEB de red en el mercado de regulación secundaria de frecuencia le permite al sistema beneficiarse de una reducción del precio de la holgura utilizada.

Adicionalmente, en el caso de que el SAEB de red sea adjudicado mediante la convocatoria de transmisión convencional, dado que el adjudicatario recibiría un ingreso anual esperado, no recibiría pago por disponibilidad y, por lo tanto, el sistema vería una reducción de 21,03 USD por cada MWh de AGC prestado por el SAEB.

Dado que la implementación de este ajuste sería más simple que el rediseño del producto de la convocatoria, se sugiere implementar este esquema para las convocatorias que debieran realizarse en poco tiempo. De forma paralela al desarrollo de estas con el ajuste propuesto, se sugiere analizar la implementación del cambio de producto de la convocatoria para futuras necesidades de confiabilidad.

En la tabla 6-1 se presenta un bosquejo del resumen de los beneficios y desafíos de implementación propuesta.

Tabla 7-1 Elementos de la propuesta regulatoria asociados específicamente a los sistemas de almacenamiento no hidráulico que funcionarían como activos de transmisión

Propuesta	Habilitador	Beneficios	Desafíos de implementación
Esquema de Participación del SAEB de red en el mercado de servicios complementarios	Incorporación en Resolución Definitiva asociada a la Res. CREG 701-103-23	Habilita el uso dual de los SAEB de red garantizando la independencia del operador, el beneficio al usuario en términos de eficiencia precio y repartición de ingresos provenientes del mercado y la separación de actividades reguladas y en competencia en el marco de las reglas actuales de integración vertical	Para llevar a cabo la propuesta se requieren ajustes en la operación que permitan al operador definir cuando el SAEB no se requiere como activo de red y, por lo tanto, puede participar en el mercado de servicios complementarios
Contrato financiero "Pague lo Contratado" de MW de generación de seguridad fuera de mérito por el precio adjudicado en la subasta. Participa únicamente SAEB de red y el contrato está condicionado a la entrada en operación del SAEB	Modificación de la Resolución CREG 22 de 2001 y CREG 24 de 2013		Dado que es un producto que pudiese ser prestado por alternativas diferentes a la red, esta alternativa implica discutir sobre los participantes. Por ejemplo, una generación distribuida, Respuesta de la Demanda o el generador existente podrían ser vendedores de este contrato. En este sentido, se deberá analizar el trade-off entre promoción de la capacidad física y mayor concurrencia de agentes en la subasta.

ii.) Fase de mediano plazo:

Uno de los elementos clave que se concluyen de este trabajo es la posibilidad de prestar el servicio de almacenamiento mediante cualquier tecnología y a través de cualquier agente de la cadena. Así mismo, el análisis permite ver existen diferentes alternativas de mercado

para promover la incorporación del almacenamiento no hidráulico al tiempo que se incentiva una mayor competencia en los mercados donde hoy la competencia es limitada. EN este sentido, se sugiere analizar la implementación de subastas de servicios complementarios como la regulación secundaria de frecuencia y la generación de seguridad.

Tabla 7-2 Elementos de la propuesta regulatoria para la promoción de nuevos proyectos que compitan en la prestación del servicio de generación de seguridad en el caribe

Propuesta	Habilitador	Beneficios	Desafíos de implementación
Subasta para la contratación de largo plazo de disponibilidad de generación de seguridad	Ajuste Resolución CREG 63 de 2000	Dada la poca competencia actual en la prestación de generación de seguridad en el área caribe, esta subasta permitiría incrementar la competencia migrando hacia un mercado complementario de generación de seguridad fuera de mérito.	La definición de las necesidades de generación de seguridad a subastar, así como las condiciones de la subasta, serán muy importantes para garantizar la reducción global de los costos de congestión
Subasta para la contratación de mediano plazo de disponibilidad de Regulación secundaria de Frecuencia	Ajuste resolución CREG 64 de 2000	El beneficio de esta alternativa está asociado a una mayor competencia en la prestación del servicio de regulación secundaria de frecuencia. Esta mayor competencia debería verse reflejada en un menor costo por disponibilidad y por holgura usada	Se debe definir el esquema de armonización entre las subastas de largo y el mercado de corto plazo de forma que no se inhabilite agentes que puede prestar el servicio en un entorno de mercado., como lo es el SAEB de red.

8. Bibliografía

- [1] XM. (2025). Capacidad instalada 25 de diciembre de 2025. <https://sinergox.xm.com.co/oferta/Paginas/Historicos/Historicos.aspx>
- [2] XM. (2025). Parámetros técnicos del SIN – Detalle Embalses. <https://paratec.xm.com.co/reportes/embalses>
- [3] XM. (2025). Parámetros técnicos del SIN – Detalle plantas hidráulicas. <https://paratec.xm.com.co/reportes/planta-hidraulica>
- [4] Ministerio de Minas y Energía. (2016). Resolución 40095 de 2016 “*por la cual se adopta el Plan de Expansión de Referencia de Generación y Transmisión 2015-2029*”. <https://www.minenergia.gov.co/documents/4848/36901-Resolucion-40095-1Feb2016-1.pdf>
- [5] CREG. (2021). Resolución CREG 110 de 2021 Por la cual se oficializan los ingresos anuales esperados para SAEB La Arenosa S.A.S. E.S.P. por el diseño, suministro, construcción, operación y mantenimiento del Sistema de Almacenamiento de Energía Eléctrica con Baterías en el departamento del Atlántico, de acuerdo con la convocatoria UPME STR 01-2021. https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0110_2021.htm
- [6] CREG. (2019). *Resolución CREG 98 de 2019: Por la cual se definen los mecanismos para incorporar sistemas de almacenamiento con el propósito de mitigar inconvenientes presentados por la falta o insuficiencia de redes de transporte de energía en el Sistema Interconectado Nacional*. https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0098_2019.htm
- [7] XM. (2025). Acuerdo CNO 696 – Radar de Proyectos. <https://www.cno.org.co/videos-capacitaciones?page=1>
- [8] UPME. (2025). Plan Maestro de Modernización y Expansión de la Infraestructura de Transmisión Eléctrica. https://www1.upme.gov.co/siel/Plan_expansin_generacion_transmision/Plan_maestro_modernizacion_Tomo_1.pdf
- [9] UPME. (2025). Análisis de impacto normativo simple para la revisión de la Resolución UPME 528 de 2021 sobre la modificación de conceptos de asignación de capacidad de transporte para incluir SAEB. https://www1.upme.gov.co/ServicioCiudadano/Documents/Proyectos_normativos/AIN_Fin_al_Circular_030_2025.pdf

[10] Ministerio de Minas y Energía. (2022). Resolución MME 40156 del 2022: “Por la cual se adopta el Plan de Acción Indicativo 2022-2030 para el desarrollo del Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía, PROURE, que define objetivos y metas indicativas de eficiencia energética, acciones y medidas sectoriales y estrategias base para el cumplimiento de metas y se adoptan otras disposiciones”.
https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_minminas_40156_2022.htm

[11] Ministerio de Minas y Energía. (2025). Proyecto de Decreto: “Lineamientos de Política Pública para la integración de los Sistemas de Almacenamiento de Energía (SAE) en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y en las Zonas no Interconectadas (ZNI), en el marco de la transición energética”.
https://www.minenergia.gov.co/documents/14896/Decreto_Almacenamiento.pdf

[12] CREG. (2025). Proyecto de Resolución 701-103 de 2025: “Por la cual se definen los mecanismos para incorporar sistemas de almacenamiento de energía eléctrica con baterías en el Sistema Interconectado Nacional”.
[https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/originales/Proyecto_Resoluci%
%b3n_CREG_701_103_2025/Proyecto_Resoluci%
%b3n_CREG_701_103_2025.pdf](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/originales/Proyecto_Resoluci%c3%b3n_CREG_701_103_2025/Proyecto_Resoluci%c3%b3n_CREG_701_103_2025.pdf)

[13] CREG. (2001). Resolución CREG 22 de 2001: “Por la cual se modifican e incorporan las disposiciones establecidas en la Resolución CREG-051 de 1998, modificada por las Resoluciones CREG-004 y CREG-045 de 1999, mediante las cuales se aprobaron los principios generales y los procedimientos para definir el plan de expansión de referencia del Sistema de Transmisión Nacional, y se estableció la metodología para determinar el Ingreso Regulado por concepto del Uso de este Sistema”.
https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0022_2001.htm

[14] CREG. (2013). Resolución CREG 24 de 2013:” Por la cual se establecen los procedimientos que se deben seguir para la expansión de los Sistemas de Transmisión Regional mediante Procesos de Selección”.
https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0024_2013.htm

[15] CREG. (2018). Resolución CREG 15: “Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional”.
https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0015_2018.htm

[16] CREG. (2023). Resolución CREG 101-007: “Por la cual se define la metodología para determinar la energía firme para el cargo por confiabilidad de plantas solares fotovoltaicas y se regulan otras disposiciones”.
https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/originales/CREG%20101%20007_2023/

[17] CREG. (1995). Resolución CREG 25 de 1995: “Por la cual se establece el Código de Redes, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional”.
https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0025_1995.htm

[18] CREG. (1995). Resolución CREG 24 de 1995: “Por la cual se reglamentan los aspectos comerciales del mercado mayorista de energía en el sistema interconectado nacional, que hacen parte del Reglamento de Operación”.
https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0024_1995.htm

[19] CREG. (2001). Resolución CREG 34 de 2001: “Por la cual se dictan normas sobre funcionamiento del Mercado Mayorista de Energía”.
https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0034_2001.htm

[20] CREG. (2009). Resolución CREG 51 DE 2009: “Por la cual se modifica el esquema de ofertas de precios, el Despacho Ideal y las reglas para determinar el precio de la Bolsa en el Mercado Energía Mayorista”.
https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0051_2009.htm

[21] CREG. (2000). Resolución CREG 63 de 2000: “Por la cual se establecen los criterios para la asignación entre los agentes del SIN de los costos asociados con las Generaciones de Seguridad y se modifican las disposiciones vigentes en materia de Reconciliaciones, como parte del Reglamento de Operación del SIN”.
https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0063_2000.htm

[22] CREG. (2000). Resolución CREG 64: “Por la cual se establecen las reglas comerciales aplicables al Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia, como parte del Reglamento de Operación del SIN.”.
https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0064_2000.htm

[23] CREG. (2025). Resolución CREG 101 69 de 2025: “Por la cual se define el ajuste del anexo 7 de la Resolución CREG 071 de 2006, se modifica la Resolución CREG 101 066 de 2024 y se toman otras disposiciones”.
https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_101-69_2025.htm#7

[24] XM. (2025). precios de Bolsa 2015-2025 synergox.
https://sinergox.xm.com.co/trpr/Paginas/Historicos/Historicos.aspx#InplviewHash5ca2173e-1541-4ec7-9d1c-e145e3dffae3=Paged%3DTRUE-p_SortBehavior%3D0-p_FileLeafRef%3DCosto%255fMarginal%255fDespacho%255fProgramado%255f%2528%2524kWh%2529%255f2024%252exlsx-p_ID%3D786-PageFirstRow%3D31

[25] XM. (2025). Generación real en mérito y fuera de mérito.
<https://sinergox.xm.com.co/restric/Paginas/GeneracionMeritoFueraMerito.aspx>

[26] XM. (2025). Reconciliaciones en Energía por área, por agente y recurso.
<https://sinergox.xm.com.co/restric/Paginas/ReconciliacionEnergia.aspx>

[27] XM. (2025). Comportamiento diario del precio promedio ponderado de Bolsa Nacional y el precio de escasez de activación. <https://sinergox.xm.com.co/trpr/Paginas/Informes/PrecioPromedioPB.aspx>

[28] CREG. (2025). Documento CREG 901-225 de 2025.” Por la cual se definen los mecanismos para incorporar sistemas de almacenamiento de energía eléctrica con baterías en el Sistema Interconectado Nacional”

https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/originales/Proyecto_Resoluci%C3%B3n_CREG_701_103_2025/Documento_CREG_901_225_2025.pdf

[29] Consejo Nacional de Operación. (2017). Acuerdo 1023: Por el cual se establecen los requisitos y procedimiento necesarios para la prestación del servicio de AGC por las unidades conectadas al SIN. <https://www.cno.org.co/content/acuerdo-1023-por-el-cual-se-establecen-los-requisitos-y-procedimientos-necesarios-para-la>

[30]. CREG. (2006). Resolución CREG 71 de 2006: Por la cual se adopta la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía. https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0071_2006.htm

[31]. CREG. (2024). Resolución CREG 101-066: Por la cual se definen nuevos precios de escasez del Cargo por Confiabilidad, se hacen modificaciones a la Resolución CREG 071 de 2006 y a otras resoluciones. https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_101-66_2024.htm#0

[32] XM. (2025). Verificación ENFICC diciembre 2025. <https://www.xm.com.co/transacciones/cargo-por-confiabilidad/verificacion-de-energia-firme-0>

[33] UPME. (2025). Proyección de Demanda UPME (Revisión julio 2025).

[34] XM. (2025). Base de datos planeamiento de mediano plazo diciembre 2025 semana 52 Caso 1

[35] XM. (2025). Supuestos de expansión proyectos de generación planeamiento largo plazo diciembre 2025

[36] XM. (2025). Generación 2025. <https://sinergox.xm.com.co/oferta/Paginas/Historicos/Historicos.aspx>

[37] Congress of United States, 2005. Public Law 109-58 - Energy policy Act of 2005. Sec 925 y 1223. Pg 273-274, 361-362. [Online]. Disponible: <https://www.congress.gov/109/plaws/publ58/PLAW-109publ58.pdf>

[38] FERC. (2007). Order 890: Preventing Undue Discrimination and Preference in Transmission Service. <https://www.ferc.gov/sites/default/files/2020-06/orderno.890.pdf>

- [39] FERC. (2011). Transmission Planning and Cost Allocation by Transmission Owning and Operating Public Utilities. <https://www.ferc.gov/sites/default/files/2020-04/OrderNo.1000.pdf>
- [40] Welton. S (2015). Non-transmission alternatives. Harvard Environmental Law Review, 39(2), 457–513. <https://journals.law.harvard.edu/elr/wp-content/uploads/sites/79/2015/07/Welton-39-HELR-457.pdf>
- [41] FERC. (2008). *Order on rate incentives and compliance filings* (Orden E-22-11). [Online]. Disponible: https://www.ferc.gov/sites/default/files/2020-04/E-22_11.pdf
- [42] FERC. (2010). Order on Petition for Declaratory Order, Western Grid Development, LLC, 130 FERC ¶ 61,056. Docket No. EL10-19-000. Emitido el 21 de enero de 2010. [Online]. Disponible: https://www.ferc.gov/sites/default/files/2020-04/E-6_14.pdf
- [43] FERC. (2017). *Utilization of Electric Storage Resources for Multiple Services When Receiving Cost-Based Rate Recovery*. (158 FERC / 61,051, Docket No. PL17-2-000). <https://cms.ferc.gov/sites/default/files/whats-new/comm-meet/2017/011917/E-2.pdf>
- [44] CAISO. (2018a). Storage as a Transmission Asset: Enabling transmission connected storage assets providing regulated cost-of-service-based transmission service to also access other market revenue streams. Issue Paper. <https://www.caiso.com/Documents/IssuePaper-StorageasaTransmissionAsset.pdf>
- [45] CAISO. (2018b). Storage as a Transmission Asset: Enabling storage assets providing regulated cost-of-service based transmission service to access market revenues Straw Proposal May 18, 2018. <https://stakeholdercenter.caiso.com/StakeholderInitiatives/Storage-as-a-transmission-asset>
- [46] CAISO. (2018c). Storage as a Transmission Asset: Enabling storage assets providing regulated cost-of-servicebased transmission service to access market revenues Revised Straw Proposal August 15, 2018. <https://stakeholdercenter.caiso.com/StakeholderInitiatives/Storage-as-a-transmission-asset>
- [47] CAISO. (2018d). Storage as a Transmission Asset: Enabling storage assets providing regulated cost-of-servicebased transmission service to access market revenues Second Revised Straw Proposal October 16, 2018. <file:///D:/beca%20fabio%20chaparro/tesis/EEUU/CAISO/SecondRevisedStrawProposal-Storageas-TransmissionAssetoctubre%202018.pdf>
- [48] Twitchell, J. B., Barrows, S. E., Bhatnagar, D., & Mongird, K. (2022). *Enabling principles for dual participation by energy storage as a transmission and market asset* (Reporte No. PNNL-32196). Pacific Northwest National Laboratory. https://www.pnnl.gov/main/publications/external/technical_reports/PNNL-32196.pdf

[49] Midcontinent Independent System Operator. (2022, enero 27). *Using storage as a transmission asset to provide market services* [Presentación en PDF]. Market Subcommittee. [https://cdn.misoenergy.org/20220127%20MSC%20Item%2008%20Using%20Storage%20as%20a%20Transmission%20Asset%20to%20Provide%20Market%20Services%20\(IR088\)620995.pdf](https://cdn.misoenergy.org/20220127%20MSC%20Item%2008%20Using%20Storage%20as%20a%20Transmission%20Asset%20to%20Provide%20Market%20Services%20(IR088)620995.pdf)

[50] FERC. (2018). Order 841: Electric storage participation in markets operated by Regional Transmission Organizations and Independent System Operators (Order No. 841). Docket Nos. RM16-23-000; AD16-20-000. <https://www.ferc.gov/media/order-no-841>

[51] FERC. (2019b). *Electric storage participation in markets operated by regional transmission organizations and independent system operators* (Order No. 841-A, Docket Nos. RM16-23-001; AD16-20-001). 18 CFR Part 35. https://www.ferc.gov/sites/default/files/2020-06/E-1_15.pdf

[52] PJM. (2025). PJM Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations Revision: 136 Effective Date: October 1, 2025. <https://www.pjm.com/-/media/DotCom/documents/manuals/m11.pdf>

[53] CAISO. (2025a). 2024 Special Report on Battery Storage May 29, 2025. <https://www.caiso.com/documents/2024-special-report-on-battery-storage-may-29-2025.pdf>

[54] CAISO. (2025b). Business Practice Manual for Market Operations. Version 102. Revised: June 25, 2025. https://bpmcm.caiso.com/BPM%20Document%20Library/Market%20Operations/BPM_for_Market%20Operations_V102_Redline.pdf

[55] CAISO. (2025c). Fifth Replacement FERC Electric Tariff (Open Access Transmission Tariff) Effective as of August 6, 2025. <https://www.caiso.com/documents/conformed-tariff-as-of-aug-6-2025.pdf>

[56] PJM. (2018). Order No. 841 Compliance Filing ESR Markets and Operations Proposal (Docket No. ER19-469-000). <https://www.pjm.com/pjmfiles/directory/etariff/FercDockets/3872/20181203-er19-469-000%20.pdf>

[57] FERC. (2019a). Compliance filing to PJM for Order No. 841 (Docket No. ER19-469-000). <https://www.pjm.com/pjmfiles/directory/etariff/FercOrders/3860/20190401-er19-469-000.pdf>

[58] PJM. (2019b) PJM Interconnection L.L.C., Docket No. ER19-469-000 Response to April 1, 2019 Request for Additional Information. <https://www.pjm.com/pjmfiles/directory/etariff/FercDockets/4084/20190501-er19-469-001.pdf>

[59] FERC (2019c). Order on Compliance filing, institutin section 206 proceeding and stablishing paper hearing (Docket Nos. ER19-469-000, ER19-469-001, EL19-100-000). <https://www.pjm.com/pjmfiles/directory/etariff/FercOrders/4081/20191017-er19-469-000.pdf>

[60] PJM. (2019d). PJM Interconnection L.L.C., Docket No. ER19-469-003 60-Day Order No. 841 Compliance Filing of PJM Interconnection, L.L.C. <https://www.pjm.com/pjmfiles/directory/etariff/FercDockets/4328/20191216-er19-469-003.pdf>

[61] FERC. (2020b). Order on compliance filing PJM (Docket ER19-469-003). <https://www.pjm.com/pjmfiles/directory/etariff/FercOrders/4372/20200716-er19-469-003.pdf>

[62]. PJM. (2018): Order No. 841 Compliance Filing ESR Markets and Operations proposal pg 34-36. <https://www.pjm.com/pjmfiles/directory/etariff/FercDockets/3872/20181203-er19-469-000%20.pdf>

[63] XM. (2025). Informe de planeamiento operativo eléctrico de largo plazo Segundo Semestre 2025.

[64] CREG. (2021). Resolución CREG 143 de 202: *Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general, “Por la cual se establecen las reglas comerciales del Mercado de Energía Mayorista en el Sistema Interconectado Nacional, que hacen parte del Reglamento de Operación”*. https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0143_2021.htm

[65] XM. (2025). Máximo Precio de Oferta 2025. <https://sinergox.xm.com.co/trpr/Paginas/Historicos/Historicos.aspx>

[66] XM. (2025). Precio de Reconciliación positiva por área. <https://sinergox.xm.com.co/restric/Paginas/PrecioReconciliacionPositivaArea.aspx>

[67] LAZARD. (2025). Levelized cost of energy+ June 2025. <https://www.lazard.com/media/eijnqja3/lazards-lcoeplus-june-2025.pdf>

[68] XM. (2025). Comportamiento diario del precio promedio ponderado de Bolsa Nacional y el precio de escasez de activación. <https://sinergox.xm.com.co/trpr/Paginas/Informes/PrecioPromedioPB.aspx>

[69] XM. (2025). Precio de oferta por combustible. <https://sinergox.xm.com.co/trpr/Paginas/Informes/PrecioOfertaCombustible.aspx>

[70] XM. (2025). Generación de seguridad 2025. <https://sinergox.xm.com.co/oferta/Paginas/Historicos/Historicos.aspx>

[71] XM. (2025). Generación 2024.
<https://sinergox.xm.com.co/oferta/Paginas/Historicos/Historicos.aspx>

[72] PSR. (2009). Manual SDDP.

[73] XM. (2025). Publicación de los resultados de la subasta de reconfiguración de compra 2026-2027.

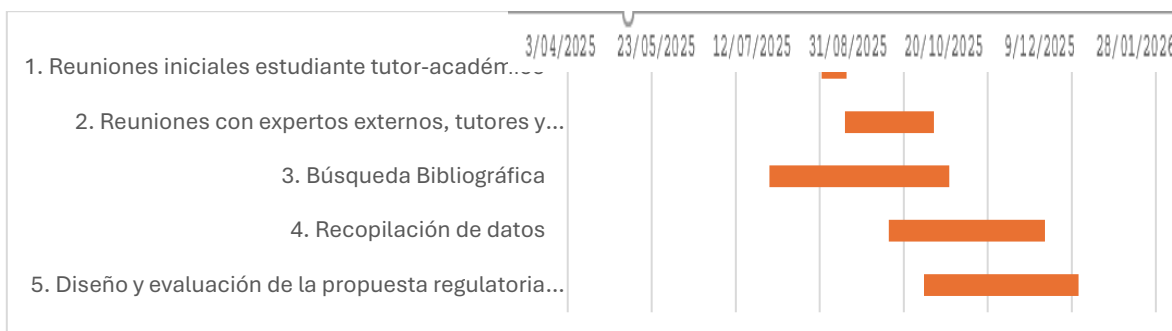
[74] Gutiérrez Gómez, A., León Candela, R. A., & Garcia Rendon, J. (2023). Energy storage for the provision of a secondary frequency control service: Evidence in the Colombian market. *The Electricity Journal*, *36*, 107329. <https://doi.org/10.1016/j.tej.2023.107329>

9. Apéndice A. Planificación temporal y presupuesto

El desarrollo de este trabajo involucró a tres personas: la alumna, el tutor académico y el tutor de la empresa. El valor de la beca otorgada por la empresa incluye todos los conceptos relacionados con la mano de obra de la estudiante y su sostenimiento, así como, el paquete de Microsoft office, transporte, pago de la compañía telefónica por la conexión WIFI, el gasto energético por iluminación, calefacción y uso del ordenador y el pequeño material de oficina.

Tabla A-9-1 Presupuesto del proyecto discriminado por conceptos

Concepto	Descripción	Costo Unitario €/Unid	Unidades	Unidad de Medida	Precio €
Mano de obra estudiante y gastos asociados al proyecto	Pago Beca	2.000 €	7	meses	14.000 €
Mano de obra tutor académico (UPM)	Dedicación del profesor durante 50 horas al proyecto	45 €	50	horas	2.250 €
Mano de obra tutor empresa (GEB)	Dedicación del profesor durante 50 horas al proyecto	45 €	50	horas	2.250 €
				Total	18.500,00 €



10. Apéndice B. Contribución a los objetivos de Desarrollo Sostenible

La propuesta regulatoria diseñada en este trabajo responde a 3 objetivos de desarrollo sostenible.

En primer lugar, la propuesta regulatoria contribuye al objetivo sostenible 7 “*garantizar el acceso a una energía limpia y asequible, clave para el desarrollo de la agricultura, las empresas, las comunicaciones, la educación, la sanidad y el transporte*”, específicamente en lo relacionado con las metas correspondientes a *garantizar el acceso universal a servicios energéticos asequibles, fiables y modernos*, así como, *aumentar considerablemente la proporción de energía renovable en el conjunto de fuentes energéticas*.

Como se ha discutido a lo largo de este trabajo, la incorporación adecuada de almacenamiento no hidráulico en el sector eléctrico colombiano contribuye a una mayor competencia en el mercado de corto plazo y de servicios complementarios, así como, a la reducción de los costos de congestión. En este sentido, la propuesta regulatoria contribuye a la accesibilidad del servicio de energía eléctrica que, a su vez, es un servicio básico.

Adicionalmente, dado que permite aumentar la firmeza de la generación variable brindando un respaldo para las horas de mayor demanda de energía eléctrica, esta propuesta regulatoria también contribuye a contar con un servicio energético y servicio básico fiable (asociado a la meta 11.1 del objetivo de *lograr que las ciudades y los asentamientos humanos sean inclusivos, seguros, resilientes y sostenibles*, en la medida que aporta a servicio básico).

Dicho respaldo a la generación variable también contribuye a aumentar la proporción de energía renovable en el conjunto de fuentes energéticas (objetivo 7.2.) toda vez que le permite enfrentar el desafío de las limitaciones de entrega de energía a la red mediante almacenamiento no hidráulico y aumenta la capacidad del sistema de aumentar la participación de energía renovables sin disminuir la seguridad y confiabilidad del servicio.

Finalmente, esta propuesta que busca incorporar el almacenamiento no hidráulico al sector eléctrico colombiano en un entorno de competencia simétrica y de mercado, ayuda a fortalecer la resiliencia y capacidad de adaptación a los riesgos relacionados con el clima como lo pueden ser las sequías más extremas.

En la figura 10.1, se muestra un esquema que resume el aporte de la propuesta regulatoria diseñada en este trabajo a los Objetivos de Desarrollo Sostenible.

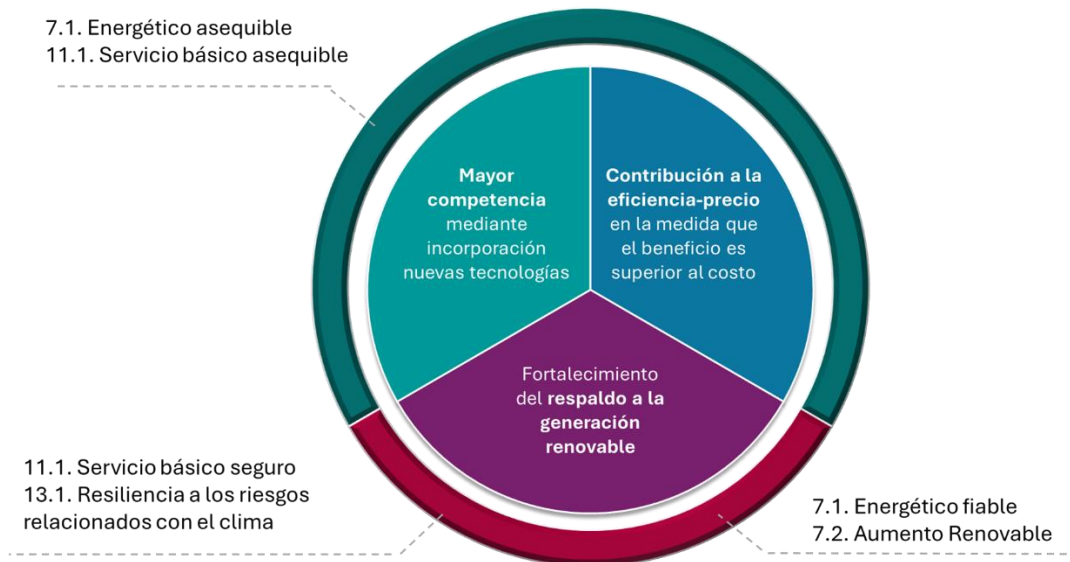


Figura 10.1 Contribución a los objetivos de desarrollo sostenible

11. Apéndice C. Glosario

11.1. Sistemas de almacenamiento

Sistema de almacenamiento de energía eléctrica con baterías, SAEB: es la instalación de grupos de baterías, con sus correspondientes equipos de conexión, corte, control y protección, que se utiliza para el almacenamiento temporal de energía eléctrica y su posterior entrega al sistema. También hacen parte la interfaz electrónica y el (los) sistema(s) de medición requerido(s). (CREG, 2025) [11]

SAEB independiente: SAEB instalado en el SIN que no comparte activos de conexión con alguna planta y/o unidad de generación y tiene frontera de generación exclusiva asociada al SAEB. (CREG, 2025) [11]

Recurso de generación híbrido: Se refiere a una planta y/o unidad de generación que en sus instalaciones contiene un SAEB y su conjunto (*planta y/o unidad de generación - SAEB*) tiene asociado una única frontera de generación. (CREG, 2025) [11]

Sistema de Almacenamiento No Hidráulico: Además de los Sistemas de Almacenamiento con baterías SAEB, el almacenamiento no hidráulico incluye otro tipos de tecnología de almacenamiento como lo son: Volantes de inercia⁷⁸(Donoso, 2020) [76], almacenamiento de energía mediante aire comprimido CAES⁷⁹ [35], almacenamiento de energía mediante aire líquido LAES⁸⁰ (Chen et al. 2022) [77], almacenamiento gravitacional⁸¹ [35], almacenamiento térmico⁸², supercondensadores⁸³, bobinas superconductores SMES⁸⁴ y almacenamiento mediante hidrógeno (MITECO, 2021)[78]

⁷⁸ Dispositivos mecánicos que almacenan energía en forma de energía cinética mediante el giro de un rotor o volante [76]

⁷⁹ El aire se comprime y almacena en grandes cavidades subterráneas. Cuando se necesita energía, el aire se expande, accionando una turbina [35].

⁸⁰ La electricidad se utiliza para comprimir el aire ambiente en etapas sucesivas. El aire comprimido pasa a través de un intercambiador de calor denominado "Cold Box", donde cede su calor al fluido refrigerante del sistema de almacenamiento en frío (generalmente una salmuera o nitrógeno líquido). Este proceso enfría el aire hasta convertirlo en un líquido subenfriado. El aire líquido subenfriado puede expandirse en una crioturbina para reducir su presión hasta valores cercanos a la presión atmosférica. En esta expansión, parte del aire líquido se evapora debido al enfriamiento adiabático. [77]

⁸¹ Los bloques de almacenamiento se elevan a una altura específica; cuando la demanda de energía eléctrica aumenta, los bloques descienden de manera controlada, liberando su energía potencial almacenada, que se convierte en energía eléctrica mediante generadores conectados a sistemas de poleas o grúas. [35]

⁸² Durante la carga se aplica energía (termosolar) para hacer circular la sal líquida del cool tank al hot tank y se almacena la sal caliente (líquida) en el hot tank. En la Descarga, La sal caliente circula por un intercambiador de calor y transfiere su calor a un fluido que alimenta un generador de energía o da calor a un proceso industrial [35]

⁸³ Almacenan energía en un campo eléctrico. [35]

⁸⁴ Usan superconductividad para almacenar energía en un campo magnético [35]

11.2. Servicios complementarios

Servicios complementarios: Los servicios complementarios incluyen, servicios de control de tensión como el servicio de energía reactiva, servicios de arranque autónomo o Black Start y servicios de balance. Esta última categoría tiene el objetivo de mantener la frecuencia del sistema en el rango de 59,8-60,2 HZ e incluye (CREG, 2019) [81]:

- Regulación rápida de frecuencia
- Regulación primaria de frecuencia: Respuesta en un lapso de 0 a 10 segundos y variación sostenible al menos durante los siguientes 30 segundos
- Regulación Secundaria de Frecuencia: Respuesta en un lapso de 30 segundos y variación sostenible al menos durante los siguientes 30 minutos
- Reserva operativa: Diferencia entre la suma de las capacidades disponibles y la suma de la generación programada de las mismas en la hora considerada. Incluye la reserva rodante que es la parte de la reserva operativa ubicada en plantas que están operando y puedan responder a cambios de generación en períodos de hasta 30 segundos.
- Reserva fría

Este trabajo se concentra en la regulación secundaria de frecuencia que es el único servicio complementario que actualmente tiene un mercado en Colombia, no obstante, en algunos mercados existe subasta de servicios complementarios incluyendo reserva, reactiva y Black Start (UKRENERGO, 2025) [82]

En relación con la Regulación Secundaria de Frecuencia, además de los requisitos y funcionamiento explicados en este trabajo, desde el punto de vista comercial, Cada generador despachado centralmente es responsable comercialmente de contribuir con una potencia en giro, proporcional a la potencia despachada en cada hora (Holgura). En este sentido, el AGC se asigna mediante mercado como se explicó en el capítulo 3 y cada generador paga el concepto de responsabilidad comercial que se calcula como la generación programa de la planta despachada centralmente multiplicada por la proporción del AGC total respecto la generación programada total. (CREG, 2000) [83]

Holgura: Todo generador despachado centralmente es responsable comercialmente de contribuir con una potencia en giro, que será proporcional a la potencia despachada en cada hora. La proporción de la potencia en giro se denomina Holgura (H%) y es igual, en porcentaje, para todas las plantas y/o unidades de generación despachadas centralmente en la hora correspondiente. (CREG, 2000) [83]

11.3. Restricciones y reconciliaciones

El costo unitario de las restricciones corresponde al agregado del costo de reconciliación positiva por generaciones de seguridad fuera de mérito (CREG 63 de 2000) el costo por el servicio AGC (CREG 64 de 2000), restándole el recaudo por reconciliación negativa, que pagan los generadores desplazados en el despacho real por generaciones de seguridad fuera de mérito o por redespachos (CREG 63 de 2000), y la responsabilidad comercial que es el pago que asume cada generador despachado centralmente por el servicio de AGC. A continuación, se definen los diferentes conceptos asociados que se consideran relevantes para el mejor entendimiento de lo expuesto en este documento:

- **Costos de reconciliación positiva por generaciones de seguridad:** Costos asociados con generaciones de seguridad fuera de mérito. (CREG, 2000) [31]
- **Costos de reconciliación negativa:** Costos asociados con generaciones desplazadas en el despacho real por Generaciones de Seguridad Fuera de Mérito o por Redespachos. (CREG, 2000) [31]. El precio de Reconciliación Negativa corresponde al valor a devolver por el agente generador cuya generación ideal es superior a su generación real. (CREG, 2001) [29]
- **Generación de Seguridad:** Generación forzada requerida para suplir las Restricciones Eléctricas u Operativas del SIN. (CREG, 2000) [31]
- **Generación de Seguridad Fuera de Mérito:** Generación forzada requerida para suplir las Restricciones Eléctricas u Operativas del SIN, cuyo precio de oferta es superior al precio de bolsa. (CREG, 2000) [31]
- **Reconciliación positiva por servicio AGC:** Las plantas y/o unidades de generación a las que se les haya asignado el Servicio de AGC serán objeto de reconciliación, con independencia de que su precio de oferta resulte o no en mérito. El esquema de Reconciliación aplicable a cada planta y/o unidad de generación con asignación de AGC, reconoce tanto la disponibilidad de holgura AGC como la holgura efectivamente usada en el día de operación (CREG, 2000) [83]. En la figura 3.6. se presenta la forma de remuneración del servicio AGC, la cual constituye la reconciliación positiva por el servicio AGC
- **Restricciones:** Limitaciones que se presentan en la operación del SIN, que tienen su origen en la capacidad de la infraestructura eléctrica asociada (Activos de Uso, Activos de Conexión o Interconexiones Internacionales), o en la aplicación de criterios de seguridad y confiabilidad en el suministro de electricidad. Las restricciones se clasifican según su naturaleza en Eléctricas (Limitación en el equipamiento del SIN, o de las Interconexiones Internacionales) y Operativas⁸⁵ (CREG, 2000) [31]
- **Despacho Ideal:** Es la programación de generación que se realiza a posteriori por el Sistema de Intercambios Comerciales (SIC), en la cual se atiende la demanda

⁸⁵ Exigencia operativa del sistema eléctrico para garantizar la seguridad en Subáreas o Áreas Operativas, los criterios de calidad y confiabilidad, la estabilidad de tensión, la estabilidad electromecánica, los requerimientos de compensación reactiva y de regulación de frecuencia del SIN

real con la disponibilidad real de las plantas de generación. Este despacho se realiza sin considerar la red de transporte. (CREG, 2009) [30]

- **Despacho programado:** Es el programa de generación que realiza el Centro Nacional de Despacho (CND), denominado Redespacho en el Código de Redes, para atender una predicción de demanda y sujeto a las restricciones del sistema. (CREG, 2009) [30]
- **Despacho real:** Es el programa de generación realmente efectuado por los generadores, el cual se determina con base en las mediciones en las fronteras de los generadores. (CREG, 2009) [30]. En este trabajo se asume que el despacho programado es igual al despacho real.

11.4. Cargo por Confiabilidad

A continuación, se comparten las definiciones del esquema del Cargo por Confiabilidad más relevantes para el mejor entendimiento de este trabajo. Estas definiciones se encuentran en la Resolución CREG 71 de 2006 y modificaciones [37][38]:

- **Cargo por Confiabilidad:** Remuneración que se paga a un generador por la disponibilidad de activos de generación con las características, que garantiza el cumplimiento de la Obligación de Energía Firme que le fue asignada en una Subasta. Esta energía es la que puede comprometerse para garantizar a los usuarios la confiabilidad en la prestación del servicio de energía eléctrica bajo condiciones críticas.
- **Cargo por Confiabilidad no despachadas centralmente:** Las plantas deben producir un ENFICC diaria cuando al menos durante una de las horas del día se presenten condiciones críticas, de lo contrario, deberán pagar el CERE por el faltante. Estas reciben el cargo por confiabilidad por sus ventas en contratos ya que solo recaudan el Cargo por Confiabilidad por sus ventas de energía en bolsa.
- **Condiciones críticas:** Situación que presenta el mercado mayorista de energía cuando el precio de bolsa es mayor a algunos de los precios escasez.
- **Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad (ENFICC):** Es la máxima energía eléctrica que es capaz de entregar una planta de generación continuamente, en condiciones de baja hidrología, en un período de un año.⁸⁶
- **ENFICC base de la hidráulica:** Corresponder a aquella generación que es capaz de entregar la planta en la condición del 100% PSS
- **Energía firme incremental:** ENFICC hidráulica superior a la ENFICC base
- **Grupos de plantas con precios variables superiores (PCVS):** Plantas que respaldan sus OEF con combustibles líquidos, mezclas de combustibles líquidos o gas combustible

⁸⁶ Al respecto es importante resaltar que la metodología de cálculo de la energía firme de las plantas solares y eólicas no esta calculada en función de la baja hidrología sino con el fin de que esté disponibles en cualquier momento que se presenta una condición crítica.

- **Grupos de plantas con precios variables inferiores (PCVI):** Plantas que respaldan sus OEF con recursos renovables o carbón en más del 50%.
- **Mercado Secundario de Energía Firme:** Mecanismo donde los generadores con déficit de energía firme para cumplir su OEF compran ENFICC a otros generadores.
- **Obligaciones de Energía Firme (OEF):** Vínculo resultante de la Subasta o de la asignación administrada que impone a un generador el deber de generar, de acuerdo con el despacho ideal, una cantidad diaria de energía durante el Período de Vigencia de la Obligación, cuando el Precio de Bolsa supere el Precio de Escasez asociado a la obligación asignada.
- **Período de vigencia de la obligación:** Período de tiempo durante el cual un agente generador queda vinculado al cumplimiento de su Obligación de Energía Firme.
- **Precio de Escasez de activación:** Es el valor del precio de escasez asociado a las OEF asignadas. A partir de este valor se hacen efectivas la OEF asignadas.
- **Subasta de reconfiguración:** Proceso de compra o venta de Obligaciones de Energía Firme mediante un mecanismo de subasta de sobre cerrado.
- **Valor de la Desviación de la OEF horaria:** Cuando la generación ideal de la planta es mayor a la OEF diaria, se reconoce el valor de desviación de la OEF horaria que corresponde a la diferencia entre la generación ideal de la hora y la OEF de la hora multiplicada por la diferencia entre el precio de Bolsa y el Precio de transacciones en Bolsa (precio techo cuando el precio de Bolsa supera el precio de escasez)

11.5. Mercado Mayorista Estados Unidos

Independent System Operator (ISO) y Regional Transmission Organization (RTO): El ISO es un agente independiente totalmente que gestiona la red de transmisión y coordina las operaciones del mercado mayorista que le corresponda de forma neutral, es decir, no son propietarios de recursos de generación ni participantes en el mercado mayorista (FERC, 1996). [79] Más adelante, mediante la order 2000, la FERC fomentó la creación de las RTO para administrar la red de transporte a nivel regional en América del Norte.

Posteriormente, en la Orden n.º 2000, la Comisión fomentó la creación voluntaria de Organizaciones Regionales de Transporte (RTO) para administrar la red de transporte a nivel regional en toda América del Norte (incluido Canadá). (FERC,2025) [80]. En la figura 11.2 se muestra un mapa con los diferentes ISOs y RTOs de Estados Unidos, en este trabajo se estudió PJM, MISO y CAISO.

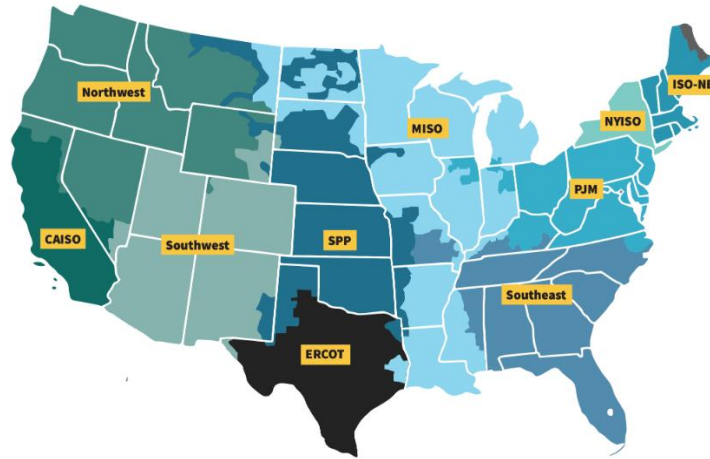


Figura 11.1 Panorama de ISOs y RTOs en Estados Unidos. Fuente: FERC, 2025.[80]

12. Anexo 1 – Código y parámetros utilizados en la optimización

El código y los datos insumos, así como el manual del usuario se encuentran en el siguiente repositorio de github:

https://github.com/dianaorregovega-droid/despacho_24hr.git



POLITÉCNICA

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS INDUSTRIALES
UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE MADRID

José Gutiérrez Abascal, 2. 28006 Madrid
Tel.: 91 336 3060
info.industriales@upm.es

www.industriales.upm.es