

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS - CREG

EVALUACIÓN DE LA PARTICIPACIÓN DE SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL MEM

INFORME 3

DOCUMENTO IEB 1037-22-02

REVISIÓN 0



Medellín, diciembre de 2022

Medellín

Cll. 8B No. 65-191 C.E Puerto Seco. OF. 331

+57 (4) 604 32 72  propuestas@ieb.co

Colombia: Medellín | Bogotá | Barranquilla | Cartagena

USA - Houston | Perú - Lima | Chile - Santiago | Guatemala - Ciudad de Guatemala

www.ieb.co

CONTROL DE DISTRIBUCIÓN

Copias de este documento han sido entregadas a:

Nombre	Dependencia	Empresa	Copias
José David Arias	CREG	COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS - CREG	1
	<u>Servidor</u>	Ingeniería Especializada S.A.	1

Las observaciones que resulten de su revisión y aplicación deben ser informadas a IEB S.A.

CONTROL DE REVISIONES

Revisión	Fecha	Descripción	Elaboró	Revisó	Aprobó
0	12/12/2022	Emisión Inicial	JAB/MCF	JAB	JAB

Participaron en la elaboración de este informe:

Sigla	Nombre
JAB	Jaime Alberto Blandón
MCP	Miguel Cipolla Ficarra

TABLA DE CONTENIDO

1	OBJETIVO.....	6
2	INTRODUCCIÓN.....	6
3	TECNOLOGÍA SELECCIONADA	6
4	EXPERIENCIAS INTERNACIONALES.....	7
4.1	ESTADOS UNIDOS.....	7
4.2	AUSTRALIA.....	11
4.3	REINO UNIDO.....	13
4.4	ALEMANIA	13
4.5	CHILE.....	15
5	MARCO REGULATORIO ACTUAL APLICABLE A LOS SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA CON BATERÍAS – SAEB.....	16
5.1	SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA SAEB	17
5.2	DESPACHO	18
5.3	RESTRICCIONES	18
5.4	REGULACIÓN DE FRECUENCIA	19
5.5	CARGO POR CONFIABILIDAD.....	19
6	ASPECTOS TÉCNICOS GENERALES	20
6.1	SAEB SEGÚN LA ACTIVIDAD DE LA CADENA DONDE SE UBICAN.....	20
6.2	PARTICIPACIÓN COMO RECURSO DE GENERACIÓN.....	21
6.3	PARTICIPACIÓN PRESTANDO SERVICIOS COMPLEMENTARIOS.....	24
6.4	DEFINICIÓN DEL ESQUEMA DE NEGOCIO.....	26
7	REMUNERACIÓN	27
7.1	MERCADO SPOT Y CONTRATOS	29
7.2	RESTRICCIONES	31
7.3	CARGO POR CONFIABILIDAD.....	32
7.4	REGULACIÓN DE FRECUENCIA	37
7.5	ACTIVO DE ALMACENAMIENTO	37
8	CAMBIOS REGULATORIOS.....	38
8.1	MODIFICACIÓN DE LA OFERTA.....	38
8.2	MODIFICACIÓN DESPACHO	38
8.3	MERCADO INTRADIARIO (CREG 143 DE 2021)	39
8.4	REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA	39
9	ANÁLISIS DE VIABILIDAD DE LOS SAEB.....	40

9.1	PRECIOS DE COMPRA Y VENTA DE ENERGÍA	40
9.2	PRECIOS HORARIOS MERCADO SPOT	41
9.2.1	ELASTICIDAD CON LA DEMANDA	42
9.3	RESTRICCIONES	43
9.4	SUBASTA DE SOLUCIÓN DE RESTRICCIONES.....	46
9.5	CARGO POR CONFIABILIDAD.....	46
9.6	MERCADO PARA LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO DE CONFIABILIDAD	47
9.7	LEY 2099 DE 2021	47
9.7.1	OTRAS OPORTUNIDADES	50
10	VALORACIÓN FINANCIERA	50
10.1	CONSIDERACIONES Y SUPUESTOS GENERALES	50
10.2	TASA DE RENTABILIDAD DEL NEGOCIO	51
10.3	INVERSIÓN.....	52
10.4	INGRESOS.....	53
10.5	EGRESOS.....	53
10.5.1	COSTOS OPERATIVOS	53
10.5.2	DEPRECIACIÓN	53
10.5.3	IMPUESTOS	53
10.5.4	INTERESES	53
10.6	CÁLCULOS FINANCIEROS.....	53
10.7	RESULTADOS FINANCIEROS	54
11	PROPUESTA COMO REMUNERACIÓN REGULADA.....	55
12	OTRAS OPORTUNIDADES.....	56
12.1	BATERÍAS MOVILES	56
12.2	PARA PLANTAS MENORES CON PICOS DE GENERACIÓN EXCEDENTE ...	57
12.3	PLANTAS DE COGENERACIÓN O AUTOGENERACIÓN	57
13	CONCLUSIONES	59
14	RECOMENDACIONES	60
15	BIBLIOGRAFÍA	62

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.	Operadores del Sistema Eléctrico de Estados Unidos	7
Figura 2.	Resumen marco regulatorio almacenamiento FERC	11
Figura 3.	Generación anual por tipo de fuente 2020-2021 [5]	12
Figura 4.	Posibilidades de participación en el proyecto.....	26

Figura 5. Opciones remuneración baterías	28
Figura 6. Remuneración plantas de generación.....	29
Figura 7. Cargo por Confiabilidad	33
Figura 8. Energía a Subasta	34
Figura 9. Energía firme para el Cargo por Confiabilidad (ENFICC)	35
Figura 10. Anillos de Confiabilidad del Cargo	36
Figura 11. Demanda Desconectable Voluntariamente (DDV)	36
Figura 12. Precios de Compra y Venta de energía.	40
Figura 13. Efecto de la carga y descarga de las baterías en el precio	43
Figura 14. Elasticidad de la demanda	43
Figura 15. Esquema beneficios ley 1715 de 2014.....	48

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Restricciones en la integración vertical entre las actividades	21
Tabla 2. Remuneración baterías	28
Tabla 3. Casos de estudio para las restricciones	45
Tabla 4. Importancia del criterio de viabilidad dentro del esquema	45
Tabla 5. Resumen resultados Financieros por alternativa.....	54

1 OBJETIVO

Evaluar la aplicación y utilización práctica de los diferentes sistemas de almacenamiento de energía identificados en el informe 2 IEB 1037-22-01 ANÁLISIS DE LA UTILIZACIÓN DE DIFERENTES TIPOS SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA que sean viables de implementar, según sus características particulares, como parte de los productos y servicios ofrecidos en el Mercado de Energía Mayorista.

2 INTRODUCCIÓN

En el presente informe, se presenta la selección de la mejor tecnología aplicable en Colombia, la cual fue evaluada en el informe IEB 1037-22-01, además, se presenta un análisis de esta en las diferentes aplicaciones de la cadena de energía, donde se presentan análisis técnicos, regulatorios y de remuneración del sistema de almacenamiento.

Por otra parte, se presentan algunos cambios regulatorios que se tendrían que tener en cuenta a la hora de integrar los sistemas de almacenamiento al MEM colombiano.

Por último, se dan recomendaciones sobre la participación de los sistemas de almacenamiento y cuál es la mejor opción para el sistema y para el inversionista.

3 TECNOLOGÍA SELECCIONADA

Luego de evaluar las tecnologías en el informe IEB 1037-22-01, las cuales fueron valoradas teniendo en cuenta las siguientes características:

- Eficiencia
- Madurez tecnológica
- Estado del arte (Experiencias Internacionales)
- Costos de Inversión y de AOM
- Flexibilidad operativa de la tecnología

Se selecciona la tecnología mediante un Sistema de Almacenamiento de energía con Baterías – SAEB, las cuales presentan una eficiencia alta (aproximadamente 90 – 98%), teniendo una madurez tecnológica dominante, gracias a los estudios de diferentes universidades y entidades, son la tecnología más usada en los diferentes países del mundo, por otro lado, aunque presenta grandes costos de inversión, a futuro sus costos operativos son inferiores a las demás tecnologías y por último un punto importante es que los SAEB presentan gran flexibilidad en la prestación de servicios tanto desde el punto de vista de potencia como de energía.

4 EXPERIENCIAS INTERNACIONALES

Los gobiernos, las empresas de servicios públicos, los reguladores y otras partes interesadas en la electricidad están todos interesados en el papel de los Sistemas de Almacenamiento de Energía, para proporcionar soluciones en futuros sistemas de energía en evolución debido a su versatilidad en el suministro de energía y capacidad energética.

A medida que las políticas, el mercado de la electricidad y los marcos regulatorios evolucionan constantemente, también lo hacen estos sistemas, por lo que se debe estar en constante estudio.

En consecuencia, si bien un análisis en profundidad de los mercados de electricidad y las estructuras regulatorias está más allá del alcance de esta revisión a continuación se presenta las principales políticas, los problemas regulatorios y de diseño del mercado de electricidad que limitan el uso de los Sistemas de Almacenamiento de Energía.

4.1 ESTADOS UNIDOS

En la actualidad, existen 10 grandes operadores del sistema que cubren la demanda de energía eléctrica en todo el territorio estadounidense. Estas empresas de servicios públicos son responsables de las operaciones y la administración del sistema y, por lo general, de proporcionar energía a los consumidores minoristas.



Figura 1. Operadores del Sistema Eléctrico de Estados Unidos

La Comisión Reguladora de Energía Federal, o FERC, es una agencia estadounidense independiente que regula la transmisión interestatal de electricidad, gas natural y petróleo. Tiene como funciones regular la transmisión y venta al por mayor de energía eléctrica en el comercio interestatal, revisar la solicitud de aplazamiento para proyectos de transmisión eléctrica en circunstancias limitadas, autoriza e inspecciona proyectos hidroeléctricos,

supervisa e investiga los mercados energéticos, protege la confiabilidad del sistema de transmisión interestatal [1].

La Comisión Reguladora de Energía Federal (FERC) ha sido proactiva en la promoción del almacenamiento de energía dentro de su jurisdicción.

En el mercado mayorista los Operadores Independientes del Sistema ISO y LA Organización Regional de Transmisión RTO son organizaciones sin fines de lucro, independientes y reguladas por el gobierno federal que garantizan la confiabilidad y optimizan las ofertas de suministro y demanda de energía eléctrica al por mayor [2].

De acuerdo a un informe preparado por la Administración de Información Energética (EIA) de EE. UU., donde se presenta una actualización de las tendencias del Mercado Almacenamiento de baterías en los Estados Unidos se menciona que las acciones recientes de FERC, así como de ISO y RTO, han comenzado a abrir un camino para que el almacenamiento participe en mercados individuales [3].

Un ejemplo notable de esta tendencia es Orden FERC 755, emitido en 2011, que requiere que los mercados ISO y RTO compensen los recursos que pueden proporcionar una regulación de frecuencia de rampa más rápida. Como resultado de la Orden 755, PJM dividió su mercado de regulación de frecuencia en un servicio de rampa rápida y un servicio de rampa más lenta. A finales de 2015, más de 180 MW de capacidad de almacenamiento de energía de batería a gran escala se habían puesto en funcionamiento en el territorio de PJM.

Sin embargo, en 2015, PJM comenzó a observar problemas operativos, incluidos ciclos excesivos de grandes unidades de generación de energía, como plantas hidroeléctricas y turbinas de combustión, que resultaron de la dependencia excesiva de las limitaciones de duración del servicio de regulación de rampa rápida. El servicio de rampa rápida consta principalmente de recursos con restricciones de duración, como las baterías, a diferencia del servicio de rampa más lenta, que generalmente consta de recursos que podrían funcionar durante mucho más tiempo, pero tardan más en conectarse. Por lo tanto, PJM cambió sus señales de regulación de frecuencia para disminuir su proporción de recursos de rampa rápida a rampa lenta, lo que retrasó las instalaciones de almacenamiento de baterías a gran escala en la región.

Otros operadores del sistema también han implementado cambios relevantes en las reglas del mercado. Algunos han desarrollado clases de activos únicos para el almacenamiento que les permiten ser tratados de manera diferente a otras tecnologías de generación. Luego, los operadores del sistema pueden especificar modelos de participación para estas nuevas clases de activos, lo que permite que una instalación sirva y genere ingresos de varios mercados. Algunos operadores han reducido los requisitos de tamaño mínimo, lo que permite que las instalaciones de almacenamiento de energía relativamente más pequeñas generen ingresos.

Aunque estas reglas impulsaron el despliegue del almacenamiento de energía a diferentes niveles en estas regiones, la participación en el almacenamiento de energía ha sido inconsistente en cada mercado.

En febrero de 2018, la FERC emitió la Orden No. 841, que requería que los operadores del sistema eliminaran las barreras a los recursos de almacenamiento eléctrico para participar en los mercados de capacidad, energía y servicios auxiliares. Se requirió que cada ISO y RTO bajo la jurisdicción de FERC revisara su tarifa para incluir reglas de mercado que reconozcan las características físicas y operativas de los recursos de almacenamiento eléctrico e implementar las revisiones después de que FERC las apruebe. Hasta marzo de 2021, la FERC había aprobado los cambios realizados por todos los ISO y RTO, pero varios RTO, incluidos MISO, ISO-NE y SPP, todavía están trabajando para implementar los cambios aprobados [3].

En noviembre de 2020, la FERC aprobó Orden No. 2222, que requiere que los RTO y los ISO creen mecanismos financieros para que los recursos de energía distribuida (DER) compitan para proporcionar servicios normalmente reservados para sistemas a gran escala. Los DER son sistemas de pequeña escala ubicados cerca de la carga de energía. Suelen estar conectados a la red de distribución y ayudan a disminuir la carga en la red de transmisión. Este requisito podría permitir un despliegue más económico de sistemas de almacenamiento de baterías a pequeña escala, que potencialmente podrían conectarse a través de centrales eléctricas virtuales.

Además de las actividades de la FERC descritas anteriormente, las políticas federales relacionadas con el almacenamiento de energía han sido limitadas. Una excepción es el Crédito fiscal por inversión (ITC), que es un crédito a la obligación del impuesto sobre la renta proporcional a los gastos de capital originalmente destinados a ciertas tecnologías de energía renovable, incluidas la solar y la eólica. El almacenamiento de energía instalado en una instalación solar o eólica puede considerarse parte de la propiedad energética de la instalación y puede recibir una parte del crédito fiscal, dado que al menos el 75% de la energía utilizada para cargar la batería proviene de la ubicación compartida. activo renovable.

La mayoría de las acciones de política relacionadas con el almacenamiento de energía se han realizado a nivel estatal e incluyen el establecimiento de requisitos de adquisición, el establecimiento de incentivos y la exigencia de que el almacenamiento se incorpore a los mecanismos de planificación a largo plazo.

Durante el año, la FERC aclaró que la Orden 841 no impide que los ESR continúen participando en los programas de respuesta a la demanda. Esto se estableció en una orden de septiembre de 2020, en la que la FERC se puso del lado de la Agencia de Energía Municipal del Este de Carolina del Norte (NCEMPA) para utilizar el almacenamiento de energía como respuesta a la demanda en virtud del Acuerdo de compra de energía de requisitos completos (FRPPA) entre NCEMPA y Duke Energy Progress LLC.

En mayo de 2021, la FERC rechazó una solicitud del Operador del Sistema Independiente de Midcontinent (MISO) para extender el plazo de cumplimiento del operador de la red para la Orden 841 por tres años, para integrar mejor el almacenamiento de energía en el mercado de la electricidad. FERC comentó que MISO no ha demostrado impactos potenciales en la confiabilidad que justifiquen una mayor demora. Por lo tanto, la decisión conserva la fecha de cumplimiento de MISO el 6 de junio de 2022. Esta fue en sí misma una fecha diferida, aprobada por la FERC en noviembre de 2019 a pedido de MISO, para adaptarse a otras mejoras importantes del mercado y la confiabilidad. En un desarrollo separado, en agosto de 2020, FERC aprobó la propuesta de MISO, que permite que los ESR se seleccionen como "activos de almacenamiento como transmisión solamente" (SATO) como parte de los planes anuales de expansión de la red del operador de la red.

Mientras tanto, en abril de 2021, FERC rechazó una propuesta de PJM Interconnection (PJM) para permitir que los recursos de almacenamiento y energía renovable participen más plenamente en su mercado de capacidad, luego de concluir que una disposición clave beneficiaría algunos recursos existentes sobre los nuevos participantes del mercado. Encontró que la propuesta de establecer valores mínimos de piso basados en el año de la cohorte descontaría injusta e irrazonablemente la capacidad de los recursos de capacidad de carga efectiva (ELCC) que ingresan al mercado en una fecha posterior. Sin embargo, reiteró que el esfuerzo del operador de la red para asignar valores de capacidad precisos a los recursos energéticos variables mediante el desarrollo de un marco más amplio parece ser un enfoque justo y razonable. En cuestión estaba un esfuerzo de larga duración por parte de PJM para acomodar más recursos de energía renovable y desarrollar reglas consistentes con la Orden 841.

En otro desarrollo, en octubre de 2020, la FERC emitió la Orden 2222 que allana el camino para que los recursos energéticos distribuidos agregados (DER), como paneles solares e instalaciones de baterías a pequeña escala, participen en los mercados mayoristas de energía. Esta Orden requiere que los operadores de red dentro de la jurisdicción de la FERC desarrollen reglas para incluir DER agregados en sus modelos de participación en el mercado para julio de 2021. Se espera que surjan alrededor de 65 GW de capacidad DER en los próximos cuatro años. Es probable que la Orden acelere la transformación de la red eléctrica de EE. UU. al mejorar la flexibilidad y la confiabilidad de la red.

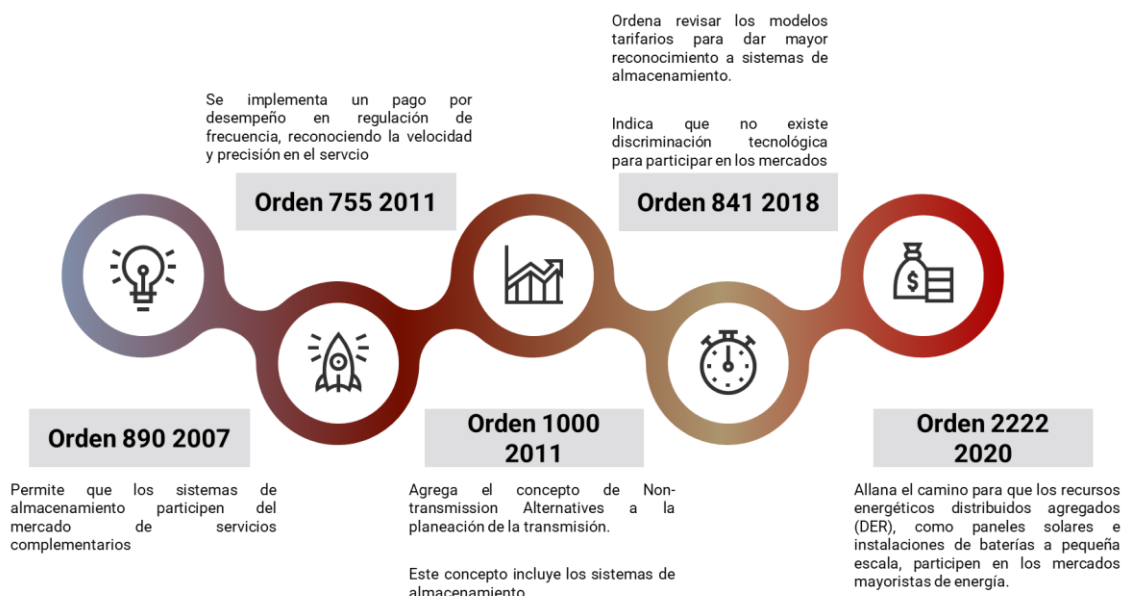


Figura 2. Resumen marco regulatorio almacenamiento FERC

4.2 AUSTRALIA

El sistema eléctrico australiano es operado por AEMO (Australian Electricity Market Operator), AEMO opera dos mercados de electricidad y sistemas de energía en Australia: el Mercado Nacional de Energía (NEM-National Energy Market), que abarca Queensland, Nueva Gales del Sur, el Territorio de la Capital Australiana, Australia del Sur, Victoria y Tasmania, y el Mercado de Electricidad Mayorista (WEM-Wholesale Electricity Market) en Australia Occidental [4].

La regulación está a cargo de la Comisión del Mercado de Energía de Australia (Australian Energy Market Commission-AEMC), esta entidad es la comisión experta en política energética de los gobiernos australianos, tiene como función la elaboración, revisión y asesoramiento de las normas energéticas del país.

Por otro lado, la matriz de generación de Australia se está transformando rápidamente, buscando acercarse a los primeros niveles mundiales de generación renovable a 2025.

Cómo se observa en la Figura 3, actualmente el Mercado Nacional de Energía cuenta con 0,11TWh de generación de energía mediante sistemas de almacenamiento de energía en Baterías.

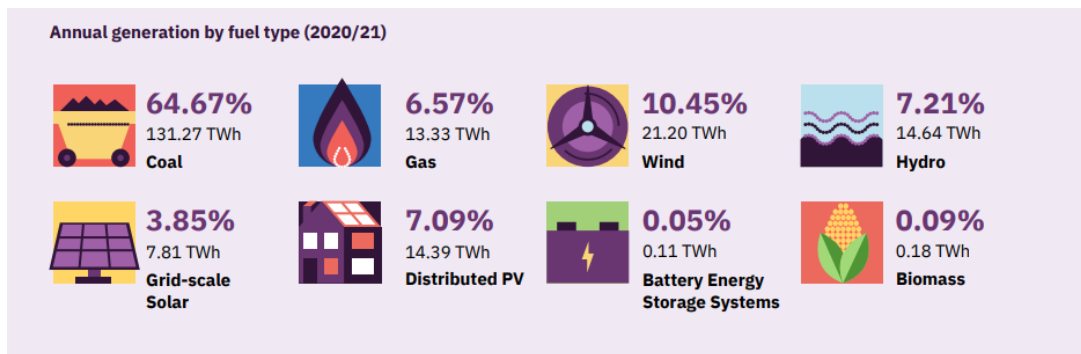


Figura 3. Generación anual por tipo de fuente 2020-2021 [5]

Con relación al marco regulatorio, la comisión AEMC en diciembre de 2021, emitió nuevas reglas para Integración de sistemas de almacenamiento de energía en el mercado de energía que se espera entren en rigor en 2023. El 23 de agosto de 2019, AEMO presentó una solicitud de cambio de regla a la Comisión con el objetivo de definir el almacenamiento, introducir una nueva categoría de participantes, el proveedor de recursos bidireccional y aplicar obligaciones específicas de almacenamiento. La propuesta de AEMO tenía como objetivo eliminar las barreras y facilitar mejor la integración de las instalaciones híbridas y de almacenamiento en el NEM.

Este cambio se da como medida a la transición energética y a la alta incorporación de energía renovables al sistema, donde el almacenamiento de energía está desempeñando un papel cada vez más importante en el mercado eléctrico nacional (NEM).

La regla final hace varios cambios para integrar mejor el almacenamiento y los sistemas híbridos, y permitir una mayor participación en el mercado. También agrega flexibilidad a las reglas para crear un marco que facilite la innovación en la forma en que el mercado suministra energía de manera confiable y segura para satisfacer los intereses a largo plazo de los consumidores de energía. Estos cambios incluyen [6]:

- Una nueva categoría de participante, denominado Proveedor de Recursos Integrados (Integrated Resource Provider-IRP), que permite que el almacenamiento y los híbridos se registren y participen en una sola categoría de registro en lugar de dos categorías diferentes. Anteriormente los sistemas de almacenamiento debían registrarse como generador y como carga.
- Claridad en las obligaciones de programación que se aplican a las diferentes configuraciones de los sistemas híbridos, incluidos los sistemas acoplados en CC, de modo que los operadores de estos sistemas tengan la flexibilidad de elegir entre ser programados o semiprogramados.
- Permitir que los sistemas híbridos gestionen su propia energía detrás del punto de conexión, sujeto a las limitaciones de seguridad del sistema.

- Aclarar que el enfoque actual de los estándares de rendimiento que se establecen y miden en el punto de conexión se aplicará a las unidades de almacenamiento a escala de red, incluso cuando formen parte de un sistema híbrido.
- Trasladar a la nueva categoría los pequeños agregadores de generación existentes, y habilitar nuevos agregadores de pequeñas unidades generadoras y/o unidades de almacenamiento para que se registren en esta categoría.

Los agregadores registrados en la categoría IRP podrán prestar servicios complementarios al mercado de generación y carga.

- Modificar el marco para recuperar costos no energéticos en función de la energía consumida y entregada por un participante, independientemente de la categoría de participante en la que esté registrado. La energía consumida y entregada se medirá por separado para todos los participantes del mercado y no se compensará en el punto de conexión, o entre los puntos de conexión de un participante del mercado.

4.3 REINO UNIDO

El sistema eléctrico del Reino Unido tiene 12,6 GW de capacidad instalada hasta el 2021, con un participación del 42% de centrales termoeléctricas, un 8% de energía nuclear, un 3% de almacenamiento por bombeo y 4% de plantas de generación renovable [7].

Respecto a la regulación, en Reino Unido se cuenta con la Ley de Energía, donde se cubre la mayoría de los aspectos para licenciar y subastar el almacenamiento de electricidad y los procedimientos a realizar en el mercado de capacidad.

La Orden de Planificación de Infraestructura (Instalaciones de Almacenamiento de Electricidad) 2020 No. 1218, introduce la definición de almacenamiento de electricidad, elimina las instalaciones de almacenamiento de electricidad de la categoría de generación, eliminando el consentimiento de desarrollo para la construcción o ampliación de las instalaciones de almacenamiento [8].

Una de las principales medidas regulatorias que ha incentivado el uso de baterías en el Reino Unido, fue la creación del Enhanced Frequency Response (EFR), que es un servicio de regulación de frecuencia que requiere una activación menor a 1 segundo. Esta medida surgió debido a la necesidad de responder a las variaciones de generación renovable, principalmente eólica [9].

4.4 ALEMANIA

Ley de la Industria Energética contiene el conjunto de reglas más completo sobre el funcionamiento del almacenamiento de electricidad en la legislación nacional alemana, aunque no reconoce el almacenamiento como una actividad independiente. Más bien, las instalaciones de almacenamiento se aplican en función de su función de red [8].

De manera general el contenido de esta ley tiene los siguientes aspectos:

- Definición de almacenamiento de electricidad

- Las instalaciones de almacenamiento de energía eléctrica tienen derecho a acceder a las redes de suministro de energía.
- Se establecen las reglas de subasta de las instalaciones de almacenamiento
- Los operadores transmisión y distribución de la red TSO y DSO, no pueden operar instalaciones de almacenamiento de electricidad directamente, lo que requiere licitación de almacenamiento de para el uso del sistema: En algunos casos, pueden operar almacenamiento con la aprobación de BNetzA, Autoridad Reguladora Federal.
- El almacenamiento de electricidad no es se clasifica como una categoría independiente.
- Los requisitos de selección para la conexión de los sistemas de almacenamiento a la red dependen de las actividades de almacenamiento: reglas de los consumidores cuando operan como consumidores finales; o instalación de generación, cuando se alimenta de electricidad como instalación eléctrica
- El almacenamiento de electricidad debe cumplir los requisitos generales de la red
- Exención de cargos de red a nuevas instalaciones de almacenamiento eléctrico por un período de 20 años

Por otro lado, en la Ley de Energía renovable el almacenamiento se trata como una categoría especial de instalación renovable, se define el almacenamiento de electricidad como activo renovable cuando opera como instalación de generación de energía, se establecen las reglas de subasta para instalaciones de capacidad y se definen esquemas especiales de apoyo para financiar el desarrollo de capacidad de almacenamiento [8].

En cuanto a la capacidad instalada de sistemas de almacenamiento, las centrales de bombeo suman más de 2.000 MW entre los distintos proyectos en operación, mientras que las otras tecnologías de almacenamiento rondan los 160 MW en total. Por otra parte, los Sistemas de Almacenamiento a nivel residencial alcanzan los 280 MW.

En relación a los incentivos directos para la instalación de sistemas de almacenamiento, el ministerio de asuntos económicos y energía, ofrece financiamiento a los sistemas de baterías instalados en conjunto a centrales fotovoltaicas que quieran conectarse a la red. Además, el país cuenta con un programa que busca fomentar el uso de baterías para aumentar la penetración de energías renovables y la electromovilidad.

Dentro de este marco, entre los años 2012 y 2017, el gobierno alemán invirtió cerca de 200 millones de euros en subsidios que han beneficiado alrededor de 250 proyectos, que abarcan desde baterías a nivel domiciliario hasta centrales renovables que producen hidrógeno mediante hidrólisis.

En cuanto al programa para el desarrollo de baterías junto a centrales fotovoltaicas, hasta el año 2016, se había entregado un monto en torno a los 60 millones de euros en subsidios para casi 19.000 proyectos de este tipo [10].

4.5 CHILE

Desde 2016 Chile ha venido promoviendo la integración de los sistemas de almacenamiento de energía, teniendo como propósito fomentar la participación de energías renovables en la matriz eléctrica, mediante la promoción de las tecnologías de almacenamiento.

En la Ley 20.936 de 2016 denominada nueva ley de transmisión, se introduce por primera la definición de Sistemas de Almacenamientos, como *“Equipamiento tecnológico capaz de retirar energía desde el sistema eléctrico, transformarla en otro tipo de energía (química, potencial, térmica, entre otras) y almacenarla con el objetivo de, mediante una transformación inversa, inyectarla nuevamente al sistema eléctrico, contribuyendo con la seguridad, suficiencia o eficiencia económica del sistema, según lo determine el reglamento”*

También se estipula que quién opere a cualquier título Sistemas de Almacenamiento de energía y que se interconecte al sistema, estará obligado a sujetarse a la coordinación del sistema que efectúe el Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional de acuerdo a la normativa vigente.

Por otro lado, en el Decreto 128 de 2016, se aprueba el “Reglamento de Centrales de Bombeo Sin Variabilidad Hidrológica”, reglamento aplicable para los sistemas de almacenamiento mediante Bombeo Hidráulico (PHS).

En el reglamento de coordinación y operación del Sistema Eléctrico Nacional SEN, publicado en 2017, El reglamento en mención incorpora importantes nuevas definiciones, tales como las de “Central con Almacenamiento por Bombeo”, “Central Renovable con Capacidad de Regulación”, y la de “Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento”, donde esta última se define *“Corresponde a una central de generación eléctrica de energía renovable compuesta por una componente de generación y una componente de almacenamiento, ambas con el mismo punto de conexión al sistema eléctrico”*.

Adicionalmente se especifican los modos de operación para la central, donde se distinguen, El Modo Carga, en el cual se transforma parte de la energía eléctrica producida en su componente de generación en otro tipo de energía para su almacenamiento; el Modo Descarga, mediante el cual se transforma la energía previamente almacenada en la componente de almacenamiento, en energía eléctrica

para su inyección al sistema eléctrico; y el Modo Generación Directa, en el que se inyecta energía al sistema eléctrico desde su componente de generación.

Respecto a la prestación de Servicios Complementarios SSCC., en el Reglamento de SSCC se habilitan los Sistemas de Almacenamiento para prestar estos servicios para el sistema[11].

En noviembre de 2022, el Ministerio de Energía de Chile promulgó la Ley 21505, que promueve el almacenamiento de energía eléctrica y la electromovilidad. En esta ley se destacan principalmente los siguientes aspectos regulatorios:

- Introduce modificaciones con el objeto de considerar a los sistemas de almacenamiento dentro del mercado de generación, pudiendo participar de las transferencias de energía y potencia, lo que permitirá el desarrollo de diversas tecnologías (baterías, aire comprimido, entre otros) y permitir una mejor integración de fuentes de generación variables, como son la energía solar y eólica.
- Habilita los proyectos de almacenamiento puro, es decir, aquellos sistemas que no tengan una fuente de generación de energía, sino que solo la almacenen, de manera tal que pueda ser inyectada al sistema eléctrico y esté disponible en los momentos de mayor demanda, permitiendo así obtener la remuneración correspondiente.
- Será regulado por reglamentos que determinarán los precios a aplicar cuando los sistemas de almacenamiento se conecten directamente a instalaciones del sistema nacional, zonal o de distribución, así como los mecanismos de estabilización de precios (cuando los excedentes de potencia no superen los 9.000 kW) y la forma en que se hará el despacho y la coordinación de los sistemas por parte del coordinador, los cuales serán dictados en el plazo de un año contado desde la publicación de la ley.
- Se reconoce la incorporación de los sistemas de “generación-consumo”, los cuales corresponden a una infraestructura productiva destinada a fines tales como la producción de hidrógeno o la desalinización del agua, con capacidad de generación propia, mediante medios de generación renovables, que se conecta al sistema eléctrico a través de un único punto de conexión y que puede retirar energía del sistema eléctrico a través de un suministrador o inyectarle sus excedentes. Sobre este punto, los cargos que correspondan, asociados a clientes finales, serán solo en base a la energía y potencia retirada del sistema y en ningún caso por la energía y potencia autoabastecida.
- Hace aplicables las disposiciones correspondientes a las centrales generadoras y clientes finales no sometidos a regulación de precios, lo que será regulado a través de un reglamento que se dictará dentro de un año desde la publicación de la ley [12].

5 MARCO REGULATORIO ACTUAL APLICABLE A LOS SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA CON BATERÍAS – SAEB

A continuación, se presentan las resoluciones y acuerdos aplicables a la instalación de los SAEB en Colombia.

La implementación de los Sistemas de Almacenamiento de Energía ha promovido a nivel mundial la necesidad de desarrollar nuevos marcos regulatorios, en Colombia, se han ido incorporando estas nuevas tecnologías a nivel legal, definiendo así las direcciones a seguir para el desarrollo de un nuevo marco regulatorio junto a normativas que se aplicarán para

permitir la entrada de los SAEB, garantizando una operación flexible y segura en el Sistema Interconectado Nacional – SIN.

Actualmente en el país solo se cuenta con la Resolución CREG 098 de 2019 como regulación para la instalación, y el mantenimiento de sistemas de almacenamiento SAEB, con el propósito de mitigar inconvenientes presentados por la falta o insuficiencia de redes de transporte de energía en el Sistema de Transmisión Nacional - STN, o en un Sistema de Transmisión Regional - STR, la resolución tiene como objeto definir los mecanismos y procesos que deben seguir las personas interesadas en la instalación.

Para el desarrollo de proyectos SAEB para uso particular y/o antes del punto de conexión, no hay una regulación específica para la instalación de equipos de almacenamiento. Sin embargo, la instalación completa, la energía entregada y la respuesta a los requerimientos del operador central deben cumplir con lo establecido en el Código de Redes, acogido mediante la Resolución CREG 025 de 1995 y sus modificaciones; en particular la Resolución CREG 060 de 2019, relacionada con la conexión de generadores con fuentes no convencionales al SIN.

En la actualidad no se cuenta con una regulación o procedimiento específico de proyectos SAEB para servicios complementarios en la prestación del servicio de energía eléctrica, sin embargo, mediante la Resolución 098 de 2019, la CREG ha indicado estar trabajando en el desarrollo de estudios con el fin de elaborar una propuesta.

Adicionalmente, los proyectos en conjunto, generación con fuentes intermitentes (se entiende que hace referencia a fuentes no convencionales) más sistemas de almacenamiento, pueden asimilarse a los proyectos a los cuales hace referencia la Ley 1715 de 2014 y/o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

En los casos donde el proyecto se encuentre en una Zona Franca, también puede acceder a beneficios como una tarifa única del impuesto sobre la renta del 50% y no se causan ni pagan tributos aduaneros (IVA y arancel) en las mercancías que se introduzcan a la Zona Franca.

A continuación, se presenta un listado del marco regulatorio colombiano actual discriminado por temas aplicables a los SAEB.

5.1 SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA SAEB

- Resolución CREG 098 de 2019, Proceso para instalación de los SAEB.
- Ley 1715 de 2014, Integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional.
- Ley 2099 de 2021, se dictan disposiciones para la transición energética, la dinamización del mercado energético, la reactivación económica del país y se dictan otras disposiciones.
- Acuerdo 1330, Pruebas de consumo térmico específico neto y capacidad efectiva neta de las plantas térmicas del SIN

- Acuerdo 1299, Solicitud del cambio de parámetros técnicos de las plantas de generación, activos de uso del STN, activos de conexión al STN y sistemas de almacenamiento de energía con baterías SAEB.
- Acuerdo 1354, Capítulos de los SAEB que se conecten al SIN.
- Acuerdo 1355, Pruebas de estatismo y banda muerta de las plantas hidroeléctricas y térmicas despachadas centralmente.
- Resolución 319 de 2022 UPME, Por la cual se establecen los requisitos y el procedimiento para la evaluación de las solicitudes de evaluación y emisión de los certificados que permitan acceder a los incentivos tributarios de la Ley 1715 de 2014.

5.2 DESPACHO

- Resolución CREG 024 de 1995 y modificaciones Aspectos comerciales del mercado mayorista de energía.
- Resolución CREG 025 de 1995.
- Resolución CREG 026 de 2001 Oferta de único precio diario.
- Resolución CREG 051 de 2009 Cambio en el despacho.
- Resolución CREG 076 de 2009 Modificación del despacho ideal y de los costos de reconciliación positiva térmicos.
- Resolución 11 de 2010 Modificación de determinación de despacho ideal y función de precio de la bolsa de energía.
- Resolución 60 de 2019. Modificación de determinación de despacho ideal.

5.3 RESTRICCIONES

- Resolución CREG 063 de 2000, Asignación de los costos de restricciones.
- Resolución CREG 034 de 2001, Precios de reconciliación para la Generación por seguridad.
- Resolución CREG 038 de 2001, Aclaraciones 034 de 2001.
- Resolución CREG 048 de 2002, Combustibles alternos.
- Resolución CREG 051 de 2009, Cambio en el despacho.
- Resolución CREG 076 de 2009, modificación del despacho ideal y de los costos de reconciliación positiva térmicos.
- Resolución CREG 036 de 2010. Reconciliación positiva generadores hidráulicos.
- Resolución CREG 121 de 2010. Reconciliación negativa.
- Resolución CREG 176 de 2015. Cambio de precio de Reconciliación negativa.

5.4 REGULACIÓN DE FRECUENCIA

- Resolución CREG 025 de 1995. Código de Operación.
- Resolución CREG 198 de 1997. Criterios técnicos AGC.
- Resolución CREG 064 de 2000. Reglas comerciales del AGC.
- Resolución CREG 051 de 2009. Ajuste reconciliación AGC.
- Resolución CREG 076 de 2009. Modificación al ajuste reconciliación AGC.
- Documento CREG 080 de 2012.
- Resolución CREG 023 de 2001. Regulación Primaria de Frecuencia.
- Resolución CREG 027 de 2016. Reconciliación del Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia y se define procedimiento transitorio para la asignación de la reserva de regulación.
- Resolución 060 de 2019 Modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación.
- Acuerdo CNO 1428 de 2021. Requisitos y procedimientos necesarios para la prestación del servicio de AGC.

5.5 CARGO POR CONFIABILIDAD

- Resolución CREG 071 de 2006 y modificaciones Cargo por Confiabilidad.
- Resolución CREG 063 de 2010 DDV (Demanda Desconectable Voluntariamente).
- Resolución CREG 203 de 2013 Modificación DDV.
- Resolución CREG 167 de 2014 ENFICC Eólicas.
- Resolución CREG 114 de 2014 cesión de Obligaciones de Energía Firme para plantas existentes y en construcción.
- Resolución CREG 103 de 2018 Modificación Metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía.
- Resolución CREG 98 de 2018 Pruebas de disponibilidad de DDV y se adoptan otras disposiciones relativas a los anillos de seguridad del Cargo por Confiabilidad.
- Resolución CREG 69 de 2020 Ajustes a las pruebas DDV.
- Resolución CREG 117A de 2020 Medidas transitorias al anillo de seguridad de demanda desconectable voluntaria DDV y a las pruebas de DDV.

6 ASPECTOS TÉCNICOS GENERALES

Se presenta en este capítulo una síntesis de aspectos técnicos, definiciones y conceptos generales del sistema y mercado eléctrico, requeridos para los análisis de las alternativas de implementación de los SAEB conforme el marco regulatorio y de mercado en Colombia.

La primera consideración técnica a tener en cuenta es si los SAEB tienen un funcionamiento acorde con la definición estándar de generador en Colombia, y como se catalogarían desde el punto de vista comercial y operativo, luego se revisará, en que actividad de la cadena de prestación del servicio se ubicarían y las limitaciones en cuestión de integración vertical.

Adicionalmente, se revisa desde el punto de vista técnico la capacidad que tienen los SAEB para prestar servicios complementarios.

6.1 SAEB SEGÚN LA ACTIVIDAD DE LA CADENA DONDE SE UBICAN

Uno de los puntos a considerar es que debido a que con la restructuración del sistema eléctrico colombiano mediante las Leyes 142 y 143 de 1994, se realizó la separación de actividades, que, para el caso del sistema eléctrico, implica que una empresa no pueda realizar de manera combinada las actividades reguladas de transporte (Transmisión y Distribución) con alguna de las actividades de mercado Generación y Comercialización, con excepción de las empresas que venían integradas antes de la ley.

Para el caso de los sistemas de almacenamiento, debido a que se pueden configurar varios esquemas de funcionamiento de los mismos, así como su ubicación en diferentes actividades de la cadena, o también, configurarse como una actividad independiente, es importante tener en cuenta las diferentes restricciones en cuanto a integración considerando la actividad en la cual quede configurado el banco de baterías y la actividad en la que se ubica el inversionista.

En otras palabras, si las baterías se configuran como un activo de transmisión, se debe revisar la figura sobre la cual la empresa de generación representaría dichos activos. Y dándole un alcance adicional, una batería como activo de transmisión no podría dentro del marco regulatorio actual, participar ni prestar servicios que se encuentran asociados con el mercado de energía.

Un sistema de almacenamiento puede integrarse en las diferentes actividades de la cadena de prestación del servicio de la siguiente manera:

- **Generación:** En la actividad de Generación puede entrar a competir de manera independiente, o en combinación con plantas de otras tecnologías, en el mercado de generación. También, se puede configurar como un almacenamiento local (o respaldo) a otras tecnologías o prestar servicios complementarios como el AGC.
- **Transmisión:** En la actividad de transmisión puede entrar a hacer parte de las tecnologías que pone una empresa de transmisión a disposición del Transportador con el fin de mejorar la confiabilidad y seguridad del sistema, aliviar restricciones,

mejorar la eficiencia o proveer servicios complementarios de manera independiente de las plantas de generación.

- **Distribución:** En esta actividad puede entrar a hacer parte de los recursos que tiene el Operador de Red para mejorar la confiabilidad de su sistema, aplazar inversiones en la red o levantar restricciones operativas.
- **Comercialización:** En esta actividad, en combinación con los Usuarios, aplicaría para realizar una adecuada Gestión de la Demanda, aplanando la curva de carga, mejorando la eficiencia económica en el uso de los recursos o participando en los mecanismos de Demanda Desconectable Voluntariamente (DDV).

Tabla 1. Restricciones en la integración vertical entre las actividades

Actividad	Funcionalidad	G	T	D	C
Generador	Activo participar mercado o de servicios complementarios		X _(m)	X _(m)	
Transmisión	Activo de almacenamiento o de soporte al sistema	X		X	X
Distribución	Activo Gestión y confiabilidad OR	X _(m)	X		
Comercializador	Activo Gestión de la Demanda		X		
Almacenamiento	Definido como una actividad independiente	A definir			

X: Limitación en la integración vertical

(m) se permite una participación marginal que no supere unos límites

Adicionalmente, se podría configurar, eventualmente una nueva actividad en el sistema colombiano definida como almacenamiento, así como sucede en otros sistemas similares, con una regulación, condiciones de participación y operación, y límites de integración específica para dicha actividad.

Es importante anotar que la participación en una de las actividades no limita a que la tecnología se pueda utilizar en las otras actividades, así por ejemplo mientras un generador la puede utilizar para prestar AGC, un Distribuidor podría tener sus sistemas de baterías para mejorar la confiabilidad del sistema y un Comercializador podría entrar a gestionar la demanda de sus clientes.

6.2 PARTICIPACIÓN COMO RECURSO DE GENERACIÓN

En principio, y por el funcionamiento y operación de los sistemas de potencia, donde dadas las restricciones para el almacenamiento de energía eléctrica, debe hacerse un ajuste continuo entre la oferta y la demanda, y en tal sentido el término generación, es sinónimo de suministro o producción de energía eléctrica, y está asociado al proceso de transformación de un tipo de energía primaria, independiente de su fuente, en energía eléctrica. En tal sentido, con la introducción de grandes sistemas de acumulación de energía eléctrica, es importante revisar la anterior definición, en cuanto podrían existir elementos que en una definición estricta no realizan una transformación en electricidad de una fuente primaria de energía, pero que pueden suministrar energía eléctrica durante determinados periodos de tiempo, específicamente se tienen experiencia de aplicaciones de los SAEB para sistemas eléctricos en mercados de los Estados Unidos, como es el caso del PJM y California, al igual que el caso de Chile.

Desde el punto de vista de los mercados financieros de la energía, como el colombiano, donde las transacciones de compra y venta de electricidad no se encuentran limitadas a la capacidad física de generación, dada la existencia de la actividad de comercialización y la opción de configurarse comercializadores puros, por lo tanto la concepción de capacidad de generación adquiere implicaciones en el despacho eléctrico, y para el mercado se configura como una opción física de cubrimiento de riesgo.

En este mismo sentido, las baterías se podrían integrar al mercado como un respaldo físico, o un elemento adicional para tomar posiciones estratégicas, para cualquiera de los agentes, independientemente de la única definición como generador, siendo esto importante para efectos del despacho físico. De todas maneras, la posibilidad que la tecnología como tal se pueda integrar físicamente al sistema y ser despachada es la que posibilita su entrada en el mercado de forma directa.

A continuación, se realiza una revisión de las diferentes definiciones de generación que se encuentran en la regulación actual. La definición de generador que inicialmente se encontraba en la Resolución CREG 025 de 1994 y que fue modificada por la resolución CREG 042 de 1999 lo definía en los siguientes términos.

“GENERADOR: *Persona natural o jurídica que produce energía eléctrica y tiene por lo menos una planta y/o unidad de generación conectada al Sistema Interconectado Nacional, bien sea que desarrolle esa actividad en forma exclusiva o en forma combinada con otra u otras actividades del sector eléctrico, cualquiera de ellas sea la actividad principal. (Fuente: R. CREG-042-1999; Art. 1)”*

Esta definición está centrada en la concepción de agente y no en la parte técnica o energética, y, por ende, no habría ni una directriz clara frente al tema, ni tampoco una prohibición taxativa de la misma. Las otras definiciones que se encuentran en la regulación hacen referencia a las plantas de generación dentro de un acotamiento de las mismas para efectos, por ejemplo, de ser despachadas centralmente o no.

“PLANTAS CENTRALMENTE DESPACHADAS: *Son todas las plantas de generación con capacidad efectiva mayor que 20 MW y todas aquellas menores o iguales a 20 MW que quieran participar en el Despacho Económico. (Fuente: R. CREG-025-1995; Anexo)”*

La definición de planta de generación, desde el punto de vista regulatorio, no permite concluir que los sistemas de baterías no se puedan considerar como una planta. De todas maneras, es importante no permanecer en el ámbito regulatorio, sino buscar otras definiciones técnicas que se encuentren en la legislación nacional.

Revisando las Leyes 142 y 143 de 1994 se encuentra que no hay una definición explícita de términos relacionados o similares a generación que permitan acotar su designación o realizar alguna diferenciación entre los diferentes términos que se utilizan en la misma como es planta, central o recurso de generación tanto de manera técnica como comercial.

Lo más relacionado es la definición de Sistema interconectado Nacional donde se expone que éste se encuentra compuesto por plantas y equipos de generación.

“ARTÍCULO 11: Sistema interconectado nacional: es el sistema compuesto por los siguientes elementos conectados entre sí: las plantas y equipos de generación, la red de interconexión, las redes regionales e interregionales de transmisión, las redes de distribución, y las cargas eléctricas de los usuarios.”

De todas formas, en el artículo 24 de la ley 142 de 1994 se concluye que se permite la participación a todos los agentes económicos en la actividad de generación, que consiste en la construcción de plantas de generación y sus respectivos activos de generación, ligando la parte jurídica (actividad de generación y generador), con los activos (plantas generadoras).

“ARTÍCULO 24: La construcción de plantas generadoras, con sus respectivas líneas de conexión a las redes de interconexión y transmisión, está permitida a todos los agentes económicos.”

No obstante, es apenas normal que la legislación no se detenga en definir explícitamente aspectos técnicos, definiciones que se suponen hacen parte de del lenguaje diario, y que no tienen impacto directo en los aspectos legales y jurídicos que se están reglamentando.

De manera complementaria, las definiciones técnicas relacionadas con la generación que trae el Reglamento Técnico De Instalaciones Eléctricas - RETIE que se muestran a continuación:

CENTRAL O PLANTA DE GENERACIÓN: Conjunto de equipos electromecánicos debidamente instalados y recursos energéticos destinados a producir energía eléctrica, cualquiera que sea el procedimiento empleado o la fuente de energía primaria utilizada.

GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA: Proceso mediante el cual se obtiene energía eléctrica a partir de alguna otra forma de energía.

GENERADOR: Persona natural o jurídica que produce energía eléctrica, que tiene por lo menos una central o unidad generadora. También significa equipo de generación de energía eléctrica incluyendo los grupos electrógenos.

En conclusión, la regulación o la ley no es explícita en la posibilidad de considerar o no los SAEB como plantas o generadores, en tal caso se abren los espacios para discusión o interpretaciones que eviten que no sean considerados como tal. En este sentido, también es importante anotar que los sistemas de almacenamiento si hacen parte de los equipos y activos necesarios para una instalación de generación, en especial con el desarrollo de proyectos de energía renovable, por lo que siempre va a ser más claro, desde el punto de vista regulatorio actual, que estos sistemas vayan en compañía de una planta de generación, por lo tanto, se requieren ajustes al marco regulatorio en Colombia para que considere a las baterías por si solas como generador.

En síntesis, se requiere que las entidades regulatorias y legales del país acepten a los sistemas de almacenamiento como plantas de generación, mediante el respectivo ajuste a la normatividad, o que sean considerados y regulados de manera independiente o dentro de otra actividad de la cadena.

6.3 PARTICIPACIÓN PRESTANDO SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

Los servicios complementarios son todos aquellos servicios adicionales a los flujos de potencia, que requiere el sistema para mantener una operación confiable y segura. Como servicios complementarios se pueden establecer una gran cantidad de servicios, dependiendo de la regulación, composición y esquema de funcionamiento del sistema de potencia, siendo los más comunes, la regulación primaria y secundaria de frecuencia, la regulación y soporte de tensión y el arranque en negro.

Dentro de los sistemas es importante identificar la forma como los diferentes agentes son requeridos para la prestación de dichos servicios, si están regulados de manera independiente y diferenciada, y si tienen un esquema de remuneración definido explícitamente o si son mandatorios. Para el caso colombiano, el único servicio complementario que se encuentra definido explícitamente, y con un esquema de remuneración definido y diferenciado es el de la regulación secundaria de frecuencia o AGC. Esta diferenciación es necesaria para considerar las oportunidades de participación en el sistema mediante la prestación de servicios complementarios y la esperanza de obtener una remuneración adecuada por esto.

Para el caso de la regulación primaria de frecuencia es importante aclarar que en Colombia se encuentra regulada en el código de Operación (modificado por la Resolución CREG 023 de 2001), en el cual se obliga a las plantas de generación a tener un control de velocidad y operarlo en “modalidad libre”, a regular el 3% de su potencia despachada y cumplir con unos criterios de estatismo (4%-6%) y banda muerta (30 mHz o menos), y por lo tanto, es un requisito obligatorio para todas las plantas que quieran operar en el sistema, sin que tenga una remuneración explícita por la misma. Lo que si hay es una reconciliación (penalización) para las plantas que no cumplen con dicha obligación.

Los criterios que deben tener las plantas para participar en la regulación secundaria de frecuencia se presentan en el Anexo CO-4 del Código de Operación (Resolución CREG 025 de 1995), luego modificada por la Resolución CREG 198 de 1997.

1. CRITERIOS PARA PARTICIPAR EN LA REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA

Cualquier planta y/o unidad, para participar en la Regulación Secundaria de Frecuencia, debe cumplir con los siguientes requisitos:

- a) Ser telecomandada desde un Centro Regional de Despacho (CRD) o desde el Centro Nacional de Despacho (CND).*
- b) Realizar pruebas de integración a la función AGC propia de su planta, del CRD o del CND.*
- c) Realizar pruebas de estatismo y velocidad sostenida de toma de carga. Cumpliendo con los parámetros calculados desde el CRD o desde el CND, para ajustarse a los valores aprobados por el CNO.*
- d) Realizar pruebas de integración al control jerárquico del CND de acuerdo con los documentos que, sobre el tema, sean aprobados por el CNO. Las reglas actualmente vigentes están contenidas en el documento ISA-CND-96-239 “Entrada en Operación de nuevas plantas al Esquema AGC Nacional”.*

Las plantas y/o unidades que cumplan con estos requisitos y pasen las pruebas establecidas para este propósito, quedan habilitadas para prestar el Servicio y se denominarán Elegibles.

2. CRITERIOS DE SEGURIDAD Y CALIDAD DEL CONTROL INTEGRADO SECUNDARIO DE FRECUENCIA

- a) *Velocidad de Toma de Carga: Las unidades que presten el Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia, deben tener una velocidad de toma de carga mayor a la máxima velocidad de variación de demanda y cambio de generación esperado en el sistema para condiciones normales.
Se establecen como condiciones normales para este servicio las variaciones que se presentan en el rango de +/- 500 mHz.*
- b) *Número de Unidades: Con el fin de garantizar los parámetros de calidad del SIN, se requiere un número mínimo de unidades participando en el AGC.*
- c) *Reserva para Regulación Secundaria de Frecuencia: El CND establecerá la cantidad de potencia a nivel horario, requerida para garantizar el Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia.*

Los valores de los parámetros a que se refiere el presente Numeral, para las diferentes condiciones de operación del sistema y períodos horarios, serán determinados al menos una vez al año por el CND y deberán ser sujetos a aprobación por parte del CNO.

Adicionalmente, en el Acuerdo CNO 1428 de 2021 (que sustituyó al Acuerdo CNO 1365 de 2021) se establecieron los criterios técnicos que deben cumplir los generadores para la prestación de dicho servicio, conforme a lo establecido por la regulación.

La Holgura para AGC se define normalmente como mínimo la unidad más grande del sistema (pasaría a ser Hidroituango 300 MW), otro valor es un porcentaje (3-5%) de la demanda, dependiendo de la incertidumbre de la misma.

Un aspecto importante es que la holgura está definida hacia arriba y hacia abajo con respecto a la generación programada, teniendo en cuenta una carga inicial y un ajuste de energía para cada uno de los periodos de operación en los que se programe una vez definido el esquema mediante el cual se realizaría de manera operativa y comercial.

Otro aspecto a resaltar es que, bajo la regulación actual colombiana, la velocidad de respuesta solo es tenida en cuenta como requisito mínimo de entrada a la prestación del servicio, pero sin premiar a las plantas y a las tecnologías que tienen una velocidad de respuesta mayor como son las Baterías.

En conclusión, estos serían los requisitos que deberían cumplir los sistemas de baterías para la prestación de los servicios complementarios de regulación de frecuencia, y en especial el AGC con el fin de integrarse al sistema de potencia colombiano. En una primera mirada no parece existir ninguna limitación desde el punto de vista tecnológico, tanto en la velocidad de operación, la coordinación automática y remota desde el CND, como en los criterios de estatismo y banda muerta, las limitaciones se pueden dar en las exigencias operativas respecto a la mínima holgura a proveer por planta y por unidad. En caso de presentarse algún requisito que sea un impedimento para la entrada de esta tecnología, se

debe acudir al regulador para realizar los respectivos ajustes y consideraciones especiales para esta tecnología.

Adicionalmente, se debería premiar u otorgarle concesiones adicionales a esta tecnología en virtud de sus características que le permiten un mayor desempeño en la prestación de este servicio.

6.4 DEFINICIÓN DEL ESQUEMA DE NEGOCIO

Un aspecto importante a considerar con respecto a los SAEB y las diferentes modalidades en los que estos se pueden incorporar al sistema, es la forma como se concibe el negocio, o en la forma como se tiene pensado participar en él.

En primer lugar, se van a considerar diferentes tipos de participación, que de manera general puede tener una empresa (sin necesidad de ser una agente) en la implementación de un sistema de baterías, y su posible interés en la entrada de las mismas en el sistema colombiano.



Figura 4. Posibilidades de participación en el proyecto

En primer lugar, se puede considerar el proveedor de tecnología como aquel que suministra la tecnología del sistema de almacenamiento o únicamente los elementos y equipos críticos, y estará interesado en la integración de la tecnología en cualquier esquema.

El inversionista en la infraestructura es un agente cuyo modelo de negocio se centra a realizar el EPC o la instalación y puesta en funcionamiento del sistema de almacenamiento como activo u obra de infraestructura, estando interesado en cualquier esquema, en especial en aquellos en los cuales pueda ver remunerado su EPC de la manera más segura posible. Al ser una empresa que realiza la procura para otro agente que estará encargado de su explotación en el mercado, no tendrá mayores limitaciones en cuanto al esquema en que queden reguladas las baterías o la actividad en la que quede enmarcada.

Para el caso del agente que se encuentra interesado en la explotación y operación de la infraestructura, puede tener limitaciones si adicionalmente tiene participación en alguna de las actividades de la cadena, en específico de un generador que quiera participar en calidad de transmisor o distribuidor. En el caso donde el interesado es un agente pasivo en el mercado, y en la operación del mismo, esperando recibir una remuneración independientemente de las condiciones operativas del sistema de alimentación, la viabilidad del proyecto dependerá de la evaluación beneficio/costo para el sistema, donde se decida la inclusión dentro de un proceso de convocatoria, recibiendo una remuneración regulada dependiendo de lo definido por la CREG y lo recomendado por la UPME y el CND.

La participación como agente generador – comercializador tiene la intención de usar los sistemas de baterías con el fin de aprovechar las posibles oportunidades del mercado de energía eléctrica colombiano, que se configuran en torno a este tipo de sistemas. En este caso el agente sería activo dentro del mercado y estaría dispuesto a correr riesgos que derivan de la participación en el mismo. Al igual que en el caso anterior existirían limitaciones en la participación en diferentes actividades de la cadena. Para este tipo de agente la viabilidad dependerá del análisis financiero de negocio que realice, considerando las oportunidades de mercado que se presentan, conforme al esquema de participación definido.

7 REMUNERACIÓN

En este capítulo se estudian los diferentes esquemas de remuneración que existen en el mercado colombiano para las plantas de generación y las oportunidades y tratamiento desde el punto de vista regulatorio que tendrían las baterías en el sistema. Adicionalmente, se consideran los otros esquemas de remuneración que se podrían tener para los sistemas de almacenamiento cuando no se asocian a la generación.

Desde el punto de vista de la remuneración es importante identificar primero como va a ser el esquema de participación de las baterías dentro del sistema, si se va a participar como un agente generador que está activamente dentro del mercado, si es un agente proveedor de un servicio complementario, o si es un elemento pasivo comercialmente para ser utilizado por el operador del sistema con el fin de optimizar la operación del servicio.

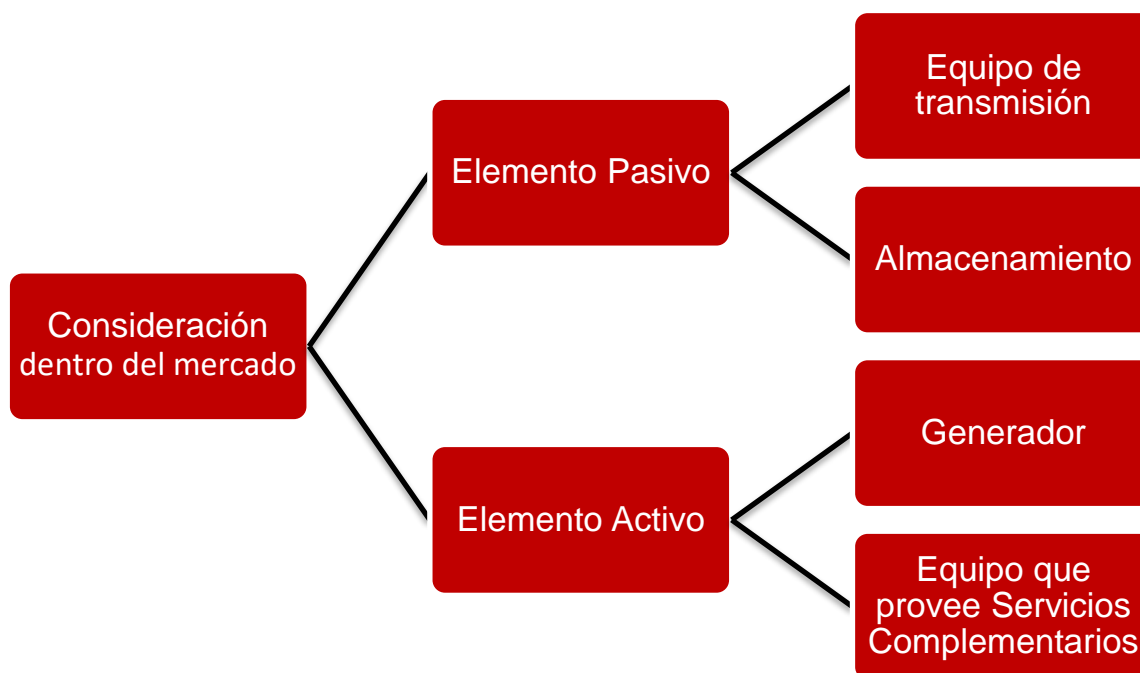


Figura 5. Opciones remuneración baterías

Tabla 2. Remuneración baterías

	Mercado	Resp. Operativa	Remuneración
Transmisión	Pasivo	Sistema	Valor inversión
Almacenamiento	Pasivo	Agente	Inversión y/o Uso
Generador	Activo	Agente	Mercado
Proveedor de S.C.	Activo	Sistema	Mercado y/o Uso

En el caso de ser considerado como una planta de generación, la forma como las plantas de generación reciben remuneración en el esquema colombiano es mediante la participación en la bolsa, la contratación mediante contratos bilaterales, el cargo por confiabilidad y la prestación de servicios complementarios.

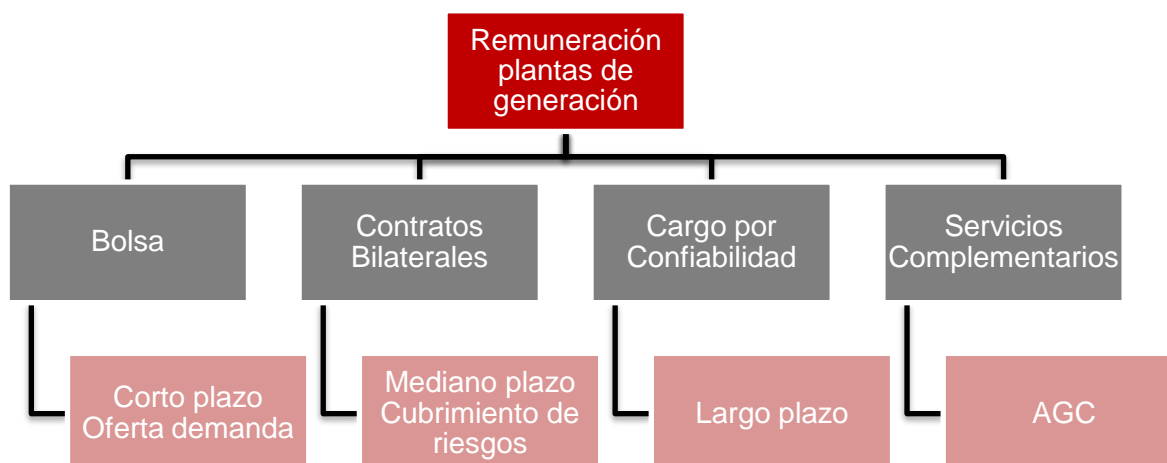


Figura 6. Remuneración plantas de generación

En caso de considerarse la viabilidad de las baterías dentro del esquema de remuneración de generación es importante tener en cuenta la remuneración que recibiría por cada uno de estos rubros, y la posibilidad de que participe de manera simultánea desde el punto de vista técnico. En esta vía se resalta que la viabilidad de las plantas de generación depende de la combinación de los diferentes ingresos, y, por lo tanto, un proyecto de generación rentable debe considerar los diferentes elementos que conforman sus posibilidades de ingresos.

7.1 MERCADO SPOT Y CONTRATOS

El primer aspecto a analizar es la forma como se considerarían las baterías dentro del esquema de mercado de corto plazo y el despacho en la regulación colombiana. En este sentido se analiza cual es el esquema regulatorio actual y cuáles serían las condiciones y aplicabilidad de los sistemas de almacenamiento.

El primer inconveniente que se encuentra es que las baterías, por su funcionamiento, no se pueden catalogar de manera estricta como un generador tradicional como los que contempla la regulación actual. La posibilidad de participar en el mercado Spot de corto plazo depende de que el sistema de almacenamiento participe en el despacho y que pueda firmar contratos de largo plazo teniendo en cuenta su funcionamiento. De todas formas, se deben tener consideraciones especiales a la hora de definir las ofertas para los SAEB, en el sentido de las restricciones de disponibilidad para ciertos periodos del día y la posibilidad de hacer arbitraje en la bolsa.

La Resolución CREG 026 de 2001 modificó las normas sobre el funcionamiento del mercado mayorista, de manera específica cambió la forma como se realizaba la oferta de precios, imponiendo la restricción de realizar una única oferta de precios para las veinticuatro horas, lo que genera una limitación para el aprovechamiento de las baterías como un agente generador que realiza un arbitraje de precios en el mercado, sumado esto al entendido que la disponibilidad declarada es para ciertas horas del día, y no una declaración de funcionamiento como generador durante las 24 horas.

Con respecto a la programación, determinación y funcionamiento del Despacho ideal definida mediante la Resolución CREG 024 de 1995 y modificada mediante la Resolución CREG 076 de 2009, esta se encuentra definida de la siguiente manera:

“1.1.1.1. Determinación del Despacho Ideal

El Despacho Ideal considerará las ofertas de precio en la Bolsa de Energía y de precio de arranque-parada de los generadores térmicos, las ofertas de precio en la Bolsa de Energía de los generadores hidráulicos y los Precios de oferta en el Nodo Frontera para exportación del país exportador. A estos últimos se les debe adicionar los cargos asignados al transporte desde el Nodo frontera hasta el STN, si son del caso; el Costo Equivalente Real de Energía del Cargo por Confiabilidad; y los cargos propios de los generadores en el mercado colombiano, necesarios para atender la demanda total para cada una de las horas del día en proceso. Para el caso de una importación, la disponibilidad comercial será considerada con un valor igual al de la importación real. Los precios considerados deberán tener en cuenta el resultado de la aplicación de la regla de desempate aplicada para el Despacho Programado.

El Despacho Ideal será uno para el día, comprenderá los 24 períodos horarios y se determinará por medio del programa de Despacho Económico, el cual se ejecutará todos los días, con posterioridad a la operación real del sistema. Para cumplir con las características técnicas de las plantas o unidades térmicas, las condiciones iniciales del Despacho Ideal para el día t tendrán en cuenta las condiciones con las que finalizó el Despacho Real del día $t-1$; no tendrá en cuenta las restricciones en el Sistema Interconectado Nacional para atender la demanda total del sistema; y se efectuará con la disponibilidad comercial calculada en el SIC. El programa de despacho resultante, denominado Despacho Ideal, determinará los recursos disponibles de menor precio requeridos para atender la demanda total, sin considerar las restricciones del Sistema de Transmisión Nacional (STN), de los Sistemas de Transmisión Regional (STR) y la de los Sistemas de Distribución Local (SDL), existentes en la operación, y considerando las características técnicas de las unidades utilizadas en el despacho económico ejecutado para la operación real del sistema.

El Despacho Ideal será tal que:

$$\text{Min} \sum_t \sum_i (Pof_i \times Q_{it}) + Par_i$$

Sujeto a estas restricciones:

$$D_t \leq \sum_i Q_{it}$$

Características Técnicas

dónde:

i Indexa a los Generadores

t Indexa las Horas del Día

Q Generación

Pof Oferta de Precio en la Bolsa de Energía

Par Oferta de Precio de arranque-parada de plantas térmicas que arrancan según el Despacho Ideal

D Demanda”.

En el esquema de despacho, los generadores ofertan un precio y declaran su disponibilidad, mientras que la demanda es totalmente pasiva, considerando las proyecciones de demanda del sistema para cada una de las horas. El despacho ideal considera adicionalmente las restricciones de las plantas de generación, como rampas e inflexibilidades. Para considerar las baterías se debería buscar el método para que estas sean despachadas en unos periodos como carga y en otros como generador.

En caso de que no se puedan realizar los ajustes necesarios al despacho, es necesario explorar otras posibilidades de participación en el sistema como se expone en los otros numerales.

7.2 RESTRICCIONES

Un aspecto que se debe analizar es la forma de implementar los criterios de confiabilidad y seguridad que debe tener en cuenta el Operador del Sistema para programar el despacho desde el punto de vista eléctrico, y cuales oportunidades podrían encontrar las baterías en la solución o alivio de restricciones.

Algunas de las posibles soluciones que se propusieron revisar, se fundamentan en la aplicación de Esquemas Suplementarios de Protección del Sistema Eléctrico (ESPS). En el caso colombiano es importante comentar que los ESPS, aunque existen y se encuentran implementados, la política es, que, en lo posible, estos esquemas deben tender a eliminarse (debido a que esconden problemas de expansión), y no se deben considerar para efectos de expansión del sistema. Adicionalmente, la regulación no tiene un esquema para su remuneración.

En el esquema colombiano las plantas salen despachadas, con una generación ideal, mediante un despacho ideal el cual no tiene en cuenta las limitaciones de la red, y salen despachados para efectos operativos con una generación real que tiene en cuenta las generaciones de seguridad y la generación atrapada debido a tener en cuenta las restricciones.

La liquidación en el mercado se realiza mediante la generación ideal y las diferencias entre la generación real y la ideal se liquida mediante reconciliaciones y negativas. La diferencia entre las reconciliaciones positivas y negativas, es decir, la diferencia entre la generación por seguridad más costosa, menos la generación desplazada, se convierten en el rubro de restricciones que son repartidos entre la demanda.

El esquema mediante el cual el regulador reconoce a las plantas que son llamadas a generar por seguridad es mediante el reconocimiento de los costos variables de generación, los cuales son regulados por la Comisión dependiendo del tipo de planta. El regulador reconoce únicamente los costos variables de generación bajo el supuesto de diseño de mercado acorde con la teoría marginalista, donde los generadores ofertan sus costos

variables (en teoría) y los costos fijos y la ganancia se recuperan mediante la renta inframarginal del mercado o mediante el cargo por confiabilidad. Esta señal también va enfocada a buscar que no haya plantas de generación cuya función principal sea generar por restricciones, es decir, aproveche una posición de mercado gracias a las limitaciones de la red.

En los aspectos que sería necesario avanzar para la integración de las baterías como solución a las restricciones son, para el funcionamiento como generador, en el reconocimiento de los costos variables de generación regulados por la Comisión que sean suficientes para la remuneración de los sistemas de baterías; y para el funcionamiento como activo de transmisión en la definición de una tarifa regulada o su inclusión como Unidad Constructiva especial que garantice su completa remuneración.

7.3 CARGO POR CONFIABILIDAD

Las opciones que tendrían inicialmente las baterías para su remuneración dentro del esquema del cargo por confiabilidad, consisten en el mejoramiento de la ENFICC de las plantas de generación de tecnologías que tienen poca capacidad de regulación, como las eólicas, las solares o las filo de agua. La otra opción es la de participar dentro de uno de los círculos de protección del cargo por confiabilidad el cual es la Demanda Desconectable Voluntariamente, dándole un soporte a los usuarios regulados que deseen participar de este esquema.

En cuanto a la capacidad de tener las baterías, por si solas, para una remuneración del cargo por confiabilidad, es necesario anotar que estas no tendrían una ENFICC, y por ende, no tendrían la capacidad de ofertarla y tener asignaciones. Al no tener asignaciones de OEF, y por ende, de recibir remuneración por este rubro, las baterías podrían tener inconvenientes para tener una viabilidad en el mercado, debido a que no contarían con la segunda componente de ingresos que normalmente tienen los generadores, o la primera en caso de ser térmicas de respaldo.

No obstante, con toda la discusión y cuidado del espíritu regulatorio, queda la opción de ampliar el marco regulatorio del cargo por confiabilidad, de manera que incluya un cargo que pueda remunerar la disponibilidad de energía de los SAEB para dar respaldo en los picos de demanda de potencia o ante carencia de potencia en los sistemas eléctricos ante ciertos eventos a determinadas horas del día.

El cargo por confiabilidad es un mecanismo implementado dentro del mercado colombiano para brindar a los agentes generadores y posibles inversionistas las señales económicas necesarias para construir nuevas plantas de generación.

Tras la aplicación del cargo por capacidad durante diez años en el mercado colombiano, el 1º de diciembre de 2006 el esquema evolucionó hacia el cargo por confiabilidad que cambió el concepto de potencia firme por el de energía firme. En este nuevo esquema, se enfatiza más en la confiabilidad del sistema a través de las Obligaciones de Energía Firme, que consisten en la cantidad de energía que pueden proporcionar los generadores al sistema

durante un periodo de tiempo determinado con sus recursos en condiciones críticas de abastecimiento (por ejemplo, baja hidrología).

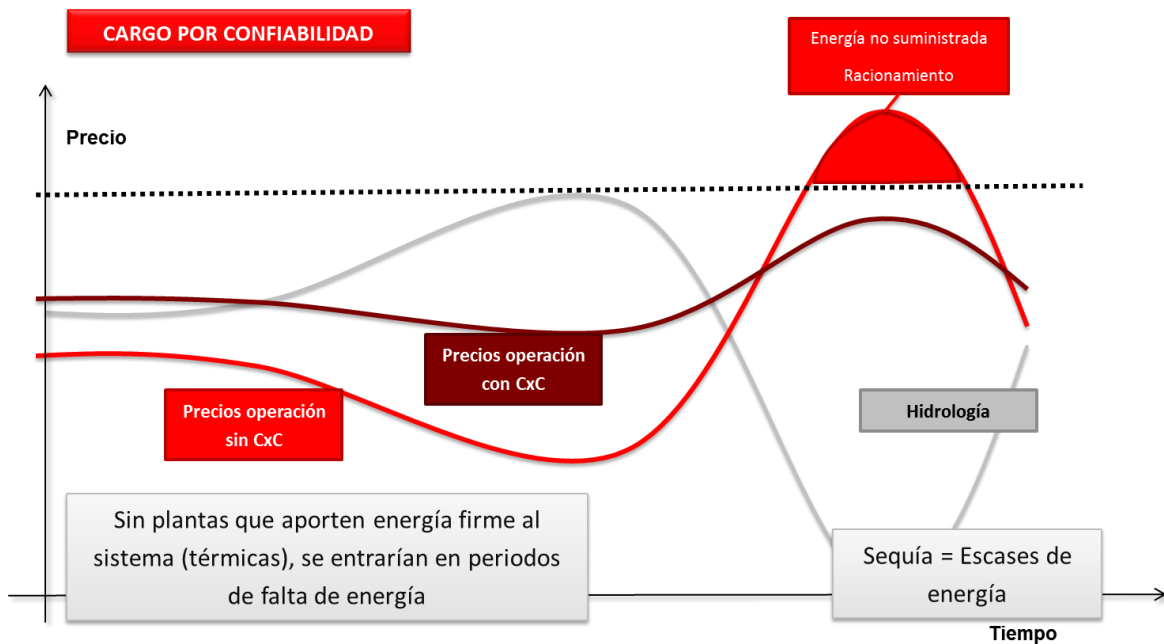


Figura 7. Cargo por Confiabilidad

El esquema de Cargo por Confiabilidad tiene como fin asignar eficientemente Obligaciones de Energía Firme para asegurar la confiabilidad en el suministro de energía en el largo plazo. Las Obligaciones de Energía Firme establecen una relación estable en el largo plazo entre la generación y la demanda, de manera que se den incentivos para permanencia e instalación de nueva generación, se garantice el suministro de energía en el largo plazo, y se garantice una estabilidad en los precios para los usuarios y en los ingresos para los generadores.

El generador al que se le asignó una Obligación de Energía Firme debe generar, según el despacho ideal, una cantidad diaria determinada de energía (la comprometida en la OEF), cuando el precio de bolsa supera, al menos por una hora del día, al Precio de Escasez, reflejando así una situación crítica de abastecimiento de electricidad.

El Precio de Escasez, establecido por la CREG y actualizado mensualmente con base en la variación de un índice de precios de combustibles, tiene una doble función. Por una parte, indica a partir de qué momento las Obligaciones de Energía Firme son exigidas, y por otra, es el precio al que será remunerada la energía entregada cuando tales Obligaciones sean requeridas, siendo éste el máximo precio que los usuarios pagarían por la energía.

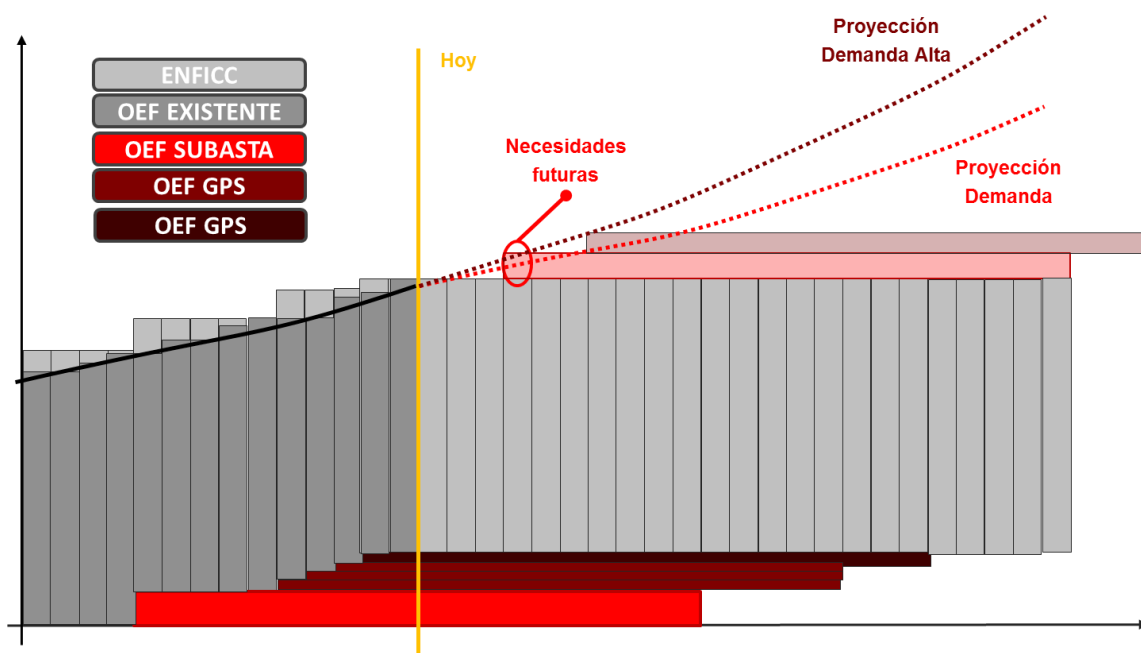


Figura 8. Energía a Subasta

A finales de cada año, la CREG realiza un análisis de la situación energética futura, y valora la necesidad de incorporar energía adicional (cuando la demanda supera la Energía Firme del Sistema). A partir de este análisis, si hay exceso de energía Firme se decide realizar una asignación de las OEF para los próximos años mediante esquema administrado a prorrata, o si, por el contrario, la energía firme es insuficiente, se realiza una subasta de energía para incorporar nuevas plantas de generación.

El precio al cual se asignan las Obligaciones de energía firme corresponde al precio resultante de la subasta donde participan las plantas de generación que tengan intenciones de construirse ofertando en virtud de su ENFICC. Las plantas existentes son tomadoras de precio en dicha asignación, obteniendo asignaciones de OEF para un año al precio resultante de la subasta. Adicionalmente, se presenta un mecanismo de subasta de sobre cerrado para las plantas de generación que tienen periodos de construcción muy largos y que tiene como techo el precio obtenido en la primera subasta.

La energía firme que tienen las empresas de generación y sobre la cual pueden adquirir las Obligaciones de Energía Firme (OEF) en las subastas es la Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad (ENFICC), que es la máxima energía eléctrica que es capaz de entregar una planta de generación durante un año de manera continua, en condiciones extremas de bajos caudales.

Los cálculos que establecen la cantidad de Energía Firme para el Cálculo del Cargo por Confiabilidad (ENFICC) obedecen a un modelo de optimización (maximizar ENFICC), el cual está descrito en el Anexo 9 de la Resolución CREG 071 de 2006, este modelo de optimización está sujeto a un conjunto de restricciones asociadas a:

- La topología de la planta
- Los límites en los niveles del embalse, y uso del mismo
- La capacidad de turbinamiento
- Bombeo y descarga
- La producción
- Al índice de indisponibilidad histórica forzada de la planta (IHF), entre muchos otros.

TÉRMICA: Potencia Neta afectada por la disponibilidad histórica de la planta

HIDRÁULICAS: Modelo de optimización, que a partir de los datos de entrada de la plantas y de sus características de producción, busca maximizar la ENFICC que produce la planta en un año, con una serie de escenarios de aportes hidráulicos críticos. A partir de la serie de corridas del modelo, se calcula la ENFICC BASE y la ENFICC 95% PSS.

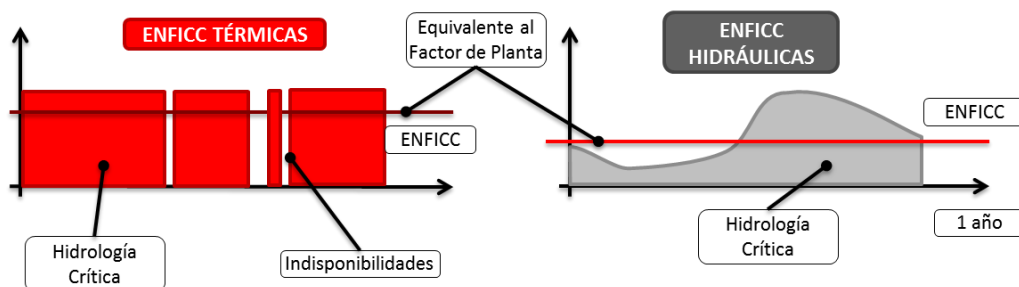


Figura 9. Energía firme para el Cargo por Confiabilidad (ENFICC)

Actualmente, la Comisión ha expedido metodologías para la Estimación de la ENFICC para las plantas geotérmicas (Resolución CREG 132 de 2014) y eólicas (Resolución 167 de 2017).

De acuerdo con la Resolución CREG 071 de 2006, la cual incluye las modificaciones realizadas posterior a su expedición, las plantas de generación independientes o dentro de una cadena hidráulica, pueden producir Energía en Firme, e inclusive pueden ofertar más de su ENFICC base si cumplen con el conjunto de garantías que establece la regulación.

La asignación de obligaciones de energía firme se realiza a través de subastas dinámicas, cuya fecha la determina la Comisión de Regulación de Energía y Gas. En estas subastas se asignan las obligaciones que se requerirán en un plazo de entre 4 y 10 años para cubrir las necesidades del sistema, aunque los agentes del sistema que se encuentren en proceso de construcción de plantas de generación, pero cuyas nuevas plantas no entren antes del período, pueden ofertar su energía firme de manera especial hasta siete años antes de la entrada en operación de su planta.

Dentro de los anillos de seguridad del cargo por confiabilidad se encuentra la Demanda Desconectable Voluntariamente (DDV), que es un mecanismo mediante el cual un Usuario

a través de un comercializador, o un comercializador que agrupe un conjunto de usuarios, puede obtener respaldar Obligaciones de Energía Firme, que consisten en comprometerse a no consumir durante los periodos de escasez.

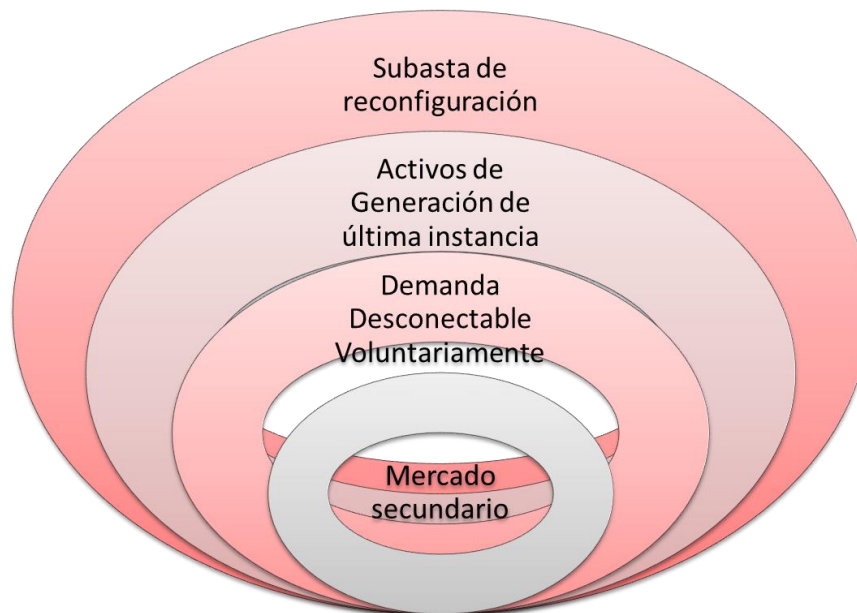


Figura 10. Anillos de Confiabilidad del Cargo

Las DDV son representadas por un comercializador y sirve para respaldar las OEF de un generador, de manera similar a como se respaldan en el mercado secundario, es decir, se negocia el respaldo a un generador que tiene asignaciones de OEF, y que en un momento dado que no pueda generar sea respaldado por la DDV.

Los contratos de respaldo de DDV se deben registrar ante el ASIC, indicando la fecha de vigencia y cantidad de demanda (kWh). El mecanismo se activa cuando el generador informa al ASIC de que va a requerir dicho respaldo para el día siguiente con una antelación de 1 hora antes con revisión del sistema de medida.

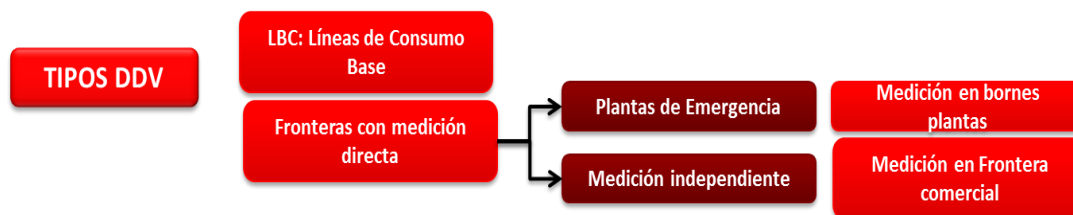


Figura 11. Demanda Desconectable Voluntariamente (DDV)

Hay varias formas de aplicar y verificar la DDV, que para el caso de los sistemas de almacenamiento sería el relacionado con las plantas de emergencia, donde la medición que se realizaría por parte del ASIC para verificar el funcionamiento de mecanismo sería en los bornes de alimentación de las baterías.

7.4 REGULACIÓN DE FRECUENCIA

Otra de las posibilidades que se considera como una oportunidad para la participación de los sistemas de almacenamiento dentro del esquema de mercado colombiano es mediante la prestación del servicio de regulación secundaria de frecuencia.

La regulación del AGC en Colombia está contenida principalmente en la Resolución CREG 064 de 2000 que modificó el código de operación.

En el esquema colombiano todas las plantas de generación son solidarias en la prestación del servicio de regulación secundaria de frecuencia, prestando el servicio de manera directa o por medio de otras plantas. Las reconciliaciones negativas se asignan proporcionalmente entre las reconciliaciones positivas y las reconciliaciones positivas por AGC.

Para la prestación del servicio de AGC, las plantas que cumplen los requisitos técnicos para prestar el servicio, envían junto con la oferta de precios del mercado la declaración de capacidad para prestarlo. El CND define un nivel de holgura y asigna las plantas de acuerdo con los precios ofertados y el mínimo número de unidades requeridas por confiabilidad.

La liquidación de la prestación del servicio de AGC se realiza mediante el precio de reconciliación para el AGC, teniendo en cuenta el tamaño de la Holgura programada. Adicionalmente se realiza la correspondiente liquidación de la reconciliación positiva y negativa (teniendo en cuenta el valor de la Holgura ya pagada en el AGC) y reconociendo el recaudo del CERE por la holgura donde existió generación de energía. En caso de desviaciones por fuera de la holgura esta se liquida normalmente.

De acuerdo al esquema actual del AGC se requiere que la planta de generación declare una capacidad de holgura y oferte el precio en el mercado. En este caso es necesario definir bajo el esquema actual como se realizarían los ajustes del exceso o defecto de energía acumulada de la batería con el fin de ser programada para un nuevo periodo, así como sería su funcionamiento en los momentos en los que aporta mediante la carga.

Otro aspecto a considerar es que el esquema actual está enfocado a plantas de generación, la liquidación del AGC, en términos de energía generada y las reconciliaciones positivas, sería necesario hacer un ajuste para las baterías.

7.5 ACTIVO DE ALMACENAMIENTO

El servicio de almacenamiento se puede ver como el suministro de un activo de almacenamiento de potencia activa que es provisto por un inversionista y que es operado por el operador del sistema y del mercado como una herramienta más que permite la optimización del despacho.

En este punto es necesario indicar que desde este esquema de funcionamiento es necesario establecer una separación de actividades entre la actividad de generación y el agente que provea el almacenamiento, debido a los conflictos de interés que se generan. De forma simplificada, el activo de almacenamiento estaría más ajustado a la actividad de transmisión de energía, y serían estos agentes quienes proveerían dichos equipos.

El esquema de remuneración para las baterías considerado como un activo de la red de Transmisión, sería equivalente al esquema regulatorio vigente para este tipo de activos, presentándose dos posibilidades, la primera es que sea construido mediante un proceso de convocatoria y el segundo es que sea construido mediante un mecanismo de expansión dado al dueño de la subestación donde se requiera.

En el primer caso se realizaría un proceso de convocatoria similar al que se realiza para las convocatorias de transmisión, donde los diferentes oferentes envían un perfil de pagos, y el proyecto es adjudicado al de menor valor presente.

En el segundo caso se remuneraría mediante la tarifa regulada definida por el regulador, que para este caso en específico deberá definir una o varias Unidades Constructivas relacionadas con el sistema de Almacenamiento.

8 CAMBIOS REGULATORIOS

8.1 MODIFICACIÓN DE LA OFERTA

La Resolución CREG 026 de 2001 modificó las normas sobre el funcionamiento del mercado mayorista, de manera específica cambió la forma como se realizaba la oferta de precios, donde sólo se podría ofertar un único precio diario. Actualmente, se tiene una excepción para que los agentes que representan las interconexiones internacionales puedan realizar una oferta de precios horaria.

Una de las modificaciones puede ir encaminada a permitirle a las baterías realizar una oferta de precios por horas, en caso de que se considere un esquema dentro de las cuales éstas especulen, o que no realicen ofertas de precios, sino que se integren directamente dentro del modelo del despacho, cuando se consideran que son elementos pasivos que son utilizados por el operador del sistema para optimizar el despacho.

8.2 MODIFICACIÓN DESPACHO

Uno de los cambios regulatorios que se debería acometer, para la integración de las baterías en el sistema, es la modificación del esquema de despacho que actualmente se tiene implementado, de manera que se permita la participación de las baterías en él, considerando las condiciones de funcionamiento que estos equipos tienen.

Las modificaciones que se le deberían realizar al esquema de despacho, con el fin de incorporar adecuadamente las baterías dependerán de cómo se consideran éstas dentro del esquema de funcionamiento regulatorio de mercado.

La primera modificación que se tiene que realizar para su participación como generador es la modificación al proceso de oferta de precios por parte de los agentes generadores, precios que se incorporan para efectos de realizar el despacho. Además de este cambio, se tendría que incorporar dentro de dicha programación una modificación a la demanda, no considerando únicamente el valor de la demanda proyectada, sino permitiendo incluir las

baterías en su periodo de carga como una demanda adicional, e incluyendo, siendo el caso, ofertas de consumo de energía en el despacho.

En caso de considerar las baterías como un elemento pasivo dentro del sistema se pueden modificar las restricciones asociadas al despacho de manera que considere el funcionamiento de las mismas.

8.3 MERCADO INTRADIARIO (CREG 143 DE 2021)

La concepción de un mercado intradiario es un mercado de diferencias o ajustes donde los generadores que salen o no despachados, pueden hacer ofertas tendientes a dejar de generar o generar, de acuerdo a las condiciones de la operación que se vayan presentando y que generen cambios conforme a la programación realizada el día anterior, como puede ser la indisponibilidad de una unidad de generación o el aumento de la demanda.

Los sistemas de almacenamiento, por su flexibilidad a la hora de generar y de carga, tienen una gran oportunidad para servir como un agente que tiene la capacidad técnica para participar en el mercado intradiario, pudiendo aceptar las ofertas de aumento o disminución de energía que requiera el sistema cuando se le requiera, y ofreciendo una solución más eficiente en el redespacho y obteniendo beneficios cuando un agente no pueda cumplir con el despacho.

8.4 REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA

Las modificaciones que habría que realizar al esquema actual del AGC con el fin de compatibilizar el funcionamiento de las baterías, depende de la forma como se quiera integrar estas, ya sea como un generador más que participa en el mercado o si es un activo que presta este servicio, en cuyo caso se podría definir un esquema de remuneración individual para este tipo de sistemas sin que haya necesidad de que participen en el mercado activamente.

Para el caso de que se quiera realizar las modificaciones requeridas a la regulación con el fin de compatibilizar el funcionamiento como generador, incluyendo su capacidad de participar en el servicio de AGC, es necesario realizar los cambios mencionados anteriormente en el despacho y en la oferta de precios, y adicionalmente considerar la flexibilización de algunos de los criterios técnicos que limitan la entrada de este tipo de tecnologías como es disminuyendo mínima holgura permitida tanto por planta como por unidad.

En el caso de los sistemas de baterías se pueden tener consideraciones adicionales de confiabilidad y mínima cantidad de holgura relacionadas con el número de ellas permitiendo repartir la confiabilidad. Para esta propuesta es necesario considerar el esquema de conexión y la probabilidad de falla de cada uno de los elementos (baterías, inversor, control), y las disminuciones en capacidad, o esquemas de operación con capacidad parcial que se pueden presentar.

En caso de que se decida que el funcionamiento de los SAEB sea como un activo dedicado exclusivamente a la prestación del servicio de AGC, se deberían realizar los siguientes

ajustes a la regulación, adicionales a las consideradas anteriormente. En primer lugar, se debería definir cómo va a ser el esquema de remuneración de estas tecnologías. En segundo lugar, se debe redefinir las reglas que debe seguir el Operador del Sistema para su utilización, las reglas aplicables en el despacho y la armonización con las otras plantas que prestan el servicio.

Es importante anotar que la implementación de las baterías como un esquema regulado para la prestación del servicio de AGC, tendría el problema de estar introduciendo distorsiones a un mercado que la CREG definió como tal, y alterando las reglas de juego para los agentes que participan en él.

9 ANÁLISIS DE VIABILIDAD DE LOS SAEB

9.1 PRECIOS DE COMPRA Y VENTA DE ENERGÍA

Uno de los aspectos que tiene el mayor impacto en la consideración de la viabilidad de la instalación de los sistemas de almacenamiento, son los precios de compra y venta de energía que van a ser considerados para los momentos en que el sistema está almacenando energía, o cuando lo está suministrando.

En el caso de que se considere el precio de la energía como el de un usuario no regulado cuando se encuentra almacenando energía, debiendo cancelar todos los cargos adicionales que haya a lugar llevaría a la inviabilidad.

Las diferentes opciones de tarifas a ser consideradas para el precio de compra y venta, o visto como consumo y suministro, son el precio de energía básica del mercado, es decir, el precio de participación en el mercado de cualquier generador y el precio que le toca pagar a un Usuario No Regulado que se conecta a nivel del STN.

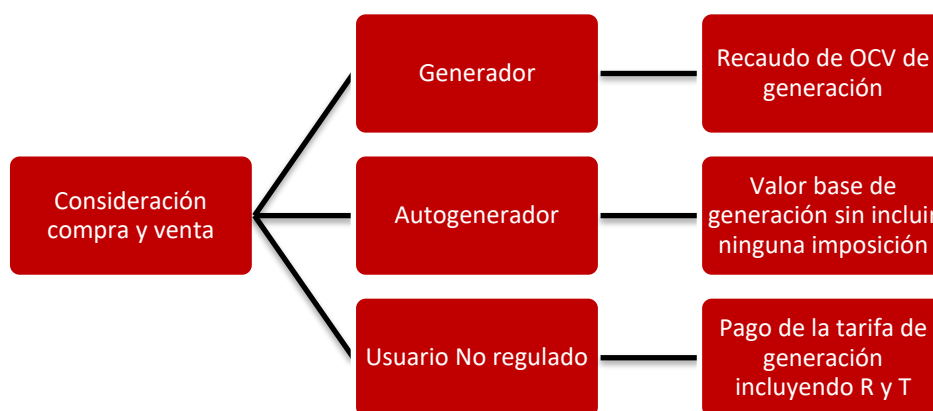


Figura 12. Precios de Compra y Venta de energía.

La primera consideración sería la típica o la esperable por defecto. Para el caso de la compra de energía cuando almacena como una carga, es decir, a precio de un Usuario No

regulado, a esta tarifa la energía sería comprada a precio de la energía de generación (incluyendo los cargos que se recaudan en él), más las restricciones, el STN y las pérdidas, así como las garantías aplicables. Para el caso de venta de energía cuando se descarga, como un generador que participa en el mercado, debiendo tener en cuenta los cargos que debe recaudar en el costo de generación.

El valor base de generación o precio base es el valor de la generación descontando los otros cargos variables que se recaudan a través del precio de la generación. Este valor es el ingreso neto por generación y sería el valor de referencia para el suministro de energía para efectos del funcionamiento de las baterías, es decir, sin considerar cargos ni imposiciones adicionales.

Los precios y tarifas que debe tener en cuenta el sistema de almacenamiento dependerán de la forma como el regulador reglamente los precios, tarifas y cargos, y de la forma como el regulador considere adecuado que las baterías se integren al mercado.

Una opción adicional a considerar consiste en analizar la opción donde el almacenamiento está conectado cercano de una planta de generación hidráulica, del mismo propietario, y por ende, dentro de su misma frontera comercial, y, cargándose con la energía generada por la planta sin entrar en el mercado, funcionando como una capacidad de generación adicional cuando se encuentra cargada.

9.2 PRECIOS HORARIOS MERCADO SPOT

La oportunidad de mercado que se encuentra para las baterías es el arbitramento de precio frente a las diferencias que se presentan de manera horaria o diaria que se puedan dar.

Para diferentes tipos de esquemas en el que funcionen las baterías, el principio básico de oportunidad radica en aprovechar los diferenciales de precios que se dan en las diferentes horas del día o en un caso más extremo, entre días.

Para identificar la posibilidad de la viabilidad de aprovechar, es necesario evaluar los diferenciales de precios que se presentan en la curva de precios horaria en el mercado colombiano y su duración.

Adicionalmente, es importante tener en cuenta que a medida que las baterías entran a cargar y descargar durante esta operación, tenderán a su vez a afectar el diferencial de precio, al generar un aumento de demanda en las horas de carga que puede encarecer la operación y desplazar un generador más costoso en las horas de descarga.

A partir de este resultado se puede obtener la diferencia de precios entre horas, considerando que para una hora se considera la diferencia entre las horas de mayor y menor precio, para la siguiente hora se consideran la diferencia entre las horas siguientes en precio y así sucesivamente, suponiendo se va a aprovechando las mayores diferencias de precio entre las horas, dependiendo del número de horas de carga y descarga en el día.

Debido a que se asume que los periodos de carga y descarga de la batería son iguales, es decir, se demora el mismo tiempo en cargar y descargar, y que para el arbitraje de precios se requiere una operación dual, de compra y venta, es decir, se requiere un tiempo para la carga (compra) y un tiempo equivalente para la descarga (venta), el análisis se hace en términos de las horas en las que se realiza el arbitraje, si el arbitraje se realiza en una hora, esto quiere decir que la batería se carga en la hora de menor precio y se descarga en la de mayor. Por lo tanto, el análisis se realiza en los 12 periodos posibles de arbitraje que se pueden realizar en un día.

La diferencia de precios inicia entre la hora de mayor precio y la de menor precio, y así sucesivamente hasta llegar a las 12 horas, donde se asume que la mitad del tiempo del día se carga y la otra mitad se descarga, es decir, una operación de 24 horas.

9.2.1 ELASTICIDAD CON LA DEMANDA

Adicional a lo mencionado anteriormente es importante tener en cuenta que al considerar la entrada de una generación o una carga, modificando las condiciones de demanda y de despacho de las plantas, este hecho va a tener un impacto sobre los precios. El impacto entre los cambios de la demanda en los precios es la elasticidad precio/demanda.

Por lo tanto, es necesario estimar el impacto que tendría la batería en su función de acumular y proveer energía al sistema en los precios, es decir, como el sistema de acumulación es capaz de aplanar la curva de precios. Para esto se estima la elasticidad de los precios horarios con relación a la curva de demanda horaria.

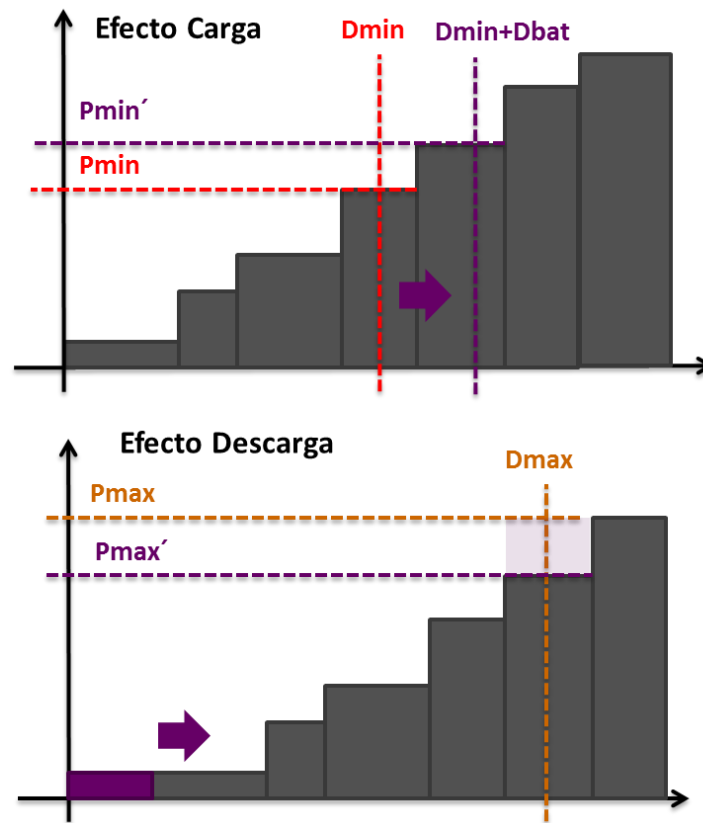


Figura 13. Efecto de la carga y descarga de las baterías en el precio

Es necesario aclarar que en este caso la elasticidad del precio horario de la energía considerado es diferente al concepto de elasticidad del consumo de electricidad por parte de los usuarios, debido a que mientras el primer efecto se refiere a los efectos del mercado sobre el precio horario, el último es un efecto del comportamiento en los hábitos de consumo de los usuarios frente al precio de la energía, de hecho, la demanda en el esquema de despacho en Colombia es considerado como inflexible.

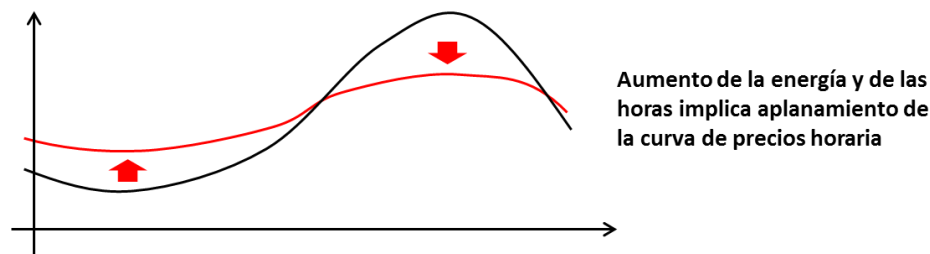


Figura 14. Elasticidad de la demanda

9.3 RESTRICCIONES

Para evaluar las oportunidades de los sistemas de almacenamiento se consideran dos opciones de alivio de restricciones, la primera relacionada con aspectos operativos del

despacho de generación, donde las baterías entrarían a desplazar generación de seguridad más costosa, y la segunda, relacionada con la expansión de la red, donde las baterías entrarían a ser consideradas dentro de los activos que permitan la solución de restricciones.

Dentro de estas posibilidades se plantean los siguientes casos generales de estudio con el fin de determinar la viabilidad de las baterías frente a diferentes consideraciones. Debido a que las opciones corresponden a oportunidades tanto desde el lado del mercado competitivo de generación, como del lado regulado de la red, se plantean los criterios que se deben evaluar como son el Beneficio del sistema, el esquema de reconocimiento de las Baterías y el Costo de la alternativa.

Los casos 1, 2, y 3 corresponden a casos donde la solución alternativa a la restricción es la instalación de un activo de transmisión o distribución dentro del esquema regulado, mientras que para los casos 4 y 5 corresponden a casos donde la alternativa de solución es la generación de seguridad de una planta de generación dentro del despacho.

Los beneficios del sistema corresponden a la metodología para la valoración de los beneficios que tendría el sistema si se considera la implementación del sistema de almacenamiento frente al caso de que no se instale la misma. En general, la forma de valorar el beneficio del sistema corresponde al costo de la Energía No Servida. El beneficio del sistema permite valorar si la solución aportada por el sistema de baterías es mejor para el sistema que el costo de racionar y correspondería al primer paso a considerar dentro de análisis. En tal sentido la solución con SAEB podría considerarse para su análisis de remuneración, bajo la filosofía de la confiabilidad que le da al sistema en el momento que esta se requiera, más adelante y en el documento de análisis eléctrico, se realizan los supuestos y estimativos cuantitativos que hacen viable la implementación de los SAEB en este contexto.

El reconocimiento de la remuneración de las baterías corresponde a la metodología mediante la cual se le remuneraría su participación en el alivio de la restricción. Para el caso del esquema regulado, el reconocimiento correspondería a ser considerada como una Unidad Constructiva, en el esquema competitivo será conforme a la metodología por el pago de la generación de seguridad. Desde el punto de vista de la remuneración de manera regulada, la viabilidad financiera para el inversionista estaría asegurada, desde el punto de vista del esquema competitivo sería necesario verificar si el reconocimiento por generación de seguridad es suficiente para la factibilidad.

El costo de la alternativa corresponde al costo que tendría una solución alternativa a las baterías, para el alivio de la restricción que se esté analizando. Para soluciones cuya alternativa sea la instalación de un activo de transmisión, el costo de la alternativa estará dado por la valoración de la Unidad Constructiva respectiva, para el caso de la solución que sea el despacho por seguridad de una planta de generación en la zona, será el costo reconocido a dicha planta por reconciliación positiva. La revisión del costo de la solución alternativa frente al costo de las baterías permite establecer la competitividad de estas últimas en el alivio de la restricción, y por ende, en la prioridad de que sea seleccionada para que lo realice.

Tabla 3. Casos de estudio para las restricciones

	Solución alternativa	Beneficios sistema	Reconocimiento Baterías	Costo Alternativa
Caso 1	Transformador	Energía No Servida	Unidad Constructiva	Unidad Constructiva
Caso 2	Línea de Transmisión	Energía No Servida	Unidad Constructiva	Unidad Constructiva
Caso 3	Compensador	Energía No Servida	Unidad Constructiva	Unidad Constructiva
Caso 4	Generación Hidráulica	Energía No Servida	Costos Variables Operativos	Reconciliación positiva Hidráulicas
Caso 5	Generación Térmica	Energía No Servida	Costos Variables Operativos	Reconciliación positiva Térmicas

La importancia del análisis de los beneficios del sistema desde el punto de vista de un activo regulado está dada en la aprobación por parte del planeador central como una posible solución a la restricción y desde el punto de vista de que sea un activo de generación, en la aprobación de la conexión al sistema.

La importancia del esquema de reconocimiento de la remuneración está en revisar desde el punto de vista regulado, si la Unidad Constructiva definida es suficiente incentivo para su instalación, y desde el punto de vista competitivo, si es suficiente el reconocimiento para garantizar la viabilidad del proyecto.

La importancia de considerar el costo de la alternativa está, desde el punto de vista regulado en qué solución es la seleccionada por el planeador central para aliviar la restricción, buscando la de menor costo para el sistema, y desde el punto de vista del esquema competitivo si es el recurso que tiene preferencia a ser despachado por seguridad para cubrir dicha restricción.

Tabla 4. Importancia del criterio de viabilidad dentro del esquema

	Criterio	Importancia Regulado	Importancia Competencia
Beneficios sistema	Viabilidad económica de la solución	Aprobación Planeador Central	Aprobación de la conexión
Reconocimiento Baterías	Viabilidad Financiera de la solución	Incentivo Inversionista	Participación en el esquema de despacho
Costo Alternativa	Competitividad de la solución	Solución seleccionada	Ventaja sobre la competencia

9.4 SUBASTA DE SOLUCIÓN DE RESTRICCIONES

En el Documento CREG 077 de 2014 se plantean los inconvenientes que se presentan con las necesidades de potencia localizados, planteando la posibilidad de que las convocatorias se encuentren enfocadas a la solución de problema del sistema de potencia (restricciones, voltajes, estabilidad), y permitiendo que se presenten dentro de las propuestas de solución diferentes tecnologías como líneas, compensadores, generación, entre otros, más que a la subasta para la construcción de activos de transmisión como se viene realizando actualmente.

Dentro de esta propuesta para la solución de restricciones participando en las convocatorias que sean definidas, se abriría una oportunidad de participación para los sistemas de almacenamiento de baterías, los cuales podrían entrar a competir con las otras tecnologías, en la solución de restricciones del sistema.

Ante esta oportunidad es necesario revisar las posibilidades de participación que se configurarían para esta tecnología. Por ser una tecnología que aporta energía activa, las baterías estarían enfocadas a participar en las convocatorias que se encuentren relacionadas con la solución de problemas asociados con este tipo de potencia (o de potencia reactiva si se combina con otros equipos), como pueden ser problemas de congestión de líneas o transformadores, límites de importación y/o exportación entre áreas, y límites de estabilidad.

Al respecto, las tecnologías o posibles soluciones contra las que estaría compitiendo serían, para el caso de los límites de transferencia nuevas líneas de transmisión o unidades de transformación adicionales.

Un primer reto a definir es la consideración de las plantas de generación, esto compaginaria con el esquema y reglamentación existente para la generación de energía. En esta misma línea sería necesario debido a que la oferta no se puede simplificar en valorar la solución en términos de USD/kW-mes o USD/kvar-mes, debido a que se estarían comparando soluciones de elementos activos con pasivos que en estricto sentido no aportan potencia aparente (activa o reactiva).

9.5 CARGO POR CONFIABILIDAD

Para la valoración del cargo por confiabilidad en cuanto a la viabilidad como opción de remuneración se puede considerar en dos vías; desde el punto de vista de un generador al que se le aporta Energía Firme en el valor que se reconoce por concepto de cargo por confiabilidad o desde el punto de vista del mecanismo de Demanda Desconectable Voluntariamente el mismo valor del cargo afectado por un factor que considera que dicho valor corresponde al respaldo de un generador, debido a que los que participan en este mecanismo lo hacen en el mercado secundario del cargo por confiabilidad.

Los ingresos se estimarán inicialmente como el impacto que tendría el almacenamiento sobre la ENFICC de una planta de generación que no tenga capacidad de regulación, o de

manera similar para la DDV como la cantidad de tiempo que una carga de una potencia definida puede ser respaldada por las baterías y desconectarse del sistema.

En este caso, la energía firme que aportaría el sistema de almacenamiento sería igual a la capacidad total de almacenamiento, en términos de energía que tendría las baterías y el costo variable de dicha operación correspondería, en el caso de dar soporte a la generación a los costos variables de generación del recurso; y desde el punto de vista de la DDV al precio de la energía en bolsa.

Para el caso del esquema de DDV se debe tener en cuenta de manera adicional que la batería puede ser cargada durante los periodos horarios y la época del año de menores precios en el mercado y que su operación, además de darle el soporte a la carga, le estaría evitando el costo de comprar la energía en el mercado al precio de escasez.

9.6 MERCADO PARA LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO DE CONFIABILIDAD

Actualmente en Colombia, la prestación del servicio complementario de Regulación secundaria de frecuencia funciona como un mercado en el cual las plantas de generación elegibles declaran una disponibilidad, en términos de holgura y ofertan un precio el cual es igual al precio de oferta del mercado spot. El CND programa las plantas que entran a prestar el servicio de acuerdo con la cantidad de reserva requerida por el sistema de acuerdo al mérito, siendo estas plantas remuneradas en virtud al precio de reconciliación para el AGC.

Dado que en el esquema actual se paga por la holgura, pero la energía generada durante la prestación del servicio se reconcilia de manera similar a las reconciliaciones de generación de seguridad, a las baterías se les deberá realizar la respectiva reconciliación.

Bajo el supuesto que el costo que tiene la batería para suministrar la energía es el precio de bolsa, es decir, se carga a precio de bolsa y que el valor obtenido por la holgura más la reconciliación es igual al precio de reconciliación del AGC, el diferencial de ganancia que podría obtener la batería correspondería a ese margen.

9.7 LEY 2099 DE 2021

Esta Ley modificó la Ley 1715 de 2014, donde se dictan disposiciones para la transición energética, la dinamización del mercado energético, la reactivación económica del país y se dictan otras disposiciones.

La Ley 1715 y sus modificaciones (Ley 2099 de 2021) promueven incentivos a las energías renovables y gestión eficiente de la energía, donde se busca impulsar en Colombia la generación de energía a partir de Fuentes No Convencionales de Energía y la gestión eficiente de la energía.

Como Gestión eficiente de energía se enfoca en la Eficiencia energética, la Gestión de la demanda y la venta de excedentes de los autogeneradores al sistema.

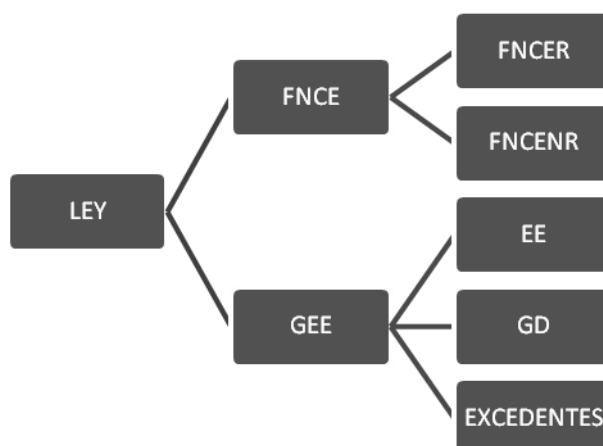


Figura 15. Esquema beneficios ley 1715 de 2014

Fuentes Convencionales de Energía (FCE): Son aquellos recursos de energía que son utilizados de forma intensiva y ampliamente comercializados en el país.

Fuentes no Convencionales de Energía (FNCE): Son aquellos recursos de energía disponibles a nivel mundial y no se comercializan ampliamente. Se consideran FNCE la energía nuclear o atómica y las FNCER. Otras fuentes podrán ser consideradas como FNCE según lo determine la UPME.

Fuentes no Convencionales de Energía Renovable (FNCER): Son aquellos recursos de energía disponibles a nivel mundial que son ambientalmente sostenibles, pero que en el país no son empleadas o utilizadas de manera marginal y no se comercializan ampliamente. Se consideran las FNCER la biomasa, los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, la eólica, la geotérmica, la solar y los mares. Otras fuentes podrán ser consideradas como FNCER según lo determine la UPME.

Con respecto a los incentivos a las Fuentes no Convencionales de Energía, los incentivos son definidos explícitamente en la ley de la siguiente manera.

RENTA

- Deducir de su renta, en un período no mayor de 15 años, contados a partir del año gravable siguiente en el que haya entrado en operación la inversión, el 50% del total de la inversión realizada.
- El valor a deducir por este concepto, en ningún caso podrá ser superior al 50% de la renta líquida del contribuyente, determinada antes de restar el valor de la inversión.

IVA

- Los equipos, elementos, maquinaria y servicios nacionales o importados que se destinen a la preinversión e inversión, para la producción y utilización de energía partir de las fuentes no convencionales, así como para la medición y evaluación de

los potenciales recursos, y para adelantar las acciones y medidas de gestión eficiente de la energía, incluyendo los equipos de medición inteligente, que se encuentren en el Programa de Uso Racional y Eficiente de Energía y Fuentes No Convencionales -PROURE estarán excluidos del IVA.

- Este beneficio también será aplicable a todos los servicios prestados en Colombia o en el exterior que tengan la misma destinación prevista en el inciso anterior.

ARANCELES

- Exención del pago de los derechos arancelarios de importación de maquinaria, equipos, materiales e insumos destinados exclusivamente para labores de preinversión y de inversión de proyectos con FNCE.
- Será aplicable y recaerá sobre maquinaria, equipos, materiales e insumos que no sean producidos por la industria nacional y su único medio de adquisición esté sujeto a la importación de los mismos.

DEPRECIACIÓN ACELERADA

- Aplicable a las maquinarias, equipos y obras civiles necesarias para la preinversión, inversión y operación de la generación con FNCE, que sean adquiridos y/o construidos, exclusivamente para ese fin.
- La tasa anual de depreciación será no mayor de treinta y tres punto treinta y tres por ciento (33.33%) como tasa global anual.

Para el caso de los incentivos a la Gestión Eficiente de la Energía es función del Ministerio y de la entidad de regulación el definir e implementar tanto los mecanismos de participación y los incentivos. Por lo tanto, es necesario esperar a que se realice dicha reglamentación y que ésta no se limite a definir las reglas de participación, sino que defina incentivos de manera explícita.

Un análisis que se ha realizado a los incentivos desde la mirada de un modelo financiero de inversión, es que dichos incentivos van enfocados a mejorar los resultados del modelo en cuanto a aspectos tributarios y de margen final, pero no van enfocados al mejoramiento del Margen Bruto de los proyectos, que puede ser decisivo para este tipo de tecnologías donde los márgenes son tan bajos. En este sentido, los incentivos se convierten una adición a la rentabilidad del modelo financiero, pero no son el elemento decisivo para definir la viabilidad de un proyecto. No obstante, lo anterior si se mira de manera global dicha deducción dentro de la valoración de la empresa puede tener un mayor atractivo.

Las oportunidades de participación de los SAEB se cuentan en los dos enfoques de la ley, en la fuente no convencionales de energía, en especial cuando hacen parte de un proyecto de energía renovables como eólica o solar, o mediante la participación en la gestión del lado de la demanda permitiendo realizar una gestión eficiente de los recursos al permitir el aplanamiento de la curva de demanda.

9.7.1 OTRAS OPORTUNIDADES

A continuación, se presentan otras oportunidades que se presentan en el esquema tributario y del sistema de ciencia tecnología e innovación en Colombia que pueden ser aprovechadas por los sistemas de baterías.

PROURE

La ley 697 de 2001 donde se crea el Programa de Uso Racional y Eficiente de Energía – PROURE y sus decretos (Decreto 2501 de 2007, entre otras) y resoluciones reglamentarias (Resolución MME 180609 de 2006, entre otros), se definen los mecanismos de financiación para los proyectos de eficiencia energéticas, los programas de apoyo en eficiencia energética y los equipos que se benefician por el descuento del IVA.

BENEFICIOS PROYECTOS DE CIENCIA Y TECNOLOGÍA

Los programas de incentivo a la investigación e innovación que impulsa COLCIENCIAS que se pueden considerar para efectos del financiamiento de proyectos pilotos, demostrativos o para impulsar los estudios e implementación de proyectos relacionados con las baterías son los siguientes:

- Recuperación contingente
- Cofinanciación
- Riesgo tecnológico compartido
- Vinculación de investigadores en empresas y centros de desarrollo tecnológico
- Líneas de crédito para incentivo a la innovación COLCIENCIAS-BANCOLDEX

En Colombia se da un beneficio tributario que consiste en que cualquier persona que realice inversiones o donaciones (a universidades, CDT, grupos de investigación) a proyectos calificados por el Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología, como de carácter científico, tecnológico o de innovación, podrá deducir el 125% del valor invertido en el período gravable, en que realizó la inversión, sin exceder el 20% de la renta líquida gravable.

10 VALORACIÓN FINANCIERA

En el presente capítulo se construye un modelo financiero que permita estimar, mediante un flujo de caja descontado, la viabilidad económica de la implementación de las baterías para cada uno de las alternativas de participación en el mercado que se consideran.

10.1 CONSIDERACIONES Y SUPUESTOS GENERALES

Se parte de los siguientes supuestos generales en el proceso de valoración. La principal suposición es que para las baterías no hay un costo dado por los cargos por uso relacionados con las cargas y descargas de energía.

- Se valoran únicamente los diferenciales de precios o ganancias propias del mercado para cada una de las alternativas

- Se aplican los supuestos para cada una de las alternativas presentadas anteriormente en el capítulo relacionado con el análisis de viabilidad.
- Las alternativas de valoración consideradas son las siguientes:
 - Participación en el mercado de Regulación secundaria de frecuencia AGC
 - Ingresos por el Cargo por Confiabilidad por concepto de energía Firme
 - Ingresos por concepto de reconocimiento de restricciones
 - Arbitraje en la diferencia de precios horarios.

10.2 TASA DE RENTABILIDAD DEL NEGOCIO

Es la tasa de rentabilidad esperada del negocio, para este caso, un Generador de energía eléctrica en el sector eléctrico colombiano.

El cálculo de la tasa de rentabilidad esperada se consideró de acuerdo con el esquema el Costo Promedio Ponderado de Capital (WACC) de una empresa de generación típica, dentro del sector eléctrico colombiano, especial la metodología descrita en la regulación a través de la Resolución CREG 083 DE 2008.

$$WACC = w_d r_d (1 - \tau) + w_e r_e$$

Donde;

w_d :	% de la deuda sobre activos
r_d :	Costo de la deuda
τ :	Tasa impositiva
w_e :	% de capital propio sobre activos
r_e :	costo de capital propio

Esta tasa de rentabilidad del negocio permitió llevar a valor presente, los flujos de caja del proyecto y con ello, evaluar los ingresos anuales requeridos por el Transmisor para recuperar sus inversiones y gastos, bajo su exigencia de rentabilidad.

Estructura de Capital: Es la composición de capital propio y deuda que tiene el inversionista para financiar el proyecto. Se consideró una estructura de capital correspondiente a un 40% de Deuda (w_d) y 60% de capital propio (w_e)

Costo de la Deuda: Corresponde al costo del dinero de la deuda obtenido en el mercado financiero. Se calcula con base en el costo de la tasa de crédito preferencias publicado por el banco de la república. El cálculo del costo de la deuda se afecta por la tasa impositiva, para descontar su efecto a la hora de calcular el WACC.

$$r_d = (1 + \text{tasaprefer}) * \frac{(1 + PCI)}{(1 + IPC)} - 1$$

Tasa de Interés crédito preferencial: (Promedio Porcentual) Tasa de crédito ofrecida por diferentes entidades financieras para clientes preferenciales. Estos créditos no están asociados con microcréditos o créditos de consumo.

Costo del Capital propio (r_e): Corresponde al valor del dinero de los accionistas, relacionado con el costo de oportunidad de invertir en otro negocio. Corresponde a la tasa libre de riesgo más una tasa de riesgo del negocio, dependiendo del tipo de negocio y del país en el cual se desarrolla la actividad. Para el costo del patrimonio o costo del capital propio, se utilizó el modelo CAPM.

$$r_e = r_f + \beta_l(r_m - r_i)$$

Tasa libre de riesgo (Porcentual) (r_f): Tasa de referencia para el valor del dinero asociada con un riesgo casi nulo. En este caso se tomó como referencia los bonos del tesoro americano a 20 años.

Datos: Bonos del tesoro americano a 20 años Federal Reserve

Tasa rentabilidad del mercado (Porcentual) (r_m): Tasa de rentabilidad histórica del mercado de acciones de los Estados Unidos (S&P500).

Datos: Tasa rentabilidad tomado de Damodaran

Beta (β) (Unitario): Grado de interrelación entre la rentabilidad de un tipo de negocio y la del mercado en general, asociado con la covariancia entre los retornos de un grupo de empresas de referencia pertenecientes a un sector y el índice general del mercado. Para la obtención de los datos, dada las limitaciones del mercado colombiano, se optó por considerar betas calculados en índices internacionales, particularmente los de Estados Unidos.

Datos: Beta obtenido de los datos de Damodaran para la industria.

$$\beta_l = \beta_u * \left(1 + \frac{w_d}{w_e} * (1 - \tau) \right)$$

Riesgo País (Porcentual): Riesgo relacionado con el desarrollo de una determinada actividad en un país; esta prima intenta reflejar la mayor rentabilidad buscada por un inversionista por el sólo hecho de invertir en dicho país. Para este análisis se toma el índice de riesgo país elaborado por JP Morgan.

10.3 INVERSIÓN

Para los costos de inversión del proyecto se tuvieron como valores índices de los proyectos referenciales a nivel internacional y la información aportada por la empresa. Los costos de instalación se consideran en kWh a partir de la necesidad de potencia (MW) y el tiempo de suministro de energía (h).

De manera general los costos de instalación, para una tecnología de almacenamiento genérica, son de 356,45 USD/kWh.

10.4 INGRESOS

Los ingresos para cada una de las alternativas corresponden al diferencial de precios o remuneración que pueden obtener, de acuerdo al análisis de viabilidad presentado en capítulos anteriores.

10.5 EGRESOS

10.5.1 COSTOS OPERATIVOS

En cuanto a los costos de operación y mantenimiento en sistemas de baterías de acuerdo con la información provista por la empresa esta puede ascender a los 9,30 USD/kW-año.

Dentro de los egresos no se tuvo en cuenta los cargos e impuestos asociados con la generación de energía eléctrica, como la Ley 99, FAZNI, AGC, CAP considerando que al ser una tecnología diferenciada de almacenamiento y no de transformación de energía, algunos de estos rubros no aplican (por ejemplo, Ley 99, FAZNI) o no tendría mucho sentido de que sean solidarios en el pago (por ejemplo, AGC, CAP).

10.5.2 DEPRECIACIÓN

Se utiliza un modelo de depreciación lineal en un horizonte de tiempo de 10 años, considerando como monto de los activos a depreciar un porcentaje del valor total de la inversión, en concordancia con los diferentes rubros que conforman la inversión. La depreciación se utiliza como escudo fiscal a la hora de calcular la tasa impositiva a ser pagada.

10.5.3 IMPUESTOS

De manera explícita se consideran los siguientes impuestos aplicables a una empresa del sector eléctrico como son el impuesto de renta, el CREE, el ICA, y el impuesto predial.

10.5.4 INTERESES

Para el cálculo de los intereses, se toma como base la tasa de crédito de interés preferencial con un esquema de amortización constante durante el periodo de pago de la deuda.

10.6 CÁLCULOS FINANCIEROS.

Para el análisis financiero se recurrió a un método de flujo de caja descontado, a la tasa de oportunidad del inversionista, acorde con el riesgo sistemático de las inversiones en generación.

A continuación, se listan los modelos construidos y las evaluaciones financieras realizadas, con el fin de seleccionar desde el punto de vista financiero, aquella que sea más favorable para el país y que permita una rentabilidad para un inversionista privado, de acuerdo con el negocio y con el riesgo asumido.

- Inversiones: Estimación de las inversiones que tendrá que acometer el inversionista en las tres alternativas de generación, involucradas en el análisis
- Proyecciones de Ingresos y egresos: Proyecciones en valores constantes y en valores corrientes de la evaluación de los ingresos y egresos operativos y no operativos asociados con el proyecto.
- Estado de resultados del ejercicio: Cálculo de las pérdidas y ganancias para el inversionista.
- Balance general
- Flujo de efectivo: Ejercicio para calcular y simular el flujo de ingresos y egresos en efectivo del inversionista y determinar la caja mínima y la evolución del capital de trabajo.
- Flujo de caja libre: Ejercicio para simular el flujo de caja libre del proyecto, que es el flujo de caja con destino a los dueños del proyecto, esto es los socios y acreedores financieros. Sobre este flujo de caja libre se determina el valor del proyecto, se despeja si se cumplen las condiciones de rentabilidad esperadas para el proyecto, el periodo de repago, entre otros.
- Flujo de caja del accionista: Ejercicio para simular el flujo de caja del accionista y determinar si se cumplen las condiciones de rentabilidad esperadas por el accionista.
- Indicadores financieros: Cálculo de los principales indicadores financieros necesarios para el análisis y evaluación del proyecto y de la forma como se plantea su financiación.

10.7 RESULTADOS FINANCIEROS

Los resultados obtenidos en el modelo financiero son los siguientes en valores expresados en pesos constantes de 2021.

Tabla 5. Resumen resultados Financieros por alternativa

	AGC	CxC	Restricciones	Arbitraje
Costo Tecnología (USD/kWh)	356,45	356,45	356,45	356,45
Costo AOM (USD/kW-año)	9,3	9,3	9,3	9,3
Capacidad (MW)	50	50	50	50
Horas	2	1	3	1
Energía (MWh)	100	50	150	50
Años	10	20	20	20
VPN (COP real)	42,086	-112,041	-263,803	-104,602
TIR (COP real)	13,71%	No Aplica	No Aplica	No Aplica

De los resultados se aprecia que en principio la opción más atractiva desde el punto de vista financiero, a partir de los datos y supuestos realizados, es la de prestar el servicio de AGC en el sistema participando en dicho esquema.

De todas maneras, es necesario realizar un análisis más detallado de cada una de las alternativas considerando, información específica de la tecnología de acumulación, teniendo en cuenta los costos reales de la tecnología, su desempeño y en que alternativa hay un mejor aprovechamiento de la misma.

Los resultados financieros se realizan bajo el supuesto de que la batería va a funcionar bajo el esquema de generador, el cual es un negocio competitivo donde la viabilidad del proyecto parte de la valoración privada considerando las oportunidades de participación en dicho mercado.

En caso de que el sistema de almacenamiento funcione como un activo de transmisión, donde por ser una actividad regulada, la remuneración es fijada por el regulador, teniendo certeza el propietario del mismo de cómo va a ser su remuneración y cuál va a ser la tasa esperada de retorno del mismo (fijada por el regulador).

11 PROPUESTA COMO REMUNERACIÓN REGULADA

Conforme con los resultados encontrados en el estudio de los análisis eléctricos, se encuentra la posibilidad de solucionar problemas de restricciones mediante la implementación de sistemas de baterías obteniendo un beneficio para el sistema, eliminando racionamientos.

Para la remuneración de los sistemas de baterías, se propone una remuneración regulada, de igual forma a como se reconocen las inversiones en transmisión o subtransmisión, reconociéndole el valor de la inversión mediante una tarifa regulada definiendo las mismas como una unidad constructiva.

Dentro de los aspectos que se deben aportar para definir, por parte de la CREG una Unidad Constructiva especial se encuentra los siguientes ítems.

- Desagregación de la inversión total en cada uno de los elementos constructivos
 - Baterías
 - Inversor
 - Equipos de Patio
 - Interruptor
 - Seccionadores
 - Transformador de Corriente
 - Transformador de Tensión
 - Equipos de Control
 - Equipos de Protecciones

- Para el conjunto de elementos se deben definir los siguientes rubros que hacen parte de la inversión.
 - Inversión de los elementos
 - Obra Civil
 - Montaje
 - Ingeniería
 - Interventoría
 - Inspectoría

Para los equipos que pueda tener un equivalente en las otras Unidades Constructivas como los equipos de patio, es necesario indicar si se requieren equipos con prestaciones técnicas especiales e indicar el sobrecosto que esto implica.

Dentro de los aspectos operativos y financieros que se deben definir para terminar de conformar la Unidad Constructiva y su remuneración se encuentran:

- Área Requerida
- Tasa de retorno esperada
- Costos de Administración Operación y Montaje
- Vida útil
- Tiempo de construcción.

Lo ideal es que dicha definición se elabore y presente a la CREG, a la UPME y XM de manera que estas entidades tengan herramientas para su inclusión.

Adicionalmente, lo ideal es presentar varios rangos de precios de Unidades Constructivas para diferentes tamaños de sistemas de baterías en rangos de kW o kWh, considerando un costo fijo de instalación y unos costos variables.

12 OTRAS OPORTUNIDADES

A continuación, se presentan una serie de oportunidades adicionales identificadas en las cuales se pueden implementar los sistemas de baterías y que no están relacionados con los aprovechamientos típicos de los mismos analizados en este documento, ya que se enfocan en aprovechamientos particulares y enfocados a otros agentes de la cadena.

12.1 BATERÍAS MÓVILES

Consiste en la aprobación por parte de la UPME y Reconocimiento por parte de la Comisión de Sistemas de Baterías Móviles para ser utilizadas en situaciones de emergencia, mantenimientos programados, refuerzos, cambios o repotenciaciones de infraestructura. Dicho reconocimiento sería a través de la inclusión de una Unidad Constructiva especial.

Dichas soluciones estarían enfocadas a nivel de Transmisión o Distribución, siendo en el primer caso un equipo móvil seleccionado mediante convocatoria y operado bajo el

mandato y requerimiento de XM, y en el segundo caso una Unidad Constructiva aprobada a un Operador de Red para que este la utilice dentro de sus procesos internos.

Para su justificación económica es necesario realizar una valoración basado en las posibilidades y probabilidades de uso de las mismas, durante su vida útil, frente al costo de no tenerlas y de otras soluciones similares.

La justificación desde el punto de vista regulatorio, además del mandato dado a la Comisión por garantizar una prestación del servicio confiable, seguro y eficiente, se encuentra los precedentes de la definición por parte de la Comisión de Unidades Constructivas, tanto típicas como Especiales, dentro de los esquemas de remuneración de la actividad y la inclusión dentro de estos equipos móviles tal y como se encuentra en la Resolución CREG 015 de 2018.

Entre las posibles alternativas que se pueden considerar como competencia a este tipo de soluciones se encuentran tanto las subestaciones y otros equipos móviles, como plantas de generación diesel.

12.2 PARA PLANTAS MENORES CON PICOS DE GENERACIÓN EXCEDENTE

Consiste en el uso de pequeñas baterías en plantas no despachadas centralmente con una capacidad de generación cercana a 20 MW, y que en algunos momentos pueda generar energía por encima de ese valor, con el riesgo a ser considerada como despachada centralmente, viendo reducido su ingreso por cargo por confiabilidad.

Esta oportunidad se configuró con la expedición por parte de la CREG de la Resolución CREG 024 de 2015, mediante la cual obliga a estas plantas de generación a ser despachadas centralmente cuando dentro de un periodo de 30 días calendarios consecutivo, la generación de la misma supera el límite establecido por la regulación en cinco horas. Al pasar a ser despachados centralmente la planta menor pasaría a que su cargo por confiabilidad sea liquidado de manera centralizada, recibiendo una remuneración por concepto de la misma en función de su energía firme y no en su energía real, y por tanto, viendo disminuidos significativamente sus ingresos.

Una forma de evitar perder dicho cargo y la energía generada es almacenar la energía en exceso en un sistema de baterías con el fin de reducir el pico de generación y retornar dicha energía en horas más convenientes. En este mismo sentido, dado que estas plantas son filo de agua, un pequeño almacenamiento de energía, les permitiría obtener un mayor diferencial de precio al vender más energía en periodos de alta demanda. Adicionalmente, le permitiría tener un respaldo físico en energía para los momentos en el precio de bolsa supere el de escasez.

12.3 PLANTAS DE COGENERACIÓN O AUTOGENERACIÓN

Consiste en su utilización en conjunto con plantas de cogeneración o autogeneración y plantas menores que pueden tener las siguientes características:

- Plantas de autogeneración o cogeneración inflexibles que se comprometieron con el mercado con una garantía de potencia con sus excedentes, y que requieren de un almacenamiento para poder tener la seguridad de cumplir con la misma.
- Usuarios No Regulados o plantas industriales que se alimentan mediante autogeneración y que requieren unas condiciones de calidad de la potencia superiores (en especial en mantenimiento de la frecuencia) a las que les puede garantizar la planta de autogeneración.

13 CONCLUSIONES

- Se observa que hay oportunidades para los sistemas de almacenamiento dentro del sistema y mercado colombiano, en las diferentes actividades de la cadena de prestación del servicio, se resalta la prestación de servicios complementarios en el caso de la actividad de generación, y para la eliminación o mitigación de restricciones, considerado como un activo del sistema.
- Es necesario realizar una serie de recomendaciones de ajustes a la regulación colombiana, con el fin de compatibilizar el funcionamiento de los sistemas de almacenamiento con el esquema regulatorio actual, de manera que se pueda potencializar su participación y los beneficios que podrían tener estos sistemas.
- Los ajustes que se deban realizar dependerán de la forma como el regulador y los agentes conciben la integración de estos sistemas tanto desde el punto de vista del mercado y las oportunidades de negocio, como de la actividad donde se quiera implementar.
- Estos cambios van desde simples ajustes a regulaciones específicas, como por ejemplo en el caso del AGC, hasta cambios en una gran cantidad de resoluciones relacionadas con la operación, oferta y despacho del sistema, en el caso de su participación como generador. En otros casos no existe regulación, como en el caso de las subastas localizadas, donde se identificaron y describieron oportunidades para las baterías, en el caso del mercado intradiario, actualmente la CREG presentó la modernización del mercado donde se tiene en cuenta este mecanismo y que puede ser una oportunidad para los sistemas de almacenamiento.
- En algunos casos analizados los ajustes a realizar son profundos, debido a que requieren cambios en ciertos principios rectores de la regulación.
- Es importante tener en cuenta, que para el caso de un inversionista que pertenece a una actividad específica de la cadena, como la generación, puede llegar a tener limitaciones de integración vertical, dependiendo del esquema regulatorio y de la actividad donde la Comisión decida reglamentar el funcionamiento de estos sistemas.
- Desde el punto comercial su consideración como agente generador no tendrían mayores problemas debido a que este término se centra más en aspectos jurídicos de propiedad y de representación ante el mercado. Desde el punto de vista técnico y operacional si podría tener problemas para ser considerada como una planta o unidad de generación debido a que:
 - No puede ser despachada como se hace actualmente en el mercado.
 - No tiene Energía Firme para el cargo por confiabilidad.
 - Podría haber dificultades para que las diferentes entidades la consideren como una planta de generación.
- Si el sistema de baterías se considera integrado con otras tecnologías no se presentarían los problemas asociados con considerar los sistemas de almacenamiento de manera independiente. La consideración de los sistemas de baterías en conjunto con un recurso de generación intermitente (filo de agua, eólica

y fotovoltaica), o que tienen problemas para prestar regulación de frecuencia (térmicas, eólicas, fotovoltaicas) puede ser interesante, ya que se pueden generar sinergias con este tipo de tecnologías de generación.

- Del análisis de la nueva ley de energía renovable, se concluye que la mayor oportunidad que se presenta para su aprovechamiento, por parte de los sistemas de almacenamiento, se da cuando la inversión en este tipo de sistemas se da en conjunto con una fuente de energías renovables de la que se promueven en la misma.
- Del análisis de viabilidad financiera, donde se evalúan las diferentes alternativas de participación del sistema de baterías como generador, se evidenció que la opción que tiene más oportunidad de ser analizada es la de la participación en el mercado de AGC.
- Por otro lado, desde el punto de vista de la participación de la batería como activo de transmisión, el reconocimiento del mismo se realizaría mediante la fijación de una tarifa regulada o su incorporación como Unidad Constructiva especial, donde se reconozca la inversión realizada. Bajo esta modalidad se presentan grandes oportunidades para que el sistema aproveche las ventajas que tienen las baterías para la solución de problemas de restricciones en la red.
- Es importante anotar que hay una incompatibilidad en el uso de las baterías para solución de restricciones frente a otros usos como el AGC, mientras que en la primera la ubicación obedece al sitio donde hay una restricción mientras que en otros casos se busca un sitio con las menores restricciones posibles.

14 RECOMENDACIONES

- Se recomienda considerar para los análisis detallados de factibilidad y modelo de negocio para las baterías en Colombia, las oportunidades para la prestación del servicio de AGC con pequeños ajustes regulatorios para el tema de remuneración, y para la eliminación o mitigación de restricciones del sistema, con un modelo de sistemas móviles que den soluciones temporales localizadas mientras se implementan las soluciones permanentes.
- Igualmente, se recomienda considerar la alternativa de implementación de los sistemas de baterías dentro de una frontera de generación, es decir, de manera integrada a una planta de generación de manera que no se tengan las limitaciones propias que tendrían los sistemas de baterías de manera separada.
- Es importante diseñar una estrategia regulatoria que permita realizar una gestión adecuada frente a las diferentes entidades, Ministerio de Minas y Energía, CREG, XM y UPME, de manera que presente las propuestas para la integración de los sistemas de baterías en el SIN.
- Para la estrategia regulatoria es importante definir el rol, funcionalidad y actividad de la cadena de prestación del servicio donde se avizore que es más prometedor su

integración, dependiendo de la viabilidad financiera del proyecto, del cumplimiento de los requisitos técnicos y de los beneficios que traería al sistema. De esta manera se realiza un énfasis en los cambios específicos de la regulación o la ley que se requieran.

- De acuerdo con los resultados de viabilidad financiera encontrados, se recomienda realizar un análisis específico a la opción de participación en el mercado de regulación secundaria de frecuencia (servicios complementarios), y hacer énfasis en la implementación de la misma, al igual que la consideración de la batería como un activo del sistema cuya remuneración está en función de la disponibilidad del mismo para eliminar o mitigar restricciones del sistema, y sea suficiente para cubrir los costos.
- Por el lado de los análisis energéticos, se encontró la potencialidad de incorporar los sistemas de baterías como un equipo de transmisión, para ser utilizadas por el sistema en situaciones donde se requiere la solución de restricciones, siendo las baterías la tecnología que puede ofrecer una solución frente a racionamientos. En este sentido la recomendación es elaborar una propuesta para la CREG, la UPME y XM donde se muestren, además de las potencialidades de la tecnología, las características técnicas y financieras que se deberían definir para la definición de una Unidad Constructiva especial y ser incluidas como opciones viables en los planes de expansión.

15 BIBLIOGRAFÍA

- [1] F. E. R. Commission, “What FERC Does | Federal Energy Regulatory Commission.” <https://www.ferc.gov/what-ferc-does> (accessed Jan. 12, 2022).
- [2] “EIA - U.S. Battery Storage Market Trends.” <https://www.eia.gov/analysis/studies/electricity/batterystorage/> (accessed Dec. 09, 2022).
- [3] U.S. Department of Energy, “Battery Storage in the United States: An Update on Market Trends,” *Battery Storage in the United States: An Update on Market Trends*, no. August, p. 37, 2021.
- [4] “AEMO | Electricity.” <https://aemo.com.au/energy-systems/electricity> (accessed Dec. 05, 2022).
- [5] A. E. M. Operator, “For the National Electricity Market,” p. 68, 2013.
- [6] Australian Energy Market Commission, “National Electricity Amendment (Integrating Energy Storage Systems Into the Nem) Rule 2021 Rule,” no. December, 2021.
- [7] E. and I. S. Department for Business, “UK energy in brief 2022 - GOV.UK,” p. 52, 2022.
- [8] I. Varela Soares, R. Mauger, and T. Santos, “Considerations for benefit stacking policies in the EU electricity storage market,” *Energy Policy*, vol. 172, no. September 2021, 2023, doi: 10.1016/j.enpol.2022.113333.
- [9] B. Mantar Gundogdu, S. Nejad, D. T. Gladwin, M. P. Foster, and D. A. Stone, “A battery energy management strategy for U.K. enhanced frequency response and triad avoidance,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 65, no. 12, pp. 9509–9517, 2018, doi: 10.1109/TIE.2018.2818642.
- [10] C. A. Toro Núñez, “Propuestas regulatorias para la incorporación de Sistemas de Almacenamiento en el mercado mayorista de electricidad en Chile,” *Universidad de Chile*, p. 82, 2020.
- [11] Alejandro Paz Reinoso, “Dimensionamiento óptimo y análisis técnico económico de un Sistema de Almacenamiento de Energía Escuela de Ingeniería Eléctrica Facultad de Ingeniería,” p. 123, 2018.
- [12] az Alert, “¿Qué promueve la nueva Ley de almacenamiento de energía eléctrica y electromovilidad? - az.” <https://www.az.cl/az-alert-que-promueve-la-nueva-ley-de-almacenamiento-de-energia-electrica-y-electromovilidad/> (accessed Dec. 12, 2022).