Análisis de los Servicios Complementarios para el Sistema Interconectado Nacional (SIN)

Informe Final Completo
Revisión 2

Preparado Para: Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)

Diciembre 2018

CONTENIDO

Glosario 6

1 Resumen Ejecutivo 8

1.1 Servicios complementarios vendidos a corto plazo. 9

1.1.1 Asignación de costos 12

1.1.2 Mitigación de poder de mercado, verificación de cumplimientos y penalizaciones 12

1.2 Servicios complementarios vendidos a través de procesos de adquisición a largo plazo 12

2 Visión General del Proyecto 14

2.1 Objetivo 14

2.2 Metodología y estrategia 14

3 Situación actual del SIN 17

3.1 Antecedentes en el SIN 17

3.2 Estadísticas del SIN 18

3.2.1 Capacidad instalada 18

3.2.2 Escenario base de expansión al 2023 20

3.3 Servicios complementarios en el SIN 21

3.3.1 Servicios de Balance 22

3.3.2 Control de voltaje 42

3.3.3 Servicios de Recuperación 44

3.3.4 Elementos adicionales para la calidad y confiabilidad en el SIN 44

3.3.5 Planeamiento Operativo 45

3.3.6 Indicadores de la operación en el SIN en 2017 45

4 Revisión Internacional 48

4.1 Introducción 48

4.2 Coordinación de los mercados de energía y servicios complementarios 57

4.2.1 Precios marginales nodales de Energía (LMP) 57

4.2.2 Mercados de liquidación múltiple 61

4.2.3 Frecuencia de liquidación 64

4.3 Determinación de precios de servicios complementarios 66

4.4 Principales dimensiones del Diseño de mercado de servicios complementarios 68
4.4.1 Mercados Secuenciales y Sustitución de la Demanda 69
4.4.2 Mitigación del poder de mercado en el mercado de servicios complementarios 71
4.4.3 Verificación de Prestación de Servicios Complementarios 73
4.4.4 ¿Quién paga los Servicios Complementarios? 73
4.4.5 Cobertura de los costos de los servicios complementarios 75
4.4.6 Mercado de servicios complementarios para gestionar los desafíos de las energías renovables intermitentes 75
4.5 El caso de Chile, Brasil y Argentina 83
5 Análisis del SIN Considerando nuevos desarrollos 89
5.1 Metodología para la expansión y simulación y reservas 89
5.1.1 Expansión de la generación 89
5.1.2 Expansión para reserva operativa 90
5.1.3 Expansión de la transmisión 93
5.2 Simulación horaria detallada de la operación del sistema 94
5.3 Estudios de soporte de potencia reactiva 94
5.3.1 Supuestos básicos considerados 95
5.3.2 Descripción de los escenarios 96
5.4 Supuestos considerados en los estudios 97
5.4.1 Proyección de la demanda 97
5.4.2 Proyecciones para los Precios de los Combustibles 98
5.4.3 Proyectos candidatos de generación 100
5.4.4 Otros supuestos y escenarios de simulación 103
5.4.5 Escenarios de Producción para las Centrales Renovables 104
5.4.6 Restricciones térmicas operativas 107
5.4.7 Generación distribuida 109
5.4.8 Representación de las restricciones de reserva 111
5.5 Resultados para las evaluaciones de expansión del sistema de Colombia 113
5.5.1 Resultados para el escenario de referencia 113
5.5.2 Resultados para el escenario de demanda alta 126
5.5.3 Resultados para el escenario sin Pescadero/Ituango 138

5.5.4 Resultados para el escenario Generación Distribuida 149
5.5.5 Resultados para el escenario de costo bajo de inversión para las renovables 161
5.6 Estudios adicionales 172
5.6.1 Análisis de la línea de transmisión HVDC de Guajira 172
6 Alternativas Regulatorias para los servicios Complementarios 176
6.1 Objetivos y principios de mercado 176
6.2 Servicios Complementarios y Productos recomendados 188
6.2.1 Servicios de balance 189
6.2.2 Energía reactiva y regulación de tensión 192
6.2.3 Servicios de recuperación de servicio 192
6.3 Propuestas Regulatorias 195
6.3.1 Propuestas Regulatorias para Servicios de Balance 195
6.3.2 Propuestas Regulatorias para Energía Reactiva y Regulación de Tensión 200
6.3.3 Propuestas regulatorias para los servicios de recuperación de servicio 200
7 Propuesta Reglamentaria Seleccionada para los Servicios Complementarios 202
7.1 Propuesta Reglamentaria Seleccionada para los Servicios Complementarios 206
7.1.1 Aspectos Generales 206
7.1.2 Servicios complementarios vendidos a corto plazo. 208
7.1.3 Servicios complementarios vendidos a través de procesos de adquisición a largo plazo 223
7.1.4 Verificación de Instalaciones, Desempeño y Disponibilidad de Servicios Complementarios 225
8 Conclusiones 227
8.1 Situación actual en el SIN 227
8.2 Experiencia Internacional 228
8.3 Simulaciones 230
8.4 Propuestas reglamentarias para los servicios complementarios 232
8.5 Propuesta seleccionada 233
Referencias 235
ANEXOS 238
A. Información recibida de stake holders 238

B. Representación De los Requerimientos de Reserva Operativa del SIN en el Largo Plazo 240

C. Criterios para Estimar los Requerimientos de Reserva para la Operación del Sistema 249

D. Costos de Referencia para los Servicios Complementarios 256

E. Comparación Producción Estimada para Eólicas con Valores Informados por Desarrolladores 260

F. Análisis de los Beneficios de un Mercado Cooptimizado.....261

G. PSR-CORE – Sistema de Planificación de Recursos Eléctrico-Energéticos.....265

H. Respuestas a los Comentarios y Observacioes de las Propuestas Reglamentarias de los Servicios Comentarios 283

GLOSARIO

AR	Servicio de Aislamiento Rápido
CCGT	Turbinas de Ciclo Combinado
CCGT	Turbinas de ciclo combinado
CGE	Grandes Consumidores Especiales
CICLAJE	Variación de la generación térmica ante variaciones de ERV
CND	Centro Nacional de Despacho
CP	Corto Plazo
CRD	Centros Regionales de Despacho
CREG	Comisión de Regulación de Electricidad y Gas
CRF	Control Rápido de Frecuencia
CSF	Control Secundario de Frecuencia
CVaR	Conditional Value at Risk
DA	Mercado del Dia Anterior
DMC	Desconexión Manual de Carga
EDAC	Desconexión de Carga Automática
EDAG	Desconexión de Generación Automática
ENS	Energía No Suministrada
ERV	Energías Renovables Variables, en inglés VRE ("Variable Resource Energy")
EV	Servicio de Equipos de Vinculación
GSEE	Global Solar Energy Estimator
ISO	Operador de Sistema Independiente
LMP	Precios Marginales Nodales ("Locational Marginal Price")
LP	Largo Plazo
MERRA-2	MERRA es la abreviatura para "Modern Era Retrospective Analysis for Research and Applications (versión 2)"
MIP	Mixed Interger Programming (Programación Entera Mixta)
PA	Servicio de Partida Autónoma

PDCC	Plan de Defensa contra Contingencias Críticas
PDCE	Plan de Defensa contra Contingencias Extremas
PIVOTAL SUPPLIER	Agente Pivotal suministrador de energía o SSCC
RPF	Reserva Primaria de Frecuencia
RSF	Reserva Secundaria de Frecuencia
RSF_-	Regulación Secundaria por Sobrefrecuencia
RSF_+	Regulación Secundaria por Subfrecuencia
RTF	Reserva Terciaria de Frecuencia
SEP	Sistema Eléctrico de Potencia
SIN	Sistema Interconectado Nacional Colombiano
SSCC	Servicios Complementarios
UPME	Unidad de Planeación Minero-Energética
VWF	Virtual Wind Farm
XM	Operador del sistema colombiano (Los Expertos del Mercado)

1 RESUMEN EJECUTIVO

El presente informe describe el trabajo "Análisis y propuestas de reglamentación de los Servicios Complementarios que se requieran en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), teniendo en cuenta la penetración de generación intermitente y nuevas tecnologías en alta y baja tensión".

El documento se inicia con una Visión General del Proyecto que resume los objetivos de este trabajo y la Metodología de Trabajo desarrollada, la cual se indica en la figura siguiente:

Siguiendo los principios rectores indicados en la figura, el trabajo se desarrolló en las siguientes fases:

a) Diagnóstico situación actual en el SIN, desarrollada en Capítulo 3;

b) Experiencia Internacional, desarrollada en Capítulo 4;

c) Análisis situación SIN considerando nuevos desarrollos, desarrollada en Capítulo 5;

d) Alternativas regulatorias para cada uno de los servicios complementarios, desarrollada en Capítulo 6; y

e) Desarrollo de la propuesta seleccionada: de las propuestas indicadas en d) se analiza en profundidad la propuesta escogida, buscando la formación eficiente de precios de los servicios, dar señales para hacer más competitivos los mercados, definir esquemas de desviaciones asignando los costos a quienes los causan. Esta fase se desarrolla en Capítulo 7.

Siendo el producto principal de este proyecto, la propuesta regulatoria diseñada contiene los siguientes elementos principales:

El diseño regulatorio separa los SSCC en aquellos que:

(i) se obtienen a través de contratos a largo plazo con instalaciones específicas y

(ii) los que se obtienen en el despacho diario a través de mercados de corto plazo generalmente basados en ofertas.

La razón de un diseño diferenciado para los SSCC correspondientes a cada una de estas categorías, es su naturaleza muy distinta. Mientras el primer caso se corresponde generalmente a SSCC que son de naturaleza local, y por lo tanto, es muy probable que sean proporcionados por un pequeño número de instalaciones, por lo que los problemas de poder de mercado podrían ser graves si se implementara un mercado a corto plazo basado en ofertas. La demanda de estos servicios no varía significativamente a lo largo de las horas del año, lo que facilita la formación de acuerdos de suministro a largo plazo para estos servicios. Control de voltaje y Planes de Recuperación de Servicio, con productos tales como partida autónoma son ejemplos de SSCC que tienen estas características.

Por otra parte, SSCC que tienen menos demandas locales, que pueden ser proporcionados por más recursos y tienen una demanda que puede variar significativamente a lo largo de las horas del día y el año se venden generalmente a través de mercados de corto plazo basados en ofertas. Las reservas operativas que abordan el control de frecuencia y administran las contingencias a corto plazo se ajustan a estas características y, por lo tanto, generalmente se compran en mercados horarios.

1.1 Servicios complementarios vendidos a corto plazo.

La propuesta regulatoria considera que los actores del mercado oferten además de energía, 4 productos adicionales, en una modalidad de oferta simple (cantidad, precio unitario), las que serán en general a precios distintos entre ellas y de la energía:

a) Una cantidad de MW para Disponibilidad de Regulación Primaria, a un valor en US$/MW.

b) Una cantidad de MW para Disponibilidad de Regulación Secundaria a subir, a un valor en US$/MW.

c) Una cantidad de MW para Disponibilidad de Regulación Secundaria a bajar, a un valor en US$/MW.

d) Una cantidad de MW para Disponibilidad de Regulación Terciaria, a un valor en US$/MW

las que se efectuarán en la misma oportunidad y en los plazos que se definen para el mercado de energía. El diseño regulatorio considera los siguientes elementos fundamentales:

a) Un Mercado Day Ahead de precio único (transmisión infinita) que define cantidades vinculantes de energía y SSCC, mediante un proceso de cooptimización de energía y reservas. Como resultado de este proceso se tendrán cantidades de reservas seleccionadas y el precio al que serán remuneradas, que será el precio "pay as clear" del proceso de cooptimización (costo marginal de la reserva respectiva)

b) Un mecanismo de reconciliación, que es necesario debido a que la transmisión y otras restricciones operativas relevantes no se consideran en el Day Ahead, al ser un despacho

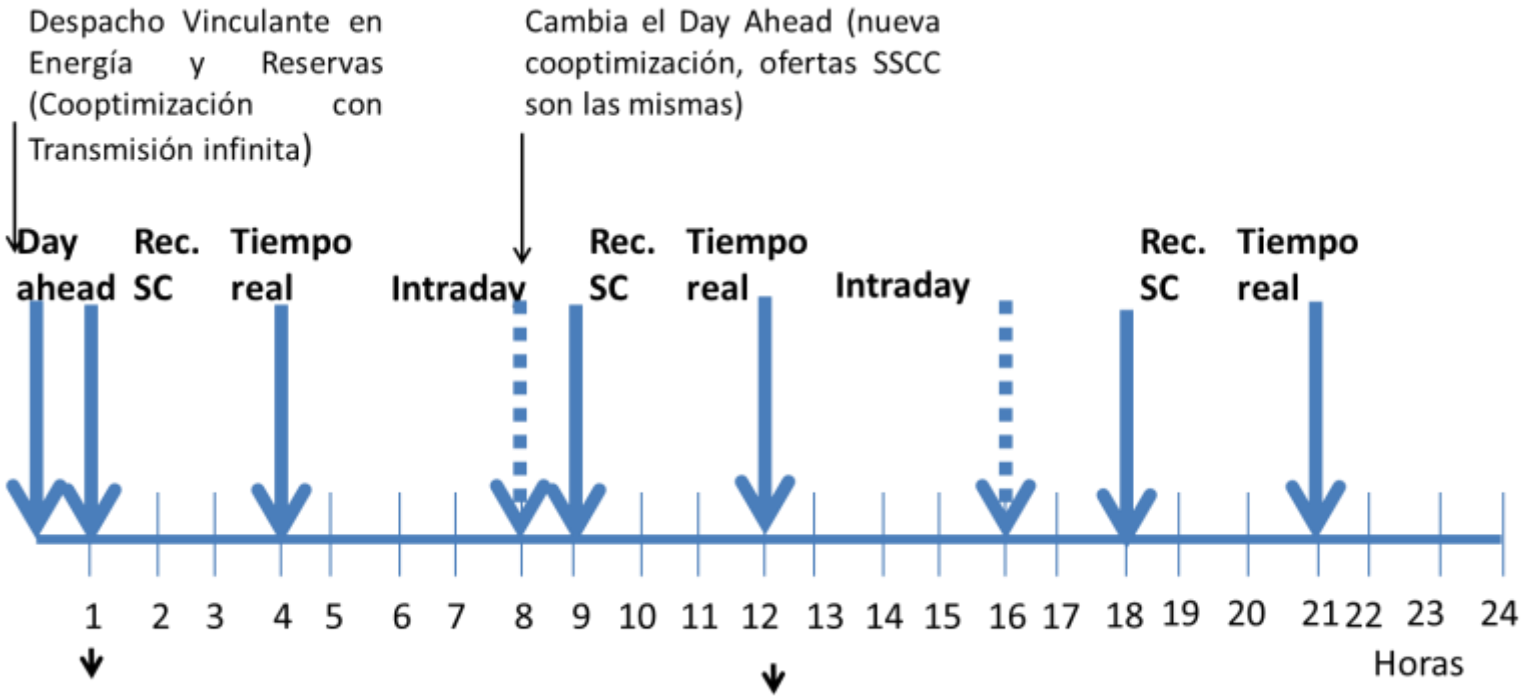
de nodo único. Este mecanismo de conciliación para los servicios de energía y servicios complementarios permite garantizar que el despacho de la energía final y los programas de servicios complementarios sean físicamente factibles. Entre el cierre del Day Ahead y el funcionamiento del sistema en tiempo real, XM operará un mecanismo de reconciliación de servicios complementarios positivo y negativo.

c) Existirá una conciliación positiva de SSCC cuando el despacho factible incorpore una unidad para otorgar servicios de reserva que no estaba contemplada en el Day Ahead, la que recibirá en este proceso de reconciliación el nuevo precio de despeje en el Day Ahead por la cantidad de reserva adicional y habrá reconciliaciones negativas (las unidades que aparecían seleccionadas para dar reserva en el Day Ahead, pero físicamente no pueden otorgarlas por restricciones de transmisión). La reconciliación negativa corresponderá a la cantidad de reserva no proporcionada al precio original del Day Ahead, es decir, dicha unidad quedará neutra devolviendo el dinero que se le pagó en el Day Ahead

d) A partir del momento de la reconciliación, que debiera ser unas dos o tres horas antes del despacho en tiempo real, ya no habrá más venta de SSC y todas las desviaciones del despacho en tiempo real se pagarán como activación de reservas, o energía. En el tiempo real se darán entonces las siguientes posibilidades: las unidades cuya Disponibilidad de Reserva sea activada, recibirán según sea el caso el monto de energía adicional valorado al precio de energía de reconciliación positiva. Por el contrario, si se activa reserva a bajar, la unidad recibirá su precio por Disponibilidad solamente (el que debe reflejar el costo de oportunidad de tener que bajar la producción). Si una unidad es llamada a otorgar reserva de subida y no cumple, entonces deberá comprar la energía al precio vigente del Mercado intradiario de Energía y además pagar la penalización por indisponibilidad.

e) Las sesiones de mercado intradiario ocurrirán en algún momento entre el Day Ahead y la apertura de un mecanismo de reconciliación. En tal situación, podrá darse el caso de que una unidad entró al mercado de energía como resultado de la cooptimización en dicha sesión y sale del mercado de SSCC no recibiendo su remuneración de disponibilidad de reserva a partir de ese momento. Cabe señalar que no se contempla cambio de ofertas de servicios complementarios en la sesión de intradiario, de modo de promover el paso a mercado de energía y reducir el requerimiento de servicios complementarios.

El diagrama a continuación busca esquematizar la propuesta planteada.


Despacho Vinculante en Energía y Reservas (Cooptimización con Transmisión infinita)
Cambia el Day Ahead (nueva cooptimización, ofertas SSCC son las mismas)
Day ahead
Rec. SC
Tiempo real
Intraday
Rec. SC
Tiempo real
Intraday
Rec. SC
Tiempo real
1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24
Horas
Despacho Factible ➔ cambia monto de reservas y precio marginal
Rec+ = delta reservas por nuevo precio
Rec- = delta reservas por precio day ahead
Despacho en tiempo real ➔ sólo variaciones de energía, cargos de activación y penalidades por incumplimiento:
• Vender energía a Precio Energía Rec+
• Comprar la energía al Precio Energía Rec-
• Pagar penalización por incumplimiento en otorgar reserva

1.1.1 Asignación de costos

Al tener un mercado uninodal, los costos totales por SSCC de reservas serán la suma del costo de disponibilidad más los costos del proceso de reconciliación positivo y negativo menos el pago de disponibilidad, los que serán pagados por los participantes del mercado que los causaron, básicamente la demanda y los generadores de energía variable, en las proporciones que les corresponda.

1.1.2 Mitigación de poder de mercado, verificación de cumplimientos y penalizaciones

La propuesta se completa con un mecanismo de mitigación de poder de mercado, basado en la aplicación de Pivotal Supplier; un mecanismo de verificación de cumplimiento y la aplicación de penalizaciones por incumplimiento.

1.2 Servicios complementarios vendidos a través de procesos de adquisición a largo plazo

En esta categoría se encuentran los SSCC correspondientes a Regulación de Tensión y Recuperación de Servicio. Hay tres mecanismos que utilizan los operadores de sistemas para obtener estos servicios

(a) A los propietarios de las instalaciones se les puede exigir que proporcionen estos servicios como condición para participar en el mercado mayorista sin una compensación explícita.

(b) El regulador y el operador del sistema pueden formular un enfoque basado en costos para la compensación por la prestación anual del servicio (denominado prestación directa).

(c) Finalmente, el operador del sistema y el regulador pueden ejecutar un proceso competitivo de adquisición basado en oferta para otorgar un determinado servicio (denominado licitación).

de los cuales esta propuesta regulatoria descarta el primero (que en todo caso es el que aplica a instalaciones que ya existen y que fueron definidas con esa regla de juego) para todas las instalaciones nuevas requeridas, vale decir toda nueva instalación será obtenida o por licitación o por prestación directa, según sea el grado de competencia en su adquisición. La diferencia entre estos mecanismos está en cómo se obtiene el precio del servicio, pero en ambos casos se garantiza el pago de los costos incurridos. En el primer caso, el precio se obtiene a través del mercado y en el segundo corresponde a un costo regulado de una instalación eficiente.

En el caso de Control de Tensión, dada la diversidad de instalaciones que pueden otorgarlo, un mecanismo de licitación será con toda seguridad el más eficiente.

En cuanto a Servicios de recuperación de servicio, como por ejemplo Partida Autónoma, cualquiera de los enfoques de costo de servicio o proceso anual de adquisición competitivo se podrían implementar en Colombia si se determina que la condición actual de participación no proporciona suficiente capacidad de dichos servicios. La CREG podría establecer pagos anuales regulados por unidades específicas para las unidades de generación que designa que

son necesarias para proporcionar este servicio. Alternativamente, si la CREG cree que hay un número suficiente de proveedores independientes de este servicio, podría promover un proceso de adquisición anual para obtener los servicios necesarios.

2 VISIÓN GENERAL DEL PROYECTO

2.1 Objetivo

El objeto del presente trabajo es el análisis y propuestas de reglamentación de los Servicios Complementarios que se requieran en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), teniendo en cuenta la penetración de generación intermitente y nuevas tecnologías en alta y baja tensión.

Para ello, se realizó un análisis tanto cualitativo como cuantitativo de los SSCC en el SIN, teniendo en cuenta:

a) Experiencia Internacional: se realizó una revisión de la experiencia internacional en diferentes mercados en donde se haya presentado la entrada de generación intermitente (eólica, solar, etc.) y nuevas tecnologías (equipos para la participación de la demanda, sistemas de almacenamiento, etc). Se evaluó en cada caso la situación antes y después de la entrada de generación intermitente, identificando los efectos en los SSCC, las características de los prestadores de los servicios y los ajustes que se hicieron en dichos mercados.

b) Situación actual en el SIN: se realizó un diagnóstico de la situación actual de los SSCC en el SIN, identificando entre otros los prestadores de los servicios, los equipos, la operación, la regulación aplicable y los acuerdos del Consejo Nacional de Operación.

c) Análisis situación SIN considerando nuevos desarrollos: se realizó los estudios técnico-económicos de las implicancias en el SIN de la entrada en operación de nuevos desarrollos (plantas solares, eólicas, hidráulicas, térmicas, sistemas de almacenamiento y equipos para respuesta de demanda). Se realizaron los estudios necesarios que permitieron determinar los impactos en el sistema producidos por una mayor penetración de energía intermitente.

d) Alternativas para cada uno de los servicios complementarios: se presentó distintas alternativas para reglamentar las diferentes actividades de los SSCC, identificando ventajas y desventajas.

e) Desarrollo de una propuesta seleccionada en conjunto con CREG: La propuesta desarrollada busca la formación eficiente de precios de los servicios, dar señales para hacer más competitivos los mercados y asignar los costos a quienes los causan. La propuesta contiene el detalle suficiente que permita su implementación en la regulación en Colombia, incorporando al menos los procedimientos de despacho, definición de precios, verificación de cumplimiento y liquidación de los servicios.

2.2 Metodología y estrategia

El siguiente diagrama muestra la metodología y estrategia diseñada para cumplir con el objetivo planteado, indicando las diferentes actividades a desarrollar para poder hacer el análisis de los SSCC en el SIN y llegar a definir propuestas de reglamentación de ellos.

Figura 1 – Metodología y Estrategia

Siguiendo los principios rectores indicados, se desarrollaron las distintas fases definidas:

i) El Diagnóstico del SIN y el análisis de experiencias internacionales fue la primera actividad que se desarrolló y que se describe en los Capítulos 3 y 4 respectivamente.

ii) La segunda fase del trabajo es la que se describe en el Capítulo 5 del presente informe y corresponde a un análisis técnico-económico de las implicancias en el SIN de la entrada en operación de nuevos desarrollos (plantas solares, eólicas, hidráulicas, térmicas, sistemas de almacenamiento y equipos para respuesta de demanda). Para ello, en conjunto con la CREG se definieron distintos escenarios proyectados de demanda, precios de combustibles, oferta de generación convencional y grados de penetración de energías renovables intermitentes. También, de ser el caso, se simularon restricciones de transporte en caso de que la generación renovable intermitente se concentre en unos pocos nodos del sistema.

   Los estudios se desarrollaron con modelos de última generación que permiten resolver el despacho económico intradiario, modelos OptGen y SDDP (MPODE)[1], ya sea considerando las reservas como restricción (cooptimización de los costos de inversión, operación, reserva y confiabilidad) o mediante un esquema de optimización secuencial. En la Anexo G de este documento se presenta una descripción de la solución PSR-CORE

[1] Los modelos OptGen (para optimización de la expansión de sistemas de generación) y SDDP (modelo de simulación de sistemas hidrotérmicos con la presencia de renovables) so desarrollados y comercializados únicamente por PSR y hacen parte del Sistema de Planificación de PSR, el PSR-CORE. Para mayores informaciones consulte el Anexo G.

(Sistema de Planificación de Recursos Eléctrico-Energéticos), que consiste de un conjunto de modelos especializados para el análisis y planificación de la expansión de sistemas eléctricos con presencia de energías renovables (hidroeléctricas, eólicas, solares etc.).

El sistema de planificación PSR-CORE[1] también permite la representación de elementos que se conectan en los sistemas de transmisión en baja tensión, como por ejemplo la generación distribuida (que se espera ser progresivamente más importante dado su creciente inserción en los sistemas eléctricos de potencia). La forma propuesta para representar estos "nuevos elementos" es a través de "escenarios de inyecciones equivalentes" en los nodos de alta tensión que se representan en el sistema de transmisión de Colombia (modelo utilizado por UPME y XM), que deberán también reflejar la mayor inserción futura esperada para estos agentes. Sin embargo, para que esto sea posible se necesita de información histórica para definir los escenarios de perfiles de producción. Para la proyección de inserción de generación distribuida, se definió, en conjunto con la CREG, escenarios de penetración para la generación distribuida.

Se definieron criterios para determinar el dimensionamiento óptimo de las reservas y SSCC en general ante distintos grados de penetración de energía intermitente, identificando los efectos en la composición de la oferta, necesidad de servicios, esquemas de desconexión, precios de energía y costos de SSCC. La reevaluación de estos criterios se ve motivada principalmente por la masiva inserción de fuentes de energías renovables variables (ERV) – eólicas y solares – que se prevé para los próximos años. La creciente penetración de fuentes de energías renovables variables transformará la estructura del sistema de generación de Colombia, que será caracterizado por una mayor componente renovable en el futuro.

iii) Con los análisis cualitativos de la Fase 1 y el análisis técnico económico detallado de la Fase 2, se define la Fase 3, descrita en el Capítulo 6 de este informe, en la cual se analizan las distintas alternativas reglamentarias para cada uno de los servicios complementarios, identificando ventajas y desventajas, desde el punto de vista del cumplimiento de los tres principios rectores ya enunciados.

iv) En base al análisis de la Fase III y en conjunto con la CREG, se seleccionó la alternativa regulatoria a desarrollar en profundidad, trabajo que se detalla en Capítulo 7 del presente informe.

3 SITUACIÓN ACTUAL DEL SIN

3.1 Antecedentes en el SIN

En el año 1994 se dieron las grandes reformas en el sistema eléctrico colombiano a partir de las Leyes 142 (ley de servicios Públicos) y ley 143 (ley Eléctrica). Entre las reformas se dio la creación de las siguientes instituciones fundamentales para la estructura del sector: el Consejo Nacional de Operación (CNO), la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y la Super Intendencia de Servicios Públicos. El CNO es un organismo asesor de la CREG y encargado de velar por la operación económica, segura y confiable en el SIN. El organismo rector de la política energética es el Ministerio de Minas y Energía (ME) y la planeación de la expansión en Generación y Transmisión está en cabeza de la unidad de planeamiento Minero Energético (UPME) que a su vez es un organismo dependiente del MME. La figura en la secuencia lista las principales entidades del sistema eléctrico colombiano y su rol.

Política	Ministerio de Minas y Energía
Planeación	Unidad de Planeación Minero-Energética
Regulación	Comisión de Regulación de Energía y Gas
Control y Vigilancia	Superintendencia de Servicios Públicos
Operación del Sistema	CND
Administración del Mercado	ASIC

Figura 2 – Sector eléctrico de Colombia (entidades principales)

Una de las principales funciones del CNO es la de establecer los Acuerdos Operativos como parte del mandato que le otorga la CREG. Estos acuerdos son vinculantes con la normatividad vigente para el SIN por lo tanto son de estricto cumplimiento para los agentes.

En Julio de 1995 se inició la operación del Mercado de Energía Mayorista (MEM) y las bases normativas estuvieron en la expedición de la Resolución CREG 024 (Código Comercial) y Resolución CREG 025 (Código de Redes), de ese mismo año. A lo largo de estos 23 años de operación del SIN, estas resoluciones y otras que les sucedieron, han tenido diferentes cambios y actualizaciones, pero conservando aún las bases técnicas, operativas y comerciales.

Con relación a los productos que se transan en el MEM se cuenta con los siguientes:

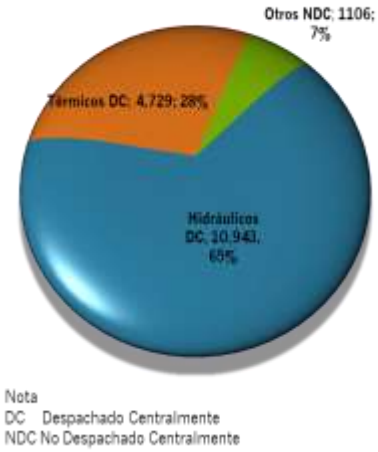
- Mercado de energía spot (bolsa)

- Mercado financiero de contratos bilaterales
- Mercado de confiabilidad
- Mercado de AGC

3.2 Estadísticas del SIN

3.2.1 Capacidad instalada

En la siguiente gráfica se muestra la capacidad instalada en el (SIN en MW) a diciembre 31 de 2017, la capacidad efectiva neta total es de 16,779 MW



Autogeneradores NDC	36
Cogeneradores NDC	122
Solar NDCC	9,8
Térmicos NDC	141
Hidráulicos NDC	779

Figura 3 – Capacidad Instalada

En la figura anterior se muestra la capacidad instalada en MW, diferenciando las tecnologías que hacen parte del Despacho Centralizado D.C, que son aquellas plantas con capacidad instalada mayor de 20 MW o mayores de 10 MW que decidieron hacer parte del despacho centralizado. Las plantas que no hacen parte del Despacho Centralizado se denominan plantas No Despachadas Centralmente, plantas NDC.

Las plantas NDC no participan de las subastas de cargo por confiabilidad como tampoco de la regulación de frecuencia (RPF y RSF). No obstante lo anterior, ante el aumento importante de la capacidad instalada de plantas NDC actual y que se espera continúe aumentando con más entrada de generación intermitente en esos rangos de capacidad, el operador de mercados ha realizado recientemente algunos estudios con propuestas para introducir cambios en la normativa actual para las plantas NDC.

Algunas cifras relevantes de la operación del SIN en 2017 son las siguientes:

- La demanda de energía fue de 66,893 GWH, con un crecimiento del 1.3 % con respecto al año 2016
- Para cubrir la demanda se generaron en el País 66.667 GWh y se importaron 194,2 GWh. La generación hidráulica despachada centralmente fue del 80.3 % de la generación total

- La generación total provino principalmente de recursos renovables (hidráulicos, eólicos, solar y biomasa)

Otras cifras en cuanto a la capacidad de transformación y longitud de las líneas de transmisión (clasificadas por nivel de voltaje) y capacidad de interconexión con Ecuador, se presentan en las siguientes tres gráficas:

Capacidad de transformación y transporte

En la siguiente figura se muestra la capacidad de transformación en el SIN relacionándola con los niveles de voltaje. Como se puede observar, el mayor porcentaje de transformación se encuentra asociado a los niveles de tensión de 220 y 230 kV.

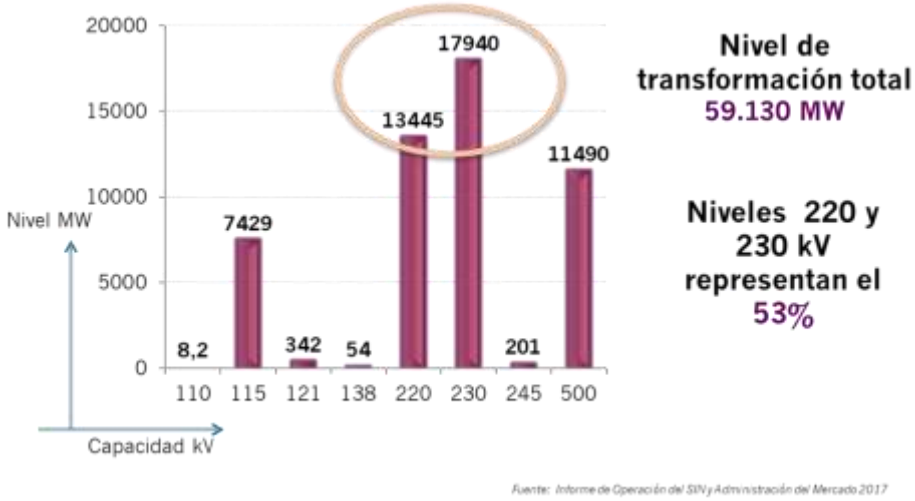


Figura 4 – Capacidad de transformación por nivel de voltaje

Figura 5 – Longitud de las líneas de transmisión (por voltaje)

Se destacan también otros equipos instalados en el SIN como en el caso de 3 Compensadores estáticos de potencia reactiva (SVC), por sus siglas en inglés:

- 1 a 500 kV, 1 a 230 kV y 1 a 34.5 kV en subestaciones estratégicas del SIN.

De manera similar, para monitorear condiciones de oscilaciones de baja frecuencia, el SIN cuenta con 15 unidades PMu´s (Phasorial Measurement Units).

Interconexiones internacionales

El SIN cuenta también una interconexión internacional activa con el vecino país del ecuador, que ha sido importante históricamente para los dos Países para utilizar de manera óptima y coordinada la complementariedad de recursos en los dos sistemas eléctricos

Fuente: Informe de Operación del SIN y Administración del Mercado 2017

Figura 6 – Líneas de transmisión – interconexiones internacionales

3.2.2 Escenario base de expansión al 2023

En las siguientes dos gráficas se muestra el escenario esperado de la composición del parque de generación hasta el año 2023 (fuente XM y UPME).

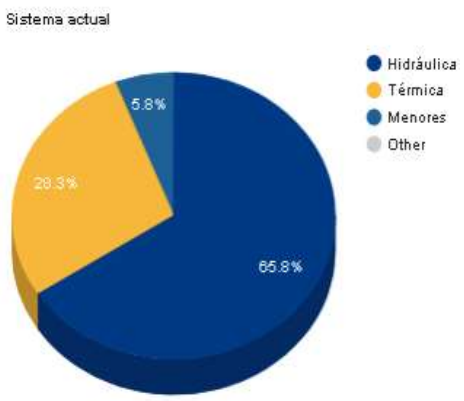


Figura 7 Parque de Generación Actual

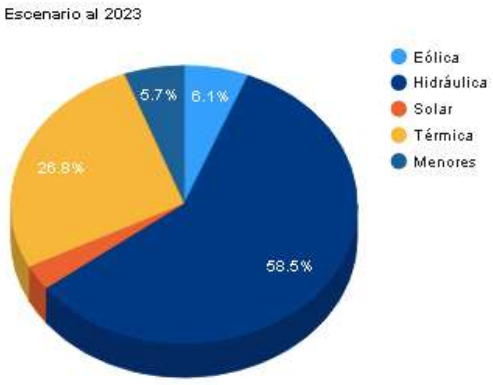


Figura 8 Parque de Generación esperado para 2023

Una entrada importante de ERNC se vislumbra para los 5 próximos años y corresponden a proyectos que ya tienen autorizada conexión al sistema, de acuerdo con el plan de expansión de la UPME en Generación y Transmisión

Una segunda etapa de penetración de renovables se proyecta para el horizonte del 2024 al 2028, con la construcción de la Fase 2 B del plan de expansión:

Un breve resumen de la entrada esperada de proyectos ERNC es la siguiente:

Hasta el 2023

Se estima la entrada de 1300 MW Eólicos principalmente en el l departamento de la Guajira y 600 MW solares en diferentes áreas del SIN, estos proyectos van de la mano con la expansión en el STN en Cesar y Guajira con S/E Colectora 1 y refuerzos de transmisión en otras S/E

A partir de 2024

Los planes de expansión del STN que permitirán la entrada de nuevas fuentes de ERNC son los proyectos denominados Colectora Fase 2A, con 600 MW entre eólicos y solar y Colectora Fase 2 B, con la entrada de la línea HVDC: 2000 MW entre Eólico y Solar

Hay grandes retos en la expansión desde el interior del país hacia el nodo Guajira principalmente, con lo cual asegurar esta expansión en los tiempos estimados se vuelve trascendental para la asegurar penetración de ERNC en el horizonte de largo plazo.

3.3 Servicios complementarios en el SIN

En este documento se seguirá la clasificación internacional más utilizada para agrupar los SSCC en sistemas eléctricos de potencia, para ubicarlos dentro de los SSCC que se prestan naturalmente en el SIN.

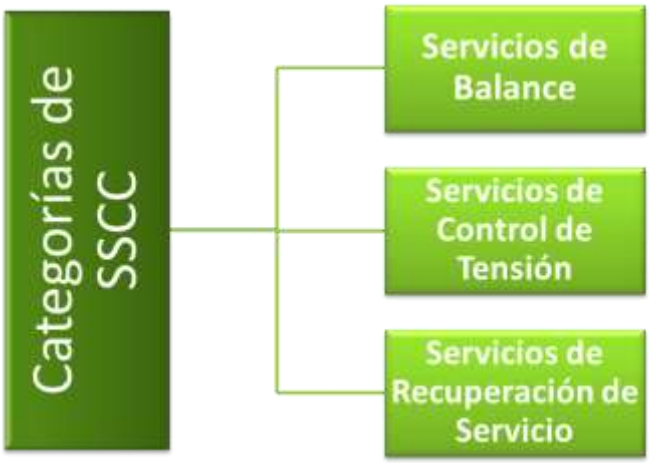


Figura 9 – Categorías de SSCC

En lo relacionado con los SSCC, desde sus inicios en 1995 con la emisión del código de redes, la operación segura, económica y confiable del SIN estuvo respaldada en la prestación de los siguientes SSCC:

Servicios de balance:

- Regulación primaria de Frecuencia (RPF);
- Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF), también conocida como la prestación del servicio de AGC;

- Servicios adicionales o de reemplazo: Reserva caliente de emergencia, reserva operativa, reserva fría.

Servicios de control de tensión:

- Servicios de energía reactiva;
- Otros Servicios de control de tensión.
- Servicios de recuperación del servicio:
- Servicios de arranque autónomo (conocido también como Black Start).

3.3.1 Servicios de Balance

Tienen como objetivo mantener la frecuencia del sistema en el rango 59.8-60.2 HZ. Se considera desviación de frecuencia del SIN cuando esta variable sale del rango debido a pérdida de unidades de generación, conexión o desconexión de carga, eventos en la red de transporte o cuando plantas asignadas para el control de frecuencia del SIN se quedan sin margen de regulación.

En estos están comprendidos la regulación primaria y secundaria de frecuencia, y otros mecanismos de balance a partir de la reserva operativa

Es importante tener en cuenta las siguientes definiciones dadas en el código de operación del SIN:

Regulación Primaria:

- Es la variación inmediata de la potencia entregada por el generador como respuesta a cambios de frecuencia en el sistema.
- Regulación Secundaria:
- Es el ajuste automático o manual de la potencia del generador para restablecer el equilibrio carga-generación.

Reserva de Regulación Primaria:

- Es aquella Reserva Rodante en las plantas que responden a cambios súbitos de frecuencia en un lapso de 0 a 10 segundos. La variación de carga de la planta debe ser sostenible al menos durante los siguientes 30 segundos.

Reserva de Regulación Secundaria:

- Es aquella Reserva Rodante en las plantas que responden a la variación de generación y que debe estar disponible a los 30 segundos a partir del momento en que ocurra el evento. Debe poder sostenerse al menos durante los siguientes 30 minutos de tal forma que tome la variación de las generaciones de las plantas que participaron en la regulación primaria.

Reserva Operativa:

- Es la diferencia entre la suma de las capacidades disponibles de las unidades generadoras y la suma de la generación programada de las mismas en la hora considerada.

Reserva Rodante:

- Es la parte de la reserva operativa ubicada en plantas que están operando y puedan responder a cambios de generación en períodos de hasta 30 segundos

A continuación se muestran en detalle la descripción y la regulación aplicable para los servicios de balance que se utilizan en el SIN.

Regulación primaria de frecuencia (RPF)

En el código de operación, numeral 5.6.1 de la resolución CRE025 de 1995 se establecieron algunos lineamientos generales para la prestación del servicio de RPF con la obligatoriedad para las unidades de prestar el servicio con el regulador de velocidad en modalidad libre. Adicionalmente, se dieron las pautas para las plantas de garantizar su valor de estatismo asociado al formulario de disponibilidad y de efectuar dichas pruebas cada dos años.

Con el transcurso de la experiencia de varios años, se vio la necesidad de establecer normas complementarias para la RPF, las cuales están establecidas en la resolución CREG 023 de 2001, sobre la cual haremos más adelante un compendio de esta.

En dicha resolución se dan algunas definiciones más precisas, se establece la obligatoriedad y el margen mínimo para reserva, la verificación de su cumplimiento y las penalidades por incumplimientos a la prestación del servicio, entre otras disposiciones.

Antes de entrar en el detalle de la Resolución CREG 023 de 2001, es importante incorporar otros conceptos sobre la reserva primaria de frecuencia. Una definición adicional a la establecida en el código de operación está dada en el documento XM." *Propuesta de requerimientos técnicos para la integración de fuentes de generación no síncronas al SIN, nov. 2017*." donde se define la reserva primaria como "la variación inmediata (automática) de la potencia entregada por el generador como respuesta a desviaciones de la frecuencia respecto a su valor nominal. Es un control local automático, efectuado directamente por el controlador de velocidad de cada unidad generadora.

Las unidades del SIN deben responder continuamente ante variaciones de la frecuencia estabilizando el sistema. Esta reserva es fundamental para evitar aumentos o disminuciones pronunciadas de la frecuencia ante desbalances producto de eventos fortuitos en la demanda o la generación."

Señala el documento de XM que "si el nivel de regulación primaria no es adecuado, pequeñas perturbaciones en la generación y la demanda podrían ocasionar excursiones de la frecuencia por fuera de sus límites de calidad y en el peor de los casos, actuaciones de esquemas sistémicos de protección como el EDAC"

Las principales disposiciones dadas en la Resolución CREG 023 de 2001 con relación a la prestación de servicios de RPF son:

- Todas las plantas y/o unidades de generación despachadas centralmente, deben estar en capacidad de prestar el servicio de Regulación Primaria de Frecuencia, equivalente al 3% de su generación horaria programada" (artículo 4). Para dar cumplimiento a lo anterior, las plantas y/o unidades de generación deben estar habilitadas para incrementar o decrementar su generación, incluso cuando sean despachadas con la disponibilidad máxima declarada o en su mínimo técnico, durante los tiempos de actuación definidos en la presente Resolución para la Reserva de Regulación Primaria. Se exceptúa de lo aquí dispuesto, el decremento cuando las plantas y/o unidades operan en su mínimo técnico.
- El CND determinará la prestación efectiva del servicio de RPF.
- Los agentes incumplidos serán sujetos de reconciliación (penalización) por cada día de incumplimiento (se aplica cuando se incumple en cualquier hora del día)
- Es obligatoria y no remunerada para todas las plantas
- Tiempo de respuesta de 0 a 10 segundos y se debe mantener al menos en los siguientes 30 segundos
- La banda muerta de respuesta a los cambios de frecuencia debe ser menor o igual a 30 MHz
- El rango de estatismo está en 4-6 %
- Se requieren pruebas anuales para cumplimiento de parámetros (de estatismo y banda muerta) a todos los agentes de acuerdo con Código de Redes y acuerdos del C.N.O
- Cada vez que el CND detecte que una planta y/o unidad de generación está incumpliendo con el Servicio de Regulación Primaria de Frecuencia, informará sobre el hecho al Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) y al agente incumplido, y realizará una nueva evaluación del desempeño de la planta y/o unidad de generación a partir de las 00:00 horas del siguiente día de operación.

Es importante anotar que en el SIN no hay establecido un mercado para la RPF, tema que se analizará con mayor profundidad a lo largo de la consultoría, comparando con la experiencia internacional

Con base en la Resolución CREG 023 de 2001, la reserva primaria teórica para el SIN corresponde al 3% de la generación programada para ese día y ese 3% será variable de acuerdo con la generación hora a hora

Mecanismo de verificación del Operador del Mercado del cumplimiento de la RPF por los agentes

La responsabilidad de la verificación de la prestación del servicio recae en el CND conforme con lo establecido en el artículo 5to de la Resolución CREG 023 de 2001:

> *"Artículo 5. Evaluación del servicio de RPF. Con base en la información que obtenga el CND de la operación de las plantas y/o unidades del SIN, Y/o de la obtenida de las pruebas de campo que se efectúen a las mismas, el CND determinará la prestación efectiva del servicio de RPF."*

Y lo establecido en el Artículo 6to de la misma Resolución:

> *"Se considera que una planta y/o unidad de generación incumple en un día su obligación de prestar el servicio de RPF, si no lo presta en cualquier momento de las 24 horas del respectivo día.*
>
> *Cada vez que el CND detecte que una planta y/o Unidad de generación está incumpliendo con el Servicio de RPF, informará sobre el hecho al Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) y al agente incumplido, y realizará una nueva evaluación del desempeño de la planta y/o unidad de generación a partir de las 00.00 horas del siguiente día de operación"*

El CND ha diseñado el siguiente mecanismo para determinar la prestación efectiva del servicio de RPF que está dividido en las fases de análisis y de verificación.

Fase de análisis

Cuando se presenta una variación de frecuencia fuera de rango. La cual se publica diariamente en el informe diario de operación, o se observe comportamiento anormal en la prestación del servicio de RPF de algún agente generador en condiciones normales de operación, el CND hará seguimiento de las diferentes unidades de generación para posteriormente analizar la respuesta de las mismas y determinar si prestaron el servicio de RPF.

Esta primera fase tiene los siguientes pasos:

El CND a más tardar el 1 día hábil siguiente a la variación de frecuencia o la detección de algún comportamiento anormal de la misma, envía una comunicación solicitando los registros de planta de todas las unidades despachadas en el momento de ocurrir la variación de frecuencia o de observarse algún comportamiento anormal de la misma.
Se observan y verifican las condiciones del despacho y calidad de la telemedida
Se analiza la respuesta de las unidades, es decir, se evalúa si hay un posible incumplimiento de la unidad a la prestación efectiva del servicio de RPF

Para esta fase el CND utilizará herramientas de tiempo real y de fuera de línea, así como los parámetros declarados por los agentes para sus unidades.

Si a criterio del CND, la calidad de la telemedida no es la adecuada, éste podrá tomar mediciones en sitio cuando lo considere conveniente.

El análisis consiste en verificar que la planta y/o unidad de generación reaccione en dirección opuesta a la frecuencia, de acuerdo a su estatismo y la desviación de frecuencia, todo el tiempo que la frecuencia se encuentre por fuera de la banda muerta, ver el siguiente ejemplo en la gráfica:

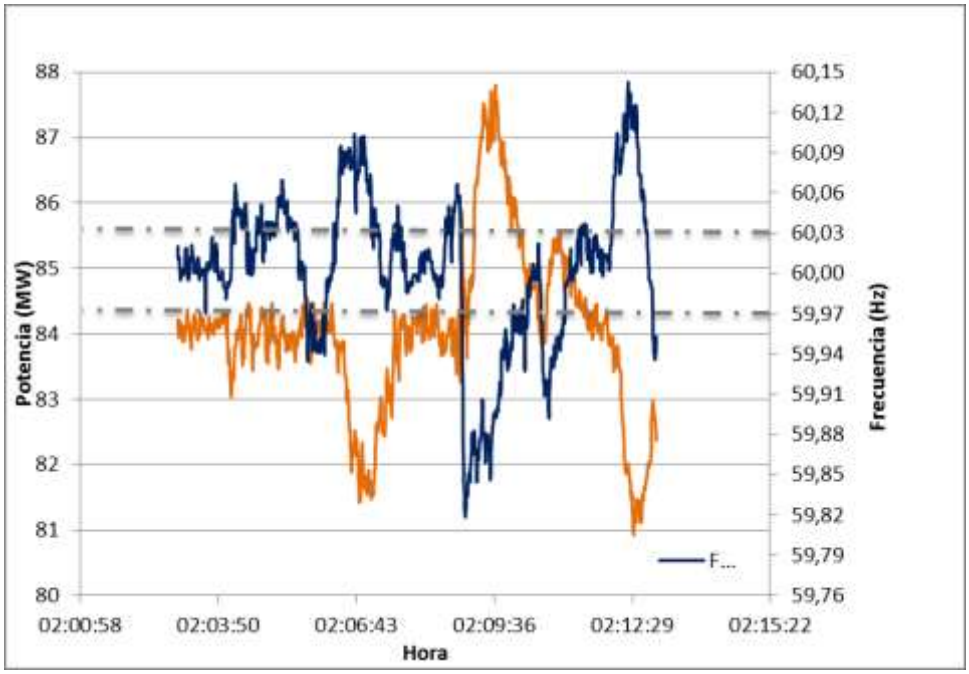


Figura 10 Verificación cumplimiento RPF

Fase de verificación:

1) Antes de transcurridos dos días hábiles de la comunicación enviada por parte del CND, el agente generador debe cargar los registros de las unidades en el portal de RPF de la página WEB de XM, si el agente no carga los registros en este período de tiempo, el CND asume un incumplimiento del servicio de RPF para la fecha y período del evento.
2) Cumplidos los dos días hábiles para la carga de registro, el CND evaluará los registros dentro del siguiente día hábil
3) Si los registros muestran que la unidad estaba prestando efectivamente el servicio de RPF, el CND no hará reporte al agente generador, ni al ASIC.
4) Si dichos registros no demuestran que la unidad estaba prestando efectivamente el servicio de RPF, el CND lo informará mediante correo electrónico al agente generador. El agente podrá solicitar al CND para la revisión conjunta los registros de planta.
5) El CND revaluará las revisiones solicitadas por los agentes e informará de las conclusiones de la revisión conjunta , y en caso de verificarse el incumplimiento, hará el reporte al ASIC con base en la reglamentación vigente.
6) En resumen, las etapas del proceso de verificación son:

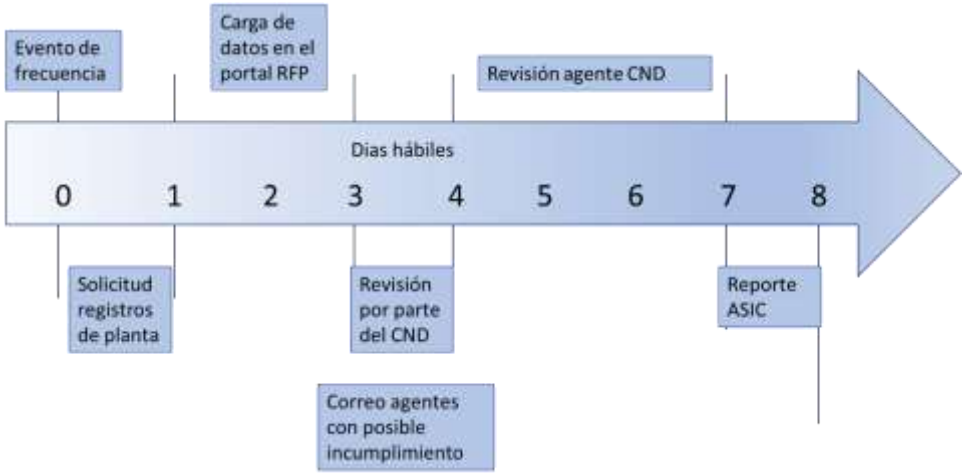


Figura 11 Etapas del proceso de verificación de cumplimiento del servicio RPF

Experiencias operativas en el SIN con la prestación del servicio de RPF

Con base en varios informes de operación de XM se observa que se han presentado:

- Dificultad para prestar la RPF por parte de algunos agentes, en condiciones de años hidrológicamente normales, como el año de 2017, donde ante eventos de variación de frecuencia el CND pudo verificar una alta frecuencia de incumplimientos por parte de los agentes (ver figura en la secuencia);
- La situación se incrementa en momentos de eventos de sequía tipo "El NIÑO" por bajos aportes en las cuencas, altas temperaturas y bajos niveles de caudales en los ríos para refrigeración de las plantas, por esta razón El CNO desarrolló 2 nuevos acuerdos para buscar soluciones operativas a estas situaciones descritas (acuerdos CNO 982 y 983 de 2017);
- De acuerdo con el análisis del CND, faltan ajustes regulatorios que incluyan mecanismos alternativos para la prestación del servicio por otras unidades o medios tecnológicos alternativos;
- Como iniciativas privadas de los agentes de alternativas para prestar el servicio de RPF se conocen dos proyectos en el SIN en plantas térmicas a carbón para instalar sistemas de almacenamiento de energía con baterías (BESS) como parte de la modernización de las plantas;
- En el 2017 se presentaron 84 eventos de frecuencia en los cuales se reportaron 321 recursos de generación que no prestaron efectivamente el servicio de RPF.

El número de eventos se presenta en la siguiente gráfica.

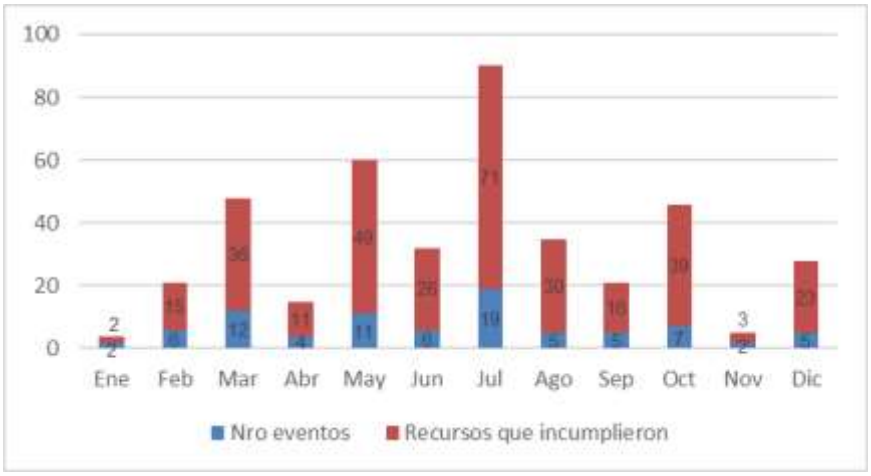


Figura 12 Eventos e Incumplimientos

En la figura a continuación se ilustra el porcentaje de recursos que incumplieron el servicio de RPF.

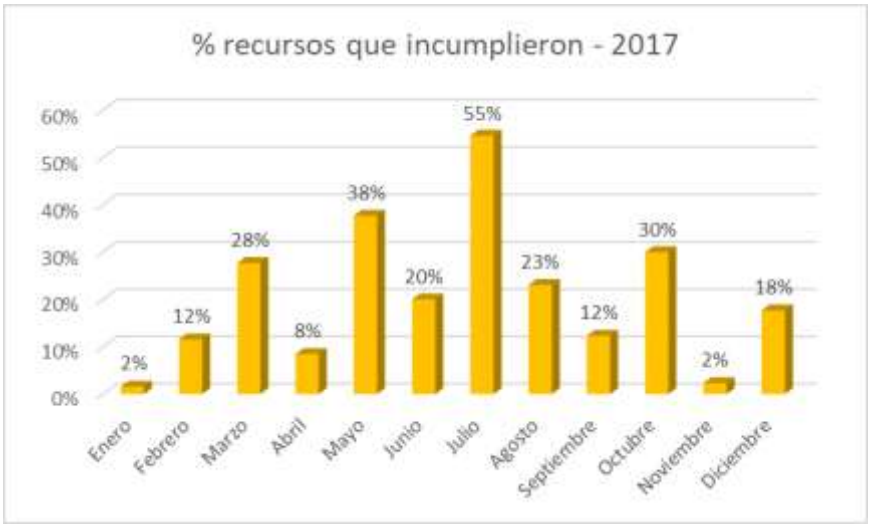


Figura 13 Participación de los recursos que incumplieron el servicio de RPF en el año 2017

Teniendo en cuenta la importancia de las instancias de control de frecuencia para la confiabilidad y operación del SIN, las oportunidades técnicas de mejoramiento detectados en los seguimientos posoperativos llevaron a un trabajo coordinado entre la CREG, XM y el C.N.O para analizar conjuntamente diferentes escenarios y llegar a plasmar algunas soluciones mediante los acuerdos CON 982 y 983 de 2017 (fuente: Informe de operación del SIN año 2017).

Con relación a proyectos de mejora para la verificación del cumplimiento de la prestación del servicio de RPF, XM en calidad de operador de mercado, ha participado en diferentes foros y promovido la discusión con expertos internacionales, para un mejoramiento continuo en esta actividad. XM ha identificado principalmente dos iniciativas:

- Propuesta de evaluación de la RPF usando medidas de Syncrophasor, presentado por XM ante la reunión NASPI en 2017. Con esta metodología se mejora la evaluación de

la respuesta ante eventos y también puede ser usado para monitorear el comportamiento de las unidades en operación normal;

- Documento de estudio a presentarse por XM en el próximo encuentro del CIGRE 2018, en la ciudad de París, basado en herramientas de manejo de gran volumen de datos del tipo "Data-Driven Tool" para comparar el desempeño de las unidades con muchos casos históricos a nivel mundial de eventos de RPF y poder determinar si el comportamiento es bueno o no es bueno, cumple o no cumple.

Regulación Secundaria de Frecuencia RSF

En el código de operación contenida en el código de redes de la Resolución CREG 025 de 1995, se definen y establecen los criterios generales técnicos y operativos para la RSF, como "aquella reserva rodante en las plantas que responden a la variación de generación y que debe estar disponible a los 30 segundos a partir del momento en que ocurra el evento. Debe poder sostenerse al menos durante los siguientes 30 minutos de tal forma de tal forma que tome la variación de las generaciones de las plantas que participaron en la regulación primaria."

La Regulación Secundaria de Frecuencia se utiliza para controlar los cambios en la frecuencia del sistema que se ocasionan por el desbalance de carga-generación, por lo que la planta que presta el servicio de AGC disminuye o inyecta potencia adicional al sistema con el fin de alcanzar el valor de frecuencia nominal.

Es una reserva de actuación automática que permite mantener continuamente la frecuencia del sistema en valores cercanos al nominal y los intercambios en los valores programados. Permite además restablecer los niveles de reserva primaria necesarios para que el sistema opere en condiciones estables después de un evento. La reserva secundaria es utilizada por el control automático de generación (AGC) para realizar continuamente el ajuste entre la producción y el consumo de energía y mantener un adecuado balance del sistema.

En la resolución CREG 198-97, Por la cual "se establecen reglas transitorias aplicables a la prestación del Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia (AGC) y se modifican las disposiciones establecidas en el Anexo CO-4 y algunas disposiciones contenidas en la Resolución CREG-025 de 1995" se fijan las condiciones técnicas para prestar el servicio de RSF:

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

a) Ser tele-comandada 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 documentos aprobados por el CNO.

En la Resolución CREG 064 de 2000, se determina la obligatoriedad comercial de la prestación del servicio de RSF. En el artículo 1 de la Resolución CREG 064 de 2000, se establece; "Todo generador despachado centralmente será responsable comercialmente de contribuir con una potencia en giro, que será proporcional a la potencia despachada en cada hora. La proporción de la potencia en giro se denominará Holgura (H %) y será igual, en porcentaje, para todas las plantas y/o unidades de generación despachadas centralmente en la hora correspondiente"

En el acuerdo con el acuerdo C.N.O 1023 de 2017, en el numeral 3.6, está definida la Reserva para Regulación de frecuencia-Holgura para AGC- de la siguiente manera:

> *"La holgura para AGC, también conocida como Reserva de AGC corresponde a la potencia activa de reserva destinada al servicio de regulación secundaria de frecuencia, la cual es entregada por unidades de generación previamente habilitadas para dicho servicio en cumplimiento de los criterios técnicos establecidos en la reglamentación vigente.*
>
> *El margen de reserva para el servicio de AGC debe responder a los eventos y cambios normales de carga y generación en el SIN. En general, la reserva de AGC está relacionada directamente con la pérdida de unidades de generación, evolución de la demanda y los cambios de generación horarios originados por el cumplimiento del esquema comercial del Mercado de Energía Mayorista.*
>
> *A nivel internacional, es común encontrar que el margen de regulación secundaria es un porcentaje de la demanda o la pérdida de la unidad más grande. No obstante, es importante resaltar que el valor de la holgura para AGC podrá ser modificado por el CND según lo establecido en las Resoluciones CREG 083 de 1999 y 064 de 2000."*

Dentro de lo establecido en el acuerdo CNO 1023 de 2017, la holgura corresponde al mayor valor entre el máximo porcentaje de uso de la holgura en 195 días seleccionados en el año 2017 y el valor mínimo de la holgura para el sistema (273 MW), que corresponde al tamaño de la unidad de generación más grande del SIN, correspondiente a cualquiera de las unidades de la central Sogamoso.

La holgura es totalmente simétrica hacia arriba y hacia abajo y de la misma manera es remunerada cuando se presta el servicio o cuando se presta la disponibilidad para el servicio.

En las siguientes gráficas se muestran la holgura mínima por unidad y por planta para prestar el servicio de AGC

Figura 14 Oferta mínima de AGC por planta

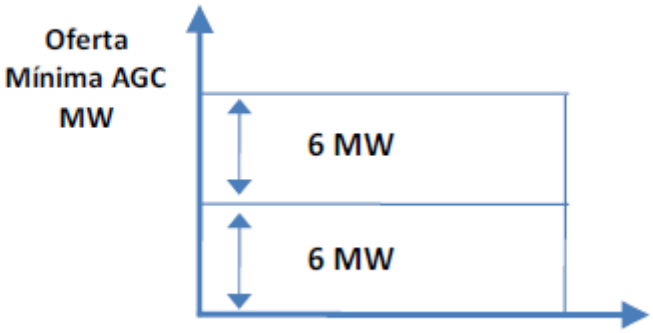


Figura 15 Oferta mínima de AGC por unidad

De manera gráfica se puede observar la holgura de AGC para el SIN para días ordinarios, sábados y festivos.

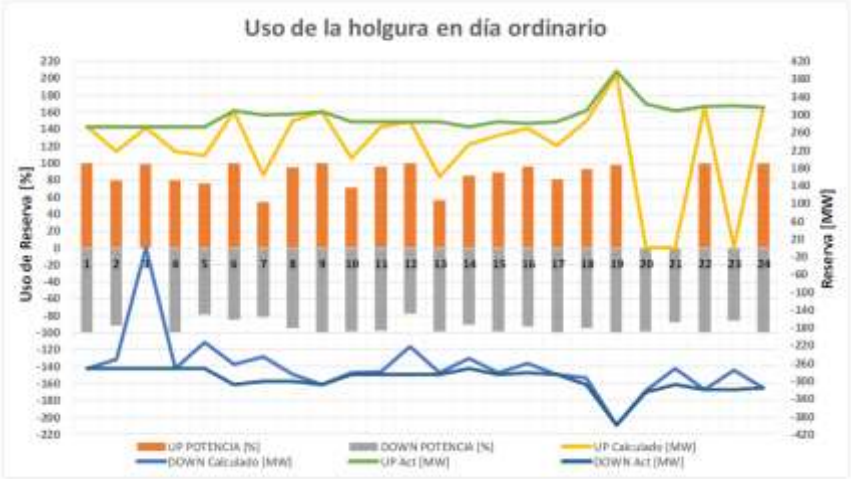


Figura 16 – Holgura AGC en días ordinarios

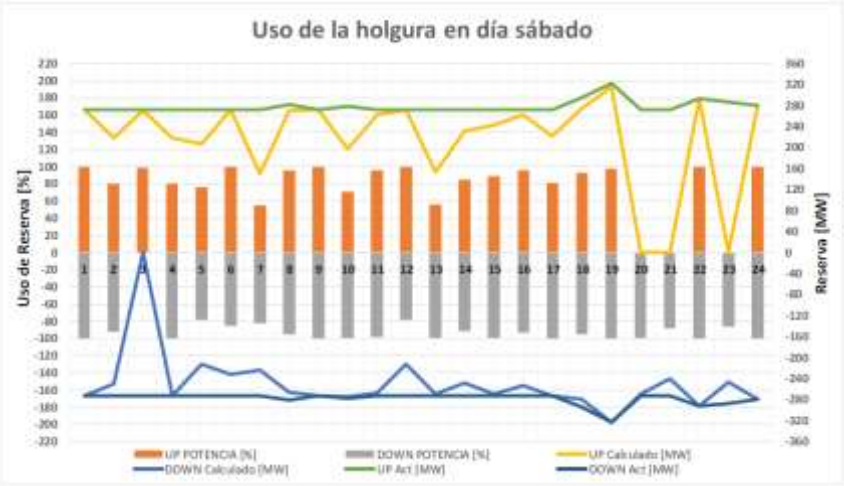


Figura 17 – Holgura AGC en días sábado

Figura 18 – Holgura en Domingos y Festivos

Con base en los análisis mostrados en las figuras precedentes, se definieron las propuestas para la holgura para los años 2017y 2018, que permanecen iguales a los del período 2016-2017.

Holgura Para día ordinario

	PERIODO																							
2017-2018	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
	273	273	273	273	273	300	300	300	307	285	285	285	285	273	285	281	285	309	399	316	357	319	320	316

Holgura para sábado

	PERIODO																							
2017-2018	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
	273	273	273	273	273	273	273	282	273	278	273	273	273	273	273	273	273	295	323	273	273	293	287	280

Holgura para domingos y festivos

	PERIODO																							
2017-2018	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	322	317	287	273	273	273

Los requerimientos técnicos más actualizados para prestar el servicio de RSF están establecidos en el acuerdo CNO 1023 de 2017.

Tabla 1 Parámetros Requeridos para la Prestación del Servicio AGC

Parámetros	Requerimientos
Estatismo	Valores entre el 4 y el 6%
Tiempos y Bandas de Recuperación de Frecuencia por medio del AGC	Después de un evento la frecuencia debe regresas a su valor nominal como máximo en 7 minutos
Constante de regulación del sistema	Máximo = 905 MW/Hz Media = 865 MW/Hz Mínima = 790 MW/Hz
Velocidad Máxima de Cambio de Carga del Sistema	51 MW/min
Velocidad Mínima de Cambio de Carga por Unidad	Mayor o igual a 12.75 MW/min medios durante las pruebas de sintonía para prestar el servicio de AGC
Número Mínimo de Unidades	5 unidades Nota: Teniendo en cuenta las particularidades tecnológicas y de control de las plantas de ciclo combinado, las mismas serán consideradas para el AGC como una sola unidad
Holgura para AGC	Dicho valor será definido y modificado por el CND según lo establecido en las Resoluciones CREG 083 de 1999 y 064 de 2000
Holgura mínima por planta para hacer AGC	23 MW por planta. Este valor es igual hacia arriba y hacia abajo
Holgura mínima por unidad para hacer AGC	6 MW por unidad. Este valor es igual hacia arriba y hacia abajo
Tiempo de retardo de la unidad en comenzar a responder una vez enviado el comando por el AGC	Máximo de 20 segundos una vez enviado el primer comando de regulación

El cumplimiento de estos parámetros establecidos en el acuerdo CON 1023 de 2017, son indispensables para garantizar la calidad y confiabilidad en el SIN, para lo cual el CND monitorea y controla en tiempo real el comportamiento en la prestación del servicio por parte de las unidades una unidad que está prestando el servicio de RSF, el CND está facultado para reasignar el servicio a otra unidad del sistema como también declarar la suspensión temporal de la prestación del servicio hasta que el agente solucione las dificultades técnicas que se le presentan.

Aspectos comerciales para el mercado de AGC

Están dados en las Resoluciones CREG 064 de 2000 y 027 de 2016, las cuales establecen las reglas comerciales aplicables al servicio de RSF. Allí están dadas las reglas comerciales para el pago a los prestadores del servicio y la asignación de costos entre los agentes, llamada Responsabilidad comercial en los costos del servicio de RSF

Las reglas comerciales que aplican para la prestación del servicio de AGC se resumen en:

Cada generador despachado centralmente es responsable comercialmente de contribuir con una potencia en giro, proporcional a la potencia despachada en cada hora (Holgura);

Los generadores compiten por prestar el servicio de AGC con base en su precio de oferta, siendo la asignación por orden de mérito;

Los generadores que prestan el servicio de AGC reciben un pago;

Las plantas de generación a las que se les asigna el Servicio de AGC son objeto de reconciliación, con independencia de que su precio de oferta resulte o no en mérito; y

El pago que hace cada generador por su obligación de contribuir con una potencia en giro se conoce como la Responsabilidad Comercial, que es igual a la suma del AGC (ingreso) y la Reconciliación (costo), pagándose la Responsabilidad Comercial en proporción a la generación de cada planta.

Reconciliación Positiva, Reconciliación Negativa, y Restricciones

Antes de analizar estas dos ecuaciones es necesario recordar cual es el concepto de la Reconciliación Positiva, la Reconciliación Negativa, y las Restricciones:

1) La diferencia entre la generación ideal y la generación programada representa los sobrecostos inevitables de la operación al tener en cuenta las restricciones normales o eventuales del Sistema Interconectado Nacional como: restricciones eléctricas, Potencia asociada con la Holgura horaria (HO) y tensión, etc. Esta compensación, en cada caso, se paga al precio de reconciliación, definidos en la Resolución CREG 034 de 2001.
2) La Asignación de las Generaciones de Seguridad y de los Costos de Reconciliación Positiva, serán asumidos por el operador de red si fue éste operador el que solicito las generaciones de seguridad. O por todos los comercializadores del SIN a prorrata de su demanda y de todos los enlaces internacionales a prorrata de la exportación si: (i) la generación de seguridad es por soporte de voltaje del STN, (ii) asociada con el cumplimiento del criterio de confiabilidad VERPC, (iii) consideraciones de estabilidad del STN, y (iv) Condiciones Anormales de Orden Público (CAOP), y modificaciones al programa de generación solicitadas por el CND. Lo anterior significa que la demanda y las exportaciones asumen los costos de las generaciones de seguridad.
3) Los pagos de Reconciliación Negativa, que se causan cuando la generación real es inferior a la generación ideal, por ejemplo cuando una planta presta el servicio de AGC en mérito, se paga a un precio de reconciliación igual al Máximo Precio Ofertado para la Demanda Total ($PR = MPO_N$).

Finalmente, los sobrecostos operativos por las restricciones son calculados como la sumatoria algebraica de los cobros de reconciliación menos los pagos con base en la siguiente regla:

- Los costos de Reconciliación Negativa se acreditan a: la Reconciliación Positiva y el servicio de AGC, en proporción a la suma de los costos asignados por concepto de Reconciliación Positiva y de servicio de AGC.

  Es decir, gracias al pago de la Reconciliación Negativa que hace el generador que presta el servicio de AGC se disminuyen los costos de las generaciones de seguridad que paga la demanda, y el servicio de AGC que pagan los generadores.

  El servicio de AGC de acuerdo con la Resolución CREG 027 de 2016 determina que el esquema de Reconciliación aplicable a cada planta de generación con asignación de AGC, será:

$$REC = \left[\left(G_p + \Delta G_p - HO - \Delta HO\right) - G_i\right] \times PR$$

$$AGC = \left(G_r + HO + \Delta HO - G_p - \Delta G_p\right) \times P_{AGC} + 2 \times (HO + \Delta HO) \times DP_{AGC}$$

Donde:

H Holgura horaria requerida por el Sistema, establecida por el CND y expresada en MW.

HO Potencia asociada con la Holgura horaria asignada al Generador por el CND, de acuerdo con la reglamentación vigente para el Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia. Expresada en MW.

G_p Generación Programada para los generadores despachados centralmente.

ΔG_p Modificaciones a la Generación Programada, solicitadas por el CND durante la operación, para los generadores despachados centralmente.

REC Reconciliación en la Bolsa.

PR Precio de Reconciliación para REC < 0 y REC ≥ 0 se calculará según la Resolución CREG-034 de 2001.

G_r Generación Real de la planta y/o unidad de generación con AGC asignado.

G_i Generación Ideal de la planta y/o unidad de generación con AGC asignado.

ΔHO Modificación al HO solicitadas por el CND durante la operación. Expresada en MW.

P_{AGC} Precio de bolsa nacional (PB) para plantas hidráulicas. Para plantas térmicas será el máximo entre el precio de bolsa nacional y el precio de reconciliación positiva determinado con la Resolución CREG 034 de 2001.

DP_{AGC} Es igual al $CERE$ (costo equivalente Real en energía del Cargo por confiabilidad (55.4 $/kWh en marzo de 2018) hasta tanto la CREG no desarrolle una subasta para definir dicho valor.

Por simplicidad para ilustrar los efectos de la reglamentación del servicio de AGC, las fórmulas de la reconciliación (AGC + REC) se simplifican como se explica a continuación:

- Las modificaciones a la holgura (ΔHO) y la generación programada (ΔG_p) se suponen iguales a cero;
- Se supone que la generación real y la generación programada son iguales: $GR = G_p$. En la operación diaria la planta que presta el servicio de AGC disminuye o inyecta potencia de acuerdo con los desbalances de generación – demanda, por facilidad se supone que el valor esperado en cada hora implica que la $GR = G_p$;
- Se supone que la planta presta el servicio de AGC en merito con un precio de oferta igual a la oferta mínima, que incluye $CERE$ más Fazni más Ley 99.

Con base en lo anterior, la generación ideal es igual a la generación programada más la holgura ($GI = GR + HO = GP + HO$). Por lo que las nuevas ecuaciones que representan la reconciliación del AGC en merito son:

$$AGC = HO \times PB + 2 \times HO \times CERE$$

y;

$$REC = -2 \times HO \times PR$$

Remuneración del servicio de AGC por Energía y Por Disponibilidad

Como se muestra en la ecuación anterior, la remuneración del servicio de AGC se establece en dos componentes, por Energía y por Disponibilidad, lo cual se detalla a continuación:

a) Por Energía, el servicio se remunera por la cantidad de energía suministrada (holgura) por la unidad al precio de Bolsa que es el costo de oportunidad para vender en el mercado spot, por lo tanto, la remuneración por energía = $HO \times PB$;
b) Por Disponibilidad: Corresponde a la holgura que estaba disponible para prestar el servicio, tanto hacia arriba como hacia abajo, pero no lo prestó y equivale a: $2 \times HO \times CERE$).

Esto significa que la holgura no utilizada se paga máximo al precio de inversión de una planta térmica, para lo cual la mejor información disponible en el SIN es el $CERE$.

La remuneración total del servicio de AGC es: $HO \times PB + 2 \times HO \times CERE$.

El valor neto que pagará el Administrador del sistema de intercambio comerciales ASIC, será el balance entre el pago por la prestación del servicio y la responsabilidad comercial del agente.

La responsabilidad comercial del agente es una relación entre la generación del agente y la generación total del sistema, de acuerdo con la siguiente expresión:

$$RC = Responsabilidad\ Comercial = \frac{AGC\ Total\ (MWh) \times GP\ Planta\ (MWh)}{GP\ Total\ (MWh}$$

En la siguiente gráfica se muestran los valores totales año en miles de millones de pesos, para los pagos por el servicio de AGC y la Responsabilidad Comercial de AGC, para el período 2011 a 2017.

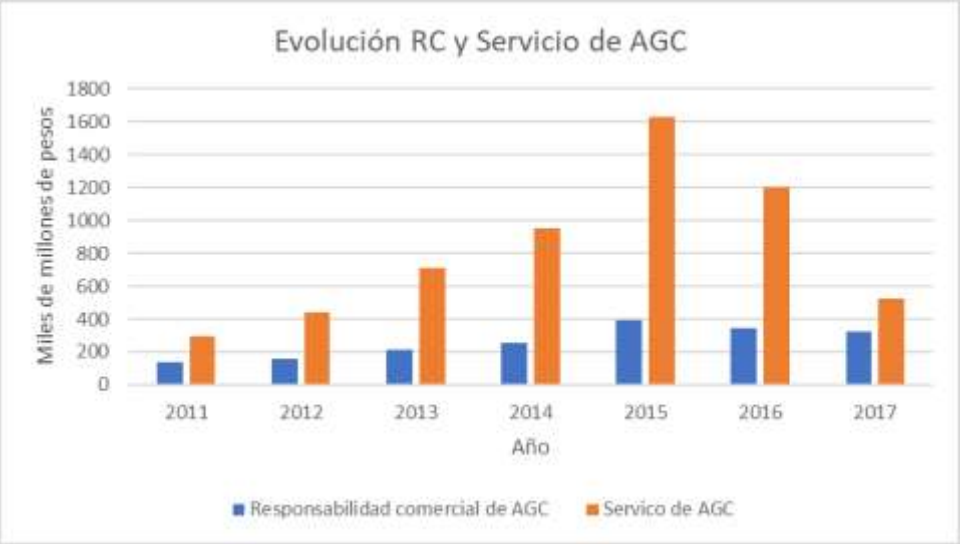


Figura 19 Evolución RC y Servicio de AGC (miles de millones de pesos)

Estructura del mercado de AGC

1) Tecnologías que prestan el servicio de AGC

De acuerdo con la información suministrada por XM, solamente unidades y plantas de la tecnología hidráulica están habilitadas actualmente para prestar el servicio de RSF (información al 10 de julio de 2018). Son 68 unidades habilitadas.

La capacidad efectiva neta de las unidades habilitadas suma 8.097 MW y el mínimo técnico de las unidades para AGC totaliza 2.047 MW, por lo tanto el segmento habilitado neto para prestar el servicio es la diferencia, es decir 6.050 MW.

La capacidad en MW, el número de unidades habilitadas y la participación (potencial) de las plantas habilitadas para prestar el servicio de AGC en el SIN se muestra a continuación:

Tabla 2: Participación por agentes/MW habilitados

CAPACIDAD EN MW HABILITADA PARA PRESTAR EL SERVICIO DE AGC Fuente XM						
Agente	Capacidad (MW)	Mínimo Técnico para AGC (MW)	Capacidad neta para AGC (MW)	No. De Unidades	% MW netos habilitados	% Unidades habilitadas
EPSA	751	298	453	13	7%	19%
EMGESA	2786	702	2084	16	34%	24%
AES	1000	160	840	8	14%	12%
EPM	1416	375	1041	14	17%	21%
ISAGEN	1806	392	1414	13	23%	19%
URRÁ	338	120	218	4	4%	6%
TOTAL	**8097**	**2047**	**6050**	**68**	**100%**	**100%**

2) Oferta de precios en la subasta diaria de energía y AGC

En las ofertas diarias del día anterior al despacho (Day Ahead) los agentes compiten mediante la oferta de disponibilidad y precio para energía y el servicio de AGC. En condiciones normales de aportes y reservas de energía hidráulica hay sobre oferta para prestar el servicio de AGC por lo que las ofertas tienden a ir al precio mínimo de bolsa ,por lo que la adjudicación la

debe hacer el operador de mercado por un proceso aleatorio (random) para seleccionar al ganador.

Para prestar el servicio normalmente son seleccionadas varias unidades que pueden ser de uno o varios agentes, en orden de mérito. La participación en el mercado es variable día a día dependiendo de diversas variables especialmente la asignación aleatoria por coincidencia en el mismo precio (el mínimo), la capacidad de las unidades y número de unidades por agente. La participación de los agentes en la prestación del servicio de AGC para un período de un año por ejemplo, dependerá también de los factores mencionados incluyendo también la disponibilidad real del recurso y su estrategia comercial en particular.

Esta condición cambia en épocas de escasez en reservas y aportes que también se ve afectada por la baja regulación de algunos embalses que se sitúan en niveles cercanos que tocan sus mínimos operativos, por las inflexibilidades de algunas plantas en temas de caudal ambiental por ejemplo, que desoptimizan la prestación efectiva técnica y económica del servicio al salir asignados pero luego presentar dificultades o limitaciones técnicas para atender el requerimiento, aspecto que se comentará más adelante con más detalle. La participación de los agentes en el mercado puede cambiar por la capacidad de reservas y regulación en sus embalses y el manejo de riesgos particular.

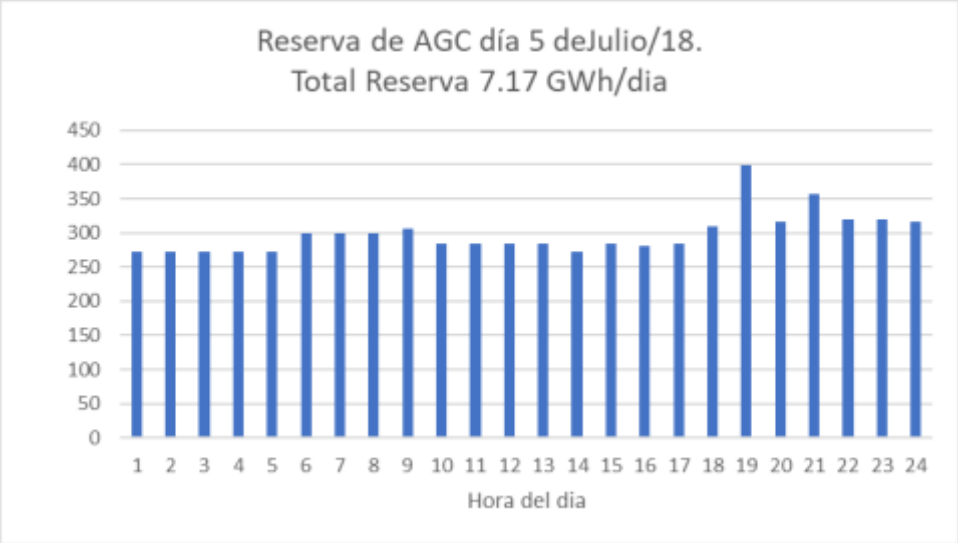
La asignación de AGC se realiza con un proceso de optimización que se ejecuta de manera previa al despacho económico, esta situación implica desde el punto de vista conceptual, una desoptimización del programa de generación. Por ejemplo:

- Si se tiene un recurso cuya oferta es muy barata, este recurso es atractivo para asignación de AGC, pero su asignación implica que no va a salir despachado en toda su disponibilidad para el despacho económico.
- Si los recursos que normalmente ofertan AGC tienen una oferta muy costosa (quedarían fuera de mérito en el despacho económico), la asignación del AGC se realizaría al más barato entre estos, sin considerar que algunos de estos por característica técnica pueden implicar una mayor generación obligada en el despacho económico.

En principio una inclusión de la asignación de AGC dentro del problema del despacho económico, entregará un programa de generación con mejor uso de los recursos ya que se intentaría reducir el costo total y la asignación de AGC sería un resultado adicional de este proceso de optimización. Sin embargo, se debe tener en cuenta que con las reglas actuales del mercado se podría llegar a soluciones múltiples o a problemas numéricos al valorar la generación para el despacho y para la reserva con el mismo precio de oferta, además, se tendrían mayores variaciones a lo largo del día en la asignación (una asignación conjunta teóricamente llevaría las reservas alrededor del marginal) y una variación en el despacho implicaría una variación en la asignación de reservas, lo cual representa un reto adicional para la coordinación de la operación y podría dificultar la identificación de reservas adicionales operativas. Para plantear un despacho económico con la asignación de AGC incluida se deben analizar las dificultades expuestas, deberían incluirse también las otras reservas operativas necesarias y explorar una asignación separada de holguras para subir/bajar.

3) Holgura diaria requerida en el SIN para RSF en día típico

Anteriormente se mostraron los criterios para establecer la curva de reserva de AGC. Mostremos como ejemplo la Holgura real para un día típico. Esta es la demanda de reserva objetivo a satisfacer por la oferta de Holgura de los generadores.



Fuente: Xm

Figura 20 Holgura diaria para día típico en el SIN

4) Estadísticas más relevantes en la prestación del servicio de RSF

A continuación pondremos como referencia en la siguiente gráfica, algunas estadísticas de los precios en $/kWh en el mercado de RSF:

5

Fuente: Xm

Figura 21 Estadísticas Servicio y RC del AGC ($/kWh)

5) Costo para la Demanda

Dado que la Responsabilidad Comercial es un costo para el generador causado en el despacho diario éste lo recupera vía precio de contratos de compraventa de energía, luego la demanda al final paga por la Responsabilidad Comercial.

El valor en $/KWh asumido por la demanda en los tres últimos años por la Responsabilidad Comercial del AGC se situó cerca de los 5.3 $/KWh y en 2017 correspondió a 4.9 $/kWh

6) Beneficio para el Generador y precio de AGC

Para calcular el beneficio de un generador cuando presta el servicio de AGC se parte de comparar dos Márgenes Comerciales sujeto a que en ambos Márgenes la planta turbina la misma cantidad de agua: (i) un Margen prestando el servicio de AGC, y (ii) otro sin prestar el servicio de AGC. Una vez escritas las ecuaciones de los Márgenes se hace la diferencia del Margen con AGC menos el Margen sin AGC, que resulta en la siguiente ecuación:

$$Beneficio\ AGC \approx HO * PB + AGC - REC$$

La primera componente de la ecuación representa el costo de oportunidad cuando no se presta el servicio de vender la cantidad de Holgura al precio de bolsa. Las siguientes dos componentes ya han sido explicadas anteriormente.

Utilizando la ecuación anterior se pueden obtener las ecuaciones de beneficio de AGC para: (i) la Resolución CREG 064 de 2001 utilizando dos precios de Reconciliación: el de la Resolución CREG 034 de 2001 y el de la Resolución CREG 121 de 2010, y (ii) la Resolución CREG 027 de 2016.

$$\text{Beneficio AGC CREG } 064 - 2001/034 - 2001 \approx 2 \times HO \times PB - CERE$$

$$\text{Beneficio AGC CREG } 064 - 2001/121 - 2010 \approx HO \times PB - HO \times CERE$$

$$\text{Beneficio AGC CREG } 027 - 2016 \text{ (vigente)} \approx 2 \times HO \times CERE \text{(se supone PB} \approx \text{MPOn}^{2})$$

El Beneficio de AGC, como se aplicaba con la resolución CREG 064-2001/034-2001 muestra que el precio de AGC aumentaba más que el precio de bolsa, luego el beneficio del generador aumentaba con el precio de bolsa. De la Resolución CREG 064-2001/121-2010 el precio de AGC aumentaba con el precio de bolsa, pero con una menor pendiente que lo hacía la reglamentación anterior, sin embargo el beneficio del generador aumentaba con el precio de bolsa. Finalmente, con la resolución CREG 027-2016 (vigente) el precio de AGC es un valor constante para todo precio de bolsa, luego el beneficio del generador es el mismo sin importar cuál sea el precio de bolsa.

[2] De acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 051 de 2009, PBn= MPOn+ △In, donde:

PBn= Precio de bolsa nacional, MPOn= Máximo precio de oferta Nacional, ΔIn=Valor adicional para la demanda= Costos de arranque y parada/Demanda Nacional. En los últimos dos años, ΔIn ha sido en promedio 1.3 $/Kwh

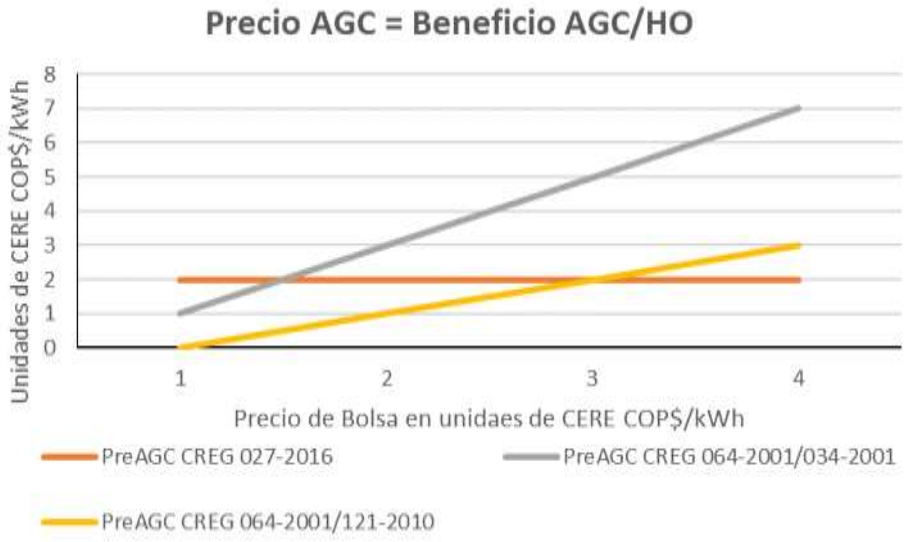


Figura 22 Precio AGC

Algunas experiencias operativas y alternativas para la prestación del servicio de RSF:

- El servicio de RSF ha sido fundamental para preservar la confiabilidad del sistema ante eventos contingentes (Salida de líneas, perdida de generación)
- Existe un mercado. Aunque hay suficiente oferta para el servicio y hay competencia, este servicio actualmente se considera monopólico para la tecnología hidráulica.
- La resolución CREG 027 de 2016 realizó cambios importantes en la remuneración del servicio de RSF siendo el más relevante el de acotar la remuneración por disponibilidad del servicio en función del valor del $CERE$, en este caso en dos unidades de $CERE$ e independiente del precio de bolsa, para reconocer la disponibilidad de los generadores habilitados a prestar el servicio hacia arriba o hacia abajo.
  - Esto significa que la holgura no utilizada se paga máximo al precio de inversión de una planta térmica, para lo cual la mejor información disponible en el SIN es el $CERE$;
  - Una de las alternativas a futuro es realizar subastas en unidades de $CERE$ para generar competencia de acuerdo con las condiciones de mercado y facilitar la entrada y participación de nuevas tecnologías.
- En la oferta diaria se hace se hacen simultáneamente la oferta para el despacho en el mercado de energía y para el mercado de AGC,
  - Sin embargo, la optimización para el servicio de AGC se hace en primer lugar y posteriormente (secuencialmente) se hace el proceso de optimización del despacho de energía
  - Se presentan dificultades en épocas de bajas reservas en los embalses y bajos aportes, por temas de inflexibilidades de algunas plantas hídricas por restricciones ambientales (Caudales mínimos de descargas que se podrían resolver en la cooptimización de AGC y Energía

  - También se presenta disminución y desoptimización cuando los embalses de baja regulación se acercan a los mínimos operativos establecidos, por que la regulación limita su oferta de AGC para preservar las reservas de energía
  - Se deben analizar los beneficios de la cooptimización vs los costos tecnológicos para implementarla y operarla.

- Se han presentado diversas propuestas para modificar el mercado de AGC para buscar mayor competitividad y eficiencia:
  - Desligarlo de la oferta de energía
  - Permitir la entrada de nuevas tecnologías
  - Para realizar procesos de cooptimización buscando eficiencias
  - Descentralizar el servicio por regiones (áreas operativas)

Como parte de este estudio y luego del proceso de simulaciones para el SIN con los escenarios de penetración de energías intermitentes para el SIN, y las experiencias internacionales se darán más recomendaciones al respecto

Reservas adicionales o de reemplazo

Son las reservas necesarias para garantizar la atención segura, confiable y económica de la demanda. En condiciones normales de operación, estas reservas se utilizan para restablecer la reserva secundaria, por lo que su asignación debe responder a un criterio económico (por ejemplo, orden de mérito), mientras que en condiciones de emergencia, las reservas adicionales pueden responder a un criterio de disponibilidad. En condiciones de emergencia, se utilizan para restablecer límites de intercambio entre áreas o para restablecer los niveles de cargabilidad de los equipos. En términos generales, estas reservas pueden ser clasificadas en varias sub-reservas, como reserva caliente de emergencia, reserva operativa, reserva fría, etc.

En el SIN, el operador de mercado XM, puede disponer según el caso de reservas adicionales de acuerdo con su reserva operativa, teniendo en cuenta los recursos que están disponibles para el momento del análisis o la situación que se presente. No obstante lo anterior, de acuerdo con información de XM no se tienen estadísticas en la operación del mercado hasta la fecha donde se hayan utilizado reservas adicionales o de reemplazo.

3.3.2 Control de voltaje

Es una responsabilidad conjunta para los agentes generadores, transportadores y distribuidores.

Los lineamientos básicos están dados en el numeral 5.7 del código de operación, el cual establece:

- Los voltajes objetivo en los nodos de generación se determinarán de acuerdo con los resultados de las metodologías del Planeamiento Operativo Eléctrico.
- Los movimientos de taps en los transformadores con cambio bajo carga se hacen de acuerdo con los resultados del Planeamiento Operativo Eléctrico de Corto y muy Corto Plazo.

- La disminución de voltaje se hace siguiendo las instrucciones del CND o del CRD, de acuerdo con el siguiente orden de prioridades

  a) Ajuste de voltajes objetivo de generadores
     1) Cambio de posición de los taps de transformadores
     2) Desconexión de condensadores
     3) Conexión de reactores
     4) Desconexión de líneas de transmisión o distribución en horas de baja carga

- El aumento de voltaje se hace siguiendo las instrucciones de CND o del CRD, de acuerdo con el siguiente orden de prioridades

  b) Conexión de líneas de transmisión o distribución
     1) Desconexión de reactores
     2) Conexión de condensadores
     3) Cambio de posición de los taps de transformadores
     4) Ajuste de voltajes objetivo de generadores

Todas las plantas del SIN están obligadas a participar en el control de tensión por medio de la generación o absorción de potencia reactiva de acuerdo con la curva de capacidad declarada en los formatos de capacidad.

La generación o absorción de potencia reactiva de las centrales se establece en los análisis eléctricos de estado estacionario para las diferentes condiciones de demanda."

De acuerdo con el código de redes se puede concluir que:

- Los generadores están obligados a soportar e inyectar reactivos, proceso que se verifica con las pruebas anuales para entrega de las curvas P-Q;

- En la operación real, se debe controlar la tensión en cada nodo de acuerdo con los estudios técnicos para la operación para mantener la calidad de la tensión en cada nodo subiendo o bajando el voltaje de acuerdo con la situación real y se controla el flujo de potencia reactiva. Esto se debe realizar y monitorear todo el tiempo para la operación y la planeación de la operación en tiempo real.

- La Resolución CREG 025 en el Código de Operación establece la obligatoriedad de participar en el control de tensión a todas las plantas del SIN, por medio de la generación o absorción de potencia reactiva de acuerdo con la curva de capacidad de cada una. La generación o absorción de potencia reactiva de las centrales se establece en los análisis eléctricos.

- En este sentido el intercambio de potencia reactiva (generación y absorción) es un servicio que las plantas están obligadas a prestar, dentro de los límites físicos de sus equipos. El servicio de intercambio de potencia reactiva se está requiriendo constantemente y se ejecuta de acuerdo con las consignas operativas dadas a cada generador sobre las tensiones objetivo que debe mantener en su nodo. Al tratarse de un proceso continuo cuyo requerimiento no se hace en términos de cantidad de MVAR (potencia reactiva) sino en términos de una tensión a ser mantenida en el

nodo, por medio del controlador de voltaje del generador, no se cuenta con las estadísticas en MVARs de los intercambios de potencia reactiva.

- No hay un mercado de SSCC para control de tensión por medio de la inyección absorción de energía reactiva;
- Las pruebas de Energía reactiva a los generadores son auditadas por auditores especializados e independientes para cumplir estrictamente la regulación y los acuerdos del C.N.O.

Con la entrega de las curvas Py Q en Generación como parte de las pruebas auditadas, se lograron para el SIN en 2017:

- 335 MVAr adicionales en entrega
- 135 MVAr adicionales en absorción

3.3.3 Servicios de recuperación

Arranque autónomo

- No es de obligatorio cumplimiento. No obstante, si la planta tiene arranque autónomo, en el numeral 7.4.4 del código de operación se encuentran los lineamientos para realizar la prueba de restablecimiento y sincronización al sistema
  - XM tiene la información de todas las plantas de generación instaladas en el SIN, especificando si tienen o no arranque autónomo, sus características, etapas para el restablecimiento y tiempos para el restablecimiento y sincronización
  - Con esta información individual por plantas, XM clasifica los datos por áreas operativas para determinar la totalidad y características de arranques autónomos por áreas.
- Arranque rápido: de manera similar al servicio anterior, el CND podrá en cualquier momento a la empresa generadora que certifique los parámetros declarados de tiempos de arranque, sincronización o toma de carga (numeral 7.4.3 código de redes, Anexo CO-4

3.3.4 Elementos adicionales para la calidad y confiabilidad en el SIN

Expansión en el STN/STR

- Dentro del plan de expansión de Transmisión de la UPME se contempla la instalación por convocatoria o ampliación de S/E, de equipos como:
  - SVC (Compensadores estáticos de Potencia Reactiva)
  - Esquemas de Desconexión automáticos de carga: EDAC
  - Esquemas suplementarios: RACS
  - PMUs: (Unidades de Monitoreo Phasorial). Para monitoreo a oscilaciones de baja frecuencia y otros usos.
  - Sistemas de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS)
- Estos elementos cada vez se han tornado necesarios para compensar:

- Agotamiento de las redes
- Atraso en los proyectos de expansión en Generación, Transmisión y Distribución
- Evitar contingencias de gran magnitud

3.3.5 Planeamiento operativo

Como parte fundamental de la operación del SIN está el planeamiento operativo a cargo del CND, donde están modelados todos los parámetros y variables del SIN, como restricciones operativas, generaciones de seguridad por áreas, entre otros.

El Planeamiento Operativo se fundamenta en el siguiente principio:

> *La planeación de la operación de los recursos disponibles de generación y transmisión debe hacerse en forma integrada, con el objetivo de minimizar los costos de operación del sistema, y procurando atender la demanda con los niveles de segundad, confiabilidad y calidad de servicio definidos en el código de operación*

Para realizar el Planeamiento Operativo se efectúa una descomposición funcional y temporal. La descomposición funcional considera el Planeamiento Operativo Energético y el Planeamiento Operativo Eléctrico. La descomposición temporal establece un Largo Plazo de 5 años, un Mediano Plazo de 5 semanas, un Despacho Económico de 24 horas y un redespacho de una hora.

El Planeamiento Operativo Energético de largo y mediano plazo tienen carácter indicativo, mientras el Planeamiento Operativo Eléctrico, el Despacho económico y el redespacho tienen carácter obligatorio.

3.3.6 Indicadores de la operación en el SIN en 2017

Los indicadores están definidos por los agentes en el acuerdo C.N.O. 935 de 2017.

Establecer indicadores de desempeño de la operación del SIN con sus límites permitidos es una muy buena práctica de aprendizaje y mejoramiento continuo que también sirve de referencia para comparación con otros sistemas de potencia en la región y en el mundo. De cara a la entrada de nuevas energías intermitentes se deben establecer otros indicadores para hacer seguimiento a la operación del SIN.

Tabla 3 – Indicadores de calidad de la Operación del SIN 2016 - 2017

Indicador	Unidad de Medida	2016		2017	
		Acumulado	Límite	Acumulado	Límite
Tensión fuera de rango (1)	Eventos /año	20	20	21	20
Variación de frecuencia lenta (2)	Eventos /año	2	2	0	2
Variación de frecuencia transitoria	Eventos /año	104	90	86	90
Demanda no atendida por causas programadas (4)	% anual	0.0342	0.0333	0.0403	0.0333
Demanda no atendida por causas no programadas (5)	% anual	0.0325	0.1	0.02999	0.065

Notas:

(1) Se considera deterioro en el nivel de tensión cuando éste queda por fuera de los rangos definidos en el Código de Operación por un lapso mayor de un minuto (90-110% para 220/230 kV y entre 95-105% para 500 kV)

- Para el seguimiento del cumplimiento se excluyen las condiciones de deterioro de la tensión causadas por atentados.
- Para el seguimiento del cumplimiento se incluirán sólo aquellos eventos de tensión que afecten la calidad del voltaje con una duración superior a 1 minuto
- En índice de tensión por fuera del rango se calculará mensualmente como el número de veces que se desvíe la tensión por fuera de los rangos de calidad con una duración superior a un minuto.

(2) Se considera desviación de frecuencia del SIN cuando esta variable sale de su rango (59.8 – 60.2 Hz) debido a pérdida de unidades de generación, conexión o desconexión de carga, eventos en la red de transporte o cuando plantas asignadas para el control de frecuencia del SIN se quedan sin margen de regulación.

- El índice de desviación de frecuencia lenta del SIN se calculará mensualmente como el número de veces que se desvíe la frecuencia y permanezca por fuera del rango por un período mayor a 60 segundos

(3) Se considera desviación de la frecuencia del SIN cuando esta variable sale de su rango (59.8 – 60.2 Hz) debido a pérdida de unidades de generación, conexión o desconexión de carga, eventos en la red de transporte o cuando plantas asignadas para el control de frecuencia del SIN se quedan sin margen de regulación.

- El índice de desviación de frecuencia lenta del SIN se calculará mensualmente como el número de veces que se desvíe la frecuencia y permanezca por fuera del rango por un período menor a 60 segundos

(4) Se considera demanda no atendida programada cuando ocurre la ausencia de suministro debido a las siguientes causas:

- Mantenimiento en equipos del Sistema Interconectado Nacional – SIN.
- Determinada desde el despacho diario por déficit de generación ante la indisponibilidad de unidades o por insuficiencia en el suministro de combustibles
- Programada mediante Acuerdo del CON
- Se excluye la limitación de suministro debida al incumplimiento de la Resolución CREG 116 de 1998 y aquellas que la modifiquen o sustituyan
- Se calcula como MWh no atendidos en el período de interés / MWh de demanda total en el periodo de interés

(5) Se considera demanda no atendida no programada cuando ocurre la ausencia del suministro debido a las siguientes causas

- Salidas forzadas de elementos del SIN.
- Condición eléctrica o energética ocasionada por atentados en contra de elementos del SIN

El único indicador que superó el límite establecido en el acuerdo del CON fue el del indicador de tensión fuera de rango. No obstante continúan retos importantes para mantener y mejorar teniendo en cuenta el cambio que se prevé para el SIN con la entrada de mayor generación intermitente en el futuro.

Tabla 4 – Resumen de SSCC en el SIN

	Ítem	Mercado	Aplicación	Prestación Efectiva	¿Quién paga?	Observaciones
Balance	RPF	No	Obligatoria	Parcial	Incumplidos	• Susceptible de mejoras: o Crear mercado o Acceso a otras tecnologías • Reserva suficiente: 3% de generación programada
	RSF	Si	Obligatoria. Solo participan habilitados	Si	• Generadores: Bolsa entre generadores. • Demanda: por que parte de los costos están incluidos en los precios de generación	• Susceptible de mejora o Acceso por otras tecnologías o Co-optimización • Reserva suficiente
Control Tensión	Generadores	No	Obligatoria curvas P-Q	Si	Generador	
	TyD	Si	Plan de expansión	Si	Demanda	Susceptible de mejora
Restablecimiento	Arranque autónomo	No	Opcional		Inversión del generador	Analizar cambios con proyecciones de entrada de generación intermitente

4 REVISIÓN INTERNACIONAL

4.1 Introducción

El propósito de este capítulo es utilizar la experiencia internacional de los mercados mayoristas de electricidad en todo el mundo para analizar las principales dimensiones del proceso de diseño del mercado de servicios complementarios. Los países/regiones que se considerarán son: Argentina, Chile, Brasil, California, PJM, Texas (ERCOT), España, Italia, Alemania, Australia, los países nórdicos y México. Para cumplir con lo anterior, primero se analiza la necesidad de coordinar el diseño del mercado de energía a corto plazo con el diseño del mercado de servicios complementarios. Luego, se caracteriza los elementos o determinantes clave de los precios de mercado para los servicios complementarios, para finalmente y sobre la base de los fundamentos expuestos, discutir los principales desafíos asociados al diseño de un mercado de servicios complementarios, utilizando la experiencia de los países y regiones mencionadas anteriormente.

Finalmente se desarrolla un análisis particular para los casos de Chile, Brasil y Argentina, originado principalmente por las similitudes que dichos mercados tienen con el colombiano, en cuanto a que han venido funcionando con una importante componente hidráulica y que por otra parte han tenido la penetración de energía renovable en forma anticipada a lo que se espera suceda también en Colombia.

La tabla que se muestra a continuación contiene un resumen de las características y el tratamiento de los servicios complementarios en distintos países, los que se analizan en detalle en esta sección.

Tabla 5 – Resumen de aspectos generales de los países y mercados seleccionados

Aspectos Generales

País / Característica	Mercado Mayorista	Interconexiones internacionales	Participación Solar y Eólica (% capacidad instalada)
UK (1)	Mercado de energía, Mercado de capacidad y Mercado de balance (SSCC) para asegurar equilibrio entre oferta y demanda	Si. Intercambio en ambos sentidos con Escocia, Irlanda, Francia y Holanda	10%
Alemania (1)	Mercado de largo plazo y Mercado spot, éste último contempla el mercado del día siguiente, el mercado intradiario y el mercado de SSCC.	Si. Intercambios relevantes con en ambos sentidos con Austria, Suiza, República Checa, Dinamarca, Francia, Luxemburgo, Holanda, Polonia y Suecia.	43%
Nordpool (2)	Mercado de energía, Mercado de capacidad y Mercado de balance (SSCC) para asegurar equilibrio entre oferta y demanda	Si. Intercambio relevantes en ambos sentidos entre sus integrantes y con Alemania y Reino Unido	14%
Italia	Mercado de largo plazo y Mercado spot, dentro de éste último se inserta el	Si. Bajo intercambio con Francia, Suiza, Austria, Eslovenia y Grecia. Además, existen restricciones internas de	13%

Aspectos Generales

País / Característica	Mercado Mayorista	Interconexiones internacionales	Participación Solar y Eólica (% capacidad instalada)
	mercado de SSCC.	transmisión.	
España	Mercado de largo plazo, spot y mercado intradiario y de ajustes (SSCC)	Si. Intercambio en ambos sentidos con Francia, Portugal y Marruecos.	25%
Australia	Mercado de energía de largo plazo y Mercado spot en tiempo real; mercado de SSCC. Se optimizan simultáneamente energía y reservas.	NEM: Mercado del Este y Sudeste; SWIS y NWIS: Mercados del Suroeste y Noroeste, todos asilados entre sí	7%
Chile antes 2020	Mercado de Largo Plazo, Mercado de energía, Mercado de capacidad	Interconexión de oportunidad con el SADI Argentino	16%
Chile después 2020	Mercado de Largo Plazo, Mercado de energía, Mercado de capacidad y Mercado de balance (SSCC) para asegurar equilibrio entre oferta y demanda	Interconexión de oportunidad con el SADI Argentino	28%
Brasil	Mercado de largo plazo de energía (contratos de energía firme). SSCC obligatorios.	Interconexión con Paraguay (Itaipu Bi-Nacional - 14,000 MW), con Argentina (≈2,250 MW), Uruguay (≈570 MW) y Venezuela (200 MW).	8.5%
Argentina	Antes de 2002: Mercado de Largo Plazo, Mercado de energía. Hoy día es un mercado intervenido a través de CAMMESA	Interconexión con Uruguay, Paraguay e Interconexión de oportunidad con Chile y Brasil	1%
México	Mercado de Largo Plazo, Mercado de energía, Mercado de balance (SSCC) para asegurar equilibrio entre oferta y demanda. Optimización simultánea	Interconexión con California, Texas por el Norte y Guatemala por el Sur	10%
Colombia	Mercados de Energía y confiabilidad, Mercado de energía de contratos de mediano plazo y spot, éste último contempla el mercado del día siguiente, Mercado de RSF (AGC) se optimizan secuencialmente Energía y reservas.	Interconexión con Ecuador mediante esquema de TIEs, transacciones internacionales en ambas direcciones. Con Venezuela hay interconexión, pero no se utiliza.	0.17%
Texas	Mercado de capacidad. Mercado de energía de largo plazo y Mercado spot, éste último contempla el mercado del día siguiente, el mercado intradiario y el	Interconexión con México, poco uso	18%

Aspectos Generales

País / Característica	Mercado Mayorista	Interconexiones internacionales	Participación Solar y Eólica (% capacidad instalada)
	mercado de SSCC. Se optimizan simultáneamente energía y reservas.		
California	Mercado de capacidad. Mercado de energía de largo plazo y Mercado spot, éste último contempla el mercado del día siguiente, el mercado intradiario y el mercado de SSCC. Se optimizan simultáneamente energía y reservas.	Interconexión con México	22%
PJM	Mercado abierto de capacidad, subastas anuales. Mercado de energía y SSCC basado en ofertas. Se optimizan simultáneamente energía y reservas.	-	1%

Tabla 6 – Resumen de las principales características de países seleccionados y el tratamiento de los servicios complementarios

Servicios Complementarios

País / Característica	Servicios de Balance	Mecanismo de prestación para Servicio de Balance	Remuneración de Servicios de Balance	Servicios de Reactivos	Servicios de Recuperación de Servicio	Pago de SSCC	Costo de SSCC
UK (1)	7 tipos de prestaciones entre servicios de reserva y respuesta de frecuencia: respuesta de frecuencia obligatoria y firme, gestión de demanda, frecuencia mejorada, reserva rápida, puesta en marcha, reserva operativa de corto plazo	Licitaciones de distinta periodicidad con sistema pay as bid, excepto respuesta de frecuencia obligatoria y puesta en marcha que se realizan mediante contratos bilaterales.	Servicios son remunerados por capacidad [£/h] y por energía [£/MWh]	Si. 2 tipos: obligatorio y mejorado. El primero remunerado mediante precio ofertado y contrato bilateral y el segundo mediante licitaciones.	Black start, remunerado mediante contrato bilateral con el operador del sistema.	Generadores y Suministradores pagan una tasa fija a través del cargo por uso de los servicios de balance del sistema (BSUoS) en [£/MWh)	En torno a los 3 [USD/MWh]. En el año 2015- 2016 los costos totales fueron iguales a 1,350 [MMUSD]
Alemania (1)	Control primario (CPF), secundario (CSF) y terciario (CTF) de frecuencia. Para el control secundario se diferencia en la regulación hacia arriba y hacia abajo.	CPF, CSF: subasta semanal con sistema pay as bid. CTF: subasta diaria (excepto sábados y domingos) con sistema pay as bid.	Remuneración por capacidad y energía, excepto para CPF que sólo es remunerado por capacidad.	Sí. Se remunera mediante contrato bilateral con el TSO.	Black start, remunerado mediante contrato bilateral con el operador del sistema.	El pago por capacidad es socializado y reconocido en la tasa de la red.	S/I
Nordpool (2)	(1) reservas para control de frecuencia en operación normal y ante contingencias; (2) reservas para control de voltaje ante contingencias (usadas en	Los servicios son adquiridos por el Transmission System Operator (TSO) y los mecanismos principales son negociaciones bilaterales y subastas	Remuneración por capacidad y energía	Si. 2 tipos: obligatorio y mejorado. El primero remunerado mediante precio ofertado y contrato bilateral y el segundo mediante licitaciones.	Black start, remunerado mediante contrato bilateral con el operador del sistema.	El pago es socializado y reconocido en la tasa de la red.	S/I

Servicios Complementarios

País / Característica	Servicios de Balance	Mecanismo de prestación para Servicio de Balance	Remuneración de Servicios de Balance	Servicios de Reactivos	Servicios de Recuperación de Servicio	Pago de SSCC	Costo de SSCC
	los enlaces HVDC); (3) reservas rápidas (4) reserva lenta; (5)gestión de demanda; (6) desconexión automática y manual de carga; (7) reservas rápidas activas en trading; y (8) reservas de carga pico	formales					
Italia	Control primario, secundario y terciario de frecuencia.	Mecanismo de mercado mediante licitaciones con sistema pay as bid. Servicios no licitados: Control primario de frecuencia es obligatorio (excepto para renovables).	Remuneración sólo por energía.	El control de reactivos no es propiamente un servicio. El operador puede llamar a una central a mantener una determinada tensión.	Black start, remunerado mediante contrato bilateral con el operador del sistema.	La demanda, a través de un cargo por transmisión, que incluye los SSCC.	S/I
España	Se incluyen: reserva de potencia adicional a subir, regulación de frecuencia/potencia primaria, secundaria y terciaria.	Mecanismo de mercado mediante licitaciones con sistema pay as cleared (marginalista) Servicios no licitados: Control primario de frecuencia es obligatorio.	La reserva primaria no tiene remuneración adicional. La reserva secundaria remunera capacidad y energía. La reserva terciaria sólo se remunera por energía.	Si. El control de reactivos está establecido como una prestación mínima de carácter obligatorio. Sin embargo, es posible prestar recursos que excedan la parte obligatoria, sólo de carácter opcional.	No se menciona entre los servicios de ajuste, ni entre las categorías de SSCC. No tiene mercado desarrollado, sin perjuicio de regularse en la forma de Plan de Recuperación de Servicio en la normativa general.	El costo de los servicios complementarios secundarios, terciarios y de los desvíos se imputa directamente a los agentes que han errado en sus previsiones	En torno a los 3,3 [USD/MWh]. En el año 2016 representó un 6,4% del precio medio final.
Australia	Mercados de servicios auxiliares denominados	Productos son tecnológicamente	Servicios son remunerados por	Si, Network Support Control Ancillary Services	Si, System Restart Ancillary Services (SRAS)	La demanda	En torno a los 0,14 [USD/MWh].

Servicios Complementarios

País / Característica	Servicios de Balance	Mecanismo de prestación para Servicio de Balance	Remuneración de Servicios de Balance	Servicios de Reactivos	Servicios de Recuperación de Servicio	Pago de SSCC	Costo de SSCC
	Frequency Control Ancillary Services (FCAS). Actualmente hay ocho mercados spot en tiempo real separados para la entrega de FCAS en el NEM: Dos son para la entrega de la regulación (regulación de subida y de bajada), y seis son para la prestación de servicios de contingencia (subida y bajada para los tiempos de respuesta de 6 segundos, 60 segundos y 5 minutos).	neutros en el sentido de que cualquier unidad de generación o carga calificada por el operador del mercado de electricidad australiano (AEMO) que pueda proporcionar este servicio puede venderlo	energía [USD/MWh]	(NSCAS) bajo contratos bilaterales	bajo contratos bilaterales		que representa un 0,2% del precio de la energía
Chile antes 2020	Control primario, secundario y terciario de frecuencia. Desconexión de carga y generación	Obligación de los Generadores	Costo de oportunidad asumido por generadores	Si, incorporado como servicio de transmisión; licitado y pagado por canon anual	Black start, remunerado mediante contrato bilateral con el operador del sistema.	Costo oportunidad de generadores; Black start y regulación de tensión pagado por la demanda	S/I
Chile después 2020	Control Rápido de Frecuencia; Control primario, secundario y terciario de frecuencia. Desconexión de carga y generación	Subastas de distinta periodicidad con sistema pay as bid	Remuneración adicional por prestación de SSCC, pago por energía por uso	Si, incorporado como servicio complementario; licitado y pagado por canon anual	Black start, remunerado mediante servicios complementarios	Demanda	Estimado en 3.23 US$/MWh
Brasil	Control de frecuencia	Obligación de los	Control primario (sin	Si, proporcionado por	Servicio prestado por	Demanda	S/I

Servicios Complementarios

País / Característica	Servicios de Balance	Mecanismo de prestación para Servicio de Balance	Remuneración de Servicios de Balance	Servicios de Reactivos	Servicios de Recuperación de Servicio	Pago de SSCC	Costo de SSCC
	(primario, secundario y terciario), soporte de potencia reactiva y desconexión de carga y generación	Generadores	remuneración). Servicio de reservas secundaria, terciaria (pagos fijos regulados).	todas unidades de generación de potencia activa. No hay cargos sobre otros agentes y/o consumidores. Compensador sincrónico se remuneran por la tarifa de servicios TSA (regulada).	unidades identificadas por el operador del sistema. Ingresos regulados pagos a las centrales habilitadas para prestar el servicio de black start.		
Argentina	Control primario, secundario y terciario de frecuencia	Obligación de los Generadores, pero pueden transar entre ellos	Costo de oportunidad asumido por generadores	Si, incorporado como servicio de transmisión; licitado y pagado por canon anual	Black start, obligado a los Generadores	Costo oportunidad de generadores; regulación de tensión en la transmisión	S/I
México	Se denominan Servicios Conexos: Reservas operativas; Reservas rodantes y Regulación de frecuencia	Productos basados en el mercado mediante subastas con sistema pay as cleared (marginalista).	Servicios son remunerados por energía [USD/MWh]	Regulación de voltaje y potencia reactiva: definidos por CENACE a tarifas reguladas	Arranque de emergencia; Operación en isla; Conexión a bus muerto. Definidos por CENACE a tarifas reguladas	Usuarios	50-500 $MEX/MWh (enero 2018)
Colombia	Servicios de regulación primaria y secundaria, en este último hay un mercado que se presta exclusivamente por la tecnología hidráulica	Subastas diarias para participar por la prestación del servicio de RSF. Para RPF es obligatorio para los generadores.	La reserva primaria no se remunera, pero se penaliza en caso de incumplimiento. La reserva secundaria se remunera por energía y Disponibilidad para prestar el servicio	El control de reactivos no es propiamente un servicio. El operador puede llamar a una central a mantener una determinada tensión de acuerdo con su curva declarada de PyQ.	Black Start es opcional	Reserva primaria obligatoria y no remunerada. Reserva secundaria obligatoria mediante la Responsabilidad comercial de prestar el servicio, es mercado de generadores hidráulicos, los costos son	Regulación primaria no remunerada, Los costos del servicio de regulación secundaria representaron 112 MMUS$ para la demanda en 2017, equivalentes a 1,7 USD/MWh. La reserva (holgura) es

Servicios Complementarios

País / Característica	Servicios de Balance	Mecanismo de prestación para Servicio de Balance	Remuneración de Servicios de Balance	Servicios de Reactivos	Servicios de Recuperación de Servicio	Pago de SSCC	Costo de SSCC
						transferidos a la demanda mediante los contratos de largo plazo.	simétrica hacia arriba y hacia abajo.
Texas	ERCOT comercializa cuatro tipos de SSCC: Regulación arriba, Regulación abajo, Reserva en giro y Reservas no giratorias.	Productos basados en el mercado mediante subastas con sistema pay as cleared (marginalista).	Servicios son remunerados por capacidad [USD] y por energía [USD/MWh]	Sí. Se remuneran los programados y los que operaron efectivamente.	Black Start, remunerado por costos de acuerdo a centrales programadas.	Los servicios están incorporados en la tarifa de acceso abierto a la transmisión. Los paga la demanda	Regulación arriba: 8.2 US$/MWh , Regulación abajo: 6.5 US$/MWh, Reserva en giro: 11.1 US$/MWh y Reservas no giratorias: 3.9 US$/MWh.
California	6 tipos de productos: regulación hacia arriba, regulación hacia abajo, regulación de recorrido hacia arriba, regulación de recorrido hacia abajo, reserva en giro y reserva detenida.	Productos basados en el mercado mediante subastas con sistema pay as cleared (marginalista).	Servicios son remunerados por capacidad [USD] y por energía [USD/MWh]	Sí. Se remunera mediante contrato bilateral con el TSO.	Si, se remunera mediante contrato bilateral con el TSO. El costo se asigna a los participantes en función de la demanda medida.	Los servicios están incorporados en la tarifa de acceso abierto a la transmisión. Los paga la demanda	0,27 [USD/MWh]. Los costos totales en 2015 fueron de 62 [MMUSD] representando un 0,7% respecto del costo de la energía. Con el aumento de renovables, estos costos aumentaron a 119 y 172 [MMUSD], en los años 2016 y 2017 respectivamente.
PJM	Regulación, reserva sincronizada y reserva primaria: Incluye a la reserva sincronizada y no sincronizada.	Productos basados en el mercado mediante subastas con sistema pay as cleared (marginalista).	Servicios son remunerados por capacidad [USD] y por energía [USD/MWh]	Sí. Se remuneran los programados y los que operaron efectivamente.	Black Start, remunerado por costos de acuerdo a centrales programadas.	Los servicios están incorporados en la tarifa de acceso abierto a la transmisión. Los paga la demanda	Del orden de 1 USD/MWh.

Notas:

(1) Este país también es integrante del Nordpool, pero se incluye por separado dada ciertas características particulares respecto al resto

(2) Nordpool describe a todos los países integrantes: Norway, Denmark, Sweden, Finland, Estonia, Latvia, Lithuania, excepto Germany y UK ya escritos

Fuente: Elaboración propia a partir de Comisión Nacional de Energía, Chile, Mesa de Trabajo para Reglamento de Servicios Complementarios, 2017.

4.2 Coordinación de los mercados de energía y servicios complementarios

Como se señaló anteriormente, hay tres razones principales para coordinar los diseños del mercado de los servicios de energía y complementarios:

La primera es la coincidencia del modelo de red eléctrica utilizado por el mercado para establecer precios y despachos de generación y carga en el mercado energético a corto plazo y el modelo de red eléctrica utilizado para operar el sistema. Cuanto mayor es la divergencia entre estos dos modelos, mayor es la demanda de servicios complementarios. El segundo es el alcance de la planificación anticipada antes de que ocurra el funcionamiento del sistema en tiempo real, con una planificación más avanzada se requiere menos servicios complementarios. El tercero es la frecuencia en que el mercado de la energía se despeja en tiempo real, con un despeje más frecuente se reduce la demanda de servicios complementarios.

4.2.1 Precios marginales nodales de energía (LMP)

Una diferencia importante entre los mercados de electricidad mayorista a corto plazo en los Estados Unidos con en el resto del mundo, a excepción de Chile, Argentina antes del año 2002, Brasil, México, Nueva Zelanda y Singapur, es el uso de precios marginales nodales (LMP por su sigla del inglés "locational marginal pricing") de energía. Los mercados LMP utilizan un modelo de red de transmisión para el mercado financiero utilizado para establecer precios y niveles de despacho lo más cercano posible al modelo de red utilizado para operar el sistema en tiempo real. California, PJM, ISO-Nueva Inglaterra, Nueva York ISO, Mid-Continent ISO, y el Consejo de Confiabilidad Eléctrica de Texas (ERCOT) todos emplean diseños de mercado LMP. Una ventaja importante de estos mercados es que evitan la necesidad de lo que a menudo se denomina redistribución, o en el lenguaje del mercado colombiano, las conciliaciones.

Por su parte, los diseños de mercado zonal o de zona única en Colombia, Italia, Alemania, Australia , Brasil, Argentina después del año 2002 y los países nórdicos establecen precios en grandes áreas geográficas que no siempre son eléctricamente equivalentes en términos de la capacidad de todas las unidades de generación en esa área geográfica para cumplir con los aumentos en la demanda de electricidad , lo que puede resultar en la necesidad de volver a despachar las unidades de generación en relación con los programas de energía que resultan de la operación del mercado a corto plazo. En un mercado de zona única, los programas de despacho iniciales se determinan ordenando ofertas de unidades de generación desde la más baja a la más alta para construir una curva de oferta agregada. El precio del mercado queda determinado por el punto de intersección de esta curva de oferta agregada con la demanda agregada. Todas las cantidades ofrecidas con precios de oferta iguales o inferiores al precio de compensación del mercado se aceptan para proporcionar energía. Un mecanismo similar opera en cada región de precios bajo un diseño de mercado zonal con la única diferencia de que las ofertas de zonas vecinas pueden aceptarse si hay suficiente capacidad de transmisión para que se acepte la oferta.

Estos despachos de generación generalmente se establecen en un mercado diario. Entre el momento en que se determinan los despachos diarios y se produce la producción real, los

despachos de generación deben ser físicamente factibles. Esto significa que algunas unidades de generación pueden necesitar reducir su producción en relación con su despacho diario, mientras que a otras se les puede exigir que produzcan más que su despacho diario independientemente del precio de oferta. Las unidades de generación que requieren incrementar su producción debido a la configuración de la red de transmisión u otras restricciones operativas se denominan "constrained on" o en el idioma del mercado colombiano estas unidades están proporcionando "conciliaciones positivas". La unidad de generación que requiere producir menos energía se denomina "constrained off" o en el idioma del mercado colombiano estas unidades proporcionan "conciliaciones negativas". En la mayoría de los mercados zonales o de zona única este proceso se conoce como gestión de la congestión. Todos los mercados de zona única y zonales descritos anteriormente tienen un proceso de gestión de la congestión que tiene lugar después del cierre del mercado formal a corto plazo y la operación del sistema en tiempo real.

Estos mercados zonales difieren en cuanto a la forma en que compensan a los propietarios de las unidades generadoras por ser "constrained off" y "constrained on". Sin embargo, en todos los casos, el costo de este proceso de gestión de la congestión es soportado por los consumidores de electricidad fuera del mercado de la energía a corto plazo. Sin embargo, el hecho de que las unidades de generación sean compensadas por estar restringidas o limitadas, impacta los precios que ofertan al mercado mayorista de energía. Por ejemplo, si a las unidades de generación se les paga el precio de oferta por electricidad cuando están limitadas y el propietario de la unidad sabe que será restringida, un propietario de unidad "maximizador" de ganancias presentará un precio de oferta muy superior al costo variable de operación de la unidad, elevando así el costo total de la electricidad a los consumidores finales.

Un conjunto similar de circunstancias puede surgir para unidades de generación "constrained off". Los proveedores con limitaciones suelen pagar la diferencia entre el precio de compensación del mercado y el precio de oferta por no suministrar la electricidad que habría suministrado si no fuera por la configuración de la red de transmisión. Esta regla de mercado crea un incentivo para un proveedor "maximizador" de ganancias que sabe que su unidad se verá obligada a presentar el precio de oferta más bajo posible para recibir el pago más alto posible por ser restringido y elevar el costo total de la electricidad suministrada a los consumidores. Bushnell, Hobbs y Wolak (2008) discuten este problema y las consecuencias de la eficiencia del mercado en el contexto del mercado zonal de California. Sin embargo, no es exclusivo de los mercados de los países industrializados. Wolak (2009) discute estos mismos problemas en el contexto del mercado de precio único colombiano.

Después de la conclusión del proceso de gestión de la congestión que sigue al cierre del mercado diario, llega nueva información sobre la demanda en tiempo real y el suministro disponible de unidades de generación. En muchos mercados fuera de los Estados Unidos, la administración del sistema en tiempo es efectuada por el operador de la red de transmisión, en lugar del operador del mercado mayorista. El operador del sistema despacha unidades de generación para gestionar la diferencia entre la carga final y los programas de generación y la oferta y la demanda en tiempo real. Por ejemplo, en el Reino Unido, la National Grid Company (NGC), el operador de red de transmisión para el Reino Unido, es responsable del despacho horario final equilibrado (la oferta de energía es igual a la demanda de energía) para cada participante del mercado y luego, gestiona los desequilibrios en tiempo real utilizando su

mecanismo de equilibrio, que paga a las unidades de generación como oferta para suministrar energía adicional en tiempo real y recupera la energía como oferta de los propietarios de las unidades de generación en tiempo real. El "precio de compra" promedio ponderado por cantidad pagado a los propietarios de unidades de generación para producir energía adicional en este mecanismo de compensación es significativamente superior al "precio de venta" promedio ponderado por la cantidad de energía comprada a las unidades de generación que reducen su producción. Las demandas que consumen más que su cronograma final y las unidades de generación que producen menos de su cronograma final pagan este precio de compra. Las demandas que consumen menos que su cronograma final y las unidades de generación que producen más que su cronograma final reciben el "precio de venta". Este mecanismo de compensación y la divergencia entre "precio de compra" y "precio de venta" están diseñados para hacerlo costoso a los participantes del mercado que están fuera de balance en tiempo real.

En el mercado nórdico (Nordpool), cada país maneja los desequilibrios en tiempo real entre los horarios que surgen del mercado diario " Elspot " en el Nordpool de una manera diferente. En todos los países, el operador de la red de transmisión gestiona los desequilibrios en tiempo real así como la adquisición de servicios auxiliares. Ninguno de estos países opera mercados de energía de desequilibrio en tiempo real como ocurre en todos los mercados de EE. UU. Estos mecanismos son típicamente de naturaleza administrativa. Por ejemplo, en Suecia, cada minorista de electricidad debe designar una "entidad responsable del balance" que garantice que el proveedor proporcione energía igual al consumo en tiempo real de sus clientes. Estas entidades responsables del equilibrio pueden ser convocadas por Svenska Krafnät , el operador del sistema sueco para proporcionar energía de desequilibrio. Svenska Krafnät cobra tarifas a los participantes del mercado por el uso de estos servicios para proporcionar incentivos a los proveedores a fin de evitar desviaciones de su generación final y de sus programas de carga.

Varios mercados permiten que el operador del sistema envíe unidades de generación para mantener el equilibrio entre la oferta y la demanda en tiempo real y luego establece los precios para ese período de tiempo en función de los niveles operativos reales durante ese período. Nueva Zelanda opera un mercado local de fijación de precios marginales de una sola liquidación, aunque opera varios mercados no vinculantes financieramente antes de la entrega en tiempo real. Wolak (2009) describe el funcionamiento del mercado mayorista de electricidad de Nueva Zelanda. Transpower, el operador de la red de transmisión despacha unidades de generación en tiempo real para mantener el equilibrio entre la oferta y la demanda en tiempo real en la red de transmisión. Después del período de media hora en que se emiten estas instrucciones de envío, Transpower ejecuta el mecanismo de fijación de precios LMP con las ofertas reales y los niveles de despacho para establecer los precios marginales de ubicación que se pagan a cada propietario de la unidad de generación por su producción real durante la media hora y cargas pagan por sus retiros durante la media hora. La liquidación de estas transacciones se realiza a través de NZX Energy.

La ventaja de un mercado LMP es que elimina por completo la necesidad de un proceso formal de gestión de la congestión y el pago de los costos de redespacho resultantes. El modelo utilizado para establecer los precios de mercado y los niveles de despacho respeta la configuración de la red de transmisión y otras restricciones operativas relevantes al establecer los precios nodales y los niveles de despacho. En consecuencia, es probable que haya poca

necesidad de ajustar los despachos de generación que surgen de este mercado para que sean físicamente factibles, a menos que la configuración de la red de transmisión y otras restricciones operativas hayan cambiado significativamente entre el día y el tiempo real debido a interrupción de la unidad de transmisión o generación.

Los propietarios de las unidades de generación y las entidades que sirven la demanda envían su disponibilidad específica para inyectar energía y su voluntad de comprar energía al operador del mercado mayorista y los LMP y niveles de despacho de unidades de generación en cada nodo de la red de transmisión se determinan minimizando los costos para satisfacer la demanda en todos los nodos de la red de transmisión, sujeto a todas las restricciones de transmisión y operativas de la red.

Este proceso establece precios potencialmente diferentes en todos los nodos de la red de transmisión, dependiendo de la configuración de la red de transmisión y la ubicación geográfica de la demanda y las unidades de generación disponibles. Debido a que la configuración de la red de transmisión y la ubicación de las unidades y demandas de generación se toman en cuenta para operar el mercado, solo las unidades de generación que realmente pueden operar serán aceptadas para atender la demanda y se les pagará un precio más alto o menor que el LMP promedio, dependiendo de si la unidad de generación está en una región de generación deficitaria o excedentaria de la red de transmisión.

El precio nodal en cada ubicación es el aumento en el valor minimizado de la función objetivo de los costos ofertados como resultado de un aumento de una unidad en la cantidad de energía extraída en esa ubicación en la red de transmisión. Las propiedades de este mecanismo de mercado pueden verse en Bohn, Caramanis y Schweppe (1984).

Otra ventaja del diseño de mercado LMP es el hecho de que otras restricciones que el operador del sistema tiene en cuenta al operar la red de transmisión también pueden ser contabilizadas al establecer los precios nodales y los niveles de despacho. Por ejemplo, supongamos que los estudios de confiabilidad han demostrado que una cantidad mínima de energía debe ser producida por una unidad de generación ubicada en una pequeña región de la red. Esta restricción operativa puede integrarse en el mecanismo de mercado LMP y reflejarse en los LMP resultantes. Solo los despachos que respeten esta y otras restricciones serán considerados en el mercado a corto plazo. Esta propiedad de los mercados LMP es particularmente relevante para la integración rentable de una cantidad significativa de capacidad de generación renovable intermitente. Es posible que sea necesario formular e incorporar limitaciones de fiabilidad adicionales al mercado LMP para tener en cuenta el hecho de que este suministro de energía puede desaparecer rápidamente y volver a aparecer.

Modelar todas las restricciones operativas relevantes en el mercado energético a corto plazo tiene una serie de beneficios de eficiencia de mercado. En primer lugar, elimina el incentivo para que los participantes en el mercado tomen medidas para explotar la diferencia entre el modelo de red utilizado para operar el mercado de energía a corto plazo y el modelo de red utilizado para operar el sistema. Segundo, reduce la necesidad de un proceso de redespacho, que generalmente se vuelve cada vez más costoso a medida que los participantes del mercado aprenden a explotar la divergencia entre los dos modelos de la red y la proporción de recursos renovables intermitentes aumenta. En tercer lugar, reduce la demanda de servicios complementarios porque muchas de las razones para mantener la capacidad de servicios

complementarios bajo un diseño de mercado zonal o de zona única se modelan explícitamente en el mecanismo de mercado LMP.

4.2.2 Mercados de liquidación múltiple

Todas las jurisdicciones de los EE. UU. han adoptado los mercados LMP de liquidación múltiple como un mercado mayorista formal de electricidad a corto plazo. Un mercado de liquidación múltiple tiene un mercado a plazo diario que se ejecuta antes de la operación del sistema en tiempo real. Este mercado establece calendarios financieros firmes para todas las unidades de generación y la demanda durante las 24 horas del día siguiente. Los proveedores envían las curvas de oferta de cada unidad de generación por cada hora del día siguiente y los minoristas de electricidad presentan curvas de demanda para cada hora del día siguiente. Luego, el operador del sistema minimiza el costo ofrecido para satisfacer estas demandas durante las 24 horas del día siguiente, sujeto a la configuración anticipada de la red de transmisión y otras restricciones operativas relevantes durante dichas 24 horas. Esto da lugar a LMP y compromisos financieros firmes para comprar y vender electricidad cada hora del día siguiente para todas las unidades de generación y la demanda.

Estos compromisos diarios no requieren que una unidad de generación suministre la cantidad vendida en el mercado diario o que una demanda consuma la cantidad comprada en el mercado diario. Sólo se requiere que cualquier déficit en el suministro de energía o compromiso del día anterior debe ser comprado en el mercado en tiempo real en ese mismo lugar o cualquier producción mayor que el compromiso del día anterior se vende al precio en tiempo real en ese mismo lugar. Para la demanda se aplica la misma lógica. El consumo adicional más allá de la compra diaria se paga al precio en tiempo real en esa ubicación y el excedente de una compra diaria con respecto al consumo real se vende al precio en tiempo real en esa ubicación.

En todos los mercados mayoristas de EE. UU., los LMP en tiempo real se determinan a partir de curvas de oferta en tiempo real de todas las unidades de generación disponibles y cargas despachables, minimizando el costo ofrecido para satisfacer la demanda en tiempo real en todos los nodos del sistema, considerando la configuración actual de la red de transmisión y otras restricciones operativas relevantes. Este proceso da lugar a LMP en todos los nodos de la red de transmisión y los niveles reales de operación por hora para todas las unidades de generación. Los desequilibrios en tiempo real en relación con los despachos diarios se liquidan a estos precios en tiempo real.

Para entender cómo funciona un mercado de dos reliquidaciones, supongamos que el propietario de una unidad de generación vende 50 MWh en el mercado diario a 60 US$/MWh. Recibe una garantía de US$ 3,000 en ingresos de esta venta. Sin embargo, si el propietario de la unidad de generación no inyecta 50 MWh de energía en la red durante esa hora del día siguiente, debe comprar la energía que no inyecta al precio en tiempo real en esa ubicación. Supongamos que el precio en tiempo real en esa ubicación es de 70 US$/MWh y el generador solo inyecta 40 MWh de energía durante la hora en cuestión. En este caso, el propietario de la unidad debe comprar el déficit de 10 MWh a 70 US$/MWh. En consecuencia, los ingresos netos que gana el propietario de la unidad de generación al vender 50 MWh en el mercado diario y solo inyectar 40/MWh es de US$ 2,300, los US$ 3,000 de

ingresos obtenidos en el mercado diario menos los US$ 700 pagados por los 10 MWh de desviación.

Si una unidad de generación produce más que su despacho diario, esta producción incremental se vende en el mercado en tiempo real. Por ejemplo, si la unidad producía 55 MWh, los 5 MW adicionales más allá del horario diario del propietario de la unidad se venden al precio en tiempo real. Por la misma lógica, una entidad de servicio de demanda que compra 100 MWh en el mercado diario, pero solo retira 90 MWh en tiempo real, vende los 10 MWh no consumidos al precio en tiempo real. Alternativamente, si la entidad que atiende a la demanda consume 110 MWh, entonces los 10 MWh adicionales no comprados en el mercado diario deben comprarse al precio en tiempo real.

Todos los mercados de EE. UU. iniciaron el proceso de reestructuración de la electricidad con redes de transmisión significativamente menos extensas que sus contrapartes en otros países industrializados, e inicialmente todos intentaron operar un mercado mayorista que no contabilizaba completamente la configuración de la red de transmisión y todas las restricciones operativas relevantes en el mecanismo de mercado. Todos ellos eventualmente cambiaron al diseño del mercado LMP.

Según esta misma lógica, un mercado de fijación de precios nodales de múltiples liquidaciones es ideal para regiones que no tienen una extensa red de transmisión porque da cuenta explícitamente de la configuración en la red de transmisión real al establecer los despachos y precios de energía diarios y niveles y precios de salida en tiempo real. Este diseño de mercado elimina gran parte de la necesidad de ajustes ad hoc a los niveles de producción de la unidad de generación, el llamado proceso de gestión de congestión en mercados zonales y de zona única, que puede aumentar el costo total de electricidad al por mayor para los consumidores finales debido a las diferencias en los precios y los despachos que establece el mecanismo del mercado y cómo opera la red eléctrica real.

Wolak (2011) cuantifica la magnitud de los beneficios económicos asociados con la transición a precios nodales desde un mercado de precios zonal, actualmente un diseño de mercado popular fuera de los EE. UU. El 1 de abril de 2009, el mercado de California hizo la transición a un diseño de mercado de fijación de precios nodales de múltiples liquidaciones a partir de un mercado de fijación de precios por zonas de liquidación múltiple. Wolak (2011) compara los promedios horarios de la cantidad total de energía fósil de entrada en BTU, el costo de producción variable por hora total de las unidades de combustibles fósiles y el número total de arranques por hora de unidades de combustibles fósiles antes y después de la implementación de los precios nodales controlando no paramétricamente la producción total por hora de las unidades de combustible fósil en California y los precios diarios de los principales combustibles fósiles de entrada. El total de BTU por hora de energía de combustibles fósiles consumida para producir electricidad es 2.5 por ciento menor, el costo de producción variable por hora para unidades de combustibles fósiles es 2.1 por ciento menor y el número total de arranques por hora es 0.17 más alto luego de la implementación de precios nodales. Esta reducción del costo del 2.1 por ciento implica una reducción de aproximadamente $ 105 millones en los costos variables anuales totales de la producción de energía de combustibles fósiles en California, lo que se asocia con la introducción de precios nodales.

Un diseño de mercado LMP de liquidación múltiple también es especialmente adecuado para gestionar una combinación de generación con una proporción significativa de recursos renovables intermitentes. Las restricciones operativas adicionales necesarias para una operación confiable del sistema con una mayor cantidad de recursos renovables pueden incorporarse fácilmente en los modelos de mercado diarios y en tiempo real. Por lo tanto, es probable que los beneficios económicos de implementar un mercado de LMP de liquidación múltiple en relación con los diseños de mercado que no modelan la transmisión y otras restricciones operativas en el proceso de fijación de precios y despacho sean mayores cuanto mayor sea la proporción de recursos renovables intermitentes. En consecuencia, cualquier región con importantes objetivos de energía renovable se beneficiaría de la implementación de un mercado LMP de liquidación múltiple.

Un mercado LMP de liquidación múltiple también valora la capacidad de despacho de las unidades de generación, a pesar de que paga todos los recursos en la misma ubicación de la red al mismo precio en los mercados diarios y en tiempo real. Supongamos que una unidad eólica vende (por contrato) 50 MWh y un recurso térmico vende 40 MWh en el mercado diario al precio de 30 US$/MWh. Si en tiempo real no se produce tanta energía eólica, la unidad térmica despachable debe compensar la diferencia. Supongamos que la unidad de viento produce solo 30 MWh, por lo que la unidad térmica debe producir 20 MWh adicionales. Debido a este "déficit de generación eólica" el precio en tiempo real fue de 60 US$/MWh y no los 30 US$/MWh antes previstos. Bajo este escenario, a la central eólica recibiría US$ 300 (40 MWh × 30 US$/MWh + 20 MWh × 60 US$/MWh), es decir, sería paga a un precio promedio de 10 US$/MWh. Por el mismo raciocinio, la central térmica despachable recibiría US$ 2,400 (40 MWh × 30 US$/MWh + 20 MWh × 60 US$/MWh), es decir, sería paga a un precio equivalente de 40 US$/MWh. Se aplica una lógica similar al caso en que el recurso eólico produce más de lo esperado y el recurso térmico reduce su producción porque el precio en tiempo real es más bajo que el precio diario debido a la cantidad inesperadamente grande de energía eólica producida.

Una queja que a menudo se formula contra los mercados LMP es que aumentan la probabilidad de reacción política por parte de los consumidores debido a que los precios pagados por electricidad al por mayor pueden diferir significativamente entre ubicaciones dentro de la misma región geográfica. Por ejemplo, los clientes en áreas urbanas que principalmente importan electricidad a través de líneas de transmisión congestionadas pagarán más que los clientes ubicados en regiones rurales ricas en generación que exportan electricidad a estas regiones. Debido a que hay más clientes que viven en las áreas urbanas que en las regiones rurales, cobrar a los consumidores finales en las áreas urbanas un precio minorista más alto para recuperar el LMP en su ubicación puede ser políticamente difícil de implementar para el regulador.

Muchas regiones con precios LMP han superado este problema potencial al cobrar a todos los clientes en un estado o territorio determinado un promedio ponderado de los LMP en la región. En el ejemplo anterior, esto implica cobrar a los clientes urbanos y rurales el promedio ponderado de los LMP en áreas urbanas y rurales, donde el peso asignado a cada precio es la parte de la demanda del sistema que se retira en ese lugar. Bajo este esquema, las unidades de generación continúan recibiendo el LMP en su ubicación, pero toda la demanda paga un solo precio por hora. Por ejemplo, en Singapur todas las unidades de generación reciben el LMP en

su ubicación, pero todas las demandas ven el precio uniforme de electricidad de Singapur (USEP), que es el promedio ponderado por cantidad de los LMP de media hora para todos los puntos de retiro de Singapur. Este enfoque de fijación de precios captura los beneficios de confiabilidad y eficiencia operativa de un mercado LMP al tiempo que aborda las preocupaciones de equidad que los reguladores a menudo enfrentan al cobrar a los clientes en diferentes ubicaciones precios que reflejan la configuración de la red de transmisión.

En esta característica de diseño del mercado, la experiencia acumulada respalda un diseño de mercado LMP con liquidación múltiple como el mecanismo de mercado mayorista recomendado. Como se analiza con más detalle a continuación, este diseño de mercado agiliza el proceso de introducción de servicios complementarios y establece incentivos para reducir los costos totales de ellos. Los intentos de operar mercados mayoristas que usan modelos simplificados de la red generalmente crean problemas significativos de rendimiento del mercado, particularmente en regiones con capacidad de transmisión limitada. Como se mencionó anteriormente, la equidad se aplica a la demanda que tendría diferentes precios para diferentes clientes, lo que puede abordarse mediante el pago de LMP geográficamente promediados.

4.2.3 Frecuencia de liquidación

Otro mecanismo para reducir el rango y la cantidad de servicios complementarios requeridos para operar un mercado a corto plazo es la frecuencia de liquidación del mercado en tiempo real. Debido a que la demanda del sistema puede cambiar significativamente durante cualquier intervalo de tiempo dado, una operación más frecuente del mercado en tiempo real puede establecer señales de precios más precisas y niveles de despacho con costos más bajos para las unidades de generación dentro de ese intervalo de tiempo. Esto implica que más desviaciones entre los despachos de generación day-ahead o hour-ahead pueden ser llevadas explícitamente a precio. Por ejemplo, durante una hora o media hora dada, puede ser necesario que una unidad de generación aumente y reduzca su generación para mantener el equilibrio del sistema. En el despeje del mercado en tiempo real varias veces durante la hora, el propietario de la unidad de generación puede enfrentar s altos precios durante los períodos en los que la unidad tiene que aumentar su producción y un precio a la baja durante los periodos en que la unidad necesita reducir su generación, en lugar de un precio único durante toda la hora que se basa en el promedio del nivel de producción de la unidad durante la hora.

Con una operación más frecuente del mercado en tiempo real, el operador del sistema tiene la capacidad de proporcionar incentivos potentes a las unidades de generación y demandas flexibles para moverse hacia arriba o hacia abajo durante una hora. Esto implica que el operador del sistema probablemente necesite comprar menos reserva de regulación o reserva de control de generación automática (AGC) para mantener el equilibrio entre el suministro y la demanda de energía en una hora. Un funcionamiento más frecuente del mercado en tiempo real también puede permitir que el operador del sistema pueda comprar menos reserva de funcionamiento como reserva rodante y reserva fría, debido a que la mayoría de los cambios en la demanda del sistema durante la hora están siendo logrados por los cambios hacia arriba y hacia debajo de los generadores, como resultado de las instrucciones de despeje del mercado en tiempo real durante la hora.

Todos los mercados de Estados Unidos LMP despejan el mercado en tiempo real cada cinco minutos. Esto significa que cada cinco minutos, el operador de sistema independiente (ISO) ejecuta el mercado LMP para establecer los precios y los niveles de despacho en tiempo real para todas las unidades de generación para satisfacer la demanda en todos los nodos de la red. Esto implica que durante cualquier hora cada unidad de generación en el área de control podría recibir hasta doce instrucciones de despacho que probablemente reducen la cantidad de regulación y otras reservas operativas que el operador del sistema necesita comprar. Estas tres características de todos los mercados a corto plazo de los EE. UU.-LMP, multi - liquidación y liquidación de cinco minutos del mercado en tiempo real son la explicación más probable de por qué el costo anual de servicios complementarios por MWh de la demanda anual en todos los mercados al por mayor en Estados Unidos es de menos de 2 US$/MWh para todos los mercados y menos de 1 US$/MWh para la gran mayoría de los mercados de Estados Unidos.

Operar el mercado en tiempo real con mayor frecuencia puede reducir el tamaño del mercado de servicios complementarios, incluso si no se emplea un mercado LMP de liquidación múltiple. Por ejemplo, en Australia se realiza un mercado zonal de liquidación individual cada cinco minutos. Los precios y las instrucciones de envío se emiten cada cinco minutos. Cada estado en el este de Australia (Australia del Sur, Victoria, Tasmania, Nueva Gales del Sur y Queensland) es una zona de congestión separada en el Mercado Eléctrico Nacional (NEM). Aunque la congestión en cada estado de Australia es administrada por "constraining off" y "constraining on" sobre ciertas unidades de generación, tal como se describe más arriba, el Operador del Mercado de Electricidad de Australia (AEMO) usa un mecanismo de precios zonal para remunerar la capacidad de transmisión entre estados.

Australia llama a sus mercados de servicios auxiliares los mercados de servicios auxiliares de control de frecuencia (FCAS). Actualmente hay ocho mercados spot en tiempo real separados para la entrega de FCAS en el NEM. Dos son para la entrega de la regulación (regulación de subida y regulación de bajada), y seis son para la prestación de servicios de contingencia (aumento y bajada para los tiempos de respuesta de 6 segundos, 60 segundos y 5 minutos). En conjunto, los participantes del mercado que ofrecen servicios de contingencia deben realizar las siguientes tareas:

- 6 segundos: detiene un cambio rápido en la frecuencia del sistema dentro de los primeros seis segundos de una perturbación de frecuencia y luego proporciona una transición ordenada al servicio de 60 segundos.
- 60 segundos: estabilice la frecuencia del sistema dentro de los primeros 60 segundos de una perturbación de frecuencia, y luego proporcione una transición ordenada al servicio de 5 minutos.
- 5 minutos: restaura la frecuencia del sistema a su valor nominal de 50 Hz en los primeros cinco minutos de una perturbación de frecuencia, y para mantener la respuesta hasta que se notifique por el despacho central.

Estos productos son tecnológicamente neutros en el sentido de que cualquier unidad de generación o demanda calificada por el operador del mercado de electricidad australiano (AEMO) que pueda proporcionar este servicio puede venderlo.

El Mercado Nacional de Electricidad de Australia (NEM) abarca los estados australianos de Australia Meridional, Victoria, Nueva Gales del Sur, Tasmania y Queensland, y tiene una demanda máxima de más de 35 GW y un consumo de energía anual de más de 190 TWh.

El NEM es un mercado zonal, con cada estado de Australia como una zona separada. No existe un mercado diario, solo un mercado de energía en tiempo real que establece los precios cada 5 minutos mediante la resolución simultánea de los procesos de adquisición de energía y servicios auxiliares dada las ofertas presentadas por energía y las reservas de contingencia. La liquidación financiera tiene lugar cada media hora. Los precios de cinco minutos para la energía y cada uno de los mercados de FCAS se usan para establecer precios zonales de media hora contra los cuales se produce una liquidación de media hora. El requisito de reserva de contingencia se determina dinámicamente en función de la salida más grande de la unidad de generación (o bloque de carga) en cada intervalo de cinco minutos. La determinación dinámica de la demanda de reserva de contingencia y cooptimización del proceso de adquisición con el mercado de energía en tiempo real ha permitido a NEM reducir la cantidad de capacidad de regulación de frecuencia adquirida. En consecuencia, los costos del FCAS en Australia por MWh de energía consumida se encuentran entre los más bajos del mundo. De 2012 a 2014, los pagos totales del FCAS en el NEM promedian $ 0.14 por MWh, que es aproximadamente el 0.2 por ciento del precio promedio de la energía y nunca superaron los 30 millones de dólares australianos.

Otra explicación importante para estos costos FCAS muy bajos en el NEM es la falta de un mercado de capacidad en Australia y un cap para el precio de energía de 13,500 AUD/MWh, que ofrece fuertes incentivos para que los minoristas de electricidad firmen contratos de precio fijo con propietarios de unidades de generación. Estas obligaciones contractuales a plazo fijo proporcionan incentivos extremadamente fuertes para que operen los propietarios de las unidades de generación, especialmente durante los períodos con precios al por mayor extremadamente altos, que suelen ser el resultado de condiciones del sistema estresadas. La mayor receptividad resultante de los propietarios de las unidades de generación a estas señales de precios ha permitido a AEMO reducir su demanda de servicios FCAS.

4.3 Determinación de precios de servicios complementarios

Los precios de los servicios complementarios son determinados por el costo de oportunidad de otros productos que una unidad de generación podría vender y el grado de competencia que el propietario de la unidad enfrenta para el suministro del servicio complementario. El propósito de esta sección es derivar un modelo simple de determinación de precios de mercado de los servicios complementarios que sea útil para comprender los principales desafíos asociados con el diseño de un mercado de servicios complementarios.

A diferencia del mercado de energía, no hay ningún costo variable directo de proveer un MW de servicio complementario. Por ejemplo, mantener 51 MW de reserva rodante en una unidad de generación de 200 MW con un nivel mínimo de operación de 70 MW no impone más costos al propietario de la unidad que la capacidad de 50 MW sin producir. Sin embargo, si el costo variable de la unidad es menor que el precio del mercado, entonces el propietario renuncia a una ganancia variable de este precio menos el costo variable de la unidad por cada MW de reserva operativa que proporciona. Si p es el precio de la energía en el nodo de esa

unidad y c es el costo variable de la unidad, entonces el costo de oportunidad de la unidad de proporcionar un MW adicional de servicio complementario es OC = p - c. Esta lógica implica que las unidades de mayor costo variable tienen un menor costo de oportunidad de proporcionar un MW adicional de servicio complementario.

Si se ejerce poder de mercado en el mercado de la energía a corto plazo, entonces el costo de oportunidad de proporcionar servicios complementaros es necesariamente mayor que si no se ejerciera un poder de mercado, porque un mayor precio de la energía implica un mayor costo de oportunidad de energía. Esta lógica enfatiza otra razón para limitar el ejercicio del poder unilateral de mercado en el mercado de la energía: un precio más alto de los servicios complementarios, independiente de si el propietario de la unidad tenga o no la capacidad de ejercer un poder de mercado unilateral en los mercados de servicios complementarios.

La capacidad de los proveedores de servicios complementarios para ejercer un poder de mercado unilateral depende del grado de competencia que enfrentan para cada servicio. Una medida resumida del alcance de la competencia que enfrenta un proveedor es la curva de demanda residual que enfrenta ese proveedor para el servicio en cuestión. Sea Q_d igual a la demanda del mercado para el servicio complementario y SO (p) igual a la disposición agregada de la curva de oferta para todos los demás participantes del mercado salvo el que se considera. SO(p) se construye tomando los pares de precio de oferta y cantidad de todos los demás participantes del mercado menos la empresa bajo consideración, la curva de demanda residual que enfrenta la empresa para este servicio complementario es igual a DR (p) = Q_d - SO (p), la demanda del mercado menos la curva de disposición a la oferta de todas las demás empresas, excepto la considerada.

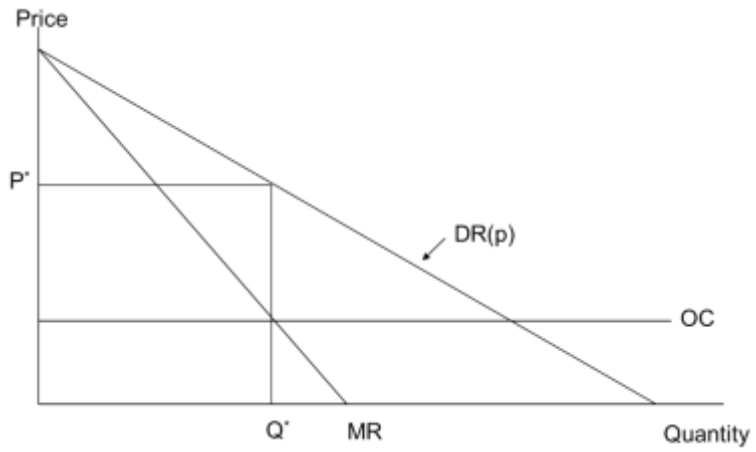


Figura 23 – Profit-Maximizing Price and Quantity Pair

La Figura anterior traza una curva de demanda residual hipotética que enfrenta un proveedor y el costo de oportunidad de ese proveedor que proporciona el servicio complementario. Un proveedor que maximiza ganancia enfrenta esta curva de demanda residual y que tiene OC como el costo de oportunidad de proporcionar el servicio complementario, vendería Q* unidades del servicio complementario a un precio de P*. Se puede ver en la figura que cuanto más pronunciada es la curva de demanda residual que un proveedor enfrenta, mayor es el precio que el proveedor desea establecer por encima del costo de oportunidad de

proporcionar el servicio complementario. Un proveedor que enfrenta una demanda residual más pronunciada es equivalente a ese proveedor que enfrenta menos competencia para este servicio complementario, porque cuanto más empinada es la curva de demanda residual menor es la respuesta de los competidores del proveedor a un aumento de precio dado.

La figura también resume los dos principales impulsores de los precios de los servicios complementarios. Primero, el costo de oportunidad de vender el servicio complementario, que puede verse afectado por el alcance del poder de mercado unilateral ejercido en el mercado de energía a corto plazo o el mercado de otros servicios complementarios que la unidad de generación puede vender. Segundo, es el grado de competencia que enfrenta el proveedor para el servicio complementario medido por la forma de la curva de demanda residual que enfrenta el proveedor.

La conclusión de lo expuesto en la figura anterior es que existen dos objetivos para un diseño de mercado de servicios complementarios que beneficie a los consumidores de electricidad: (1) limitar el poder de mercado ejercido en el mercado de energía a corto plazo y en otros mercados de servicios complementarios para limitar la magnitud del costo de oportunidad de vender los servicios complementarios bajo consideración y (2) aumentar el grado de competencia que enfrenta el proveedor de cada servicio complementario para disminuir la pendiente de la curva de demanda residual que enfrenta el proveedor.

Una forma de lograr el segundo objetivo es enfocar el proceso de diseño de servicios complementarios en los servicios específicos que requiere el operador del sistema y permitir que todos los recursos - unidades generadoras, demandas flexibles, dispositivos de almacenamiento e importaciones de electricidad en un área de control suministren el servicio, en lugar de diseñar servicios complementarios separados basados en la tecnología que proporciona el servicio. Este objetivo para el proceso de diseño del producto aumentará la probabilidad de que los proveedores de servicios complementarios enfrenten la mayor competencia por los servicios que prestan.

4.4 Principales dimensiones del diseño de mercado de servicios complementarios

En esta sección se analizan las principales dimensiones del desafío del diseño de mercado para los servicios complementarios, utilizando la experiencia de los mercados de servicios complementarios de todo el mundo. La primera cuestión se refiere al grado de integración del mercado de servicios complementarios con el mercado de la energía y la capacidad del operador del mercado para modificar la demanda de servicios complementarios específicos para obtener reservas suficientes para un funcionamiento fiable del sistema a un costo mínimo. El segundo problema es cómo limitar el alcance del poder de mercado ejercido en el mercado de servicios complementarios. El tercer problema se refiere a los mecanismos para verificar la prestación de los servicios complementarios. El cuarto problema es determinar quién paga los servicios complementarios. El quinto problema se refiere a cómo crear flexibilidad en el diseño del mercado para permitir la introducción de nuevos productos para abordar los desafíos de confiabilidad.

4.4.1 Mercados secuenciales y sustitución de la demanda

En casi todos los mercados fuera de los Estados Unidos, los mercados de servicios complementarios se ejecutan después de que se despeja el mercado de la energía. Este es el caso de España, Italia, Alemania y los países nórdicos. Luego del cierre del mercado energético diario y antes de la operación del sistema en tiempo real, el operador del sistema compra los servicios complementarios necesarios para mantener el equilibrio del sistema. Una razón para este proceso secuencial para la adquisición de servicios complementarios es la existencia de dos entidades separadas, el operador del mercado y el sistema. El operador del mercado administra el mercado de energía a corto plazo y el operador del sistema es responsable de la operación de la red. En consecuencia, el operador del sistema compra los servicios complementarios necesarios y la energía necesaria para gestionar el equilibrio entre la oferta y la demanda en tiempo real.

Hay una serie de inconvenientes asociados con la ejecución secuencial de estos mercados. En primer lugar, es poco probable que este mecanismo de mercado conduzca a la combinación de menor costo de energía y servicios complementarios porque la misma unidad de generación puede proporcionar energía y cualquier cantidad de servicios complementarios, por lo que un mecanismo de mercado que tenga en cuenta este hecho reducirá el costo ofrecido para atender la demanda de energía y servicios complementarios en relación con mercados secuenciales. En segundo lugar, debido a que una cantidad significativa de capacidad de generación está comprometida con el suministro de energía en el momento en que opera el mercado de servicios complementarios, los proveedores de estos servicios se enfrentan a una menor competencia en relación al caso en que energía y servicios complementarios se obtienen simultáneamente, como es el caso en todos los mercados de EE. UU. y Australia. Aunque Australia opera un mercado único de liquidación a corto plazo, durante cada intervalo de cinco minutos, tanto la energía como los servicios complementarios se adquieren simultáneamente.

En todos los mercados de Estados Unidos, los servicios complementarios y de energía se compran simultáneamente. Los proveedores envían curvas de oferta para energía y cada servicio complementario que sus unidades están calificadas para proporcionar y el mercado y el operador del sistema minimiza el costo total ofrecido de la energía y los servicios complementarios necesarios para satisfacer la demanda de energía y servicios complementarios. A diferencia de los mercados europeos mencionados anteriormente, en California, PJM y ERCOT, el operador del mercado y el operador del sistema son la misma entidad que opera un mercado diario de energía y servicios complementarios y un mercado de energía en tiempo real.

La ventaja de la contratación simultánea de energía y servicios complementarios, lo que a menudo se llama cooptimización de la energía y servicios complementarios, tiene una serie de propiedades atractivas. La cooptimización implica: (1) el precio de mercado de cada servicio complementario depende de qué unidades de generación están suministrando energía durante esa hora, (2) el precio de mercado de la energía depende de qué unidades están proporcionando cada servicio complementario, y (3) conduce a la solución de mínimo costo para la combinación energía y servicios complementarios demandadas por el sistema.

Los enfoques de adquisición secuencial pueden aumentar los precios que se pagan a los proveedores sin un aumento correspondiente en la confiabilidad del sistema. Estos problemas surgieron en los diseños iniciales del mercado en California e ISO New England. Los propietarios de las unidades de generación reducían la oferta para proporcionar un servicio con el objetivo de vender la capacidad en el mercado subsiguiente de servicios complementarios a un precio más alto. Esto condujo con frecuencia a servicios complementarios de menor calidad que se vendieron en el proceso de adquisición secuencial a mayor precio, porque servicios complementarios de mejor calidad ya se habían vendido anteriormente en el proceso de adquisición secuencial.

La experiencia de los mercados de servicios complementarios de California durante los primeros dos años de operación proporciona una clara evidencia de la desventaja de ejecución secuencial de los mercados de energía y servicios complementarios. Durante este período de tiempo, el mercado de servicios complementarios de California operó después del cierre del mercado de energía diario. El California Power Exchange operó un mercado de energía diario y luego el Operador de Sistemas Independientes de California (CAISO) ejecutó un mercado de servicios complementarios, un proceso de administración de la congestión similar a los descritos anteriormente y un mercado de energía en tiempo real. El ISO de California compró cinco servicios complementarios, RegUp, RegDn, Reserva primaria, Reserva Secundaria y Terciaria. El RegUp y RegDn proporcionan el control automático de generación en la dirección hacia arriba y hacia abajo, respectivamente. En orden de la cantidad de productos que resuelven, la calidad más alta es RegUp y RegDn, luego Reserva primaria, Reserva Secundaria y Terciaria. Este fue también el orden en el que se despejaron los mercados

La adjudicación secuencial de los mercados de servicios complementarios, particularmente durante condiciones de alta demanda, condujo a muy poca capacidad disponible para proporcionar servicios complementarios de la más baja calidad. Esto implicaba que los proveedores de estos servicios complementarios enfrentaban muy poca competencia de otros participantes del mercado, una curva de demanda residual muy pronunciada en términos de la figura anterior. En California esto condujo a una gran fracción de las 500 horas de mayor demanda cuando el servicio complementario de menor cantidad se vendió por más de 500 US$/MW durante este período de tiempo. Las tablas en la secuencia muestran, para la fracción de las 500 horas de mayor demanda del sistema, para las siguientes 500 horas de mayor demanda del sistema y las horas restantes (desde el 1 de octubre de 1999 hasta el 30 de junio de 2000) que cada servicio complementario se vendió a un precio superior a $ 500/MW. El resultado más llamativo es que durante las 500 horas de mayor demanda, los servicios complementarios de menor calidad se venden a precios superiores a 500 US$/MW con mayor frecuencia que cualquiera de los otros servicios complementarios de mayor calidad. Durante las siguientes 500 horas de mayor demanda, tanto la Reserva secundaria como la Reserva terciaria vendieron a un precio superior a 500 US$/MW con mayor frecuencia que la Reserva primaria. Estos resultados se mantienen tanto en la zona del norte de California (NP15) como también en la zona del sur de California (SP15). Como resultado de esto, los costos secundarios secuenciales de compensación del mercado de California promediaron más de tres veces sus niveles en comparación con los que existían en el mercado LMP de servicios múltiples

Tabla 7 – Frequency of Prices Above 500 US$/MW(h) in Ancillary Services Markets (SP 15)

ISO Load	Reg_UP	Reg_DN	Spin	Non-Spin	Repl	Real-Time Energy
Highest 500 Hours	0.530	0.000	0.350	0.290	0.570	0.132
Next Highest 500 Hours	0.250	0.010	0.040	0.080	0.050	0.002
Remaining Hours	0.0022	0.0002	0.0002	0.0002	0.0002	0.0004

Note: October 1, 1999 to June 30, 2000.

Tabla 8 – Frequency of Prices Above 500 US$/MW(h) in Ancillary Services Markets (NP 15)

ISO Load	Reg_UP	Reg_DN	Spin	Non-Spin	Repl	Real-Time Energy
Highest 500 Hours	0.530	0.000	0.350	0.290	0.570	0.132
Next Highest 500 Hours	0.250	0.060	0.040	0.080	0.040	0.012
Remaining Hours	0.0022	0.0009	0.0002	0.0002	0.0002	0.0009

Note: October 1, 1999 to June 30, 2000.

Adquirir simultáneamente todos los servicios complementarios y la energía permite que la mayor cantidad de servicios más baratos sustituyan a los servicios más caros, eligiendo la combinación de menor costo para satisfacer las demandas nodales de energía y servicios complementarios. Además, como se demuestra más adelante, la optimización conjunta de la adquisición de energía y los servicios complementarios limita las oportunidades para que los propietarios de unidades de generación ejerzan un poder de mercado unilateral en el mercado de servicios complementarios si existe un mecanismo efectivo de mitigación de energía del mercado local para la energía.

4.4.2 Mitigación del poder de mercado en el mercado de servicios complementarios

Otro reto en el diseño del mercado de servicios complementarios es un mecanismo de mitigación del poder de mercado eficaz para limitar los precios de mercado cuando uno o más proveedores poseen una considerable capacidad y el incentivo para ejercer poder de mercado

unilateral. Todos los mercados de energía y de servicios complementarios en los Estados Unidos tienen mecanismos de mitigación de poder de mercado para limitar los precios de oferta de energía de los proveedores cuando uno o más proveedores tiene una capacidad sustancial para ejercer poder de mercado unilateral.

La mitigación del ejercicio del poder de mercado unilateral en los mercados de servicios complementarios se complica por el hecho de que no existe un costo variable directo para el suministro de un servicio complementario. Como se discutió anteriormente, el costo variable primario es el costo de oportunidad de suministrar energía. Por lo tanto, aunque sea posible determinar si un proveedor tiene la capacidad y el incentivo para ejercer un poder de mercado unilateral en un mercado de servicios complementarios, no está claro cuál es el precio de oferta de un proveedor sin capacidad de ejercer un poder de mercado unilateral en un mercado de servicios complementarios. En el caso de un mercado de energía, es bien sabido que un proveedor sin capacidad para ejercer el poder de mercado unilateral debe presentar un precio de oferta igual a su costo variable de producción.

En consecuencia, el enfoque habitual para mitigar el poder de mercado en los mercados de servicios complementarios en los Estados Unidos es confiar en la cooptimización de la energía y servicios complementarios y un mecanismo de mitigación de poder de mercado para la energía. La idea es que, si el proveedor intenta ejercer poder de mercado en un mercado de servicios complementarios elevando su precio de oferta para este servicio, la unidad de generación se verá obligada a suministrar energía en el proceso de cooptimización. Si el proveedor aumenta el precio de energía en un intento de buscar que los servicios complementarios sean tomados, el precio de oferta de energía es el que se mitiga y la unidad es aceptada en el mercado de energía, frustrando una vez más el intento del proveedor de ejercer un poder de mercado unilateral en el mercado de servicios complementarios.

Existe una variedad de mecanismos que actualmente operan en todos los mercados de los Estados Unidos para mitigar el poder de mercado en el mercado de la energía. Todos ellos comparten tres características básicas. El primero es una metodología para determinar si un proveedor posee la capacidad y el incentivo para ejercer un poder de mercado unilateral que sea digno de mitigación. El segundo es cómo se trata la oferta de un proveedor en el mecanismo de mercado utilizado para establecer los precios y las cantidades de compensación del mercado para cada servicio complementario si la oferta del proveedor se considera digna de mitigación. La característica final es si la oferta de un proveedor se considera digna de mitigación, cómo debe pagarse por los servicios complementarios que brinda.

Es importante enfatizar que los mecanismos de mitigación de poder de mercado solo deberían activarse en las circunstancias en que el mercado no se considere efectivamente competitivo. La sobre mitigación puede inducir decisiones de producción ineficientes por parte de los proveedores y aumentar el costo de satisfacer la demanda de energía y servicios complementarios. En consecuencia, se debe tener especial cuidado en determinar las circunstancias cuando el proveedor se considere digno de mitigación.

Existen dos tipos de procedimientos para mitigar poder de Mercado:

- Conducta e impacto: NY-ISO, ISO-NE
- Market Structure-Based: CAISO, PJM, ERCOT

4.4.3 Verificación de prestación de servicios complementarios

Debido a que la función de los servicios complementarios es garantizar un suministro confiable de electricidad, es fundamental contar con pruebas periódicas a los proveedores de estos servicios para verificar que puedan proporcionar los servicios que están certificados para proporcionar. Esta lógica implica que el ISO debe tener un proceso para determinar qué servicios complementarios puede proporcionar un recurso, ya sea de generación o de demanda y qué parte de cada servicio puede vender. La ISO también debe probar al azar si un recurso puede proporcionar el servicio de acuerdo con las especificaciones del servicio complementario y evaluar las sanciones por no cumplir con los términos de la venta del servicio complementario.

Todos los mercados de servicios complementarios de los Estados Unidos tienen procesos de cumplimiento que periódicamente verifican si una unidad que brinda un servicio puede realmente responder y suministrar energía de acuerdo con las especificaciones del producto. Si una unidad no pasa esta prueba, debe perder todos los pagos de servicios complementarios que ha recibido desde la última vez que cumplió con éxito los términos de venta, ya sea pasando la prueba o suministrando energía después de que se le solicite hacerlo. Por ejemplo, si un servicio complementario requiere proporcionar energía en 10 minutos, la ISO solicitará periódicamente al recurso que proporcione energía adicional, y si la unidad no proporciona la energía solicitada en 10 minutos, el propietario de la unidad debe renunciar a todos los pagos de servicios complementarios hechos desde la última vez que la unidad suministró energía con éxito.

4.4.4 ¿Quién paga los servicios complementarios?

Siempre que sea posible, los precios recibidos por los proveedores y pagados por los minoristas y los consumidores deben reflejar el costo causado por un proveedor que presta el servicio. Las asignaciones arbitrarias de costos fijos a los precios cobrados distorsionan el incentivo para que los proveedores y minoristas tomen decisiones económicamente eficientes. Asignar costos no causales a los participantes del mercado basados en servicios ad hoc crea incentivos para que los participantes en el mercado tomen medidas para evitar incurrir en estos costos. Estas acciones generalmente reducen la confiabilidad de la red o aumentan el costo total de atender la demanda.

Un ejemplo común de este fenómeno surge en los mercados de electricidad que no incorporan todas las restricciones operativas y de transmisión relevantes en el mecanismo utilizado para fijar los precios. Como se describió anteriormente, estos mercados requieren que el operador del sistema participe en un proceso de gestión de congestión luego del cierre del mercado energético para garantizar que los despachos de energía final y servicios complementarios sean físicamente factibles en el sentido de que la demanda de energía y los servicios complementarios en todos los nodos de la red puedan cumplirse realmente.

El mecanismo utilizado para compensar a las unidades de generación por aumentar o reducir su suministro de energía en relación con las cantidades liberadas en el mercado formal puede crear incentivos para que los proveedores aumenten sus ofertas en el mercado mayorista formal. Por ejemplo, si se le promete a un proveedor su costo variable más una participación prorrateada de sus costos fijos para proporcionar energía adicional a su unidad debido a la

transmisión u otras restricciones operativas relevantes, el propietario de la unidad aumentará su oferta para suministrar energía en el mercado formal y comercializar al menos este nivel si confía en que se le requerirá que suministre energía debido a esta restricción de transmisión con respecto a su oferta en el mercado a corto plazo.

Como se discutió anteriormente, la solución al problema del comportamiento ineficiente causado al establecer precios que no reflejan los costos de una actividad es modelar todas las restricciones de transmisión y otras restricciones operativas relevantes al establecer los precios y niveles de despacho como se discute en Bohn, Caramanis y Schweppe (1984). El LMP resultante para la energía refleja el costo de un aumento en la demanda de energía en un nodo determinado del sistema.

Cobrar al participante del mercado un precio que refleje el costo que causa su acción proporciona un incentivo para que el participante en el mercado tome medidas para reducir ese costo. Por ejemplo, cobrarle a un participante del mercado un muy alto LMP en su nodo para consumir energía adicional proporciona una señal económica para reducir el consumo y, por lo tanto, reducir ese LMP. Por el contrario, pagarle a un participante del mercado un alto precio por el suministro de energía en ese nodo proporciona una señal económica para aumentar la producción y, por lo tanto, reducir esa LMP. Ambas acciones benefician la confiabilidad del sistema.

Por el contrario, fijar un precio alto para un servicio que incluye una asignación significativa de costos no causales, crea un incentivo para que el consumidor tome medidas para evitar este precio. Estas acciones podrían aumentar los costos soportados por otros participantes del mercado, sin el correspondiente beneficio de eficiencia de mercado. Por lo tanto, los costos no causales deben recuperarse de los participantes en el mercado que tienen menos probabilidades de cambiar su comportamiento en respuesta a la obligación de pagar estos costos.

Para los servicios complementarios, tales como reserva de regulación y reservas operativas (rotativas y no giratorias) por contingencia, es muy difícil determinar qué participante del mercado causó qué servicio complementario se debe comprar. La demanda de estos servicios complementarios generalmente está determinada por el tamaño de la mayor contingencia en el área de control, específicamente, la mayor unidad de generación o falla de línea de transmisión que podría ocurrir. En consecuencia, en prácticamente todos los mercados de la electricidad, la demanda de estos servicios complementarios se especifica como un porcentaje de la previsión de la demanda del sistema.

Como ya se explicara, esta situación es distinta cuando el servicio complementario es originado por el perfil irregular de generación y la incertidumbre de disponibilidad de recursos, características asociadas a las energías renovables variables, tales como eólica y solar. Si bien en un principio este servicio complementario se asignó también a la demanda, hoy los mercados ya están empezando a asignarlos a los causantes, como es el caso de España, Italia y California.

Los precios de escasez son otra componente importante de un esquema de precios de causalidad. Específicamente, los recursos deberían recibir un precio que exceda su costo variable si hay un suministro insuficiente de estos recursos para satisfacer la demanda. Esto

ocurre en todos los mercados mayoristas de precios de compensación del mercado único con unidades de generación que tienen costos marginales diferentes. Por ejemplo, si la demanda es de 5,000 MWh y solo 3,000 MW de unidades con costos marginales iguales a 30 $/MWh están disponibles para satisfacer la demanda y la unidad de costo marginal más alta necesaria para satisfacer los 2,000 MWh de demanda restantes en la hora tiene un costo variable de 50 $/MWh, todas estas unidades de bajo costo reciben una prima de escasez de 20 $/MWh, la diferencia entre el precio de compensación del mercado y su costo marginal.

Los precios de escasez aplican esta misma lógica en el caso de que no haya suficiente capacidad de generación para satisfacer las demandas de energía y todos los servicios complementarios durante una hora. Bajo estas condiciones, todas las unidades que operan, incluida la unidad de costo marginal más alta que suministra energía, deberían recibir un precio superior a su costo marginal para reflejar la escasez de capacidad de generación en relación con la demanda. En mercados con participación activa de la demanda, el precio de escasez se establecería por la disposición marginal de los demandantes para reducir su consumo de energía y servicios complementarios. Esta prima de precio proporciona una señal de la escasez de recursos de generación y recompensa a todos aquellos que brindan energía y servicios complementarios durante condiciones de escasez. Varios mecanismos administrativos existen en varios mercados en los Estados Unidos para determinar las condiciones de escasez y los precios de escasez.

4.4.5 Cobertura de los costos de los servicios complementarios

Varios mercados mayoristas de electricidad compran servicios complementarios en el marco de contratos a largo plazo. Estos contratos a largo plazo contribuyen significativamente a la recuperación anual de costos de las unidades de generación. Por lo tanto, el diseño del mercado de los servicios complementarios debería facilitar la formación de un activo mercado de futuro para los servicios complementarios. Los mercados de liquidación múltiple para la energía y los servicios complementarios deberían facilitar la formación de un mercado líquido para los servicios complementarios, porque así como en el mercado de energía, los contratos a largo plazo para la prestación de servicios complementarios deberían ser compromisos financieros y no físicos. Esto permitiría a las empresas generadoras liquidar cualquier desequilibrio en un mercado en tiempo real para estos productos o negociar estos contratos si existe una manera más eficiente de cumplir con el acuerdo contractual.

4.4.6 Mercado de servicios complementarios para gestionar los desafíos de las energías renovables intermitentes

A medida que aumenta la participación de los recursos renovables intermitentes en una industria de suministro de electricidad, es necesario aumentar la cantidad de servicios complementarios para gestionar el aumento de la volatilidad de demanda neta (diferencia entre la demanda del sistema y la producción de energía del viento y unidades de generación solar) y la incerteza de los pronósticos de viento principalmente.

La figura en la secuencia muestra la evolución de la energía renovable en los últimos 10 años, verificándose el crecimiento en más del doble, que ha llevado a estas energías a ser un 26.5% del total de la producción mundial.

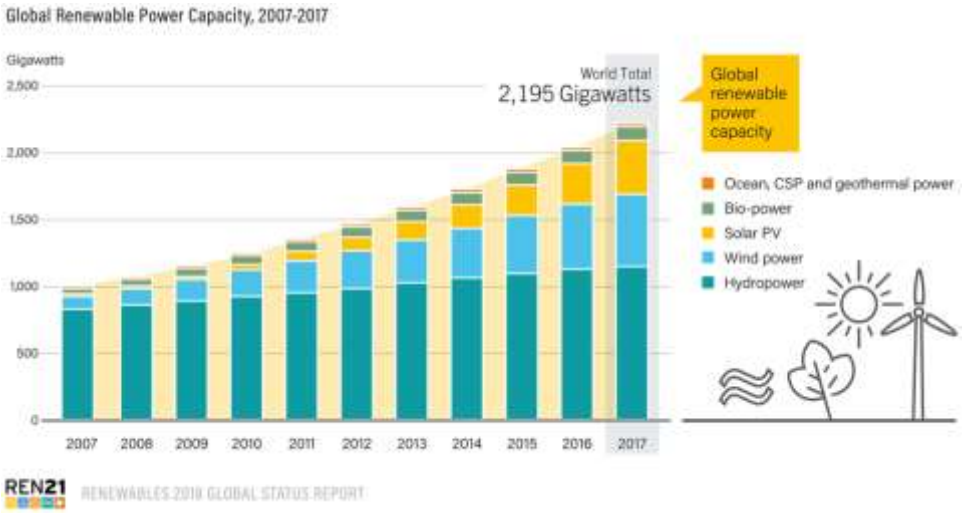


Figura 24 – Evolución de la energía renovable en los últimos 10 años

Por su parte, la siguiente figura muestra como se ha distribuido la inversión en energía renovable en el mundo.

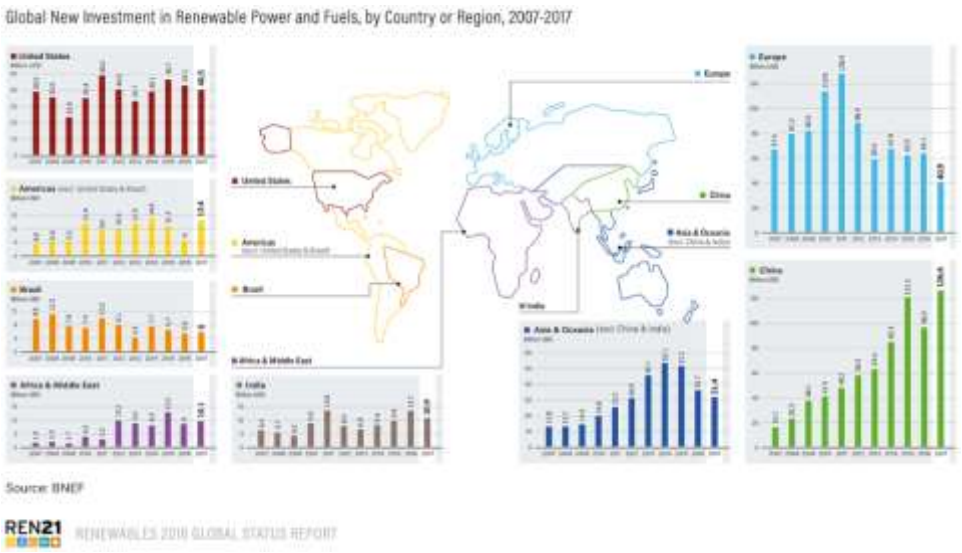


Figura 25 – Inversión en energía renovable en el mundo

Las próximas tres figuras muestran el caso particular de California, para los años 2013, 2015 y 2017.

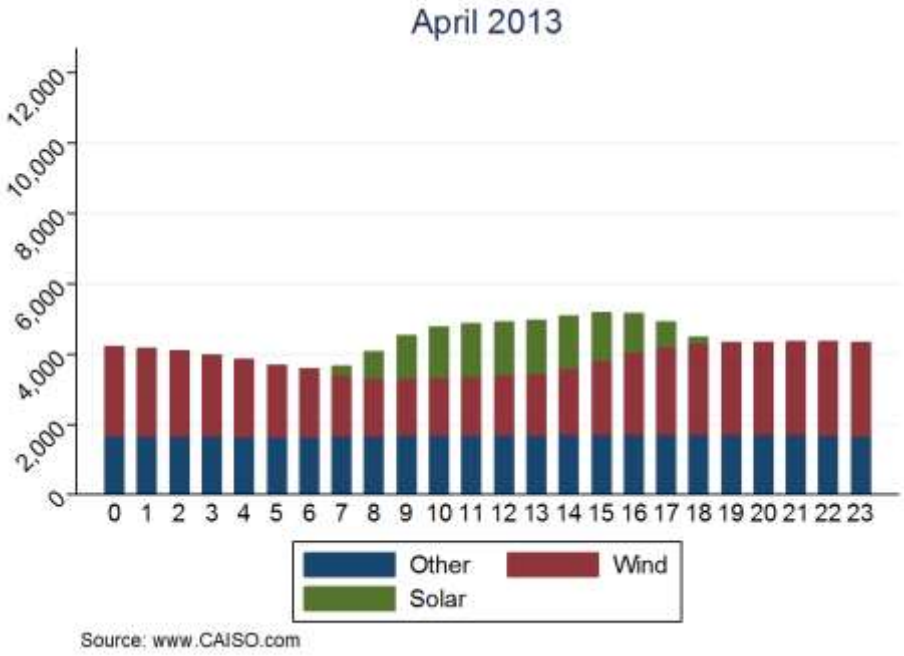


Figura 26 – Perfil diario típico de producción (California) - 2013

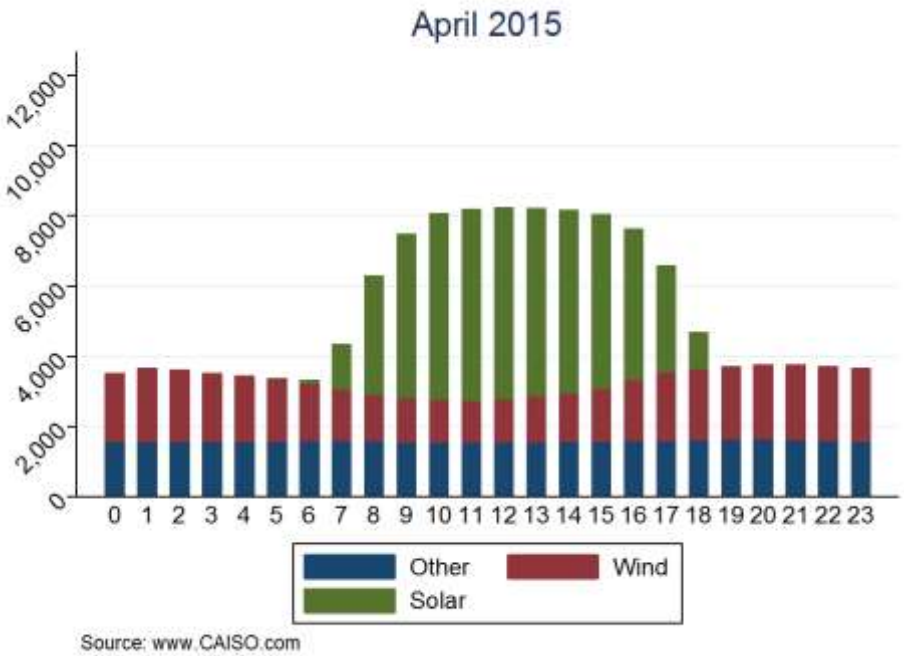


Figura 27 – Perfil diario típico de producción (California) - 2015

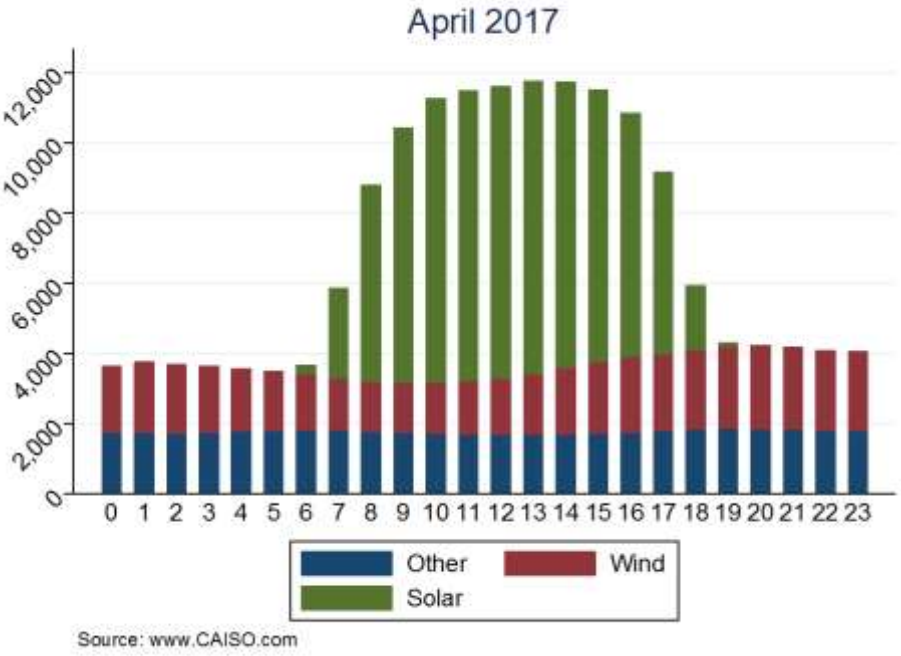


Figura 28 – Perfil diario típico de producción (California) - 2017

Otra dimensión para ver la situación de california es la denominada "curva del pato", que mide la demanda neta, ya definida anteriormente, como la demanda menos la energía renovable, y que se muestra en la siguiente figura para California, entre los años 2011 a 2016.

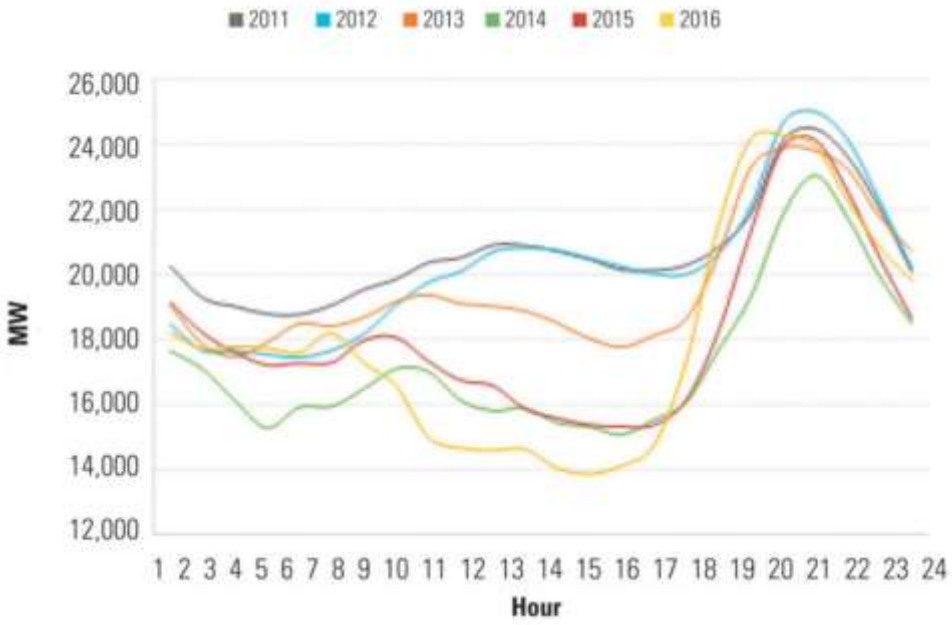


Figura 29 – Demanda neta (California): demanda electricidad – producción renovable

La situación descrita en California ha llevado a que el gasto total en servicios complementarios aumentó de US$ 62 millones en 2015 a US$ 119 millones en 2016 y a US$ 172 millones en

2017 a medida que aumentó la cantidad de capacidad de generación renovable intermitente en el estado.

Como se ve en las figuras anteriores, en California, cada día grandes cantidades de capacidad solar comienzan a producir rápidamente en las primeras horas de la mañana y dejan de producir al final de las horas del día. Aproximadamente 9.000 MW de energía solar a escala de red y 7.000 MW de capacidad solar distribuida. La generación térmica y despachable debe producir la diferencia entre la demanda total y la producción de energías renovables. La demanda neta implica rampas significativamente más rápidas que la demanda total del sistema

Con el fin de gestionar las rampas diarias significativamente más rápidas hacia arriba y hacia abajo en la demanda neta, se requiere de nuevos productos de servicios complementarios. Por ejemplo, California y varios otros mercados mayoristas de los Estados Unidos han introducido productos de rampas flexibles que mantienen unidades de generación de rampas rápidas que pueden tener precios de oferta bajos de energía en relación con el precio de energía de compensación del mercado para tener suficiente capacidad de generación flexible para satisfacer el rápido aumento en la demanda de generación despachable al final de las horas del día cuando la capacidad de generación solar en California deja de producir electricidad Estos mercados también han introducido mecanismos de recompensa (y castigos) a las unidades de generación de rampa rápida para que puedan responder rápidamente a la instrucción emitida por el operador del sistema. La recompensa por responder rápidamente es que las unidades que proporcionan la reserva de regulación se pagan por la suma del valor absoluto de su movimiento ascendente y descendente dentro de una hora.

Este mecanismo se denomina “mileage charge" y se paga para recompensar a las unidades por el hecho de que la mayor volatilidad en la demanda neta requiere que las unidades reguladoras se muevan hacia arriba y hacia abajo en relación con su programa de energía muchas veces más dentro de una hora que en un mercado con significativamente menos capacidad de generación renovable intermitente. La penalización o “pay-for-performance” penaliza los atrasos sobre la base de la desviación entre el nivel de funcionamiento de la unidad de generación que el operador del sistema definió y el nivel de generación real. Cuanto mayor es la diferencia entre estas dos magnitudes, más grande es la penalización por no lograr los niveles operativos establecidos por el operador del sistema. El mecanismo descrito se ilustra en las próximas dos figuras, y se aplica no sólo en California, sino que también en PJM.

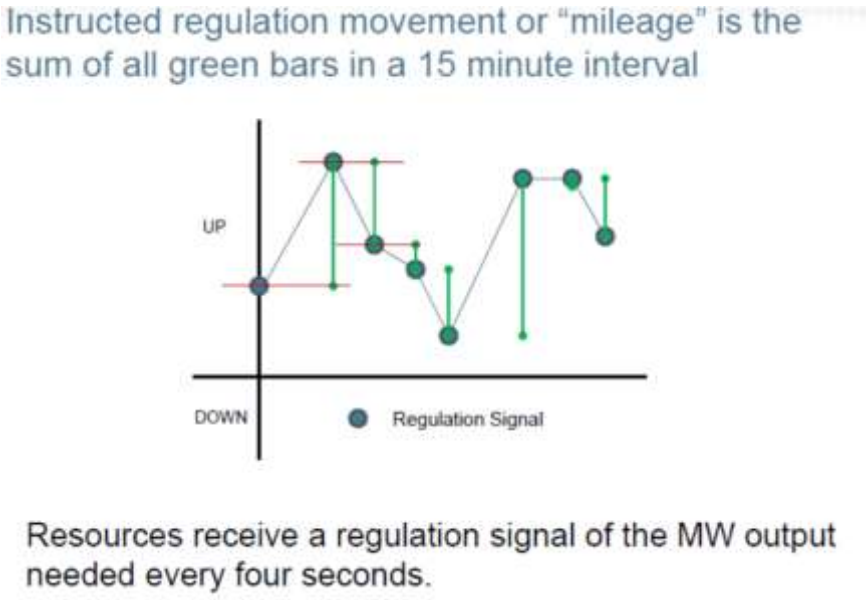


Figura 30 – Mecanismo de "mileage charge" (ingresos)

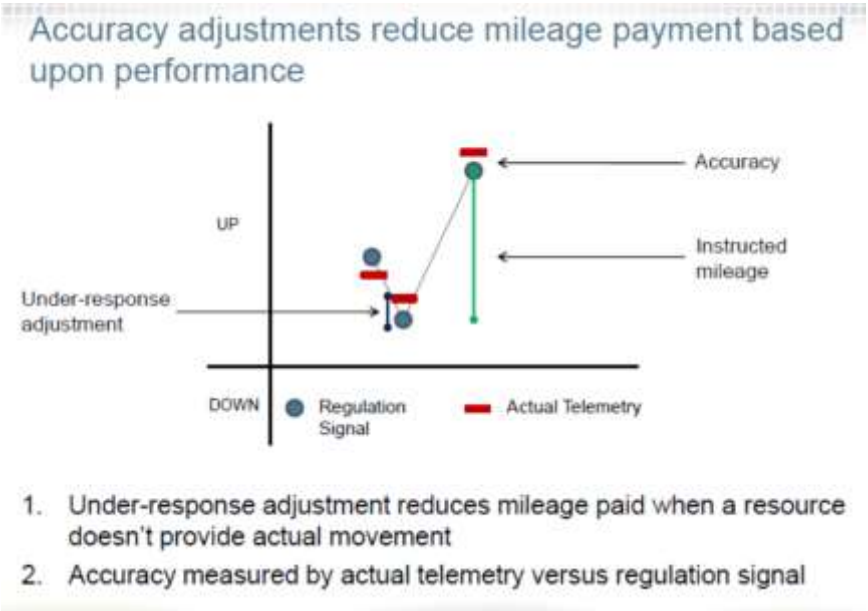


Figura 31 – Mecanismo de "mileage charge" (penalización)

Por su parte, el mercado del Consejo de Confiabilidad de la Electricidad de Texas (ERCOT) es muy similar a los mercados PJM, California, Nueva York ISO, New England ISO y Mid-Continental ISO. Existe un mercado formal diario para energía y servicios auxiliares que emplea un diseño de mercado marginal de ubicación. La adquisición de energía y servicios auxiliares se cooptimiza para minimizar el costo ofrecido para satisfacer la demanda de energía y servicios auxiliares dentro del área de control. En tiempo real, se utiliza un mercado de precios marginales de ubicación para establecer el precio de los desequilibrios comerciales entre los calendarios de generación y carga, y la producción y el consumo real de electricidad en tiempo real.

ERCOT actualmente comercializa cuatro tipos de servicios auxiliares: Regulación arriba, Regulación abajo, Reservas en giro y Reservas no giratorias. Regulation-Up y Regulation-Down brindan capacidad en cuestión de segundos en respuesta a las señales ERCOT, y continúan utilizando un servicio de regulación de respuesta rápida para los recursos que pueden responder en menos de un segundo. La reserva en giro es un servicio para restablecer o mantener la frecuencia: (1) en respuesta a, o para evitar desviaciones de frecuencia significativas, (2) como respaldo de la Reserva de Regulación y (3) para proporcionar energía durante una emergencia. El servicio de reserva no giratorio brinda soporte dentro de los 30 minutos posteriores a las unidades en línea o fuera de línea.

Debido a que ERCOT no está interconectado ya sea con el Este o Interconexión Occidental en los Estados Unidos y dada la gran cantidad de capacidad de generación eólica intermitente en la zona de control, sobre todo en el oeste de Texas, ERCOT considera actualmente ampliar el número y los tipos de servicios auxiliares para enfrentar estos nuevos desafíos de confiabilidad. Los dos servicios de regulación continuarán tal como existen actualmente El Servicio de reserva en giro se dividirá en Respuesta de frecuencia rápida, Respuesta de frecuencia primaria y Servicio de reserva de contingencia para abordar los tres roles de la Reserva en giro descritos anteriormente. La Reserva no giratoria se dividirá en Servicio suplementario de reserva y Respuesta inercial sincrónica. El proceso de las partes interesadas para implementar estos cambios está en curso.

Una ventaja importante de un mercado LMP que lleva precio todas las restricciones de transmisión y operativas relevantes es que hace que la introducción de servicios complementarios adicionales sea sencilla. El operador del sistema simplemente incorpora una restricción adicional en el mecanismo de fijación de precios LMP que especifica el requisito para ese servicio complementario. El precio pagado por este nuevo servicio complementario es el aumento en el valor optimizado de la función objetivo LMP requerida para proporcionar una unidad más de ese servicio complementario.

Con el fin de maximizar la competencia que enfrentan los proveedores de cualquier servicio complementario, la cantidad de productos debe limitarse a aquellos determinados como absolutamente necesarios para la operación confiable del sistema. Este menú de productos también debería maximizar las oportunidades para que todos los recursos, tanto la generación como la demanda participen en cada mercado de servicios complementarios. Esto fomentará la competencia para la provisión de estos servicios, lo que debería reducir los costos que los consumidores finalmente pagan por los servicios complementarios.

Las definiciones de productos deben ser independientes de la tecnología y deben centrarse en los requisitos de servicio que necesitan los operadores de la red, en lugar de qué tecnologías específicas pueden proporcionarlos. Se debe permitir que todas las clases de recursos, como la generación (despachable y variable), la demanda (despachable e interrumpible) y el almacenamiento (bombeo hidráulico y baterías), participen en el mercado de estos productos. Mención especial tienen los sistemas de almacenamiento de baterías, los que pueden ofertar simultáneamente más de un servicio complementario a la vez, si bien la cantidad de baterías en el mundo sigue siendo baja, debido a su costo, se proyecta una baja importante de costos, al igual que lo que ocurrió con las solares y eólicas, y ya algunos estados como California han introducido el modelo de multiservicio para esta tecnología, licitando una Utility de San

Diego, múltiples productos en una sola tecnología, siendo adjudicada a baterías de almacenamiento. La figura a continuación muestra la actual capacidad instalada en energy storage en el mundo.

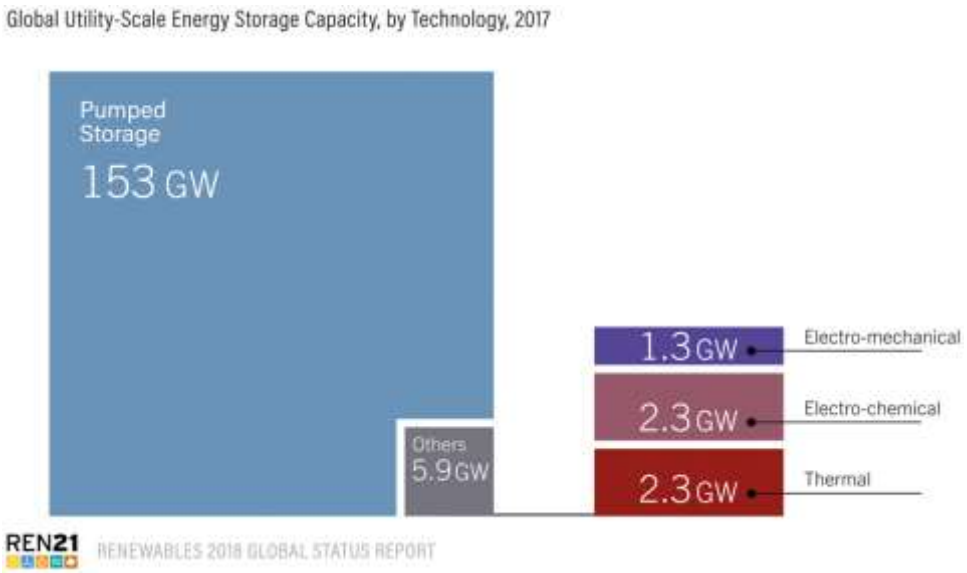


Figura 32 – Capacidad instalada en energy storage en el mundo

Una ventaja adicional de un mercado LMP de liquidación múltiple es que es posible ejecutar un mercado de liquidación múltiple para servicios energéticos y complementarios. La disponibilidad de un mercado de energía y servicios complementarios en tiempo real permite a los proveedores comprar energía y servicios complementarios del mercado a corto plazo en lugar de producirlos desde sus propias unidades de generación para cumplir con sus obligaciones contractuales futuras de energía. Estas acciones pueden reducir el costo esperado para el propietario de una unidad de generación en el mercado day-ahead y de largo plazo. Si un proveedor sabe que tiene la opción de cumplir con su energía o la obligación de servicios complementarios a través de compras en el mercado en tiempo real, es probable que esté dispuesto a vender ambos productos a un precio inferior en el mercado diario.

Hasta ahora se ha descrito como los sistemas han ido respondiendo a la introducción de renovables y su evolución, identificando las diferencias y productos introducidos respecto a la situación sin renovables, particularmente en USA, en donde antes de la introducción masiva de energías renovables, los mercados del este de los Estados Unidos no tenían un mecanismo de servicios complementarios debido a la existencia de pagos de capacidad que compensaban al propietario de la unidad por hacer que la unidad de generación esté disponible para el operador del sistema.

Esta señal no siempre permitía que el sistema tuviera la combinación de capacidad de generación disponible cada hora del día necesaria para el funcionamiento confiable de la red de transmisión, lo que sumado a la penetración de energías intermitentes que motivaron nuevos servicios complementarios, condujo a la creación de mercados de servicios según lo expuesto.

El caso de Europa es distinto, ya que no se observan cambios significativos en los servicios complementarios comprados antes y después de la introducción de importantes cantidades de energías renovables. Si se observa el costo de manejar las congestiones debido a la estructura secuencial y de precio único, después de la introducción de importantes cantidades de energías renovables, como se muestra en la siguiente figura para Alemania e Inglaterra.

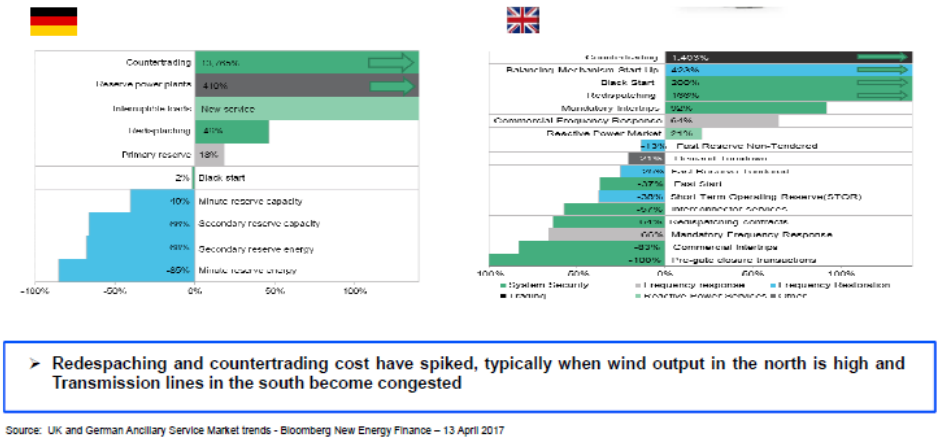


Figura 33 – Costos de servicios complementarios en Alemania e Inglaterra, por componentes

4.5 El caso de Chile, Brasil y Argentina

El mercado chileno ha experimentado un crecimiento notable de energías renovables solares y eólicas en sólo los últimos 3 años, como puede verse en la figura a continuación.

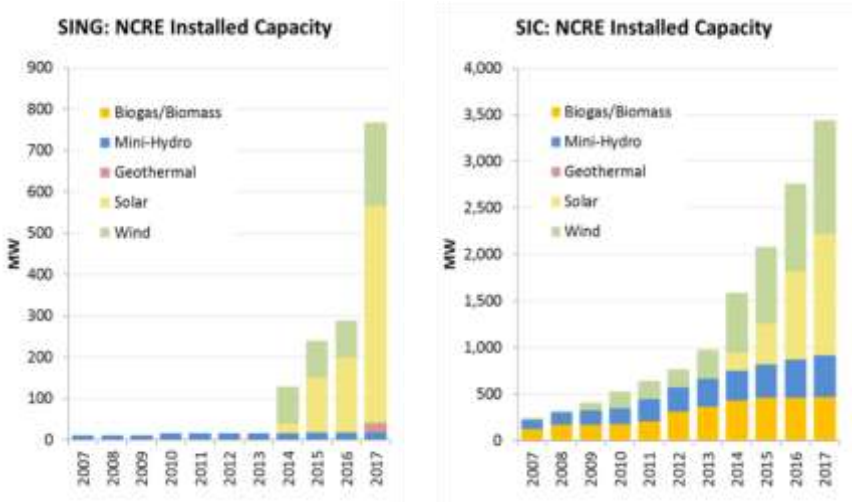


Figura 34 – Penetración de energías renovables en los Sistemas Interconectados del Norte Grande y Central de Chile

Esta irrupción de energías renovables ha llevado a un cambio en la composición del parque generador, que particularmente en el Sistema Interconectado Central había sido históricamente con una componente hidráulica del orden del 60%, la que hoy se ve reducida a un 38% solamente.

Si bien los dos sistemas hoy están interconectados, fueron durante mucho tiempo dos sistemas aislados, uno con característica casi 100% térmica y el otro con una importante componente hídrica. Es por eso que históricamente los servicios complementarios fueron relevantes en el SING, mientras que en el SIC fueron soportados por la regulación hidráulica, no habiendo mercados formales de servicios complementarios, pero si remuneración por capacidad que compensaba a los generadores por tener disponibilidad de reserva. Cabe señalar que Chile si tiene desde sus inicios un mercado LMP, pero que opera sólo en tiempo real, de modo que es el operador del sistema quien define los servicios complementarios requeridos y los asigna a cada generador o demanda en forma obligada, no existiendo remuneración explícita por ello, salvo en la regulación secundaria aportada por centrales hidráulicas, a las que se les paga un valor regulado ínfimo, que no tiene que ver con el costo de oportunidad del agua. Este mismo esquema es usado en Argentina, con la diferencia que en esta última es posible transar los porcentajes de reserva entre máquinas térmicas; en el caso chileno es el operador el que define ciertas modificaciones al compromiso obligatorio definido como un 4% de costo de los proveedores y 3% de costo de la demanda en el SING.

El sistema ha funcionado de esta forma desde sus inicios, pero la gran penetración de renovables y la interconexión de los dos sistemas, han llevado al regulador a la creación de un mercado de servicios complementarios. Aun cuando diversos estudios recientes han sugerido estructurar dicho mercado mediante la cooptimización de energía y servicios complementarios, para lo cual Chile está en buena posición al tener LMP, la decisión del regulador fue adoptar el modelo europeo secuencial, sustentado en que Chile tiene un despacho en tiempo real basado en costos, que se optimiza mediante un modelo centralizado manejado por el operador. Si bien todos los estudios muestran que esto no es un impedimento para cooptimizar, la decisión final fue la contraria. La normativa plantea que dicho mercado debe estar funcionando en el año 2020, para lo cual se desarrolló un reglamento durante el año 2017, el cual se encuentra en proceso de aprobación definitiva.

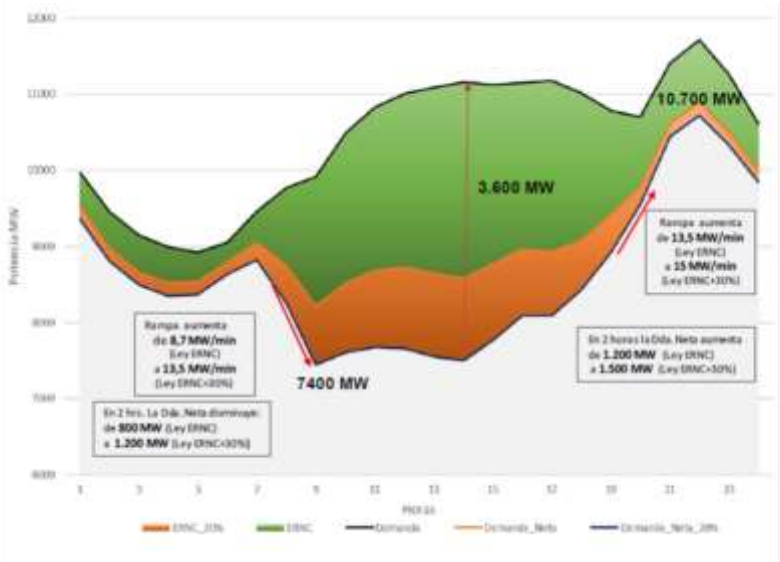
La siguiente tabla muestra entonces la transición de los servicios complementarios de la situación actual a la futura en el año 2020.

Tabla 9 – Servicios Complementarios en Chile

		Hoy	A partir del 2020	
		Requerimientos y operación establecidos por el Coordinador (no hay mercado/competencia)	Mercado competitivo	
Categoría	Servicio		Mecanismo de implementación	Frecuencia del proceso
Balance	Control rápido de frecuencia	No existe	Licitación	Determinado por Coordinador
	Control primario de frecuencia	SIC: Pago despreciable SING: Costo de oportunidad pagado por los generadores	Subasta	Diario
	Control secundario de frecuencia	Costo de oportunidad pagado por los generadores	Subasta	Diario
	Control terciario de frecuencia	Costo operacional pagado a través del costo marginal	Subasta	Diario
	Desconexión de carga y generación	Servicio existe, pero no es pagado	Licitación o prestación directa por orden del	Anual

Categoría	Servicio	Hoy Requerimientos y operación establecidos por el Coordinador (no hay mercado/competencia)	A partir del 2020 Mercado competitivo	
			Mecanismo de implementación	Frecuencia del proceso
			Coordinador	
Control de tensión	Control de tensión	Capacitores: considerados como equipos de transmisión Energía reactiva: no es pagada	Licitación	Determinado por Coordinador
Recuperación de Servicio	Partida Autónoma	Pagado	Licitación	Determinado por Coordinador

Un tema relevante para el caso chileno y que tiene cierta similitud con lo que pudiera pasar en el mercado colombiano, es la disponibilidad de reserva hidráulica; en efecto el sistema chileno ha descansado en dicha reserva, pero el explosivo aumento de renovables, hace que los requerimientos de reserva aumenten notablemente, como se muestra en la siguiente figura, en donde se indica la curva del pato para Chile y los consiguientes requerimientos de rampas visualizados por el Coordinador (el ISO chileno) para el año 2021.



Fuente: Informe estudio ERNC flexibilidad y sistemas de almacenamiento en el Sistema Nacional en el año 2021 (CDEC-SING 2016).

Figura 35 – Curva del pato para Chile al año 2021

Por su parte, análisis recientes del Coordinador muestran la disponibilidad de reserva hidráulica al día de hoy, según la siguiente tabla.

1. **Máxima reserva disponible teórica para tomar variaciones de carga.**

Potencia Bruta [MW]			Tasa de toma de carga promedio [MW/min]
Mínima	Máxima	Reserva disponible (Máxima - Mínima)	
1204	3728	2524	64.0

1. **En temporada de riego (octubre - marzo que podría extenderse septiembre - abril) Sin considerar a las centrales El Toro, Antuco, Pangue y Machicura.**

Potencia Bruta [MW]			Tasa de toma de carga promedio [MW/min]
Mínima	Máxima	Reserva disponible (Máxima - Mínima)	
920	2392	1472	65.0

2. **Caso anterior para operación en la madrugadas (Sin Rapel ni Cipreses, con sólo una unidad de las centrales Colbún, Pehuenche, Ralco, Canutillar en servicio)**

Potencia Bruta [MW]			Tasa de toma de carga promedio [MW/min]
Mínima	Máxima	Reserva disponible (Máxima - Mínima)	
350	958	608	91.5

Figura 36 – Disponibilidad de reserva hidráulica

Se visualiza entonces que dicha reserva no es suficiente para hacer frente a los requerimientos indicados para el año 2021, lo que llevará a buscar otra solución, proveniente del mercado a crearse, y que en una primera instancia sería resuelta por el ciclaje de Ciclos Combinados y máquinas térmicas a mínimo técnico, y en el largo plazo con soluciones más idóneas, como baterías si baja su precio.

Estudios recientes con el sistema de Chile se estimó el costo para el sistema para hacer frente a estos requerimientos adicionales para posibilitar una inserción masiva de fuentes renovables considerando un horizonte de largo plazo (2022-2030) [PSR, Moray 2018]. De acuerdo con este estudio, desarrollado por PSR y Moray, se estimaron los costos de los servicios de flexibilidad necesarios debido a la inserción VRE en hasta US$350 millones al año 2030, que representa un valor de 3.23 US$/MWh por unidad de consumo[3].

En Brasil (tal como en Chile y Colombia), se definen os servicios suplementarios al suministro de electricidad como los servicios necesarios para permitir la operación confiable del sistema de potencia, de acuerdo con criterios operativos y seguridad. La figura a continuación ilustra los tipos de servicios complementares existentes en el sistema brasilero.

Figura 37 – Tipos de servicios ancilares

El servicio de control de frecuencia y reserva se clasifica en control primario, control secundario y reserva en espera, tal como se describe en la secuencia:

[3] El valor de 3.23 US$/MWh es solo una referencia del impacto de los costos de flexibilidad – no se constituye en una asignación de los mismos.

Control primario de frecuencia y reserva:

- Prestados obligatoriamente por todas las unidades generadoras, de acuerdo con requisitos técnicos de acceso al sistema. No hay remuneración directa por su provisión.

Control secundario de frecuencia y reserva (Ren 697/2015):

- El operador del sistema (ONS) debe identificar que unidades generadoras son capaces de prestar el control secundario de frecuencia y mantener el registro actualizado de estas plantas.
- Las centrales seleccionadas para el servicio secundario de frecuencia reciben anualmente los ingresos por la provisión de este servicio.

Reserva en espera:

- A los generadores que se accionan por el hecho del servicio de reserva se reembolsan los gastos con combustibles. Estos costos se recuperan a través de ESS (encargos por servicios al sistema).

Recuperación:

- Tal como en los servicios para el control secundario de frecuencia, el operador del sistema (ONS) tiene la responsabilidad de identificar las centrales habilitadas a proporcionar los servicios de recuperación (integral y parcial). Las centrales habilitadas por el ONS para entregar el servicio de recuperación recibirán ingresos correspondientes, que se calculan de acuerdo con la REH 2.013/2015.

Soporte de potencia reactiva

- El servicio de soporte de potencia reactiva debe ser proporcionado por todas unidades de generación que inyectan potencia activa, siempre que sea requerida por el operador (ONS), sin cargos sobre otros agentes y/o consumidores.
- Las unidades generadoras que operan exclusivamente como compensador sincrónico se remuneran por la tarifa de servicios TSA, cuyo objetivo de recuperar los costos adicionales de operación y mantenimiento de estas unidades. La tabla en la secuencia ilustra el histórico de valores de la tarifa de servicios TSA aplicada en el sistema de Brasil.

Tabla 10 – Tarifa TSA para el soporte de potencia reactiva de unidades síncronos

Año	TSA [R$/MVArh]	Reglamiento
2018	6.88	REH 2364, 21/12/2017
2017	6.71	REH 2190, 13/12/2016
2016	6.19	REH 2013, 16/12/2015
2015	5.65	REH 1831, 25/11/2014
2014	5.29	REH 1658, 26/11/2013
2013	4.99	REH 1402, 18/12/2012
2012	4.73	REH 1245, 12/13/2011
2011	4.44	REH 1097, 12/14/2010
2010	4.20	REH 924, 12/15/2009
2009	4.03	REH 756, 12/16/2008
2008	3.79	REH 588, 12/11/2007
2007	3.64	REH 412, 12/19/2006
2006	3.53	REH 195, 12/19/2005
2005	3.32	REH 133, 12/23/2004
2004	2.96	REH 685, 12/24/2003

La figura en la secuencia presenta un resumen de cómo se regulan los servicios ancilares proporcionados por los agentes de generación en el sistema de Brasil.

Tipo de Servicio Ancillar	Forma de Administración	Contrato de Prestação de Serviços Ancilares (Si/No)	Tipos de costos que deben ser recuperados por los agentes de generación		
			Costos fijos	Costos variables	
				O&M	Perdidas adic.
Control primario de frecuencia y reserva de potencia primaria	Obligatorio	No			
Control secundario de frecuencia y reserva de potencia secundaria	Obligatorio	Si	×	×	
Soporte de reactivos	Obligatorio	No			
Soporte de reactivos (Unidad que opera como compensador sincrono)	Obligatorio	Si	×	×	×
Restauración integral	Obligatorio	Si	×	×	
Restauración parcial	Obligatorio	No			

Figura 38 – Servicios Ancilares en Brasil

5 ANÁLISIS DEL SIN CONSIDERANDO NUEVOS DESARROLLOS

5.1 Metodología para la expansión y simulación y reservas

Considerando los supuestos y escenarios de expansión previstos para el estudio, en el segundo momento se define la expansión de la oferta para dichos escenarios. Este paso se implementa en *tres fases* consecutivas: (i) expansión de la generación; (ii) expansión de la reserva; y (iii) expansión de la transmisión.

5.1.1 Expansión de la generación

La figura a continuación muestra la metodología de optimización para obtener la Expansión óptima de la generación sin tomar en cuenta las reservas probabilísticas dinámicas.

Figura 39 - Planificación del sistema de generación

De manera simplificada, el módulo de expansión determina en cada iteración un plan de expansión candidato, a partir de una representación *detallada* de las características del problema de inversión (costos de inversión, fechas mínimas y máximas etc.) y de una representación *aproximada* de los costos operativos resultantes de las decisiones de inversión. El módulo de inversión se resuelve como un problema de optimización entero mixto, donde el objetivo es minimizar la suma de los costos de inversión y los costos (aproximados) de operación. El módulo de inversión corresponde al modelo OptGen, de PSR.

Para cada plan de expansión candidato definido por el módulo de inversión, se ejecuta a continuación el módulo operativo. Como sugiere el nombre, el objetivo de este módulo es calcular el costo operativo resultante de este plan de expansión. Para esto, se utiliza el modelo de simulación operativa probabilística SDDP. El modelo SDDP calcula la política operativa estocástica óptima, esto es, que minimiza el valor esperado del costo operativo, tomando en cuenta la variabilidad de los caudales y de la producción ERV y las ecuaciones y restricciones del sistema de generación y transmisión.

En este paso, se consideran simulaciones con granularidad mensuales, detallada con una representación en bloques de demanda/producción renovable en cada mes. El resultado será

un plan de expansión que minimiza los costos de inversión, operación y confiabilidad (suministro de la demanda)[4].

5.1.2 Expansión para reserva operativa

Tradicionalmente, el requisito de reserva que determina el Operador del Sistema se puede descomponer en 2 partes:

i) En función de la pérdida de generación considerando el costo de la energía no suministrada asociada a niveles de reserva insuficientes (ajustados por la probabilidad de dicho evento) y el aporte de la reserva para CSF verificada con la contingencia de salida intempestiva de la unidad más grande del sistema;

ii) En función del error de pronóstico y fluctuaciones de la demanda (CSF);

Esta forma tradicional para determinar la reserva operativa en los sistemas es un tema de grande discusión a nivel mundial, resultado de la gran inserción de centrales renovables variables (como fotovoltaicas y eólicas) en los sistemas de potencia, pues la imprevisibilidad de la producción asociada a este tipo de fuentes crea una tercera variable que necesita ser considerada en la determinación de los requisitos de reserva operativa en los sistemas.

La metodología sugerida por los Consultores para ser utilizada en evaluaciones de largo plazo propone una modelación simplificada para reflejar estos componentes tradicionales, y adicionalmente agrega el cálculo de una componente asociada a las variaciones de la producción de las centrales renovables (eólicas y solares) que denominamos de reserva para el manejo de la imprevisibilidad de la producción de las ERV.

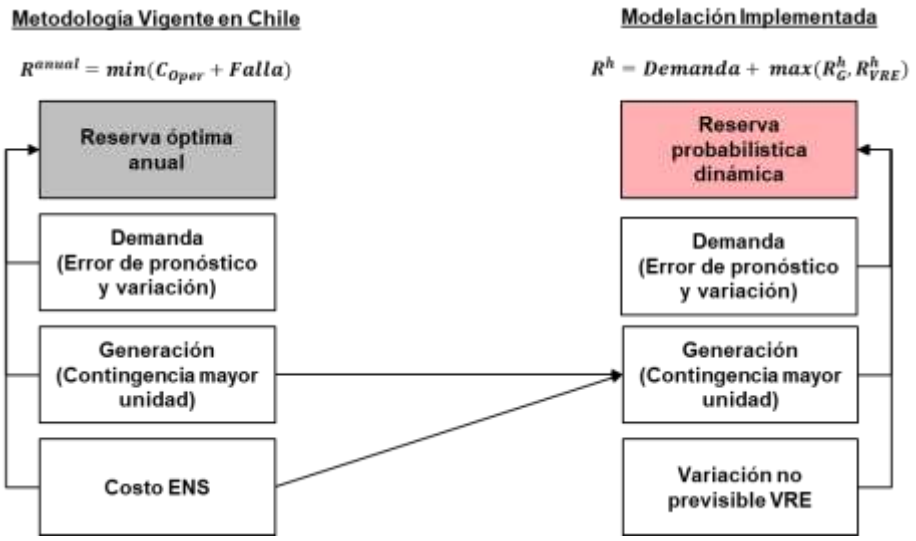


Figura 40. Modelación de reservas operativas

Conforme a esta nueva propuesta, se define la reserva mínima en giro hora a hora como la suma entre: (i) la reserva para compensar variaciones no previsibles de la demanda; (ii) la

[4] Adicionalmente, se verificará, como resultado de la simulación del modelo de despacho SDDP (MPODE), que el riesgo de déficit del plan resultante sea inferior a 5% (criterio utilizado actualmente en Colombia en los estudios de planificación de la expansión).

reserva determinada para manejar la variabilidad ERV y un porcentual de la reserva para soportar la contingencia de generación[5].

Dado lo anterior, se representa la necesidad de determinar criterios de reserva para manejar la variabilidad de las ERV. Esto se hace a través de dos pasos:

i) Determinación de la reserva operativa necesaria para el manejo de la variabilidad

ii) Optimización del costo del manejo de esta reserva operativa

Determinación de la reserva operativa para manejo de variabilidad ERV

La reserva operativa debe ser: (i) *probabilística*, esto es, tomar en cuenta el proceso estocástico de variación de la producción ERV en horas consecutivas; y (ii) *dinámica*, esto es, tomar en cuenta el hecho que la producción ERV varía a lo largo de las horas del día y a lo largo de los meses del año. En términos prácticos, esto significa que la reserva operativa debido a las ERV se representa como un *perfil horario* (24 horas) que varía por mes (debido al patrón estacional de producción de las ERV) y por año (debido a la entrada de nueva capacidad ERV).

El cálculo de la reserva operativa probabilística para cada mes se compone de los siguientes pasos:

1. Determina el *perfil de producción horaria promedio* de las ERV – este cálculo se hace utilizando los escenarios horarios de generación ERV. Por ejemplo, suponiendo que hay 100 escenarios, y que cada uno se compone de 30 días × 24 horas/día = 720 horas de producción ERV, tendremos 100 × 30 = 3,000 muestras de la producción ERV para la primera hora; ídem para la segunda hora; e así por delante. El perfil de producción horaria es el promedio de estos 1620 valores para cada hora.
2. Determina el conjunto de *desviaciones* horarias con respecto al perfil de producción – Por ejemplo, suponga que la producción ERV en la hora 1, para un escenario puntual, es de 9,200 MW, y que el perfil de producción de la hora 1 es 9,000 MW. En este caso, tendremos una desviación de 9,200 – 9,000 = 200 MW. El cálculo de las desviaciones se repite para cada uno de los 3,000 escenarios de la hora 1; hora 2; etc. El resultado final es una matriz con 3,000 líneas (escenarios) y 24 columnas (horas del día). Cada elemento de esta matriz contiene una desviación en MW, positiva (caso el valor del escenario es mayor que el perfil) o negativa (caso contrario), con respecto al perfil horario promedio.
3. Determina las *variaciones* de la producción ERV entre horas consecutivas – Por ejemplo, suponga que la desviación para la hora 1, escenario 1 sea 200 MW; y que para la hora siguiente (hora 2, escenario 1), sea -50 MW (valor negativo). Esto significa que ocurrió una *reducción no previsible* de -50 -200 = -250 MW de la producción ERV entre las horas 1 y 2. Estos 250 MW representan la componente "estocástica" (no previsible) de la producción ERV, y que por tanto requiere una reserva de generación para su manejo. A su vez, esto señala la necesidad de una reserva UP[6] de 250 MW para la hora 1, escenario 1. Suponga ahora que los valores para el escenario 2 sean: hora 1, desviación de 50 MW;

[5] Se define como el máximo entre la reserva para soportar contingencias simples de generación y la reserva para manejar la variabilidad horaria de las ERV debido a la bajísima probabilidad de ocurrencia de los dos eventos de forma simultánea, dado que son eventos independientes.

[6] Reserva UP es la reserve para compensar variaciones que requieren aumento de la producción de los generadores.

hora 2, desviación de 70 MW. En este caso, habría una *variación* no previsible de 70 – 50 = 20 MW entre las horas 1 y 2, que requiere una reserva DOWN[7] de los mismos 20 MW. Este proceso se repite para todos los escenarios y horas resultando en una amuestra de requisitos de reserva para cada mes y hora del horizonte de planificación (note que el requisito de reserva depende también de la expansión del sistema).

4. Determina el valor de la reserva probabilística UP y DOWN de cada hora, R^*, como la siguiente expresión:

$$R^* = \lambda \times E(R) + (1 - \lambda) \times CVaR_{90\%}(R)$$

Donde $E(R)$ en la expresión es el promedio de los valores de la reserva UP (o DOWN) para cada hora; y $CVaR_{90\%}(R)$ es el promedio de los 10% "peores" valores del conjunto de reservas. El índice $CVaR$, que significa "*conditioned value at risk*", es ampliamente utilizado para representar los valores extremos de una distribución.

Finalmente, el peso λ representa el *criterio de riesgo* del planificador.

Optimización del costo de manejo de la reserva operativa

Como se sabe, aumentos en los requerimientos de reserva resulta en un aumento de los costos operativos, pues más recursos de generación tienen que ser "inmovilizados" para cumplir estos requerimientos. Esto significa que la solución más económica para el sistema puede ser una combinación de inversiones en nueva capacidad que posiblemente se utilizará para proveer reserva operativa para el sistema. Esta solución más económica se puede plantear como un problema de expansión en que se cooptimiza la expansión del sistema entre una expansión puramente económica con una expansión económica bajo restricciones de reserva operativa para el manejo de las renovables, como se ilustra en la siguiente figura.

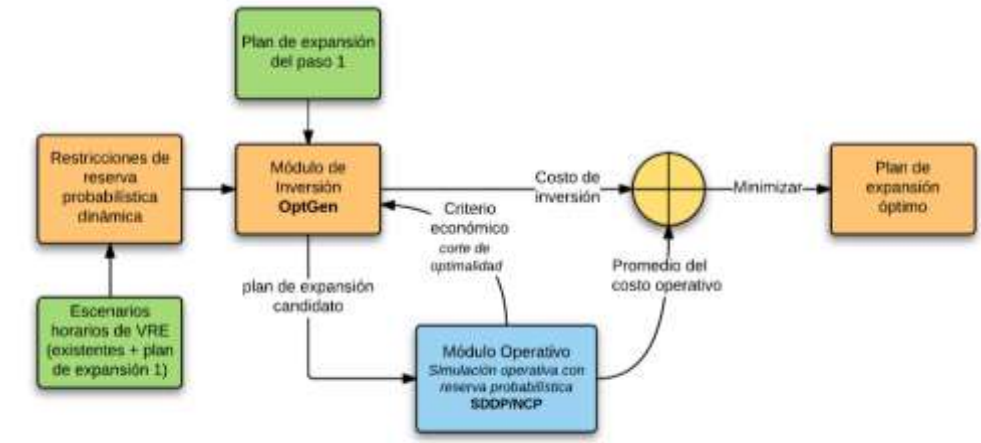


Figura 41 Planificación de las inversiones para el manejo de la variabilidad de las ERV

Se observa que el problema de planificación de las inversiones para el manejo de la variabilidad de las ERV es bastante parecido con el problema de determinar las inversiones

[7] Reserva DOWN es la reserve para compensar variaciones que requieren reducción de la producción de los generadores.

buscando optimizar una función puramente económica. Las diferencias son: (i) en la expansión con restricciones y reserva se incorporan los refuerzos de generación determinados en el paso anterior (expansión puramente económica); (ii) el objetivo del problema es minimizar la suma de los costos de inversión más operación, sujeto a cumplir las restricciones de reserva calculadas en función de la expansión; y (iii) los candidatos para expansión son equipos dedicados a proveer reserva operativa, por ejemplo, térmicas ciclo abierto y baterías.

5.1.3 Expansión de la transmisión

Una vez conocidos los refuerzos (nuevas obras) de la generación y de los servicios de reserva de, se calculan los refuerzos necesarios en la red de transmisión.

El cálculo de este plan se hace con un modelo de expansión de mínimo costo de inversión en la red de transmisión. Este modelo utiliza una representación de flujo de potencia activa linealizado.

En un paso posterior del estudio se utiliza la red AC completa del sistema para los refuerzos de potencia reactiva.

La figura a continuación muestra la metodología utilizada por el modelo de planificación NetPlan: (i) la simulación operativa del plan de expansión de las Fases 1 y 2 (generación + reserva) con el modelo SDDP produce *escenarios* de generación/demanda para cada barra de la red de transmisión[8]. Con esos resultados, el modelo NetPlan determina los refuerzos de transmisión de mínimo costo de inversión que acomodan (esto es, que no llevan a sobrecargas) este conjunto de escenarios.

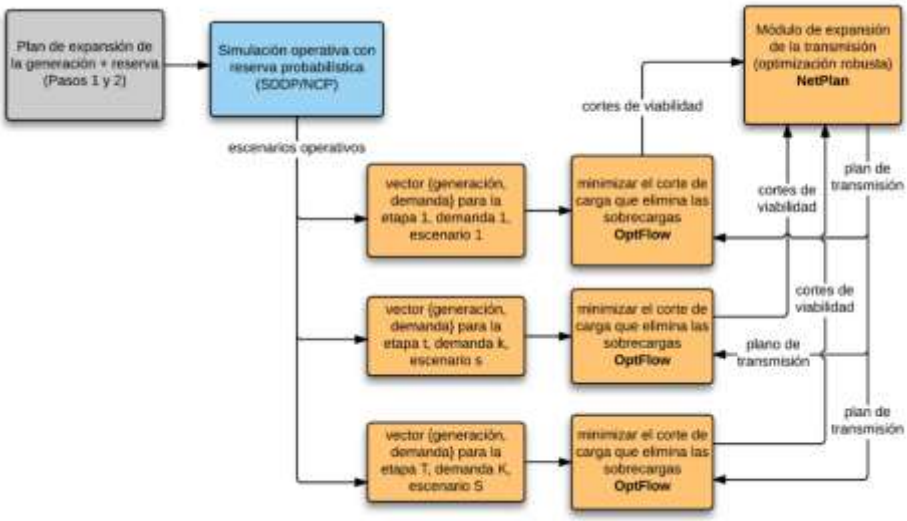


Figura 42 - Planificación de los refuerzos de la transmisión (metodología de optimización robusta)

El problema de expansión de la red se formula como una optimización entera mixta (MIP) de gran tamaño, que se resuelve por descomposición de Benders, en que el módulo de inversión

[8] El número de escenarios por año es 12 (número de meses) × 70 (número de escenarios de caudales & generación renovable) × 5 (número de bloques de demanda & escenarios en cada mes) ~ 4200.

(que propone planes de expansión para el sistema de transmisión) considera restricciones (cortes de Benders) que se calculan a partir de la solución de problemas de despacho en que el objetivo es minimizar los cortes de carga para eliminan las violaciones de carga de los circuitos (para el conjunto de despachos considerados en la solución de la expansión de la generación y reserva).

5.2 Simulación horaria detallada de la operación del sistema

En este Paso se refinan las simulaciones operativas anteriores para ciertos años y condiciones hidrológicas de interés a través de un modelo operativo detallado con resolución horaria, representación del *commitment* (costos de arranque, mínimo *uptime, downtime* etc.), red de transmisión, operación detallada de los embalses etc.

El SDDP Horario minimiza el costo operativo a lo largo de cada etapa, con un detalle horario. Este costo operativo se compone de los costos térmicos (costo de combustible, costo de arranque etc.) y del costo asociado al almacenamiento en el sistema al final de la etapa (conocido como función de costo futuro, calculada por el modelo de simulación probabilística SDDP.

El problema de simulación operativa detallada se plantea como una optimización entera mixta (MIP) y se resuelve por algoritmos especializados del paquete Xpress.

5.3 Estudios de soporte de potencia reactiva

Los estudios de soporte de potencia reactiva tienen por objetivo determinar las deficiencias de potencia reactiva de la red, identificando las inyecciones mínimas necesarias y su ubicación, de forma a mantener los voltajes en niveles aceptables y garantizar de esta forma la seguridad operativa del sistema.

Para este estudio fue utilizado el modelo OptFlow, el cual representa la red de transmisión AC, contemplando los siguientes elementos de potencia reactiva: generación de potencia reactiva de sus generadores, control de tap de sus transformadores, control de condensadores síncronos y bancos de capacitores y reactores. Dada una configuración de la red AC se determina una solución que atienda la operación de forma segura, identificando las posibles deficiencias de reactivos de la misma, una vez que todos los controles de potencia reactiva y sus límites operativos son llevados en consideración. Estas deficiencias de potencia reactiva se representan por inyecciones adicionales (capacitivas e inductivas) en las barras de la red y se penalizan en la función objetivo del problema para que la solución indique correctamente las deficiencias de reactivo en la red. En los estudios de soporte de potencia reactiva se consideran las siguientes dos etapas.

Etapa 1: Identificación de deficiencia de reactivo

Se determinaron las deficiencias de potencia reactiva en la red a mínimo costo y en base a ello, y a valores patrón de costo y capacidad, se definieron bancos de capacitores y reactores candidatos para inversión de forma a contemplar el conjunto de escenarios analizados.

Etapa 2: Inversión en bancos de capacitores/reactores

Para el mismo conjunto de escenarios de la Etapa 1 se realiza un estudio de mínima inversión en nuevos equipos de potencia reactiva (básicamente bancos de capacitores y reactores candidatos), de forma que la solución indicada por el modelo resulte en una solución de mínimo costo que garantiza la operación segura de la red para todas las configuraciones representadas.

5.3.1 Supuestos básicos considerados

El control de tensión consiste en acciones de elementos de los sistemas eléctricos de potencia con el objetivo de mantener las tensiones en los nudos dentro de los márgenes especificados (criterios de seguridad y calidad de servicio). Los principales recursos disponibles en los sistemas eléctricos de potencia para el control de tensión corresponden a los siguientes equipamientos:

- Unidades generadoras sincrónicas;
- Condensadores sincrónicos;
- Condensadores y reactores conectados en derivación y equipos de compensación reactiva;
- Controladores estáticos de reactivos (CER, SVC, STATCOM);
- Taps de transformadores y desfasadores, y;
- Parques eólicos o fotovoltaicos equipados para proveer potencia reactiva.

Escenarios para los estudios de expansión del SIN

El objetivo de este capítulo es definir las informaciones y datos para la creación de cinco escenarios de expansión de la capacidad de generación y transmisión del sistema colombiano hasta el año 2030. Estos cinco escenarios resultan de la combinación limitada de dos escenarios para representar reducción en los costos de inversión de fuentes renovables (eólica y solar), dos escenarios que representan el crecimiento de la demanda, escenario para representar una mayor inserción de generación distribuida y escenarios que consideran o no la entrada de la central hidroeléctrica Pescadero en operación en 2023, como muestra la figura a continuación.

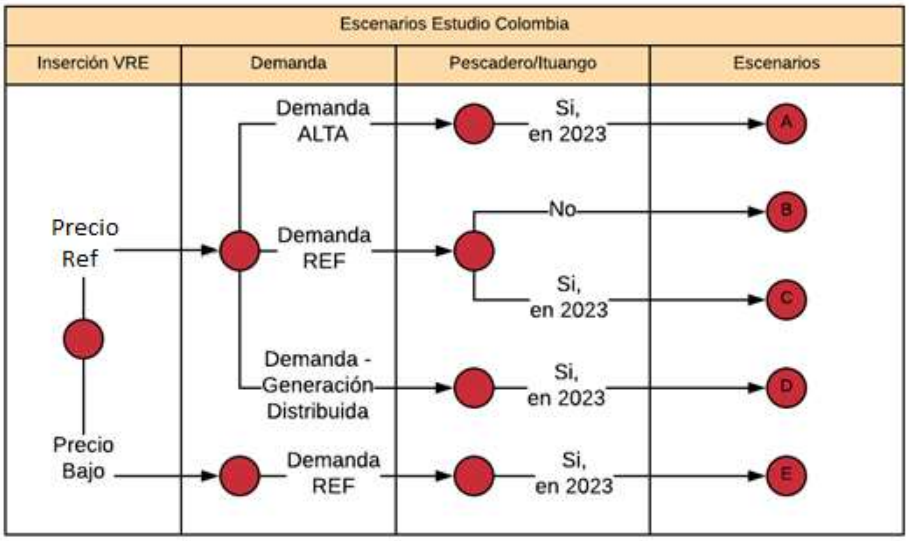


Figura 43 – Escenarios considerados en los estudios

En la secuencia se presenta una breve descripción de los escenarios considerados.

5.3.2 Descripción de los escenarios

Escenario de Referencia

Precio de referencia para los proyectos de expansión de fuentes renovables, escenario de referencia de crecimiento de la demanda de energía y con la central hidroeléctrica Pescadero/Ituango entrando en operación en 2023 (5 años de retraso).

Escenario Demanda Alta

Precio de referencia para los proyectos de expansión de fuentes renovables, considerando un crecimiento alto de la demanda de energía y con entrada de la central hidroeléctrica Pescadero/Ituango en operación en 2023 (con 5 años de retraso).

Escenario Sin Ituango

Precio de referencia para los proyectos de expansión de fuentes renovables, considerando un escenario de referencia de crecimiento de la demanda de energía y sin que la central hidroeléctrica Pescadero/Ituango entre en operación antes de 2030.

Escenario Generación Distribuida

Precio de referencia para los proyectos de expansión de fuentes renovables, considerando un escenario de referencia de crecimiento de la demanda de energía con elevada penetración de generación distribuida. En este escenario la central hidroeléctrica Pescadero/Ituango entra en operación en 2023 (5 años de retraso).

Escenario Costo Bajo para la inversión en fuentes renovables

Costos bajos para los costos de inversión en proyectos candidatos de fuentes renovables (eólicas y solares). En este escenario la demanda es de referencia y la central hidroeléctrica Pescadero/Ituango entra en operación en 2023 (5 años de retraso).

5.4 Supuestos considerados en los estudios

5.4.1 Proyección de la demanda

Para construcción de los escenarios de crecimiento de la demanda, se consideró la proyección para el crecimiento de la demanda indicada en el documento "Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica y Potencia Máxima en Colombia". La figura a continuación ilustra los escenarios de proyección de demanda alta y de referencia para los años de 2018 hasta 2030 considerando la demanda del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y de los Grandes Consumidores Especiales (CGE).

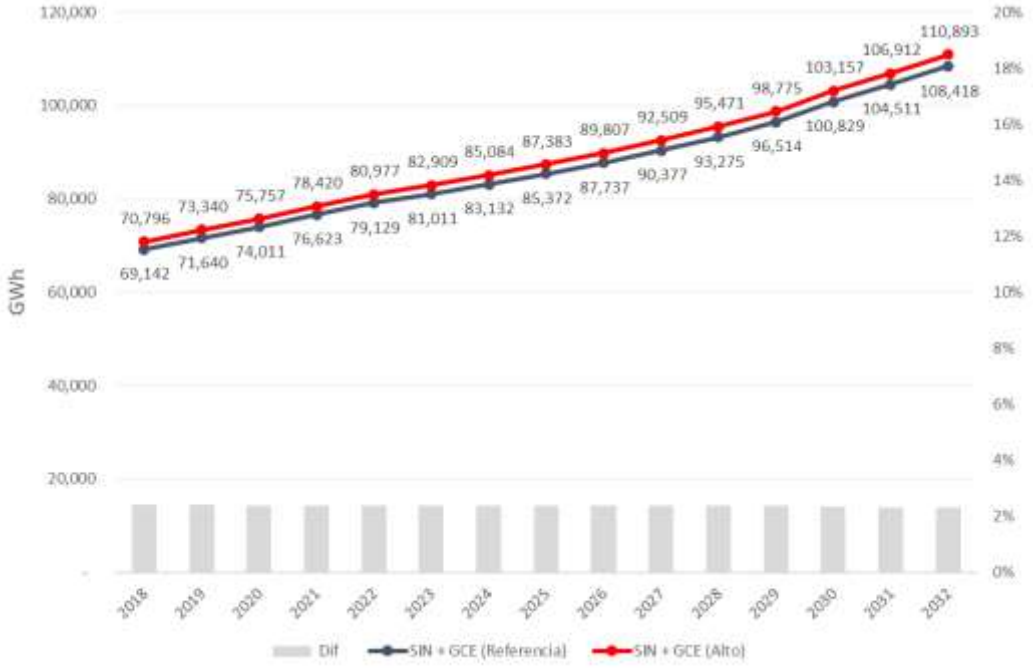


Figura 44 - Proyección de Demanda - Colombia.

Los valores que comparan las proyecciones de demanda de la figura anterior muestran una diferencia de cerca de 2% en todos los años del estudio.

Perfiles de Demanda Horaria

La figura en la secuencia ilustra el histórico de demanda del año de 2017 para el sistema de Colombia.

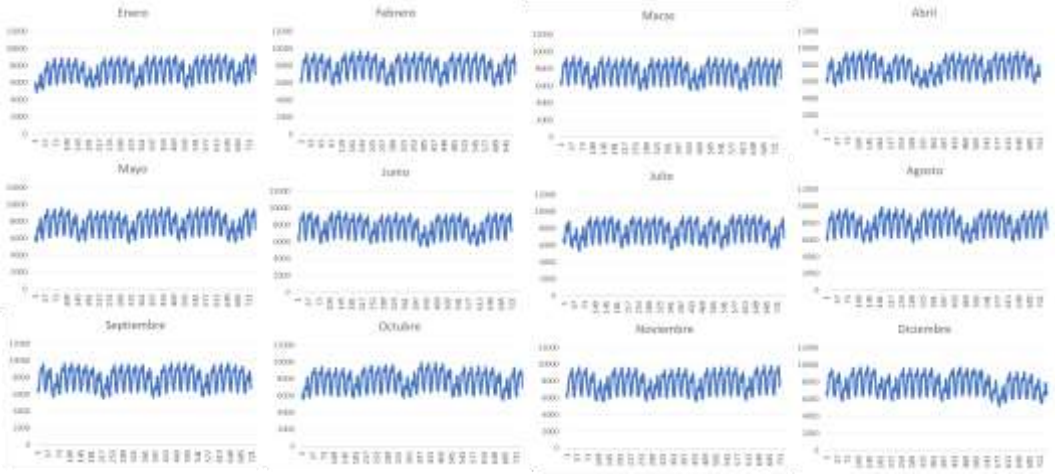


Figura 45 – Perfil de demanda horaria para el sistema de Colombia.

Se propone considerar estos datos históricos para las simulaciones horarias para evaluación de los planes de expansión de los sistemas de generación y transporte.

Para cálculo de las políticas operativas de los sistemas que componen el mercado eléctrico regional, se propone utilizar la agregación de la demanda en cinco bloques como representado en la base de datos de UPME. Para esto, se requiere el mapeo de las horas en cada uno de los bloques de la curva de carga, que se ilustra para el mes de enero en la figura a continuación.

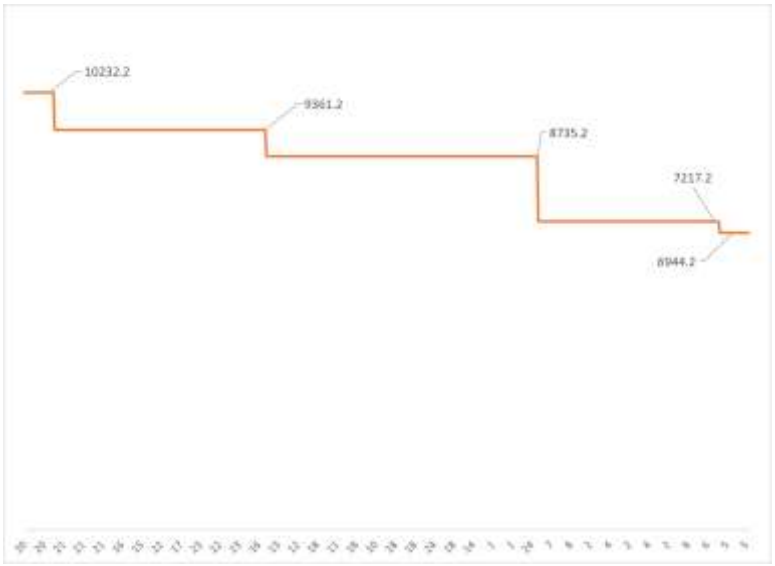


Figura 46 – Mapeo hora-bloque para la curva de carga (ejemplo para enero).

5.4.2 Proyecciones para los precios de los combustibles

La información utilizada para representar la evolución de los precios de los combustibles fósiles fue entregada por la UPME (base de datos SDDP). A continuación, se presentan la proyección de combustible para cada tipo de combustible.

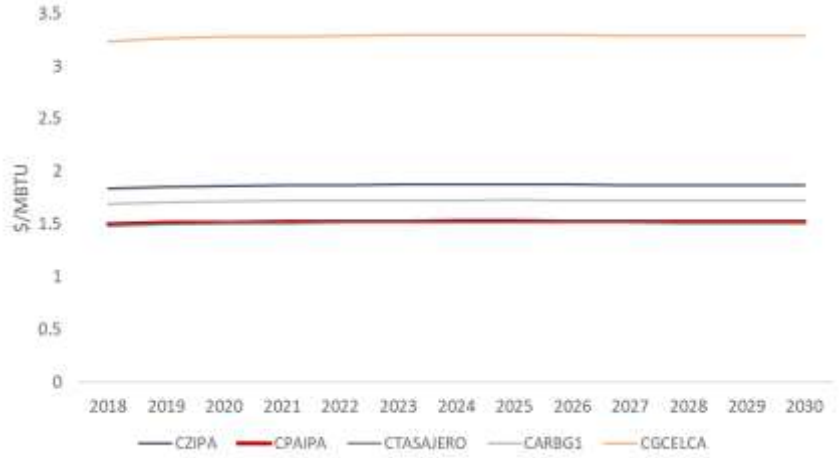


Figura 47 – Proyecciones de Carbón en US$/MMBTU.

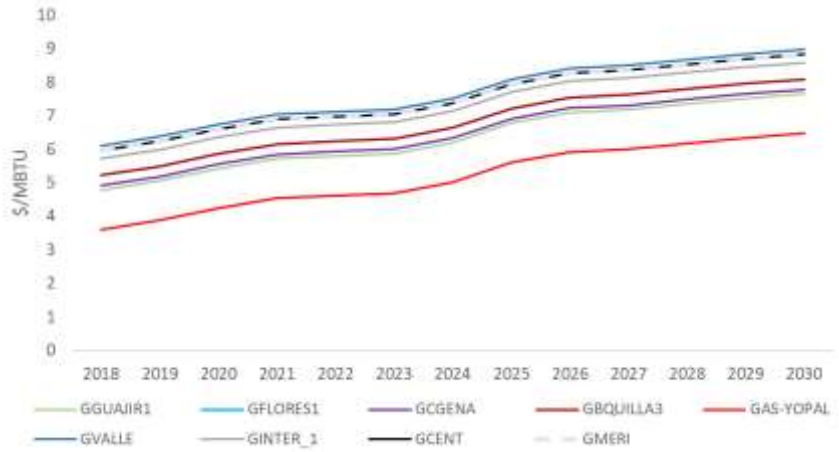


Figura 48– Proyecciones de Gas Natural en US$/MMBTU.

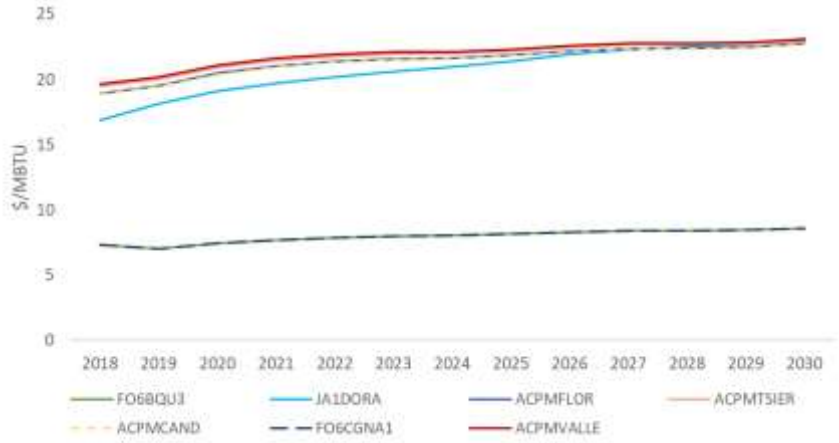


Figura 49 – Proyecciones de Combustibles Líquidos en US$/MMBTU.

5.4.3 Proyectos candidatos de generación

En la secuencia se describen los proyectos candidatos considerados en los estudios de expansión para el sistema de Colombia.

Proyectos hidroeléctricos

Se presenta en la secuencia una revisión de los proyectos candidatos de fuente hidráulica utilizados en los estudios de expansión.

Cuadro 1 – Proyectos de centrales hidroeléctricas (fuente UPME).

Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Año Mínimo de Entrada en Operación	Costo de Inversión (MUS$)	Costo de Integración en la red (US$/kW)
ExpHid_CA	80	2022	2341	196
ExpHid_CB	36	2022	2341	244
ExpHid_CR	55	2022	2341	229
ExpHid_SD	56	2022	2179	255
ExpHid_EM	55	2022	1515	44
AMBEIMA	45	2031	2333	44

Proyectos térmicos

Se listan en la secuencia los proyectos de centrales térmicas consideradas en los estudios de expansión.

Cuadro 2 – Proyectos de Centrales Termoeléctricas.

Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Año Mínimo de Entrada en Operación	Costo de Inversión (MUS$)	Costo de Integración en la red (US$/kW)	Combustible
ExpCarbón5	350	2022	1486	89	Carbón
ExpCarbón3.1	330	2022	2000	221	Carbón
ExpCarbón3.2	330	2022	2000	223	Carbón
TERMO YOPAL3	40	2022	1090	38	Gas
ExpCarbón1	90	2022	2004	0	Carbón
ExpCarbón2.2	150	2022	1425	301	Carbón
PALMA_4	5	2024	1471	69	Otros
PALMA_3	35	2023	1471	21	Otros
ExpGas1	50	2025	1090	39	Gas
ExpCarbón4	350	2022	1486	91	Carbón
ExpCarbón2.1	250	2022	1817	0	Carbón
ExpCarbT3	160	2022	2472	0	Carbón

Proyectos de centrales eólicas

Se listan en la secuencia los proyectos de centrales eólicas consideradas en los estudios de expansión.

Cuadro 3 – Proyectos de Centrales Eólicas.

Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Año Mínimo de Entrada en Operación
Eolo J1	99	2023
Eolo J2	195	2023
Eolo J3	180	2023
Eolo J4	75	2023
Eolo I1	376	2023
Eolo P1	400	2023
Eolo P2	200	2023
Eolo P3.1	70	2023
Eolo P3.2	130	2023
Eolo E1.2	50	2023
Eolo E2	200	2023
Eolo E3	100	2023
Eolo E4	100	2023
Eolo E5	100	2023
Eolo E6	150	2023
Eolo E7	100	2023
Eolo E8	100	2023
Eolo E10	200	2023
EoI1	50	2022
EoI2	50	2022
EoI3	50	2022
EoI4	50	2022
EoI5	50	2022
EoI6	50	2022
EoI7	50	2022
EoI8	50	2022
EoI9	50	2022
EoI10	50	2022

En el caso de candidatos de fuentes eólicas se utilizaron costos de inversión variando año a año con el fin de reflejar la reducción de los costos de inversión de estas tecnologías en intervalos menores de tiempo si se compara al costo de otras tecnologías como térmicas a gas o carbón. En el cuadro a seguir se indican los costos cronológicos de inversión, en US$/kW, para las centrales eólicas en los escenarios de precio bajo y de referencia.

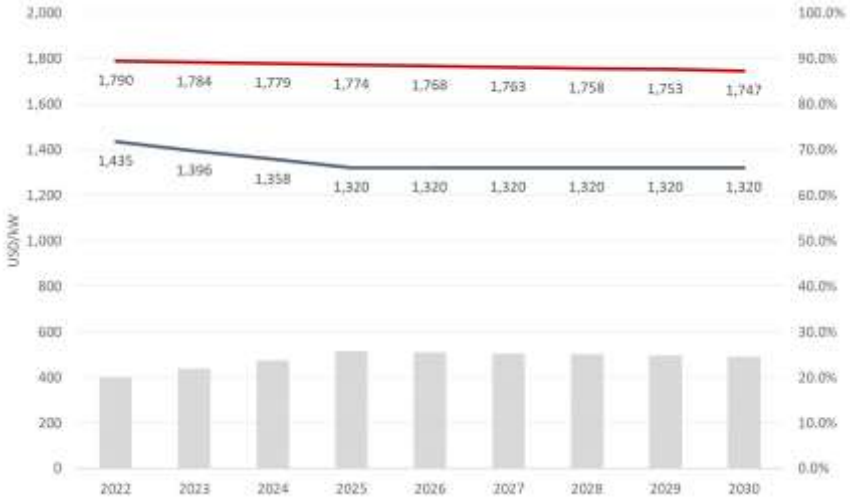


Figura 50 – Costos de inversión de las centrales eólicas[9].

Proyectos de centrales solares

Se listan en la secuencia los proyectos de centrales solares consideradas en los estudios de expansión.

Cuadro 4 – Proyectos de Centrales Solares.

Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Año Mínimo de Entrada en Operación	Costo de Integración en la red (US$/kW)
SOL_ANT_1	2.1	2022	276
SOL_GCM_5	400	2022	164
SOL_GCM_6	400	2022	164
SOL_GCM_7	400	2022	95
SOL_GCM_8	260.2	2022	103
SOL_GCM_9	140.7	2022	116
SOL_GCM_10	100	2022	99
SOL_GCM_11	400	2022	95
SOL_GCM_12	400	2022	164
SOL_GCM_13	400	2022	95
SOL_GCM_14	400	2022	95
SOL_GCM_15	400	2022	95
SOL_GCM_16	200	2022	107
SOL_BOL_1	9.9	2022	66
SOL_BOL_3	9.9	2022	66
SOL_ATL_1	32.1	2022	47

[9] Fuente: Estudio de Planificación Energética de Largo Plazo, Ministerio de Energía de Chile (versión de junio de 2017)

Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Año Mínimo de Entrada en Operación	Costo de Integración en la red (US$/kW)
SOL_ATL_2	9.9	2022	66
SOL_ATL_3	260	2022	18
SOL_ATL_4	195.7	2022	23
SOL_CSU_1	8	2022	81
SOL_CSU_2	8	2022	81
SOL_CSU_4	19.9	2022	76
SOL_CSU_5	139.3	2022	100
SOL_NSAN_1	6	2022	108
SOL_THC_1	16.9	2022	90
SOL_THC_3	39.8	2022	38
SOL_MET_1	3	2022	193

Tal como la fuente eólica, para la fuente solar también se representaron costos de inversión variables en el tiempo, en US$/kW, y dos escenarios - precio de referencia y precio bajo.

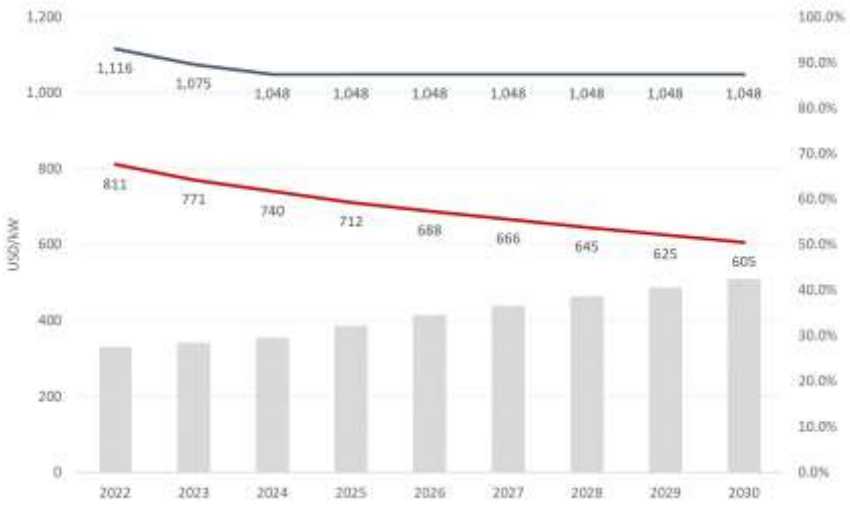


Figura 51 – Costos de inversión de las Centrales Solares[10].

5.4.4 Otros supuestos y escenarios de simulación

Para todos los efectos, se supone que la generación y transmisión hasta el año 2021 ya están definidas (proyectos en construcción). Las informaciones sobre estos equipos fueron recopiladas a partir de la información de generación en la base de datos SDDP de la UPME y de datos de red de transmisión en el DigSilent.

Además, también se consideran como decisiones ya tomadas, el plan para conexión de generación eólica de la región de Guajira y la entrada en servicio (o no) del proyecto

[10] Fuente: Estudio de Planificación Energética de Largo Plazo, Ministerio de Energía de Chile (versión de junio de 2017)

hidroeléctrico Pescadero/Ituango (tal como se explicó en los escenarios planteados para los estudios de simulación).

5.4.5 Escenarios de producción para las centrales renovables

Centrales Eólicas

La ubicación de los proyectos eólicos en la zona de la Guajira fue determinada por PSR utilizando información sobre las manifestaciones de interés para el desarrollo de proyectos eólicos (primera fase) y su ubicación[11]:

Figura 52 – Ubicación estimada de los proyectos eólicos en la Zona de Guajira.

La figura a continuación presenta la ubicación aproximada de los proyectos en la zona de la Guajira estimada por PSR.

Figura 53 – Ubicación estimada de los proyectos eólicos en la Zona de Guajira.

[11] Fuente: https://www.german-energy-solutions.de/GES/Redaktion/DE/Publikationen/Praesentationen/2016/120516-iv-kolumbien-06-valencia.pdf?__blob=publicationFile&v=7

En la tabla siguiente se indican las coordenadas geográficas relativas a la ubicación de Jepirachi y de los proyectos de eólica y sus factores de capacidad estimados con base en los supuestos de altura de la torre y turbina de las usinas.

Cuadro 5 – Parámetros operativos de las centrales eólicas.

Nombre	Latitud	Longitud	Altura Buje (m)	Turbina	Factor de Planta
Jepirachi	12.23	-72.03	50	Nordex.N60.1300	34.66%
Eolo P3.1	12.34	-71.68	90	Vestas.V112.3300	59.68%
Eolo A1	11.35	-72.31	80	Gamesa.G90.2000	59.57%
Eolo E1.2	11.59	-72.03	80	Gamesa.G90.2000	59.57%
Eolo P3.2	12.34	-71.68	90	Vestas.V112.3300	57.43%
Eolo J4	12.18	-72.11	120	Acciona.AW132.3000	55.99%
Eolo J5	12.12	-71.95	120	Acciona.AW132.3000	55.26%
Eolo E4	12.06	-72.07	80	Gamesa.G90.2000	54.35%
Eolo E1.1	11.59	-72.03	80	Gamesa.G90.2000	53.59%
Eolo E7	11.9	-71.34	80	Gamesa.G90.2000	53.50%
Eolo J3	12.16	-72.03	120	Acciona.AW132.3000	53.17%
Eolo B1	11.35	-72.31	120	GE.2.5xl	52.87%
Eolo V1	11.35	-72.31	97	GE.2.5xl	52.94%
Eolo EE1	11.85	-71.43	97	GE.2.5xl	52.96%
Eolo E5	11.85	-71.43	80	Gamesa.G90.2000	52.84%
Eolo P4	12.37	-71.52	90	Vestas.V112.3300	52.07%
Eolo E8	11.96	-71.29	80	Gamesa.G90.2000	51.67%
Eolo P1	12.37	-71.52	90	Vestas.V112.3300	51.59%
Eolo I1	12.21	-72.06	91.5	Vestas.V117.3300	51.64%
Eolo E6	11.77	-71.57	80	Gamesa.G90.2000	49.36%
Eolo J1	12.02	-72.12	120	Acciona.AW132.3000	47.45%
Eolo B2	11.35	-72.31	120	GE.2.75.103	46.37%
Eolo J2	12.02	-72.12	120	Acciona.AW132.3000	45.92%
Eolo E10	11.95	-71.78	80	Gamesa.G90.2000	42.85%
Eolo E2	12.35	-71.35	80	Gamesa.G90.2000	42.13%
Eolo E9	12.01	-71.31	80	Gamesa.G90.2000	39.36%
Eolo P2	11.69	-71.9	90	Vestas.V112.3300	38.65%
Eolo I2	12.21	-72.06	78	Gamesa.G87.2000	34.69%
Eolo E3	12	-71.24	80	Gamesa.G90.2000	33.16%

Además de los proyectos de centrales eólicos ubicados en la Zona de Guajira, otros diez proyectos candidatos fueron seleccionados con base en el mapa de aptitud eólica de IRENA[12]. La ubicación de estos proyectos es indicada en la figura a continuación.

[12] Fuente: http://www.irena.org/publications/2016/Jan/Investment-Opportunities-in-Latin-America-Global-Atlas

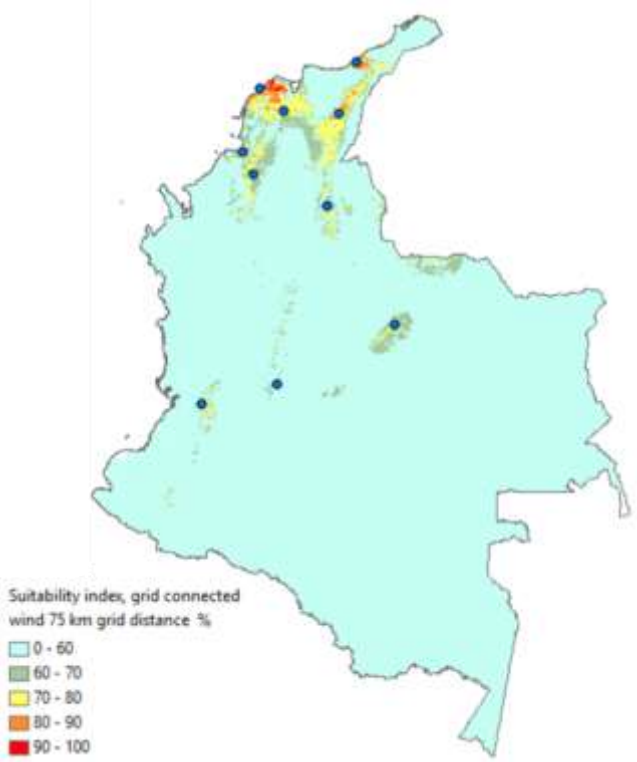


Figura 54 – Ubicación estimada de los proyectos eólicos en Colombia fuera de la Zona de Guajira.

En la tabla siguiente se indican las coordenadas geográficas relativas a la ubicación de los proyectos fuera de la zona de la Guajira, sus factores de capacidad estimados con base en los supuestos de altura de la torre y turbina de las usinas.

Cuadro 6 –Parámetros operativos de las centrales eólicas que no están en la Zona de Guajira.

Nombre	Latitud	Longitud	Altura Buje (m)	Turbina	Factor de Planta
Eol1	10.79	-75.18	80	Vestas.V90.2000	46.65%
Eol2	11.40	-73.02	80	Vestas.V90.2000	54.81%
Eol3	10.23	-73.39	90	Vestas.V110.2000	43.51%
Eol4	10.31	-74.65	90	Vestas.V110.2000	31.91%
Eol5	8.86	-75.34	90	Vestas.V110.2000	24.91%
Eol6	9.38	-75.57	90	Vestas.V110.2000	30.34%
Eol7	8.16	-73.66	90	Vestas.V110.2000	49.99%
Eol8	3.69	-76.49	90	Vestas.V110.2000	34.27%
Eol9	4.15	-74.79	90	Vestas.V110.2000	25.85%
Eol10	5.47	-72.13	90	Vestas.V110.2000	29.15%

Centrales Solares

La ubicación de las estaciones de generación solar que fueron relacionadas a los candidatos solares en la base de datos del estudio es indicada en la imagen a seguir. Los colores en el mapa de adecuación para la construcción de proyectos solares consideran diversas informaciones acerca de las ubicaciones, como por ejemplo la distancia a la red eléctrica.

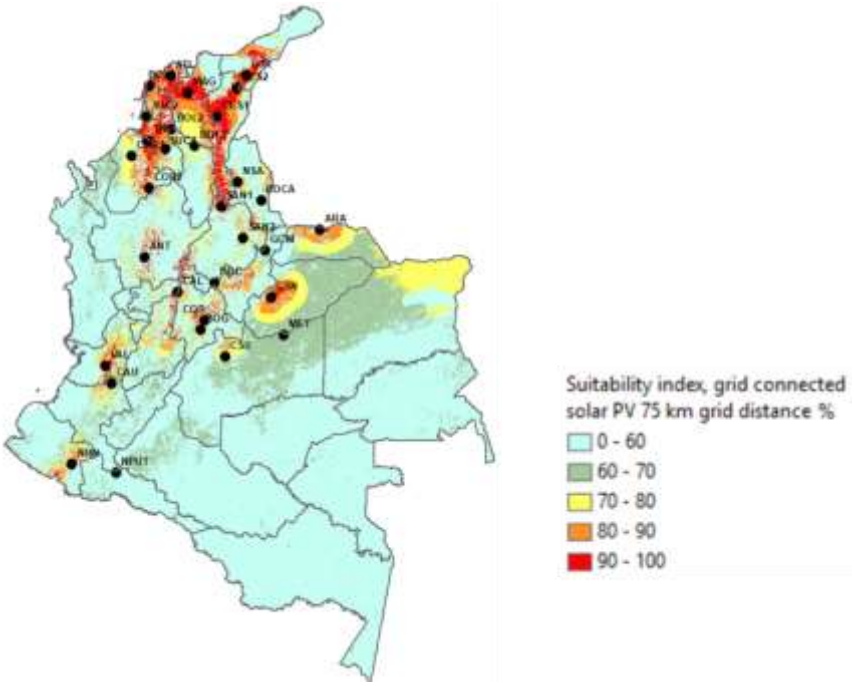


Figura 55 – Ubicación estimada de los proyectos solares

Para estimar los históricos de producción para las centrales solares y eólicas se propone utilizar los dados de radiación, temperatura y velocidad del viento de la base MERRA[13], que es una base global de datos de reanálisis.

Las series de radiación, temperatura y velocidad son transformadas en series de generación de energía utilizando los modelos GSEE - Global Solar Energy Estimator[14].

5.4.6 Restricciones térmicas operativas

La adopción de una visión con mayor penetración de fuentes renovables o no despachables, requerirá que ciertas unidades de generación originalmente destinadas a mantenerse como generadores de base tengan que operar en un régimen constante de seguimiento de carga (o rampas de carga).

[13] Gelaro, R., W. McCarty, M.J. Suárez, R. Todling, A. Molod, L. Takacs, C.A. Randles, A. Darmenov, M.G. Bosilovich, R. Reichle, K. Wargan, L. Coy, R. Cullather, C. Draper, S. Akella, V. Buchard, A. Conaty, A.M. da Silva, W. Gu, G. Kim, R. Koster, R. Lucchesi, D. Merkova, J.E. Nielsen, G. Partyka, S. Pawson, W. Putman, M. Rienecker, S.D. Schubert, M. Sienkiewicz, and B. Zhao, 2017: The Modern-Era Retrospective Analysis for Research and Applications, Version 2 (MERRA-2). J. Climate, 30, 5419–5454, https://doi.org/10.1175/JCLI-D-16-0758.1.

[14] Fuente: http://www.irena.org/publications/2016/Jan/Investment-Opportunities-in-Latin-America-Global-Atlas

Se destaca que la mayor penetración de fuentes renovables requiere una alteración en los paradigmas operativos de los sistemas eléctricos, ya que una mayor flexibilidad operativa es requerida de otros equipos del sistema para garantizar el suministro de la demanda de energía con calidad y continuidad.

Con el objetivo de capturar las alteraciones operativas necesarias ante una mayor penetración de fuentes renovables, las siguientes restricciones operativas fueron definidas en algunas centrales térmicas:

- Restricciones de commitment
- Rampas máximas de subida y bajada de potencia (MW/min)
- Costos de arranque
- Generación mínima
- Tiempo mínimo de subida y máximo de bajada (en horas)

Las restricciones térmicas operativas de rampa de subida y bajada, costos de arranque, generación mínima de las térmicas y tiempo mínimo de subida y máximo de bajada fueron definidos con base en el combustible de las térmicas.

Cuadro 7 – Centrales térmicas – restricciones operativas para la operación horaria

Nombre	Combustible	Potencia Nominal (MW)	Rampa Subida (MW/min)	Rampa Bajada (MW/min)	Min Uptime (h)	Min Downtime (h)	Costo Arranque (kUS$)
BARRANQUILL3	Gas	64	0.3	0.2	48	24	1.4
BARRANQUILL4	Gas	63	0.3	0.2	48	24	1.4
CANDELARIA1	Gas	157	-	-	5	8	3.6
CANDELARIA2	Gas	157	-	-	5	9	3.6
CARTAGENA 1	Oleo	61	0.3	0.3	48	24	0.2
CARTAGENA 2	Oleo	60	0.3	0.3	48	24	0.2
CARTAGENA 3	Oleo	66	0.3	0.3	48	24	0.2
CC_FLORES4	Gas	450	2.0	1.5	16	4	8.2
EMCALI	ACPM	229	1.1	0.4	2	4	0.8
ExpCarbón1	Carbón	90	0.5	0.4	39	15	2.0
ExpCarbón2.1	Carbón	250	0.5	0.4	39	15	4.6
ExpCarbón2.2	Carbón	150	0.5	0.4	39	15	3.4
ExpCarbón3.1	Carbón	330	0.5	0.4	39	15	6.0
ExpCarbón3.2	Carbón	330	0.5	0.4	39	15	6.0
ExpCarbón4	Carbón	350	0.5	0.4	39	15	6.4
ExpCarbón5	Carbón	350	0.5	0.4	39	15	6.4
ExpCarbT3	Carbón	160	0.5	0.4	39	15	3.6
ExpGas1	Gas	50	0.4	0.4	15	8	1.1
ExpGas2	Gas	88	0.4	0.4	15	8	2.0
FLORES 1	Gas	160	0.5	0.2	8	4	3.6

Nombre	Combustible	Potencia Nominal (MW)	Rampa Subida (MW/min)	Rampa Bajada (MW/min)	Min Uptime (h)	Min Downtime (h)	Costo Arranque (kUS$)
GUAJIRA 1	Carbón	151	0.6	0.3	24	24	3.4
GUAJIRA 2	Carbón	145	0.6	0.3	24	24	3.3
MERILECTRICA	Gas	166	0.7	0.7	6	2	3.8
PAIPA 1	Carbón	36	0.2	0.1	24	18	1.1
PAIPA 2	Carbón	74	0.3	0.2	24	18	2.3
PAIPA 3	Carbón	70	0.3	0.2	24	18	2.1
PAIPA 4	Carbón	169	0.6	0.5	1	1	5.1
PROELECTRIC1	Gas	45	-	0.3	4	4	1.0
PROELECTRIC2	Gas	45	-	0.3	4	4	1.0
TASAJERO 1	Carbón	163	0.6	0.9	24	6	5.0
TASAJERO 2	Carbón	165	0.8	0.4	24	8	5.0
TC_GECELCA3	Carbón	164	1.2	0.6	24	24	5.0
TC_GECELCA32	Carbón	273	0.9	1.0	32	24	8.3
TEBSAB	Gas	815	0.5	0.5	8	8	14.9
TERMO YOPAL1	Gas	19.9	0.1	0.1	12	2	0.5
TERMO YOPAL2	Gas	30	0.1	0.1	12	2	0.7
TERMO YOPAL3	Gas	40	0.1	0.1	12	2	0.9
TERMOCENTRO	ACPM	264	0.0	0.0	2	0	0.9
TERMODORADA1	ACPM	51	0.0	0.0	1	1	0.2
TERMOVALLE 2	ACPM	205	1.4	0.2	10	1	0.7
TSIEACPM	ACPM	445	2.0	0.3	6	1	1.5
ZIPAEMG2	Carbón	34	0.2	0.2	72	18	1.0
ZIPAEMG3	Carbón	63	0.3	0.3	72	18	1.9
ZIPAEMG4	Carbón	64	0.3	0.3	72	18	1.9
ZIPAEMG5	Carbón	63	0.3	0.3	72	12	1.9

Nota: Fuente XM y CREG.

5.4.7 Generación distribuida

Para el análisis del escenario con generación distribuida hemos considerado en los proyectos de expansión de la generación sistemas fotovoltaicos distribuidos, pequeñas centrales hidroeléctricas y centrales a biomasa. A seguir son descritas las consideraciones utilizadas en la representación de estas tecnologías.

Sistemas Fotovoltaicos

Proyectos fotovoltaicos se distribuyeron en 5 regiones de Colombia que de acuerdo con el "Plan de expansión de referencia Generación – Transmisión 2017 – 2031" son regiones con tendencia crecente de penetración de recursos solares distribuidos. Las cinco regiones son:

- Atlántico

- Antíoqua y Choco
- Bogotá y Cundinamarca
- Córdoba-Sucre
- Región de Huilia, Tolima y Caquetá

La capacidad instalada considerada para los proyectos candidatos están indicados en el cuadro a seguir.

Cuadro 8 – Proyectos de solares fotovoltaicas

Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Factor de Planta (%)	Ubicación
GD_H_ATL	28	15	Atlántico
GD_H_AntCho1	36	15	Antioquia y Choco
GD_H_AntCho2	36	15	Antioquia y Choco
GD_H_AntCho3	30	15	Antioquia y Choco
GD_H_AntCho4	30	15	Antioquia y Choco
GD_H_BogCund1	60	18	Bogotá y Cundinamarca
GD_H_BogCund2	60	18	Bogotá y Cundinamarca
GD_H_BogCund3	50	18	Bogotá y Cundinamarca
GD_H_BogCund4	45	18	Bogotá y Cundinamarca
GD_H_BogCund5	45	18	Bogotá y Cundinamarca
GD_H_CorSur	40	15	Córdoba-Sucre
GD_H_HTC	17	18	Huilia, Tolima, Caquetá

Para estimar los escenarios de producción para las centrales solares se utilizó el mismo procedimiento indicado en la sección 5.4.5. Todavía, para representar sistemas fotovoltaicos distribuidos fueron considerados solares con rastreo de 0 eje.

Pequeñas Centrales Hidroeléctricas

Los proyectos de pequeñas centrales hidroeléctricas fueron distribuidos en 4 regiones de Colombia una vez que el "Plan de expansión de referencia Generación - Transmisión 2017 – 2031" señala son las regiones de mayor penetración. Las cuatro regiones son:

- Antioquia
- Región de Caldas, Quindió y Risaralda.
- Cauca
- Valle del Cauca

A seguir están indicadas los valores de capacidad instalada de los proyectos de pequeñas centrales hidroeléctricas.

Cuadro 9 – Proyectos de pequeñas centrales hidroeléctricas

Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Ubicación
PCH-ANT	279	Antioquia
PCH-CQR	59	Caldas, Quindió y Risaralda
PCH-CAUCA	54	Cauca
PCH-Valle	83	Valle del Cauca

Biomasa

El "Plan de expansión de referencia Generación - Transmisión 2017 – 2031" de la UPME señala una expansión de 154 MW de biomasa para el escenario 1 y de cerca de 146 MW para el escenario 2. Entonces, para el escenario de generación distribuida fueron creados cuatro proyectos de biomasa que totalizan 154 MW de capacidad instalada.

5.4.8 Representación de las restricciones de reserva

Reserva Primaria

La Resolución de la CREG Numero 023, de febrero de 2001 establece las normas para la prestación del servicio de regulación primaria de frecuencia. En el artículo 4 de esta resolución están las bases para determinar la reserva de RPF, que la deben prestar todas las plantas despachadas centralmente en el SIN. El artículo 4 afirma que:

"Artículo 4º: Reserva Rodante, Banda Muerta y Estatismo. Todas las plantas y/o unidades de generación despachadas centralmente, deben estar en capacidad de prestar el servicio de Regulación Primaria de Frecuencia, equivalente al 3% de su generación horaria programada. […]"

Así, un valor del 3% de la potencia instalada se considera en las unidades generadoras para que aporte reserva primaria.

5.4.8.1 Reserva Secundaria

A seguir está el listado de las unidades de generación que al 10 de julio de 2018 pueden realizar regulación secundaria y que se encuentran declaradas ante el CND. Estas son las centrales que son consideradas en el estudio como candidatas a aportar reserva secundaria al sistema colombiano.

Cuadro 10 – Centrales Hidroeléctricas que aportan reserva secundaria.

Nombre de las Centrales	Capacidad Instalada (MW)
URRA	338
GUATAPE	560
JAGUAS	170
SAN CARLOS	1,240
LA TASAJERA	306

Nombre de las Centrales	Capacidad Instalada (MW)
GUAVIO	1,250
PARAISO	276
LA GUACA	324
EL QUIMBO	396
CHIVOR	1,000
BETANIA	540
ALTOANCHICAY	355
BAJOANCHICAY	74
CALIMA	132
SALVAJINA	285
MIEL I	396
PORCE III	700
PESCADERO	2,400

Requerimientos de reserva operativa (largo plazo)

Los requerimientos de reserve para los estudios de largo plazo se estimaron en función de tres variables:

- Para fallas de generación;
- Para variabilidad de la demanda;
- Para el manejo de las incertidumbres de las renovables

Para el primer requerimiento se utilizó el mismo criterio utilizado por XM cuando calcula la largura del AGC cuando utiliza como mínimo la mayor máquina en operación del sistema interconectado, que actualmente son las máquinas de la central Sogamoso (273 MW). Sin embargo, para los escenarios en que se considera la entrada en servicio de la central Pescadero/Ituango, en 2023, el criterio de la mayor máquina pasa a ser de 300 MW.

Para determinar los requerimientos de reserva para la demanda y para las renovables, se utilizó la metodología de la reserva probabilística dinámica aplicada a los datos disponibles, que para el caso de la demanda fueron registros históricos horarios referentes al año de 2017 y para las fuentes renovables variables escenarios estimados por PSR (consulte sección 5.4.5 para mayores detalles).

Una vez estimados los requerimientos para cada una de las variables, se determinó el requerimiento utilizado en las simulaciones por un factor de ajuste de forma a minimizar las diferencias de la reserva operativa para el año de 2018 con respecto a la reserva determinada por XM también para 2018. Este factor de ajuste se utilizó para determinar la reserva operativa para los años subsecuentes del horizonte de planificación. Para mayores detalles sobre la metodología utilizada para determinar los requerimientos de reserva consulte el Anexo B.

5.5 Resultados para las evaluaciones de expansión del sistema de Colombia

En esta sección se presentan los planes de expansión para el sistema colombiano para los escenarios analizados en el estudio. Los estudios de expansión se realizaron considerando un horizonte de largo plazo (2018 a 2030). Para el corto plazo (de 2018 hasta 2021) la expansión no fue optimizada, es decir, se considerarán la expansión ya programada (proyectos que ya se encuentran en fase de construcción o ya tienen autorización para entrada en servicio). En este horizonte ya se prevé el inicio de un cambio estructural en la matriz de electricidad de Colombia con entrada en servicio masiva de energías renovables variables, como se ilustra a continuación:

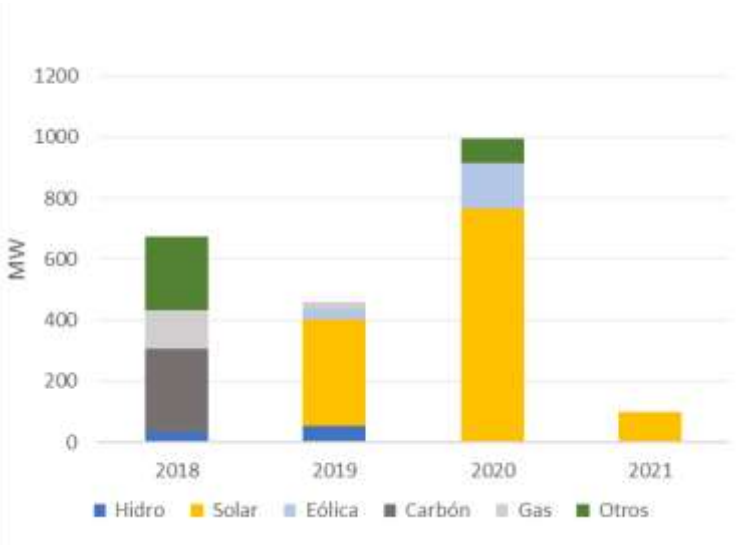


Figura 56 – Expansión de corto plazo en Colombia.

Tal como se ilustra, para estos próximos cuatro años están programadas las entradas en operación de 1,364 MW de centrales renovables variables (1,182 MW solares y 182 MW eólicas), aumentando de 0.6 para 13% la participación de ERVs en la capacidad instalada del sistema de Colombia (aumento de 24 veces la potencia instalada actual de ERVs en solamente 4 años).

En las próximas secciones se ilustrarán los resultados para los análisis de expansión del sistema de Colombia que también tienen como objetivo estimar las necesidades de los servicios complementarios necesarios en función de la gran penetración de ERVs.

5.5.1 Resultados para el escenario de referencia

El escenario de referencia corresponde al escenario de expansión con demanda de referencia, con la entrada en operación de la central Pescadero en 2023 y costos de inversión de referencia para proyectos renovables. En este escenario se utilizan precios medios de inversión para los candidatos eólicos y solares.

Cuadro 11 – Resultados de la expansión, por tecnología, para el escenario de referencia

Entrada en Servicio	Solar	Eólica	Hidroeléctrica	Carbón	Gas	Otros
2018	0	0	35	272	127	240
2019	351	32	53	0	24	0
2020	765	150	0	0	0	80
2021	100	0	0	0	0	0
2022	0	350	282	350	0	0
2023	0	821	600	0	0	35
2024	0	550	600	0	0	5
2025	0	470	0	0	0	0
2026	0	196	900	0	0	0
2027	0	0	300	0	0	0
2028	0	0	0	0	0	0
2029	0	415	0	0	0	0
2030	0	694	0	0	0	0

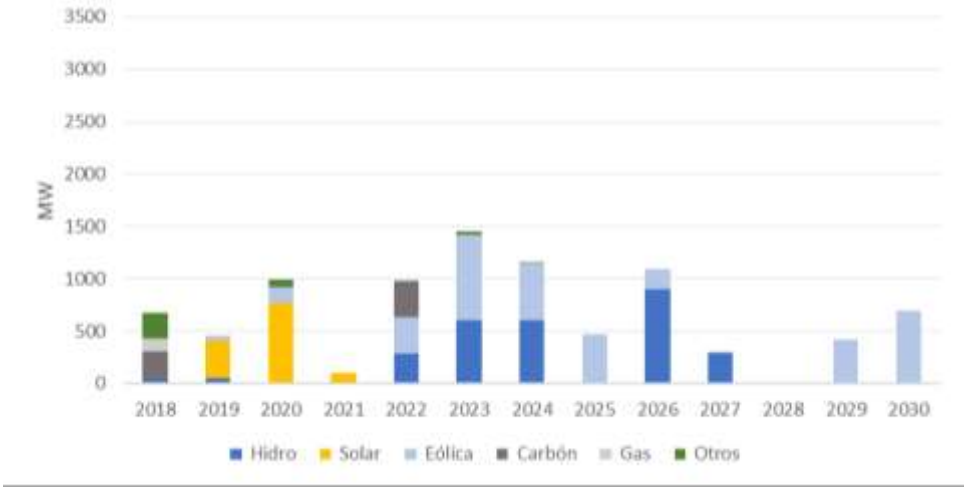


Figura 57 – Adición de capacidad por año – Escenario de Referencia.

Del resultado anterior, para el período posterior a 2022, se nota la gran penetración de la fuente eólica (+3,677 MW) que domina, en conjunto con la fuente hidroeléctrica (+2,770 MW), la expansión prevista para el sistema de Colombia.

El Cuadro y Figura en la secuencia ilustran la capacidad instalada pronosticada para el sistema de Colombia para el escenario de referencia al final de 2030.

Cuadro 12 – Cap. Inst. – Escenario de Referencia – 12/2030.

Centrales	Capacidad Instalada (MW)
Hidroeléctrica	14,415
Eólica	3,695
Solar	1,254
Carbón	1,688
Gas	2,625
Diésel	1,143
Otros	547

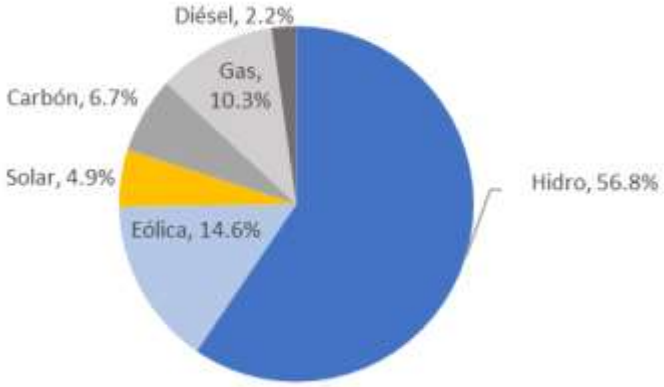


Figura 58 - Cap. Inst. – Escenario de Referencia (2030).

La figura en la secuencia muestra la evolución de la capacidad instalada del sistema colombiano por fuente/tecnología de producción.

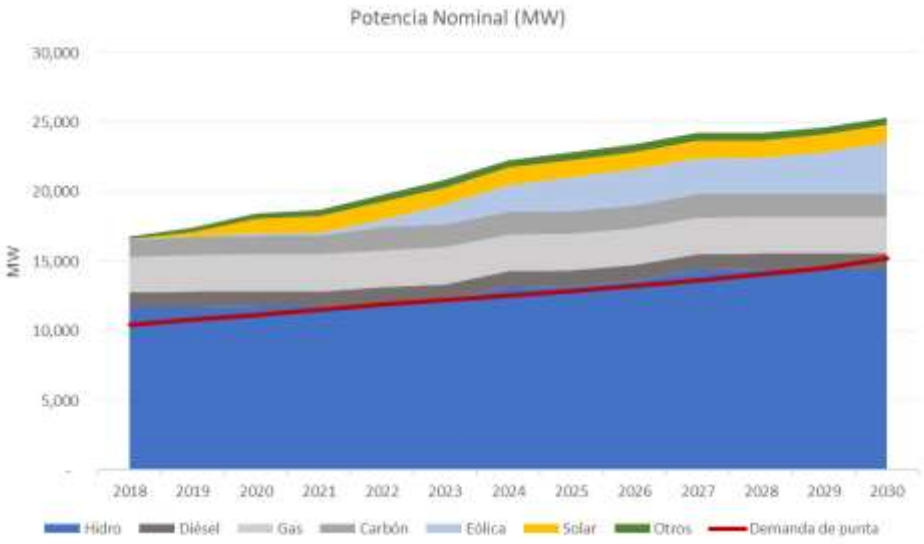


Figura 59 – Balance de Potencia por año – Escenario de Referencia.

Los resultados anteriores muestran nuevamente el crecimiento de la participación de las fuentes renovables variables en términos de capacidad en el sistema de Colombia.

Resultados para las simulaciones operativas

La siguiente figura presenta los estimativos para los costos marginales de demanda en cada año de simulación.

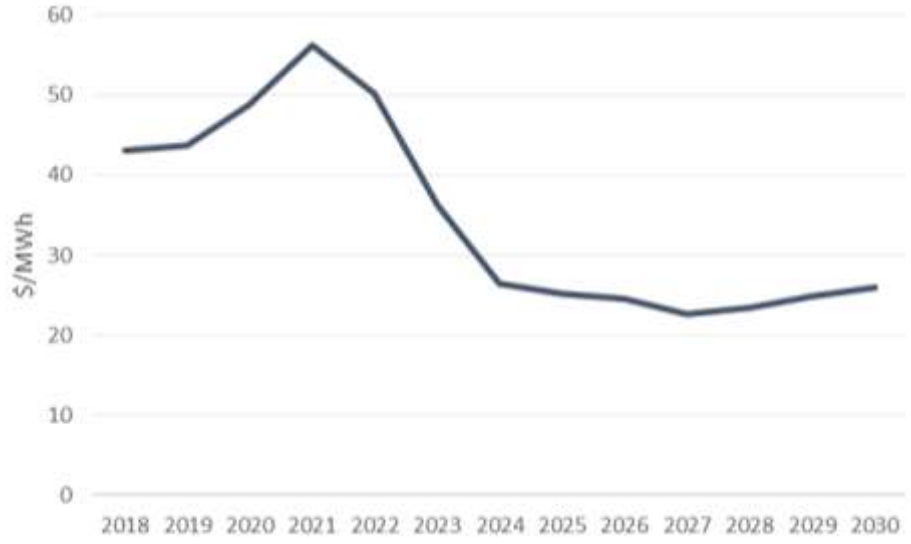


Figura 60 - Costos Marginales Anuales – Escenario de Referencia.

Los estimativos para el costo marginal del sistema de Colombia para el corto plazo son crecientes, en función principalmente de la no entrada en operación de la central Pescadero/Ituango, cuya primera turbina estaba prevista para entrar en operación comercial en agosto de 2018. Para el mediano y largo plazo, los estimativos ya se ven afectadas por la gran inserción de fuentes renovables variables que, como mencionado, empiezan a entrar en operación con mayor intensidad ya en 2019.

La figura en la secuencia presenta el balance demanda × generación promedio anual por tecnología, para cada año del estudio.

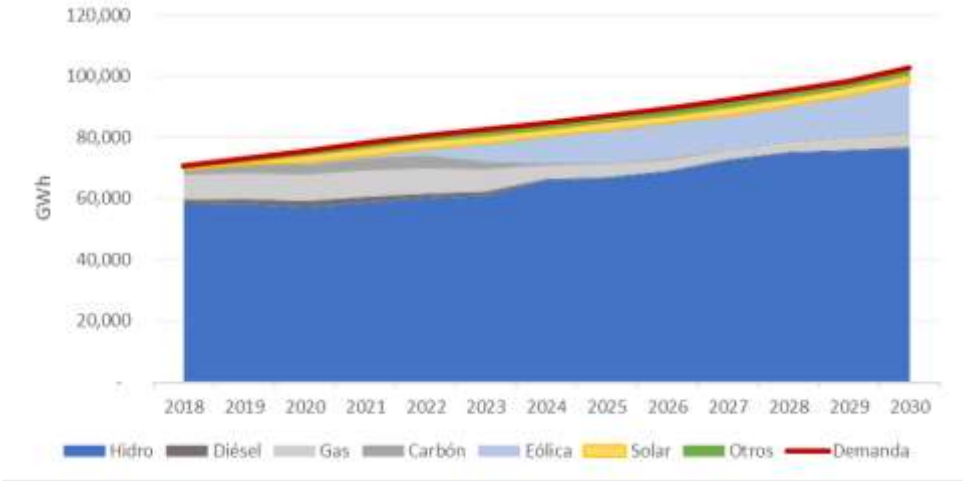


Figura 61 – Balance demanda × generación – Escenario de Referencia.

De los resultados de balance demanda × generación, se nota el aumento de la producción de fuente eólica a partir de 2023 con la conexión de la región de Guajira, al norte del sistema colombiano. Un resultado de esta gran inserción de fuentes ERVs (solar en el horizonte de más corto plazo y eólicas para el mediano y largo plazo), aumentan los requerimientos para la reserva en giro, como será ilustrado a continuación.

Reserva en Giro

La siguiente figura presenta los resultados para el requerimiento de la reserva en giro para compensar la imprevisibilidad de las fuentes renovables variables para los tres años de interés (2021, 2025 y 2030), estimada de acuerdo a la metodología propuesta por el Consultor.

Para cada año de interés, los valores indicados en el gráfico corresponden al promedio del requerimiento de reserva para las horas del día considerando todos los meses y días del año.

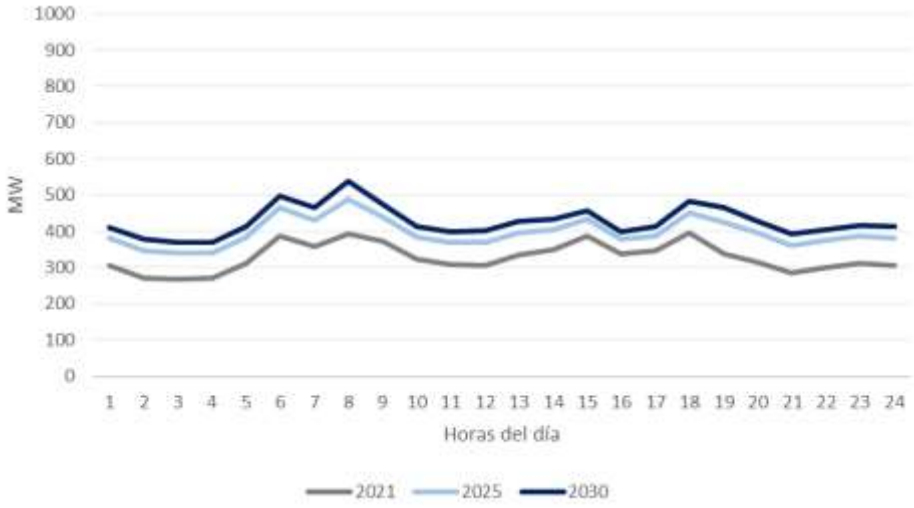


Figura 62 – Requerimientos de reserva en giro para la imprevisibilidad de las ERVs.

Para el año 2021 se estiman los requerimientos de reserva operativa en un máximo de más de 394 MW, requerimiento este que se concentra mayormente en las horas del amanecer y anochecer, función de la inserción solar considerable prevista para el corto plazo y las incertidumbres en la generación en estos dos periodos. Los requerimientos aumentan de forma progresiva para los años siguientes, ahora justificados por una mayor inserción de fuente eólica, cuyo requerimiento no está concentrado en las horas del amanecer y anochecer, como es el caso de la fuente solar.

Resultados de las evaluaciones de la transmisión

La siguiente imagen muestra la carga máxima de cada circuito considerando todas las series en el año 2030. Es posible observar congestión en lugares específicos de la red lo que indica la necesidad de refuerzos.

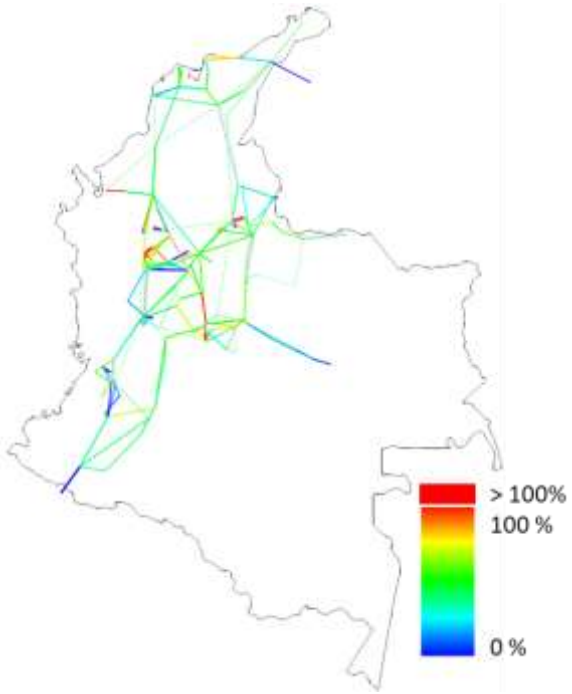


Figura 63 – flujo máximo en 2030 para el escenario de referencia.

La tabla siguiente muestra el resultado de la expansión de la red de transmisión. El fortalecimiento de las líneas de 220 kV con una inversión total de $126 millones y 490 km de extensión fue necesaria.

Cuadro 13 – Resultados de la expansión de transmisión para el escenario de referencia.

Año	Nodo Origen		Nodo Destino		kV	Km	Costo [k$]
	#	Nombre	#	Nombre			
2025	10248	SubAnco-A220	11652	P_MEDI22_1	220	28.5	7463.9
2025	11662	Barbosa220	10257	SubLaTa-a220	220	14.5	6048.5
2025	10257	SubLaTa-a220	10261	SubOcci-e220	220	23.1	6955.8
2025	10304	SubCirc-o220	10312	SubNvaE-a220	220	46.2	12450
2025	10308	SubMesa-a220	13329	SanFelipe220	220	77.2	15567.1
2030	10203	SubBoli-r220	10205	SubBosq-e220	220	16.9	4807.7
2030	10248	SubAnco-A220	11654	P_MEDI21_1	220	28.5	7463.9
2030	11692	Bello220	10257	SubLaTa-a220	220	16	4702.5
2030	10289	SubBman-a220	10295	SubSoga-o220	220	44.7	8749.5
2030	12628	Balsillas220	10310	SubNoro-e220	220	13.9	5910.9
2030	10310	SubNoro-e220	10265	SubPurn-o220	220	102.5	19780
2030	10312	SubNvaE-a220	13004	SanMateoEEB2	220	29.4	9468.6
2030	10351	SubSanM-s220	10354	SubYumb-o220	220	6.3	3446.3
2030	10248	SubAnco-A220	11652	P_MEDI22_1	220	28.5	7463.9
2030	13004	SanMateoEEB2	10321	SubTuna-I220	220	15	6154.1

La siguiente imagen muestra la ubicación de los refuerzos de transmisión para este escenario.

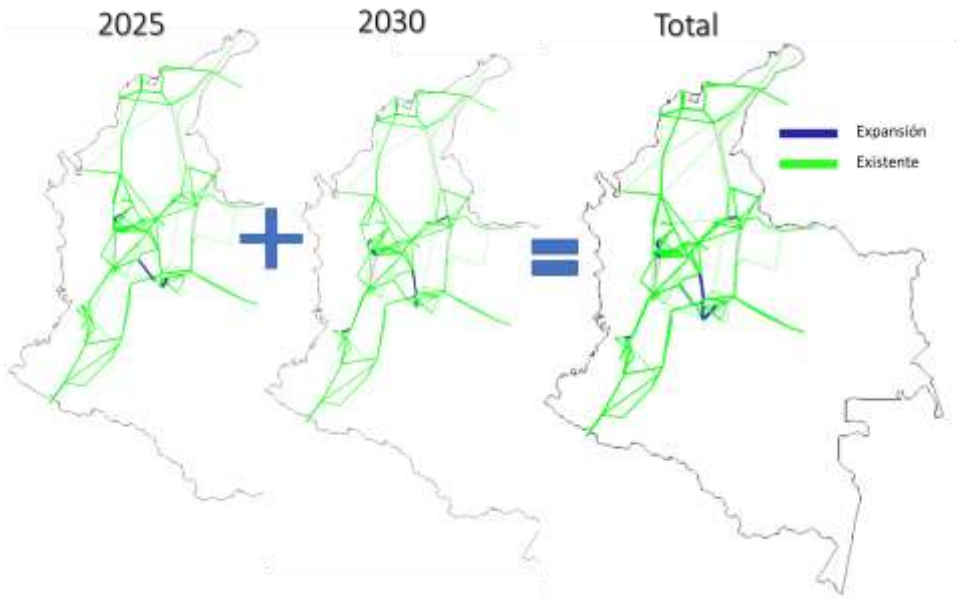


Figura 64 – Resultado de la expansión de transmisión para el escenario de referencia.

En la parte del estudio de soporte de potencia reactiva tenemos el siguiente resultado mostrado en la siguiente tabla. El resultado muestra una expansión total de 120 MVAr en capacitores y 100 MVAr en reactores hasta 2030, inversión total de 1.1 M US$.

Cuadro 14 – Resultados de la expansión de reactivo para el escenario de referencia.

Año	Nombre	Tipo	Capacidad (MVAr)	Costo Inversión (k US$)
2021	Mompox110	Capacitor	10	50
2021	Tumaco115	Capacitor	10	50
2021	SantaRosa44	Reactor	20	88
2025	Calamar66	Capacitor	20	96
2025	ElCarmen13.8	Capacitor	10	48
2025	Zambrano66	Capacitor	10	48
2025	Planeta110	Capacitor	10	50
2025	Providencia1	Capacitor	10	48
2025	PCHTZII13	Capacitor	10	48
2025	LaMojana110	Capacitor	10	50
2025	Mompox110	Capacitor	20	100
2025	Colectora2	Reactor	500	2950
2025	ElBanco110	Reactor	10	44
2025	LaLuna13.8	Reactor	300	1320
2025	GenNoSincFic	Reactor	10	44
2025	ApotolorruLV	Reactor	10	44

Año	Nombre	Tipo	Capacidad (MVAr)	Costo Inversión (k US$)
2025	CarrizalLV0.	Reactor	10	44
2025	CasaElectric	Reactor	10	44
2025	EO200LV0.69k	Reactor	10	44
2025	IrraipaLV0.6	Reactor	10	44
2025	KuisaLV0.69k	Reactor	10	44
2025	UrraichiLV0.	Reactor	10	44
2025	PtoBolivar11	Reactor	40	176
2030	Colectora2	Reactor	80	472

La siguiente imagen muestra la ubicación de los proyectos de soporte de reactivo para este escenario. Se observa una expansión grande en la región Guajira (Colectora 1) debido a las usinas eólicas.

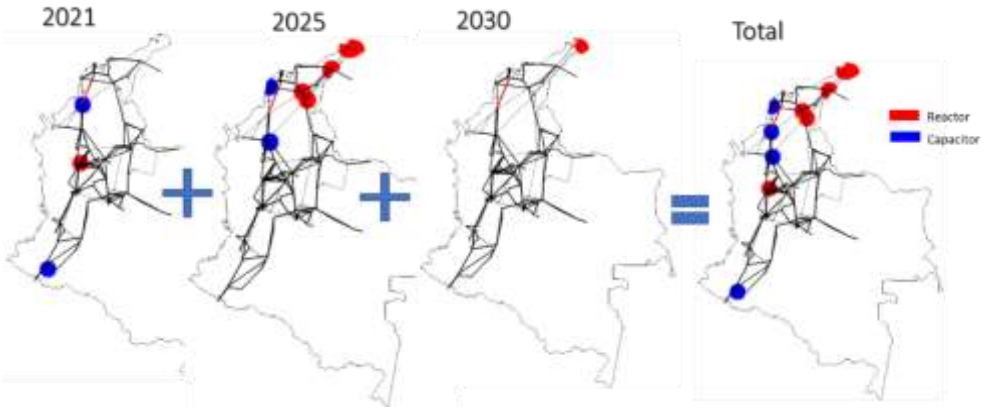


Figura 65 – Resultado de la expansión de reactivo para el escenario de referencia.

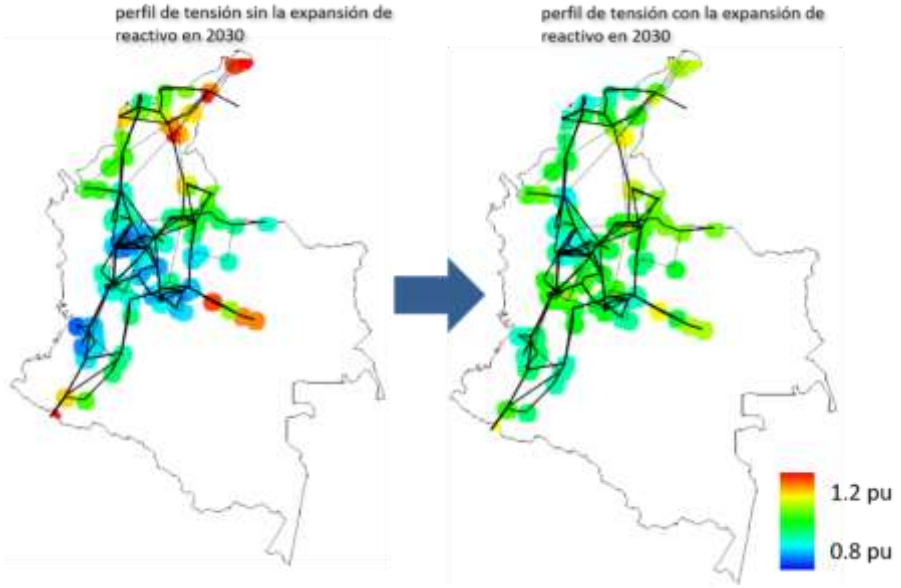


Figura 66 – Perfil de tensión sin la expansión x con la expansión en 2030 para el escenario de referencia (Escenario Promedio, Diciembre).

Resultados horarios

En la secuencia se ilustran resultados para un balance energético diario – el promedio para las horas de los meses de junio y diciembre en 2021, 2025 y en 2030.

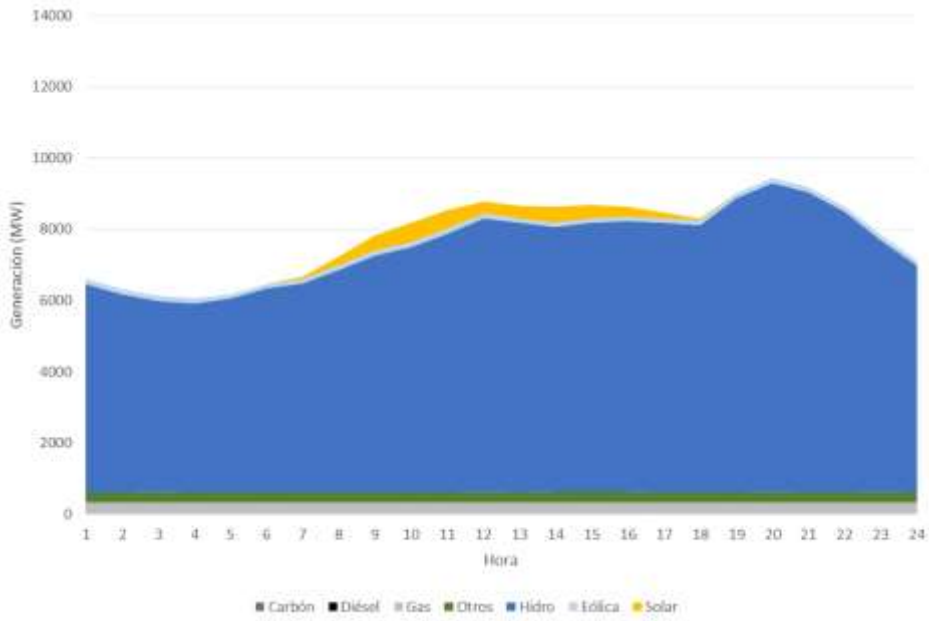


Figura 67 – Escenario de Referencia, Balance Diario (Junio 2021, Hidrología Promedio).

Figura 68 – Escenario de Referencia, Balance Diario (Diciembre 2021, Hidrología Promedio).

Figura 69 – Escenario de Referencia, Balance Diario (Junio 2025, Hidrología Promedio).

Figura 70 – Escenario de Referencia, Balance Diario (Diciembre 2025, Hidrología Promedio).

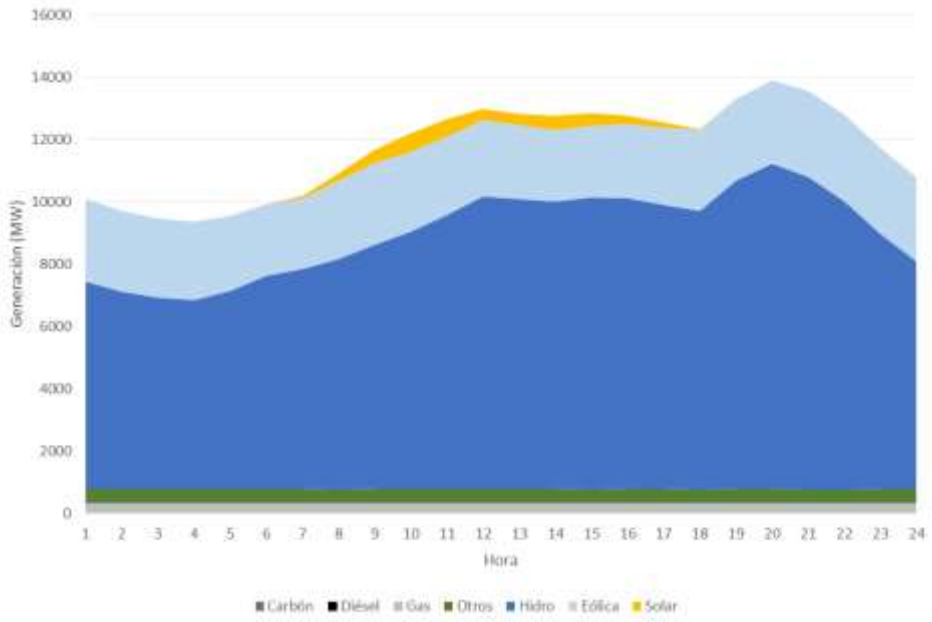


Figura 71 – Escenario de Referencia, Balance Diario (Junio 2030, Hidrología Promedio).

Figura 72 – Escenario de Referencia, Balance Diario (Diciembre 2030, Hidrología Promedio).

Comparando las gráficas anteriores, se observa claramente un aumento de la generación eólica progresivamente de 2021 a 2030, resultado directo da la inserción estimada para esta tecnología. Entre los meses de junio y diciembre, es notable el incremento de la participación solar.

En la secuencia se ilustran los estimativos de costo marginal de la demanda para tres series hidrológicas: húmeda, seca y promedio. Los valores son resultado de las simulaciones horarias, también para los años 2021, 2025 y 2030.

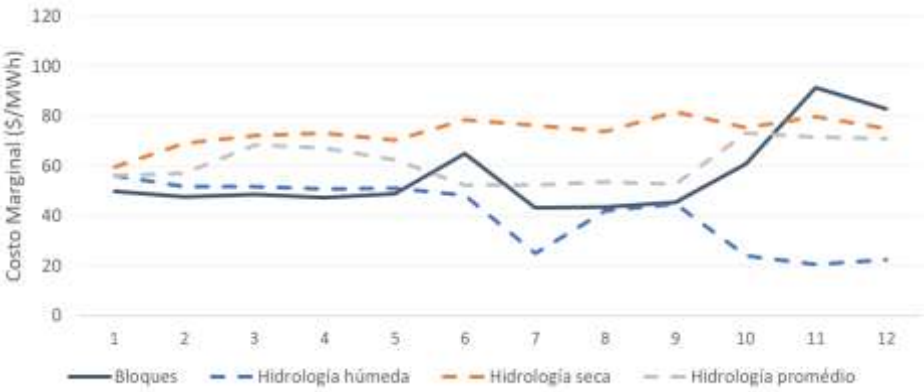


Figura 73 – Escenario de Referencia, Costos marginales horarios (2021).

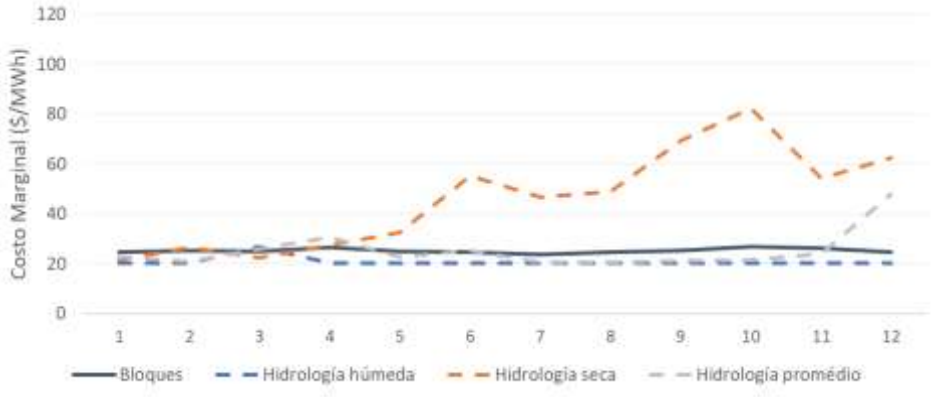


Figura 74 – Escenario de Referencia, Costos marginales horarios (2025).

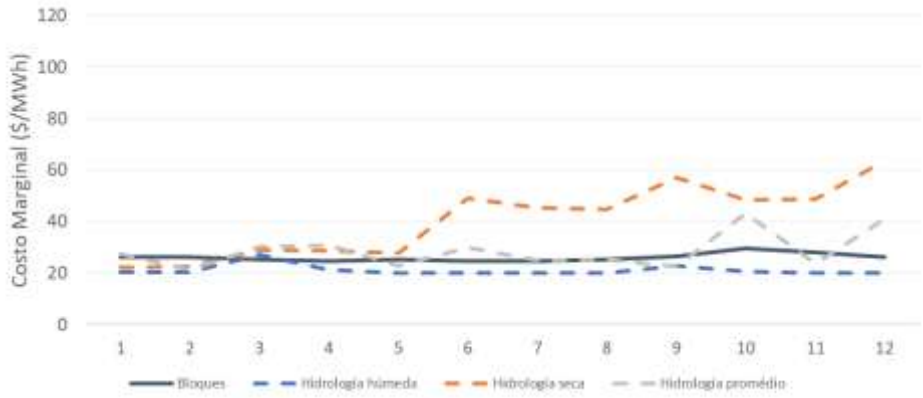


Figura 75 – Escenario de Referencia, Costos marginales horarios (2030).

Para todos los años analizados en detalle, se verificó que los promedios mensuales de las estimativas horarias para el costo marginal están bastante adherentes con los valores estimativos a partir de una simulación por bloques. Las mayores diferencias con respecto a este comportamiento se verificaron para el escenario de hidrología seca que, como esperado, tiene valores para el costo marginal superiores a los valores promedio de la simulación por bloques.

Este resultado es una evidencia de la gran capacidad de regulación del sistema hidroeléctrico colombiano que, de esta forma, se muestra con suficiente capacidad para regular la variabilidad de la producción de las fuentes renovables variables.

La figura en la secuencia ilustra la asignación de la reserva operativa entre las centrales hidroeléctricas que participan del aporte de reserva para los años 2025 y 2030 (para los meses de febrero y octubre).

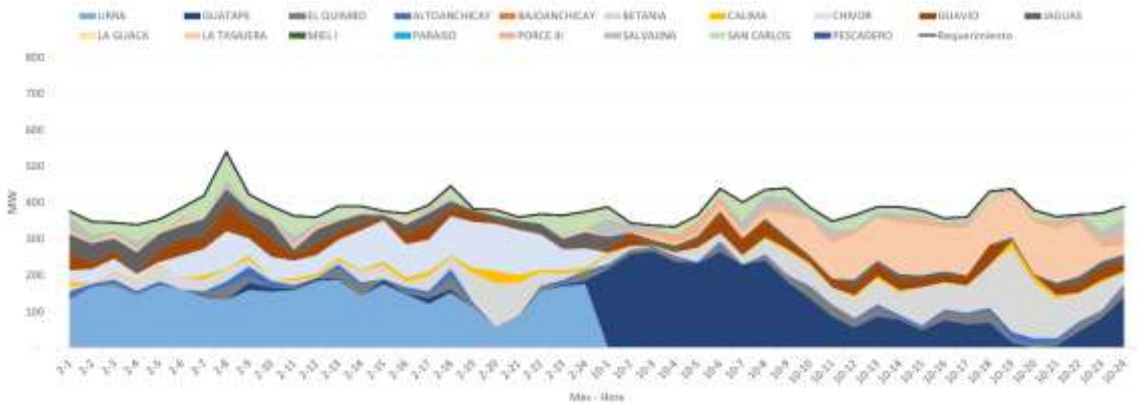


Figura 76 – Asignación de la reserva operativa (2025).

Figura 77 – Asignación de la reserva operativa (2030).

5.5.2 Resultados para el escenario de demanda alta

El Demanda Alta corresponde al escenario de expansión con demanda alta, con entrada de las unidades de Pescadero a partir de 2023, considerando precios medios de inversión para los candidatos eólicos y solares. El cuadro y la figura en la secuencia presentan el plan de expansión para este escenario (demanda alta).

Cuadro 15 – Resultados de la expansión, por tecnología, para el escenario de demanda alta.

Entrada en Servicio	Solar	Eólica	Hidro	Carbón	Gas	Otros
2018	0	0	35	272	127	240
2019	351	32	53	0	24	0
2020	765	150	0	0	0	80
2021	100	0	0	0	0	0
2022	332	400	282	350	0	0
2023	0	704	600	0	0	35
2024	0	568	600	0	0	5
2025	0	606	0	0	0	0
2026	0	467	900	0	0	0

Entrada en Servicio	Solar	Eólica	Hidro	Carbón	Gas	Otros
2027	0	0	300	0	0	0
2028	0	0	0	0	0	0
2029	0	255	0	0	0	0
2030	0	744	0	0	0	0

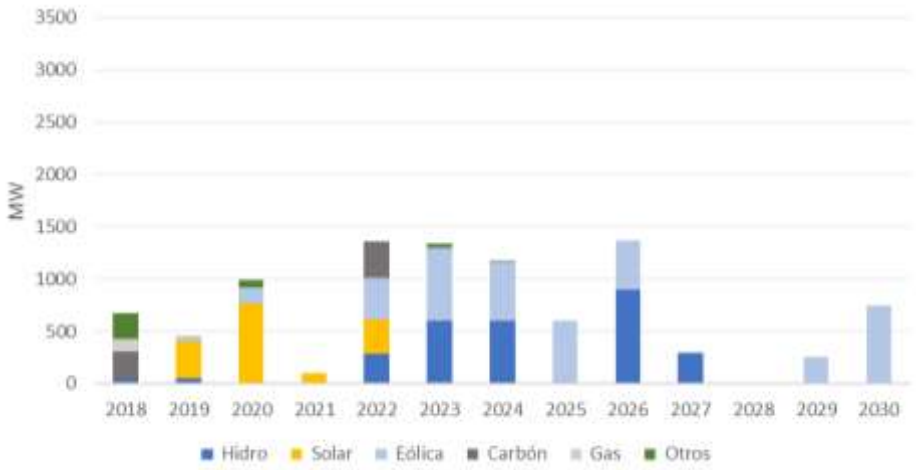


Figura 78 – Adición de capacidad por año – Escenario demanda alta.

La comparación año a año de la expansión de la generación en los escenarios demanda alta y referencia permite concluir que, debido a la entrada de Pescadero, la expansión de la generación a largo plazo está compuesta básicamente por centrales eólicas. El Cuadro y Figura en la secuencia ilustran la capacidad instalada pronosticada para el sistema de Colombia, en el escenario demanda alta, en fines de 2030.

Cuadro 16 – Cap. Inst. – Escenario Demanda Alta – 12/2030.

Centrales	Capacidad Instalada (MW)
Hidroeléctrica	14,415
Eólica	3,945
Solar	1,586
Carbón	1,688
Gas	2,625
Diésel	1,143
Otros	547

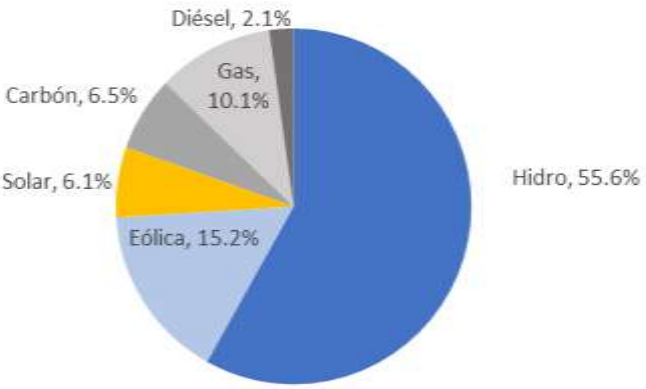


Figura 79 - Cap. Inst. – Escenario demanda alta (2030).

La figura en la secuencia presenta el resultado para la curva de balance de potencia del sistema de Colombia para el horizonte de planificación.

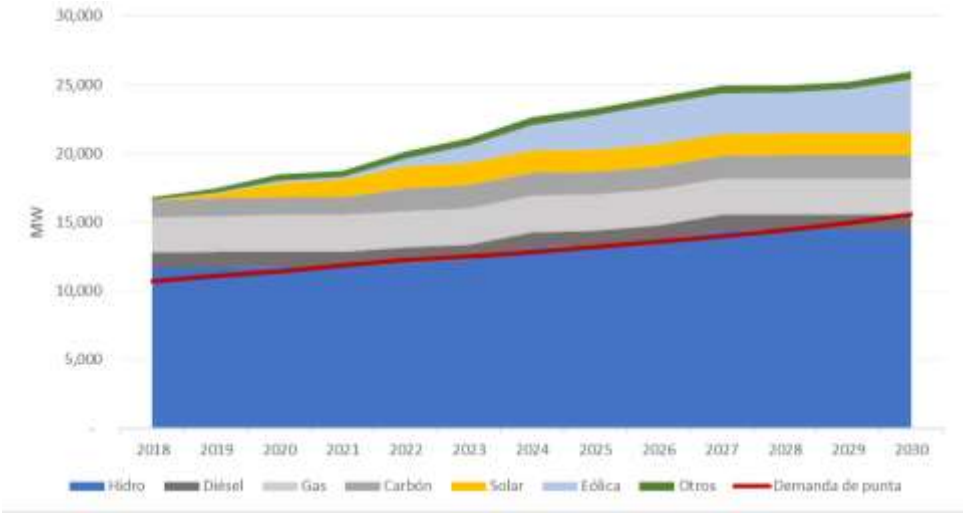


Figura 80 – Balance de Potencia por año – Escenario demanda alta.

Como resultado del balance de potencia, se nota también para el escenario de demanda alta el aumento progresivo de la participación de las fuentes renovables variables al largo del horizonte de planificación.

Resultados para las simulaciones operativas

La imagen en la secuencia presenta los costos marginales de demanda en cada uno de los años de simulación.

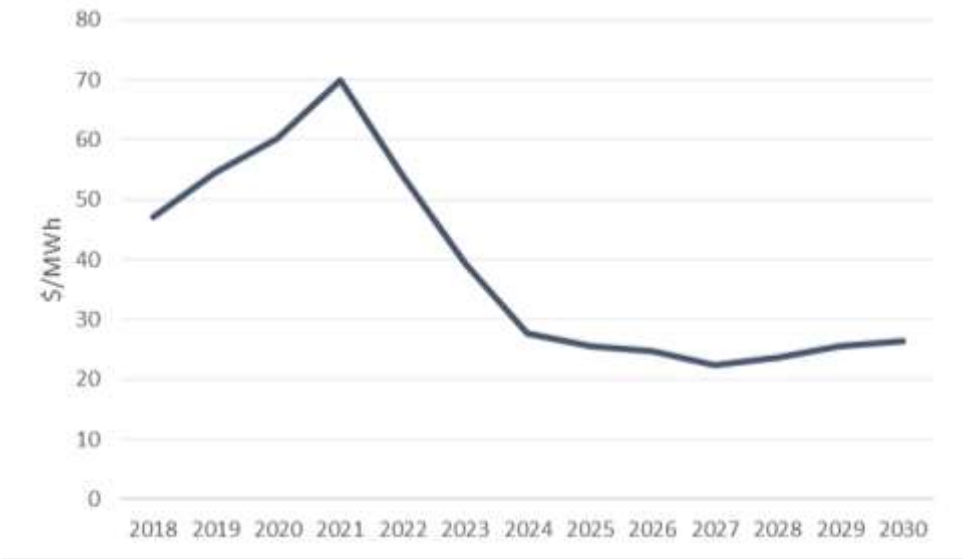


Figura 81 - Costos Marginales Anuales – Escenario demanda alta.

Los resultados para los estimativos de los costos marginales muestran un aumento en el corto plazo, en relación al escenario de referencia. En el largo plazo, debido a la entrada en operación de centrales con menor costo operativo, como eólicas y solares, además de Pescadero, se observa una reducción considerable de los costos marginales.

La figura en la secuencia presenta el balance demanda × generación promedio anual por tecnología, para cada año del estudio.

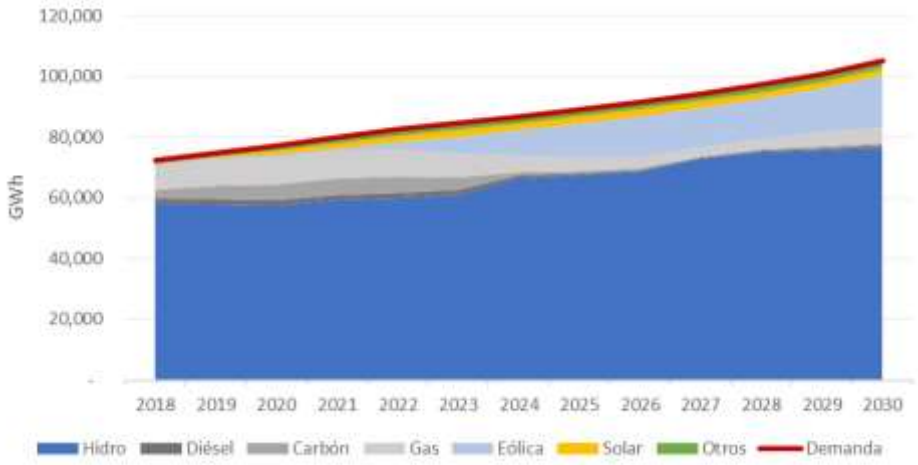


Figura 82 – Balance de Generación – Escenario demanda alta.

Del balance de generación, se destaca el aumento progresivo de la participación de las fuentes renovables no convencionales (solar a partir de 2019 y eólicas a partir de 2023 con la conexión de Guajira al SIN). También es importante notar el aumento de la participación de la fuente hidroeléctrica en la composición de la matriz con la entrada en servicio de Pescadero/Ituango a partir de 2023. Por fin, es interesante remarcar la reducción de la generación con base carbón, también a partir de 2023, reemplazada por fuentes de producción renovables.

Reserva en Giro

La figura en la secuencia presenta los resultados para el requerimiento de la reserva en giro para el escenario demanda alta, para los tres años de interés (2021, 2025 y 2030), estimada de acuerdo a la metodología propuesta por el Consultor.

Para cada año de interés, los valores indicados en el gráfico corresponden al promedio del requerimiento de reserva para las horas del día considerando todos los meses y días del año.

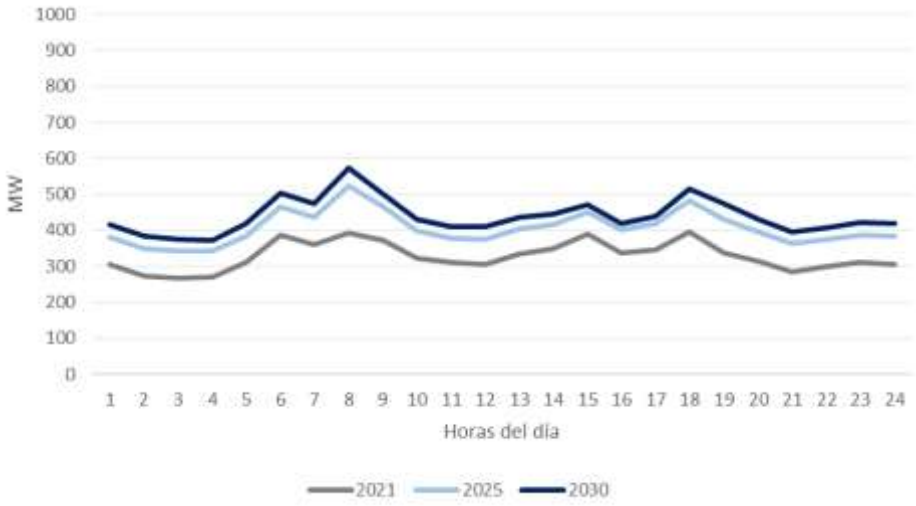


Figura 83 –Requerimientos de reserva para la imprevisibilidad de las ERVs.

Hasta 2021 los requerimientos de reserva en giro son los mismos para el caso anterior, en función de que la expansión de corto plazo es la misma para todos los casos.

Para los años subsecuentes, los requerimientos aumentan de forma progresiva para los años siguientes, justificados por una mayor inserción de fuente eólica, cuyo requerimiento no está concentrado en las horas del amanecer y anochecer, como es el caso de la fuente solar, alcanzando más de 570 MW en 2030 para la reserva operativa del sistema de Colombia.

Resultados de las evaluaciones de la transmisión

La siguiente imagen muestra la carga máxima de cada circuito considerando todas las series en el año 2030. Es posible observar congestión en lugares específicos de la red lo que indica la necesidad de refuerzos.

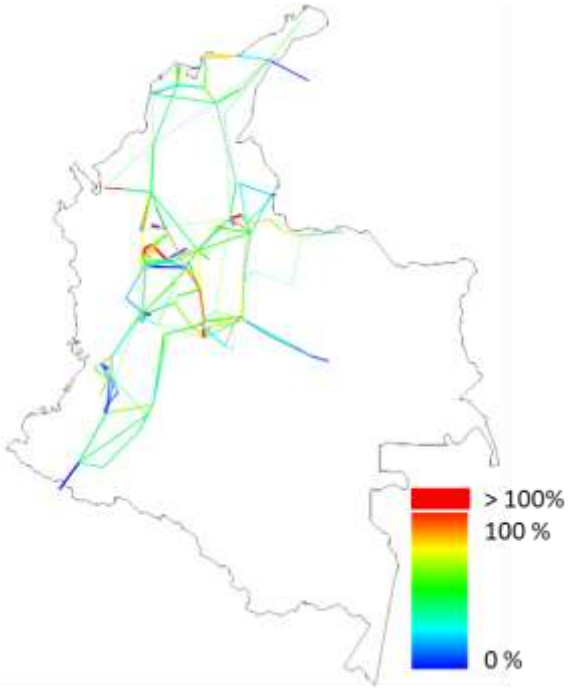


Figura 84 – flujo máximo en 2030 para el escenario de demanda alta.

La tabla siguiente muestra el resultado de la expansión de la red de transmisión. El fortalecimiento de las líneas de 220 kV con una inversión total de $153 millones y 660 km de extensión era necesaria

Cuadro 17 – Resultados de la expansión de transmisión para el escenario de demanda alta.

Año	Nodo Origen		Nodo Destino		kV	Km	Costo [k$]
	#	Nombre	#	Nombre			
2025	11662	Barbosa220	10257	SubLaTa-a220	220	14.5	6048.5
2025	10257	SubLaTa-a220	10261	SubOcci-e220	220	23.1	6955.8
2025	10304	SubCirc-o220	10312	SubNvaE-a220	220	46.2	12450
2025	10310	SubNoro-e220	10265	SubPurn-o220	220	102.5	19780
2030	10203	SubBoli-r220	10205	SubBosq-e220	220	16.9	4807.7
2030	11692	Bello220	10257	SubLaTa-a220	220	16	4702.5
2030	10265	SubPurn-o220	10266	SubSanC-s220	220	91.4	14035.4
2030	10289	SubBman-a220	10295	SubSoga-o220	220	44.7	8749.5
2030	12628	Balsillas220	10310	SubNoro-e220	220	13.9	5910.9
2030	10312	SubNvaE-a220	13004	SanMateoEEB2	220	29.4	9468.6
2030	10257	SubLaTa-a220	10261	SubOcci-e220	220	23.1	6955.8
2030	10310	SubNoro-e220	10265	SubPurn-o220	220	102.5	19780
2030	11662	Barbosa220	10257	SubLaTa-a220	220	14.5	6048.5
2030	13004	SanMateoEEB2	10321	SubTuna-l220	220	15	6154.1
2030	10254	SubGuat-e220	11955	Miraflores22	220	51.6	9109.6
2030	10326	SubLaMi-l220	13329	SanFelipe220	220	58.7	12493.8

La siguiente imagen muestra la ubicación de los refuerzos de transmisión para este escenario.

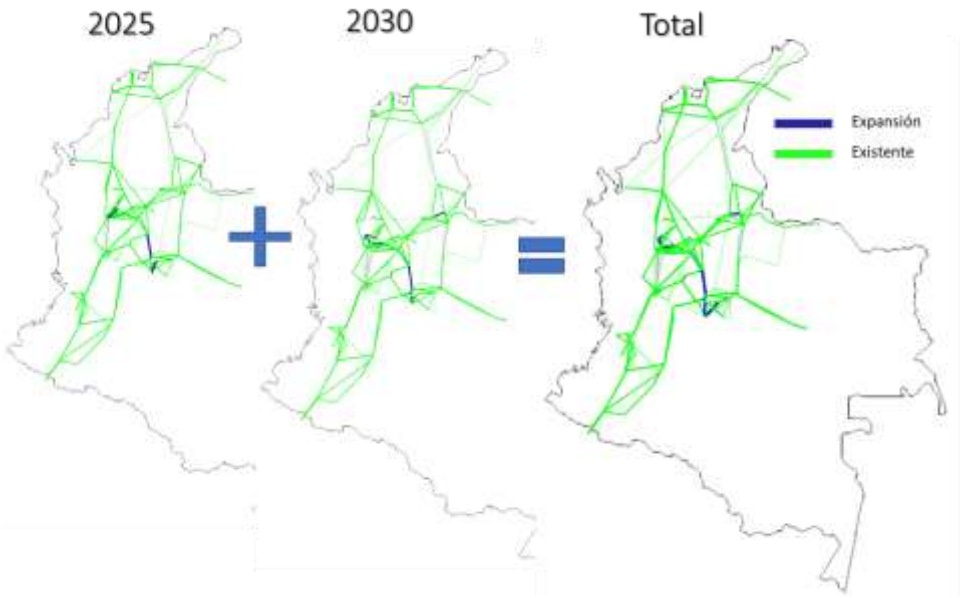


Figura 85 – Resultado de la expansión de transmisión para el escenario de demanda alta.

En la parte del estudio de soporte de potencia reactiva tenemos el siguiente resultado mostrado en la siguiente tabla. El resultado muestra una expansión total de 140 MVAr en capacitores y 1100 MVAr en reactores hasta 2030, inversión total de 6.5 M US$.

Cuadro 18 – Resultados de la expansión de reactivo para el escenario de referencia.

Año	Nombre	Tipo	Capacidad (Mvar)	Costo Inversión (k US$)
2021	Mompox110	Capacitor	10	50
2021	Tumaco115	Capacitor	10	50
2021	SantaRosa44	Reactor	20	88
2025	Calamar66	Capacitor	30	144
2025	ElCarmen13.8	Capacitor	10	48
2025	Zambrano66	Capacitor	10	48
2025	Planeta110	Capacitor	10	50
2025	Providencia1	Capacitor	10	48
2025	PCHTZII13	Capacitor	10	48
2025	LaMojana110	Capacitor	10	50
2025	Mompox110	Capacitor	20	100
2025	Colectora2	Reactor	650	3835
2025	ElBanco110	Reactor	10	44
2025	LaLuna13.8	Reactor	300	1320
2025	GenNoSincFic	Reactor	10	44
2025	ApotolorruLV	Reactor	10	44

Año	Nombre	Tipo	Capacidad (Mvar)	Costo Inversión (k US$)
2025	CarrizalLV0.	Reactor	10	44
2025	CasaElectric	Reactor	10	44
2025	EO200LV0.69k	Reactor	10	44
2025	IrraipaLV0.6	Reactor	10	44
2025	KuisaLV0.69k	Reactor	10	44
2025	UrraichiLV0.	Reactor	10	44
2025	PtoBolivar11	Reactor	40	176
2030	Cerromatoso3	Capacitor	10	48

La siguiente imagen muestra la ubicación de los proyectos de soporte de reactivo para este escenario. Se observa una expansión grande en la región Guajira (Colectora 1 y Colectora 2) debido a las usinas eólicas.

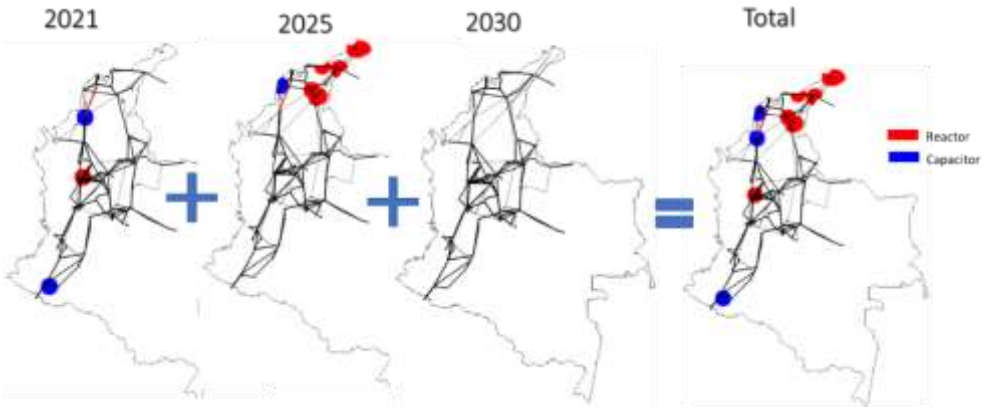


Figura 86 – Resultado de la expansión de reactivo para el escenario de demanda alta.

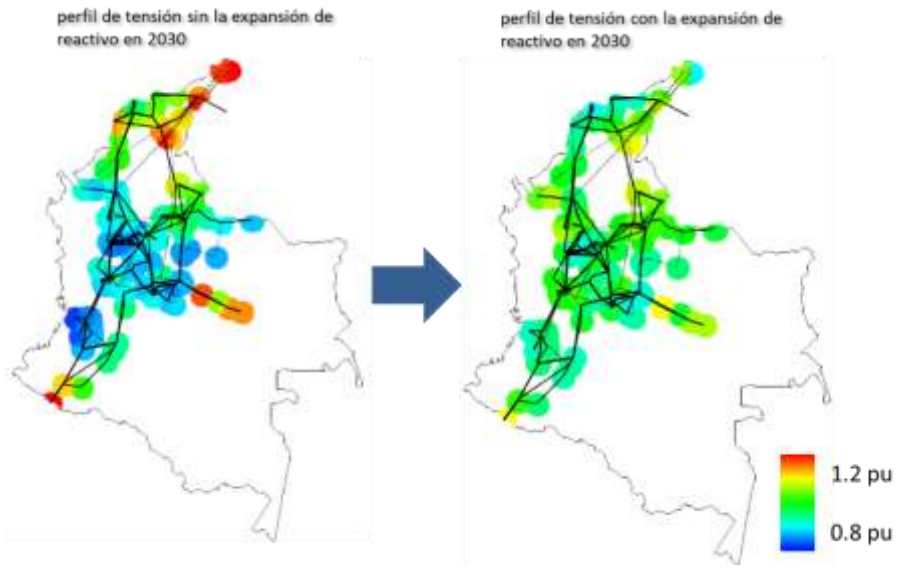


Figura 87 – Perfil de tensión sin la expansión x con la expansión en 2030 para el escenario de demanda alta (Escenario Promedio, Diciembre).

Resultados horarios

Las figuras en la secuencia ilustran el balance demanda x generación para junio y diciembre 2021, 2025 y 2030.

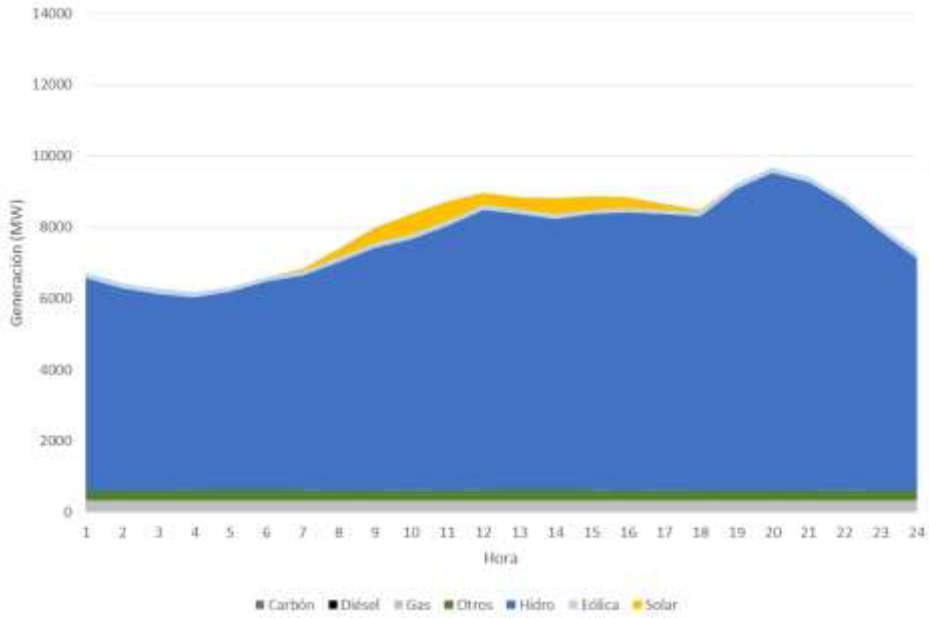


Figura 88 – Demanda Alta – Junio 2021, Hidrología Promedio

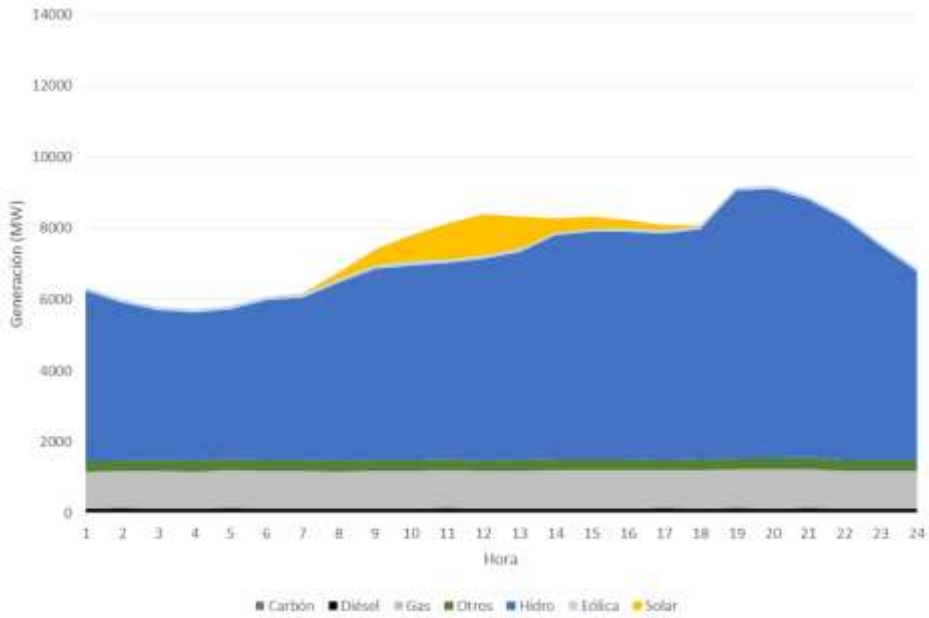


Figura 89 – Demanda Alta – Diciembre 2021, Hidrología Promedio

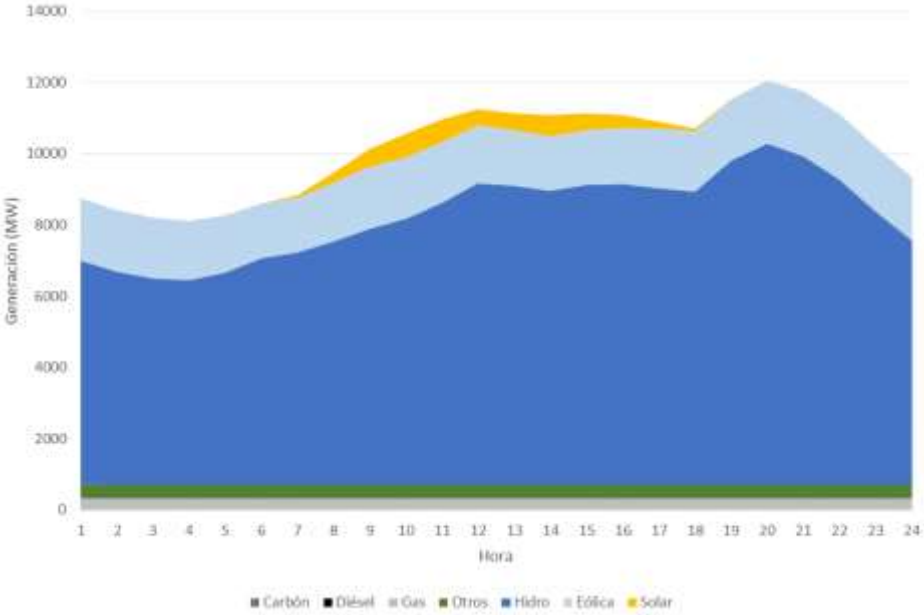


Figura 90 – Demanda Alta – Junio 2025, Hidrología Promedio

Figura 91 – Demanda Alta – Diciembre 2025, Hidrología Promedia

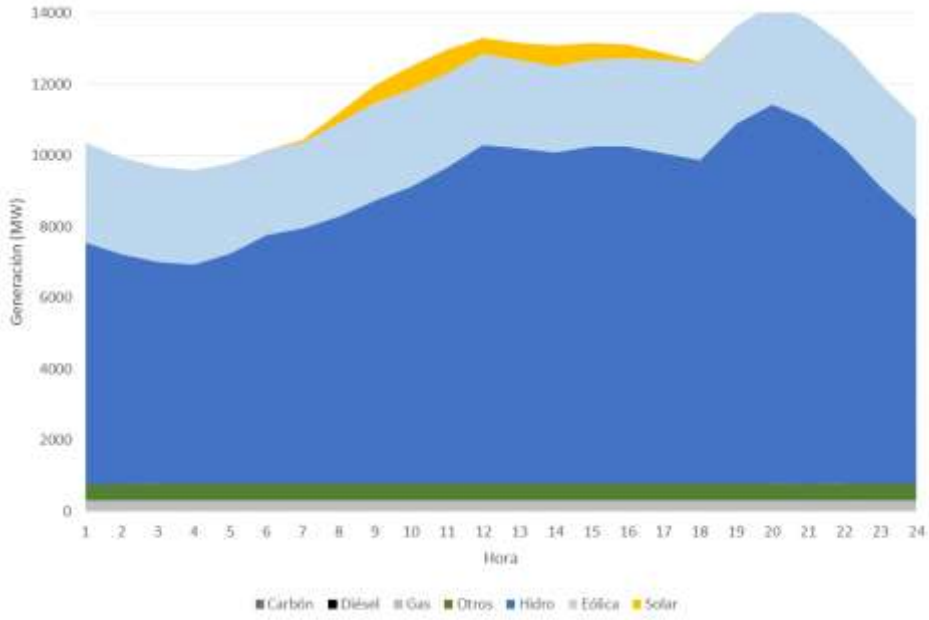


Figura 92 – Demanda Alta – Junio 2030, Hidrología Promedio

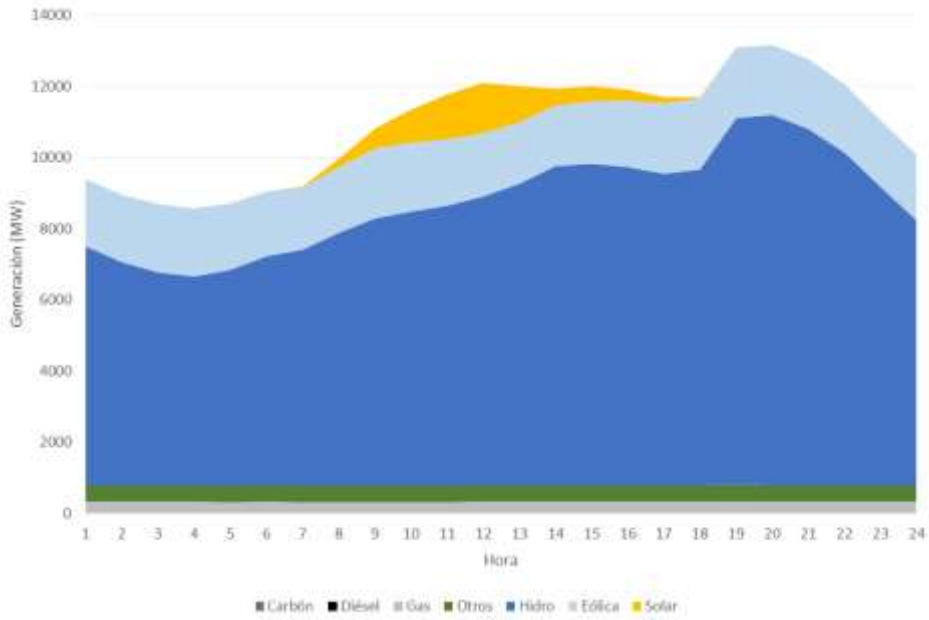


Figura 93 – Demanda Alta – Diciembre 2030, Hidrología Promedio

Una vez más se nota, comparando las dos figuras anteriores, el aumento paulatino de la participación de la fuente eólica en la matriz de electricidad del sistema colombiano.

Las figuras en la secuencia ilustran los resultados para las estimados de costo marginal de la demanda, cuando calculados como resultado de una simulación agregada por bloques y de la simulación horaria.

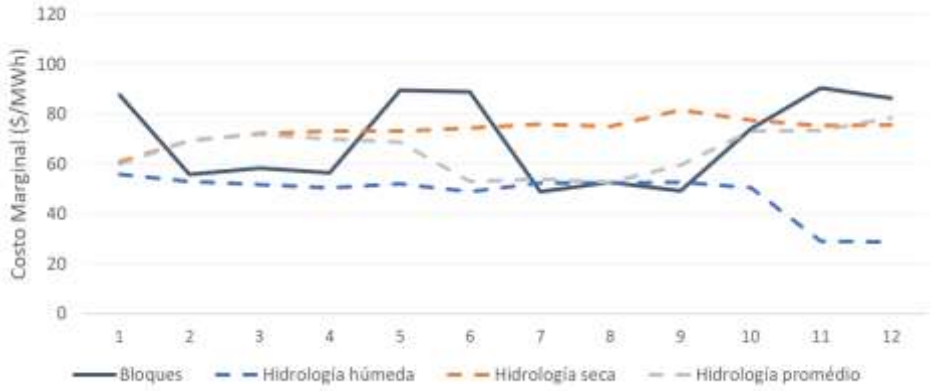


Figura 94 – Costos marginales horarios, 2021

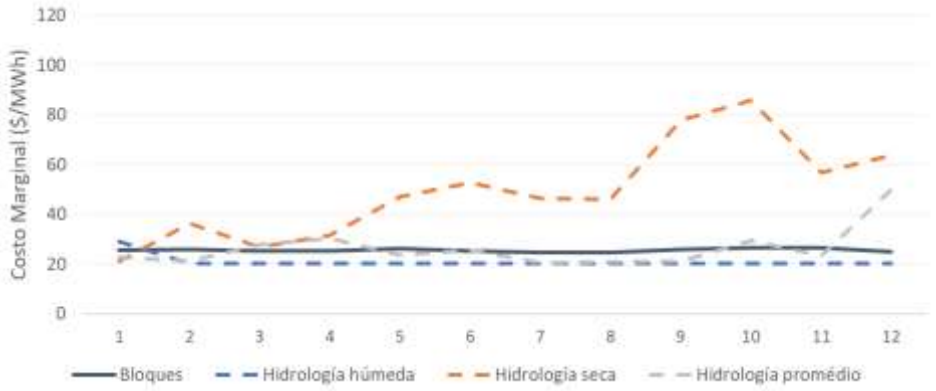


Figura 95 – Costos marginales horarios, 2025

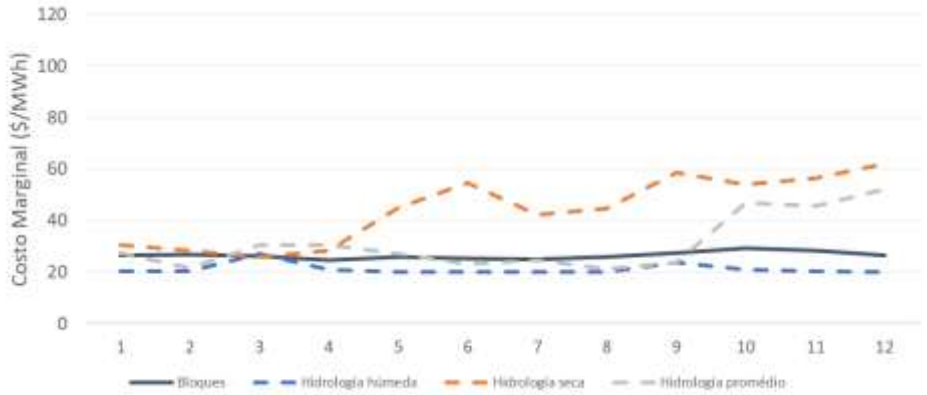


Figura 96 – Costos marginales horarios, 2030

A partir de los resultados presentados en las figuras anteriores se concluye que los estimativos horarios de costo marginal, para los años 2021, 2025 y 2030 (simulados en detalle) son similares a las estimativas del costo marginal estimados por una simulación por bloques. Tal como para el escenario de referencia, las mayores diferencias surgen en el escenario de hidrología seca en que los valores son superiores.

5.5.3 Resultados para el escenario sin Pescadero/Ituango

El escenario Sin Ituango corresponde al escenario de expansión con demanda de referencia, sin la entrada en operación de la central Pescadero en el horizonte de estudio, costos de inversión de referencia para los proyectos renovables e inserción de referencia para la generación distribuida.

Los valores para el plan óptimo de expansión se ilustran, por fuente/tecnología, en el cuadro y figura en la secuencia.

Cuadro 19 – Resultados de la expansión, por tecnología, para el escenario sin Pescadero

Entrada en Servicio	Solar	Eólica	Hidro	Carbón	Gas	Otros
2018	0	0	35	272	127	240
2019	351	32	53	0	24	0
2020	765	150	0	0	0	80
2021	100	0	0	0	0	0
2022	1388	200	282	0	0	0
2023	0	458	0	0	0	35
2024	0	560	0	0	0	5
2025	0	580	0	0	0	0
2026	0	629	0	0	0	0
2027	0	761	0	0	0	0
2028	674	649	0	0	0	0
2029	1965	207	0	0	0	0
2030	205	250	0	350	0	0

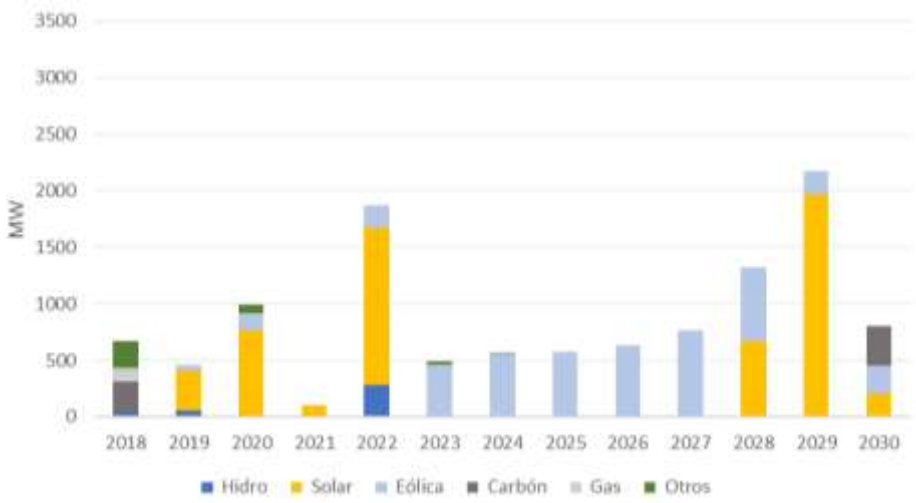


Figura 97 – Adición de capacidad por año – Escenario sin Pescadero.

De los resultados anteriores, se concluye que, para el escenario sin Ituango, la inserción de centrales renovables será todavía mayor, dado que 2,400 MW de la central no entrarán en

operación. El Cuadro y Figura en la secuencia ilustran la capacidad instalada pronosticada para el sistema de Colombia, en el escenario sin Pescadero en diciembre de 2030.

Cuadro 20 – Cap. Inst. – Escenario Sin Pescadero – 12/2030.

Centrales	Capacidad Instalada (MW)
Hidroeléctrica	12,015
Eólica	4,495
Solar	5,487
Carbón	2,658
Gas	4,064
Diésel	1,143
Otros	547

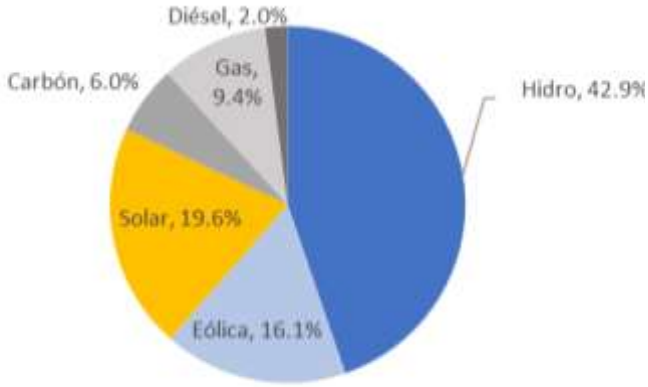


Figura 98 - Cap. Inst. – Escenario sin Pescadero (2030).

La figura en la secuencia muestra la evolución del mercado colombiano con la entrada en operación de las expansiones previstas.

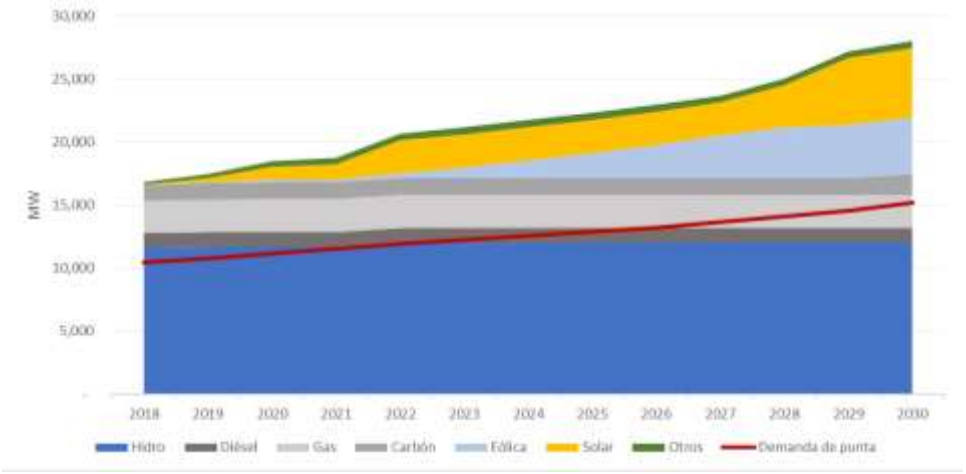


Figura 99 – Balance de Potencia por año – Escenario sin Pescadero.

De la figura anterior, se nota que la participación hidroeléctrica, que se presentaba creciente, aparece constante en el presente escenario. La no entrada en servicio de los 2,400 MW de la central Pecadero (a partir de 2023) aumenta aún más, para el presente escenario, la inserción de centrales renovables variables (eólicas principalmente).

Resultados para las simulaciones operativas

La figura en la secuencia presenta los costos marginales de demanda en cada año de simulación.

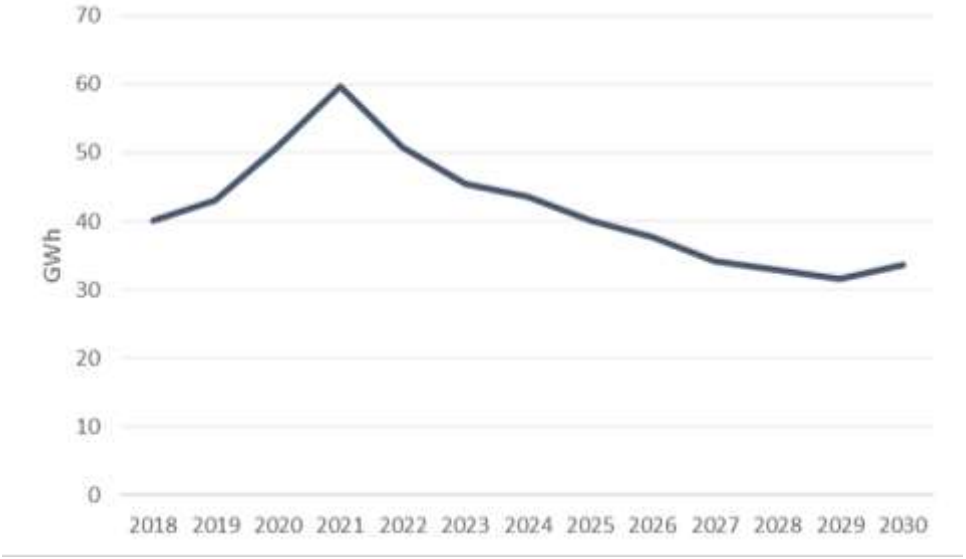


Figura 100 - Costos Marginales Anuales – Escenario sin Pescadero.

Tal como en los resultados anteriores, los estimativos para el costo marginal de la demanda se incrementan en el corto plazo, en función de la no entrada en operación de Pescadero (a fines de 2018). Para el mediano y largo plazo, también para el presente escenario, se estima una reducción para el costo marginal de la demanda (reducción no tan significativa como la estimada para el escenario de referencia). La figura en la secuencia presenta el balance demanda × generación promedio anual por tecnología, para cada año del estudio.

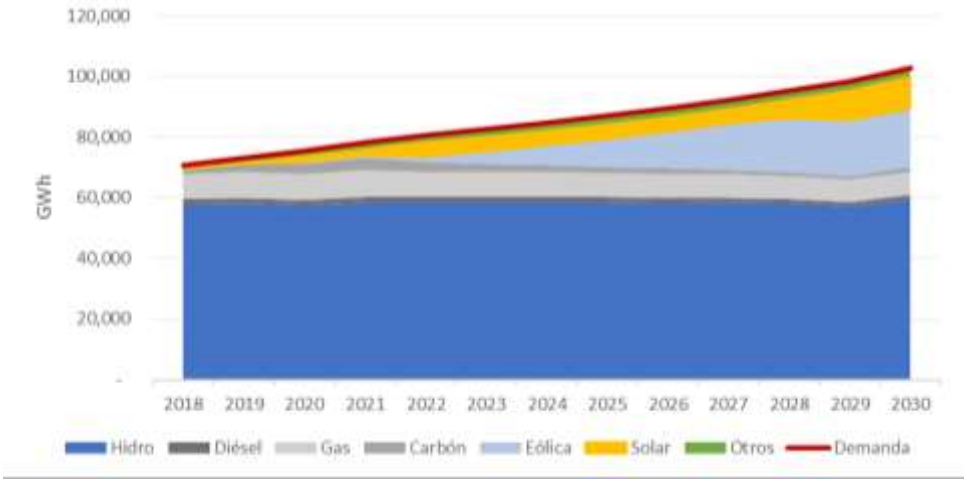


Figura 101 – Balance de Generación – Escenario sin Pescadero.

Del resultado anterior se verifica una vez más la gran inserción prevista para las centrales renovables (eólicas).

Reserva en Giro

La figura en la secuencia presenta los resultados para el requerimiento de la reserva en giro para manejar con la imprevisibilidad de las fuentes renovables variables para los tres años de

interés (2021, 2025 y 2030), estimada de acuerdo a la metodología propuesta por el Consultor para el escenario sin Pescadero.

Para cada año de interés, los valores indicados en el gráfico corresponden al promedio del requerimiento de reserva para las horas del día considerando todos los meses y días del año.

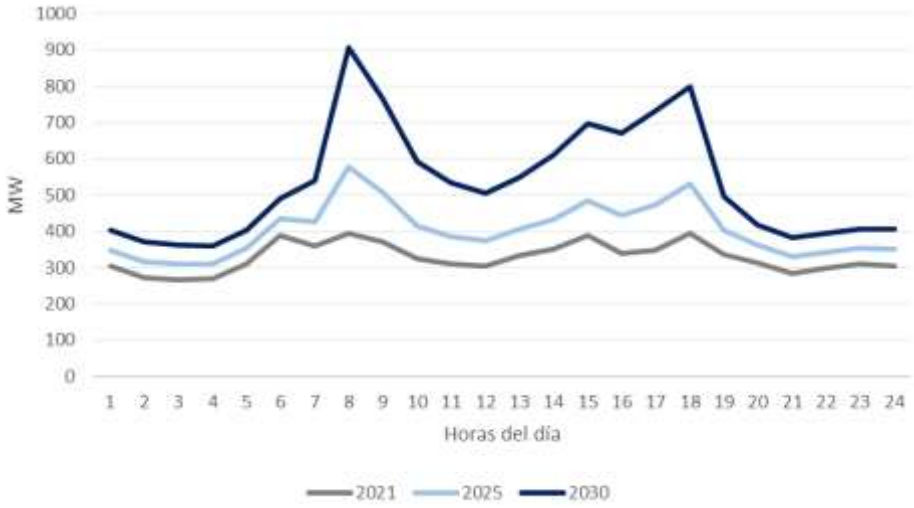


Figura 102 – Requerimientos de reserva en giro para la imprevisibilidad de las ERVs.

Por los valores presentados anteriormente, se estima que el requerimiento de reserva en giro puede llegar a casi 908 MW hasta 2030, en función de la inserción masiva prevista de centrales renovables variables. Caso se puede ver, también para este caso el requerimiento se caracteriza por concentrarse en las horas de amanecer y anochecer, horas que se ven más influenciadas por la imprevisibilidad de la producción de solares fotovoltaicas.

Resultados de las evaluaciones de la transmisión

La siguiente imagen muestra la carga máxima de cada circuito considerando todas las series en el año 2030. Es posible observar congestión en lugares específicos de la red lo que indica la necesidad de refuerzos.

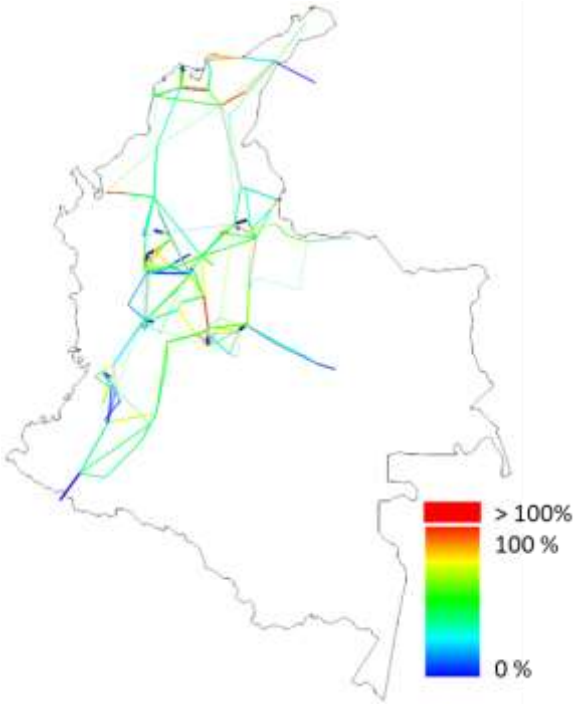


Figura 103 – flujo máximo en 2030 para el escenario sin Pescadero/Ituango.

La tabla siguiente muestra el resultado de la expansión de la red de transmisión. El fortalecimiento de las líneas de 220 kV con una inversión total de $174 millones y 705 km de extensión era necesaria

Cuadro 21 – Resultados de la expansión de transmisión para el escenario de demanda alta.

Año	Nodo Origen		Nodo Destino		kV	Km	Costo [k$]
	#	Nombre	#	Nombre			
2025	11662	Barbosa220	10257	SubLaTa-a220	220	14.5	6048.5
2025	10256	SubLaSi-a220	10266	SubSanC-s220	220	30.2	7285.2
2025	10257	SubLaTa-a220	10261	SubOcci-e220	220	23.1	6955.8
2025	12628	Balsillas220	10308	SubMesa-a220	220	27.6	6139.8
2025	10302	SubChiv-r220	10306	SubGuav-o220	220	22.7	7514.6
2025	10304	SubCirc-o220	10312	SubNvaE-a220	220	46.2	12450
2025	10253	SubMede-n220	11636	AnconEPM220	220	22.1	5707.3
2025	12628	Balsillas220	10308	SubMesa-a220	220	27.6	6139.8
2025	10254	SubGuat-e220	11979	Oriente220	220	37.9	8452.5
2030	10203	SubBoli-r220	10205	SubBosq-e220	220	16.9	4807.7
2030	10248	SubAnco-A220	11654	P_MEDI21_1	220	28.5	7463.9
2030	10280	SubOcañ-a220	12331	PuenteOcaña1	220	41	7792.4
2030	10289	SubBman-a220	10295	SubSoga-o220	220	44.7	8749.5
2030	12628	Balsillas220	10310	SubNoro-e220	220	13.9	5910.9
2030	10302	SubChiv-r220	10306	SubGuav-o220	220	22.7	7504.1
2030	10310	SubNoro-e220	10265	SubPurn-o220	220	102.5	19780

Año	Nodo Origen		Nodo Destino		kV	Km	Costo [k$]
	#	Nombre	#	Nombre			
2030	10312	SubNvaE-a220	13004	SanMateoEEB2	220	29.4	9468.6
2030	10257	SubLaTa-a220	10261	SubOcci-e220	220	23.1	6955.8
2030	11662	Barbosa220	10257	SubLaTa-a220	220	14.5	6048.5
2030	13004	SanMateoEEB2	10321	SubTuna-l220	220	15	6154.1
2030	10838	ElRio220	10200	SubTebs-a220	220	7.4	3595.2
2030	10235	SubFund-n220	10196	SubSaba-a220	220	93.5	13164

La siguiente imagen muestra la ubicación de los refuerzos de transmisión para este escenario.

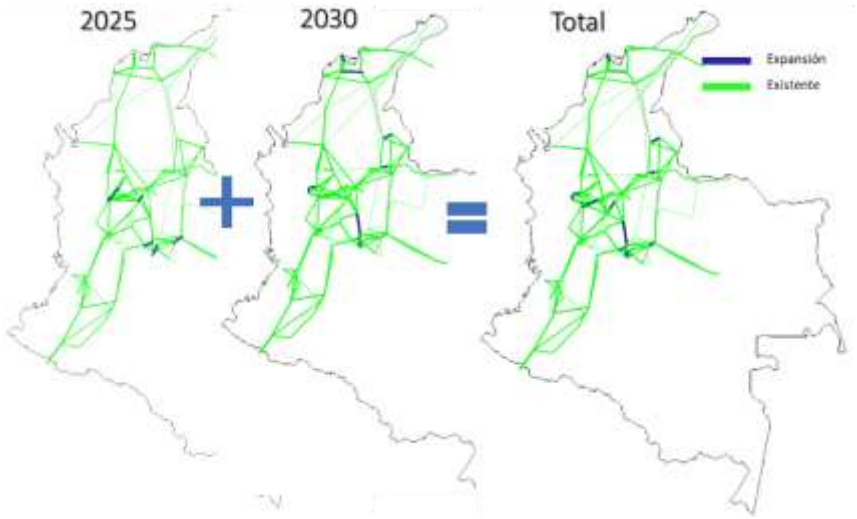


Figura 104 – Resultado de la expansión de transmisión para el escenario sin Pescadero/Ituango.

En la parte del estudio de soporte de potencia reactiva tenemos el siguiente resultado mostrado en la siguiente tabla. El resultado muestra una expansión total de 110 MVAr en capacitores y 1,190 MVAr en reactores hasta 2030, inversión total de 6.8 M US$.

Cuadro 22 – Resultados de la expansión de reactivo para el escenario sin Pescadero/Ituango.

Año	Nombre	Tipo	Capacidad (Mvar)	Costo Inversión (k US$)
2021	Mompox110	Capacitor	10	50
2021	Tumaco115	Capacitor	10	50
2021	SantaRosa44	Reactor	20	88
2025	SubCove-s110	Capacitor	20	100
2025	Gambote66	Capacitor	20	96
2025	Caucasia110	Capacitor	10	50
2025	Planeta110	Capacitor	10	50
2025	Mompox110	Capacitor	20	100
2025	Libertad110	Capacitor	10	50

Año	Nombre	Tipo	Capacidad (Mvar)	Costo Inversión (k US$)
2025	Colectora2	Reactor	520	3068
2025	Cuestec613.2	Reactor	10	44
2025	Cuestec713.2	Reactor	10	44
2025	LaLoma134.5	Reactor	30	132
2025	LaLoma234.5	Reactor	30	132
2025	LaLoma110	Reactor	50	220
2025	LaLuna13.8	Reactor	190	836
2025	GenNoSincFic	Reactor	10	44
2025	Colectora1Eo	Reactor	20	118
2025	ApotolorruLV	Reactor	10	44
2025	CarrizalLV0.	Reactor	10	44
2025	CasaElectric	Reactor	10	44
2025	EO200LV0.69k	Reactor	10	44
2025	IrraipaLV0.6	Reactor	10	44
2025	KuisaLV0.69k	Reactor	10	44
2025	UrraichiLV0.	Reactor	10	44
2025	Jepirachi115	Reactor	10	44
2025	Jepirachi13.	Reactor	10	44
2025	LaJagua110	Reactor	10	44
2025	Maicao110	Reactor	20	88
2025	PtoBolivar11	Reactor	10	44
2025	Riohacha110	Reactor	20	88
2030	Colectora2	Reactor	150	885

La siguiente imagen muestra la ubicación de los proyectos de soporte de reactivo para este escenario. Se observa una expansión grande en la región Guajira (Colectora 1 y Colectora 2) debido a las usinas eólicas.

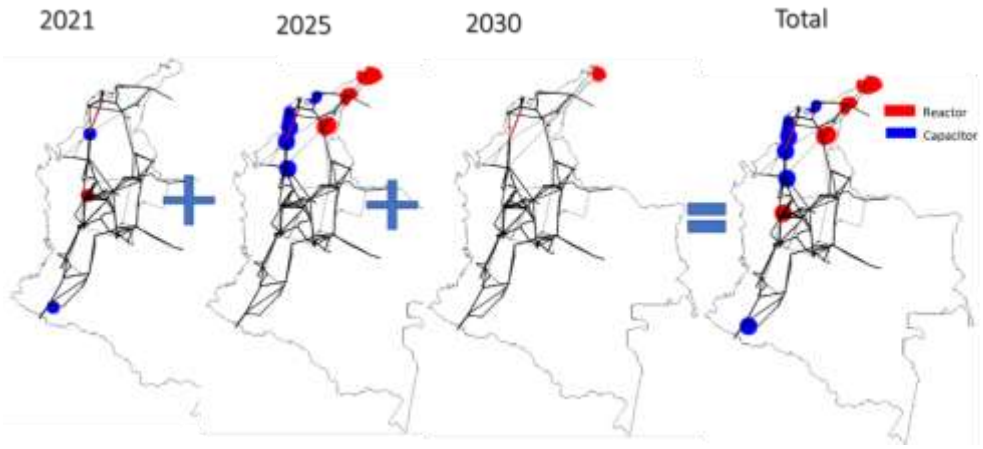


Figura 105 – Resultado de la expansión de reactivo para el escenario sin Pescadero/Ituango.

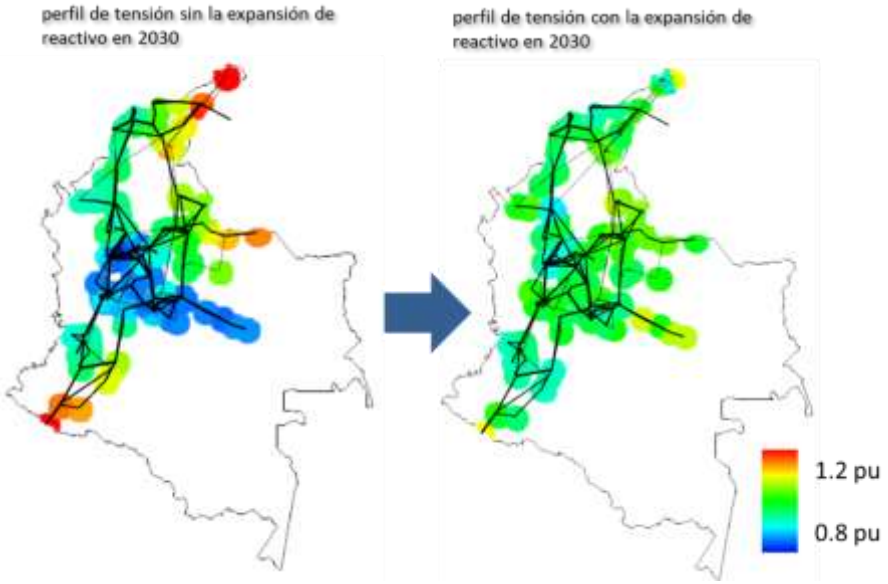


Figura 106 – Perfil de tensión sin la expansión x con la expansión en 2030 para el escenario sin Pescadero/Ituango (Escenario Promedio, Diciembre).

Resultados horarios

Se presenta en la secuencia el resultado para el balance demanda × generación para los meses de junio y mes diciembre para los dos años de interés, 2021, 2025 y 2030.

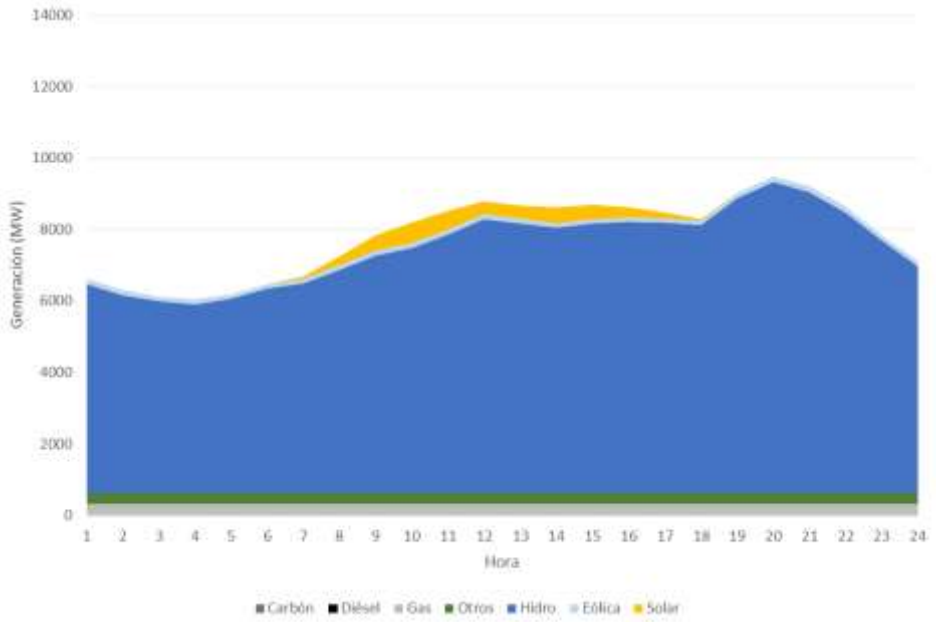


Figura 107 – Escenario sin Pescadero, Balance Diario (Junio 2021, Hidrología Promedio).

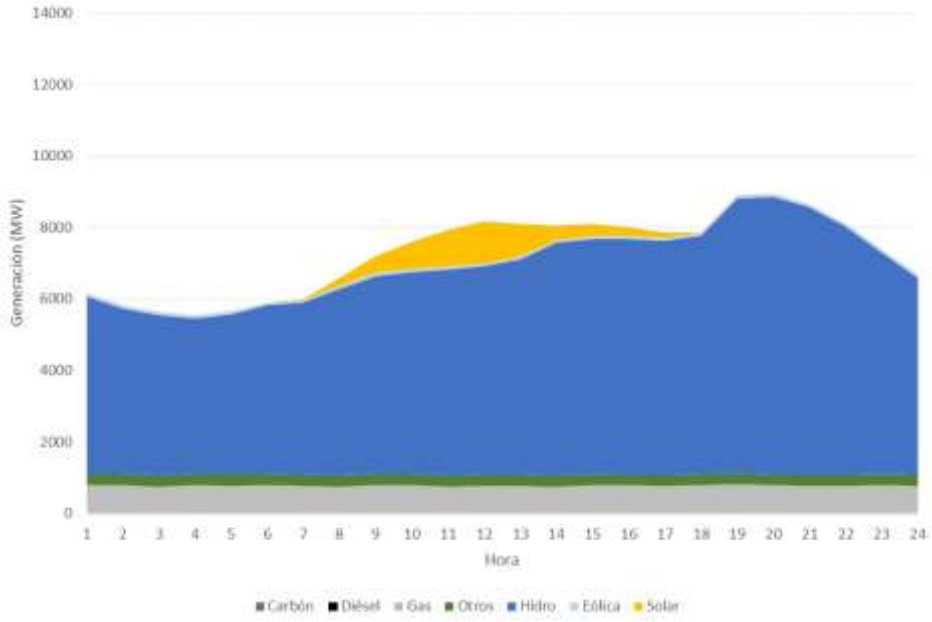


Figura 108 – Escenario sin Pescadero, Balance Diario (Diciembre 2021, Hidrología Promedio).

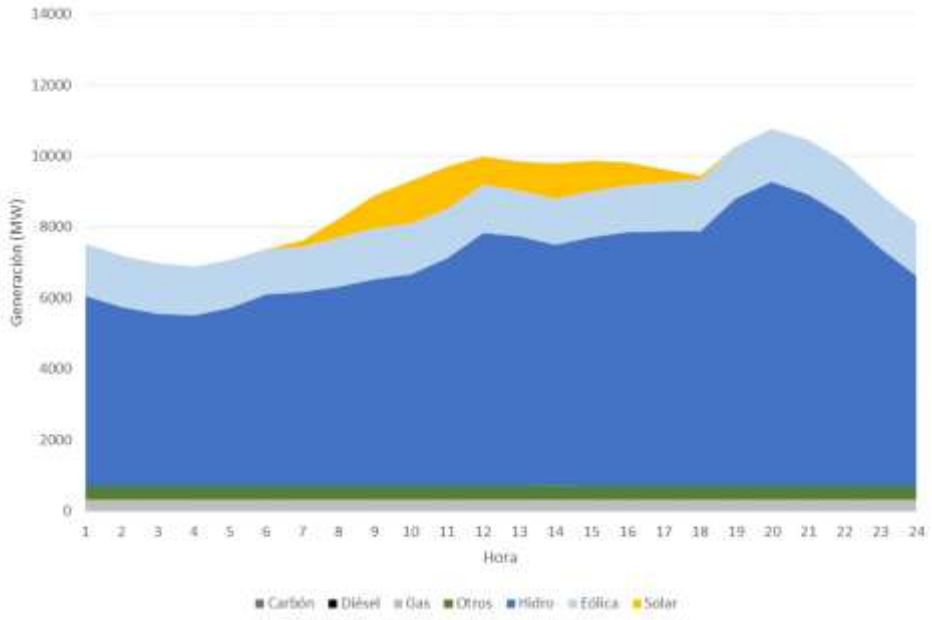


Figura 109 – Escenario sin Pescadero, Balance Diario (Junio 2025, Hidrología Promedio).

Figura 110 – Escenario sin Pescadero, Balance Diario (Diciembre 2025, Hidrología Promedio).

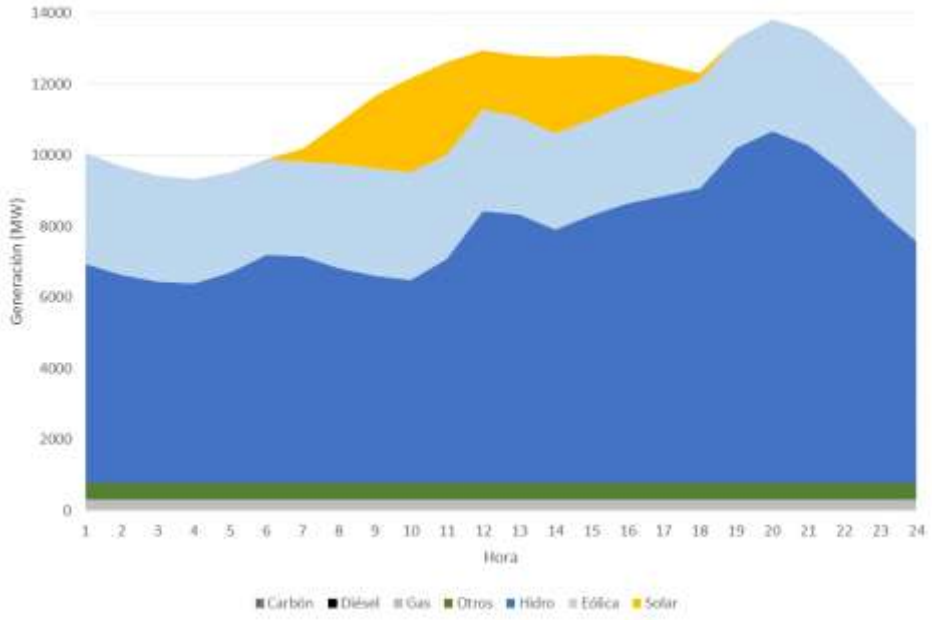


Figura 111 – Escenario sin Pescadero, Balance Diario (Junio 2030, Hidrología Promedio).

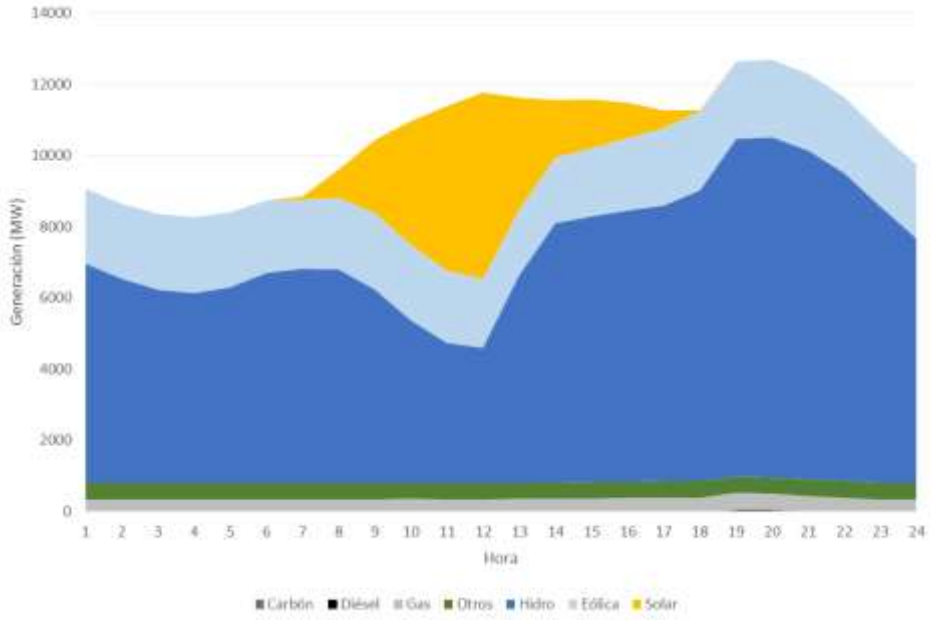


Figura 112 – Escenario sin Pescadero, Balance Diario (Diciembre 2030, Hidrología Promedio).

En este caso, se observa un incremento de renovables aún más notable que en los casos anteriores. En especial, es significativa la participación solar en diciembre de 2030.

Las figuras en la secuencia ilustran los estimativos para el costo marginal de operación (demanda).

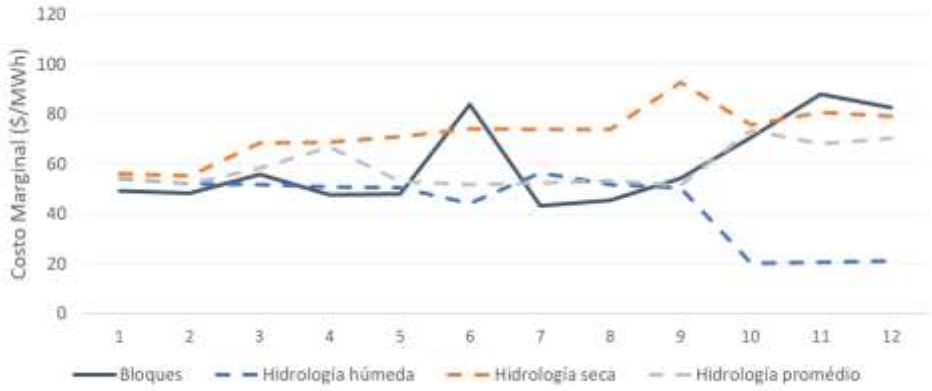


Figura 113 – Escenario sin Pescadero, Costos marginales horarios (2021).

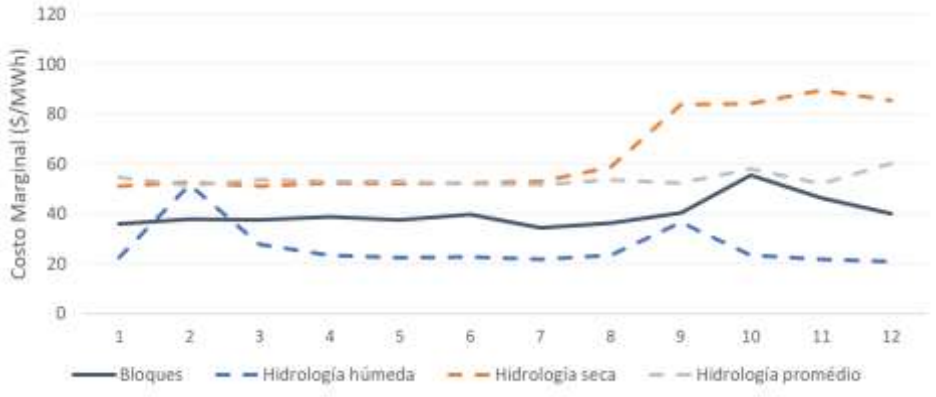


Figura 114 – Escenario sin Pescadero, Costos marginales horarios (2025).

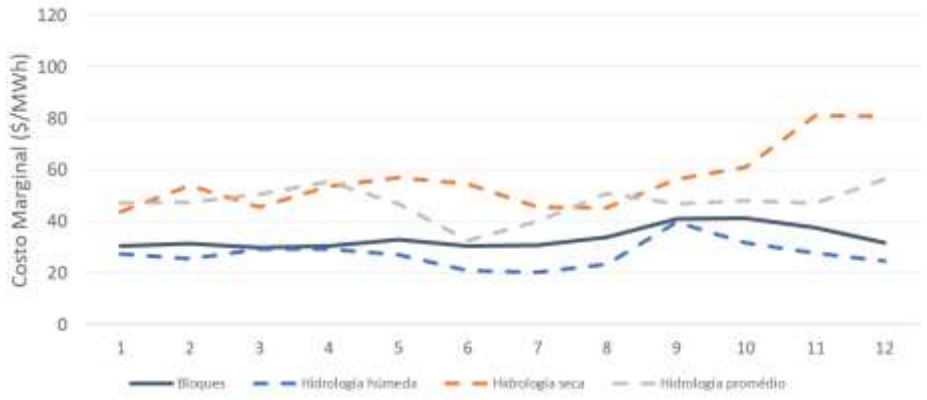


Figura 115 – Escenario sin Pescadero, Costos marginales horarios (2030).

De la misma forma que en los escenarios anteriores, los resultados estimados para el costo marginal de la demanda están adherentes al promedio estimado a partir de una simulación por bloques.

5.5.4 Resultados para el escenario generación distribuida

El escenario de inserción más agresiva para la generación distribuida corresponde al escenario de expansión con demanda de referencia considerando elevada penetración de generación distribuida. Además, en este escenario, se considera la entrada en operación de la central Pescadero en 2023 y se utilizan precios medios de inversión para los candidatos eólicos y solares.

Los valores para el plan óptimo de expansión se ilustran, por fuente/tecnología, en el cuadro y figura en la secuencia.

Cuadro 23 – Resultados de la expansión, por tecnología, para el escenario Generación Distribuida

Entrada en Servicio	Solar	Eólica	Hidro	Carbón	Gas	Otros	GD Solar	GD PCH
2018	0	0	35	272	127	240	42	19
2019	351	32	53	0	24	0	40	0

Entrada en Servicio	Solar	Eólica	Hidro	Carbón	Gas	Otros	GD Solar	GD PCH
2020	765	150	0	0	0	80	38	147
2021	100	0	0	0	0	0	37	0
2022	0	250	282	0	0	0	34	0
2023	0	883	600	0	0	35	33	23
2024	0	212	600	0	0	5	36	0
2025	0	381	0	0	0	0	33	0
2026	0	202	900	0	0	0	32	76
2027	0	0	300	0	0	0	31	0
2028	0	0	0	0	0	0	29	0
2029	0	524	0	0	0	0	28	80
2030	0	529	0	0	0	0	28	0

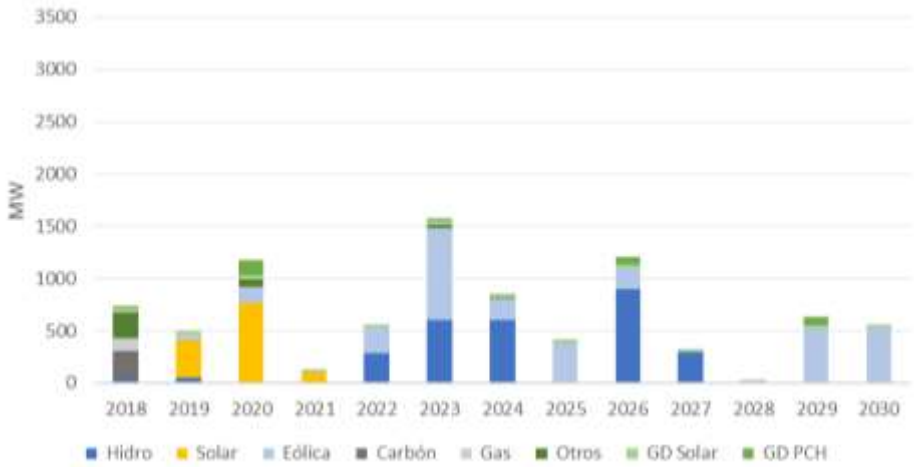


Figura 116 – Adición de capacidad por año – Escenario Generación Distribuida

El Cuadro y Figura en la secuencia ilustran la capacidad instalada pronosticada para el sistema de Colombia, en el escenario con elevada GD en diciembre de 2030.

Cuadro 24 – Cap. Inst. – Escenario D – 12/2030.

Centrales	Capacidad Instalada (MW)
Hidroeléctrica	14,760
Eólica	3,182
Solar	1,254
Carbón	1,338
Gas	4,064
Diésel	1,143
Otros	547
GD Solar	448
GD PCH	345

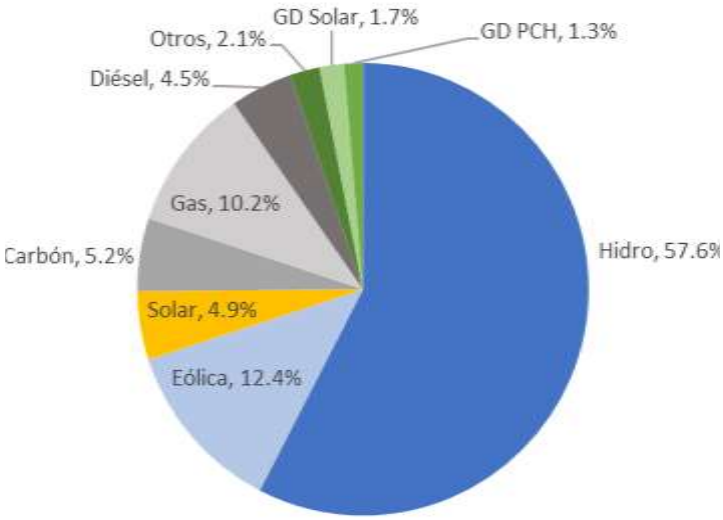


Figura 117 - Cap. Inst. – Escenario con elevada GD (2030).

La figura en la secuencia muestra la evolución del mercado colombiano con la entrada en operación de las expansiones previstas.

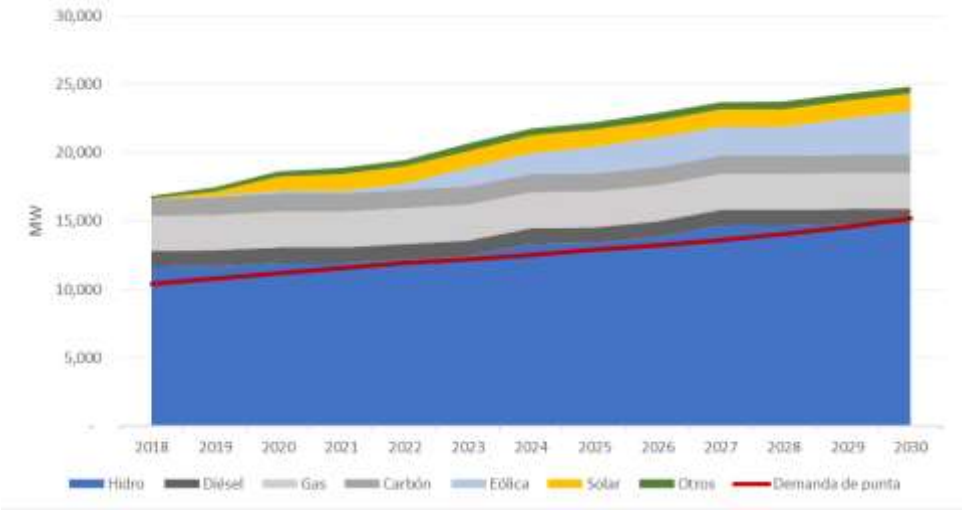


Figura 118 – Balance de Potencia por año – Escenario con elevada GD

Resultados para las simulaciones operativas

La figura en la secuencia presenta los costos marginales de demanda en cada año de simulación.

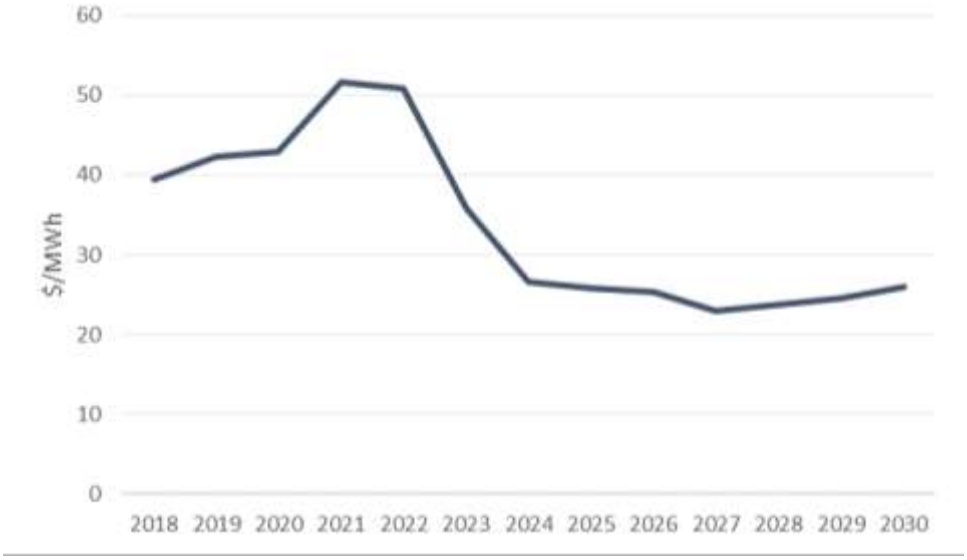


Figura 119 - Costos Marginales Anuales – Escenario con elevada GD

El resultado de las estimativas para el costo marginal de operación del sistema de Colombia no se modifica substancialmente con respecto a los escenarios presentados anteriormente – hay un incremento en los primeros años del horizonte de planificación y una reducción asociada a la entrada de la central Ituango/Pescadero en 2023 y el potencial eólico de la Guajira – a partir de 2023.

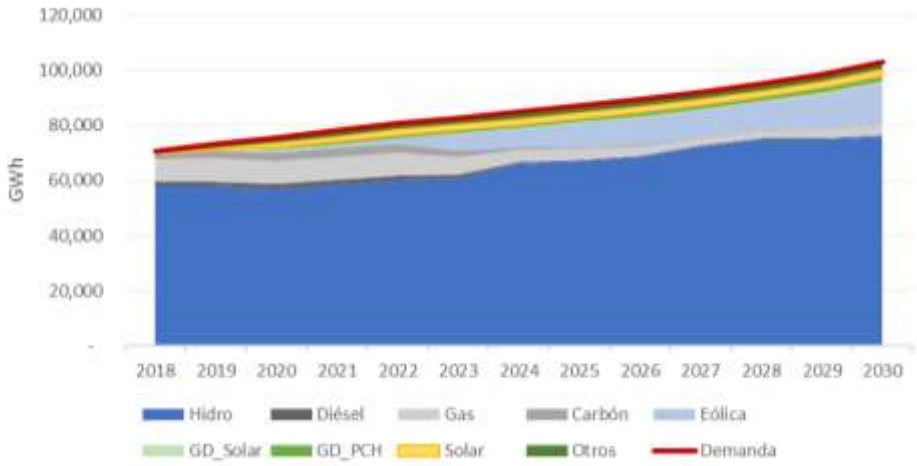


Figura 120 – Balance de Generación – Escenario con elevada GD

Una vez más se destaca la gran inserción pronosticada para las fuentes eólicas, una vez que se conecte la región de la Guajira.

Reserva en Giro

La figura en la secuencia presenta los resultados para el requerimiento de la reserva en giro para manejar con la imprevisibilidad de las fuentes renovables variables para los tres años de interés (2021, 2025 y 2030), estimada de acuerdo a la metodología propuesta por el Consultor para el escenario sin Pescadero.

Para cada año de interés (2021,2025 y 2030), los valores indicados en el gráfico corresponden al promedio del requerimiento de reserva para las horas del día considerando todos los meses y días del año.

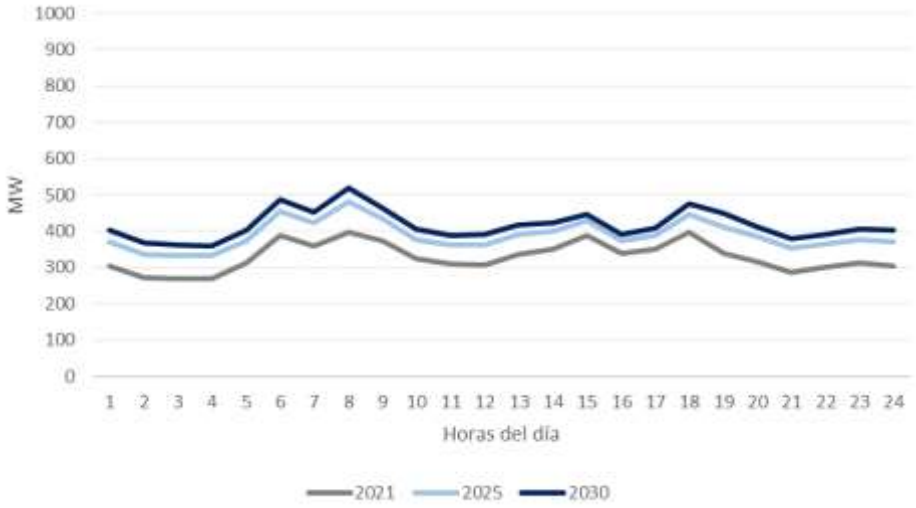


Figura 121 – Requerimientos de reserva en giro para la imprevisibilidad de las ERVs.

Resultados de las evaluaciones de la transmisión

La siguiente imagen muestra la carga máxima de cada circuito considerando todas las series en el año 2030. Es posible observar congestión en lugares específicos de la red lo que indica la necesidad de refuerzos.

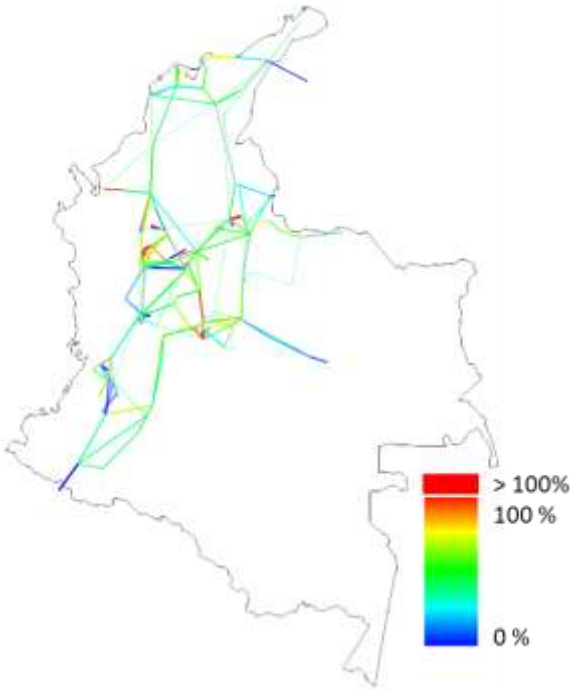


Figura 122 – flujo máximo en 2030 para el escenario de inserción agresiva de generación distribuida.

La tabla siguiente muestra el resultado de la expansión de la red de transmisión. El fortalecimiento de las líneas de 220 kV con una inversión total de $160 millones y 670 km de extensión era necesaria.

Cuadro 25 – Resultados de la expansión de transmisión para el escenario inserción agresiva de generación distribuida.

Año	Nodo Origen		Nodo Destino		kV	Km	Costo [k$]
	#	Nombre	#	Nombre			
2025	11662	Barbosa220	10257	SubLaTa-a220	220	14.5	6048.5
2025	10257	SubLaTa-a220	10261	SubOcci-e220	220	23.1	6955.8
2025	12628	Balsillas220	10308	SubMesa-a220	220	27.6	6139.8
2025	10304	SubCirc-o220	10312	SubNvaE-a220	220	46.2	12450
2025	10326	SubLaMi-l220	13329	SanFelipe220	220	58.7	12493.8
2030	10203	SubBoli-r220	10205	SubBosq-e220	220	16.9	4807.7
2030	11692	Bello220	10257	SubLaTa-a220	220	16	4702.5
2030	10265	SubPurn-o220	10266	SubSanC-s220	220	91.4	14035.4
2030	10289	SubBman-a220	10295	SubSoga-o220	220	44.7	8749.5
2030	12628	Balsillas220	10310	SubNoro-e220	220	13.9	5910.9
2030	10310	SubNoro-e220	10265	SubPurn-o220	220	102.5	19780
2030	10312	SubNvaE-a220	13004	SanMateoEEB2	220	29.4	9468.6
2030	10351	SubSanM-s220	10354	SubYumb-o220	220	6.3	3446.3
2030	10257	SubLaTa-a220	10261	SubOcci-e220	220	23.1	6955.8
2030	10310	SubNoro-e220	10265	SubPurn-o220	220	102.5	19780
2030	11662	Barbosa220	10257	SubLaTa-a220	220	14.5	6048.5
2030	13004	SanMateoEEB2	10321	SubTuna-l220	220	15	6154.1
2030	12628	Balsillas220	10308	SubMesa-a220	220	27.6	6139.8

La siguiente imagen muestra la ubicación de los refuerzos de transmisión para este escenario.

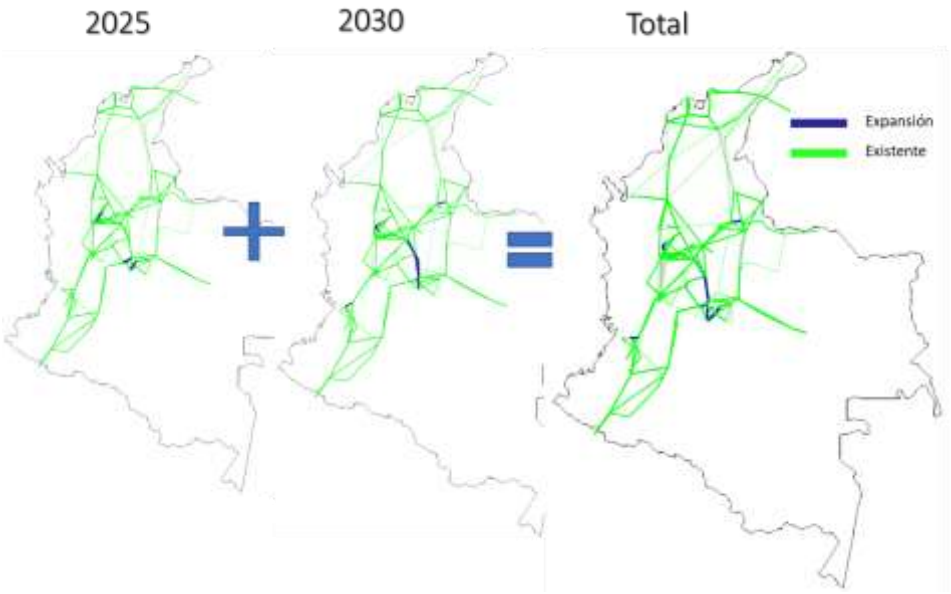


Figura 123 – Resultado de la expansión de transmisión para el escenario de inserción agresiva de generación distribuida.

En la parte del estudio de soporte de potencia reactiva tenemos el siguiente resultado mostrado en la siguiente tabla. El resultado muestra una expansión total de 120 MVAr en capacitores y 1,200 MVAr en reactores hasta 2030, inversión total de 6.9 M US$.

Cuadro 26 – Resultados de la expansión de reactivo para el escenario de inserción agresiva de generación distribuida.

Año	Nombre	Tipo	Capacidad (Mvar)	Costo Inversión (k US$)
2021	Mompox110	Capacitor	10	50
2021	Riogrande44	Reactor	10	44
2021	SantaRosa44	Reactor	20	88
2025	SubCove-s110	Capacitor	20	100
2025	Gambote66	Capacitor	20	96
2025	Caucasia110	Capacitor	10	50
2025	Planeta110	Capacitor	10	50
2025	Ure110	Capacitor	10	50
2025	Mompox110	Capacitor	20	100
2025	Libertad110	Capacitor	10	50
2025	Tumaco115	Capacitor	10	50
2025	Colectora2	Reactor	470	2,773
2025	Cuestec613.2	Reactor	20	88
2025	Cuestec713.2	Reactor	10	44
2025	ElBanco110	Reactor	10	44
2025	LaLoma134.5	Reactor	40	176
2025	LaLoma234.5	Reactor	40	176

Año	Nombre	Tipo	Capacidad (Mvar)	Costo Inversión (k US$)
2025	LaLoma110	Reactor	20	88
2025	LaLuna13.8	Reactor	160	704
2025	GenNoSincFic	Reactor	10	44
2025	WayuuLV0.69k	Reactor	10	44
2025	GuajiraILV0.	Reactor	10	44
2025	WindpeshiLV0	Reactor	10	44
2025	Colectora1Eo	Reactor	10	59
2025	ApotolorruLV	Reactor	10	44
2025	CarrizalLV0.	Reactor	10	44
2025	CasaElectric	Reactor	10	44
2025	EO200LV0.69k	Reactor	10	44
2025	IrraipaLV0.6	Reactor	10	44
2025	KuisaLV0.69k	Reactor	10	44
2025	UrraichiLV0.	Reactor	10	44
2025	Jepirachi115	Reactor	10	44
2025	LaJagua110	Reactor	20	88
2025	Maicao110	Reactor	20	88
2025	PtoBolivar11	Reactor	10	44
2025	Riohacha110	Reactor	20	88
2030	Colectora2	Reactor	200	1,180

La siguiente imagen muestra la ubicación de los proyectos de soporte de reactivo para este escenario. Se observa una expansión grande en la región Guajira (Colectora 1 y Colectora 2) debido a las usinas eólicas.

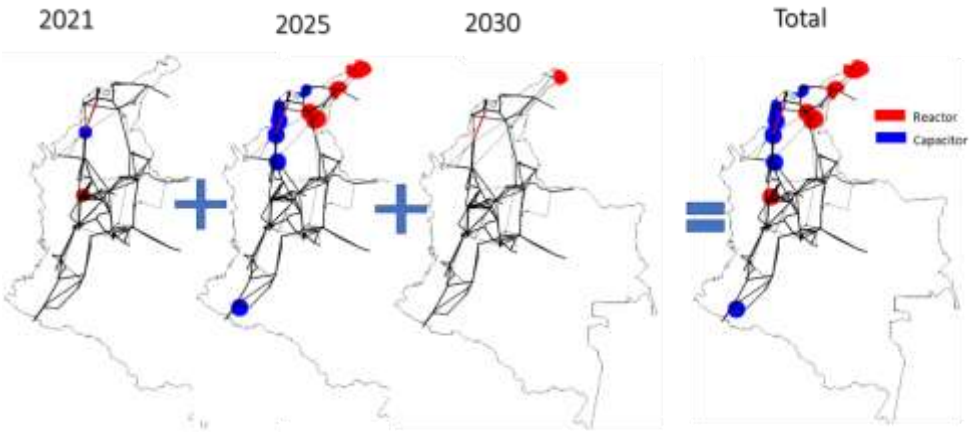


Figura 124 – Resultado de la expansión de reactivo para el escenario inserción agresiva de generación distribuida.

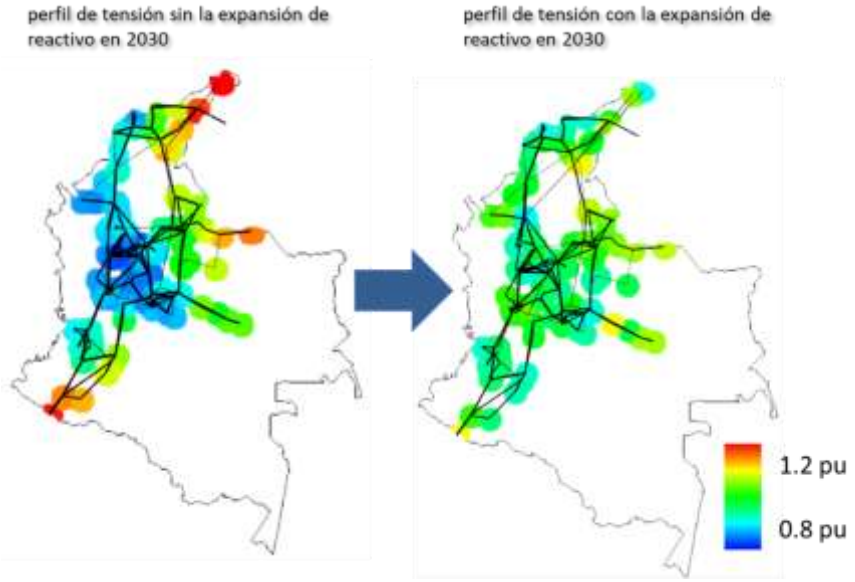


Figura 125 – Perfil de tensión sin la expansión x con la expansión en 2030 para el escenario de inserción agresiva de generación distribuida (Escenario Promedio, Diciembre).

Resultados horarios

Se presenta en la secuencia el resultado para el balance demanda × generación para los meses de junio y diciembre para los dos años de interés, 2021, 2025 y 2030.

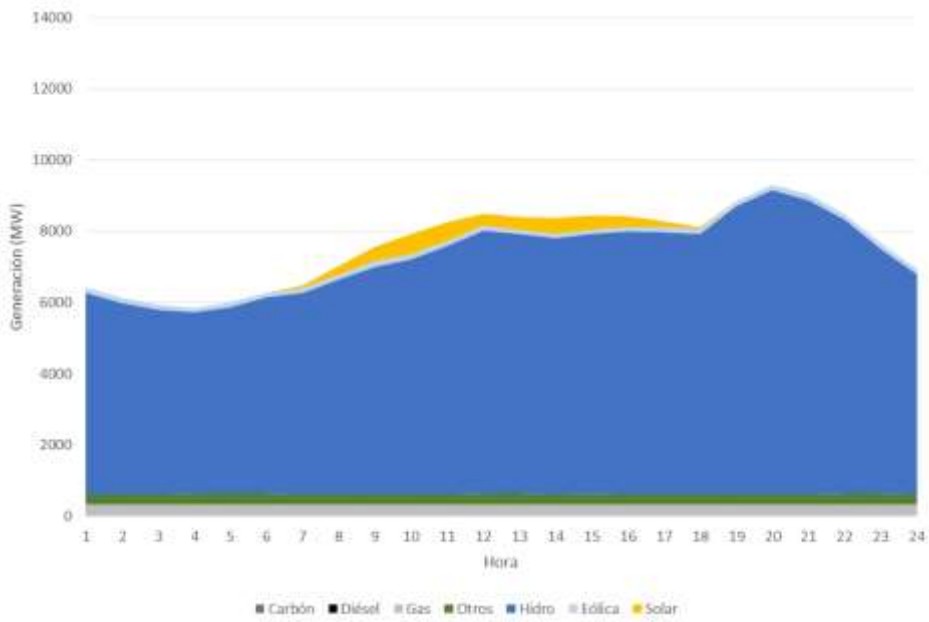


Figura 126 – Escenario con elevada GD, Balance Diario (Junio 2021, Hidrología Promedio).

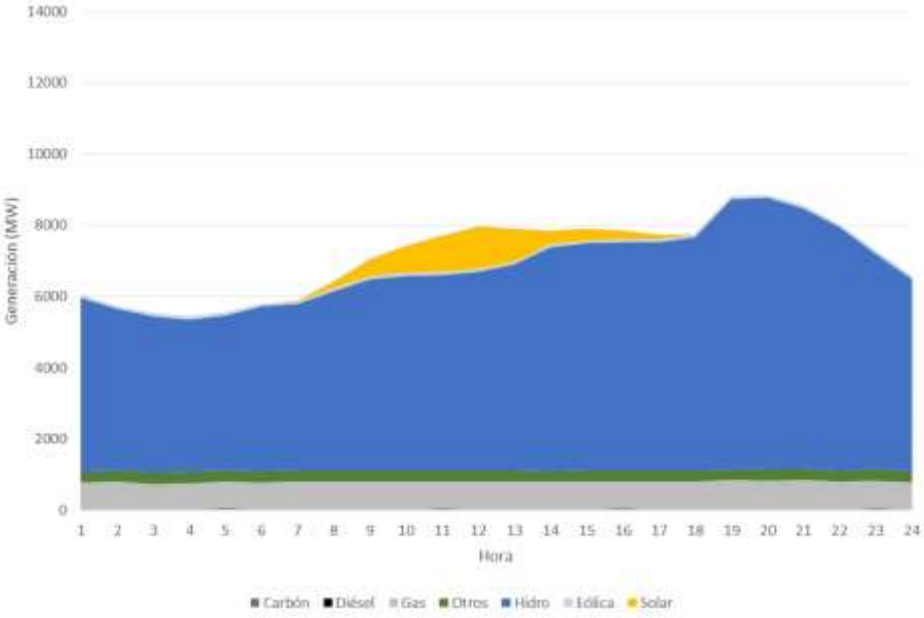


Figura 127 – Escenario con elevada GD, Balance Diario (Diciembre 2021, Hidrología Promedio).

Figura 128 – Escenario con elevada GD, Balance Diario (Junio 2025, Hidrología Promedio).

Figura 129 – Escenario con elevada GD, Balance Diario (Diciembre 2025, Hidrología Promedio).

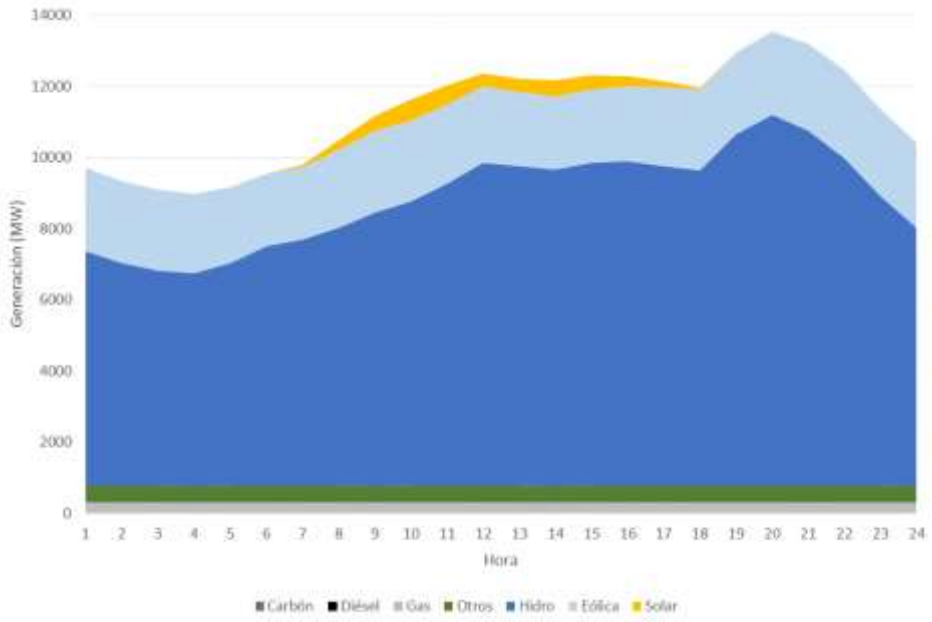


Figura 130 – Escenario con elevada GD, Balance Diario (Junio 2030, Hidrología Promedio).

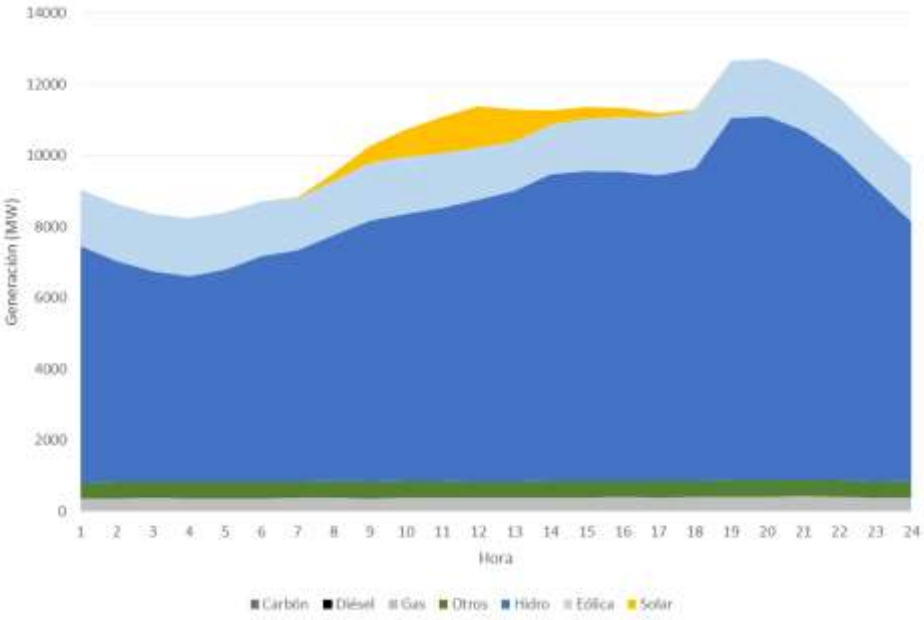


Figura 131 – Escenario con elevada GD, Balance Diario (Diciembre 2030, Hidrología Promedio).

Las figuras en la secuencia ilustran los estimativos para el costo marginal de operación (demanda).

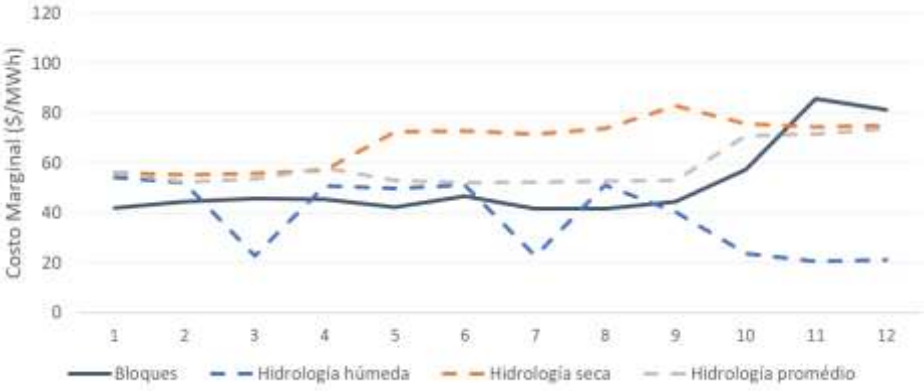


Figura 132 – Escenario con elevada GD, Costos marginales horarios (2021).

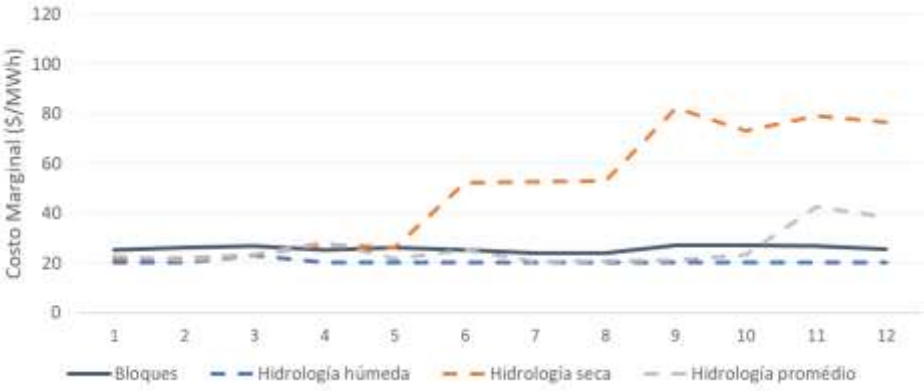


Figura 133 – Escenario con elevada GD, Costos marginales horarios (2025).

Figura 134 – Escenario con elevada GD, Costos marginales horarios (2030).

5.5.5 Resultados para el escenario de costo bajo de inversión para las renovables

El escenario Costo Bajo corresponde al escenario de expansión con demanda de referencia, con la entrada en operación de la central Pescadero en 2023, precios bajos de inversión para los candidatos eólicos y solares e inserción de referencia para la generación distribuida. En la secuencia se presentan los resultados pronosticados para la expansión de este escenario – escenario de precios bajos de inversión para renovables.

Cuadro 27 – Resultados de la expansión, por tecnología, para el escenario precios bajos renovables.

Entrada en Servicio	Solar	Eólica	Hidro	Carbón	Gas	Otros
2018	0	0	35	272	127	240
2019	351	32	53	0	24	0
2020	765	150	0	0	0	80
2021	100	0	0	0	0	0
2022	1361	250	282	0	0	0
2023	0	475	600	0	0	35
2024	0	578	600	0	0	5
2025	0	604	0	0	0	0
2026	0	654	900	0	0	0
2027	0	0	300	0	0	0
2028	0	140	0	0	0	0
2029	0	602	0	0	0	0
2030	0	573	0	0	0	0

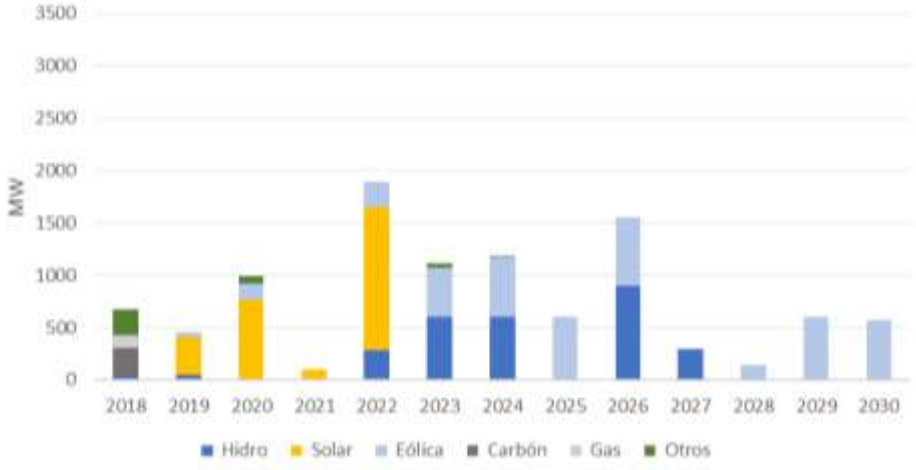


Figura 135 – Adición de capacidad por año – escenario Costo Bajo renovables.

Del resultado anterior se destaque que, para este escenario, la expansión de largo plazo no es exclusivamente con base en la fuente eólica, dado que se prevén la entrada en servicio de una cuantidad significativa de centrales solares. El Cuadro y Figura en la secuencia ilustran la capacidad instalada pronosticada para el sistema de Colombia para el escenario Costo Bajo.

Cuadro 28 – Cap. Inst. – Escenario Costo Bajo – 12/2030.

Centrales	Capacidad Instalada (MW)
Hidroeléctrica	14,415
Eólica	4,077
Solar	2,616
Carbón	1,338
Diésel	1,143
Gas	2,625
Otros	547

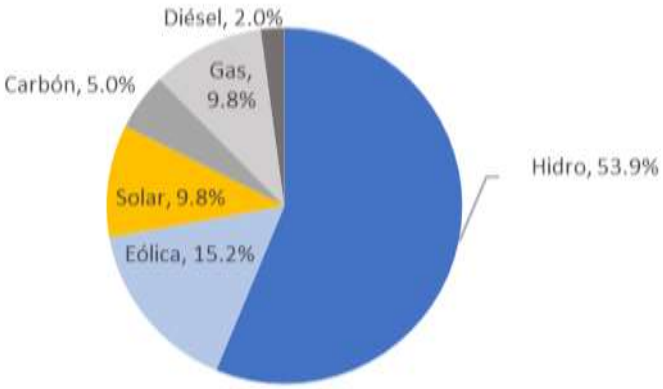


Figura 136 - Cap. Inst. – Escenario precios bajos renovables (2030)

La evolución de la potencia instalada al largo del horizonte de planificación es el tema de la próxima figura.

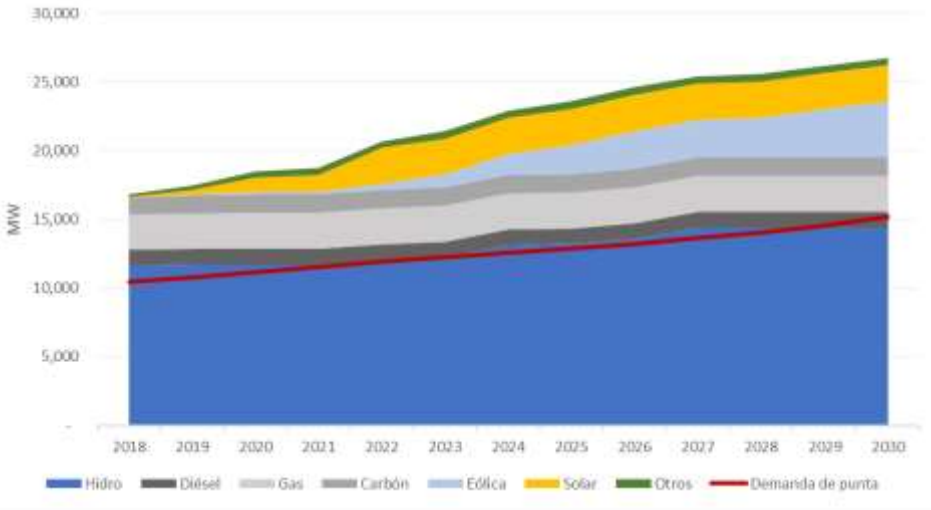


Figura 137 – Balance de Potencia por año – escenario precios bajos renovables.

De los resultados presentados en la figura anterior, se concluye que la reducción del precio de inversión para centrales ERVs, caracterizadas en este escenario, hace con que la tecnología solar sea más atractiva que otros tipos de tecnología. Por lo tanto, el escenario de precio bajo para las centrales ERVs, en comparación a los demás, es lo que posee una participación más grande de centrales solares en la matriz energética colombiana en diciembre de 2030; la fuente solar podrá llegar a más de 2,616 MW y 4,077 MW de fuente eólica.

Resultados para las simulaciones operativas

El escenario precio bajo para las renovables corresponde al escenario con demanda media, con entrada de las unidades de Pescadero a partir de 2023, considerando precios bajos de inversión de centrales eólicas y solares para el análisis de la expansión de la generación en el sistema colombiano. En la imagen a seguir son presentados los costos marginales de demanda en cada año de la simulación.

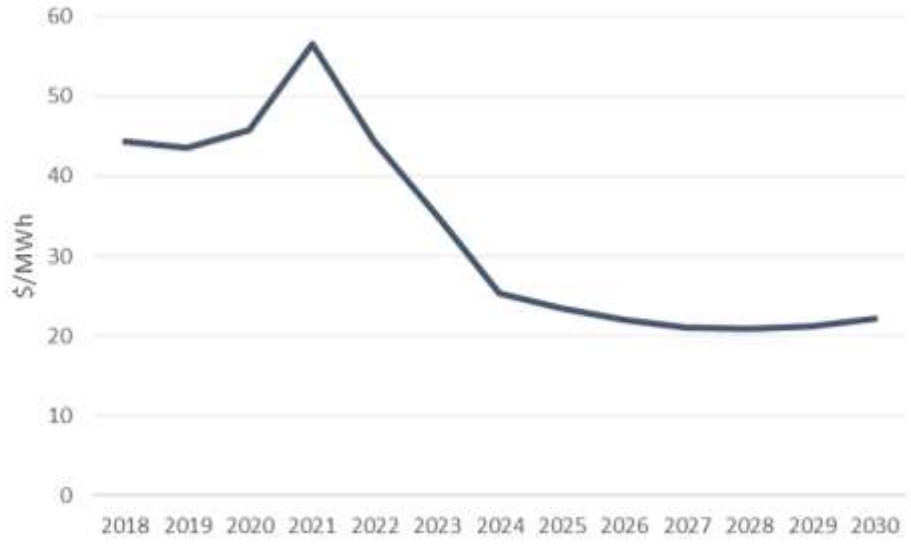


Figura 138 - Costos Marginales Anuales – escenario precios bajos renovables.

La figura en la secuencia presenta el balance demanda × generación promedio anual por tecnología, para cada año del estudio.

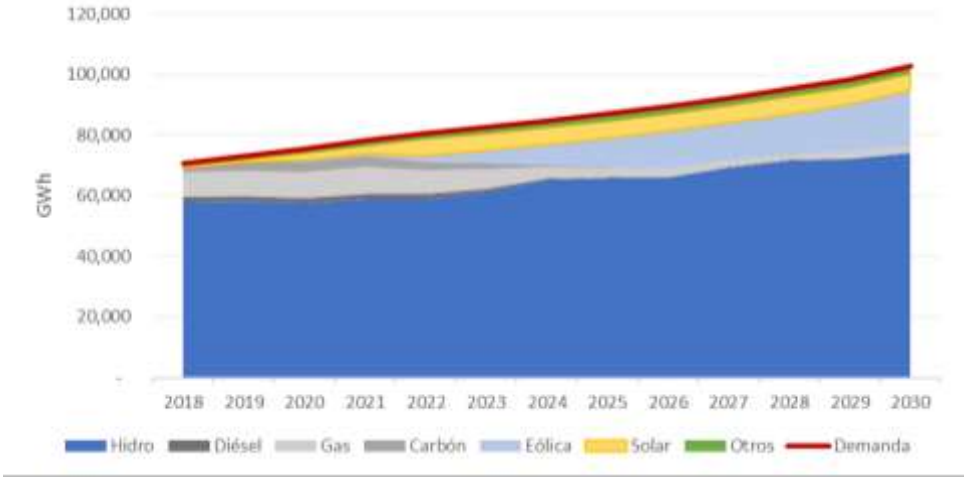


Figura 139 – Balance de Generación – escenario precios bajos renovables.

De la figura anterior, diferente de los otros escenarios, se nota que la participación solar para el suministro de la demanda pronosticada es progresivamente creciente con los años del horizonte de planificación.

Reserva en Giro

La figura en la secuencia presenta los resultados para el requerimiento de la reserva en giro para el caso precios bajos de inversión para centrales renovables, estimados para los años 2021, 2025 y 2030).

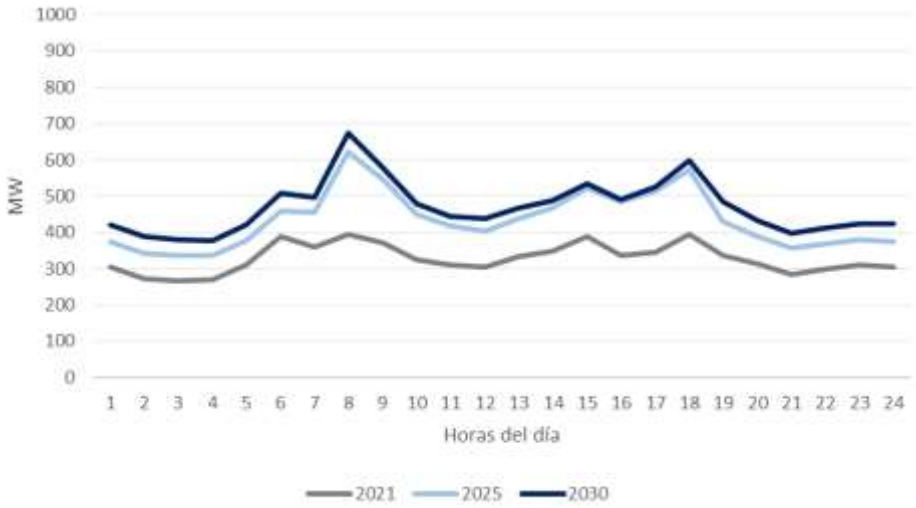


Figura 140 – requerimientos de reserva en giro para la imprevisibilidad de las ERVs.

Los resultados para el corto plazo (hasta el año 2021) son los mismos para los casos anteriores, pues la expansión es la misma. Sin embargo, para el mediano y largo plazo este requerimiento gana una aun mayor importancia que en los casos anteriores, dado que los "picos" de

requerimiento de reserva en giro pasan de los 673 MW en el amanecer y alcanzan casi 598 MW durante el anochecer.

Resultados de las evaluaciones de la transmisión

La siguiente imagen muestra la carga máxima de cada circuito considerando todas las series en el año 2030. Es posible observar congestión en lugares específicos de la red lo que indica la necesidad de refuerzos.

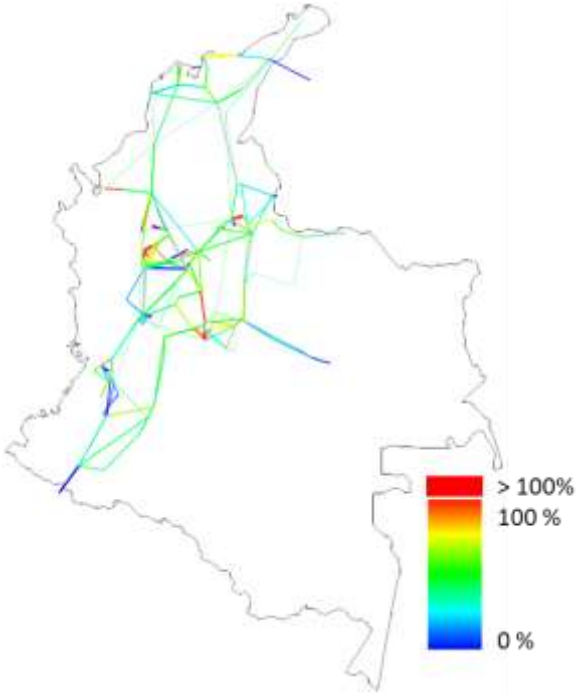


Figura 141 – flujo máximo en 2030 para el escenario de costo bajo de inversión para las renovables.

La tabla siguiente muestra el resultado de la expansión de la red de transmisión. El fortalecimiento de las líneas de 220 kV con una inversión total de $145 millones y 590 km de extensión era necesaria.

Cuadro 29 – Resultados de la expansión de transmisión para el escenario de costo bajo de inversión para las renovables.

Año	Nodo Origen		Nodo Destino		kV	Km	Costo [k$]
	#	Nombre	#	Nombre			
2025	11662	Barbosa220	10257	SubLaTa-a220	220	14.5	6048.5
2025	11692	Bello220	10257	SubLaTa-a220	220	16	4702.5
2025	10257	SubLaTa-a220	10261	SubOcci-e220	220	23.1	6955.8
2025	12471	Palenque220	10295	SubSoga-o220	220	40	7442.9
2025	10304	SubCirc-o220	10312	SubNvaE-a220	220	46.2	12450
2025	10326	SubLaMi-l220	13329	SanFelipe220	220	58.7	12493.8
2030	10203	SubBoli-r220	10205	SubBosq-e220	220	16.9	4807.7
2030	10265	SubPurn-o220	10266	SubSanC-s220	220	91.4	14035.4

Año	Nodo Origen		Nodo Destino		kV	Km	Costo [k$]
	#	Nombre	#	Nombre			
2030	10289	SubBman-a220	10295	SubSoga-o220	220	44.7	8749.5
2030	12628	Balsillas220	10310	SubNoro-e220	220	13.9	5910.9
2030	10310	SubNoro-e220	10265	SubPurn-o220	220	102.6	19795
2030	10312	SubNvaE-a220	13004	SanMateoEEB2	220	29.4	9468.6
2030	10351	SubSanM-s220	10354	SubYumb-o220	220	6.3	3446.3
2030	10257	SubLaTa-a220	10261	SubOcci-e220	220	23.1	6955.8
2030	11662	Barbosa220	10257	SubLaTa-a220	220	14.5	6048.5
2030	13004	SanMateoEEB2	10321	SubTuna-l220	220	15	6154.1
2030	10253	SubMede-n220	11636	AnconEPM220	220	22.1	5707.3
2030	11692	Bello220	10257	SubLaTa-a220	220	16	4702.5

La siguiente imagen muestra la ubicación de los refuerzos de transmisión para este escenario.

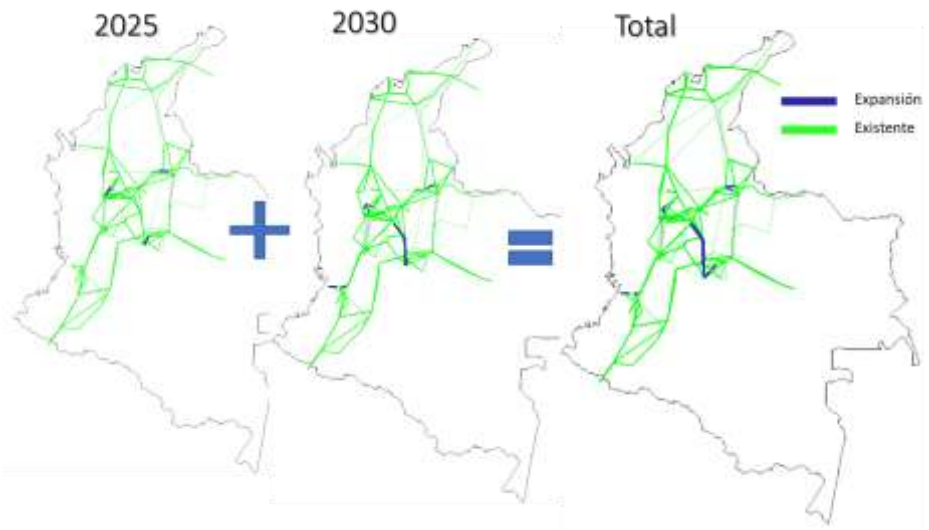


Figura 142 – Resultado de la expansión de transmisión para el escenario de costo bajo de inversión para las renovables.

En la parte del estudio de soporte de potencia reactiva tenemos el siguiente resultado mostrado en la siguiente tabla. El resultado muestra una expansión total de 170 MVAr en capacitores y 1,330 MVAr en reactores hasta 2030, inversión total de 7.9 M US$.

Cuadro 30 – Resultados de la expansión de reactivo para el escenario de inserción agresiva de costo bajo de inversión para las renovables.

Año	Nombre	Tipo	Capacidad (Mvar)	Costo Inversión (k US$)
2021	Mompox110	Capacitor	10	50
2021	Tumaco115	Capacitor	10	50
2021	Riogrande44	Reactor	10	44

Año	Nombre	Tipo	Capacidad (Mvar)	Costo Inversión (k US$)
2021	SantaRosa44	Reactor	20	88
2025	SubCove-s110	Capacitor	10	50
2025	SubSant-34.5	Capacitor	20	96
2025	SubVall-13_8	Capacitor	10	48
2025	Gambote66	Capacitor	30	144
2025	Zambrano66	Capacitor	10	48
2025	Cerromatoso3	Capacitor	10	48
2025	Planeta110	Capacitor	10	50
2025	Mompox110	Capacitor	20	100
2025	Libertad110	Capacitor	10	50
2025	Colectora2	Reactor	500	2,950
2025	SubOcan-a500	Reactor	10	59
2025	LaLoma500	Reactor	10	59
2025	LaLoma134.5	Reactor	30	132
2025	LaLoma234.5	Reactor	30	132
2025	LaLoma110	Reactor	20	88
2025	LaLuna13.8	Reactor	340	1,496
2025	Colectora1Eo	Reactor	110	649
2025	ApotolorruLV	Reactor	10	44
2025	CarrizalLV0.	Reactor	10	44
2025	CasaElectric	Reactor	10	44
2025	EO200LV0.69k	Reactor	10	44
2025	IrraipaLV0.6	Reactor	10	44
2025	KuisaLV0.69k	Reactor	10	44
2025	UrraichiLV0.	Reactor	10	44
2025	Maicao110	Reactor	20	88
2030	Caucasia110	Capacitor	10	50
2030	Tumaco115	Capacitor	10	50
2030	Colectora2	Reactor	160	944

La siguiente imagen muestra la ubicación de los proyectos de soporte de reactivo para este escenario. Se observa una expansión grande en la región Guajira (Colectora 1 y Colectora 2) debido a las usinas eólicas.

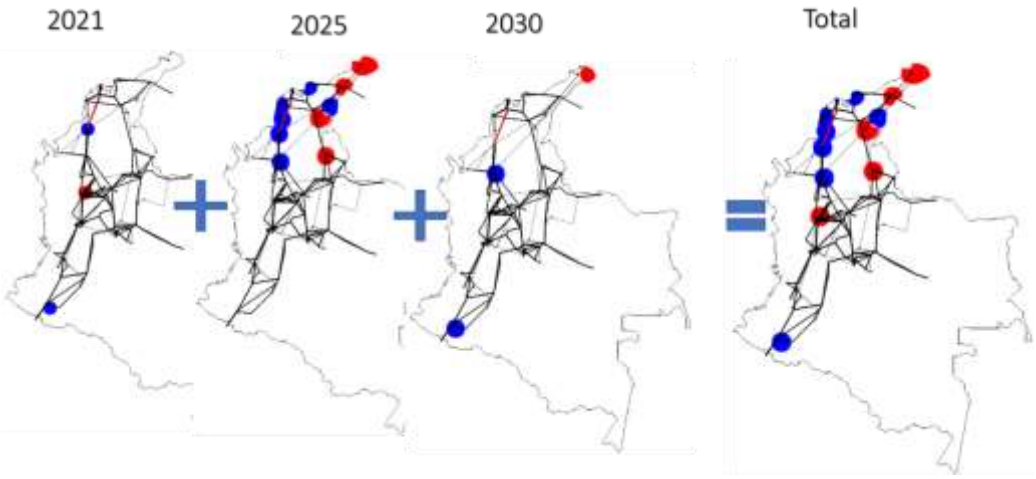


Figura 143 – Resultado de la expansión de reactivo para el escenario inserción agresiva de costo bajo de inversión para las renovables.

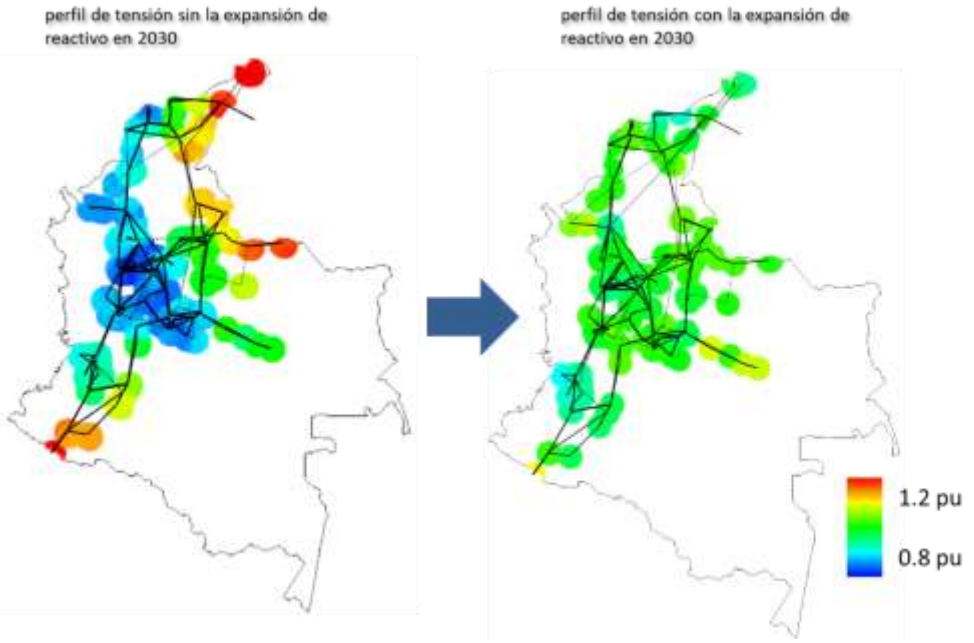


Figura 144 – Perfil de tensión sin la expansión x con la expansión en 2030 para el escenario de inserción agresiva de costo bajo de inversión para las renovables (Escenario Promedio, Diciembre).

Resultados horarios

La figura en la secuencia ilustra los resultados para el despacho de un día típico (el promedio de todos los días) de los meses de junio y diciembre, para los años 2021, 2025 y 2030.

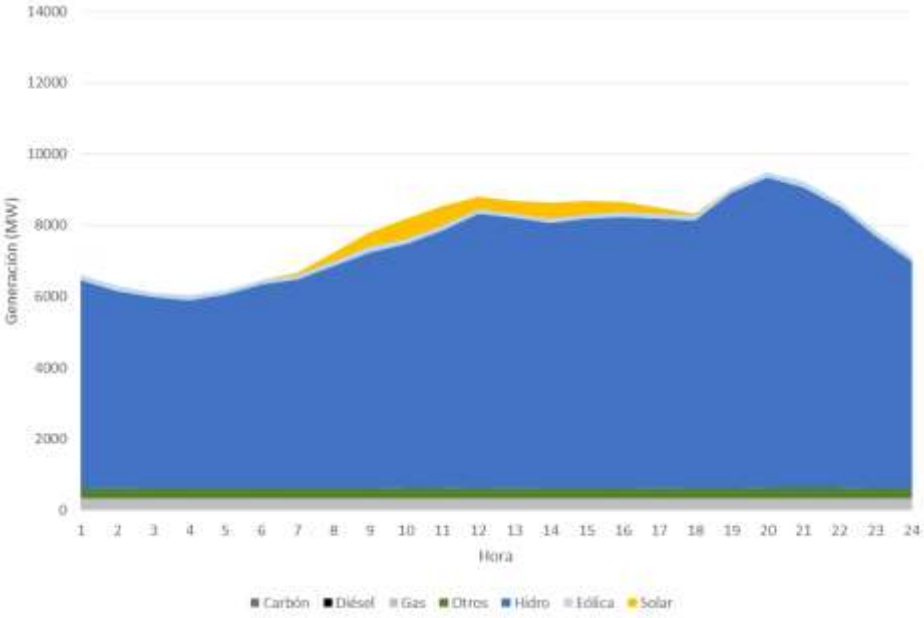


Figura 145 – Escenario precios bajos renovables, Balance Diario (Junio 2021, Hidrología Promedio).

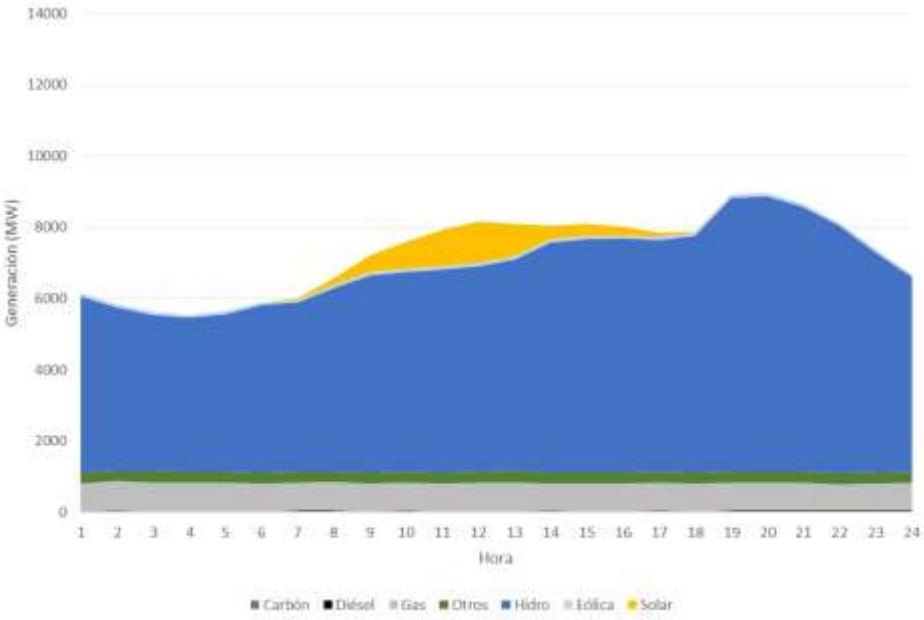


Figura 146 – Escenario precios bajos renovables, Balance Diario (Diciembre 2021, Hidrología Promedio).

Figura 147 – Escenario precios bajos renovables, Balance Diario (Junio 2025, Hidrología Promedio).

Figura 148 – Escenario precios bajos renovables, Balance Diario (Diciembre 2025, Hidrología Promedio).

Figura 149 – Escenario precios bajos renovables, Balance Diario (Junio 2030, Hidrología Promedio).

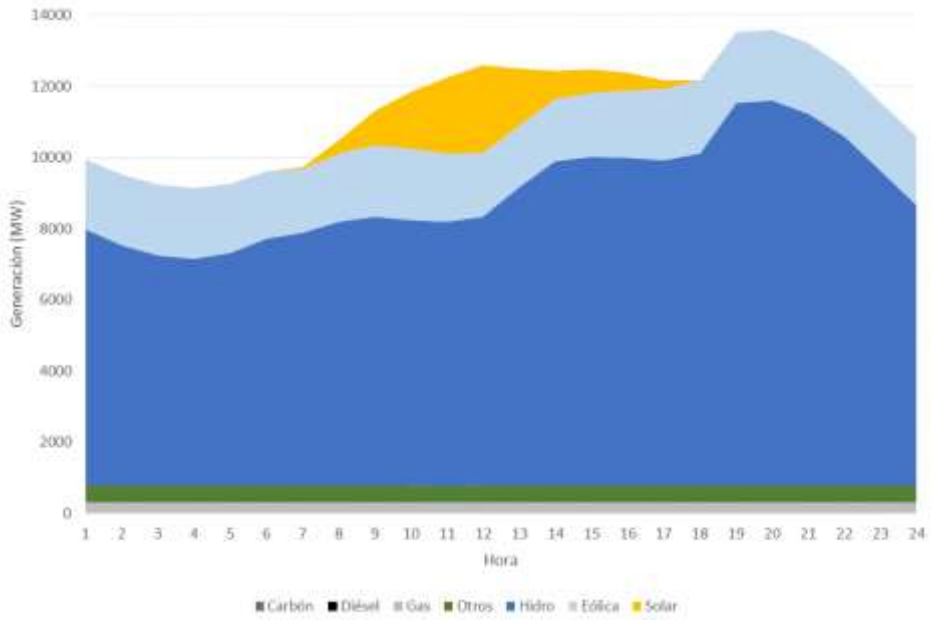


Figura 150 – Escenario precios bajos renovables, Balance Diario (Diciembre 2030, Hidrología Promedio).

Comparando las figuras anteriores con los resultados de despachos diarios para los años de interés, se nota claramente una mayor participación solar en la matriz-tipo para ambos los meses.

En la secuencia se presentan los resultados para el costo marginal horario, agregado mensualmente, comparando con los estimativos por bloques.

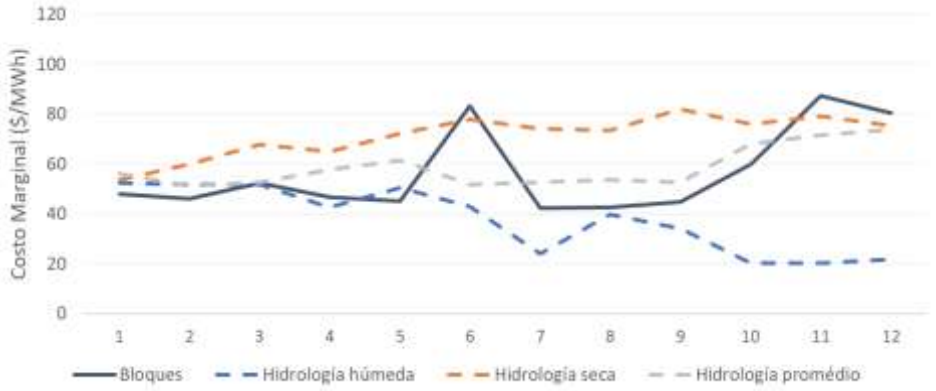


Figura 151 – escenario precios bajos renovables, Costos marginales horarios (2021).

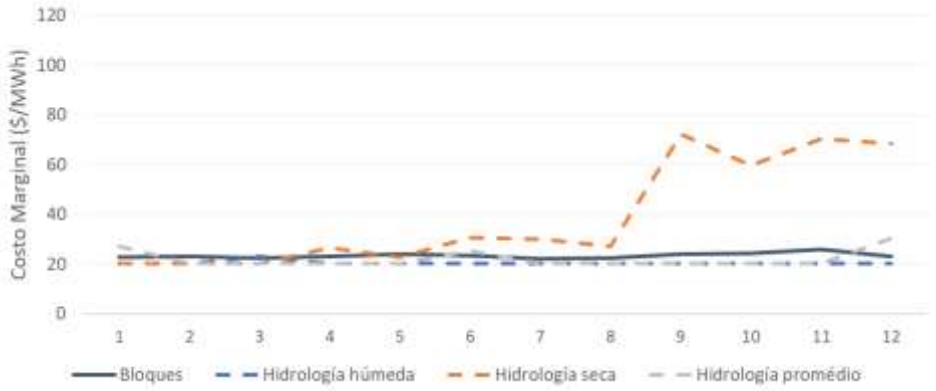


Figura 152 – escenario precios bajos renovables, Costos marginales horarios (2025).

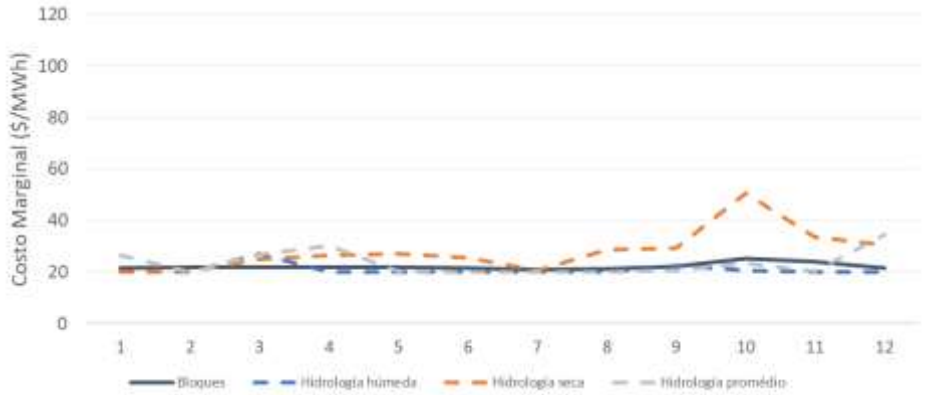


Figura 153 – escenario precios bajos renovables, Costos marginales horarios (2030).

5.6 Estudios adicionales

5.6.1 Análisis de la línea de transmisión HVDC de Guajira

El objetivo de esta sección es ilustrar los resultados de una evaluación de la viabilidad económica de la línea HVDC, propuesta en el Plan de Expansión de Referencia Generación-Transmisión (año 2017-2031) de la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), para

conectar parte del potencial eólico de la región de la Guajira al SIN (en la subestación de Cerromatoso).

El proyecto consiste en, como ya mencionado, la construcción de una red HVDC VSC entre la Colectora 2 – Cerromatoso 550kV con capacidad de 2,000 MW y año de puesta en servicio de la infraestructura al final de 2023.

La metodología utilizada para verificar la viabilidad económica del proyecto fue evaluar dos casos de expansión del sistema interconectado colombiano:

- Caso 1: Escenario de referencia (demanda de referencia y entrada en operación de Ituango en 2023) que también considera la entrada en operación de la interconexión HVDC con 2,000 MW de capacidad en noviembre 2023; optimizando la expansión para otros proyectos de generación (los mismos presentados anteriormente);
- Caso 2: El Caso 1, sin considerar la entrada en servicio de la interconexión HVDC. Se observa que para este segundo caso se optimiza nuevamente el plan de expansión para el sistema de Colombia, es decir, la comparación se hace entre dos escenarios de expansión en que ambos están de acuerdo con los criterios de confiabilidad de suministro de la demanda durante el horizonte de planificación.

Para los análisis económicos de la interconexión de la Guajira se consideraron los siguientes supuestos:

- Vida útil: 35 años;
- Tasa de interés: 8.3%
- Costo de inversión: 604 M US$[15], y costo fijo de operación y mantenimiento de 1.5% por año.

La inversión total (considerando los gastos anuales para operación y mantenimiento) del proyecto de interconexión de la Guajira corresponden a una anualidad de 58.4 MUS$ por los 35 años de la vida útil del proyecto.

Los resultados de la expansión de los proyectos de generación en la simulación del caso en que la línea se considera como un proyecto obligatorio, comparando con el caso sin la línea, se ilustran a continuación:

[15] Fuente: Plan de Expansión de Referencia Generación-Transmisión (año 2017-2031) de la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME).

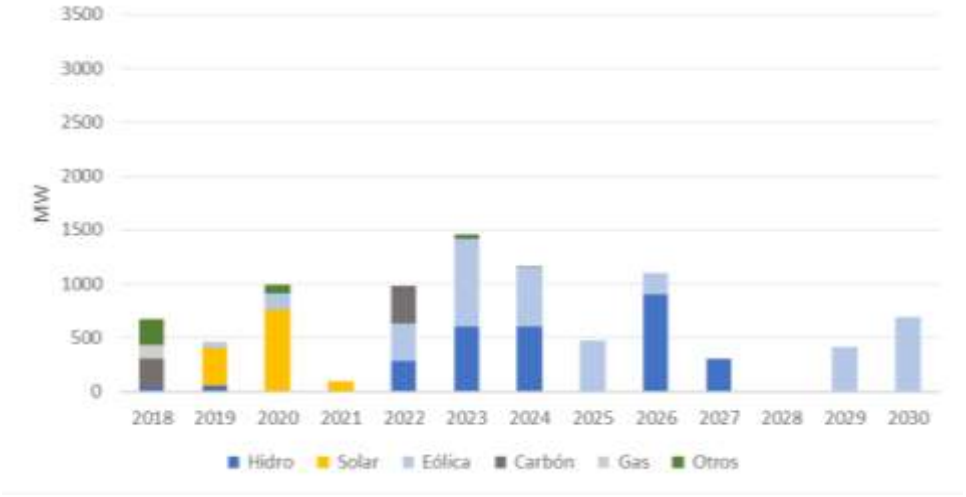


Figura 154 – Plan de Expansión con la construcción de la línea HVDC Colectora 2 – Cerromatoso (2023)

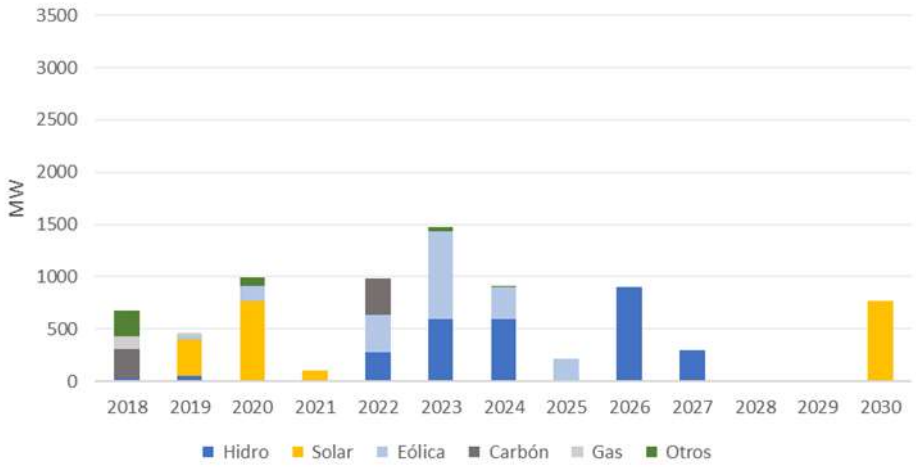


Figura 155 – Plan de Expansión sin la construcción de la línea HVDC Colectora 2 - Cerromatoso

A seguir se presenta un análisis comparativo del plano de expansión considerando la línea como decisión fija y sin considerar la construcción de la línea HVDC entre la Colectora 2 y Cerromatoso.

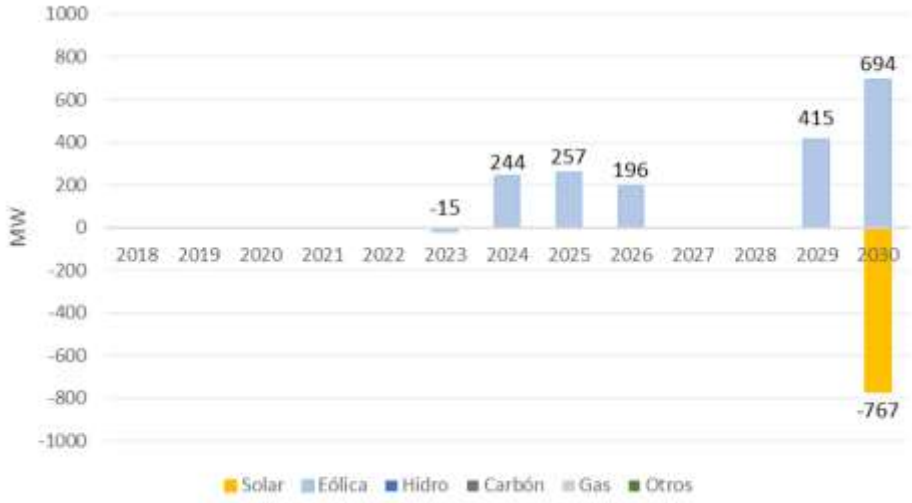


Figura 156 – Comparación año x año de los planes de expansión, con y sin la interconexión HVDC Colectora 2 - Cerromatoso

En la secuencia se presentan los resultados de las variables económicas de los dos escenarios de expansión – con y sin la interconexión HVDC.

Cuadro 31: Costos de inversión y operativos – sensibilidad línea HVDC Colectora 2 – Cerromatoso

Casos	Millones de dólares		
	Valor Presente de los Costos de Inversión	Valor Presente de los Costos Operativos	Valor Presente de los Costos Totales
Caso 1: con la interconexión HDVC	1,980	25,147	27,127
Caso 2: sin la interconexión HVDC	1,606	26,000	27,607

Nota: Los valore ilustrados en la tabla anterior corresponden a las anualidades de los costos de inversión y operación referidas para el año inicial del análisis 2018. Los valores de inversión del Caso 1, ilustrados en la tabla anterior, no consideran los gastos para implementación del proyecto de interconexión de la Guajira.

Como mencionado anteriormente, para la implementación del proyecto de interconexión de la Guajira se requiere un gasto anual de 58.4 MUS$ (iniciando en 2023, año de entrada en operación de la interconexión), que corresponde a un valor presente, en enero de 2018, de 186 M$ (considerando los pagos durante el horizonte de planificación – de 2018 a 2030).

Comparando el valor presente para la implementación del proyecto de interconexión, con la expectativa de beneficio asociada a la implementación del proyecto de 480 MUS$ (la diferencia entre las estimativas de costo total para ambos los escenarios de expansión: 27,607 MUS$ y 27,127 MUS$), se estima el valor presente neto del proyecto de interconexión de la Guajira en 294 MUS$ (480 MUS$ - 186 MUS$), valor que indica un beneficio neto bastante positivo para la implementación del proyecto.

6 ALTERNATIVAS REGULATORIAS PARA LOS SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

En esta sección y de acuerdo a la metodología y cronograma propuestos para este trabajo, se definen alternativas regulatorias para diseñar un mercado de Servicios Complementarios (SSCC). Para ello se propone un conjunto de principios que deberían guiar el diseño de un mercado de SSCC en Colombia; un proceso de diseño de mercado que primero concuerde con este conjunto de principios rectores y luego implementa un diseño que es consistente con estos principios, y tiene mayor probabilidad de producir resultados que beneficien a los consumidores y productores de electricidad en Colombia. Como primer paso entonces, se proponen los principios rectores para luego en el segundo paso presentar la formulación de los detalles del diseño de mercado en función de su coherencia con estos principios, para cada alternativa seleccionada.

6.1 Objetivos y principios de mercado

Resumimos los tres objetivos generales de diseño del mercado, los que también fueron analizados en detalle en los dos informes 1 y 2 anteriores, y que corresponden a:

- Objetivo A: dimensionar adecuadamente los SSCC que se requieren, identificando claramente el origen de ellos (contingencia, variabilidad de la generación y el consumo, perfil de tensión, etc.), con especial énfasis en los nuevos requerimientos asociados a energía renovable intermitente y definir esquema regulatorio que permita que ellos se suministren a un nivel aceptable de confiabilidad durante todas las horas del año y al menor costo para los usuarios.
- Objetivo B: Promover en el tiempo la oferta suficiente y de calidad para otorgar los SSCC, asegurando su adecuada expansión en el mediano y largo plazo, principalmente a través de señales de eficiencia tanto técnicas como económicas. Ello conlleva a que necesariamente los prestadores de estos servicios puedan recuperar anualmente todos sus costos de proveerlos.
- Objetivo C: Determinar la correcta asignación a los pagadores de los SSCC, en donde debe primar el principio básico de que el que causa paga

El primer objetivo es proporcionar la energía que demandan los consumidores y los servicios auxiliares necesarios para suministrarla al menor costo posible. El segundo objetivo reconoce que una restricción a largo plazo para alcanzar el primer objetivo es la viabilidad financiera de los proveedores. Si estos proveedores no pueden recuperar el costo total (incluido el retorno del capital invertido) de proporcionar cada servicio demandado, ellos saldrán de la industria y el primer objetivo no se cumplirá. Por su parte, los consumidores exigen un nivel mínimo de confiabilidad de suministro para su electricidad, de modo que tanto el objetivo de minimizar lo que los consumidores pagan por su electricidad como la restricción de que los proveedores obtengan ingresos suficientes para permanecer financieramente viables deben respetar esta condición de confiabilidad.

En un ambiente con alta penetración de energías renovables variables (ERV), la cuestión de recuperar todos los costos se torna un tanto compleja, y es por ello que el diseño debe ser más

que nunca el adecuado. A los tradicionales costos de suministrar energía y SSCC, la penetración de ERV agrega, de acuerdo a la experiencia internacional (ver Informe N° 2), los siguientes costos:

a) Costos de encendido y apagado: si bien los costos de encendido (y detención) han estado presentes desde siempre, no necesariamente los diseños de los mercados los reconocen y remuneran. Con alta penetración de ERV se estima que estos costos empiezan a ser significativos[16]. Existen costos directos asociados a los arranques y paradas tales como costo del combustible utilizado, emisiones y los servicios auxiliares necesarios para encender y detener la unidad. Ellos a su vez son diferentes dependiendo de si la partida es en estado caliente o estado frío. Además de lo anterior, el aumento de ciclos de arranque/parada de las unidades de generación produce un aumento en la tasa de falla de componentes, genera inspecciones y períodos de mantenimiento más frecuentes y un mayor consumo de partes y piezas de repuesto, los que se conocen como costos indirectos.

En Colombia la metodología para determinar y asignar los costos de arranques y paradas están dados en la Resolución CREG 051 de 2009. Allí se define los precios de arranque y parada como "el valor, expresado en dólares de los Estados Unidos de Norte América, ofertado por un agente generador al Centro Nacional de Despacho por un arranque-parada de cada planta o unidad térmica que representa comercialmente en el Mercado de Energía Mayorista"

En el artículo 10 de la mencionada resolución se establece la manera como las plantas térmicas deben declarar de manera trimestral sus costos de arranque y parada: "Las empresas generadoras con plantas y/o unidades térmicas ofertarán en el último día de los meses diciembre, marzo, junio y septiembre de cada año el precio de arranque-parada al CND, antes de las 8:00 horas, expresados en valores enteros de dólares de los Estados Unidos de Norteamérica (US$) por cada recurso de generación.

Los precios de arranque-parada se pueden ofertar por tipo de combustible y configuración. Además, diariamente al mismo tiempo que hacen la oferta de precios a la Bolsa de energía deberán informar el combustible y la configuración con que se debe considerar cada recurso de generación en el despacho."

Es importante notar que los costos de arranque y parada declarados por los agentes térmicos son reconocidos en proporción a toda la energía generada por las plantas despachadas y no despachadas centralmente. Este costo se recupera indirectamente por los agentes en la medida en que ese costo hace parte de la formación del precio de bolsa, es decir que se recupera en las ventas en bolsa y en contratos. Los costos de arranque y parada también se tienen en cuenta para la determinación de la reserva de regulación del sistema.

b) Costos por seguimiento de la curva de generación ERV: Cuando hay mayor penetración ERV se requiere que ciertas unidades de generación térmicas

[16] Los costos de flexibilidad de las centrales convencionales (térmicas e hidroeléctricas) están en proceso de estimativa, en función de que datos necesarios para estos cálculos fueron recientemente disponibilizados.

principalmente, que originalmente eran generadores de base, tengan que operar en un régimen constante de seguimiento de la denominada demanda neta (demanda total menos ERV, comúnmente conocida como "curva del pato") debiendo efectuar continuamente ciclajes y rampas de carga.

c) Costos por menor eficiencia: este costo es incurrido por las unidades que, por aportar reserva en giro al sistema, operan en puntos de menor eficiencia al nominal.

d) Ante escenarios con mayor penetración de energías renovables de fuente variable, se espera que el sistema requiera de mayor reserva en giro, con más unidades operando en puntos menores de eficiencia para así aportar al control primario y secundario de frecuencia. Estos aportes adicionales de reserva implicarán costos aún mayores por concepto de eficiencia.

e) Costos de oportunidad: este costo se refiere a que hay unidades que para prestar SSCC deben operar a niveles distintos del máximo de generación, no pudiendo vender toda la energía que potencialmente podría generar.

En resumen, los primeros dos objetivos A y B, buscan identificar la oferta que puede otorgar las reservas de una manera económicamente eficiente y con la calidad requerida y asignar la reserva en forma óptima entre ellas, para lo cual se deben generar las adecuadas señales de precio para contar con estos recursos tanto en el corto como largo plazo. Un sistema eficiente por lo general debe buscar maximizar el uso de los recursos existentes, es por eso que se habla de mercados de corto plazo, asumiendo que existe la capacidad instalada suficiente para otorgarlos, un buen sistema regulatorio debe garantizar también la sostenibilidad y expansión de estos recursos en el mediano y largo plazo.

En lo que se refiere a costos, el sistema regulatorio debe asegurar la recuperación de todos los costos, sean directos, indirectos o de oportunidad; dependiendo del sistema regulatorio que se adopte, esa recuperación se logrará en la medida que los agentes internalicen todos estos costos en sus ofertas, cuando se define un esquema de mercado, o caso contrario, la definición de precio debe contenerlos íntegramente, en el caso de esquemas de precio regulado.

El objetivo C por su parte, si bien parece simple en su concepto de causalidad, tampoco resulta fácil de implementar en un mercado con alta penetración de energías renovables intermitentes, que como ya se ha señalado (Informes 1 y 2), han originado una nueva fuente de requerimientos de SSCC de balance, adicional a las históricas necesidades de reserva asociadas a contingencias en el sistema y desbalances de oferta y demanda. Hoy en día, las energías intermitentes introducen perfiles irregulares de generación, volatilidad e incerteza en los pronósticos, aún en períodos cortos, todo ello origina necesidades adicionales que además se diferencian de las contingencias en su naturaleza, ya que son de carácter más permanente que probabilísticos (como es el caso de las contingencias).

Identificar el origen de los nuevos requerimientos de reserva asociados a ERV representa en sí un nuevo desafío, a diferencia de las reservas ante contingencias y variación imprevista de la oferta y demanda, los que se consideraban requerimientos sistémicos.

La figura siguiente gráfica las reservas por su origen.

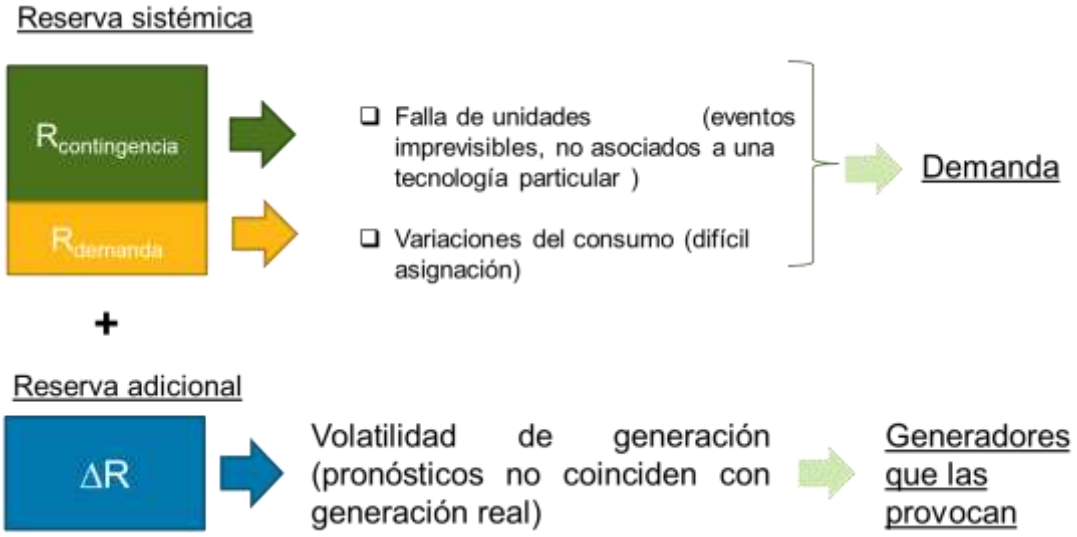


Figura 157 – las reservas y su origen.

Las reservas se programan con antelación y con incertidumbre, si se quisiera aplicar el criterio de causalidad habría que asignar los costos de acuerdo con la responsabilidad de cada agente en la cantidad programada de reservas, independiente de que en tiempo real un agente se desvíe mucho o poco. No es fácil definir una relación directa entre lo que en un momento dado una planta haya podido desviarse y el costo incurrido para que la reserva estuviera lista para responder a ese desvío en particular. El criterio de asignación debe buscar que el principio de causalidad tome como "causa" la probabilidad de que cada planta (o tecnología) se desvíe, lo que plantea la necesidad de prever una cierta cantidad de capacidad de reserva.

Lo anterior depende de cómo el organismo encargado determine las reservas, ya que habitualmente existen dos maneras de hacerlo: calcular la reserva total de forma aditiva y aquel en el que la metodología no es aditiva. La metodología aditiva busca determinar los distintos requerimientos de reserva y sumarlos para obtener el requerimiento final. En este caso, sería posible determinar los "causantes" de los nuevos requerimientos de reserva. Sin embargo, en la segunda forma, se determina la reserva requerida total solamente, como se hace para los requerimientos de contingencia, sin considerar los causantes, en este caso, la asignación se torna más compleja. En el presente estudio, se muestra como este Consultor ha desarrollado metodologías para determinar al menos con diferencia en sus causantes, los requerimientos de reserva asociados a ERV. Ello permitiría asignar correctamente los costos al menos en estos dos casos.

Estos principios rectores u objetivos principales guían el camino para diseñar un mercado, sin embargo, los detalles de la estructura del mercado y el proceso regulatorio en Colombia debe ser tomados en cuenta, lo cual define condiciones iniciales que de alguna forma determinarán el peso relativo que se le dará a cada uno de estos objetivos, lo que implica un conjunto más amplio de principios que debieran guiar el proceso de rediseño del mercado, los que se indican a continuación y cuyo orden no implica una mayor relevancia, ya que todos ellos son un conjunto de principios a seguir, y serán unos más relevantes que otros dependiendo del mencionado peso específico que se le quiera dar a cada uno de los principios rectores.

Principio I: Causalidad de costos en los precios

Siempre que sea posible, los precios recibidos por los proveedores y pagados por los usuarios y consumidores por todos los productos comprados y vendidos en el mercado mayorista de energía y SSCC deben reflejar el costo causado por el que origina el servicio y remunerar adecuadamente al proveedor que presta el servicio. Las asignaciones arbitrarias de costos fijos a precios distorsionan el incentivo para que los proveedores, usuarios y consumidores tomen decisiones económicamente eficientes. La asignación de costos a los participantes del mercado en base a reglas ad hoc crea incentivos para que ellos tomen medidas para evitar incurrir en estos costos. Estas acciones generalmente reducen la confiabilidad de la red o aumentan el costo total de atender la demanda.

Un ejemplo común de este fenómeno surge en los mercados de electricidad que no incorporan toda la transmisión y otras restricciones operativas relevantes en el mecanismo utilizado para establecer los precios. Estos mercados requieren que el Operador del Sistema (ISO por su sigla en inglés Independant System Operator) participe en un proceso de redespacho después del cierre del mecanismo de mercado para garantizar que los programas finales de energía y SSCC sean físicamente factibles en el sentido de que la demanda de energía y SSCC en todas las ubicaciones de la red en realidad se puedan cumplir. En Colombia, este proceso se denomina proceso de conciliación, donde XM compra aumentos de producción o conciliaciones positivas de las unidades de generación que determina que deberían suministrar energía adicional y reducciones de producción o conciliaciones negativas de unidades de generación que determina que deberían suministrar menos energía.

El mecanismo utilizado para compensar a las unidades de generación por aumentar o reducir su suministro de energía y SSCC en cantidades relativas liberadas en el mercado formal puede crear incentivos para que los proveedores incrementen sus ofertas en el mercado mayorista formal. Por ejemplo, si se le promete a un proveedor su costo variable más una parte proporcional de sus costos fijos para proporcionar energía adicional desde su unidad debido a restricciones de transmisión u otras restricciones operativas relevantes, el propietario de la unidad aumentará su oferta para suministrar energía de manera formal en el mercado al menos hasta el nivel de mercado, si él está seguro de que será necesaria su energía debido a la restricción.

La experiencia de muchos mercados en todo el mundo proporciona amplia evidencia de que la socialización de los costos de la energía o los SSCC s a través de reglas de asignación de costos arbitrarios aumenta los costos y reduce la confiabilidad del sistema. Los argumentos a favor de la socialización de los costos basados en la simplicidad regulatoria y / u otros objetivos, pueden reducir los costos de supervisión regulatoria en el corto plazo, pero estas ventajas de costos iniciales en general son superadas rápidamente por la ineficiencia del mercado y los costos de confiabilidad que posteriormente se hacen más costosos, obligando a intervenciones regulatorias para tratar de corregirlos.

La solución al problema del comportamiento ineficiente causado por el establecimiento de precios que no reflejan los costos de una actividad es modelar todas las transmisiones relevantes y otras restricciones operativas relevantes para establecer los precios y los niveles de despacho, tal como se analiza en el mercado de precios marginales nodales (LMP) descrito en [2]. Los precios marginales nodales reflejan el aumento del costo causado por proporcionar

una unidad más de energía en cada nodo de la red de transmisión o una unidad adicional de un SSCC dado en dicho nodo.

Una característica importante de un mercado LMP es que valora con precisión el costo de oportunidad del recurso que proporciona un producto dado. Por ejemplo, si se elige un recurso de generación, con un precio de oferta de energía por debajo del precio de equilibrio del mercado de la energía para proveer un SSCC, un mercado LMP al menos le pagará a la unidad propietaria las ganancias variables que está renunciando al no producir energía. En este caso, el costo de oportunidad es la diferencia entre el precio de mercado de la energía y el precio de oferta de energía del proveedor.

Los precios de escasez son otra componente importante en la fijación de precios por causalidad de costos que se incorpora en un mercado LMP. Específicamente, los recursos deben recibir un precio en exceso de su costo variable si no hay un suministro suficiente de estos recursos para satisfacer la demanda del sistema. Esto ocurre en todos los mercados mayoristas con unidades de generación que tienen diferentes costos marginales. Por ejemplo, si la demanda es de 5,000 MW en una hora y solo 3,000 MW de unidades con costos variables iguales a 30 US$/MWh están disponibles para satisfacer la demanda y la unidad de costo variable siguiente para satisfacer los 2,000 MW restantes de la demanda en la hora tiene un costo variable de 50 US$/MWh, entonces todas estas unidades de bajo costo reciben una prima de escasez de 20 US$/MWh, la diferencia entre el precio de spot del mercado y su costo variable.

Los precios de escasez se aplican con esta misma lógica en el caso de que la capacidad de generación sea insuficiente para satisfacer tanto la energía como todas las demandas de SSCC durante una hora. Bajo estas condiciones, todas las unidades que operan, incluida la unidad de costo variable más alta que suministra energía, deben recibir un precio por encima de su costo variable para reflejar la escasez de capacidad de generación en relación con la demanda. En mercados con respuesta de demanda activa, el precio de la escasez se establecería por la disposición marginal de los demandantes a reducir su consumo de energía y SSCC. Este precio tipo premio por reducir el consumo es una señal de la escasez de recursos de generación y recompensa a todos aquellos que brindan energía y SSCC es en condiciones de escasez.

Existen varios mecanismos administrativos para determinar las condiciones de escasez y los precios de la escasez, pero todos los mercados deben tener un mecanismo para determinar las condiciones de escasez para recompensar a los proveedores por proporcionar energía o SSCC durante estas condiciones del sistema

Principio 2: Un "day-ahead market" en el que los proveedores pueden gestionar sus decisiones de compromiso de unidad y otras restricciones operativas a nivel de unidad de generación

Para las unidades de generación térmica, existen costos fijos significativos asociados con la puesta en marcha de estas unidades. Para las plantas de turbinas de ciclo combinado (CCGT), existen restricciones operativas asociadas con el hecho de que las unidades en la planta funcionen como turbinas de gas de ciclo único o en combinación con una turbina de vapor asociada. Un mercado formal intradiario en el que los proveedores ofrecen, entre otros, sus costos de partida, tanto caliente como fría, junto con sus curvas de oferta de energía les brinda

la oportunidad para reflejar plenamente todos sus costos en los precios resultantes del mercado.

Los niveles y precios de producción deben reflejar el hecho de que las unidades de generación solo pueden aumentar o disminuir su nivel de producción en una cantidad finita dentro de un intervalo de tiempo determinado y este hecho debe reflejarse en el precio pagado a cada unidad de generación. Por ejemplo, si una unidad de generación solo puede moverse en 50 MW dentro de un intervalo de precios, pero tiene 100 MW de capacidad disponible no despachada, esta unidad no debe establecer el precio para satisfacer un aumento de la demanda de 75 MW durante dicho intervalo de precios. En cambio, una unidad más cara con suficiente capacidad de rampa para satisfacer los 25 MW restantes de la demanda no satisfecha durante el intervalo de precios debería establecer el precio.

El mercado LMP toma estas ofertas de arranque (caliente y fría), de energía y de SSCC para todas las unidades de generación y resuelve al menor costo (basado en estas ofertas), el despacho de todas las unidades de generación necesarias para satisfacer la demanda de energía y todos los SSCC en todos los nodos de la red de transmisión, sujeto a las restricciones operativas relevantes (para el operador del sistema) en todas las unidades de generación (como las restricciones de rampa) y la configuración de la red de transmisión para las 24 horas del día siguiente. Este mercado permite a los proveedores presentar curvas de oferta que reflejen su deseo de operar a un nivel dado de producción durante las 24 horas del día siguiente.

Los resultados diarios del mercado son compromisos financieros firmes para energía y SSCC. Esto significa que si un proveedor vendió 50 MWh de energía en el mercado intradiario a 40 US$/MWh durante una hora del día, se le pagará US$ 2,000 = 50 MWh × 40 US$/MWh , independientemente de la cantidad de energía que produzca esta unidad. . De manera similar, si una entidad de servicio de carga compra 100 MWh a 50 US$/MWh en el mercado del día siguiente, debe pagar US$ 5,000, ya sea que consuma esta energía o no.

Principio 3: Un mercado de tiempo real para la energía y los SSCC para compensar los desequilibrios del mercado

El mercado de la energía a corto plazo en Colombia permite a los proveedores de contratos a futuro eliminar los desequilibrios en la producción de energía en tiempo real en relación con sus contratos de venta de energía a plazo. La disponibilidad de una energía de mercado en tiempo real permite a los proveedores comprar energía del mercado a corto plazo en lugar de producirla desde sus propias unidades de generación para cumplir con sus obligaciones contractuales futuras de energía. Estas acciones pueden reducir el costo esperado para el propietario de una unidad de generación de satisfacer un contrato a plazo para energía.

Es importante enfatizar que para que estas acciones reduzcan el costo esperado para el propietario de una unidad de generación de vender un contrato a plazo para energía, el mercado en tiempo real debe minimizar el costo ofrecido para satisfacer la demanda en todos los nodos de la red de transmisión.

Extendiendo este concepto para el caso de mercados intradiarios de energía y SSCC, como mencionado en Principio 2, un mercado en tiempo real brinda a los proveedores la oportunidad de tomar decisiones eficientes de "comprar versus producir o servir" para

cumplir con los compromisos del mercado intradiario. Sin embargo, las diferencias entre el mecanismo utilizado para establecer los precios en el mercado intradiario frente al utilizado en el mercado en tiempo real crearán incentivos para que los proveedores y las cargas realicen acciones para vender y comprar en el mercado estableciendo el precio más favorable, en lugar del mercado que minimiza el costo de atender la demanda. En consecuencia, el mercado en tiempo real debería utilizar el mismo LMP que el "day ahead market", mecanismo que valora todas las restricciones de la red de transmisión y todas las restricciones operativas relevantes de la red de transmisión y las unidades de generación.

La "decisión de compra versus producción compra" significa que los proveedores tienen la opción de comprar energía en el mercado a corto plazo en lugar de producirla a partir de sus propias unidades de generación para cumplir con los compromisos adquiridos en el "day ahead market" o con otras ventas de energía en el mercado de contratos . Por ejemplo, si un proveedor vende 10 MWh de energía en el mercado intradiario desde una unidad de generación con un costo variable de 30 US$/MWh y el precio en tiempo real resulta de 25 US$/MWh, es más barato para el propietario de esta unidad de generación para cumplir con su obligación del "day ahead market" comprar los 10 MWh en el mercado en tiempo real en lugar producirlos.

Es probable que este conjunto de circunstancias sea mucho más frecuente a medida que aumenta la cantidad de energía renovable intermitente en la red eléctrica colombiana. El propietario de una unidad de generación eléctrica o hidroeléctrica podría vender energía a un precio atractivo en el mercado diario basado en la producción de energía solar y eólica esperada para el día siguiente. Sin embargo, si la producción real de energía renovable excede su valor esperado, es probable que el precio en tiempo real sea más bajo que el costo variable de producción de la unidad térmica o el costo de oportunidad del agua de la unidad hidroeléctrica. En estas condiciones, comprar energía del mercado en tiempo real para satisfacer la venta diaria de energía es la forma menos costosa de satisfacer esta obligación.

Asimismo, este mercado en tiempo real fijará los precios a los que deberán comprar los agentes que sufran desvíos respecto de sus compromisos vinculantes adquiridos en el "day ahead market", tanto en energía como en servicios auxiliares.

Principio 4: Mercado de contratos de mediano y largo plazo de los productos necesarios para otorgar SSCC

Una característica del actual mercado mayorista de electricidad en Colombia es el mercado de contratos de compraventa de energía a mediano plazo de (3-4 años para el mercado regulado y de 3 a 7 años para el mercado no regulado). Estos contratos contribuyen a la recuperación anual de costos de las unidades de generación. El diseño del mercado de SSCC debe ser coherente con esta característica del mercado eléctrico de Colombia. La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) puede requerir que XM, como responsable de la operación del mercado, compre una cantidad suficiente de cada SSCC en el mercado bilateral de mediano y largo plazo para garantizar un suministro adecuado en tiempo real de cada servicio para una operación confiable del sistema durante el año. Al igual que en el mercado de la energía, los contratos a largo plazo para la prestación de SSCC deben ser compromisos financieros y no físicos. Esto permitiría a las empresas de generación resolver cualquier

desequilibrio en un mercado en tiempo real para estos productos, así como al comercio de estos contratos si hay una manera más eficiente para cumplir con el acuerdo contractual.

Un mercado a corto plazo para SSCC que establece precios y cantidades de ventas por hora, complementado con mercados de contratos a mediano y largo plazo para estos mismos servicios, con horizontes más largos que el tiempo necesario para instalar y poner en operación nueva generación, aumenta la probabilidad de un suministro confiable de electricidad ante las tasas sustanciales de crecimiento anual de la demanda. Los mercados a corto plazo permiten que cualquier vendedor o comprador de SSCC, puedan comprar una cantidad adicional o vender sus excedentes de cualquier servicio durante la vigencia del contrato a largo plazo. Bajo este diseño de mercado, los compradores y vendedores en contratos a largo plazo para SSCC, saben que estos compromisos a largo plazo pueden revertirse fácilmente, si las circunstancias cambian para el proveedor o el demandante del producto.

Debido al crecimiento esperado de la capacidad de generación renovable intermitente en Colombia, extender la exigencia de contratos a largo plazo a los SSCC aseguraría que también haya una capacidad adecuada para cumplir con los requisitos de estos servicios para varios años en el futuro. Por lo tanto, un foco importante del proceso de diseño del mercado de SSCC en Colombia debería estar en el desarrollo de un mercado de contratos de mediano y largo plazo para los SSCC, junto con un mercado a corto plazo para cada uno de estos productos que permite resolver los desequilibrios de manera eficiente.

Principio 5: Cooptimización de la energía y los SSCC

La minimización del costo total de la oferta de energía y los servicios auxiliares requiere la adquisición conjunta de estos productos. Esto significa que el mecanismo que determina qué ofertas de energía y SSCC se aceptan de cada unidad de generación debe reconocer las ofertas de todas las otras unidades de generación para proporcionar tanto energía como SSCC. Esto requiere formular el mecanismo de compensación del mercado del ISO, como un problema de optimización simultánea que involucra tanto las ofertas de servicios energéticos y complementarios de todos los proveedores de SSCC, tanto generadores como demanda y nuevos productos, como la creación de un mercado a corto plazo ; por ejemplo, Día por Adelante, como se discutió en el Apéndice B.

La cantidad seleccionada para proporcionar energía y SSCC de cada unidad de generación debe minimizar el costo total de abastecimiento. La cooptimización implica: (1) el precio de mercado de cada SSCC depende de qué unidades de generación están suministrando energía durante esa hora, (2) el precio de mercado de la energía depende de qué unidades están proporcionando cada SSCC, y (3) no hay forma de reconfigurar qué unidades están suministrando energía o algún SSCC que permita reducir el costo total ofrecido para satisfacer la demanda de energía y de cada SSCC.

Cooptimizar energía y SSCC permite que los precios reflejen los costos de oportunidad de todo el sistema que administra recursos escasos, tanto inter-temporales como espaciales [19]. Los enfoques de optimización secuencial, que optimizan primero un producto (por ejemplo, energía) y el otro después (por ejemplo, reservas), inherentemente determinan que estos productos no son sustituibles y crean oportunidades para que los proveedores aumenten los

precios que se les pagan para proporcionar estos servicios sin el correspondiente aumento en la confiabilidad del sistema [12]. Estos problemas surgieron en los diseños iniciales del mercado en California e ISO New England. Los propietarios de unidades de generación subestimaron la capacidad de las unidades para proporcionar un servicio con el objetivo de vender en un mercado posterior por un precio más alto.

Hay una serie de características del diseño actual del mercado de Colombia, que limitan la capacidad de cooptimización de la energía y los SSCC, y por lo tanto la solución de menor costo para satisfacer la demanda de energía y SSCC. Por ejemplo, las unidades de generación que se fuerzan a generar al nivel mínimo debido a las restricciones de transmisión u otras restricciones operativas, independientemente de sus costos y en cambio otras unidades se desactivan debido a su ubicación en la red de transmisión, independientemente de sus costos. Los primeros compromisos se llaman conciliaciones positivas y los segundos se llaman reconciliaciones negativas. El diseño del mercado zonal en Colombia con su mecanismo de conciliación positiva y negativa aumenta el costo de satisfacer la demanda de energía y los servicios auxiliares en relación con un mecanismo de mercado que optimiza simultáneamente energía y SSCC, considerando todas las restricciones de transmisión y otras restricciones operativas relevantes, como se discute en [2].

Asimismo, el diseño actual del mercado de una sola zona de precios en Colombia limita significativamente los beneficios potenciales que se pueden obtener de la cooptimización de la energía y la adquisición de SSCC. El diseño de mercado zonal en Colombia no refleja los costos de oportunidad de las unidades individuales de generación de energía que ofrecen cada SSCC, porque este proceso de adquisición no incorpora todas las restricciones de la red de transmisión pertinentes y otras restricciones de transmisión y generación de operación como es el caso de un mercado LMP.

Principio 6: Fijación de precios no confiscatoria

Los precios pagados por cada SSCC deben permitir a todos los proveedores recuperar anualmente la suma de su costo variable directo (por ejemplo, consumo de combustible), costo variable indirecto (por ejemplo, desgaste), y los costos fijos (por ejemplo, inversión, arranque caliente y frío, rampa, etc.) asociados con la prestación de este servicio.

Los proveedores de cada SSCC también deberían recibir al menos el costo de oportunidad del recurso que proporciona el servicio en cuestión. Los costos de oportunidad surgen, por ejemplo, cuando el agua del embalse puede guardarse para una futura utilización y cuando generadores infra - marginales (es decir, las unidades con costos variables estrictamente inferiores al precio del sistema) se solicitan para proporcionar servicios tales como reservas. En esta situación, estas unidades deben reducir su producción y por lo tanto renunciar a los ingresos de las ventas de energía. Por ejemplo, un generador con un costo variable de producir energía de 30 US$/MWh que se acepta para proporcionar reservas cuando el precio de la energía es de 50 US$/MWh incurre en un costo de oportunidad de US$ 20 por cada MWh de energía que no se produjo para proporcionar reservas. El monto pagado al propietario de la unidad de generación por proporcionar este servicio auxiliar debería al menos recuperar este costo de oportunidad de 20 US$/MWh por MW de reserva proporcionada. Estos costos se recuperan típicamente a través de pagos de disponibilidad de reserva ($/MW/h) , que se calculan cuando los SSCC se optimizan conjuntamente en el mercado de energía y SSCC del

"day ahead" (DA) y mediante pagos de utilización (US$/MWh), que se calculan en el despacho en tiempo real.

Cooptimizar la adquisición de energía y SSCC en función de las ofertas de las unidades de generación producirán costos de oportunidad válidos en condiciones de mercado competitivas. Este hecho subraya la importancia de utilizar las ofertas de cada unidad de generación para calcular los precios y las cantidades de energía y SSCC. Si un proveedor presenta un precio de oferta distinto de cero para vender un SSCC , el precio de mercado de este servicio puede exceder la suma del costo de oportunidad y el precio de oferta de este proveedor.

Principio 7: Mitigación de poder de mercado.

Otro desafío al diseño del mercado de SSCC es un mecanismo efectivo de mitigación del poder de mercado para limitar los precios del mercado cuando uno o más proveedores poseen una capacidad e incentivo sustanciales para ejercer un poder de mercado unilateral. Es importante enfatizar que todos los mercados de energía y SSCC en los Estados Unidos tienen mecanismos de mitigación de poder de mercado para limitar las ofertas de los proveedores cuando existen estas condiciones. En consecuencia, un mecanismo de mitigación del poder de mercado debiera ser un ingrediente esencial para cualquier mercado de SSCC.

Existe una variedad de mecanismos disponibles y actualmente en uso en todo el mundo para lidiar con este problema. Todos comparten tres características básicas. La primera es una metodología para determinar si un proveedor posee la capacidad y el incentivo para ejercer un poder de mercado unilateral que sea digno de mitigación. La segunda es cómo se trata la oferta de un proveedor en el mecanismo de mercado utilizado para establecer los precios y las cantidades de compensación del mercado para cada servicio si la oferta del proveedor se considera digna de mitigación. Finalmente, la tercera es si la oferta de un proveedor se considera digna de mitigación, cómo debería pagarse por los SSCC que proporciona.

Un enfoque del tipo "pivotal supplier-based" sería sencillo de implementar para el mercado de SSCC. Los proveedores presentarían sus ofertas para cada servicio en el mercado diario. El ISO tomaría estas ofertas y verificaría si algún proveedor es fundamental para satisfacer la demanda de cualquier SSCC. Se considerará que cualquier proveedor es "pivotal supplier" para un determinado servicio si tiene suficiente capacidad e incentivo para ejercer el poder de mercado unilateral en ese servicio para que sea digno de mitigación.

Un proveedor es "pivotal supplier", cuando al eliminar su oferta, la demanda de la ISO para el servicio en cuestión no se puede cumplir. Procediendo desde el proveedor más grande al más pequeño de SSCC, medido por la cantidad total de servicios ofrecidos en el mercado principal del día anterior (DA), se determina el estatus de cada proveedor para cada servicio. Si se determinara que un proveedor es "pivotal supplier" para satisfacer una demanda de SSCC, se determina su cantidad fundamental para ese servicio. Esta es la cantidad mínima de ese servicio que debe ser suministrado por ese participante en el mercado o no se puede satisfacer la demanda. Por esta razón, su precio de oferta debería ser mitigado, porque independientemente de su precio de la oferta, la oferta del proveedor debe ser aceptada para proporcionar al menos esta cantidad de la prestación.

En consecuencia, para este proveedor se elimina dicha cantidad mínima y su oferta por la cantidad restante no se modifica. Este proceso de mitigación de la oferta en dos pasos se aplica a todos los proveedores por cada SSCC ofrecido. Una vez que se haya completado el proceso de mitigación, la ISO resuelve el equilibrio del mercado, pero con curvas de oferta de SSCC modificadas en base a costos auditados. Esto generaría despachos de SSCC en el DA, así como también precios de compensación del mercado. Como se señaló anteriormente, los despachos del DA resultantes para cada SSCC serán compromisos financieros firmes. Este es solo un ejemplo de cómo podría funcionar un mecanismo de mitigación de poder de mercado para los SSCC.

Es importante señalar que mecanismos de mitigación de poder de mercado solo deberían activarse en circunstancias en que el mercado no se considere efectivamente competitivo. La sobre mitigación puede inducir una decisión de producción ineficiente y aumentar el costo de satisfacer la demanda. Los mecanismos basados en el mercado para limitar la capacidad y el incentivo del proveedor para ejercer un poder de mercado unilateral suelen ser más efectivos que los mecanismos administrativos de mitigación del poder de mercado. Un mercado de contratos para energía y SSCC; una política de expansión proactiva de la transmisión; la participación activa de la demanda en el mercado a corto plazo limitará el ejercicio del poder de mercado unilateral, sin necesidad de un mecanismo de mitigación de poder de mercado (ver [15]) para una discusión detallada de estos asuntos). En el mejor de los casos, los mecanismos de mitigación de poder de mercado pueden evitar el ejercicio de poder de mercado unilateral. La mejor disciplina contra el ejercicio del poder de mercado es la competencia efectiva.

Principio 8: Limitar las definiciones de producto y maximizar la participación de recursos.

Con el fin de maximizar la cantidad de competencia que enfrentan los proveedores de cada SSCC, la cantidad de productos debe limitarse a aquellos determinados como absolutamente necesarios para la operación confiable del sistema. Este menú de productos también debería maximizar las oportunidades de los generadores y de la demanda para participar en cada mercado de SSCC. Esto fomentará la competencia para la provisión de estos servicios, lo que debería reducir los costos que los consumidores finalmente pagan por dichos servicios.

Las definiciones de productos deben ser independientes de la tecnología y, en cambio, deben centrarse en los requisitos de servicio que necesitan los operadores de la red, en lugar de en qué tecnologías específicas pueden proporcionarlos. Se debe permitir que todos los recursos, tales como la generación (gestionable y variable), demanda (despachable e interrumpible), y el almacenamiento (bombeo hidráulico y baterías), participen en el mercado.

Principio 9: Certificación y cumplimiento

Debido a que el papel de los SSCC es asegurar un suministro fiable de electricidad, es fundamental contar con pruebas periódicas de proveedores de estos servicios para verificar que puedan proporcionar los servicios que están certificados para proporcionar. Esta lógica implica que la ISO debe tener un proceso para determinar qué SSCC puede proporcionar un generador o una demanda y qué parte de cada servicio se les permite vender. El ISO debe entonces probar aleatoriamente si un recurso puede proporcionar energía de acuerdo con las

especificaciones del SSCC y evaluar las sanciones por no cumplir con los términos de la venta del SSCC.

Todos los mercados de SSCC de los Estados Unidos tienen procesos de cumplimiento que verifican periódicamente si una unidad que proporciona un servicio puede responder y proporcionar energía de acuerdo con las especificaciones del producto. Si una unidad no supera esta prueba, debe renunciar a todos los pagos de SSCC que ha recibido desde la última vez que cumplió con los términos de venta, ya sea aprobando la prueba o suministrando energía después de que se le haya pedido que lo haga. Por ejemplo, si un SSCC requiere proporcionar la energía dentro de los 10 minutos, el ISO solicitará periódicamente al recurso que proporcione energía adicional, y si la unidad no proporciona la energía solicitada dentro de los 10 minutos, el propietario de la unidad debe renunciar a todos los pagos de SSCC recibidos desde la última vez que la unidad suministró con éxito la energía.

Como se explicó anteriormente, todos estos principios son relevantes para el diseño de un mercado de SSCC que cumpla con los Objetivos o principios rectores mencionados al comienzo de esta sección. La mayor o menor relevancia de ellos en el diseño, dependerá del peso específico que se le quiera dar a cada uno de los principios rectores.

6.2 Servicios complementarios y productos recomendados

En esta sección se presentan los SSCC que se recomienda incorporar en el diseño de mercado, siguiendo lo señalado en el Principio 8 de la Sección 6.1. Asimismo, se indican los productos asociados a estos SSCC que deben ser remunerados de acuerdo al Principio 6 expuesto.

La Figura siguiente muestra las diferentes categorías de SSCC y los servicios propuestos para cada una de ellas, los que se describen a continuación.

Figura 158 – los SSCC y sus categorías

6.2.1 Servicios de balance

6.2.1.1 Regulación de Frecuencia

6.2.1.1.1 Regulación de Frecuencia Primaria (RPF)

Servicio provisto por uno o varios generadores que están abasteciendo la demanda y que tiene por objeto corregir automáticamente los desequilibrios entre generación y demanda. Se aporta mediante la variación de potencia de los generadores a través de la respuesta natural del regulador de velocidad, en forma inmediata y autónoma, como respuesta a las variaciones de frecuencia del sistema.

La RPF deberá activarse de forma automática frente a desviaciones instantáneas de la frecuencia del sistema eléctrico. Las instalaciones que participen de la RPF deberán entregar el 100% de la reserva comprometida dentro de un tiempo de 10 [s] (partiendo no después de los 5 [s]), y deberán ser capaces de mantener su aporte por un tiempo de 5 [min] (este tiempo podrá ser ajustado en función de lo que determine el CND como necesario para restablecer el margen de la RPF.

La prestación de esta categoría de servicio se realizará a través de bandas de regulación simétricas, es decir, la reserva para subfrecuencia será igual que la reserva por sobrefrecuencia.

El despacho de Regulación Primaria de Frecuencia (RPF) se debe realizar por área de despacho, entendiendo por tal cada una de las áreas en que queda dividida la oferta y la demanda como resultado del despacho económico y la saturación de vínculos de Transporte. Es posible originar condiciones para que áreas de despacho con restricción de aportes para RPF, pueda importar ésta desde otras áreas con excedentes. Se denomina importación de reserva para regulación primaria en un área de despacho a la compra de reserva para regulación primaria de máquinas ubicadas en otras áreas de despacho del SEP, que cuentan con excedentes luego de cubrir el requerimiento correspondiente a su área. Normalmente, esta importación no implica en reducción de la capacidad de transferencia entre las áreas involucradas, dado que se podría sobrecargar las líneas por tiempos cortos.

Remuneración de la RPF: de acuerdo al Principio 6 de la Sección 6.1, las componentes para para remunerar la RPF son la disponibilidad y utilización. La componente de utilización de la RPF, asociada al pago por la prestación efectiva del servicio, dependerá si el servicio está actuando por subfrecuencia o sobrefrecuencia. En el primer caso, corresponderá a la inyección de energía valorizada al precio spot de la barra de inyección.

6.2.1.1.2 Regulación de Frecuencia Secundaria (RSF)

Es la acción manual o automática sobre los reguladores de potencia/frecuencia de un grupo de máquinas que están abasteciendo la demanda, permitiendo reestablecer el margen de reserva de regulación de los generadores que participan en la RPF de modo que puedan anular los desvíos de frecuencia al producirse nuevamente el balance entre generación y demanda.

Este servicio considera las subcategorías de RSF por Subfrecuencia (RSF+) y por Sobrefrecuencia (RSF-).

La RSF opera de forma centralizada y automática a través de un esquema de control centralizado. Asimismo, dicha prestación deberá activarse dentro de un tiempo de 10 [s], luego de la instrucción desde el esquema de control. Los agentes que participen de RSF deberán entregar el 100% de la reserva comprometida dentro de un tiempo de 5 [min], y deberán ser capaces de mantener su aporte por un tiempo de 15 [min].

Remuneración de RSF:

i. Remuneración RSF+: disponibilidad asociada a la remuneración por mantener dicha reserva disponible en el periodo requerido y utilización RSF+, asociado al pago por la prestación efectiva del servicio, corresponderá a la inyección de energía por subfrecuencia valorizada al precio spot de la barra de inyección.

ii. Remuneración RSF-: por disponibilidad.

6.2.1.1.3 Regulación Terciaria de Frecuencia (RTF)

Acción de control destinada a restablecer las reservas de la RSF que actuó por sobre- o sub-frencuencia. Este servicio considera las subcategorías de RTF por Subfrecuencia (RTF+) y por Sobrefrecuencia (RTF-).

El RTF operará de forma centralizada y manual. Asimismo, dicha prestación deberá activarse dentro de un tiempo de 5 [min], luego de la instrucción y el tiempo máximo de entrega del servicio será de 2 [hr] medido desde la activación.

Remuneración de RTF:

i. Remuneración RTF+: disponibilidad asociada a la remuneración por mantener dicha reserva disponible en el periodo requerido y utilización RTF+, asociado al pago por la prestación efectiva del servicio, corresponderá a la inyección de energía por subfrecuencia valorizada al precio spot de la barra de inyección.

ii. Remuneración RTF-: por disponibilidad.

Los requerimientos de RF dan origen a los Productos de Reserva, que dependiendo del tiempo en que se requieran, se clasifican en:

Reserva en Giro: este servicio incluye la provisión de generación sincronizada disponible para ajustarse históricamente ante reducciones imprevistas en generación, desconexión de líneas de transmisión o incrementos en la carga, y últimamente ante requerimientos de variación de energías variables, como el viento y el sol.

Esta situación ocurre generalmente en sistemas de despacho económico, cuando unidades de rápida respuesta no son convocadas con el máximo de su capacidad de generación, y por ende, tienen una capacidad sincronizada que puede ser requerida ante cambios imprevistos de demanda u oferta.

Reserva Pronta: es la requerida en la operación por los requerimientos de calidad del servicio. Incluye los siguientes tipos de reserva, que se diferencian por las características y velocidad de respuesta:

- Reserva instantánea: es la reserva que aportan los relés de alivio de carga u otros elementos equivalentes y últimamente sistemas de almacenamiento como baterías de rápida respuesta.
- Reserva para Regulación Primaria de Frecuencia.
- Reserva operativa para Regulación Secundaria de Frecuencia (minutos).
- Reserva fría (normalmente 15 minutos) para RTF.

Con la penetración de ERV, los requerimientos de reserva son cada vez más relevantes y es así como adicional a los productos de reserva tradicionales, hoy en día aparecen nuevos productos a ser remunerados tales como el ciclaje de las unidades, que si bien ya era un componente del sistema, hoy en día se requiere que unidades térmicas ciclen mucho más que antes y con menor despacho, luego esta remuneración por SSCC ayuda a mantenerlas en servicio. Cabe señalar que todo ciclaje debe ser remunerado, aun cuando distinguimos que para SSCC, el ciclaje es el que se usa para responder a desviaciones de los pronósticos de ERV, en otras palabras, existirán "ciclajes programados" como parte del despacho, ante variaciones conocidas de la oferta ERV.

Otro caso de producto nuevo son las rampas, tanto de subida como bajada, que serán más o menos importantes dependiendo de la cantidad de energía hidráulica de regulación que se disponga para hacer frente a las variaciones horarias de las ERV, tanto "programadas" como intempestivas.

Asimismo, para el caso de RTF dicha prestación puede ser realizada por servicios de respuesta de demanda (Cargas Interrumpibles).

Se entiende por Cargas Interrumpibles a la reducción de demanda neta del Usuario Final, medida desde el punto de conexión de éstos al sistema eléctrico, bajo instrucción del encargado del despacho, con el objetivo de reducir la demanda en periodos de alto consumo y baja generación, de gestionar congestiones, de responder ante emergencias sistémicas, entre otros. La naturaleza de la prestación de este servicio se considera sistémica.

Dicha prestación deberá desconectar el total del monto de carga comprometido dentro de un tiempo máximo de 30 [min] luego de la instrucción, y deberá ser capaz de mantener su aporte por un periodo de al menos 2 [hrs]. La remuneración será por disponibilidad.

6.2.1.1.4 Control Rápido de Frecuencia (CRF)

Hoy en día, con la penetración de tecnologías de almacenamiento de rápida respuesta, se puede pensar en incorporarlo como un servicio complementario en la medida que la acción de control les permita responder rápidamente frente a una desviación de frecuencia predefinida. El CRF deberá operar de forma local y automática. Los agentes que participen del CRF deberán entregar el 100% de lo comprometido dentro de un tiempo muy corto (por ejemplo 1 [s]), y deberán ser capaces de mantener su aporte por un tiempo predefinido.

Las componentes para remunerar el CRF son la disponibilidad y utilización. La componente de utilización del CRF corresponderá a la inyección de energía valorizada al precio spot de la barra de inyección.

Este nuevo SSCC puede ser otorgado por Sistemas de Almacenamiento, Volantes de Inercia, etc.

Para el Mercado Colombiano se deberá ir verificando con la entrada de ERV, la necesidad de ir incorporando este servicio.

6.2.2 Energía reactiva y regulación de tensión

Con el objeto de mantener la tensión de los nodos del SEP dentro de márgenes aceptados previamente establecidos, atendiendo a criterios de seguridad, operación a mínimo costo y calidad de servicio, se debe promover la utilización de todos los recursos de absorción e inyección de potencia y energía reactiva disponibles en el sistema.

La naturaleza de la prestación de este servicio es local y su remuneración debe considerar las componentes de inversión, operación y/o mantenimiento, de acuerdo al sistema regulatorio propuesto.

Existen varios prestadores para estos servicios, tales como capacitores, reactores, sistemas de almacenamiento, los que deben competir para otorgar el mejor servicio al menor costo.

6.2.3 Servicios de recuperación de servicio

Si bien la idea primordial de los SSCC mencionados antes y del SEP en general es no caer en interrupciones masivas de servicio, el sistema debe estar preparado también para la eventualidad de que ello ocurra y tratar de recuperar el servicio en el menor tiempo posible.

6.2.3.1 Servicio de control de contingencias

6.2.3.1.1 Desconexiones de Generación Automática (EDAG)

El Esquema de Desconexión Automático de Generación (EDAG), hoy en día es considerado también un servicio complementario, pero más asociado a condiciones de seguridad. Corresponde al desprendimiento automático de generación o inyección con la finalidad de preservar la seguridad y calidad de servicio del sistema eléctrico.

Los Esquemas de Desconexión Automático de Generación (EDAG) son esquemas de control que operan automáticamente. Dichos esquemas emiten orden de desenganche sobre interruptores u órdenes a controladores para reducir la generación de unidades o inyección de sistemas de almacenamiento, frente a condiciones anormales del sistema eléctrico que ponen en riesgo su estabilidad. La activación de los EDAG se produce frente a: límites o umbrales de sobrefrecuencia, y señales de desenganche directo emitidas por sistemas de control que detectan contingencias específicas. Se distinguen EDAG del tipo EDAG por sobrefrecuencia y EDAG por contingencia específica.

La naturaleza de la prestación del servicio EDAG por sobrefrecuencia se considera sistémica, en el caso del servicio EDAG por Contingencia Específica su naturaleza se considera local. Su remuneración debe considerar las componentes de inversión, operación y/o mantenimiento, de acuerdo al sistema regulatorio propuesto.

6.2.3.1.2 Desconexiones de Carga Automática y Manual (EDAC y DMC)

El servicio de Esquema de Desconexión Automática de Carga (EDAC), corresponde al esquema de control que, al detectar condiciones anormales en el sistema que ponen en riesgo su estabilidad, emite órdenes de desenganche sobre distintos interruptores que alimentan consumos.

La Desconexión Manual de Carga (DMC), es la acción ejercida por el Operador del Sistema que al detectar una situación que pone en riesgo la seguridad del sistema, permite la desconexión de consumos bajo condiciones no discriminatorias.

Se distinguen en esta prestación de servicios, los EDAC por subfrecuencia y DMC que se consideran sistémicos y los EDAC por subtensión y EDAC por contingencia específica que se consideran de naturaleza local. Su remuneración debe considerar las componentes de inversión, operación y/o mantenimiento, de acuerdo al sistema regulatorio propuesto.

6.2.3.1.3 Servicio de plan de defensa contra contingencias

Corresponde al conjunto de acciones automáticas de control correctivo, debidamente coordinadas, que están destinadas a evitar un apagón total o parcial del sistema eléctrico ante la ocurrencia de una contingencia extrema o crítica según corresponda.

Esta categoría de servicio considera las subcategorías de Plan de Defensa Contra Contingencias Extremas (PDCE) y de Plan de Defensa Contra Contingencias Críticas (PDCC). La primera tiene por objetivo evitar un apagón total y la segunda un apagón parcial.

La naturaleza de la prestación del servicio de PDCE se considera sistémica, mientras que en el caso del PDCC su naturaleza se considera local. Su remuneración debe considerar las componentes de inversión, operación y/o mantenimiento, de acuerdo al sistema regulatorio propuesto.

6.2.3.2 Servicios de plan de recuperación de servicio

Corresponden a los servicios que, una vez ocurrido un apagón parcial o total del sistema eléctrico, permiten restablecer el suministro eléctrico en el menor tiempo posible.

La naturaleza de este Servicio Complementario puede ser local o sistémica, dependiendo del rol que las distintas instalaciones cumplen en el respectivo Plan de Recuperación de Servicio (PRS).

6.2.3.2.1 Servicio de Partida Autónoma (PA)

Corresponde a la capacidad de una unidad generadora o sistema de almacenamiento que, encontrándose fuera de servicio, puede iniciar el proceso de partida de sus instalaciones, energizar líneas, tomar carga y sincronizarse con el sistema, sin contar con suministro de electricidad externo. La naturaleza de la prestación de este servicio se considera sistémica. Su remuneración debe considerar las componentes de inversión, operación y/o mantenimiento, de acuerdo al sistema regulatorio propuesto.

6.2.3.2.2 Servicio de Aislamiento Rápido (AR)

Corresponde a la capacidad de una unidad generadora o sistema de almacenamiento para continuar operando en forma aislada, alimentando sólo sus servicios auxiliares, tras su desconexión intempestiva del sistema a consecuencia de un apagón total o parcial. La naturaleza de la prestación de este servicio se considera sistémica. Su remuneración debe considerar las componentes de inversión, operación y/o mantenimiento, de acuerdo al sistema regulatorio propuesto.

6.2.3.2.3 Servicio de Equipos de Vinculación (EV)

Corresponde a la prestación que dan los equipos que permiten sincronizar dos zonas del sistema eléctrico que se hayan mantenido operando en forma de islas independientes. La naturaleza de la prestación de este servicio se considera sistémica. Su remuneración debe considerar las componentes de inversión, operación y/o mantenimiento, de acuerdo al sistema regulatorio propuesto.

El Cuadro siguiente resume todos los SSCC propuestos, los productos asociados y quienes pueden otorgarlo

Categoría	Servicio	Productos	Quienes lo pueden Proveer
Balance	RPF RSF RTF CRF	• Reservas • Ciclajes • Rampas • Cargas interrumpibles	• Generadores • Sistemas de Almacenamiento • Demanda Desconectable
Control de Tensión	Regulación de tensión	• Energía Reactiva • Control de voltaje	• Generadores • Capacitores • Reactores • Sistemas de Almacenamiento • Respuesta de demanda
Recuperación del servicio	Control de Contingencias Plan de Recuperación del servicio	Dispositivos electrónicos de potencia Servicios auxiliares EDAG EDAC DMC PDCE PDCC PA AR EV	• Generadores • Sistemas de Almacenamiento • Respuesta de demanda

6.3 Propuestas regulatorias

Siguiendo los objetivos y principios establecidos en esta sección, y con los SSCC y productos definidos, a continuación se proponen y analizan 4 posibles alternativas reglamentarias para cada uno de los servicios complementarios, identificando ventajas y desventajas

Teniendo en cuenta el desafío mencionado, las propuestas incluyen elementos de eficiencia y optimización de costos, tales como:

- Incentivar los niveles adecuados de flexibilidad en el corto y largo plazo, promoviendo nuevos productos de electricidad y mecanismos de mercado para el otorgamiento de Servicios Complementarios y de Red
- Mejorar los diseños de los mercados, reduciendo el paso para los mercados intradiarios y acercarse a un mercado en tiempo real, con la ayuda de los SSCC [4], [7].
- Aumentar la resolución geográfica de los mercados de electricidad con el fin de proporcionar mejores señales a la generación distribuida [5], [6].
- Fomentar la mejor predicción y control de los recursos renovables intermitentes.
- Reforzar los mercados de
- Mejorar en tiempo real las señales de precio para la energía y las reservas, fortaleciendo el vínculo entre Servicios Primarios y Complementarios [6].
- Introducir precios localizados para energía y servicios auxiliares como una forma de resolver problemas de transporte, promoviendo la importación/exportación de reservas. Este tema es muy relevante en Colombia, que no cuenta con un sistema de precios nodales y por ende no cuenta con señales de localización fuertes. Se puede pensar entonces más en mercados locales para servicios auxiliares, que un sistema único a nivel nacional.

Las alternativas propuestas se presentan para cada una de las categorías de SSCC definidas en la Sección 6.2.

6.3.1 Propuestas regulatorias para servicios de balance

Alternativa 1:

Esta alternativa presenta el diseño de mercado más consistente con los principios expuestos, que corresponde a un mercado de precios nodales (LMP, por sus siglas en inglés) de asentamientos múltiples donde todos los SSCC se adquieren simultáneamente con la energía, a objeto de minimizar el costo ofrecido para satisfacer la demanda de energía y SSCC en todos los nodos de la red de transmisión colombiana. Este diseño de mercado incluye al menos dos acuerdos: el "day ahead" y el tiempo real. El mercado DA permite a los propietarios de unidades de generación y a la demanda suficiente información anticipada para administrar de manera eficiente los costos de compromiso de sus unidades y las restricciones operativas a nivel de unidades. Las ofertas en el DA se tornan vinculantes para todo el período definido. El mercado en tiempo real permite a los propietarios de unidades de generación y a la demanda

compensar las desviaciones en tiempo real de la generación diaria, los programas de demanda y los SSCC, a los precios en tiempo real.

Esta sección presenta un diseño de mercado simplificado que es consistente con los principios antes mencionados. Este es un mercado de dos asentamientos que cooptimiza la adquisición de energía y servicios auxiliares en el marco de tiempo diario, seguido por un mercado en tiempo real para los desequilibrios energéticos. El mercado diario establece los precios y las cantidades de energía y de cada SSCC durante las 24 horas del día siguiente en función de un pronóstico de demanda de energía y de cada SSCC para cada hora del día siguiente, minimizando el costo total ofrecido de energía y SSCC. Estas cantidades se tornan vinculantes para los agentes que las ofrecen. En tiempo real, los precios del mercado y los niveles de despacho de la unidad de generación se establecen para minimizar los costos totales de despacho tal como se ofrecen para satisfacer la demanda real del sistema.

La alternativa incorpora, al menos en una etapa inicial, un mecanismo de mitigación de poder de mercado tanto a las ofertas de energía como a las de SSCC, utilizando el mecanismo "pivotal supplier" descrito anteriormente. Las ofertas de precios mitigadas para las cantidades fundamentales de cada proveedor de energía y cada SSCC se incorporarían al mercado diario utilizado para establecer los precios y las cantidades de energía y SSCC. En el día siguiente, el mercado continuaría siendo mitigado con el propósito de establecer precios y niveles de despacho en el mercado en tiempo real.

Para lograr lo anterior, se sugiere el siguiente proceso para el diseño del mercado de SSCC en Colombia . En primer lugar, la CREG debe definir un conjunto de principios para el rediseño del mercado de servicios auxiliares, teniendo en cuenta que una parte significativa de la energía provendrá de la capacidad de generación renovable intermitente. Esto debería ser un proceso de consulta entre las partes interesadas y la CREG . Una vez que estos principios hayan sido acordados, el proceso debería pasar a la cuestión de la definición del producto.

Bajo el diseño del mercado base anterior, debería haber productos de SSCC por hora que puedan comprarse y venderse en el mercado a corto plazo. El proceso de adquisición de servicios auxiliares debe ser cooptimizado con el proceso de programación de energía diaria. Este mercado podría operarse durante la mañana del día antes de que se requiera que los SSCC reales estén disponibles. Este mercado debería producir calendarios financieros diarios firmes para la energía y los SSCC para cada hora del día siguiente. Esto permitiría a XM encontrar la combinación de programas de energía por hora y provisión de SSCC que minimice el costo ofrecido para satisfacer la demanda por hora de energía y SSCC durante las 24 horas del día siguiente.

Un calendario financiero firme para la energía implica que si un proveedor vende 40 MWh en el mercado diario y, finalmente, produce 30 MWh, el proveedor debe comprar el déficit de 10 MWh en relación con su calendario diario en el mercado en tiempo real. Del mismo modo, si un proveedor produce 50 MWh, los 10 MWh adicionales relativos a su calendario diario se venderán en el mercado en tiempo real. Una lógica similar se aplica al consumo de electricidad comprado en el mercado diario. Es importante destacar que cada hora de cada día, la energía se venderá y se comprará a dos precios diferentes: el precio diario y el precio en tiempo real. Estos precios difieren debido a los diferentes conjuntos de información disponibles para XM sobre las condiciones subyacentes de oferta y demanda y las expectativas

sobre la configuración de la red de transmisión y otras restricciones operativas en tiempo real cuando se opera el mercado diario y cuando el mercado en tiempo real es operado.

Es probable que un mercado de dos asentamientos mejore la competitividad del mercado de SSCC porque los proveedores que venden estos servicios en el mercado diario que posteriormente son llamados para suministrar energía saben que siempre recibirán un precio por la producción adicional que es mayor o igual a su costo variable de producir electricidad. En consecuencia, todos los proveedores que compiten para suministrar cada servicio auxiliar saben que compiten contra proveedores que no tienen que incluir una prima en su oferta de SSCC por el hecho de que se les puede pedir que produzcan energía adicional a un precio inferior a su costo variable.

El mercado del día siguiente establece los precios y las cantidades de energía y cada servicio auxiliar para las 24 horas del día siguiente en función de la previsión de la demanda de energía y cada SSCC para cada hora del día siguiente, minimizando el costo total de las ofertas de energía y SSCC. El mercado del día puede modificarse para permitir a los minoristas ofrecer curvas de demanda que respondan a los precios para cada una de las 24 horas del día siguiente. Esto no complica de manera apreciable el algoritmo de la solución porque cualquier curva de oferta sensible al precio por demanda se puede descomponer en una demanda inelástica, $D(p_f)$, la demanda al precio mínimo para el mercado, p_f , y una curva de oferta sensible al precio para suministrar los "megawatts "definida de la siguiente manera: $SN(p) = D(p_f) – D(p)$.

En tiempo real, los precios de mercado y los niveles de despacho de unidades de generación se establecen para minimizar los costos de despacho totales tal como se ofertan para satisfacer la demanda real del sistema de energía y SSCC, dada la configuración en tiempo real de la red de transmisión y la operación en tiempo real, incorporando las limitaciones que enfrentan los propietarios de unidades de generación. Por lo general, el mercado en tiempo real se despeja varias veces en una hora. En todos los mercados de los Estados Unidos, los precios y los niveles de despacho se establecen cada cinco minutos en respuesta a los cambios en las demandas de cada nodo, la configuración de la red de transmisión y el nivel operativo y la disponibilidad de todas las unidades de generación.

En el próximo capítulo se explica en detalle un mercado de precios marginales nodales con dos asentamientos que cooptimiza la adquisición de energía y SSCC durante las 24 horas del día siguiente y luego opera un mercado en tiempo real para gestionar las desviaciones.

Esta alternativa incorpora además un fortalecimiento de los contratos a mediano y largo plazo tanto para la energía como para los SSCC.

Esta alternativa se completa con un proceso de certificación y cumplimiento.

En relación a quienes pagan los SSCC, la propuesta busca aplicar el Principio 1 explicado antes, en el sentido de buscar "el que causa paga" y que se describe en detalle en el próximo capítulo.

Alternativa 2:

Esta alternativa corresponde a la Alternativa 1 propuesta anteriormente, pero sin considerar precios nodales.

En esta alternativa el mecanismo de mitigación de poder de mercado se mantiene, al perderse señales importantes.

Alternativa 3:

Esta alternativa corresponde a la Alternativa 1 propuesta anteriormente, pero sin considerar cooptimización, esto es optimización secuencial de energía y reservas.

En esta alternativa el mecanismo de mitigación de poder de mercado se mantiene, ya que la optimización secuencial produce mayores costos para los SSCC.

Alternativa 4:

Esta alternativa corresponde a la Alternativa 2 propuesta anteriormente, pero sin considerar cooptimización, esto es optimización secuencial de energía y reservas.

En esta alternativa el mecanismo de mitigación de poder de mercado se mantiene, ya que la optimización secuencial produce mayores costos para los SSCC y se pierden señales importantes.

El Cuadro siguiente presenta un resumen de cada alternativa, indicando ventajas y desventajas desde el punto de vista del cumplimiento de los Objetivos rectores. El cuadro indica además, los cambios regulatorios requeridos para su implementación.

En Anexo F, se muestra un análisis de los beneficios de una alternativa respecto a la otra.

	Alternativas Propuestas			
	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3	Alternativa 4
	Full LMP, cooptimización del despacho de energía y SSCC con al menos dos reliquidaciones diarias (mercado intradiario); Fortalecer Mercado de Contratos Energía y SSCC	Alternativa 1, con precios zonal es	Optimización secuencial del despacho de energía y SSCC; precios nodales; mercado intradiario; Fortalecer Mercado de Contratos Energía y SSCC	Alternativa 3 con precios zonales
Principios rectores				
Adecuado dimensionamiento de SSCC (que se construya lo necesario al menor costo)	Adecuado	Puede llevar a distorsiones en la ubicación de los equipos	Puede llevar a sobre instalaciones; mayor costo por servicios de menor calidad	Suma de 2 y 3
Promover oferta suficiente y de calidad en CP y LP(que se paguen los SSCC - Señales Expansión)	Adecuado	Missing Money Señales para expansión pueden ser inadecuados	Missing Money; Precios bajos – señales no eficientes para expansión	Suma de 2 y 3
Correcta Asignación de Costos (Principio de causalidad, que pague el que debe)	Se da en forma natural	Idem 1, pero se pierden ciertas señales de asignación (congestión)	Idem 1	Idem 2
Otros principios y consideraciones				
Mitigar Poder de Mercado	Recomendado al menos en la transición; fácil implementación	Requerido, ante ausencia de señales	Idem1, pero mas profundo	Suma de 2 y 3
Certificación y Cumplimiento	Recomendado	Requerido	Requerido	Requerido
Definición de productos	Permite una mejor, definición, al estar todas las señales	Puede "esconder" la necesidad de productos	Intermedio entre 1 y 3	No permite una adecuada definición
Cambios regulatorios requeridos	Cooptimización & Precios nodales; MI	Cooptimización; MI	Precios nodales; MI	MI

6.3.2 Propuestas regulatorias para energía reactiva y regulación de tensión

En relación a estos servicios, existen diversas tendencias que van desde regular completamente estos servicios, estableciendo los compromisos que tienen que cumplir los generadores (curva P-Q, mantenimiento de tensión en las barras del SEP, etc.) hasta aquellos que tratan de originar un mercado en forma análoga a la energía activa.

La eficiencia de cada alternativa tiene que ver con la realidad de cada país, tanto en lo que se refiere a la topología de la red, como a las características de monopolio o competencia existente en base al número de agentes del mercado, concentración de propiedad, etc.

Los conceptos básicos relacionados a este servicio se describieron en Informe 1 y 2, y también en este último se analizaron las opciones aplicadas en distintos países.,

Existe un consenso en que este servicio es sistémico y normalmente se asigna su pago a la demanda. Este servicio depende en todo caso de un buen diseño en el mercado de generación y de SSCC de balance, ya que muchas veces se puede derivar a un problema de control de tensión producto de malas señales en el lado de generación y transmisión, produciéndose crecimiento indiscriminado de generación en un solo nodo, sin contar con la transmisión suficiente o en algunos casos, las decisiones de expansión de transmisión no acompañan a la expansión eficiente de generación en un nodo del SEP.

Respecto a su desarrollo, se propone el esquema de expansión competitiva licitando el servicio (y no equipamiento), en donde se debe considerar cuidadosamente los casos de equipos multiservicio, como los sistemas de almacenamiento en base a baterías, que pueden otorgar control de tensión y otros SSCC a la vez. Este modelo sigue a los esquemas de expansión competitiva de las líneas de transmisión, instaurados en países como Argentina en los años 90 y Chile en el año 2004 (véase [9]), y últimamente aplicado a este SSCC como es también el caso de Chile.

6.3.3 Propuestas regulatorias para los servicios de recuperación de servicio

Tal como se describiera en Informe 1, para el caso del SIN, básicamente se debiera contemplar las siguientes acciones:

a) Identificar, mediante el análisis de cada una de las regiones eléctricas del SIN, las islas eléctricas factibles de permanecer equilibradas en potencia activa y reactiva ante contingencias graves en las cuales la reducción operativa de demanda no resulte totalmente efectiva y definir los automatismos y sistemas de regulación requeridos para ello. Analizar la factibilidad técnica y económica de su implementación.

b) Evaluar el comportamiento dinámico de cada una de las islas eléctricas identificadas verificando la permanencia en servicio de los generadores y la restitución de las tensiones y la frecuencia a valores admisibles y estacionariamente estables.

c) Determinar el equipamiento requerido y las comunicaciones necesarias en el SIN para poder habilitar o deshabilitar aperturas de interruptores en forma automática, adecuando la conformación de las islas eléctricas a las variaciones de demanda y generación que se produzcan.

d) Identificar los generadores que, ante el colapso total o parcial del SIN, puedan permanecer en servicio alimentando sus servicios auxiliares e incluso a mayor potencia por ejemplo incorporando baterías de acumulación.

e) Identificar los generadores que podrían contar con las instalaciones de Arranque en Negro requeridas por el sistema eléctrico, analizar la factibilidad técnica y económica de su implementación.

f) Decidir en qué generadores se incorporarán las instalaciones de Arranque en Negro requeridas para optimizar el funcionamiento del SIN.

g) Elaborar los anteproyectos de las instalaciones que se requieran para la formación de las islas eléctricas y el Arranque en Negro.

El objetivo principal que debiera buscarse es asegurar que la mayor cantidad posible de generadores se mantengan en servicio luego de perturbaciones importantes del sistema, sin que se provoquen apagones generalizados. La única forma de lograr esto es ajustando rápidamente la cantidad de carga conectada para equilibrar la generación remanente y / o cambiando la configuración del sistema en la forma que sea conveniente. Esto último requerirá que al menos algunas partes de la red sean operadas en estos casos como sistemas de islas independientes.

Por otra parte, el requerimiento principal de cualquier instalación para el Arranque en Negro es que los generadores involucrados se puedan arrancar, acelerar y conectar a la red local de suministro lo más rápidamente posible luego de un apagón total en el área. Debido a sus características implícitas, los generadores hidroeléctricos y los accionados por turbinas de gas son los más adecuados para estas tareas. Una vez lograda la operación de un generador importante, se puede restablecer el suministro a los generadores adyacentes, a las cargas locales y, vía circuitos de interconexión, a otras centrales eléctricas de la zona hasta restablecer el suministro normal.

Respecto a su desarrollo, se propone el esquema de expansión competitiva definido para el SSCC de control de tensión, licitando el servicio (y no equipamiento), en donde se debe considerar cuidadosamente los casos de equipos multiservicio, como los sistemas de almacenamiento en base a baterías, que pueden otorgar este servicio y otros SSCC a la vez.

7 PROPUESTA REGLAMENTARIA SELECCIONADA PARA LOS SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

Este capítulo detalla la propuesta reglamentaria elegida para los servicios complementarios. Como se indicó en capítulos anteriores, los principales objetivos de diseño del mercado son:

- Objetivo A: dimensionar adecuadamente los SSCC que se requieren, identificando claramente el origen de ellos (contingencia, variabilidad de la generación y el consumo, perfil de tensión, etc.), con especial énfasis en los nuevos requerimientos asociados a energía renovable intermitente y definir esquema regulatorio que permita que ellos se suministren a un nivel aceptable de confiabilidad durante todas las horas del año y al menor costo para los usuarios.
- Objetivo B: Promover en el tiempo la oferta suficiente y de calidad para otorgar los SSCC, asegurando su adecuada expansión en el mediano y largo plazo, principalmente a través de señales de eficiencia tanto técnicas como económicas. Ello conlleva a que necesariamente los prestadores de estos servicios puedan recuperar anualmente todos sus costos de proveerlos.
- Objetivo C: Determinar la correcta asignación a los pagadores de los SSCC, en donde debe primar el principio básico de que el que causa paga

El primer objetivo es proporcionar la energía que demandan los consumidores y los servicios auxiliares necesarios para suministrarla al menor costo posible. El segundo objetivo reconoce que una restricción a largo plazo para alcanzar el primer objetivo es la viabilidad financiera de los proveedores. Si estos proveedores no pueden recuperar el costo total (incluido el retorno del capital invertido) de proporcionar cada servicio demandado, ellos saldrán de la industria y el primer objetivo no se cumplirá. Por su parte, los consumidores exigen un nivel mínimo de confiabilidad de suministro para su electricidad, de modo que tanto el objetivo de minimizar lo que los consumidores pagan por su electricidad como la restricción de que los proveedores obtengan ingresos suficientes para permanecer financieramente viables deben respetar esta condición de confiabilidad.

Existe una gran variación a nivel mundial en los mercados de servicios complementarios en términos de los servicios demandados y cómo se contratan. Las diferentes regiones utilizan diferentes características de unidades de generación, redes de transmisión y distribución y protocolos de operación del sistema para mantener un suministro confiable de electricidad.

Ahora bien, desde el punto de vista de cómo se obtienen, se pueden definir dos tipos de servicios complementarios:

(1) Los que se obtienen a través de contratos a largo plazo con instalaciones específicas y
(2) Los que se obtienen en el despacho diario a través de mercados de corto plazo generalmente basados en ofertas.

El primer enfoque se emplea generalmente para servicios complementarios que son de naturaleza local, y por lo tanto, es probable que sea proporcionado por un pequeño número de instalaciones, por lo que los problemas de poder de mercado podrían ser graves si se implementara un mercado a corto plazo basado en ofertas. La demanda de estos servicios no

varía significativamente a lo largo de las horas del año, lo que facilita la formación de acuerdos de suministro a largo plazo para estos servicios. Control de voltaje y Planes de Recuperación de Servicio, con productos tales como partida autónoma son ejemplos de servicios complementarios que tienen estas características.

Por otra parte, servicios complementarios que tienen menos demandas locales, que pueden ser proporcionadas por más recursos y tienen una demanda que puede variar significativamente a lo largo de las horas del día y el año se venden generalmente a través de mercados de corto plazo basados en ofertas. Las reservas operativas que abordan el control de frecuencia y administran las contingencias a corto plazo se ajustan a estas características y, por lo tanto, generalmente se compran en mercados horarios en muchos mercados mayoristas de electricidad a nivel mundial.

Una propuesta regulatoria para servicios complementarios debe distinguir entonces entre estos dos tipos, dada su naturaleza tan distinta. Como se verá en detalle en el desarrollo de la propuesta, para el caso (1) hay tres mecanismos que utilizan los operadores de sistemas para obtenerlos:

a) A los propietarios de las instalaciones se les puede exigir que proporcionen estos servicios como condición para participar en el mercado mayorista sin una compensación explícita.
b) El regulador y el operador del sistema pueden formular un enfoque basado en costos para la compensación por la prestación anual del servicio.
c) Finalmente, el operador del sistema y el regulador pueden ejecutar un proceso competitivo de adquisición basado en oferta para otorgar un determinado servicio.

En lo sucesivo, este informe desarrollará dependiendo de las condiciones de competencia para los servicios de este tipo, las opciones (b) y (c), que se denominarán genéricamente Prestación Directa y Licitación respectivamente.

El Cuadro siguiente describe entonces los servicios complementarios propuestos para el desarrollo inicial del mercado, clasificados por su naturaleza y por la forma en que se obtienen, lo que define el marco para la propuesta regulatoria. Cabe señalar que la descripción de estos servicios se desarrolló en el Capítulo 6.

Categoría	Servicio	Propuesta Regulatoria	
		Mecanismo de implementación	Frecuencia del proceso
Balance	Control rápido de frecuencia	Licitación	Determinado por Operador
	Control primario de frecuencia	Oferta	Diario
	Control secundario de frecuencia	Oferta	Diario
	Control terciario de frecuencia	Oferta	Diario
Control de tensión	Control de tensión	Licitación	Determinado por Operador
Recuperación de Servicio	Control de Contingencia	Licitación /Prestación directa	Anual
	Plan de Recuperación de Servicio	Licitación /Prestación directa	Determinado por Operador

En lo que respecta a los servicios de control de frecuencia (con excepción del control rápido), en el capítulo anterior se describieron 4 alternativas que cumplían en mayor o menor grado con los principios rectores definidos.

Cabe señalar que de estas cuatro alternativas, la CREG definió desarrollar en detalle la Alternativa 2, la que a su vez se ajusta a lo definido en el Estudio de Mercados Intradiarios desarrollado paralelamente al presente estudio.

A continuación se desarrolla entonces dicha opción en detalle.

7.1 Propuesta reglamentaria seleccionada para los servicios complementarios

Como se mencionara anteriormente la propuesta regulatoria se divide en dos, para tratar los servicios complementarios tipo 1 y 2; no obstante, hay ciertos aspectos generales de la propuesta que son comunes a ambas opciones.

7.1.1 Aspectos generales

Son Servicios Complementarios aquellas prestaciones que permiten efectuar la coordinación de la operación del Sistema Interconectado Nacional.

El Centro Nacional de Despacho (CND), a través de los Servicios Complementarios, deberá preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico y garantizar la operación más económica y de calidad para el conjunto de las instalaciones del referido sistema, en conformidad a la normativa vigente.

Los Servicios Complementarios requeridos por el Sistema Interconectado Nacional deberán materializarse a través de procesos de licitaciones u ofertas, estas últimas cuando el requerimiento sea de cortísimo plazo (diario con detalle horario).

De manera excepcional y sólo cuando las condiciones de mercado no sean competitivas o las licitaciones sean declaradas desiertas o las ofertas no sean suficientes, el Centro Nacional de Despacho (CND)[17] podrá instruir la prestación y/o instalación en forma directa y obligatoria en los términos que se señalan en la presente propuesta.

Para efectos de establecer que las condiciones de mercado no sean competitivas, la CREG y/o el Operador del sistema analizarán las condiciones estructurales y dinámicas existentes tales como, la naturaleza sistémica o local del Servicio Complementario, el número de potenciales oferentes, el grado de concentración del mercado del respectivo servicio, las barreras de entrada y salida, así como toda otra variable relevante que influya en la competitividad de la prestación del servicio. La remuneración de los Servicios Complementarios deberá evitar en todo momento el doble pago de servicios o infraestructura.

La CREG definirá mediante la Resolución correspondiente, los Servicios Complementarios y sus respectivas categorías, los que inicialmente pueden ser los propuestos en este estudio. Sin perjuicio de lo anterior, la CREG podrá solicitar, en cualquier momento, al Centro Nacional de Despacho (CND) que informe sobre eventuales nuevos Servicios Complementarios o categorías de éstos, con el objeto de poder ser incorporados en la Resolución SSCC.

Para efectos de lo anterior, el Centro Nacional de Despacho (CND) deberá elaborar un informe con una propuesta, en adelante "Propuesta de SSCC", la que deberá contener la definición y descripción de los Servicios Complementarios, y sus respectivas categoría o

[17] Esta función , así como las posteriores indicadas en esta sección, como la determinación de requerimientos de reserva, requerimientos de nuevas instalaciones para Control de Tensión y Recuperación de Servicio, así como la determinación de costos referenciales, son tareas que en esta propuesta se asignan al Operador, asumiendo que es un Operador Independiente, como es la experiencia en la mayoría de los mercados; sin embargo, la CREG deberá poner especial atención en quien recaen estas actividades, dada la condición particular en el Mercado Colombiano, de que el Operador del sistema no es completamente independiente.

subcategorías, que puedan ser requeridos por el Sistema Interconectado Nacional para su operación segura, de calidad y más económica, en el corto, mediano y largo plazo. Para la elaboración de esta propuesta, el Centro Nacional de Despacho (CND) deberá considerar los requerimientos del Sistema Interconectado Nacional teniendo en consideración, al menos, la evolución esperada en la matriz de generación, comportamiento y proyecciones de demanda y generación, la planificación de la transmisión, y el desarrollo, evolución y cambios tecnológicos de las instalaciones y operación del sistema eléctrico

Dicha Propuesta de SSCC también podrá ser enviada a la CREG cada vez que el Centro Nacional de Despacho (CND), como resultado de los análisis efectuados en virtud de lo dispuesto en el párrafo anterior, y de los requerimientos del sistema eléctrico, determine la necesidad de proponer nuevos servicios y categorías de éstos para que la CREG modifique la Resolución de SSCC, si corresponde.

Se podrá prestar desde una misma instalación del sistema eléctrico más de un Servicio Complementario, de manera simultánea o en distintos tiempos, cuando las características técnicas de dicha instalación así lo permitan. La prestación simultánea de dos o más servicios que se realice a través de una misma instalación no podrá comprometer el cumplimiento de las prestaciones de ninguno de los Servicios Complementarios por separado, así como tampoco podrá existir doble pago de servicios o infraestructura.

7.1.1.1 Informe de servicios complementarios

Anualmente, en base a los criterios definidos en la Resolución SSCC, el Centro Nacional de Despacho (CND) elaborará y comunicará el Informe SSCC, en el cual deberá señalar los Servicios Complementarios requeridos por el Sistema Interconectado Nacional junto con su calendarización respectiva y el mecanismo a través del cual se materializará su prestación y/o instalación.

Previo a ello, los interesados podrán presentar al Centro Nacional de Despacho (CND), para su consideración en la elaboración del Informe SSCC, proyectos y propuestas de soluciones para la prestación de Servicios Complementarios.

Para efectos de lo señalado en el párrafo anterior, el Centro Nacional de Despacho (CND) deberá analizar y determinar los requerimientos del Sistema Interconectado Nacional para su operación segura, de calidad y más económica, identificar los Servicios Complementarios necesarios para cumplir con dichos requerimientos, y luego determinar los recursos técnicos que están disponibles en el sistema eléctrico para la prestación de los distintos servicios. En caso de que los recursos técnicos sean insuficientes para satisfacer los requerimientos antes señalados, el Centro Nacional de Despacho (CND) deberá identificar los nuevos recursos que deberán ser incorporados en el Sistema Eléctrico Nacional.

El Informe SSCC, deberá contener, al menos, lo siguiente:

a) Requerimientos de SSCC para al menos el siguiente año (balance, control de tensión y recuperación de servicio).
b) Identificar recursos existentes y necesidad de nuevos recursos (control de tensión y recuperación de servicio).
c) Análisis de competencia para los servicios complementarios indicados en b).

d) Requerimiento de nuevos SSCC, y si corresponde, informar a la CREG para que emita una nueva Resolución.
e) Análisis de costos para prestación directa.

Para efectos de la elaboración del Informe SSCC y la determinación de los Servicios Complementarios requeridos para la operación de calidad, segura y más económica del sistema eléctrico, el Centro Nacional de Despacho (CND) deberá definir un horizonte de evaluación de dichos requerimientos, el cual no podrá ser inferior a un año.

Entre cada Informe SSCC, el Centro Nacional de Despacho (CND) podrá, mediante una actualización, incluir o modificar fundadamente los requerimientos de Servicios Complementarios establecidos en dicho informe, como también los recursos técnicos e infraestructura disponible en el sistema eléctrico.

El Centro Nacional de Despacho (CND) deberá monitorear permanentemente las condiciones de mercado de los servicios contenidos en el Informe SSCC, mediante procedimientos, metodologías y/o indicadores que éste defina.

En caso de que el Centro Nacional de Despacho (CND) constate cambios en las condiciones de mercado que justificaron los mecanismos de materialización establecidos, deberá modificar el Informe SSCC mediante una actualización del mismo.

Para los efectos de la elaboración del informe señalado anteriormente, y específicamente para que el Operador pueda efectuar el dimensionamiento de los requerimientos de reserva y la determinación de costos eficientes para la prestación de los servicios complementarios, se proponen los siguientes criterios y lineamientos, contenidos en los anexos:

Anexo C: Criterios para estimar los Requerimientos De Reserva para la Operación Del Sistema

Anexo D: Costos De Referencia para los Servicios Complementarios

7.1.2 Servicios complementarios vendidos a corto plazo.

La demanda de reservas operativas típicamente escala con el nivel y la volatilidad de la demanda neta de recursos asignables. La demanda neta de recursos despachables es la diferencia entre la demanda horaria de electricidad menos la producción horaria de recursos de generación intermitentes. Si hay un número suficiente de unidades de generación capaces de proporcionar reservas operativas, entonces un mercado a corto plazo es una forma rentable de obtener estos servicios por hora.

Las reservas operativas son utilizadas para proporcionar dos clases de productos: (1) servicios de gestión de contingencia y (2) servicios de control de frecuencia. Las reservas de contingencia responden a la pérdida de una unidad de generación o una línea de transmisión que crea una perturbación en la red eléctrica. Las reservas de control de frecuencia responden a las desviaciones en la frecuencia del sistema. Diferentes productos responden a grandes desviaciones de frecuencia en comparación con pequeñas desviaciones de frecuencia. Actualmente, en Colombia sólo opera un mercado para responder a las pequeñas desviaciones de frecuencia utilizando el control de la generación automática (AGC).

La propuesta regulatoria considera que los actores del mercado oferten además de energía, 4 productos adicionales, en una modalidad de oferta simple (cantidad, precio unitario)[18], las que serán en general a precios distintos entre ellas y de la energía:

a) Una cantidad de MW para Disponibilidad de Regulación Primaria, a un valor en US$/MW[19].
b) Una cantidad de MW para Disponibilidad de Regulación Secundaria a subir, a un valor en US$/MW.
c) Una cantidad de MW para Disponibilidad de Regulación Secundaria a bajar, a un valor en US$/MW.
d) Una cantidad de MW para Disponibilidad de Regulación Terciaria, a un valor en US$/MW[20].

las que se efectuarán en la misma oportunidad y en los plazos que se definen para el mercado de energía.

La regulación de frecuencia secundaria responde a pequeños cambios en la frecuencia. Se proporciona de forma centralizada y automática por el operador del sistema. En los mercados de América del Norte, al igual que en Colombia, el control de frecuencia secundario a menudo se conoce como Control de Generación Automática (AGC) porque esta es una herramienta que se usa para proporcionar control de frecuencia secundaria. Unidades de generación ofrecen rangos de regulación sobre la que sus unidades pueden operar bajo AGC. En la mayoría de los mercados de servicios complementarios a corto plazo, el AGC se vendió inicialmente de forma simétrica en función del despacho de energía de un proveedor. Por ejemplo, si el propietario de una unidad de generación vendiera 10 MW de capacidad AGC durante una hora y tuviera un despacho de energía de 150 MWh para esa hora, esa unidad podría operar entre 160 MW y 140 MW durante la hora en respuesta a las instrucciones del Operador del sistema con el fin de mantener la frecuencia del sistema dentro de límites aceptables.

La mayoría de los mercados pasaron a un esquema en el que se crearon servicios complementarios de AGC direccionales separados. Esto se hizo en respuesta al hecho que durante ciertas horas del día la demanda de servicios de AGC fue direccional: durante la rampa de la mañana, la demanda fue principalmente para el AGC ascendente y durante la rampa de la noche principalmente el AGC descendente. En América del Norte, estos productos se conocen como Regulación arriba (RegUp) y Regulación abajo (RegDn). Si la unidad con un programa final de 150 MWh vende 10 MW de RegUp, el propietario de la

[18] La oferta puede ser por unidad o por planta según lo defina la CREG.

[19] Debido a que el control de frecuencia primaria se activa localmente normalmente se proporciona bajo el mecanismo de condición para participar. No hay costos directos asociados con la prestación de este servicio. Sin embargo, algunas regiones con una gran proporción de recursos de generación intermitente, como Chile y California, están implementando un mercado centralizado para la regulación de la frecuencia primaria. Debido a que Colombia tiene actualmente una proporción muy pequeña de recursos renovables intermitentes y una gran participación de capacidad hidroeléctrica, el enfoque de condición para participar en la provisión del control de frecuencia primaria puede ser suficiente para el futuro próximo y no adoptar todavía el esquema de mercado propuesto. Una vez que otros mercados en el mundo hayan implementado con éxito mercados centralizados a corto plazo para el control de frecuencia primaria, Colombia podría considerar establecer dicho mercado.

[20] Debido a la gran cantidad de recursos hidroeléctricos en Colombia, es poco probable que exista una necesidad significativa de reservas no rotatorias.

unidad debe estar dispuesto a operar entre 150 MW y 160 MW durante la hora en respuesta a las instrucciones de AGC del operador del sistema. Si la unidad vende 10 MW de RegDn, entonces debe estar dispuesta a operar entre 150 MW y 140 MW durante la hora en respuesta a las instrucciones de AGC del operador del sistema.

La propuesta regulatoria consiste en los siguientes pasos:

a) Las ofertas recibidas en su forma {cantidad, precio} se someten a un análisis de competencia o poder de mercado, según lo descrito en punto 7.1.2.2., debiendo modificar las ofertas de los proveedores pivotales al valor de costos regulados, los cuales se definen tomando en consideración los costos provenientes del Informe mencionado en 7.1.1.1, determinados según los criterios expuestos en Anexo C, de acuerdo al siguiente criterio:

   Para cada servicio de reserva y cada generador, el máximo valor entre el costo determinado en el Informe mencionado en 7.1.1.1 y el valor medio móvil del valor de mercado para la correspondiente reserva en los últimos 10 días, considerando todas las horas.

   A continuación se muestra un ejemplo de este proceso.

   Supongamos que el Requerimiento Total de una determinada reserva es de 250 MW y que existen 4 generadores que efectúan las siguientes ofertas por disponibilidad de dicha reserva en cantidad.

   Ofertas de Disponibilidad de Reserva:

   G1: 30 MW
   G2: 45 MW
   G3: 140 MW
   G4: 150 MW

   Según lo explicado en 7.1.2.2., el análisis de proveedor pivotal arroja los siguientes resultados:

   Análisis de suministrador pivotal:

   G1: Ofertas – G1 = 335 MW > 250 MW no es pivotal
   G2: Ofertas – G2 = 320 MW > 250 MW no es pivotal
   G3: Ofertas – G3 = 225 MW < 250 MW es pivotal en 25 MW
   G4: Ofertas – G4 = 215 MW < 250 MW es pivotal en 35 MW

   El conjunto original de ofertas se modifica entonces a lo siguiente:

   G1: {30 MW, precio ofertado$_1$}
   G2: {45 MW, precio ofertado$_2$}
   G3: {115 MW, precio ofertado$_3$}
   G3: {25 MW, mínimo {precio ofertado$_3$;costo referencia tecnología 3}}
   G4: {115 MW, precio ofertado$_4$}
   G3: {35 MW, mínimo {precio ofertado$_4$;costo referencia tecnología 4}}

Este conjunto nuevo de ofertas es el que se considera para la asignación de la cantidad de disponibilidad de reserva a cada uno de los participantes, de acuerdo a los pasos siguientes.

b) Un Mercado Day Ahead de precio único (transmisión infinita) que define cantidades vinculantes de energía y SSCC, mediante un proceso de cooptimización de energía y reservas21. Como resultado de este proceso se tendrán cantidades de disponibilidad de reservas seleccionadas del conjunto indicado en el paso a) y el precio al que serán remuneradas, que será el precio "pay as clear" del proceso de cooptimización (costo marginal de la reserva respectiva). El proceso de cooptimización se describe en 7.1.2.1.

c) Un mecanismo de reconciliación, que es necesario debido a que la transmisión y otras restricciones operativas relevantes no se consideran en el Day Ahead, al ser un despacho de nodo único. Este mecanismo de conciliación para los servicios de energía y servicios complementarios permite garantizar que el despacho de la energía final y los programas de servicios complementarios sean físicamente factibles. Entre el cierre del Day Ahead y el funcionamiento del sistema en tiempo real, XM operará un mecanismo de reconciliación de servicios complementarios positivo y negativo.

d) Existirá una conciliación positiva de SSCC cuando el despacho factible incorpore una unidad para otorgar servicios de reserva que no estaba contemplada en el Day Ahead, la que recibirá en este proceso de reconciliación el nuevo precio de despeje en el Day Ahead por la cantidad de reserva adicional y habrá reconciliaciones negativas (las unidades que aparecían seleccionadas para dar reserva en el Day Ahead, pero físicamente no pueden otorgarlas por restricciones de transmisión). La reconciliación negativa corresponderá a la cantidad de reserva no proporcionada al precio original del Day Ahead, es decir, dicha unidad quedará neutra devolviendo el dinero que se le pagó en el Day Ahead.

e) Las nuevas cantidades de ofertas de disponibilidad de reservas seleccionadas en el proceso del despacho factible se someten al análisis de proveedor pivotal indicado en a), puesto que después de aplicadas las restricciones de transmisión y otras , puede aparecer seleccionado un proveedor que no era pivotal en el Day Ahead, pero si en el despacho factible. Como la aplicación de este metodología podría alterar el precio a la baja solamente, no habrá cambio en las cantidades factible seleccionados, pero si podría cambiar el precio de despeje del mercado de reservas (podría producirse un orden distinto de las ofertas).

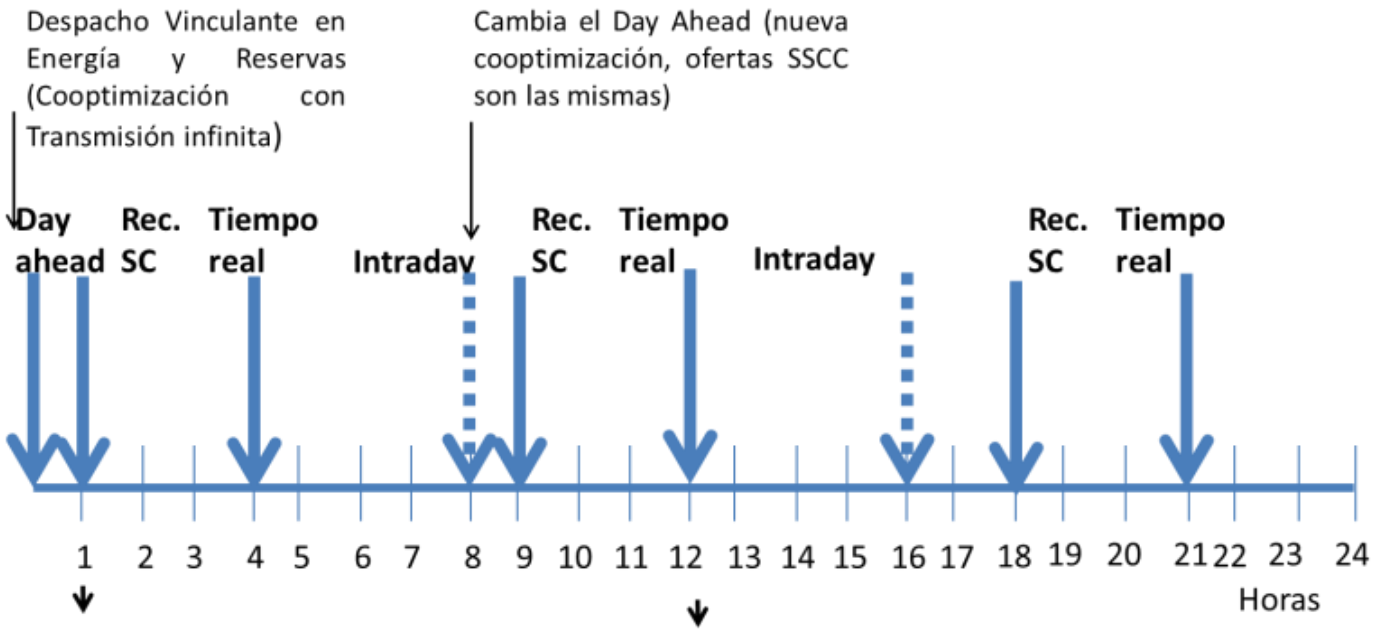
f) A partir del momento de la reconciliación, que debiera ser unas dos o tres horas antes del despacho en tiempo real, ya no habrá más venta de disponibilidad de servicios complementarios y la remuneración de reservas para cada uno de los actores quedará determinada por la suma de las cantidades seleccionadas en la cooptimización del Day Ahead multiplicada por el precio de reservas del Day Ahead + las reconciliaciones positivas y negativas, si las hubiera, determinadas según lo indicado en los puntos c), d) y e). Todas las desviaciones del despacho en tiempo real se pagarán como activación de reservas. En el tiempo real se darán entonces las siguientes posibilidades: las unidades cuya

21 Hubiera sido mejor considerar las restricciones de transmisión y tener un Day Ahead con precios nodales, pero la estructura definida en el estudio de Mercados Intradiarios y la definición de CREG antes mencionada, conducen a esta opción "ad hoc" de nodo único.

Disponibilidad de Reserva sea activada, recibirán según sea el caso el monto de energía adicional valorado al precio de energía de reconciliación positiva del mercado de energía. Por el contrario, si se activa reserva a bajar, la unidad recibirá su precio por disponibilidad solamente (el que debe reflejar el costo de oportunidad de tener que bajar la producción). Si una unidad es llamada a otorgar reserva de subida y no cumple, entonces deberá comprar la energía al precio vigente del Mercado Intradiario de Energía y además pagar la penalización por indisponibilidad definida más adelante.

g) Las sesiones de mercado Intradiario ocurrirán en algún momento del día entre el Day Ahead y la apertura de un mecanismo de reconciliación. En tal situación, podrá darse el caso de que una unidad entró al mercado de energía como resultado de la cooptimización en dicha sesión y sale del mercado de SSCC no recibiendo su remuneración de disponibilidad de reserva a partir de ese momento. Cabe señalar que no se contempla cambio de ofertas de servicios complementarios en la sesión de intradiario, de modo de promover el paso a mercado de energía y reducir el requerimiento de servicios complementarios.

El diagrama a continuación busca esquematizar la propuesta planteada.


Despacho Vinculante en Energía y Reservas (Cooptimización con Transmisión infinita)
Cambia el Day Ahead (nueva cooptimización, ofertas SSCC son las mismas)
Day ahead
Rec. SC
Tiempo real
Intraday
Rec. SC
Tiempo real
Intraday
Rec. SC
Tiempo real
1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24
Horas
Despacho Factible → cambia monto de reservas y precio marginal
Rec+ = delta reservas por nuevo precio
Rec- = delta reservas por precio day ahead
Despacho en tiempo real → sólo variaciones de energía, cargos de activación y penalidades por incumplimiento:
• Vender energía a Precio Energía Rec+
• Comprar la energía al Precio Energía Rec-
• Pagar penalización por incumplimiento en otorgar reserva

7.1.2.1 Co-optimización de energía y servicios complementarios

En esta sección se presenta la formulación matemática completa de un mercado Day Ahead co-optimizado de energía y servicios complementarios que determina los precios en todos los nodos de la red, considerando todas las restricciones de transmisión relevantes y otras restricciones operativas relevantes. Cabe señalar que para esta propuesta regulatoria, el modelo general debe omitir las restricciones de transmisión (restricción número 13, 14 y 15) y se transforma a un problema uninodal. A esto le sigue una representación del mercado de energía en tiempo real correspondiente, la cual debe omitir la restricción número 7 para aplicarse al caso uninodal.

Defina la siguiente notación para calcular los precios de equilibrio de mercado de la energía y los tres servicios complementarios: Regulación arriba (RegUp), Regulación abajo (RegDn) y Reserva Terciaria (SR)[22][23].

K(i) = capacidad de la unidad i en MWs

KMIN(i) = nivel operativo mínimo de seguridad para la unidad i en MWs

X(i,j,h) = incremento de cantidad de energía j ofrecida por la unidad i durante la hora h

P(i,j,h) = precio de oferta por incremento de cantidad de energía j de la unidad i durante la hora h

RUP(i,j,h) = incremento de cantidad de la oferta RegUp j ofrecida desde la unidad i durante la hora h

RDN(i,j,h) = incremento de cantidad de la oferta RegDn j ofrecida desde la unidad i durante la hora h

SR(i,j,h) = incremento de cantidad de la oferta de SR j ofrecida desde la unidad i durante la hora h

PRUP(i,j,h) = precio de oferta para el incremento de la oferta RegUp j de la unidad i durante la hora h

RRDN(i,j,h) = precio de oferta para el incremento de la oferta RegDn j de la unidad i durante la hora h

PSR(i,j,h) = precio de oferta por incremento de SR oferta j desde la unidad i durante la hora h

DE(h) = demanda de energía en la hora h

DRUP(h) = demanda de RegUp en la hora h

DRDN(h) = demanda de RegDn en la hora h

---

22 En esta representación matemática no se incorpora la regulación primaria, pero es fácil extenderla para considerarla

23 Actualmente Colombia usa un precio de oferta para toda hora y cantidad, esta formulación es más general y considera precio horario y diferenciado por cantidades de producto. El caso Colombiano sería J (E) = 1 y J (AS) = 1. Por otra parte, la representación no considera pérdidas de transmisión.

DSR(h) = demanda de SR en la hora h

SC(i) = costo inicial para la unidad i

J(E) = número de incrementos de la oferta de energía para la unidad de generación

J(AS) = número de incrementos de oferta para servicios complementarios para una unidad de generación

START(i) = 1 si la unidad arranca y cero de lo contrario

ZMIN(t,h) = flujo mínimo en MWh en la interfaz de transmisión t durante la hora h

ZMAX(t,h) = flujo máximo en MWh en la interfaz de transmisión t durante la hora h

Z (t) = flujo en la interfaz de transmisión t durante la hora h

El flujo en cada circuito t de la red de transmisión durante la hora h, Z (t,h), es una función de la demanda de nivel en todos los nodos de la red de transmisión, el nivel de salida de todas las unidades de generación, de la capacidad de transmisión y de los parámetros eléctricos de los circuitos en operación durante esa hora. Para modelar el flujo en la red, se utilizan una variedad de métodos que representan esta relación entre Z(t,h) y estas variables con un conjunto de funciones lineales de estas magnitudes. Bohn, Carmanis y Schweppe (1984) describen uno de estos enfoques. Schweppe, Caramanis, Tabors y Bohn (2013) proporcionan un tratamiento más detallado de estos problemas. La formulación que se ilustra en la secuencia utiliza el enfoque más tradicional que es el flujo de potencia lineal.

Para calcular las cantidades diarias de energía y servicios complementarios para cada unidad de generación con paso horario, se requiere minimizar el costo total ofrecido (incluidos los costos de inicio asociados con cualquier unidad de generación que no esté encendida) para satisfacer la demanda de energía y tres servicios complementarios para las 24 horas del día. En términos de la notación anterior, este problema de optimización toma la siguiente forma, elija los valores de QX(i,j,k), QRUP(i,j,k), QRDN(i,j,k) y QSR(i,j,k) para resolver:

$$\min \sum_{h=1}^{24} \sum_{i=1}^{N} \left(\sum_{j=1}^{J(E)} P(i,j,h) * QX(i,j,h) + \sum_{j=1}^{J(AS)} PRUP(i,j,h) * QRUP(i,j,h) + PRDN(i,j,h) * QRDN(i,j,h) + PSR(i,j,h) * QSR(i,j,h) \right) + \sum_{i=1}^{N} SC(i) * START(i)$$

Sujeto a:

$QX(i,j,h) \leq X(i,j,h)$ para todo i,j,h (1)

$QRUP(i,j,h) \leq RUP(i,j,h)$ para todo i,j,h (2)

$QRDN(i,j,h) \leq RDN(i,j,h)$ para todo i,j,h (3)

$QSR(i,j,h) \leq SR(i,j,h)$ para todo i,j,h (4)

$\sum_{j=1}^{J(AS)} QX(i,j,h) \leq K(i)$ para todo i and h (5)

$\sum_{j=1}^{J(E)} QX(i,j,h) + \sum_{j=1}^{J(AS)} QRUP(i,j,h) \leq K(i)$ para todo i and h (6)

$\sum_{j=1}^{J(E)} QX(i,j,h) - \sum_{j=1}^{J(AS)} QRDN(i,j,h) \geq KMIN(i)$ para todo i and h (7)

$\sum_{j=1}^{J(E)} QX(i,j,h) + \sum_{j=1}^{J(AS)} QSR(i,j,h) \leq$ K(i) para todo i and h (8)

$\sum_{i=1}^{N} \sum_{j=1}^{J(E)} QX(i,j,h)$ = DE(h) para todo h (9)

$\sum_{i=1}^{N} \sum_{j=1}^{J(AS)} QRUP(i,j,h)$ = DRUP(h) para todo h (10)

$\sum_{i=1}^{N} \sum_{j=1}^{J(AS)} QRDN(i,j,h)$ = DRDN(h) para todo h (11)

$\sum_{i=1}^{N} \sum_{j=1}^{J(AS)} QSR(i,j,h)$ = DSR(h) para todo h (12)

ZMIN(t,h) ≤ Z(t,h) ≤ ZMAX(t,h) para todo t and h (13)

$\sum_{j=1}^{J(E)} QX(i,j,h) + \sum_{t=1,t\in\Omega_i}^{N} \mathrm{Z(t,t)} = DE(h,n)$, para todo h, y todo i (14)

$Z(t,h) = \gamma(t) \times [\Delta\theta(i1,i2)]$, para todo h y todo t (15)

Restricciones (1) a (4) imponen los requerimientos que la cantidad de energía o servicio complementario aceptado de cada servicio de energía o servicio complementario de oferta de incremento de cantidad es menor o igual al tamaño de ese incremento de cantidad. La restricción (5) implica que la suma de los incrementos de la oferta de energía aceptada debe ser menor o igual a la capacidad de la unidad de generación. Esta restricción es redundante si se requiere que la suma de los incrementos de oferta de energía de una unidad de generación sea menor o igual a la capacidad de la unidad. La restricción (6) implica que la suma de los incrementos de la oferta de energía aceptada más la suma de los incrementos RegUp aceptados es menor o igual a la capacidad de la unidad. La restricción (7) implica que la suma de los incrementos de la oferta de energía aceptada menos la cantidad de incrementos RegDn vendidos por la unidad es mayor o igual que el nivel operativo mínimo de seguridad de la unidad de generación. La restricción (8) implica que la suma de los incrementos de la oferta de energía aceptada más la suma de los incrementos de la oferta de reserva rodante aceptada es menor o igual a la capacidad de la unidad. Las restricciones (9) a (12) requieren la suma de las ofertas aceptadas de energía y cada servicio complementario para igualar la demanda de ese producto. La restricción (13) implica que el flujo en cada enlace de transmisión debe estar dentro de la capacidad bidireccional de ese enlace y las restricciones (14) y (15) corresponden a las restricciones de los nodos y los loops (flujo de potencia lineal) del sistema de transmisión.

El precio por hora pagado por la energía en cada nodo es igual al aumento en el valor optimizado de la función objetivo asociada con el aumento de la cantidad de energía extraída en ese nodo durante esa hora en una unidad. El precio por hora pagado por los servicios complementarios es igual al aumento en el valor optimizado de la función objetivo asociada con el aumento de la demanda de ese servicio complementario durante esa hora en una unidad. Tenga en cuenta que la solución a este problema de optimización produce precios de energía y servicios complementarios horarios para las 24 horas del día.

En el mercado en tiempo real, se resuelve una versión ligeramente modificada del problema de optimización anterior para calcular los precios y las cantidades en tiempo real, Específicamente, para cada intervalo de despacho, d (que puede ser menor a la hora), en tiempo real, elija los valores de RQX (i, j, d), la energía en tiempo real del incremento j de la

unidad de generación i y START (i), la variable indicadora para si la unidad i se inicia en el intervalo de envío d. Un prefijo de "R" delante de una variable implica una magnitud en tiempo real para las mismas variables definidas anteriormente para el mercado del día siguiente.

$\min \sum_{i=1}^{N}(\sum_{j=1}^{J(E)} RP(i,j,d)*RQX(i,j,d)) + \sum_{i=1}^{N} RSC(i) * RSTART(i)$

Sujeto a:

$RQX(i,j,h) \leq RX(i,j,h)$ para todo i,j (1)

$\sum_{j=1}^{J(AS)} RQX(i,j,h) \leq K(i)$ para todo i (2)

$\sum_{j=1}^{J(E)} RQX(i,j,h) + \sum_{j=1}^{J(AS)} QRUP(i,j,h) \leq K(i)$ para todo i (3)

$\sum_{j=1}^{J(E)} RQX(i,j,h) - \sum_{j=1}^{J(AS)} QRDN(i,j,h) \geq KMIN(i)$ para todo i (4)

$\sum_{j=1}^{J(E)} RQX(i,j,h) + \sum_{j=1}^{J(AS)} QS(i,j,h) \leq K(i)$ para todo i (5)

$\sum_{i=1}^{N} \sum_{j=1}^{J(E)} RQX(i,j,h) = RDE(h)$ (6)

$RZMIN(t,h) \leq RZ(t,h) \leq RZMAX(t,h)$ para todo t (7)

$\sum_{j=1}^{J(E)} RQX(i,j,h) + \sum_{t=1,t\in\Omega_i}^{N} RZ(t,t) = RDE(h,n)$, para todo h, y todo i (8)

$RZ(t,h) = \gamma(t) \times [\Delta\theta(i1,i2)]$, para todo h y todo t (9)

Cada intervalo de despacho se resuelve este problema para calcular el nivel de despacho en el intervalo de cada unidad de generación, dadas las obligaciones de servicios complementarios de cada unidad de generación. La solución a este problema produce precios en tiempo real para cada intervalo de despacho como el aumento en el valor optimizado de la función objetivo asociada con un cambio de una unidad en los retiros en cada ubicación en la red de transmisión.

Si se conserva el modelo de fijación de precios de la energía de un solo nodo, los dos problemas anteriores con las limitaciones de la red de transmisión omitidas se pueden utilizar para calcular los precios y las cantidades de servicios complementarios y de energía en el Day Ahead y en "tiempo real". Sin embargo, el mercado "en tiempo real", quizás más apropiadamente etiquetado como el mercado intradiario, ahora debe ser liberado antes de la operación del sistema en tiempo real para que los mecanismos de reconciliación positivos y negativos para energía y servicios complementarios puedan operar y así lograr servicios de energía y servicios complementarios físicamente viables. Los mecanismos de reconciliación positiva y negativa descritos anteriormente pueden emplearse para lograr esto.

7.1.2.2 Mitigación de poder de mercado para servicios complementarios

La mitigación del poder de mercado para los servicios complementarios se basa en el concepto "pivotal supplier". Si un proveedor es pivotal para suministrar energía o un servicio complementario dadas las ofertas de sus competidores, entonces las ofertas de energía o cualquier servicio complementario de ese proveedor se deben mitigar a un precio de oferta

igual al costo de servicio establecido por CREG, de acuerdo al estudio de costos indicado en 7.1.1 para la cantidad pivotal por energía o por ese servicio complementario.

El propietario de una unidad de generación es pivotal en el mercado de productos si, dadas las ofertas de sus competidores, la demanda del mercado no se puede satisfacer sin una cierta oferta de sus unidades de producto. Por ejemplo, si la demanda de energía del mercado es de 15.000 MWh y la cantidad total de energía ofrecida por otros participantes del mercado es por debajo de 12.000 MWh, entonces el propietario de esta unidad de generación es pivotal por 3.000 MWh. En este caso, los precios de oferta para al menos esta cantidad de energía (3.000 MWh) se mitigarían a un costo variable establecido por la CREG.

Un mecanismo similar existiría para cada servicio complementario. Si se determina que el propietario de una unidad de generación es pivotal para suministrar un servicio complementario, entonces sus ofertas por ese servicio complementario se mitigarán al precio de oferta establecido por CREG y el mercado del día siguiente se compensará con el uso de estos precios de oferta mitigados. La determinación de si el propietario de una unidad de generación es pivotal para la energía o los servicios complementarios se puede determinar una vez que todas las ofertas de energía y servicios complementarios se hayan enviado al mercado del día siguiente. Un proceso automatizado para la determinación de la cantidad pivotal de la energía y cada servicio complementario para cada participante de mercado sería realizado y los precios de oferta para cualquier cantidad pivotal de la energía o los servicios complementarios se establecerían igual a los valores mitigados determinados por la CREG y el Day Ahead entonces funcionaría como se describió anteriormente.

Se podría utilizar un mecanismo similar para mitigar las ofertas de energía en el mercado en tiempo real. Si se determina que el propietario de una unidad de generación es pivotal en el mercado de la energía en tiempo real, entonces el precio de oferta para esta cantidad fundamental se establecería igual al valor mitigado determinado por la CREG. El mercado en tiempo real luego se operaría con este precio de oferta mitigado para la cantidad de energía pivotal para cada participante del mercado. En este caso, y dada la propuesta planteada, la metodología de pivotal supplier debe aplicarse antes del day ahead, como ya se mencionara y después de la determinación del despacho factible, pero antes del proceso de reconciliación.

7.1.2.3 Penalizaciones por incumplimiento

Una preocupación con las unidades de generación que venden servicios complementarios es que no proporcionan los servicios adquiridos. Para las unidades que proporcionan RegUp y RegDn, estas unidades deben colocarse en AGC. Si estas unidades venden RegUp o RegDn y no están disponibles para ser colocadas en AGC en tiempo real para el rango de ventas, entonces el propietario de la unidad tendría que pagar una multa por no proporcionar el servicio complementario que ha vendido. Una posible penalización es que el participante en el mercado pierda todos los pagos recibidos por proporcionar ese servicio complementario durante un período de tiempo determinado, si no puede encontrar una unidad de generación de reemplazo que pueda proporcionar el mismo servicio.

Para las reservas primaria y terciaria es casi imposible verificar si el propietario de una unidad de generación proporciona este servicio, a menos que el operador del sistema solicite a la

unidad que proporcione energía adicional a partir de la capacidad de generación disponible. En todos los mercados de América del Norte, si se descubre que una unidad que vende reserva y no puede proporcionar energía dentro del tiempo requerido, el propietario de la unidad de generación pierde todos los pagos que ha recibido por proporcionar reserva desde la última vez que proporcionó con éxito la reserva y fue llamado a proporcionar energía y lo hizo en el intervalo de tiempo requerido.

Es importante enfatizar que la penalización por no proporcionar servicios complementarios debe ser lo suficientemente grande como para que los propietarios de unidades de generación no encuentren rentable ofrecer servicios que no cumplan con el estándar establecido para cada producto de servicios complementarios. Estas sanciones deben ser considerables por dos razones. Primero, la falla en proporcionar los servicios requeridos puede tener consecuencias de confiabilidad para toda la red. Segundo, puede haber circunstancias en las que no proporcionar un servicio puede ser rentable para el propietario de una unidad de generación, pero extremadamente costoso para el sistema. Es necesaria una gran multa por no proporcionar el servicio adquirido para garantizar que no se produzca ninguno de estos resultados adversos.

Por lo anterior, se recomienda que el Centro Nacional de Despacho (CND) verifique permanentemente el desempeño y disponibilidad de las instalaciones del sistema eléctrico que presten Servicios Complementarios, mediante índices asociados al estándar de la prestación del servicio correspondiente

En cuanto al monto de penalidad por incumplimiento, se propone diferenciar para:

Reserva Primaria y Terciaria: monto recibido desde la última vez que fue llamado y cumplió satisfactoriamente la entrega de reserva.

Reserva Secundaria: Precio de escasez de la energía multiplicado por el monto no entregado.

7.1.2.4 Asignación de costos

Al tener un mercado uninodal, los costos totales por servicios complementarios de reservas serán la suma del costo de disponibilidad de los servicios complementarios y los costos del proceso de reconciliación positivo y negativo menos las penalidades, los que serán pagados por los participantes del mercado que los causaron.

Para la asignación de los pagos y de acuerdo a lo descrito en la Sección 6.1 (ver figura 157), se considera que los requerimientos de reserva pueden diferenciarse entre Reserva de Contingencia, Reserva por variación de demanda y Reserva por ERV (ΔR).

El diagrama de la Figura siguiente explica esta situación:

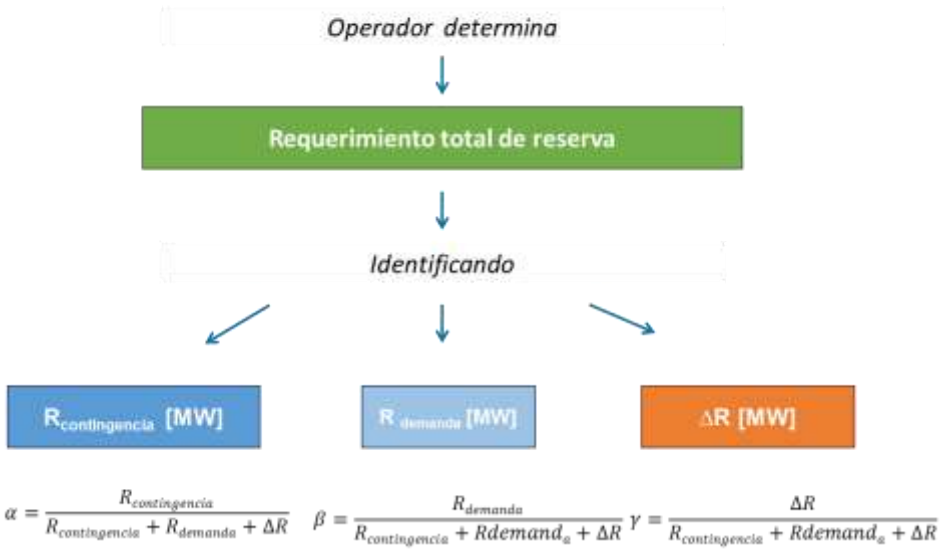


Figura 159 – Identificación de requerimientos de reserva

El total de pagos por reserva que se debe pagar a los proveedores de los SSCC, se asignará de la siguiente forma:

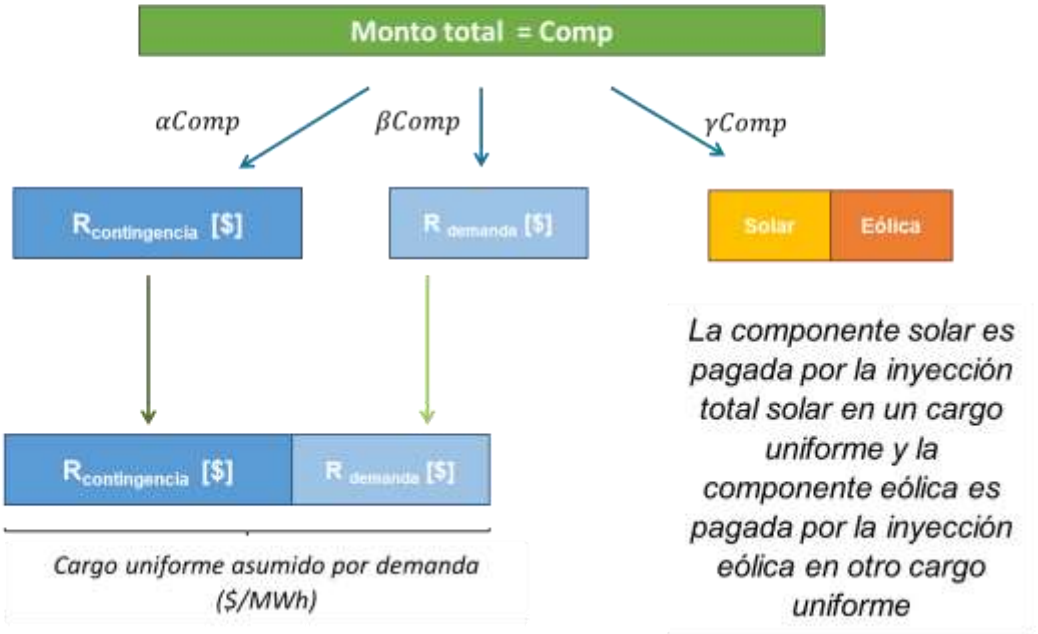


Figura 160 – Asignación cargos disponibilidad de reserva

Cabe señalar que esta opción de asignación de pagos propuesta busca que las ERV internalicen en sus costos y por ende en los precios con que competirán en el mercado, principalmente de contratos, los costos adicionales de reserva que ellas originan, sólo así se tendrá una competencia justa entre las tecnologías que no introducen estos requerimientos adicionales y aquellas que si lo hacen. El mercado LMP asigna correctamente casi todos los costos en los pagos, y con esta asignación la última componente de costos asociada a la disponibilidad también se trasladaría a precio.

La asignación de pagos no es un problema trivial y hasta ahora no existen muchas experiencias que buscan diferenciar los pagos asignándolos a los que lo provocan, ello porque los SSCC buscan mantener el equilibrio de la oferta y la demanda de energía en tiempo real en todos los nodos la red de transmisión, y es extremadamente difícil argumentar que la demanda de cantidades específicas de servicios auxiliares es causada por los participantes individuales del mercado. Por ejemplo, las reservas operativas generalmente se compran para administrar la mayor contingencia en el área de control, la llamada "contingencia n-1". Para enfrentar el riesgo de que ocurra esta contingencia, el operador del sistema debe mantener las reservas operativas igual al menos la cantidad de megavatios (MW) que se perderían si ocurriera esta contingencia. Claramente, el tamaño de la "contingencia n-1" hace que el operador del sistema compre una cantidad específica de reservas operativas. Sin embargo, no está claro si alguno de los costos de esta reserva operativa puede asignarse causalmente a unidades o cargas de

generación específicas. Este tipo de reserva de contingencia es pagada entonces por la demanda mediante un cargo unitario, que permita recuperar los costos de dar dicha reserva.

Para el caso de las ERV, este estudio plantea una metodología para identificar la cantidad de reservas requeridas por la incorporación de las ERV, luego es posible para esta porción asignar el pago de SSCC basado en principio de costo-causa, pero igual la asignación individual sigue siendo difícil. La propuesta aquí entonces es una asignación uniforme entre todos los actores ERV, siempre con la idea de que la competencia en el mercado de contratos internalice todos los costos en precios.

Esta asignación a un conjunto de agentes no está exenta de dificultades, ya que aquí entra en juego un segundo principio económico fundamental: cuando sea necesario un mecanismo de asignación de costos ad hoc para recuperar los costos no relacionados con la causalidad directa (acá se conoce la causalidad en conjunto, pero no individual), estos costos deben asignarse a aquellos participantes del mercado que probablemente distorsionen menos su comportamiento en respuesta a la asignación de estos costos. Esta lógica ha llevado a que los costos de SCC en la mayoría de los mercados se asigna a la demanda sobre una base de US$/MWh. La lógica de este mecanismo ha sido que la asignación de costos en este cargo de US$/MWh es una pequeña fracción del precio que la demanda paga por la electricidad y, por lo tanto, es poco probable que cause que distorsionen su comportamiento para evitarlo. Con alta penetración de ERV, esto puede cambiar significativamente y vale la pena el intento de no cargarlo a la demanda directamente.

En contraste, la asignación de estos costos a los propietarios de unidades de generación de recursos renovables puede hacer que distorsionen su comportamiento para evitar pagar estos costos. Por ejemplo, la asignación de una parte de los costos de SSCC adicionales causados por el aumento de la cantidad de recursos renovables intermitentes en un área de control basado en un cargo uniforme, puede que cause que el propietario del recurso quiera reducir su producción para evitar dicho cargo. Reconociendo estos pros y contra, y analizando experiencias internacionales recientes en que ofertas de precios de contratos no han incorporado estos costos, debiendo el regulador incorporarlos en un adicional posteriormente, no quedando claro si al final el precio resultante era el menor, creemos que el intento de asignar los pagos según causalidad vale la pena, sobre todo en un escenario de creciente penetración de ERV.

7.1.2.5 Contratos de mediano y largo plazo de los productos necesarios para otorgar reservas

Al igual que los contratos de compraventa de energía, un agente pagador de servicios complementarios que quiera fijar el precio de dichos servicios, puede hacer un contrato con un generador, y en tal caso el generador se hará cargo de las diferencias entre el precio pactado y el valor de los servicios de acuerdo a lo descrito anteriormente, sean positivas o negativas. Este es un contrato financiero, que no altera las reglas definidas para la obtención de las reservas en el corto plazo.

7.1.3 Servicios complementarios vendidos a través de procesos de adquisición a largo plazo

En esta categoría se encuentran los servicios complementarios correspondientes a Regulación de Tensión y Recuperación de Servicio. Como se mencionara anteriormente, hay tres mecanismos que utilizan los operadores de sistemas para obtener estos servicios, de los cuales esta propuesta regulatoria descarta el primero (que en todo caso es el que aplica a instalaciones que ya existen y que fueron definidas con esa regla de juego) para todas las instalaciones nuevas requeridas, vale decir toda nueva instalación será obtenida o por licitación o por prestación directa, según sea el grado de competencia en su adquisición.

El control de tensión consiste en la producción. y la disponibilidad de inyección de energía reactiva para resolver los problemas de las barras colectoras de baja tensión y la capacidad para absorber potencia reactiva en las barras de alto voltaje, Existe una variedad de equipos que pueden proporcionar este servicio, como unidades de generación, condensadores síncronos, condensadores e inductores, compensadores estáticos VAR; baterías y unidades de generación distribuida. No hay costos variables asociados con la provisión de este servicio, solo costos fijos y costos de oportunidad de vender energía o algún otro servicio complementario de la unidad de generación que proporciona este servicio.

Dado lo anterior, un mecanismo de licitación en este caso será con toda seguridad el más eficiente, al existir diversidad de instalaciones.

El proceso regulatorio aquí es el siguiente:

a) Si el estudio mencionado en 7.1.1 determina la necesidad de una nueva instalación para control de tensión, entonces la CREG o el operador inician un proceso de licitación.
b) Compiten todas las tecnologías que lo puedan otorgar.
c) Se garantiza un canon anual por un período de 10 a 15 años para garantizar la inversión. Si no existe un uso alternativo al fin del período, se recomienda tomar el período más largo, lo que implicará un precio más bajo de oferta.
d) Podrá participar en otros servicios, siempre que pueda hacerlo simultáneamente.
e) Al cabo del período de remuneración, la instalación podrá prestar SSCC como instalación existente.
f) Las licitaciones deberán realizarse por el servicio o conjunto de servicios correspondientes, definidos en el Informe SSCC. El Centro Nacional de Despacho (CND) deberá publicar en su sitio web un aviso que indique las fechas de las licitaciones y los SSCC requeridos, así como las respectivas bases de las mismas. Dichas licitaciones deberán identificar los requerimientos de recursos técnicos para la operación segura, de calidad y más económica del Sistema Eléctrico Nacional, sin vincularlos a una determinada tecnología o instalación en particular.
g) Podrán participar en las licitaciones todos aquellos que cumplan con los requisitos y exigencias definidas por el Centro Nacional de Despacho (CND) en las respectivas Bases, en conformidad a la normativa vigente, para el correspondiente servicio licitado.

h) Las Bases de Licitación deberán establecer, al menos, las especificaciones técnicas del o los Servicios Complementarios licitados, el período de prestación de los mismos, las condiciones objetivas que serán consideradas durante el proceso correspondiente, el mecanismo de evaluación y adjudicación de las ofertas, la información técnica y comercial que deberán entregar los participantes y los requisitos técnicos y financieros que deberán cumplir éstas últimas.
i) Asimismo, las Bases deberán contener las garantías de seriedad de las ofertas y de ejecución y operación de los proyectos y las multas por atraso en la entrada en operación de los mismos y por indisponibilidad durante la etapa de operación.
j) El Centro Nacional de Despacho (CND), a través de las Bases, podrá incorporar las fórmulas de indexación correspondientes a los precios que se remunerarán por el o los Servicios Complementarios licitados.
k) Las licitaciones serán adjudicadas a aquellas ofertas más económicas, de acuerdo al mecanismo de evaluación y adjudicación de las ofertas establecido en las Bases.
l) En caso de que se presten dos o más Servicios Complementarios desde la misma instalación del sistema eléctrico, de manera simultánea o en distintos tiempos, se deberá remunerar cada servicio prestado.
m) Los oferentes que se adjudiquen licitaciones de SSCC, recibirán una remuneración durante todo el período de duración del Contrato de SSCC. Dicha remuneración, estará sujeta a la verificación de desempeño y disponibilidad de la prestación. En tanto no se extinga el período de vigencia del respectivo Contrato de SSCC, y el o los Servicios Complementarios adjudicados dejaran de requerirse, el Centro Nacional de Despacho (CND) podrá destinar a un uso distinto la instalación respectiva para efectos del cumplimiento de los principios de la coordinación de la operación.
n) Las remuneraciones asociadas a Nueva Infraestructura serán financiadas por la Demanda a través de un cargo de Servicios Complementarios.

En cuanto a Servicios de recuperación de servicio, la Partida autónoma es la capacidad de una unidad de generación para pasar de una condición no operativa a una condición operativa sin asistencia de la red y posteriormente energía a la red y para apoyar el arranque de otras unidades generadoras. Este servicio restablece el funcionamiento del sistema de red de transmisión después que haya ocurrido un gran disturbio o colapso en la red. Propietarios de la unidad generadora debe realizar una inversión de capital con el fin de proporcionar este servicio y hay costos directos cuando las unidades están llamadas a ofrecer este servicio.

En América del Norte, el arranque autónomo se proporciona generalmente en contratos de costo de servicio con unidades de generación específicas. El mercado mayorista del Consejo de Confiabilidad de Electricidad de Texas (ERCOT) ejecuta un proceso de adquisición competitivo para determinar los proveedores de este servicio para el próximo año. Debido a que Colombia tiene recursos hidroeléctricos sustanciales, estos servicios se proporcionan actualmente a través de un mecanismo de condición de participación.

Cualquiera de los enfoques de costo de servicio o proceso anual de la adquisición competitiva se podrían implementar en Colombia si se determina que la condición actual de participación no proporciona suficiente capacidad de arranque autónomo. La CREG podría establecer pagos anuales regulados por unidades específicas para las unidades de generación que designa

que son necesarias para proporcionar este servicio. Alternativamente, si la CREG cree que hay un número suficiente de proveedores independientes de este servicio, podría promover un proceso de adquisición anual para obtener los servicios de arranque autónomo necesarios.

En este último caso, el proceso sería completamente similar al indicado para control de tensión, con la salvedad que pueden requerirse más años de amortización, dado el poco uso alternativo al final del período de vigencia del contrato.

Respecto a los otros productos en esta categoría, tales como EDAG; EDAC; DMC; PDCE; PDCC; AR y EV, se debe chequear caso acaso la naturaleza local o sistémica del requerimiento. Cuando la naturaleza es local, la posibilidad de tener licitaciones disminuye y aparece la opción de prestación directa, que básicamente instruye la instalación la cual recibe un cargo regulado.

7.1.3.1 Prestación y/o instalación directa

Cuando el Centro Nacional de Despacho (CND) determine, a través del Informe SSCC, que las condiciones de mercado para la prestación de uno o más Servicios Complementarios no son competitivas, deberá instruir la ejecución directa y obligatoria del servicio respectivo con los recursos técnicos existentes en el sistema, identificando al responsable de dicha prestación y la infraestructura correspondiente. En caso de que dichos recursos técnicos y/o la infraestructura disponible en el sistema sean insuficientes, el Centro Nacional de Despacho (CND) deberá instruir la instalación directa y obligatoria de Nueva Infraestructura para la prestación de Servicios Complementarios, estableciendo el responsable de instalar dicha infraestructura, los plazos asociados a la instalación y su vida útil.

En caso de que las ofertas de reservas sean insuficientes, el Centro Nacional de Despacho (CND) podrá instruir la prestación directa y obligatoria de los Servicios Complementarios. Para estos efectos, el Centro Nacional de Despacho (CND) deberá identificar los recursos técnicos de las instalaciones existentes y determinar el o los responsables de efectuar la prestación, junto con la identificación de la instalación correspondiente.

Para la determinación del o los responsables de la prestación y/o instalación directa, el Centro Nacional de Despacho (CND) deberá considerar las alternativas que resulten en la operación segura y más económica del sistema o subsistema eléctrico correspondiente. Adicionalmente, el Centro Nacional de Despacho (CND) podrá considerar criterios tales como la propiedad de las instalaciones en la subestación donde deba instalarse la Nueva Infraestructura, la experiencia en instalaciones similares y/o la disponibilidad de terrenos de este último. La aplicación de dichos criterios deberá resguardar la no discriminación arbitraria. En todo caso el agente asignado podrá gestionar sus riesgos de prestación del mismo, mediante la designación a otro agente, realizando las respectivas liquidaciones dentro del mercado.

7.1.4 Verificación de Instalaciones, desempeño y disponibilidad de servicios complementarios

Toda instalación interconectada al sistema eléctrico destinada a la prestación de Servicios Complementarios deberá someterse a la verificación de los recursos técnicos asociados a dicha

infraestructura, de acuerdo a lo establecido en el Código de Redes y a los acuerdos del CNO, y a lo que determine Centro Nacional de Despacho (CND)

Sólo podrán participar en la prestación de Servicios Complementarios aquellas instalaciones que hayan cumplido con la verificación de los recursos técnicos asociados a las instalaciones.

En el caso de instalaciones existentes, la verificación consistirá en la realización de pruebas y en la revisión de la documentación pertinente que determine el Centro Nacional de Despacho (CND). La referida verificación se realizará de acuerdo a las instrucciones que el Centro Nacional de Despacho (CND) elabore al efecto

Tratándose de licitaciones de SSCC que impliquen la instalación de Nueva Infraestructura, el Centro Nacional de Despacho (CND) deberá establecer, mediante las Bases, los requerimientos técnicos mínimos y las especificaciones que deban cumplir las instalaciones que permitan asegurar que el recurso técnico será efectivamente prestado.

Una vez realizada la verificación, el Centro Nacional de Despacho (CND) deberá señalar, al menos, la cuantía del recurso técnico, la instalación o conjunto de instalaciones, y las condiciones específicas asociadas a la prestación de los servicios correspondientes. Lo anterior, habilitará al titular de la instalación respectiva a prestar los servicios que correspondan, de acuerdo a las condiciones especificadas por el Centro Nacional de Despacho (CND).

8 CONCLUSIONES

8.1 Situación actual en el SIN

- El presente informe identifica los prestadores de los servicios, la regulación aplicable, así como la aplicación de los acuerdos del Consejo Nacional de Operación y efectúa un análisis de la situación actual del SIN
  - RPF: el servicio debe ser prestado por todas las plantas despachadas centralmente. Esto incluye todas las tecnologías que operan actualmente en el SIN. Actualmente hay dificultades para prestar los servicios de RPF por las plantas que se incrementa en momentos de escasez hidrológica tipo "El Niño". Los acuerdos C.N.O 982 y 983 de 2011 han revisado los parámetros para prestar el servicio teniendo en cuenta las características técnicas de las plantas del SIN;
  - RSF: El servicio es obligatorio para todas las plantas despachadas centralmente. Hay un mercado entre generadores que deben competir para la asignación de la prestación del servicio. Solamente pueden prestar el servicio las plantas habilitadas que cumplan los requerimientos y parámetros del acuerdo C.NO 1023 de 2017. Los que no lo pueden prestar deben pagar a los que lo prestan. La capacidad efectiva neta de las unidades habilitadas suma 8,097 MW y el mínimo técnico de las unidades para AGC totaliza 2,047 MW, por lo tanto el segmento habilitado neto para prestar el servicio de AGC es la diferencia, es decir 6.050 MW. Hay oportunidades de mejora con la cooptimización y facilitar la prestación del servicio a tecnologías como los BESS;
  - Reservas adicionales: las puede establecer el Centro Nacional de Despacho de acuerdo con las condiciones del planeamiento operativo y eléctrico a las plantas instaladas en el SIN;
  - Control de tensión. Obligatorio cumplimiento para todas las tecnologías de generación, deben aportar sus curvas P-Q. En los análisis eléctricos de largo plazo se pueden ver las necesidades de equipos adicionales como SVC, los cuales entrarían a un proceso de convocatoria por la UPME;
  - Restablecimiento. En cuanto al arranque autónomo es opcional. XM tiene el inventario para todas las plantas y áreas operativas.
- EL SIN cuenta con instituciones sólidas que han permitido el crecimiento del sistema y del mercado e ir adaptándose a los cambios que se han presentado, por medio del trabajo mancomunado y conjunto para fortalecerlo.
- El SIN ha venido afrontando retos por el atraso de proyectos en G y T y al mismo tiempo se han venido implementando diferentes alternativas de solución desde la regulación, la operación y el planeamiento.
- Se considera que se cuenta con una muy buena oportunidad de realizar con suficiente antelación, los ajustes en la reglamentación de SSCC en el SIN para:
  - Dar señales de eficiencia y competencia bajo condiciones actuales y con entrada de Generación intermitente;

  - Promover la entrada de nuevas tecnologías para la prestación de los SSCC;
  - Establecer un período de transición que permitirá prepararse y adaptarse a los diferentes escenarios de penetración de ERNC.

- El atraso en la entrada de proyectos de transmisión en el STN y la baja inversión en la expansión en distribución en el área ha originado agotamientos en las redes locales que dificultan la prestación del servicio con los criterios de calidad y confiabilidad establecidos para el planeamiento y la operación.
- Debe ponerse atención en la evolución de la magnitud y costos de las restricciones eléctricas (a cargo de la demanda) por insuficiente capacidad de transformación y transporte de energía en algunas áreas y a diferentes horas durante el día que impiden llevar la energía más económica a ciertos puntos de la red.
- En el SIN no se cuenta con experiencia operativa relativa a la penetración de energías renovables intermitentes dado que solamente se cuenta hasta el momento con plantas a pequeña escala (NDC), por eso la experiencia internacional se torna fundamental para tomar las mejores prácticas y experiencias operativas.
- Los criterios metodológicos en los cuales se basa este estudio permitirán dar las recomendaciones más objetivas a la CREG en materia de SSCC considerando los cambios en el portafolio de generación que se estiman a futuro.

8.2 Experiencia internacional

- El presente informe efectúa una revisión de la experiencia internacional con énfasis en aquellos con penetración importante de generación intermitente (eólica, solar, etc.) y nuevas tecnologías (equipos para la participación de la demanda, sistemas de almacenamiento, etc.).
- En esta revisión se concluye que los mercados de servicios complementarios a corto plazo que cooptimizan con un mercado de energía que refleja todas las limitaciones de transmisión y operativas relevantes reducirá el costo de atender la demanda de energía y servicios complementarios en todos los nodos de la red de transmisión (mercados LMP).
- Lo anterior se verifica al comparar los mercados europeos que son zonales y no cooptimizan con los mercados en USA en donde casi todos cooptimizan. Se observa importantes costos de congestión y redespacho en Europa.
- Los costos de servicios complementarios aumentan con la introducción de renovables intermitentes, aún en mercados que cooptimizan como el caso de California, en donde los costos se han triplicado en los últimos 3 años.
- Con la introducción de las energías renovables intermitentes, los mercados en USA pasaron de no tener un mecanismo de servicios complementarios y si uno de pago de capacidad que cubría los requerimientos, a mercados de servicios complementarios con productos de los más innovadores, como el "mileage charge" en California y PJM,

para gestionar rampas debido a que los pagos de capacidad ya no permitían compensar estos nuevos costos.

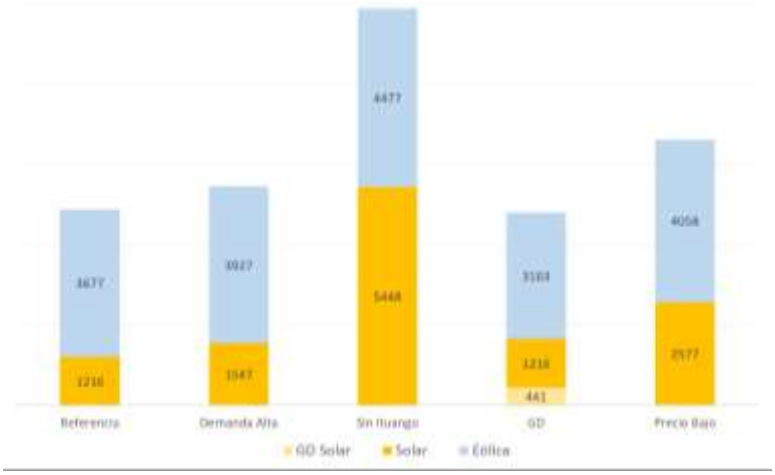
- Las definiciones de productos deben ser independientes de la tecnología y deben centrarse en los requisitos de servicio que necesitan los operadores de la red, en lugar de qué tecnologías específicas pueden proporcionarlos. Se debe permitir que todas las clases de recursos, como la generación (despachable y variable), la demanda (despachable e interrumpible) y el almacenamiento (bombeo hidráulico y baterías), participen en el mercado de estos productos.
- Mención especial tienen los sistemas de almacenamiento de baterías, los que pueden ofertar simultáneamente más de un servicio complementario a la vez, si bien la cantidad de baterías en el mundo sigue siendo baja, debido a su costo.
- El caso de Europa es distinto, ya que no se observan cambios significativos en los servicios complementarios comprados antes y después de la introducción de importantes cantidades de energías renovables. Si se observa el costo de manejar las congestiones debido a la estructura secuencial y de precio único.
- Mientras mejor sea el diseño del mercado de servicios complementarios y energía a corto plazo para reflejar todas las restricciones operativas relevantes en los precios pagados por los proveedores y los consumidores finales, mayor será la cantidad de recursos renovables intermitentes que se pueden integrar de manera rentable en el mercado mayorista. Al tratar de integrar más recursos intermitentes en un mercado mayorista que no fije el mayor número y variedad de restricciones operativas causadas por una cantidad creciente de recursos renovables intermitentes, mayor será el costo anual de atender la demanda en el mercado.
- Los mercados LMP de USA han mostrado ser eficientes para el logro anterior.
- Operar el mercado en tiempo real con mayor frecuencia puede reducir el tamaño del mercado de servicios complementarios, incluso si no se emplea un mercado LMP. Para Colombia, es interesante el caso de Australia que tiene mercado zonal (al igual que Colombia), pero de liquidación individual cada cinco minutos. Este mercado zonal combinado con una liquidación de cinco minutos tiene un costo anual total por Frequency Control Ancillary Services (FCAS) que entre los años 2010 a 2015 nunca superó los 30 millones de dólares australianos (AUD) o aproximadamente 0,15 AUD$/MWh. Este es un ejemplo de que se puede lograr eficiencia aún no yendo completamente a un mercado nodal, una especie de "second best".
- La creación de un mercado de servicios complementarios requerirá un mecanismo formal de mitigación de poder de mercado para garantizar que los proveedores no puedan aprovechar la configuración de la red de transmisión para ejercer un poder de mercado unilateral. El proceso regulatorio debería alentar la formación de un mercado de futuro activo para servicios complementarios.
- La experiencia chilena parece ser muy relevante para Colombia, dada cierta similitud con lo que pudiera pasar en el mercado colombiano, en lo relacionado a la disponibilidad de reserva hidráulica; en efecto el sistema chileno ha descansado en

dicha reserva, al igual que el colombiano, pero debido al explosivo aumento de renovables intermitentes en Chile ya se visualiza que no dispondrá de suficiente reserva hidráulica para hacer frente a los requerimientos de rampas estimados por el Coordinador (el ISO chileno) para el año 2021. Recientes estudios muestran que esa situación le significaría al sistema un costo de 3.23 US$/MWh, ya que deberá hacer frente con ciclado de unidades térmicas y más adelante con baterías, si ellas bajan de precio.

8.3 Simulaciones

Se comentan a continuación las principales conclusiones sobre los análisis del SIN para considerar nuevos desarrollos en fuentes renovables variables.

- Tomando como base el criterio de minimización de los costos de inversión, operación y confiabilidad de suministro, se proyecta que el vector más importante para la expansión a largo plazo del Sistema Interconectado de Colombia serán fuentes de energía renovable variable (eólicas y solares). En los estudios de expansión, la capacidad instalada de ambas tecnologías está en el intervalo de 4,800 MW (escenario de referencia) hasta 10,000 MW (escenario sin Pescadero/Ituango). La figura en la secuencia ilustra la inserción de energías variables para los casos considerados y las necesidades de inversión .

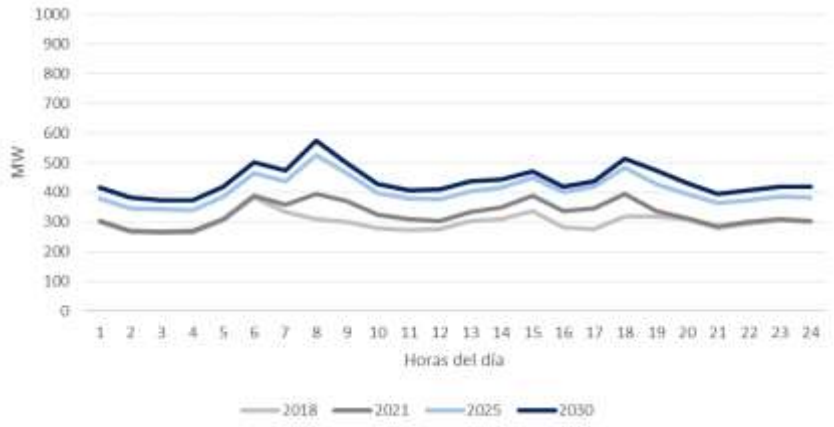


- **Figura 161 – Inserción de energías renovables y necesidades de inversión[24].**

- Una conclusión importante de los estudios de expansión es que se confirma que las fuentes renovables variables serán, para el sistema de Colombia, las opciones más competitivas para la expansión. Se estima que la participación de fuentes renovables variables en el suministro de la demanda crezca de los 0.1% actuales hacia un 17% (caso de Generación Distribuida) hacia más de casi 30% (caso sin Ituango/Pescadero) a 2030;

[24] Las necesidades de inversion no consideran inversiones en los sistemas de transmisión.

- La mayor inserción de plantas ERV proporcionaría una reducción de la participación de fuentes fósiles en la matriz de electricidad de los 18% actuales a menos de 10% a 2030 (excepto para el caso sin Pescadero/Ituango) en que la participación térmica fue estimada en 13%.
- Los requerimientos de reserva se incrementan sostenidamente por mayor penetración ERV, y su estimación con base en la metodología de Reserva Probabilística y Dinámica, propuesta por los Consultores para ser utilizada en Colombia, pasa a ser un tema importancia creciente con la mayor inserción de fuentes renovables variables. Los valores estimados por el Consultor para esta componente de la reserva operativa alcanzan casi 600 MW para el caso de referencia (reserva para falla, demanda y renovables). La figura en la secuencia ilustra, los requerimientos de reserva operativa para el horizonte considerado.



- **Figura 162 – Requerimientos de reserva para el escenario de referencia.**

- De los análisis de la transmisión, se identificaron ~cuellos de botella en el sistema, restricciones que requieren ampliar el sistema de transmisión planificado a partir de 2021. Las dos próximas figuras resumen las necesidades identificadas de ampliaciones, la primera ilustra, para 2025 y 2030, la cuantidad de líneas por la longitud total y la segunda presenta las necesidades de inversión para la implementación de estos circuitos.

Figura 163 – Líneas Construidas [Km] para cada año y escenario.

Figura 164 – Costo de Inversión [M$] para transmisión para cada año y escenario.

- Para el escenario de referencia se estimaron los requerimientos de ampliaciones de potencia reactiva en el sistema de transmisión para el control de voltaje. Para 2030, el requerimiento total estimado fue en 240 MVAr (140 MVAr capacitivo y 100 MVAr inductivo), cuyo costo para instalación se estimó en cerca de 1.1 MUS$.

8.4 Propuestas reglamentarias para los servicios complementarios

De acuerdo a los objetivos definidos para esta sección, se presentan cuatro propuestas regulatorias que buscan el máximo cumplimiento de los principios de diseño definidos, y que básicamente contemplan:

- Reflejar una causalidad de costos en los precios
- Crear un "day-ahead market" en el que los proveedores pueden gestionar sus decisiones para comprometer unidades y enfrentar restricciones operativas a nivel de cada unidad de generación
- Mantener un mercado de tiempo real para la energía y los SSCC para compensar los desequilibrios del mercado
- Fortalecer un mercado de contratos de mediano y largo plazo de los productos necesarios para otorgar SSCC
- Cooptimizar energía y reservas
- Fijación de precios no confiscatoria
- Mitigar el poder de mercado cuando corresponda.
- Limitar las definiciones de producto y maximizar la participación de recursos.
- Certificación y cumplimiento

Se definen los servicios complementarios y los productos asociados que participarán en los distintos mercados, y que serán regidos por la reglamentación propuesta, incluyendo la remuneración que deben recibir y la asignación a los pagadores.

Se efectúa un proceso de análisis de ventajas y desventajas para cada opción regulatoria, tomando en consideración las experiencias internacionales estudiadas y usando como insumo los resultados de los escenarios estudiados, que permiten identificar el foco que debe tener la regulación, dadas las características del mercado.

Como resultado, se presentan 4 propuestas regulatorias para cada SSCC, las que en mayor o menor grado cumplen con los principios de eficiencia definidos para lograr el objetivo de tener un mercado que permita el abastecimiento de SSCC en el corto y largo plazo, con la calidad adecuada y a precios competitivos.

8.5 Propuesta seleccionada

Para desarrollar la propuesta regulatoria seleccionada en detalle, se reconoce que, desde el punto de vista de cómo se obtienen, se pueden definir dos tipos de servicios complementarios:

1) los que se obtienen a través de contratos a largo plazo con instalaciones específicas y
2) los que se obtienen en el despacho diario a través de mercados de corto plazo generalmente basados en ofertas.

El primer enfoque se emplea generalmente para servicios complementarios que son de naturaleza local, y por lo tanto, es probable que sea proporcionado por un pequeño número de instalaciones, por lo que los problemas de poder de mercado podrían ser graves si se implementara un mercado a corto plazo basado en ofertas. La demanda de estos servicios no varía significativamente a lo largo de las horas del año, lo que facilita la formación de acuerdos de suministro a largo plazo para estos servicios. Control de voltaje y Planes de Recuperación de Servicio, con productos tales como partida autónoma son ejemplos de servicios complementarios que tienen estas características.

Por otra parte, servicios complementarios que tienen menos demandas locales, que pueden ser proporcionadas por más recursos y tienen una demanda que puede variar significativamente a lo largo de las horas del día y el año se venden generalmente a través de mercados de corto plazo basados en ofertas. Las reservas operativas que abordan el control de frecuencia y administran las contingencias a corto plazo se ajustan a estas características y, por lo tanto, generalmente se compran en mercados horarios en muchos mercados mayoristas de electricidad a nivel mundial.

La propuesta regulatoria para servicios complementarios distingue entonces entre estos dos tipos, dada su naturaleza tan distinta.

Para los servicios de control de frecuencia y reservas, la propuesta desarrollada considera todos los elementos de eficiencia descritos en la Sección "Propuestas regulatorias para SSCC" con la sola excepción de la aplicación de precios nodales, ello debido a que esta propuesta debe enmarcarse y adecuarse al desarrollo de un Mercado Intradiario de energía, desarrollado en un estudio paralelo, el cual definió mantener un precio único para Colombia.

Como una suerte de mitigación al efecto de no contar con las señales nodales, los resultados de los escenarios estudiados muestran una cierta holgura de recursos de reserva en el corto

plazo, lo que permitiría pensar que los precios nodales puedan adoptarse más adelante, viviendo una transición soportada por la disponibilidad detectada.

REFERENCIAS

[1] Schweppe, Fred C., Michael C. Caramanis, Richard D. Tabors y Roger E. Bohn. Precios al contado de la electricidad. Springer Science & Business Media, 2013.

[2] Consorcio PSR-Di Avante 3: "Análisis de los Servicios Complementarios para el Sistema Interconectado Nacional (SIN); Informe Final 1: Metodología y Plan de Trabajo".

[3] Consorcio PSR-Di Avante 3: "Análisis de los Servicios Complementarios para el Sistema Interconectado Nacional (SIN); Informe 3 Preliminar.

[4] Bohn, Roger E., Caramanis, Michael C. and Schweppe, Fred C. (1984) "Optimal Pricing in Electrical Networks over Space and Time," RAND Journal of Economics, Vol. 15, No. 5.

[5] Bushnell, James, Hobbs, Benjamin, and Wolak, Frank (2008) "Final Opinion on 'The DEC Bidding Activity Rule under MRTU'," available at https://www.caiso.com/Documents/MSCFinalOpinionDECBiddingActivityRuleunderMRTU.pdf.

[6] Wolak, Frank A. (2009) "Report on Market Performance and Market Monitoring in the Colombian Electricity Supply Industry," available at http://web.stanford.edu/group/fwolak/cgi-bin/sites/default/files/files/sspd_report_wolak_july_30.pdf.

[7] Wolak, Frank A. (2009) "An Assessment of the Performance of the New Zealand Wholesale Electricity Market," Report to the New Zealand Commerce Commission, May.

[8] Wolak, Frank A. (2011b) "Measuring the Benefits of Greater Spatial Granularity in Short-Term Pricing in Wholesale Electricity Markets," American Economic Review, May, 247-252.

[9] Propuesta de Reglamento de Servicios Complementarios (2017). http://www.energia.gob.cl/participa/consultas-ciudadanas/reglamento-de-3.

[10] International Energy Agency, IEA (2013). World Energy Outlook - Investment Cost. http://www.worldenergyoutlook.org/weomodel/investmentscosts/.

[11] Lannoye, E., Flynn, D., O'Malley, M. (2012). Evaluation of Power System Flexibility. IEEE Trans.on Power Systems, 27(2): 922-931.

[12] Market4RES, 2016. Post-2020 Framework for a Liberalised Electricity Market with a Large Share of Renewable Energy Sources. Final report of the Market4RES project, financed by the European Commission.

[13] IEA, International Energy Agency, 2016. Re-powering Markets: Market Design and Regulation during the Transition to Low-carbon Power Systems.

[14] DNV GL, 2014. Integration of Renewable Energy in Europe. Report for the project ENER/C1/427-2010 financed by the European Commission.

[15] Lannoye, E., Flynn, D., O'Malley, M. (2015). Transmission, Variable Generation, and Power System Flexibility. IEEE Trans. on power Systems, 30(1): 57-66.

[16] Alexander Galetovic, Juan Ricardo Inostroza. (2008) A lesson from Argentina: Setting transmission tolls in a competitive auction is much better than regulating them. Energy Economics, 2008, vol. 30, issue 4 Pages 1334-1366.

[17] Ma, J., Silva, V., Belhomme, R., Kirschen, D.S., Ochoa, L.F. (2013a). Evaluating and Planning Flexibility in Sustainable Power Systems. IEEE Trans. Sustainable Energy, 4(1): 200-209.

[18] Ma, O., Alkadi, N., Cappers, P., Denholm, P., Dudley, J., Goli, S., Hummon, M., Kiliccote, S., Macdonald, J., Matson, N., Olsen, D., Rose, C., Sohn, M.D., Starke, M., Kirby, B., O'Malley, M. (2013b). Demand Response for Ancillary Services. IEEE Trans. on Smart Grid, 4(4): 1988-1995.

[19] Nosair, H. and Bouffard, F. (2015). Flexibility Envelopes for Power System Operational Planning. IEEE Trans. on Sustainable Energy, 6(3): 800-809.

[20] Ortega, O., Del Río, P. and Montero, E. (2013). Assessing the benefits and costs of renewable electricity. The Spanish case. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 27, 294–304.

[21] Powers, M. (2012). Small is (Still) Beautiful: Designing U.S. Energy Policies to Increase Localized Renewable Energy Generation, Wisconsin International Law Journal, 30 (3), 596-667.

[22] Roques, F., Perekhodtsev, D., and Hirth, L. (2016). Electricity market design and renewable energy deployment. Report for the International Energy Agency, under the Renewable Energy.

[23] Technology Deployment (IEA-RETD) program. http://iea-retd.org/wp-content/uploads/2016/09/IAE-RETD-RES-E-MARKETS-report-1.pdf.

[24] Ulbig, A., Andersson, G. (2015). Analyzing Operational Flexibility of Electric Power Systems.

[25] U.S. Energy Information Administration, US-EIA (2013). International Energy Outlook 2013. http://www.eia.gov/forecasts/ieo/pdf/0484(2013).pdf.

[26] Wolak, F. (2016). Level versus Variability Trade-offs in Wind and Solar Generation Investments.

[27] Woodman, B. and C. Mitchell (2011). Learning from experience? The development of the Renewables Obligation in England and Wales 2002-2010. Energy Policy 39(7): 3914-3921.

[28] PSR, Moray. Análisis de Largo Plazo para el Sistema Eléctrico Nacional de Chile Considerando Fuentes de Energía Variables e Intermitentes – Informe Final. Dessarrollado para la Asociación de Generadoras de Chile (AG), Marzo 2018.

[29] Energías Renovables en Colombia - Unidad de Planeación Minero Energética – UPME Ministerio de Minas y Energía. https://www.german-energy-solutions.de/GES/Redaktion/DE/Publikationen/Praesentationen/2016/120516-iv-kolumbien-06-valencia.pdf?__blob=publicationFile&v=7

[30] IRENA – International Renewable Energy Agency - http://www.irena.org/publications/2016/Jan/Investment-Opportunities-in-Latin-America-Global-Atlas

[31] Gelaro, R., W. McCarty, M.J. Suárez, R. Todling, A. Molod, L. Takacs, C.A. Randles, A. Darmenov, M.G. Bosilovich, R. Reichle, K. Wargan, L. Coy, R. Cullather, C. Draper, S. Akella, V. Buchard, A. Conaty, A.M. da Silva, W. Gu, G. Kim, R. Koster, R. Lucchesi, D. Merkova, J.E. Nielsen, G. Partyka, S. Pawson, W. Putman, M. Rienecker, S.D. Schubert, M. Sienkiewicz, and B. Zhao, 2017: The Modern-Era Retrospective Analysis for Research and Applications, Version 2 (MERRA-2). J. Climate, 30, 5419–5454, https://doi.org/10.1175/JCLI-D-16-0758.1

[32] Staffell, Iain; Pfenninger, Stefan (2016). Using bias-corrected reanalysis to simulate current and future wind power output. Energy, 114, 1224–1239. doi: 10.1016/j.energy.2016.08.068

[33] Pfenninger, Stefan; Staffell, Iain (2016). Long-term patterns of European PV output using 30 years of validated hourly reanalysis and satellite data. Energy 114, pp. 1251-1265. doi: 10.1016/j.energy.2016.08.060

[34] Schröder, Andreas, et al. *Current and prospective costs of electricity generation until 2050*. No. 68. Data Documentation, DIW, 2013.

ANEXOS

A. INFORMACIÓN RECIBIDA DE STAKE HOLDERS

Para realizar las tareas relacionadas al diagnóstico del SIN de Colombia se realizaron entrevistas con el CNO, XM, UPME y la DNP. Como resultado de estas entrevistas se recibieron los siguientes documentos e información:

Consejo Nacional de Operación (CNO): Se recibieron los siguientes documentos:

[1] Acuerdo C.N.O 511, Procedimientos y requisitos para la prestación del servicio de RSF, Noviembre 23 de 2010.

[2] Acuerdo C.N.O 982, Por el cual se definen los tipos de prueba para las plantas o unidades de generación que están autorizadas para desviarse, 2017.

[3] Acuerdo C.N.O 983, por el cual se identifican las pruebas autorizadas a desviación que tienen restricciones técnicas para la prestación del servicio de RPF, 2017.

[4] Acuerdo C.N.O 1023, Procedimientos y requisitos para la prestación del servicio de RSF, 2017.

XM. Operador del Mercado: Se recibieron los siguientes documentos:

[5] XM-CND, Información Arranque autónomo en el SIN, Julio 2003.

[6] XM-C2-205, A data-driven tool for primary frequency regulation evaluation, 2018.

[7] Carta a la CREG, consideraciones técnicas para la prestación del servicio de RPF en el SIN, marzo de 2018.

[8] Carta a la CREG, conclusiones análisis restricciones técnicas para la prestación del servicio de RPF en el SIN, septiembre de 2016.

[9] XM-CND, Parámetros requeridos para la prestación del servicio de RSF 2017-2018, octubre 2017.

[10] XM-CND, mecanismo para determinar la prestación efectiva del servicio de RPF, abril 2016.

[11] XM, Archivo Excel: Registro de retiro temporal unidades servicio AGC.

[12] XM, archivo Excel: Estadísticas de incumplimiento RPF.

[13] XM, Archivo Excel, Unidades habilitadas para el servicio de AGC, Julio 10 2018.

[14] XM-CND, informe trimestral de evaluación de restricciones trimestre 4 de 2017, enero de 2018.

[15] XM, Informe operación SIN 207.

[16] XM-CND-048, propuesta de requerimientos técnicos para la integración de fuentes de generación no síncronas al SIN, Noviembre de 2017.

[17] Reunión mensual CREG-XM, julio 2017.

B. REPRESENTACIÓN DE LOS REQUERIMIENTOS DE RESERVA OPERATIVA DEL SIN EN EL LARGO PLAZO

Esta sección describe la forma utilizada para representar los requerimientos de reserva operativa (reserva secundaria y para el manejo de la incertidumbre de la producción de fuentes renovables variables) en un horizonte de largo plazo (hasta 2030) en el sistema Interconectado Nacional de Colombia (SIN).

La función de la reserva operativa es mantener la frecuencia del sistema constante el su nivel nominal (que para el sistema de Colombia es de 60 Hz).

La frecuencia del sistema se ve afectada toda vez que ocurren desequilibrios entre la demanda y la oferta, desequilibrios estos que ocurren principalmente debido a eventos no previsibles como por ejemplo:

- Fallas de unidades de generación o de cargas importantes;
- Variaciones no previsibles de la demanda del sistema.

Más recientemente ha surgido un tercero componente que afecta el equilibrio entre la demanda y la oferta – la producción de fuentes renovables variables (eólicas y solares), cuya producción es función de la disponibilidad de la energía primaria (velocidad del viento y radiación solar).

La importancia de esta variable para establecer los requisitos de reserva operativa en los sistemas es cada vez más importante, en función de la creciente penetración de este tipo de fuentes en los sistemas de potencia.

Actualmente, en el SIN, los requerimientos para la reserva operativa (secundaria) se determinan como el mayor valor entre el máximo porcentaje de uso de la "holgura del AGC"[25] en 195 días seleccionados en el año anterior y el valor mínimo para la holgura que corresponde al tamaño de la unidad de generación más grande del SIN (actualmente es de 273 MW – unidades de la central Sogamoso).

Tal como en otros sistemas, esta margen de reserva para el servicio de AGC debe ser suficiente para compensar eventos de pérdida de unidades de generación/demanda, variaciones del pronóstico de la demanda y los cambios en la producción originados por el cumplimiento del esquema comercial del mercado mayorista de electricidad colombiano. A nivel internacional es común encontrar que el margen de regulación secundaria es un porcentaje de la demanda o la pérdida de la unidad más grande.

Las figuras en la secuencia ilustran, de manera gráfica, la holgura de AGC para el año de 2018 en el SIN para días ordinarios, sábados y festivos.

[25] •La Holgura para AGC, también conocida como "Reserva de AGC", corresponde a la potencia activa de reserva destinada al servicio de regulación secundaria de frecuencia, la cual es entregada por unidades de generación previamente habilitadas para dicho servicio en cumplimiento de los criterios técnicos establecidos en la reglamentación vigente.

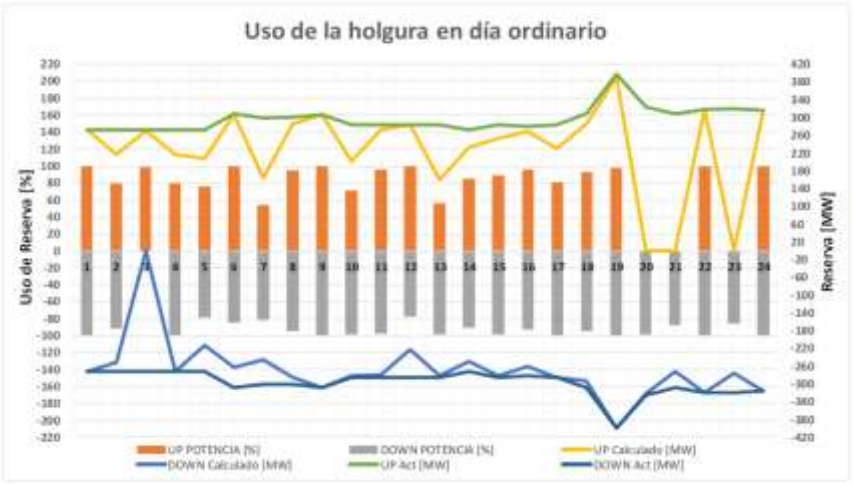


Figura 165 – Holgura AGC en días ordinarios

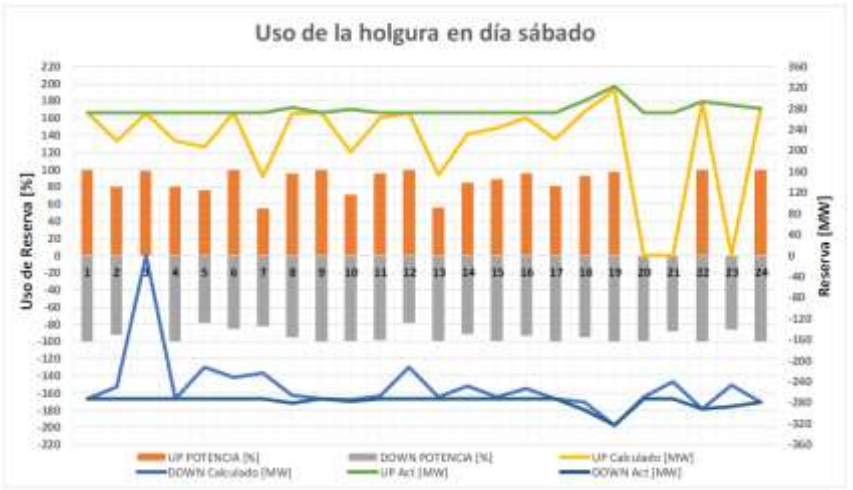


Figura 166 – Holgura AGC en días sábado

Figura 167 – Holgura en Domingos y Festivos

Con base en los resultados anteriores para la holgura del AGC en el año de 2018, se definieron las propuestas para la holgura para los años 2017 y 2018, que permanecen iguales a los del período 2016-2017.

Holgura Para día ordinario

	PERIODO																							
2017-2018	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
	273	273	273	273	273	300	300	300	307	285	285	285	285	273	285	281	285	309	399	316	357	319	320	316

Holgura para sábado

	PERIODO																							
2017-2018	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
	273	273	273	273	273	273	273	282	273	278	273	273	273	273	273	273	273	295	323	273	273	293	287	280

Holgura para domingos y festivos

	PERIODO																							
2017-2018	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	322	317	287	273	273	273

Sin embargo, considerando que la metodología actual se basa en un procedimiento que determina el requerimiento de reserva operativa con base en el histórico de utilización del AGC del año anterior, se concluye que no es un procedimiento adecuado para los estimativos de largo plazo, pues no sería capaz de estimar incrementos en los requerimientos en función, por ejemplo, de una mayor inserción de fuentes renovables variables.

En función de lo expuesto anteriormente, se propone una metodología para estimar para un horizonte de largo plazo (hasta 2030) los requisitos de reserva operativa. Esta metodología busca estimar los requisitos para las tres componentes principales que afectan el equilibrio entre demanda y oferta en sistema de potencia, es decir:

- Considera una reserva mínima en función de la mayor unidad de generación del sistema de Colombia (tal como la metodología actual);
- Estima un error para el pronóstico de la demanda en función del histórico de la demanda para el año de 2017;
- Estima un error para los estimativos de producción de las fuentes renovables en función de los escenarios considerados para la simulación de estas fuentes de producción.

Por fin, se propone un ajuste en el requisito de reserva para se aproximar de los valores estimados por la metodología actual de reserva operativa para los años 2017/2018. A continuación se describen cada uno de estos componentes:

Requisito de reserva por la falla de generación:

Se propone utilizar el mismo criterio actualmente utilizado por XM para determinar la holgura del AGC, es decir la potencia de la máquina más grande del sistema que es actualmente la unidad de la central Sogamoso (273 MW). Para los escenarios en que se considera la entrada en servicio de la central Pescadero/Ituango, en 2023, el criterio de la mayor máquina pasa a ser de 300 MW.

Requisito de reserva por el pronostico de la demanda:

Utilizando las mediciones de la demanda del sistema interconectado de Colombia para el año de 2017, con periodicidad de 15 en 15 minutos se estimó el error del pronóstico de la demanda para una determinada hora de un determinado mes como la diferencia en el valor medido (de 15 en 15 minutos) y el promedio de cada 30 minutos.

Utilizando los valores de los errores se estimó el requisito de reserva operativa para manejar con las incertidumbres de la demanda en cada hora/mes del 2017, y se utilizó este requisito de reserva para la demanda para todos los años del horizonte de planificación.

Requisito de reserva para el manejo de las renovables variables:

Por característica de la producción de las fuentes renovables, la reserva para su manejo debe ser: (i) *probabilística*, esto es, tomar en cuenta el proceso estocástico de variación de la producción ERV en horas consecutivas; y (ii) *dinámica*, esto es, tomar en cuenta el hecho que la producción ERV varía a lo largo de las horas del día y a lo largo de los meses del año. En términos prácticos, esto significa que la reserva operativa debido a las ERV se representa como un *perfil horario* (24 horas) que varía por mes (debido al patrón estacional de producción de las ERV) y por año (debido a la entrada de nueva capacidad ERV).

El cálculo de la reserva operativa probabilística para cada mes se compone de los siguientes pasos:

1. Determina el *perfil de producción horaria promedio* de las ERV – este cálculo se hace utilizando los escenarios horarios de generación ERV. Por ejemplo, suponiendo que hay 100 escenarios, y que cada uno se compone de 30 días × 24 horas/día = 720 horas de producción ERV, tendremos 100 × 30 = 3,000 muestras de la producción ERV para la primera hora; ídem para la segunda hora; e así por delante. El perfil de producción horaria es el promedio de estos 1620 valores para cada hora.
2. Determina el conjunto de *desviaciones* horarias con respecto al perfil de producción – Por ejemplo, suponga que la producción ERV en la hora 1, para un escenario puntual, es de 9,200 MW, y que el perfil de producción de la hora 1 es 9,000 MW. En este caso, tendremos una desviación de 9,200 – 9,000 = 200 MW. El cálculo de las desviaciones se repite para cada uno de los 3,000 escenarios de la hora 1; hora 2; etc. El resultado final es una matriz con 3,000 líneas (escenarios) y 24 columnas (horas del día). Cada elemento de esta matriz contiene una desviación en MW, positiva o negativa, con respecto al perfil horario promedio.
3. Determina las *variaciones* de la producción ERV entre horas consecutivas – Por ejemplo, suponga que la desviación para la hora 1, escenario 1 sea 200 MW; y que para la hora

siguiente (hora 2, escenario 1), sea -50 MW (valor negativo). Esto significa que ocurrió una *reducción no previsible* de -50 -200 = -250 MW de la producción ERV entre las horas 1 y 2. Estos 250 MW representan la componente "estocástica" (no previsible) de la producción ERV, y que por tanto requiere una reserva de generación para su manejo. A su vez, esto señala la necesidad de una reserva UP (esto es, posibilidad de *aumento* de la generación para compensar) de 250 MW para la hora 1, escenario 1. Suponga ahora que los valores para el escenario 2 sean: hora 1, desviación de 50 MW; hora 2, desviación de 70 MW. En este caso, habría una *variación* no previsible de 70 – 50 = 20 MW entre las horas 1 y 2, que requiere una reserva DOWN (posibilidad de reducción de la generación) de los mismos 20 MW. Este proceso se repite para todos los escenarios y horas resultando en una amuestra de requisitos de reserva para cada mes y hora del horizonte de planificación (note que el requisito de reserva depende también de la expansión del sistema).

4. Determina el valor de la reserva probabilística UP y DOWN de cada hora, R^*, como la siguiente expresión:

$$R^* = \lambda \times E(R) + (1-\lambda) \times CVaR_{90\%}(R)$$

Donde $E(R)$ en la expresión es el promedio de los valores de la reserva UP (o DOWN) para cada hora; y $CVaR_{90\%}(R)$ es el promedio de los 10% "peores" valores del conjunto de reservas. El índice $CVaR$, que significa "*conditioned value at risk*", es ampliamente utilizado para representar los valores extremos de una distribución; y λ es el *criterio de riesgo* del planificador.

Ajuste en del requisito de reserva:

Utilizando el procedimiento descrito anteriormente se obtiene las 3 curvas ilustradas en la secuencia para representar la reserva operativa en estudios de largo plazo.

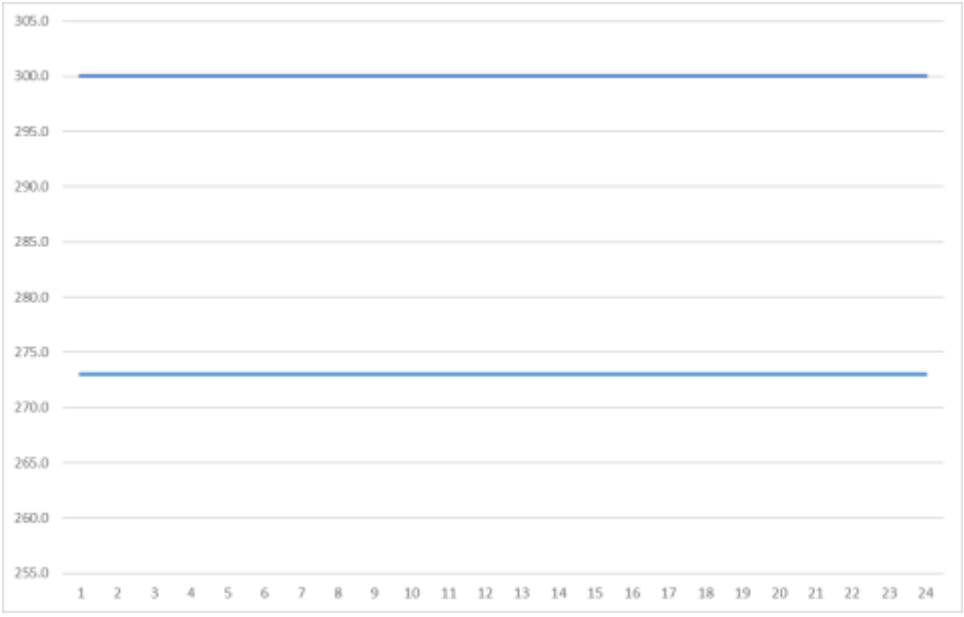


Figura 168 – Reserva para la falla de la mayor máquina en operación en el SIN

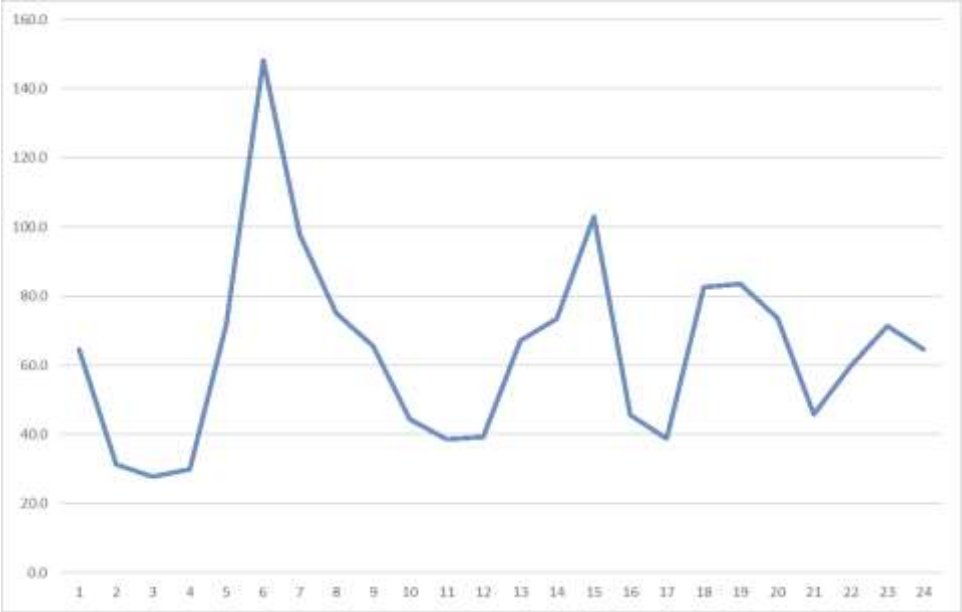


Figura 169 – Reserva para la variabilidad de la demanda

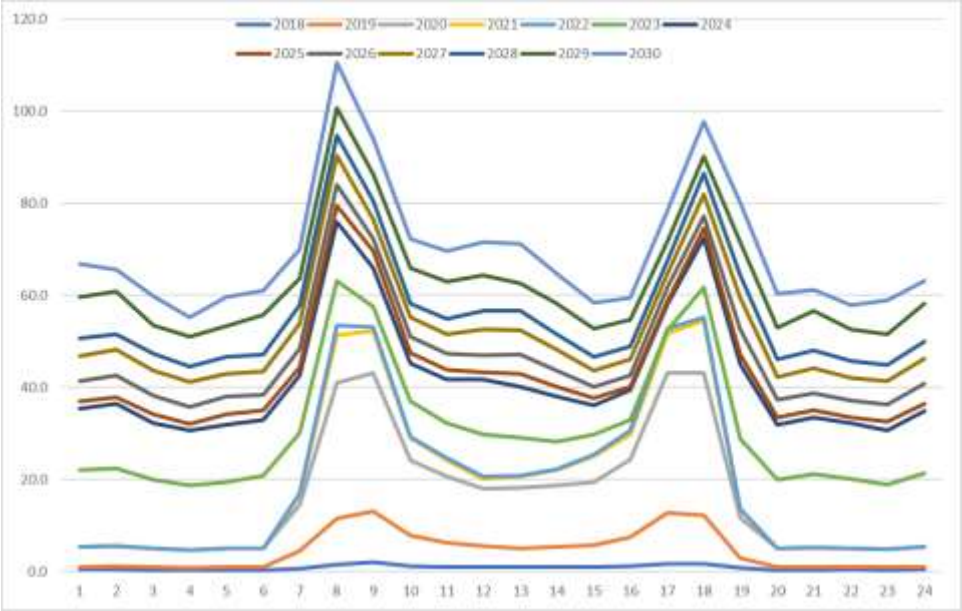


Figura 170 – Reserva para el manejo de las renovables (asume la inserción del escenario base)

Una forma de incluir este requisito de reserva en un modelo de simulación será, para cada hora del horizonte de planificación tomar la máxima reserva considerando las 3 componentes, que resultaría en considerar la mayor máquina, visto de este valor es mayor que las otras 2 reservas.

Sin embargo, considerar la reserva operativa como el valor de la mayor máquina puede ser una estrategia riesgosa(bastante optimista) pues la reserva operativa podrá no ser suficiente para compensar la ocurrencia de eventos simultáneos, por ejemplo, la falla de un generador,

una demanda mayor que la prevista y la producción de las fuentes variables menor de la planificada.

Otra alternativa sería considerar la reserva operativa como la suma de las 3 componentes, como ilustrado en la secuencia para cada año (promedio de los meses):

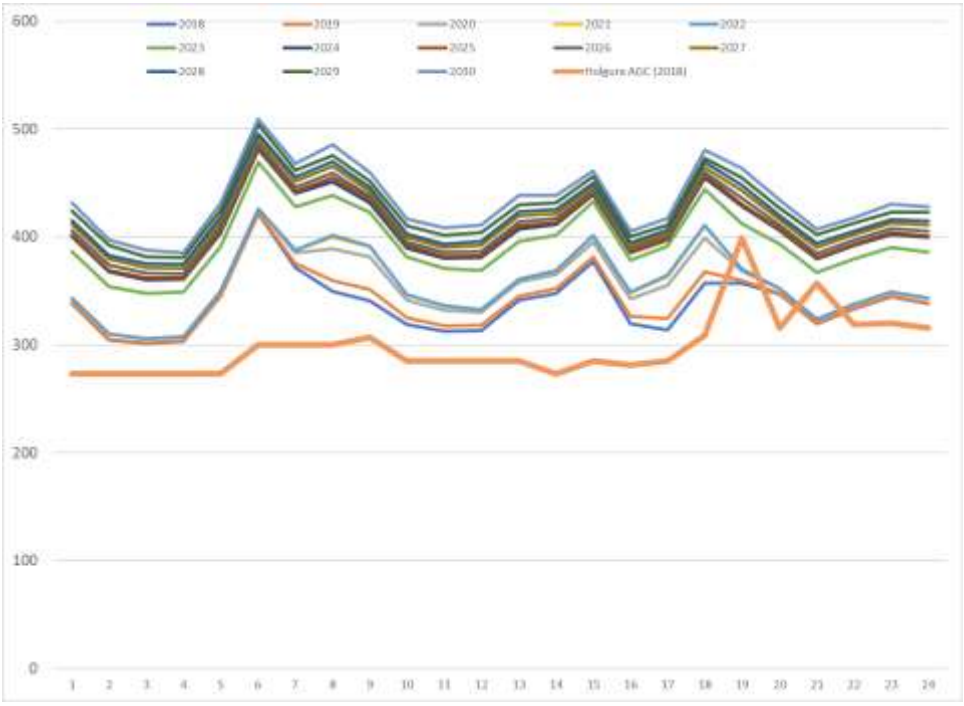


Figura 171 – Reserva operativa calculada por la suma de las 3 componentes

Esta estrategia podría ser bastante conservadora, pues considera una reserva operativa para eventos (combinación de las 3 componentes) de muy baja probabilidad y en consecuencia un incremento en los costos operativos para garantizar la reserva necesaria.

La metodología que se propone es ajustar la reserva operativa para el año 2018 tomando en consideración las 3 componentes descritas anteriormente a la reserva estimada por la holgura del AGC, determinada por XM también para el año de 2018. Una vez determinado el ajuste para que la reserva operativa se aproxime de la holgura del AGC determinada para 2018, se propone utilizar este mismo ajuste para determinar la reserva operativa para los años subsecuentes del horizonte de planificación.

Este ajuste permitirá que se determine valores de reserva para la operación el sistema interconectado de Colombia para un horizonte de largo plazo, considerando las 3 componentes principales para la reserva y utilizando un criterio confiable y económico.

La figura en la secuencia ilustra el ajuste de la reserva operativa de forma a minimizar la suma de las diferencias con la reserva calculada por la metodología actual.

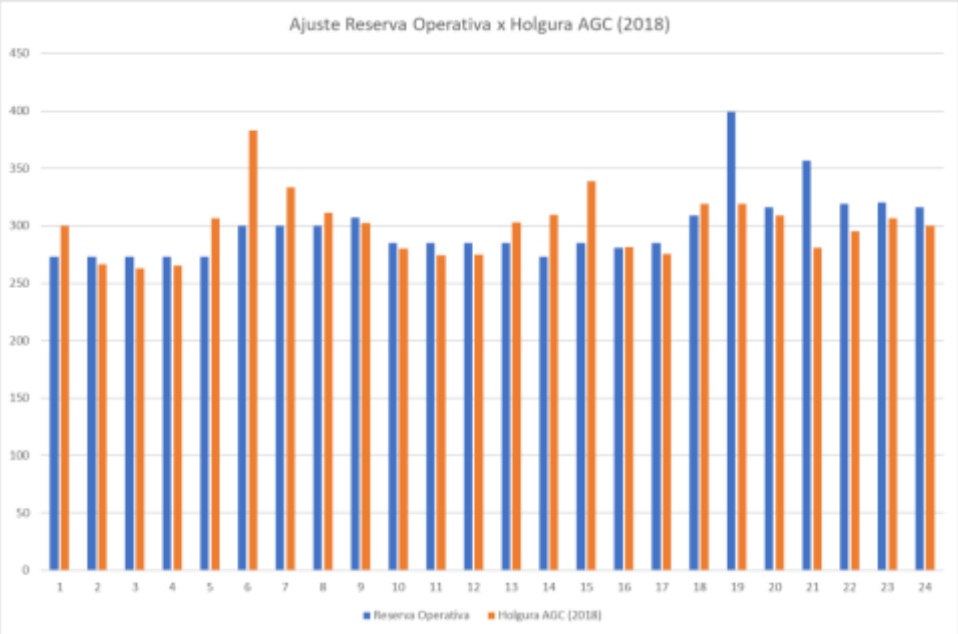


Figura 172 – Ajuste reserva operativa en función de la holgura AGC para 2018

Aplicando este valor de ajuste (de 0.86 sobre la reserva por para la falla) para la reserva operativa estimada para las 3 componentes, se obtiene el requisito de reserva en la secuencia para todo horizonte de planificación (valores promedios para todos los meses).

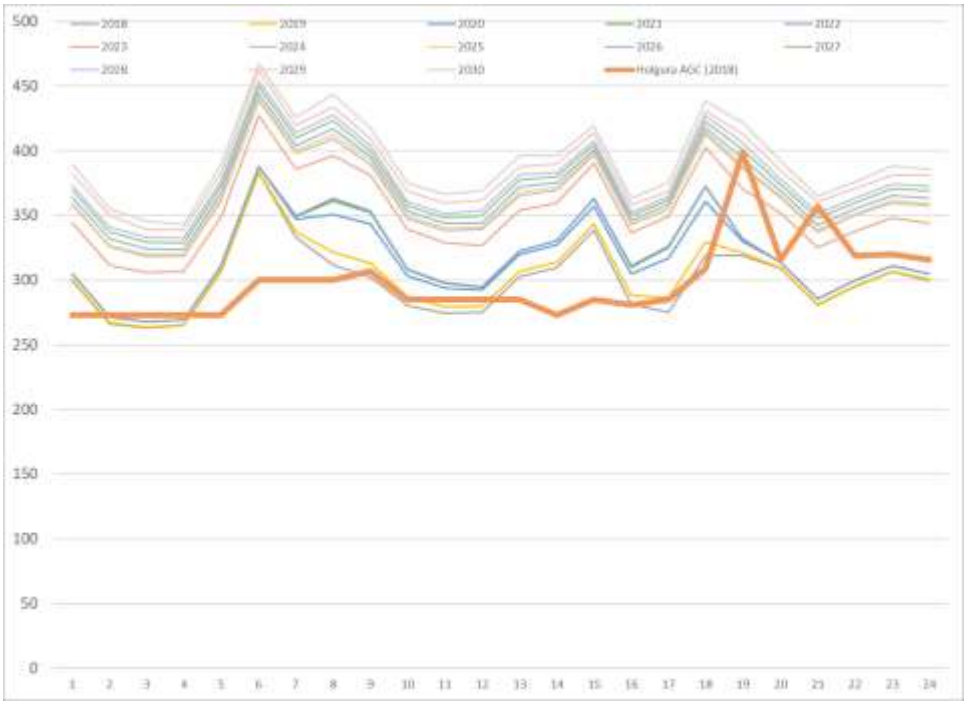


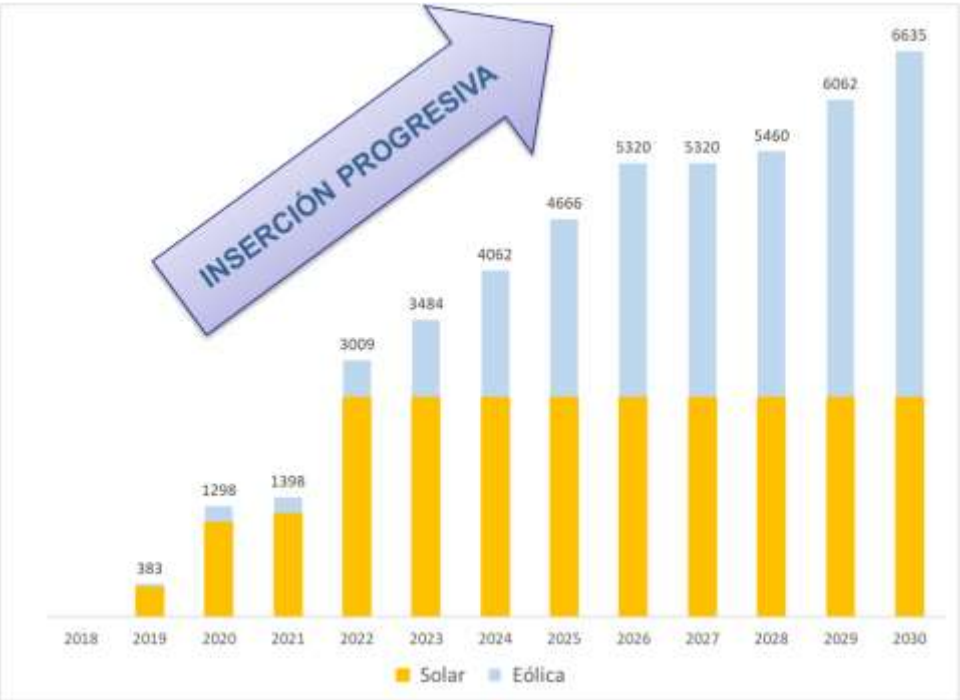
Figura 173 – Reserva operativa ajustando las 3 componentes para la holgura propuesta por XM para el año 2018

Nuestra propuesta es utilizar este requisito de reserva operativa para los estudios con el sistema interconectado de Colombia.

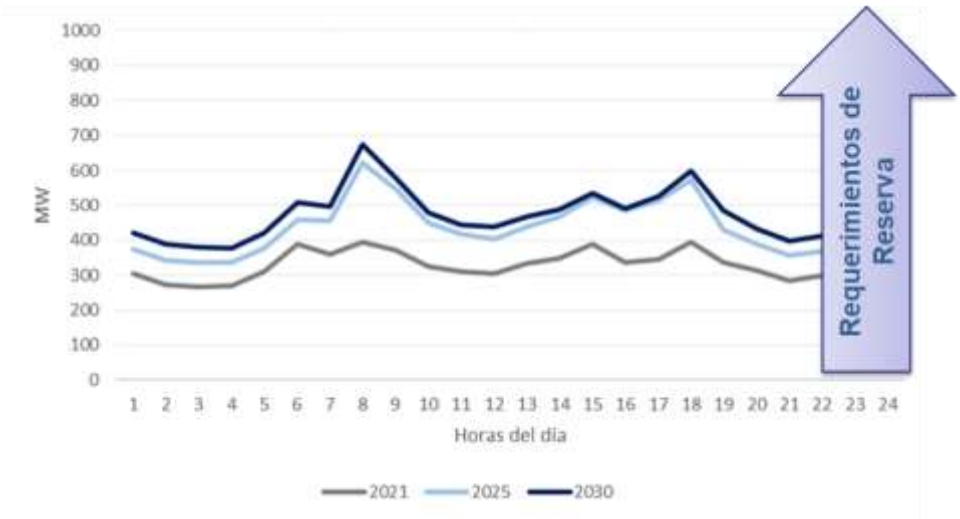
C. CRITERIOS PARA ESTIMAR LOS REQUERIMIENTOS DE RESERVA PARA LA OPERACIÓN DEL SISTEMA

Esta sección presenta los criterios propuestos por el grupo consultor para determinar los requerimientos de reserva (primaria, secundaria y terciaria) para la operación del sistema colombiano.

Como ya se mencionó anteriormente, se estima un aumento significativo de los requerimientos de reserva operativa en función de la gran inserción de fuentes renovables variables (eólicas y solares) que se pronostica para los próximos años. La figura en la secuencia presenta, para el escenario de costo bajo, la estimativa para la inserción VRE de 2018 a 2030.



Consecuencia de la inserción ilustrada en la figura anterior, se estima un incremento continuo para los requisitos de reserva, como ilustrado a continuación.



Tipos de Reserva en Sistemas Eléctricos

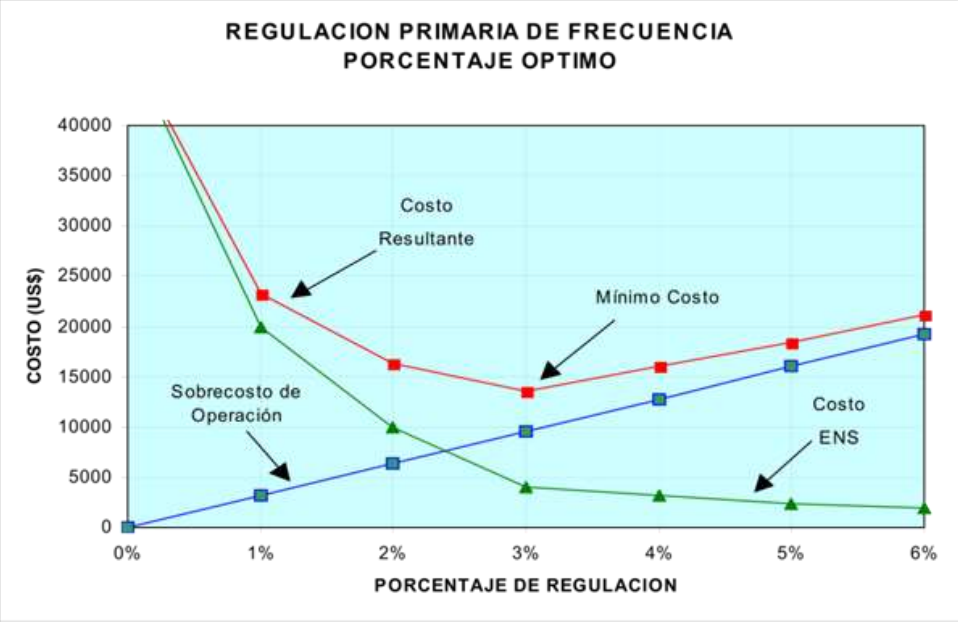
Existen básicamente tres tipos de reserva en sistemas eléctricos de potencia: primaria, secundaria y terciaria. La tabla en la secuencia define estos tres tipos de reserva, ilustrando sus objetivos y función principal.

	Definición	Objetivo	Tipo
Control Primario de Frecuencia (CPF)	Capacidad de una central eléctrica para ajustar automáticamente su salida de potencia activa en respuesta a una desviación medida de la frecuencia del sistema desde un punto de ajuste, para mantener la frecuencia estable del sistema.	1. Limitar/ detener la caída de frecuencia de caer por debajo de un umbral predefinido 2. Mantener una desviación de frecuencia aceptable en estado estacionario	Contingencia
Control Secundario de Frecuencia (CSF)	Control automático y centralizado de carga y frecuencia que apunta a regular la producción de generadores dentro de un área de control, para mantener los niveles de energía programados en las interconexiones y devolver la frecuencia del sistema a su valor de referencia.	1. Reemplazar reserva primaria 2. Restaurar la frecuencia del sistema a su valor nominal 3. Restaurar los flujos en las interconexiones a los valores programados	Contingencia y regulación
Control Terciario de	Capacidad de producción puesta a disposición del	El CTF se implementa para el desequilibrio	Contingencia y regulación

	Definición	Objetivo	Tipo
Frecuencia (CTF)	Operador del Sistema, que representa la cantidad de producción provista que puede activarse como aumento de la producción (reserva terciaria ascendente) o producción decreciente (reserva terciaria descendente) con el fin de realizar el balanceo.	de reserva y no para el desequilibrio de energía. El objetivo es restablecer los niveles de reservas primarias y secundarias.	

Dimensionamiento de la Reserva Primaria

Usualmente existen dos formas para determinar el requerimiento para la reserva primaria, un enfoque económico y un enfoque determinista. De acuerdo al enfoque económico, el requerimiento de reserva primaria se determina en función de la solución de un problema de optimización en que se busca minimizar la suma de los costos operativos (que se incremental mayor es la reserva operativa) y costos de interrupción (que se reducen con el aumento de la reserva operativa). La figura en la secuencia ilustra este problema técnico-económico.



Este enfoque para determinar el requerimiento de reserva está en uso en diversos países de Sudamérica, por ejemplo, en Perú, Bolivia y Chile.

La otra metodología también utilizada para determinar el requerimiento de reserva se basa en incidentes (contingencias) de referencia. El incidente de referencia debe tener en cuenta el desequilibrio máximo de potencia instantánea esperada entre la generación y la demanda y puede ser determinado teniendo en cuenta:

- La pérdida la unidad de generación de más grande;
- La pérdida de una sección de línea;
- La pérdida de una barra;
- La pérdida de la carga más grande en un punto de conexión;
- La pérdida de un interconector HVDC.

De la lista anterior, se elige el incidente que puede causar el mayor desequilibrio de potencia activa con una contingencia simples (N-1). Este otro enfoque está en utilización, por ejemplo, en sistemas europeos en que se aplica los siguientes requerimientos: 3,000 MW en Europa Continental, 1,800 MW en Gran Bretaña, 1,350 MW en países nórdicos y hasta 500 MW en Irlanda.

La propuesta para determinar los requerimientos de reserva primaria recomendados por los Consultores están en línea con la metodología utilizada en Europa – con base en una lista de contingencias de referencia, que serían elegidas de acuerdo con la probabilidad de ocurrencia e impacto esperado.

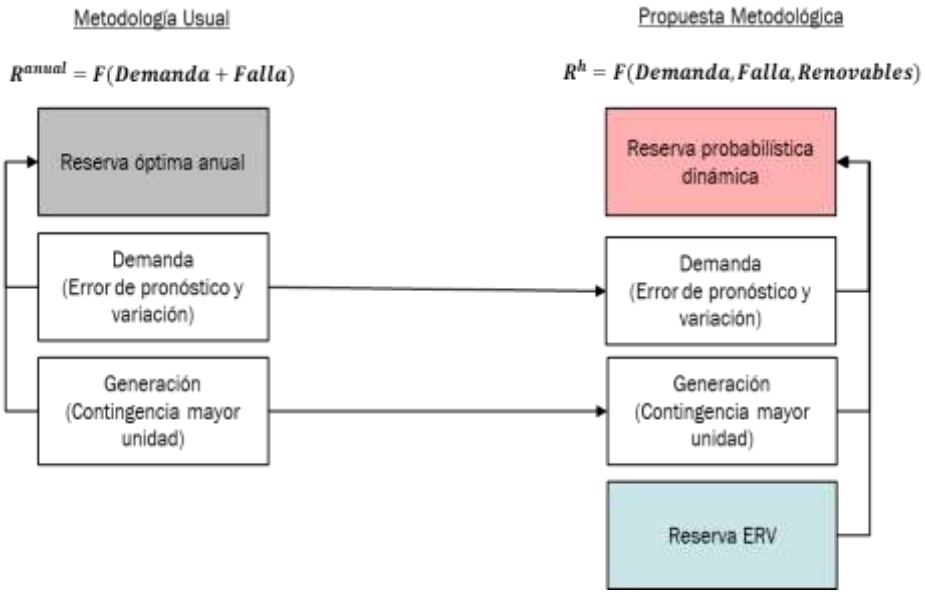
Dimensionamiento de la Reserva Secundaria

Tal como se mencionó anteriormente, los principales objetivos del control secundario de frecuencia son de establecer el back up para el control primario, restaurar la frecuencia del sistema para su valor nominal (en caso de desequilibrios que llevaron la actuación del control primario) y restaurar flujos de interconexión entre áreas. Dado su objetivo de monitoreo de la frecuencia, este control es él que está relacionado a actuar en caso de desbalances causados por fluctuaciones de la demanda o errores de pronóstico de las fuentes renovables variables.

Existen diferentes formas para determinar los requerimientos para la reserva secundario, por ejemplo en Francia y España se utiliza un procedimiento empírico que se basa en la definición de una carga mínima para atenuar variaciones de carga en los sistemas; en Irlanda y Gran Bretaña se utiliza un enfoque determinista que define el requerimiento en función de la mayor inyección de potencia.

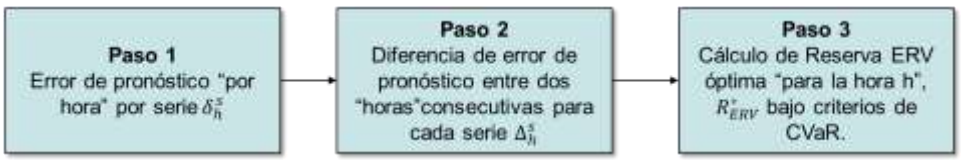
Sin embargo, la recomendación de los consultores es por la utilización de una metodología probabilística, dado que esta es la que más adecuada cuando la inserción renovable es significativa. Criterios probabilísticos para definición de los requerimientos para la reserva secundaria se utilizan en Alemania y Bélgica, países en que la inserción de fuentes renovables variables es bastante significativa.

La propuesta para definir el requerimiento de reserva secundaria es agregar un término adicional a las variables que tradicionalmente se utilizan, tal como se ilustra en la secuencia y determinar los requerimientos para cada variable en separado.



Requerimiento para las fuentes renovables variables

Para definir el requerimiento asociado a las fuentes renovables variables (eólicas y solares) se ha propuesto una metodología para proteger el sistema de la incertidumbre asociada al error de pronóstico de la generación ERV. Esta metodología, denominada de Reserva Probabilística Dinámica (RPD) se aplica por un procedimiento de tres pasos.



El primero paso consiste en calcular para "cada hora (h)" (o inérvalo de tiempo menor, limitado a la disponibilidad de información) de cada serie simulada (s) la desviación de la producción ERV (e_h^s) con respecto a si mejor pronostico $\bar{e}_h^s$:

$$\delta_h^s = e_h^s - \bar{e}_h^s$$

Se puede interpretar δ_h^s como el error de pronóstico asociado a "cada hora" de la producción ERV, para cada escenario considerado.

El segundo paso consiste en determinar la diferencia de error de pronóstico para dos valores consecutivos (dos horas, dos cuartos de hora, etc.), para cada serie considerada (Δ_h^s). Esto constituye la necesidad de reserva en giro en periodo para una serie simulada (s):

$$\Delta_h^s = \delta_h^s - \delta_{h-1}^s$$

Si $\delta_{h-1}^s = 0 \rightarrow \Delta_h^s = \delta_h^s \rightarrow R_{ERV}^{h,s}$ = error de pronóstico "hora h" y serie s

Si $\delta_{h-1}^{s} > 0 \rightarrow \Delta_{h}^{s} < \delta_{h}^{s} \rightarrow R_{ERV}^{h,s} <$ error de pronóstico "hora h" y serie s

Si $\delta_{h-1}^{s} < 0 \rightarrow \Delta_{h}^{s} > \delta_{h}^{s} \rightarrow R_{ERV}^{h,s} >$ error de pronóstico "hora h" y serie s

Para determinar la reserva probabilística dinámica de cada hora (R_{ERV}^{*}) se utiliza la siguiente expresión:

$$R_{ERV}^{*} = \lambda \times E(R_{ERV}) + (1 - \lambda) \times CVaR_{\alpha\%}(R_{ERV})$$

Donde $E(R_{ERV})$ representa el promedio de Δ_{h}^{s} para todas las series y $CVaR_{\alpha\%}$ es el Conditional Value at Risk al nivel $\alpha\%$ de los valores de las diferencias de los errores de pronóstico. Los parámetros α y λ permiten ajustar el criterio de riesgo (mayores valores de α y λ reducen el requerimiento de reserva).

Reserva para las fluctuaciones de la demanda

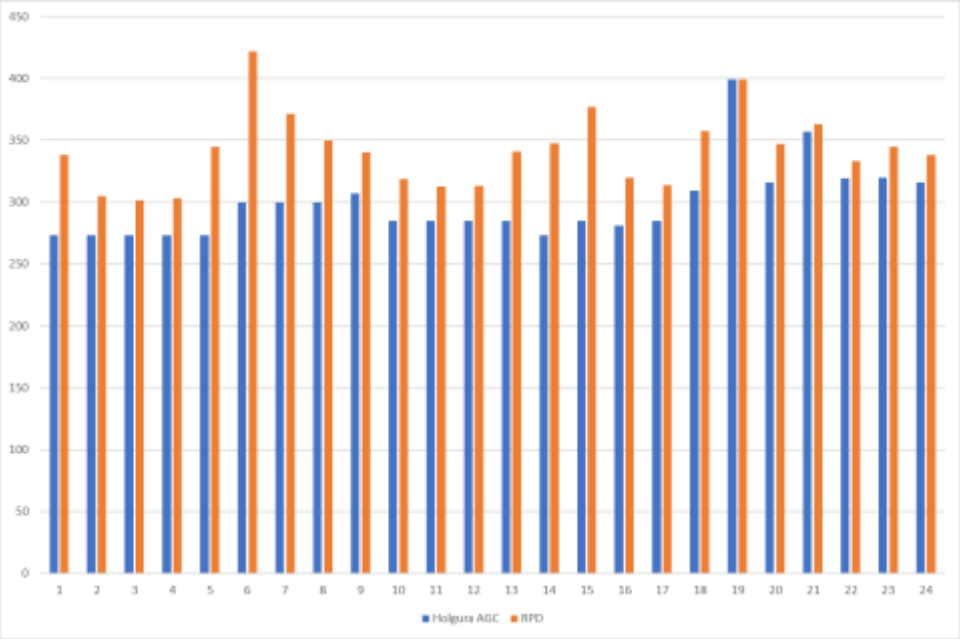
Para la reserva para fluctuaciones de la demanda se propone utilizar la misma metodología propuesta para evaluar el requerimiento de reserva de las fuentes renovables variables. La única diferencia entre las metodologías está en los escenarios utilizados como dato de entrada para aplicar la reserva probabilística dinámica, que para el caso de la demanda debe ser un conjunto de escenarios para el pronóstico de la demanda.

Requerimiento para falla de generación

Se propone utilizar la potencia de la máquina más grande del sistema que es actualmente la unidad de la central Sogamoso (273 MW) y pasaría a ser la máquina de Pescadero/Ituango cuando la central entrar en operación en 2023 (300 MW)

Selección de los parámetros α% y λ de la RPD

La selección de los parámetros α% y λ de la RPD debe ser de forma a minimizar las diferencias horarias entre el requerimiento de reserva secundaria [Falla + RPD(Demanda) + RPD(VRE)] y el Max(Falla Mayor Maquina; Holgura ACG), sin que se viole la Holgura del AGC



Dimensionamiento de la Reserva Terciaria

Tal como se mencionó anteriormente, el principal objetivo del control de reserva terciario es para desequilibrios de reserva operativa y no para control de frecuencia, es decir, para reponer reserva operativa (primaria o secundaria) utilizada para el control de frecuencia en la ocurrencia de eventos. Considerando este objetivo, la recomendación de los consultores para el requerimiento de reserva terciaria es el tamaño de la mayor máquina en el sistema.

D. COSTOS DE REFERENCIA PARA LOS SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

En caso de que se detecte algún proveedor pivotal, se recomienda utilizar como costo de oferta para los servicios complementarios un valor de referencia, estimado previamente. Para determinar los costos de referencia, se propone utilizar valores de *costo de oportunidad* tanto para centrales de producción (hidroeléctricas, térmicas, eólicas, solares etc.) como también para sistemas de almacenamiento (baterías). Estos costos de oportunidad pueden ser estimados en función de resultados de simulaciones del sistema de Colombia en el modelo de simulación MPODE (modelo utilizado por XM, UPME y varios agentes que actúan en el mercado de Colombia).

Para una central térmica, el costo de oportunidad se determina en función de su estimativa de costo de producción y de los resultados para el costo marginal de operación, estimado como resultado de la simulación del sistema de Colombia. Formalmente:

$$COPP_t = \begin{cases} (\pi - c_t), se\ \ \pi > c_t \\ 0, caso\ contrario \end{cases}$$

Donde π es la estimativa para el costo marginal y c_t es el costo de producción de la central térmica t.

Para centrales eólicas y solares, el costo de oportunidad es igual al costo marginal de operación.

Para las centrales hidroeléctricas, el costo de oportunidad se determina por el valor del agua que corresponde al precio sombra para utilización del agua embalsada en los reservatorios del sistema interconectado, es decir, es el costo indirecto de ahorrar generación térmica en el presente o en el futuro.

La estimativa del valor del agua requiere la solución de un problema de planificación de la operación para determinar la política óptima para utilización de los recursos del sistema eléctrico (hidroeléctricas, térmicas y renovables).

Para solucionar problemas de planificación de la operación de sistemas eléctricos se aplica un esquema de descomposición en que el problema de despacho se descompone en varios subproblemas de una etapa, donde el objetivo es minimizar la suma de los costos operativos *inmediatos y futuros*.

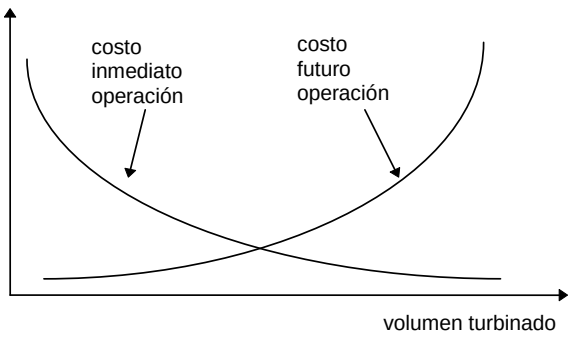


Figura 174 – Costos inmediatos y futuros x volumen turbinado

La *función de costo inmediato* (FCI) corresponde a la función de complementación térmica $c_t(u_t)$ discutida en la sección anterior. Se observa en la figura que el monto (y costo) de esta complementación térmica disminuye con el aumento del volumen turbinado. A su vez, la *función de costo futuro* (FCF) refleja el valor esperado del costo de la generación térmica de la etapa $t+1$ hasta el final del periodo de estudio. Se observa que la FCF aumenta con el aumento del volumen turbinado, pues menos energía hidroeléctrica estará disponible en el futuro para desplazar la generación térmica.

Como parte del proceso de solución del problema de una etapa se obtiene los multiplicadores simplex, también conocidos como *costos marginales* o *precios sombra*. Los costos marginales expresan el incremento o reducción del costo operativo total (valor de la solución óptima del modelo de despacho) con respecto a la variación en cualquier de los recursos del modelo de optimización.

Los multiplicadores de las restricciones de balance hidráulico entre los embalses representan los ahorros de costos operativos para incrementos marginales de los caudales disponibles para la operación de las hidroeléctricas. Estos multiplicadores del problema de planificación de la operación de sistema eléctricos también se conocen como el valor del agua embalsada y son los indicadores de los costos implícitos para la energía de las centrales hidroeléctricas.

Para sistemas de almacenamiento, el cálculo es similar al de las centrales hidroeléctricas, es decir, asociado al multiplicador de la restricción de balance de energía de la batería entre las horas.

Para efectos de referencia, se incluye en la secuencia estimativas de las simulaciones para el escenario de referencia (años 21, 25 y 30) para los costos marginales de operación del sistema de Colombia, para costos de oportunidad de hidroeléctricas seleccionadas y costos de operación de centrales térmicas seleccionadas (Fuente UPME).

Costos Marginales de Operación (valores en US$/MWh)

Mes	2021	2025	2030
1	50	25	26
2	48	25	26
3	49	25	25
4	47	27	25
5	49	25	25
6	65	25	25
7	43	24	25
8	44	25	25
9	46	25	26
10	61	27	30
11	91	26	28
12	83	25	26

Costos de Oportunidad Hidro (valores en US$/MWh)

Para 2021:

Mes	URRA	GUATAPE	GUAVIO	EL QUIMBO	CHIVOR	BETANIA	MIEL I	PORCE III
1	33	28	30	29	30	30	27	29
2	33	21	27	24	27	27	25	27
3	29	21	28	23	28	27	26	28
4	28	23	27	26	27	27	25	26
5	29	27	28	28	28	29	25	27
6	44	44	44	43	40	44	44	43
7	22	109	22	22	18	22	27	19
8	22	23	23	21	17	23	24	16
9	25	29	24	22	22	25	25	15
10	41	62	41	39	40	41	40	30
11	71	70	116	70	71	71	66	62
12	64	62	63	62	63	63	58	60

Para 2025:

Mes	URRA	GUATAPE	GUAVIO	EL QUIMBO	CHIVOR	BETANIA	MIEL I	PORCE III
1	5	4	4	5	5	4	5	5
2	6	4	5	5	5	4	5	6
3	5	3	4	5	5	4	5	5
4	7	6	6	6	6	6	6	7
5	5	6	4	5	5	5	5	5
6	4	47	4	4	5	5	5	4
7	3	16	4	3	4	4	3	3
8	4	5	4	4	4	5	3	4
9	5	6	5	4	5	5	4	5
10	6	24	5	7	7	6	5	6
11	6	6	6	6	6	5	5	6
12	5	4	5	5	5	4	4	5

Para 2030:

Mes	URRA	GUATAPE	GUAVIO	EL QUIMBO	CHIVOR	BETANIA	MIEL I	PORCE III
1	7	5	6	6	6	6	6	7
2	7	5	6	6	6	6	6	7
3	6	4	4	5	5	5	5	6
4	5	4	3	4	4	4	4	5
5	5	5	4	5	5	4	5	5
6	5	32	4	4	5	5	4	5
7	4	5	4	4	4	5	4	4
8	4	4	4	8	5	5	4	4

Mes	URRA	GUATAPE	GUAVIO	EL QUIMBO	CHIVOR	BETANIA	MIEL I	PORCE III
9	5	5	5	5	6	6	5	5
10	9	27	7	9	9	8	6	9
11	8	7	7	7	7	7	6	8
12	7	5	6	6	6	5	6	7

Costos Operativos Térmicas:

Central Térmica	Pot. Inst. (MW)	2021	2025	2030
BARRANQUILL3	64	91	101	113
BARRANQUILL4	63	93	103	116
CARTAGENA 1	61	100	111	126
CARTAGENA 3	66	100	111	126
GUAJIRA 1	151	87	97	109
GUAJIRA 2	145	87	96	108
FLORES 1	160	77	84	94
PAIPA 2	72	44	44	44
PAIPA 3	70	46	46	46
TASAJERO 1	163	41	41	41
TASAJERO 2	165	42	42	42
ZIPAEMG3	63	51	51	51
ZIPAEMG4	64	53	53	53
ZIPAEMG5	63	50	51	51
TEBSAB	791	74	82	91
TERMOSIERRA	445	24	24	24
MERILECTRICA	166	24	24	24
TERMOVALLE 2	205	24	24	24
PAIPA 4	154	42	42	42
EMCALI	229	24	24	24
TERMOCENTRO	264	24	24	24
CANDELARIA1	157	93	103	117
CANDELARIA2	157	93	103	117
TC_GECELCA3	164	59	59	59
CC_FLORES4	450	72	78	87

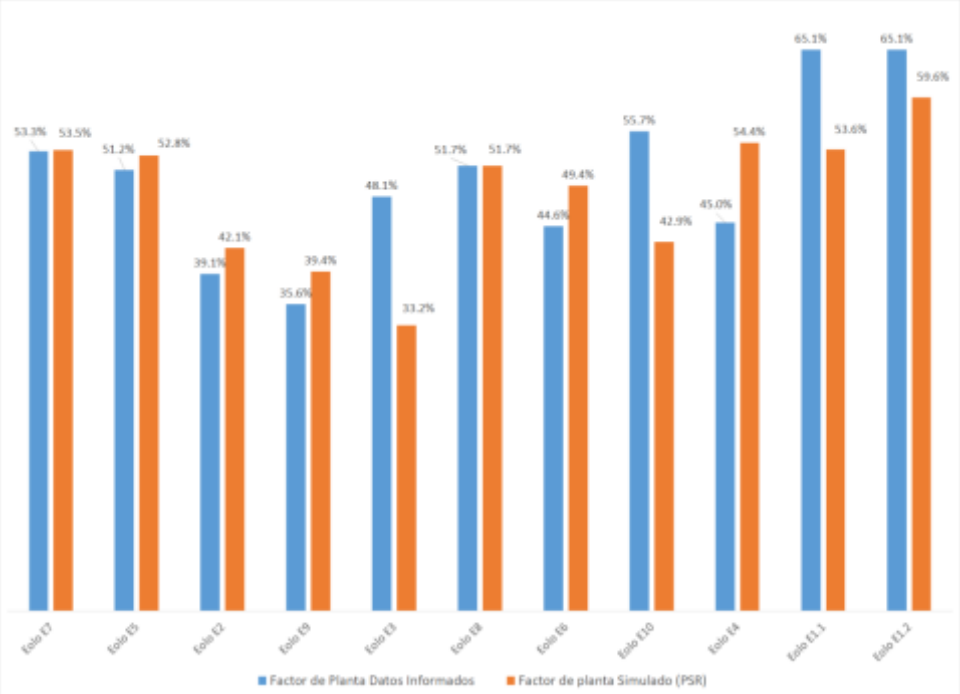
Los valores presentados en las tablas anteriores corresponden a las estimativas promedias mensuales para el escenario de referencia, calculados por el modelo MPODE. Sin embargo es importante notar que los valores que deben ser utilizados como costos de referencia son valores estimados por una corrida horaria del SDDP[26] (con horizonte semanal o mensual), acoplando con la función de costo futuro estimada de un estudio de mediano/largo plazo.

[26] Ver Anexo H.

E. COMPARACIÓN PRODUCCIÓN ESTIMADA PARA EÓLICAS CON VALORES INFORMADOS POR DESARROLLADORES

Como mencionado en informe, no estaban disponibles para desarrollar el proyecto datos de mediciones de la velocidad del viento para generar escenarios de producción. Los datos que se recibieron estaban limitados a un período corto (básicamente para el año 2012), y para un conjunto limitado de sitios en que se simularon proyectos candidatos de solares. [27]

El objetivo de este anexo es presentar una comparación entre los escenarios utilizados en las simulaciones y las informaciones recibidas. La figura en la secuencia presenta una comparación de los factores estimados a partir de la información enviada por el desarrollador y lo estimados utilizando información del MERRA (y ajustados con base en la BD de la UPME disponibilizada para el proyecto):



Como se puede verificar, para la mayoría de los proyectos (excepto para 4 de 11) el factor de planta estimado con los datos del desarrollador es superior al estimado con los datos MERRA+UPME. Sin embargo se destaca que la comparación presentada anteriormente se limita a los datos enviados por los desarrolladores de los proyectos, que solo consideran el año de 2012 (único año con datos completos).

[27] Los registros de velocidad de viente, mediciones horarias, para un subconjunto de los parques de la Guajira limitados al año de 2012 (promedio horario) y para un subconjunto menor también mediciones de 10 en 10 minutos de la velocidad del viento para el período de 12 de abril 2015 hasta 30 de abril 2016. Estos registros son insuficientes (periodos cortos) para generar escenarios de producción para las renovables. El mínimo que requerimos para poder producir los escenarios serían mediciones de un período mayor que 3 años (para todos los proyectos - existentes y futuros).

F. ANÁLISIS DE LOS BENEFICIOS DE UN MERCADO COOPTIMIZADO

Esta sección presenta un análisis simples de los beneficios de un mercado en que se utiliza cooptimización para determinar las ofertas de energía y SSCC con un mercado secuencial, en que primero se determinan las ofertas de SSCC (reserva) para posteriormente se optimizar las ofertas por energía. Para este ejercicio se utiliza un sistema ejemplo, con cuatro nodos, para que sea más fácil el entendimiento del funcionamiento del mercado.

La figura en la secuencia ilustra el sistema ejemplo.

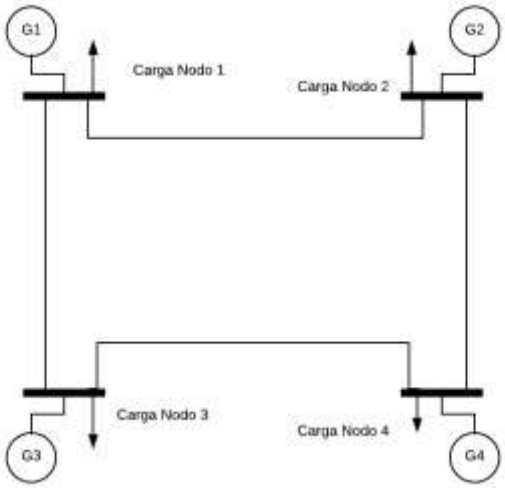


Figura 175 – Ejemplo Beneficios Cooptimización.

Para efectos de nuestro ejemplo, vamos a considerar que los cuatro circuitos tienen la misma capacidad (100 MW) y que esta es suficiente para implementar los despachos sin restricciones de congestionamientos en el sistema de transmisión. La reactancia de todos los circuitos es de 0.63 p.u. La tabla a continuación ilustra la demanda (carga) para cada una de las horas del próximo día, agregadas en grupos de 4 horas.

Demanda en cada uno de los nodos, por período

Período	P1	P2	P3	P4	P5	P6
Nodo 1	75	80	117	140	155	180
Nodo 2	75	80	118	140	155	180
Nodo 3	75	80	118	140	155	180
Nodo 4	75	80	118	141	156	179
Total	300	360	471	561	620	719

Se asume que el requerimiento de reserva es de 150 MW para los 3 primeros períodos y de 250 MW para los 3 períodos siguientes. Las ofertas de los generadores (cuantidades y precios) se presentan en las tablas a continuación.

Cantidad y precio ofertados por los generadores por energía (MWh / US$/MWh)[28]

Período	P1	P2	P3	P4	P5	P6
G1	250 / 2	250 / 2	250 / 2	250 / 2	250 / 2	250 / 2
G2	230 / 17	230 / 17	230 / 17	230 / 17	230 / 17	230 / 17
G3	240 / 20	240 / 20	240 / 20	240 / 20	240 / 20	240 / 20
G4	250 / 28	250 / 28	250 / 28	250 / 28	250 / 28	250 / 28

Cantidad y precio ofertada por los generadores reserva (MW / US$/MW)

Período	P1	P2	P3	P4	P5	P6
G1	0 / 0	0 / 0	0 / 0	0 / 0	0 / 0	0 / 0
G2	160 / 2	160 / 2	160 / 2	160 / 2	160 / 2	160 / 2
G3	190 / 5	190 / 5	190 / 5	190 / 5	190 / 5	190 / 5
G4	150 / 10	150 / 10	150 / 10	160 / 10	160 / 10	160 / 10

La tabla en la secuencia ilustra las cuantidades contratadas de cada generador para el suministro de la demanda en cada período cuando los mercados de energía y reserva se solucionan de forma conjunto (cooptimización).

Cantidad contratada de cada generación para el suministro de la demanda (MWh) – mercados conjuntos

Período	P1	P2	P3	P4	P5	P6
G1	250	250	250	250	250	250
G2	50	70	80	71	130	130
G3	0	0	141	240	240	240
G4	0	0	0	0	1	99
Total	300	360	471	561	620	719

[28] Las ofertas de energía se asumen ser la capacidad disponible para la oferta de cada generador.

Cantidad contratada de cada generación para la reserva (MW) – mercados conjuntos

Período	P1	P2	P3	P4	P5	P6
G1	0	0	0	0	0	0
G2	150	150	150	159	100	100
G3	0	0	0	0	0	0
G4	0	0	0	91	150	150
Total	150	150	150	250	250	250

De la solución el problema de cooptimización resultan los precios para los mercados de energía (precio spot) y de potencia, ilustrados en la secuencia.

Precios de los mercados de energía y reserva

Período	P1	P2	P3	P4	P5	P6
Precio Mercado Energía (US$/MWh)	17	17	20	22	28	28
Precio Mercado Reserva (US$/MW)	2	2	5	7	13	13

El costo total para el suministro de ambos los mercados, solucionados de forma cooptimizada, es de $74,196 ($66,096 para la contratación de la energía y $8,100 para la contratación de la reserva.

La solución de los mercados de forma separada, primero el mercado de reserva para en la secuencia se optimizar la contratación del mercado de energía resulta en las siguientes ofertas:

Cuantidad contratada de cada generación para la reserva (MW) – mercados separados

Período	P1	P2	P3	P4	P5	P6
G1	0	0	0	0	0	0
G2	150	150	150	160	160	160
G3	0	0	0	90	90	90
G4	0	0	0	0	0	0
Total	150	150	150	250	250	250

Cuantidad contratada de cada generación para el suministro de la demanda (MWh) – mercados separados

Período	P1	P2	P3	P4	P5	P6
G1	250	250	250	250	250	250
G2	50	70	80	70	70	70
G3	0	0	141	150	150	150
G4	0	0	0	91	151	249
Total	300	360	471	561	620	719

Precios de los mercados de energía y reserva – mercados separados

Período	P1	P2	P3	P4	P5	P6
Precio Mercado Energía (US$/MWh)	17	17	20	28	28	28
Precio Mercado Reserva (US$/MW)	0	0	3	11	11	11

Resultando en un costo total de operación y reserva de $82,488 ($73,188 para el mercado de energía y $9,300 para el mercado de reserva).

Comparando con la solución anterior se verifica una reducción del costos total, en el ejemplo considerado, de aproximadamente 9% resultado de la contratación de energía y reserva de forma cooptimizada.

G. PSR-CORE – SISTEMA DE PLANIFICACIÓN DE RECURSOS ELÉCTRICO-ENERGÉTICOS

G.1 Visión General

La figura a continuación muestra los principales componentes del sistema PSR Core (Co-Optimización de Recursos Energéticos) utilizado en el estudio.

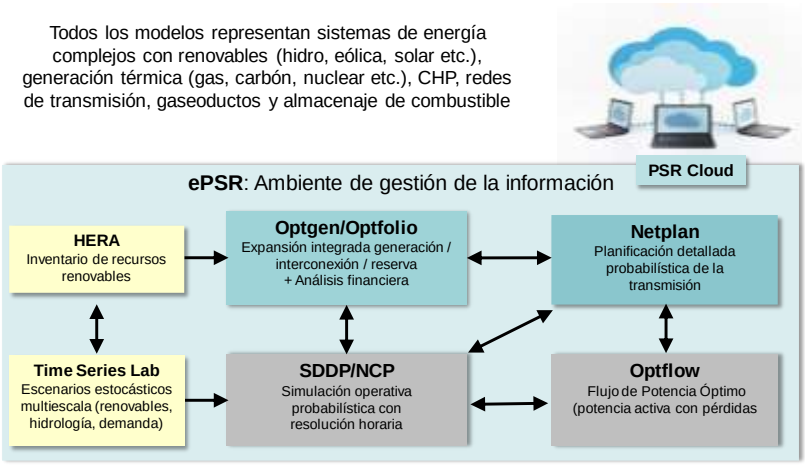


Figura 176 – Sistema de planificación PSR Core.

Se presenta a continuación una descripción de los principales módulos computaciones del PSR Core, agregados en tres grupos: (i) inventario de recursos renovables y preparación de escenarios, (ii) optimización y análisis de la expansión; y (iii) infraestructura informática.

G.2 Inventario de recursos renovables

HERA y TSL son un conjunto de herramientas desarrollado por PSR para facilitar los estudios de planificación y operación que involucran energías renovables. Las herramientas incluyen: (a) identificación de proyectos renovables candidatos; (b) generación de escenarios renovables; y (c) cálculo de las reservas requeridas considerando la volatilidad de la producción de energía renovable más (opcionalmente) las interrupciones de carga y generación.

G.2.1 HERA – inventario de recursos renovables

La identificación de los proyectos candidatos es uno de los primeros pasos en un estudio de planificación de la expansión. Para caracterizar los proyectos renovables (eólicas y/o solares) es necesario representar escenarios de producción con discretización

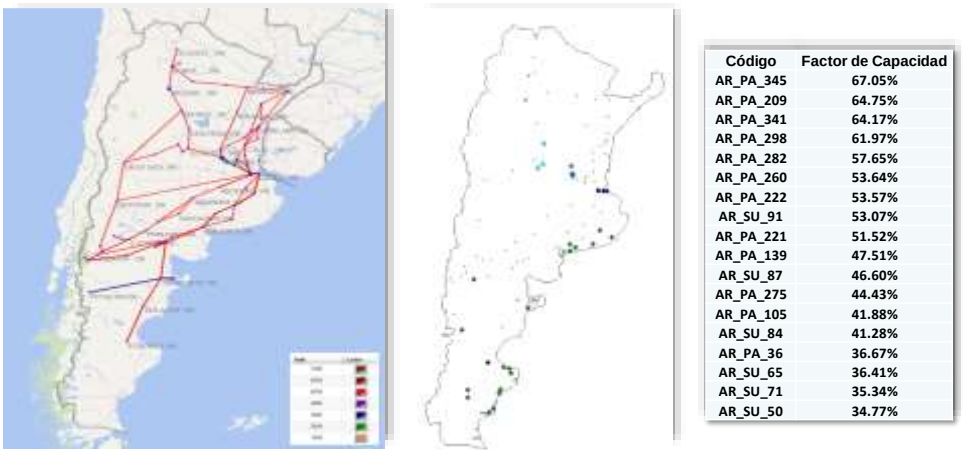
horaria (o menor).

Para estos casos, el módulo HERA tiene una interfaz de acceso a bases de datos públicas globales, por ejemplo, el *Global Atlas* (NCEP/NCAR), *SWERA*, *IRENA Global Atlas* y otros. El HERA también puede ser utilizado con bases de datos de cada país, pues los formatos de estas bases son estándar.

Por ejemplo, para el caso de la fuente eólica, el *Global Atlas* proporciona treinta años de datos históricos horarios asociados a regiones que pueden ser seleccionadas por el usuario. Estos datos históricos no corresponden a registros medidos, pero a estimativas generadas a partir de modelos atmosféricos utilizando técnicas estadísticas de "reanálisis". La cualidad de los resultados es adecuada para utilización en estudios de planificación de la expansión.

Los pasos siguientes para el diseño de los proyectos candidatos son: (i) identificar los sitios más atractivos basados en el factor de capacidad y la ubicación que afecta los costos de conexión a la red de transmisión; (ii) transformar la serie de viento (o incidencia solar) en escenarios de producción de energía (considerando hipótesis de ingeniería – para el caso de las eólicas, la altura de la torre, distancia entre hileras de generadores, fabricante de turbinas, etc.

La figura a continuación muestra un ejemplo del proceso de identificación de proyectos eólicos candidatos en Argentina.



Código	Factor de Capacidad
AR_PA_345	67.05%
AR_PA_209	64.75%
AR_PA_341	64.17%
AR_PA_298	61.97%
AR_PA_282	57.65%
AR_PA_260	53.64%
AR_PA_222	53.57%
AR_SU_91	53.07%
AR_PA_221	51.52%
AR_PA_139	47.51%
AR_SU_87	46.60%
AR_PA_275	44.43%
AR_PA_105	41.88%
AR_SU_84	41.28%
AR_PA_36	36.67%
AR_SU_65	36.41%
AR_SU_71	35.34%
AR_SU_50	34.77%

Figura 177 – Proceso de identificación de proyectos renovables

G.2.2 Time Series Lab – Escenarios estocásticos multiescala

La representación de las fuentes de energías renovables en los estudios de planificación y operación debe considerar varios aspectos: (i) los conjuntos de datos históricos del viento/solar (mismo con reanálisis) son, en general, más cortos que los registros de aportes de caudales afluentes a las plantas hidroeléctricas; (ii) los escenarios de producción de las renovables debe ser representado en base horaria (para representar la incertidumbre en la producción), sin embargo, los aportes de caudales a las plantas hidroeléctricas es más preciso sobre una base semanal o mensual; (iii) las fuentes de energías renovables pueden tener diferentes patrones estacionales; (iv) en contraste con los aportes de caudales (que se representan a través de una familia de distribución de probabilidad (lognormal), la

representación de la producción de las centrales renovables requieren un conjunto más diverso de distribuciones de probabilidad. Por esta razón, el TSL representa distribuciones renovables mediante esquemas de núcleos no paramétricos; (v) el viento puede tener una compleja dependencia espacial con otros sitios, así como con los aportes de caudales, como se ilustra en la siguiente figura.

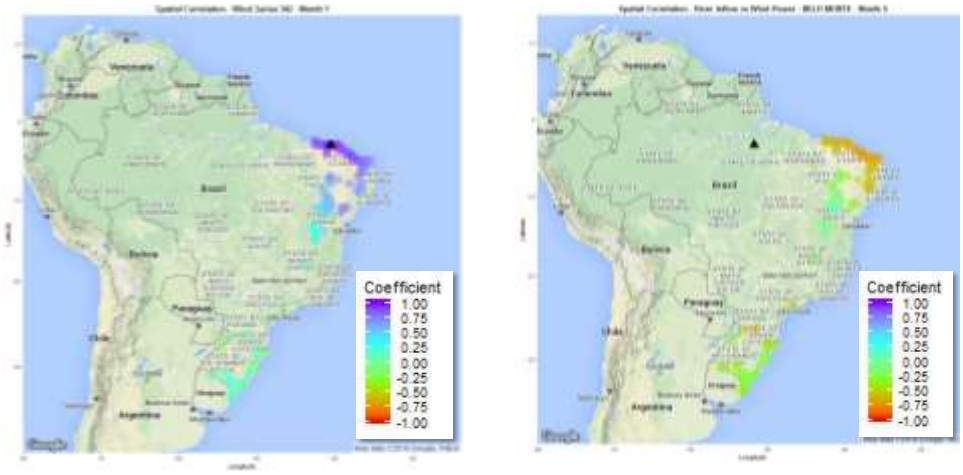


Figura 178 – Correlación espacial viento × caudales.

El TSL modela las dependencias espaciales entre eólicas y las series de aporte de caudales a través de una red Bayesiana, que determina un conjunto de "anchor" nodos, que representan el viento y los aportes de caudales (también se puede representar la dependencia con el consumo de electricidad) y, para cada sitio, el conjunto de nodos dependientes.

La generación de los escenarios de producción se hace en dos pasos: generar escenarios semanales o mensuales por un modelo auto regresivo periódico (PAR-p). Posteriormente, se generan escenarios horarios para la producción eólica/solar condicionados al "anchor" caudales (semanal/mensual) y a otros nodos renovables.

El resultado final es un conjunto de escenarios probabilísticos para los aportes de caudales y renovables coherentes y que pueden ser utilizados tanto para el cálculo de la política de operación estocástica como para las simulaciones detalladas por hora.

G.2.3 TSL – Cálculo de las reservas de generación

Este módulo TSL también puede ser utilizado para establecer los requisitos de reserve en función de las fluctuaciones observadas en los históricos de producción de las centrales renovables (eólicas y solares). De forma simplificada, la reserva se estima de la siguiente manera. Sea e_τ^s la producción de energía renovable en la hora τ del escenario s. Por ejemplo, τ podría indexar las horas de una semana, $\tau = 1, \dots, 168$, y el número total de escenarios podría ser $s = 1, \dots, S$ (= 2000).

El primer paso es calcular la variación horaria (aumento/disminución) para cada etapa y escenario:

$$\delta_\tau^s = |e_\tau^s - e_{\tau-1}^s| \text{for } \tau = 2, \dots, 168;\ s = 1, \dots, S.$$

A continuación, calculamos la variación máxima a lo largo de las horas de cada escenario:

$$\overline{\delta}^{s} = \max_{\tau}\{\delta_{\tau}^{s}\};\ \text{for}\ s\ =\ 1, \ldots, S$$

Finalmente, ordenamos el conjunto $\{\overline{\delta}^{s}\}$ aumentando los valores y definiendo la reserva de generación como el cuantil superior α (por ejemplo, 1%) del conjunto. Esto puede interpretarse como un criterio de valor en riesgo (VaR), donde α es el riesgo de no tener suficiente reserva de generación al largo del período. El procedimiento de cálculo de reserva anterior se utiliza para cada etapa, escenario y hora de SDDP-Horario, permitiendo así el modelado de las reservas relacionadas con la volatilidad.

Finalmente, también es posible extender el procedimiento para representar proyectos candidatos renovables. Básicamente, las producciones de energía del proyecto $\{e_{\tau}^{s}\}$ se multiplican por la variable binaria que representa la decisión de inversión (ver la descripción de OptGen). Debido a que el proceso de cálculo sigue siendo un conjunto de operaciones lineales, esto significa que es posible resolver un problema óptimo de expansión de generación con un ajuste dinámico de los requerimientos de reservas que depende de la decisión de invertir en energías renovables. En consecuencia, podemos tener una optimización global de todos los componentes del sistema: capacidad de generación, reserva, costos de operación y confiabilidad del suministro.

G.2.4 Integración del TSL con los modelos de optimización

La integración de los datos estimados para las renovables y los modelos del PSR Core a través del TSL se ilustra en la figura a continuación (ejemplo para el sistema de chileno).

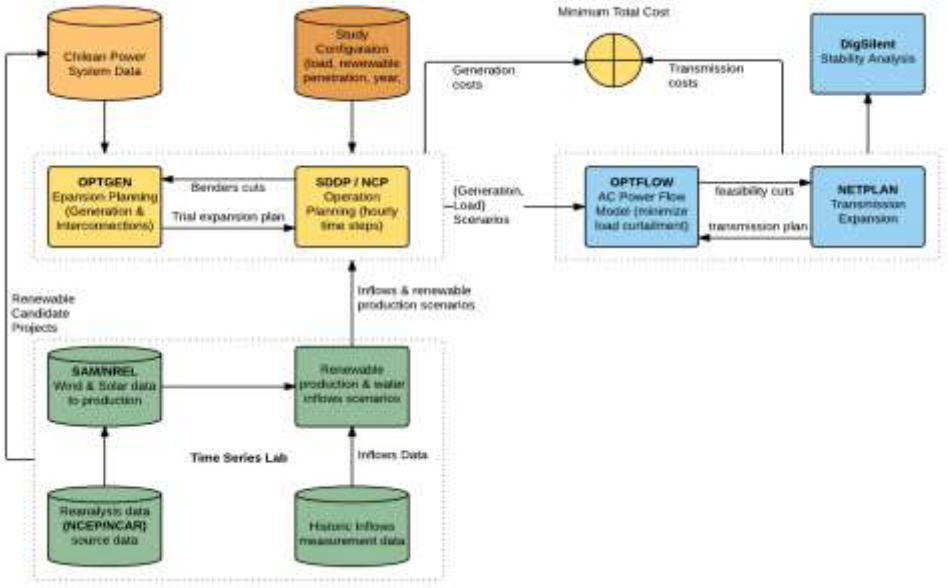


Figura 179 – Integración de los datos a los módulos de optimización/simulación.

G.3 Optimización y análisis de la expansión

G.3.1 SDDP – simulación operativa probabilística con resolución horaria

El modelo de simulación probabilística generación/transmisión SDDP tiene pasos de tiempo (etapas) semanales o mensuales para horizontes de 40 años, o más. Dentro de cada etapa, se puede representar desde bloques de carga (por ejemplo, 21 bloques en la semana, que representarían 3 valores por día) hasta la discretización horaria.

El SDDP tiene un modelado detallado de todos los elementos del sistema: (i) generación térmica (gas, petróleo, nuclear, etc.), hidroeléctrica, las nuevas fuentes renovables (hidroeléctrica, eólica, biomasa, solar) etc.; (ii) almacenamiento: hidroeléctricas, bombeo, baterías etc.; (iii) respuesta de la demanda por barra y por región; y (iii) transmisión: interconexiones (modelo de transporte), modelo de flujo de potencia activa (DC) con pérdidas cuadráticas; modelo de flujo de potencia óptimo AC completo, incluyendo dispositivos FACTS (OPTFLOW).

Las principales características de los módulos de simulación SDDP son:

- Permite estudios de largo plazo (+40 años);
- Discretización semanal o mensual (simulación horaria);
- Operación individualizada de plantas hidroeléctricas, térmicas y renovables;
- Restricciones específicas para hidroeléctricas: límites de almacenamiento (mínimo y máximo), alerta, control de crecidas, riego, límites de defluencia, límites de turbinamiento, caudal ambiental etc.
- Para simulaciones horarias, representación del tiempo de viaje del agua entre plantas en cascada, commitment, rampas, mínimum uptime and down-time etc.;
- Restricciones de reserva y de generación;
- Representación de redes de transmisión (modelo de flujo de potencia lineal) y acoplamiento automático con el modelo de flujo de potencia óptimo OPTFLOW que permite la representación de la red de transmisión por el modelo de flujo de potencia completo (AC);
- Representación de redes de transporte de gas natural, demandas no eléctricas y fuentes de producción;
- Representación de incertidumbres como:
  - Aportes de caudales se representan automáticamente por un modelo estocástico auto-regresivo multi-variado. Los parámetros del modelo estocástico se ajustan con base en los registros históricos. Escenarios sintéticos de caudales se generan por un procedimiento Monte Carlo, permitiendo incluir efectos macro-climáticos como el fenómeno El Niño.
  - Fallas de equipos de generación y transmisión por un esquema de simulación Monte Carlo;

– Variabilidad de la demanda por una distribución de probabilidad normal.

El algoritmo SDDP (que se puede interpretar como una descomposición de Benders estocástica para múltiples etapas) es reconocido mundialmente como uno de los esquemas más eficientes para la solución de problemas reales de este tipo y es el tema de múltiples artículos de investigación por universidades en todo el mundo. Por ejemplo, en el *International Congress on Stochastic Optimization* (ICSP) de 2016, que es el principal evento académico de esta área, 10% de los artículos presentados tenían como tema el algoritmo SDDP.

G.3.2 OptGen – Expansión integrada generación/interconexión

El OptGen determina los refuerzos óptimos (mínimo costo de inversión + operación) para la generación y para los troncales principales del sistema de transmisión a lo largo del periodo de estudio.

Los estudios de planeación se pueden ejecutar de dos maneras básicas:

(iii) *Integrado*, esto es, se optimizan de manera global (cooptimización) los refuerzos de generación y transmisión; esto equivale a decir que los módulos de planificación de la generación y transmisión se ejecutan en conjunto.

(iv) *Jerárquica*, donde se define en un primer paso el plan óptimo de generación (o se informa la misma, por ejemplo, cuando los refuerzos de generación resultan de un proceso de licitación) y, en un segundo paso, se determinan los refuerzos óptimos de la transmisión. En términos del sistema de planeación, es como si los módulos de planificación de la generación y transmisión se ejecutan de manera secuencial.

Las principales características del OPTGEN son:

- Representa como opciones de expansión fuentes renovables (eólica, solar, biomasa, etc.), generación hidroeléctrica, térmica y otros.
- Permiten estudios de largo plazo (+40 años);
- Pasos de tiempo para las decisiones de inversión ajustables – anuales, semestrales, trimensuales, mensuales;
- Datos financieros detallados – costos de inversión, esquemas de pago de los proyectos, vida útil, tiempo de construcción, etc.;
- Datos específicos de la decisión de inversión – proyectos opcionales u obligatorios, variables de decisión entera o continua, fechas mínima y máxima para la entrada en operación de los proyectos candidatos, cronograma para entrada en operación para las unidades generadoras, otras;
- Restricciones adicionales – energía firme, potencia firme, exclusividad, asociación, precedencia entre proyectos, mínima/máxima capacidad adicional;
- Estrategias de solución del problema de expansión (horizonte ajustable, año horizonte etc.).

G.3.3 Metodología de solución

El objetivo de la planificación de la expansión es minimizar la suma de los costos de inversión (equipos de generación y transmisión) y del valor esperado de los costos variables: costos operativos de las plantas térmicas más penalidades por las fallas en el suministro. La figura a continuación muestra la metodología de solución del problema, conocida como descomposición de Benders.

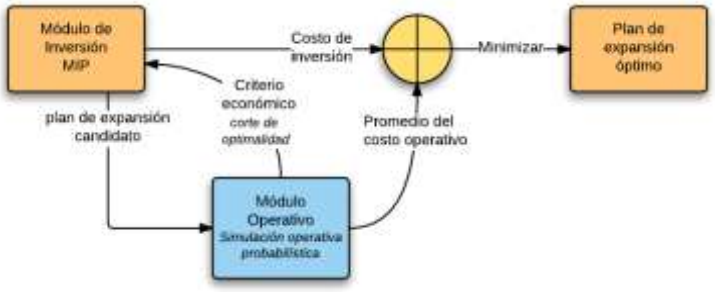


Figura 180 – Metodología de solución del OptGen (descomposición de Benders)

G.3.4 Descomposición de Benders

PSR ha sido pionera a nivel mundial en el desarrollo y aplicación del esquema de descomposición de Benders a los problemas de planeación. Este esquema separa el problema de optimización estocástico/entero en dos módulos de optimización, que se resuelven iterativamente hasta llegar a la solución óptima global: (i) el llamado *módulo de inversión*, donde se determina un plan de expansión candidato a través de la solución de un modelo de programación lineal entera (MILP); y (ii) el *módulo operativo*, que calcula el promedio de los costos operativos resultantes del plan candidato producido por el módulo de inversión, a través de la solución de un problema de optimización. La figura a continuación ilustra el esquema de descomposición de Benders.

Módulo de inversión

En la planeación integrada (cooptimización de la expansión de la generación y transmisión) el módulo de inversión representa los generadores y circuitos candidatos como variables de decisión binarias a lo largo del horizonte del estudio. El problema de optimización es minimizar la suma del valor presente de los costos de inversión y de una *aproximación* del valor esperado del costo operativo resultante del plan. Como se describe a continuación, esta aproximación es una función lineal por partes producida por el módulo operativo.

Módulo operativo

El módulo operativo calcula la política estocástica que minimiza el promedio de los costos operativos a lo largo del horizonte del estudio, tomando en cuenta las incertidumbres en los caudales, producción de las renovables, fallas en los equipos, etc.

Este problema se resuelve a través del algoritmo de programación dinámica estocástica dual del

Enlace del módulo operativo para el módulo de inversión

Este enlace (ver figura anterior) es una restricción lineal, conocida como *corte de Benders*, que se añade al problema del módulo de inversión. El corte de Benders se puede interpretar como una aproximación lineal del valor esperado del costo operativo con respecto a diferentes decisiones de inversión en el plan de expansión, calculado alrededor del plan candidato suministrado por el módulo de inversión. Esto significa que, a cada iteración del esquema [módulo de inversión → módulo de operación], se mejora la representación aproximada del costo operativo en el módulo de inversión. Con esto, se tiene el criterio de convergencia para el esquema de descomposición, presentado a continuación.

Criterio de convergencia de la descomposición de Benders

El valor óptimo de la solución del módulo de inversión a cada iteración es un *límite inferior* para la solución óptima global (la razón es que la representación lineal por partes del costo operativo es una aproximación "por abajo" del verdadero costo). A su vez, la suma del costo de inversión del plan candidato y del costo operativo "real" (calculado por el módulo operativo) es un *límite superior* para el óptimo global (la razón es que el plan candidato producido por el módulo de expansión no es necesariamente el plan óptimo).

Dado que, como mencionado, el corte de Benders hace que, a cada iteración, el módulo de inversión tenga una representación mejor del costo operativo, el esquema de Benders aumenta progresivamente el límite inferior (y reduce el superior, pues los planes candidatos son cada vez mejores) hasta que ambos coinciden (para una precisión especificada por el usuario).

G.3.5 NetPlan – planificación detallada de la transmisión

El NetPlan optimiza el sistema de transmisión en todos los niveles: refuerzos en los circuitos, transformadores y fuentes reactivas.

Para la planeación detallada de la transmisión se utiliza un *esquema de optimización jerárquico*, ilustrado en la figura a continuación.

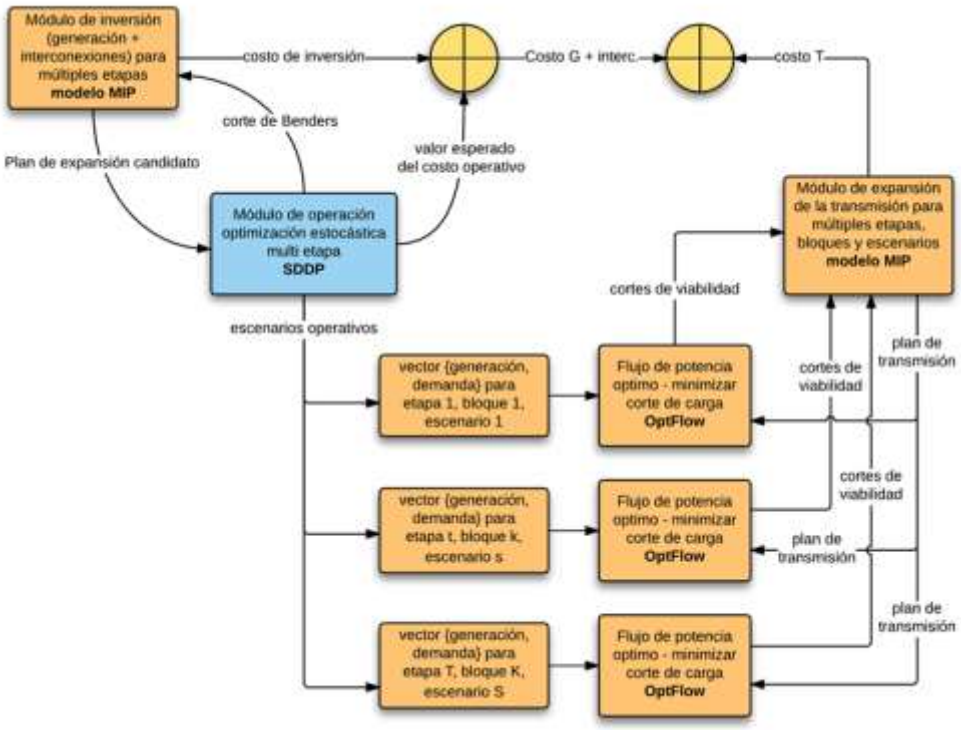


Figura 181 – NetPlan: esquema jerárquico de planificación

Para la solución también se aplica un algoritmo basado en la técnica de descomposición de Benders.

Las principales características del módulo NETPLAN son:

- Permite estudios de largo plazo (+40 años);
- Estrategias de solución del problema de expansión (horizonte ajustable, año horizonte etc.).
- Análisis de expansión de la red de transmisión utilizando criterios de confiabilidad (listas de contingencias simple);
- Planificación de la expansión de fuentes de potencia reactiva (VaR) – módulo OPTFLOW y análisis de confiabilidad compuesta generación-transmisión a través del módulo CORAL (descriptos en la secuencia);
- Visualización del diagrama de potencia con recursos personalizados para la planeación:
  - Representación georreferenciada de la red de transmisión;
  - Diagramas esquemáticos para informaciones detalladas de nodos y conexiones;
  - Representación gráfica de resultados de los módulos, por ejemplo, sobrecargas en circuitos, costos marginales de nodos etc.

G.3.6 OPTFLOW/CORAL

El último componente del conjunto de modelos incluye: (i) el OPTFLOW, que determina la optimización operativa del sistema tomando en cuenta el modelado más completo de la red (flujo de potencia AC); y (ii) el modelo de confiabilidad de suministro generación/transmisión CORAL. que representa las fallas aleatorias de los equipos de generación y transmisión, la variabilidad de la producción renovable, de la demanda y determina los índices de confiabilidad de suministro tales como la probabilidad de pérdida de carga (LOLP), el promedio de la energía no suministrada (EENS) entre otros.

De manera análoga al manejo de los componentes de inversión, integrado o jerárquico, el OPTFLOW y el CORAL se pueden ejecutar en conjunto con el SDDP o después de un estudio con estos componentes. Como mencionado, el manejo del sistema bajo el punto de vista del usuario es siempre integrado, pues los resultados de un estudio se transfieren automáticamente para el siguiente.

La tarea básica de cada uno de los modelos del sistema de planeación es la solución de un problema (o conjunto de problemas) de optimización bastante complejo. Se presenta a continuación una descripción de los algoritmos de solución adoptados por PSR.

G.4 Infraestructura – gerencia de datos y computación de alto-desempeño

G.4.1 ePSR: Módulo para gerencia de la base de datos y estudios

La base de datos, módulos del sistema de planeación y el control y manejo de los estudios de planeación de la expansión y operación de sistemas eléctricos se manejan de forma integrada a través del módulo para la gerencia de estudios de casos y base de datos – el ePSR – que implementa un ambiente integrado y colaborativo para el desarrollo de estudios de planeación de la expansión y operación de sistemas eléctricos. La figura en la secuencia ilustra la arquitectura conceptual del módulo para gerencia de la base de datos y estudios.

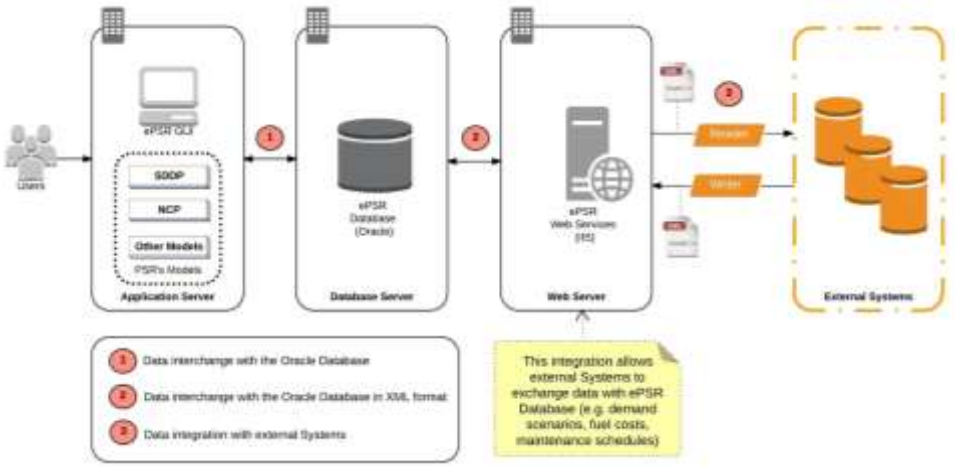


Figura 182 – Arquitectura conceptual del módulo para manejo de la base de datos y de los estudios

El ambiente ePSR se compone de una base de datos, una interfaz gráfica para la gestión de la información y funcionalidades para la verificación de la consistencia de la información, seguridad, registro de versiones etc. y un visualizador geo-referenciado de los componentes del sistema de potencia.

La figura a continuación muestra la pantalla principal del ePSR, ilustrando la central Itaipu y su ubicación.

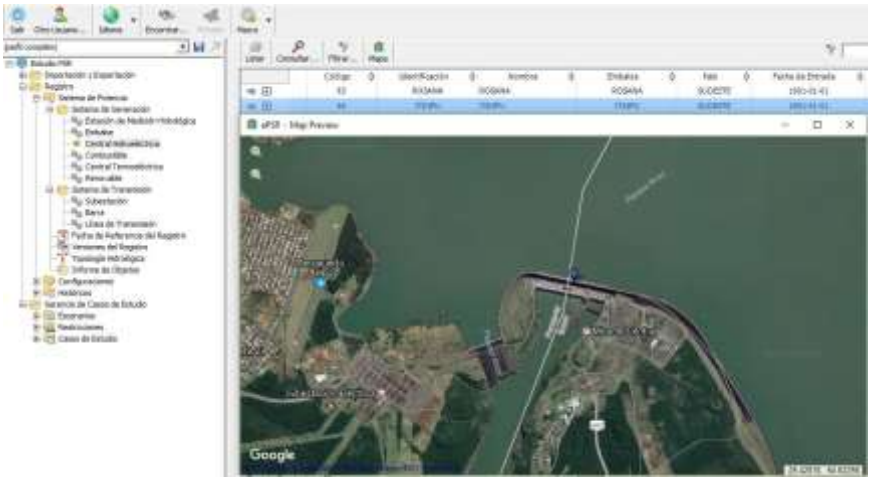


Figura 183 – Pantalla principal del ambiente ePSR – datos de centrales hidroeléctricas

Organización de las informaciones

Las informaciones en la base de datos del ePSR se agrupan en cinco diferentes categorías, de acuerdo con su naturaleza. Estas categorías están descriptas a continuación:

Componentes del sistema de potencia (catastro) – componentes del sistema (centrales, embalses, líneas de transmisión, subestaciones, barras, transformadores de potencia etc.) se describen a través de sus especificaciones técnicas (variables eléctricas, energéticas, económicas, ambientales etc.). Algunas variables son constantes en el tiempo y otras pueden cambiar o ser representadas por funciones. Las actualizaciones de los datos de los componentes del sistema de potencia se administran de forma versionada, de forma que a cualquier momento el usuario del sistema puede recuperar una versión antigua de la base de datos, garantizando que estudios criados a partir de la base de datos puedan ser reproducidos a cualquier momento[29].

Configuraciones del sistema de potencia – definen organizaciones abstractas de los componentes del sistema eléctrico a través de subconjuntos interrelacionados, áreas eléctricas y áreas de control eléctrico, etc.

Series temporales – datos históricos y escenarios futuros tales como aportes de caudales de las hidroeléctricas, nivel de almacenamiento de los embalses, históricos de generación y demanda, precios de combustibles, variables macro-climáticas, pronósticos de demanda, etc.

[29] La garantía de reprodutividad de los estudios implementada por el ePSR es una característica importante en autidorías de los estudios realizados.

Restricciones: reglas operativas que, en general, restringen el despacho de energía, por ejemplo: restricciones operativas de los embalses, límites de generación, reserva rodante, restricciones de "unit commitment", restricciones de seguridad de transmisión y muchas otras.

Estudios de caso: un estudio de caso se define seleccionando una versión del catastro (componentes del sistema de potencia), una configuración, datos históricos, escenarios y restricciones, previamente definidos en la base de datos. Adicionalmente, se definen parámetros adicionales que dependen del estudio que será realizado (por ejemplo, el horizonte de estudio).

Una vez definido, un estudio de caso se ejecuta a través del módulo de optimización/simulación directamente a través de la interfaz del ePSR. El ePSR automáticamente carga y ejecuta el módulo de optimización/simulación seleccionado, generando los datos específicos del módulo, gerenciando el proceso de solución y suministrando los elementos para el análisis de los resultados.

Uno de los aspectos más importantes del ambiente para la gerencia de estudios de casos es su capacidad para gerenciar la información de los estudios. Los usuarios pueden realizar cambios y/o adiciones a la base de datos que, de esta forma, quedan disponibles para todos los usuarios con acceso al ambiente ePSR. Además de integrar la base de datos, escenarios y estudios de planeación, el ePSR también provee facilidades para integrar otros componentes, como sistemas ERP ("Enterprise Resource Planning").

Visualizador geo-referenciado

El visualizador de los componentes del sistema considera las informaciones de la base de datos para los componentes (centrales hidroeléctricas, térmicas, renovables, barras y subestaciones, líneas de transmisión, transformadores etc.) y exporta datos característicos para una herramienta GIS, que tiene por objetivo proveer la visualización geo-referenciada de los elementos del sistema de potencia. La herramienta GIS también suministra reportes y sumarios del sistema, con base en las informaciones de la base de datos.

Las figuras a continuación ilustran ejemplos de visualizaciones de este componente que está disponible en el ambiente ePSR.

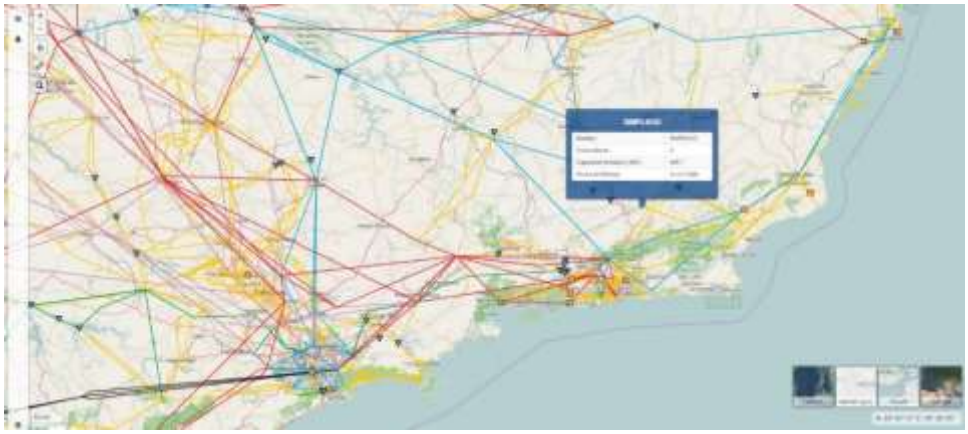


Figura 184 – Visualizador geo-referenciado del ambiente ePSR con parte del sistema de Brasil

Figura 185 – Sumario (capacidad instalada por tecnología) del sistema de Panamá

G.4.2 Aplicaciones del ePSR

El ePSR se ha utilizado en una amplia gama de aplicaciones, incluyendo: (i) operación a corto plazo en centros de control; (ii) estudios operacionales integrados con el sistema de información corporativa de las empresas (gestión integral de riesgos); (iii) servicios de proyección de precios de mercado (por ejemplo, el NordPool, con Thomson Reuters); (iv) estudios de planificación de los países; (v) estudios de planificación energética integrados (electricidad, hidrocarburos, etc.) (por Ministerio de energía de Chile); y (vi) estudios de interconexión regional.

G.4.3 El SIGER

Para los estudios de integración regional, se usó el ePSR como módulo básico del SIGER, una base de datos de energía eléctrica con un Atlas geo-referenciado para 15 países latinoamericanos, centrada en estudios de integración energética entre sistemas; y del SPTR, la base de datos y el sistema de planificación de estudios de la expansión de la red de transmisión regional (SPTR) en Centroamérica, utilizado por el EOR (operador regional).

La arquitectura SIGER también fue utilizada para otros estudios de integración regional tales como estudio *Arco Norte* (Brasil, Guyana, Suriname y Guyana francesa) y el presente estudio BID SINEA-Cono Sur. Las figuras a continuación muestran el flujo de informaciones del SIGER y el Atlas geo-referenciado.

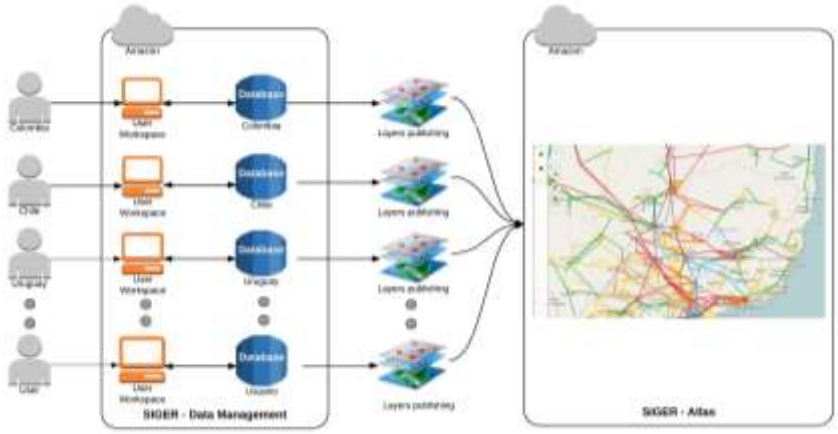


Figura 186 – SIGER – Flujo de informaciones

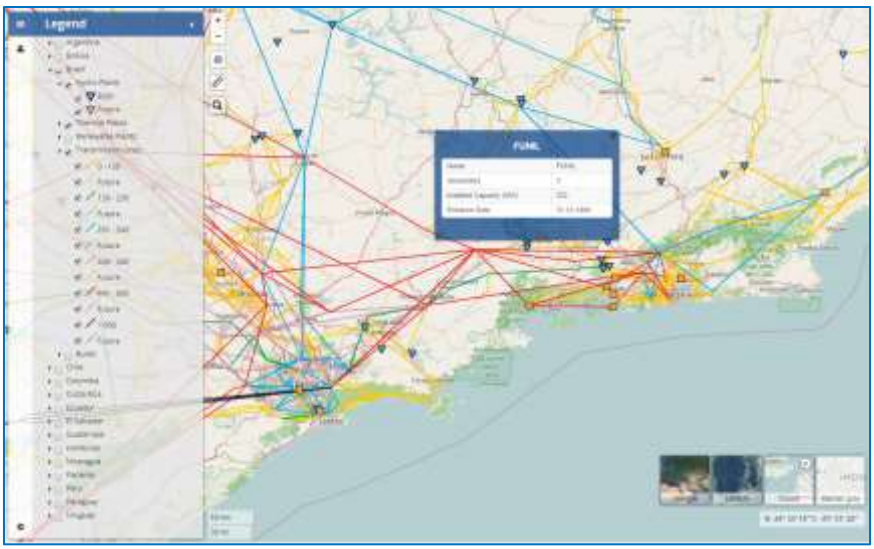


Figura 187 – SIGER – Atlas (Brasil)

Casos estudio de planeación

El Sistema de Planeación propuesto para el desarrollo de estudios económicos y de energía en la planeación de la red nacional de transmisión de México por el CENACE utiliza interfaces intuitivas que "acompañan" la ejecución de las actividades relacionadas a un estudio de planeación y ejecutadas por una secuencia de modelos de optimización/simulación del sistema. Las interfaces también implementan una integración con el Excel de forma a facilitar la edición/gerencia de los datos del sistema de potencia, escenarios, históricos, etc.

Básicamente, la sistemática para configurar y ejecutar un estudio de caso, por ejemplo, para la planeación de la expansión de sistemas eléctricos, consiste en los siguientes pasos:

1) El usuario crea un caso de expansión, seleccionando escenarios, configuraciones, restricciones y los parámetros específicos del caso de expansión (horizonte de planeación, tolerancias de convergencia etc.);

2) El ePSR exporta los datos seleccionados por el usuario y ejecuta los módulos para la optimización de la expansión (OptGen y NetPlan);
3) El ePSR monitora todo el proceso de solución y, al final, prevé al usuario acceso a las herramientas para análisis de los resultados de la expansión.

La figura a continuación ilustra este proceso de ejecución de un estudio de expansión del sistema de transmisión.

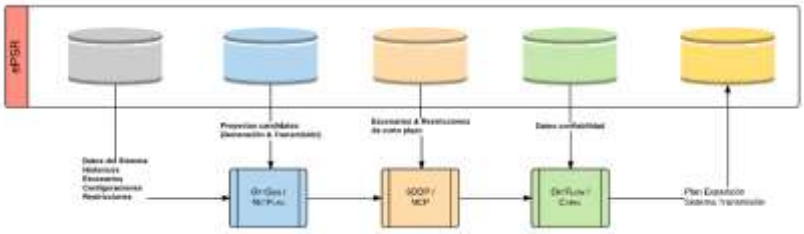
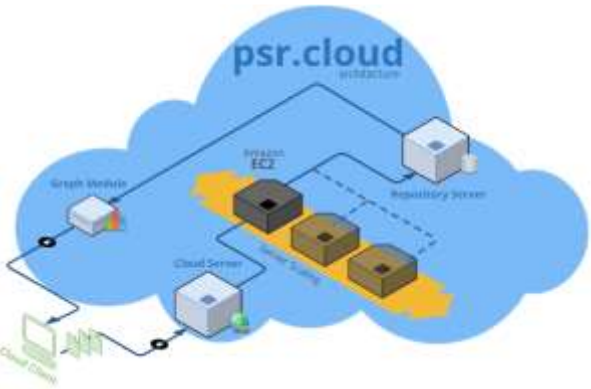


Figura 188 – Flujo conceptual de información para un estudio de planeación de la expansión

G.4.4 PSR Cloud: Módulo para acceso a computación de alto desempeño

Los modelos para la planeación de sistemas eléctricos desarrollados por PSR han estado funcionando en las redes de computadora desde 2001 y con la creación del servicio en nube de Amazon (AWS), se desarrolló una herramienta para el control y gerencia de la ejecución de los modelos de planeación de PSR en la nube de Amazon – el PSR Cloud[30].

La siguiente figura ilustra su funcionamiento de forma conceptual.



(1) El usuario informa a la carpeta de datos de entrada de estudio y al número de procesadores deseado;
(2) Cuando el usuario inicia la ejecución del caso, el cliente de nube carga los datos de entrada del estudio en el servidor de nube;
(3) El servidor de nube asigna el número requerido de servidores para cumplir el número solicitado de procesadores;
(4) Una vez finalizada la ejecución, el usuario puede graficar los resultados, utilizando el módulo Graph;
(5) Los resultados también se pueden descargar en el equipo local del usuario.

Figura 189 – Funcionamiento del servicio PSR Cloud

[30] PSR fue la primera empresa (de cualquier tipo de actividad) de Latinoamérica a utilizar los servicios de Amazon. Actualmente la PSR dispone de un conjunto de servidores permanentes que totalizan 5,600 procesadores asignados a nuestra empresa en Amazon, con una capacidad total de procesamiento de 250 Teraflops, con la posibilidad de utilización de un número ilimitado de servidores "on demand".

G.4.5 Ejemplos de aplicación

Planificación integrada generación-transmisión – sistema de Bolivia

La figura a continuación muestra las características principales del sistema de Bolivia.

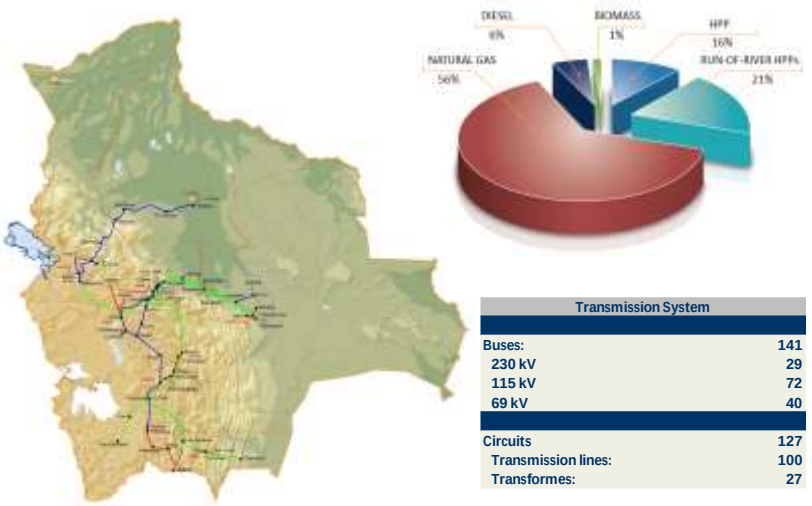


Figura 190 – Ejemplo de planeación integrada G&T: Bolivia

El horizonte del estudio fue de 2015 hasta 2024 (10 años). Había 86 proyectos candidatos (decisión anual de inversión): 27 centrales térmicas (gas natural, ciclo combinado y ciclo abierto); 8 centrales hidroeléctricas; 7 proyectos renovables (4 eólicas and 3 solares); y 44 líneas de transmisión y transformadores.

Como mencionado en las secciones anteriores, el módulo de inversión es un problema de programación entera con 860 variables binarias (decisiones de inversión a lo largo de diez años) y el problema operativo, una optimización estocástica del sistema boliviano (generación y transmisión) a lo largo de 120 etapas mensuales, con cinco bloques de demanda en cada etapa, e incertidumbres en los caudales. La figura a continuación muestra la evolución de los límites superior e inferior del esquema de descomposición de Benders de la figura 2. Como se observa, la solución óptima global fue obtenida en 55 iteraciones.

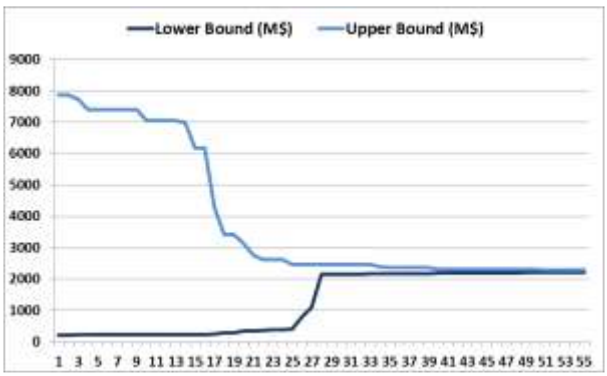


Figura 191 – Expansión integrada G&T Bolivia – convergencia de la descomposición de Benders

Planificación con restricciones de confiabilidad de suministro – sistema de Marruecos

La figura a continuación presenta las principales características del sistema de Marruecos, incluyendo la opción de interconexión con España.

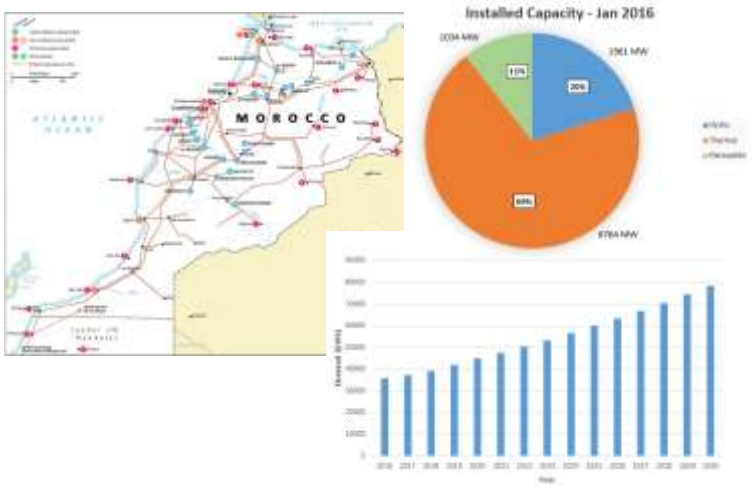


Figura 192 – Ejemplo de planeación con restricciones de confiabilidad: Marruecos

El horizonte del estudio es 15 años. El problema operativo estocástico en este estudio es bastante detallado: etapas semanales (total 780 etapas) con 21 bloques de demanda en cada etapa. Además del criterio económico, hay restricciones de confiabilidad de suministro. Por lo tanto, se aplica el esquema de descomposición de la figura 3, con cortes de viabilidad producidos por el modelo CORAL. Como muestra la figura a continuación, el óptimo global se obtuvo con 63 iteraciones. La adecuación de la restricción de confiabilidad está en la parte inferior de la figura (el EENS debe estar abajo del valor de la línea amarilla).

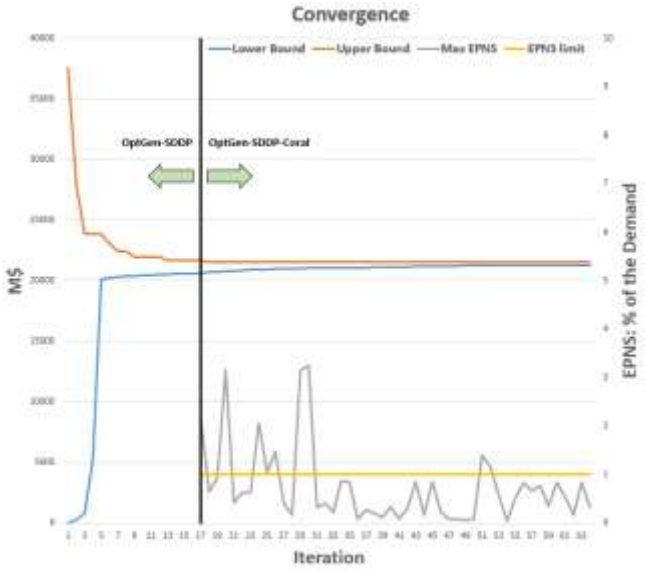


Figura 193 – Expansión Marruecos – convergencia de la descomposición de Benders

Planificación jerárquica generación-transmisión – sistema regional centroamericano

La figura a continuación muestra el sistema de transmisión centroamericano.

Figura 194 – sistema de transmisión de Centro América

En el primer paso del estudio, se aplicó el OPTGEN/SDDP para decidir los refuerzos en las interconexiones entre los países y los proyectos de generación regionales y locales. Con la simulación del SDDP para 100 escenarios, etapas mensuales y tres bloques de demanda, resultaron 3600 escenarios de [generación; demanda] por año. Después de filtrar los escenarios que no representaban sobrecargas (aún que sin los refuerzos en la red), quedaron alrededor de 200 escenarios, a los cuales se aplicó el esquema de optimización robusta de la figura 6. La figura a continuación muestra los resultados de la expansión para cada país.

No.	Sistema	Línea	Kv	Cap (MVA)	Long (km)	Inversión (kUS$)	Año	Clasificación	Observación
1	ES-HO	15 de Septiembre - Agua Caliente	230	317	147	17,286	2019	Planificada	SIEPAC
2	HO-NI	Agua Caliente - Sandino	230	374	183	20,436	2019	Planificada	SIEPAC
3	CR-PA	Dominical - Río Claro	230	317	40	7,876	2020	A Riesgo	SIEPAC
4	PA	Dominical - Veladero	230	374	137	16,057	2020	A Riesgo	SIEPAC
5	PA	Río Claro - Palmar	230	374	51	8,847	2020	A Riesgo	SIEPAC
6	PA	San Francisco - Centro Bancario	115	230	3	1,202	2021	Planificada	
7	NI-CR	Ticuantepe - Cañas	230	374	257	26,847	2023	Planificada	SIEPAC
8	HO	Reguleto - San Isidro	138	152	60	10,534	2024	A Riesgo	
Total					**878**	**109,085**			

	Cant. Líneas	Total Inversión (kUS$)	Total Long. (km)
ES-HO	1	17,286	147
HO-NI	1	20,436	183
NI-CR	1	26,847	257
HO	1	10,534	60
PA	3	26,106	191
CR-PA	1	7,876	40
Total general	**8**	**109,085**	**878**

Figura 195 – Refuerzos de transmisión – planeación jerárquica de la transmisión en Centroamérica

H. RESPUESTAS A LOS COMENTARIOS Y OBSERVACIOES DE LAS PROPUESTAS REGLAMENTARIAS DE LOS SERVICIOS COMENTARIOS

La tabla en la secuencia presenta respuestas a los comentarios y observaciones recibidas con respecto al versión preliminar (y presentación) de las propuestas reglamentarios de los Servicios Complementarios.

De la CREG:

No.	Empresa	Comentario	Respuesta Consorcio
Comentarios informe reglamentario (que hace parte del informe final)			
1	CREG	En el numeral 2.2.1 Co-optimización de energía y servicios complementarios en grupo de restricciones 13 no se observa la relación con las restricciones 1 a 12 y función objetivo.	Se modificó la formulación para incluir la relación entre los flujos y la generación.
2	CREG	Aclarar si el despacho sin (o con?) red es vinculante hasta que se haga otro intradiario.	Day ahead sin red vinculante Reconciliación con red vinculante Intradiario cambia el Day Ahead y crea un "nuevo" day ahead vinculante
3	CREG	Qué se entiende por interfaz? en la sección de co-optimización y servicios complementarios.	Se modificó el texto para aclarar la relación del sistema de transmisión con las inyecciones (demanda y generación).
4	CREG	Corregir aborrar en la sección B. costos de referencia para los servicios complementarios.	Ok, corregido.
5	CREG	En la parte de costos falta incluir la forma en que se determinaría los costos para la tecnologías nuevas (eólicas, solares, baterías).	Se modificó el informe para incluir el costo de oportunidad de centrales eólicas y solares y para sistemas de almacenamiento.
Comentarios informe final completo versión word			
6	CREG	Pág 61. Tabla 4 no se puede leer.	Ok, se corrigió la tabla.

No.	Empresa	Comentario	Respuesta Consorcio
7	CREG	Corregir en la tablas para "Año".	Ok, se corrigió el error de tipeo.

De los Otros Participantes:

No.	Empresa	Comentario	Respuesta Consorcio
1	ANDEG	¿Porque no se utiliza precio nodal?	La propuesta regulatoria fue seleccionada por CREG para poder compatibilizar los estudios en curso
2	ANDEG	No está de acuerdo con usar precio de reconciliación positiva	En nuestra propuesta regulatoria el precio de energía que hay que pagar cuando se produce una activación de reserva, es el precio que se define en el mercado intradiario para dicha situación, luego corresponde a un dato proveniente del estudio de mercado intradiario. El comentario hace sentido y CREG debiera revisar en el otro estudio si el precio corresponde, en caso de modificación, se motivaría el cambio por extensión en este estudio. Parece más razonable el precio de bolsa, que representa mejor el costo de oportunidad para el generador.
3	ANDEG	No está de acuerdo con usar valores mitigados en las ofertas pivotales, como los costos del MPODE, plantea una serie de valores máximos usados en USA	Se debe aclarar que la remuneración de las reservas es en dos partes: disponibilidad y activación. El agente confunde en su raciocinio, estas dos componentes, alegando que el incumplimiento (cargo de activación) tiene una penalidad muy alta (costo de escasez) y plantea valores máximos que serían aplicables a los valores por oferta de disponibilidad. Parece razonable chequear si los costos de oportunidad propuestos reflejan todas las componentes y suben en épocas de escasez o no. Al respecto el criterio propuesto para los costos de referencia si refleja los costos de oportunidad, ya que no es el costo promedio del MPODE, sino que el que refleje la condición que se esté viviendo. en todo caso, atendiendo el comentario N° sobre el mismo tema, el Consultor plantea un nuevo mecanismo para definir este costo de referencia.
4	GECELCA	Con respecto al servicio de Regulación primaria de frecuencia es necesario tener en cuenta aspectos técnicos de las plantas, ya que no todas responden	Establecido en la propuesta

No.	Empresa	Comentario	Respuesta Consorcio
		de igual manera a las variaciones de frecuencia, sobre todo las plantas térmicas cuya respuesta depende del punto de operación de las unidades entre otros. Se sugiere que antes de establecer obligaciones o compromisos con respecto a este servicio se realice un análisis detallado de las tecnologías y la prestación de este servicio en el SIN.	
5	GECELCA	Finalmente resaltamos los comentarios de los consultores en relación con el servicio que pudieran prestar las baterías en el sistema, complementando que no se debe forzar la instalación de estas sin realizar un análisis detallado de las alternativas que pudieran ser más eficientes como plantas menores de respuesta rápida o generación distribuida que aporte la energía requerida.	De acuerdo
6	GECELCA	La principal preocupación con respecto a los servicios complementarios está relacionada con la identificación de los servicios por parte del operador del mercado y la diferencia y /o relación con las restricciones identificadas en el mercado de corto plazo, que resultan con despachos vinculantes. Específicamente nos referimos a los casos como el que se presenta en el área GCM, en el cual actualmente se requieren las dos unidades de Termoguajira por seguridad para soporte de tensiones y/o energía reactiva.	Esto debiera quedar resuelto en la cooptimización, y si se impone una restricción adicional de operación a mínimo técnico o no, ella debiera ser pagada ahora por servicios complementarios, en la modalidad de prestación directa, recibiendo costos eficientes por hacerlo
7	GECELCA	Otro aspecto importante comentado en el documento y en la presentación realizada en el taller corresponde a los requerimientos de respaldo	Las ERV impactan principalmente la RSF, y ahora será prestada por todos los agentes, existentes y nuevos, en el esquema de ofertas cooptimizadas propuesto.

No.	Empresa	Comentario	Respuesta Consorcio
		para la capacidad de las ERV que se instalen en el sistema. No es claro si esta capacidad de reserva correspondería a reserva rodante o si correspondería a nueva capacidad o ya existente, como tampoco si se requeriría que esté ubicada en el área de influencia de los proyectos de FNCER o ERV.	
8	TEBSA	Consideramos que la propuesta de los Servicios Complementarios requeridos para la operación segura y confiable del sistema no debería quedar en manos del operador del sistema (CND) tal como lo plantea el consultor. Lo anterior, debido a que la integración del operador con un agente activo del mercado como ISA, quien está interesado en la prestación de estos servicios complementarios, no ofrece la debida transparencia en la toma de decisiones, en cuanto a cantidades, servicios a prestar, identificación de la solución, direccionamiento del prestador.	La propuesta regulatoria señala que se deben tener periódicamente dos inputs que son: requerimientos de reserva y determinación de costos de referencia para el caso que se requiera costos regulados eficientes. En todos los mercados que cuentan con Operador Independiente, estas labores las desarrolla dicho operado; en este caso particular es válido el comentario y la CREG debe resolver esta situación de mercado en que el operador no es independiente, porque los inputs deben determinarse con criterios técnicos e independientes.
9	TEBSA	Es importante tener en cuenta las características que poseen las tecnologías de generación al momento de exigir la prestación de los diferentes servicios. Es el caso de la obligación de prestación de regulación de frecuencia, esta debe ser a la planta total en caso de tratarse de ciclos combinados, dado que todo el bloque generador es el encargado de reaccionar con potencia ante variaciones de la frecuencia, compensando con sus unidades a gas el comportamiento de su componente en vapor.	Idem observación 4
10	TEBSA	Consideramos igualmente necesario que la	Esta es una crítica a la Res. 127 de 2018 de CREG

No.	Empresa	Comentario	Respuesta Consorcio
		normatividad de los servicios complementarios sea integral y permita optimizar la utilización de sus servicios de manera eficiente y bajo un adecuado nivel de competencia, evitando que sea dirigida a soluciones específicas, tratando de solucionar problemas coyunturales, tal como la propuesta en la Resolución CREG 127 de 2018, que busca suplir la falta de expansión de red.	
11	TEBSA	Respecto a la remuneración de los servicios, el precio al cual se pagarían debe cubrir no solo los costos de prestar el servicio, sino, también permitir un adecuado margen de rentabilidad que permita mitigar los riesgos asociados a fallas durante la prestación de los servicios, permitiendo la viabilidad financiera y en consecuencia la permanencia de los mismos en el mercado. En cuanto a la remuneración bajo condiciones de pivotalidad, la limitación de los generadores térmicos a costos no refleja la prestación del servicio con suficiencia financiera, así como, tampoco para las hidráulicas la utilización de valoración del agua desde el MPODE, dado que no refleja el comportamiento del mercado, pudiendo en ocasiones ser más costoso de lo que verdaderamente sería.	No se esta proponiendo un mercado de costos, sólo en condición excepcional se utiliza un costo de referencia, entiendo esta observación es la misma de 3 y se resuelve según lo indicado en observación 39
12	TEBSA	En el mismo sentido la obligatoriedad de prestar el servicio una vez asignado, debe incluir que el agente puede gestionar los diferentes riesgos de prestación del mismo, mediante la designación a otro agente u otro servicio, realizando las respectivas liquidaciones dentro del mercado.	De acuerdo

No.	Empresa	Comentario	Respuesta Consorcio
13	ENEL	Estamos de acuerdo con la necesidad de desarrollar un mercado de Servicios Complementarios – SSCC, el cual debe estructurarse con criterios de formación de precios eficientes bajo un esquema de competencia, neutralidad, transparencia y seguridad en la participación de los agentes, máxime cuando en la propuesta del consultor una parte de la asignación de costos se trasladaría a la demanda. En ese sentido, creemos que el estudio debería complementarse con aspectos legales y regulatorios que garanticen un mercado sostenible y eficiente en aras de lograr precios competitivos.	De acuerdo con el comentario.
14	ENEL	Creemos que la propuesta de mercado de servicios complementarios debe estar articulada con las propuestas del estudio de mercado vinculante y mercado intradiario que viene adelantando la Comisión. En ese sentido, es importante mencionar que los resultados presentados por los consultores de dichas propuestas han concluido en la necesidad de migrar a un esquema de precios nodales. Al respecto, entendemos la complejidad regulatoria y operativa que llevaría este cambio; sin embargo, consideramos que se debe analizar esta alternativa, de cara a un esquema integral de mercado más eficiente para las condiciones actuales de nuestro sistema eléctrico	Entendemos sólo este estudio propone precios nodales. Ver comentario 1
15	ENEL	Previendo la entrada en el corto y mediano plazo de nuevos proyectos de generación con Fuentes de Energía Renovables No Convencionales – FERNC, los cuales podrían tener participación en los costos de los servicios complementarios, es fundamental	De acuerdo

No.	Empresa	Comentario	Respuesta Consorcio
		que se garantice una correcta metodología de asignación de dichos costos, de manera que no se generen barreras de entrada para estas tecnologías o que se generen riesgos no gestionables por los desarrolladores de FERNC que se vean reflejados en el precio de la energía para la demanda.	
16	ENEL	Notamos que la propuesta le está otorgando una cantidad considerable de funciones al CND, como lo son: análisis de costos, asignación, requerimientos e identificación de estos servicios; entre otros, inclusive determinar el nivel de riesgo que puede manejar para asignarlos. Así las cosas, sugerimos a la Comisión la necesidad de revisar en detalle dichas funciones que se otorgan al CND, teniendo en cuenta que el CND no es una entidad independiente, lo cual puede generar conflictos de interés que afecten el adecuado desarrollo de los mercados.	Idem observación 8
17	ENEL	Consideramos necesario aclarar y profundizar en la articulación que habría entre la CREG, UPME y el CND, respecto al mercado de corto plazo de los servicios complementarios por parte del CND y los procesos de adquisición de largo plazo (licitaciones) que deberá adoptar la UPME en sus planes de expansión.	Se propone al operador independiente, habida consideración de observación 8, a cargo de las licitaciones. Rol dela UPME es mas de largo plazo
18	ENEL	Sugerimos que el estudio incluya un análisis de viabilidad sobre la incorporación de programas de Respuesta de la Demanda como participantes activos del mercado de servicios complementarios, considerando que es una alternativa a la seguridad y confiabilidad del sistema. Esta participación se	El estudio es una propuesta regulatoria que permita un mercado eficiente, en donde compitan todas las tecnologías, incluida la respuesta de demanda. Al respecto el Informe 3 desarrolla como la respuesta de demanda debe incorporarse. No está en el alcance de este estudio analizar cada tecnología en particular, sino que definir los potenciales competidores en su conjunto, con neutralidad

No.	Empresa	Comentario	Respuesta Consorcio
		puede dar mediante reducciones atribuidas a programas específicos que permitan la regulación de frecuencia y en consecuencia permitan una asignación eficiente de recursos y de costos. En ese sentido, varios estudios han concluido que uno de los mayores beneficios de la participación de la demanda en un mercado de servicios complementarios, se encuentra en el incremento de la confiabilidad del sistema al permitirle al operador otra opción para soportar la confiabilidad local y aliviar la congestión de transporte o la escasez de reservas.	tecnológica. El análisis de competencia de cada tecnología se puede hacer, pero no forma parte del alcance de este estudio.
19	ENEL	En la categoría de Recuperación del Servicio como servicio complementario, consideramos que el estudio debería contener propuestas regulatorias ante situaciones de emergencia que se presenten dentro del mercado de SSCC, como condiciones anormales de orden público (CAOP) o desastres naturales como el presentado en Mocoa, para citar ejemplos, en donde deba prevalecer la calidad, confiabilidad y seguridad del SIN. De acuerdo con lo anterior, es importante tener en cuenta lo definido en el artículo 11.5 de La ley 142 de 1994, donde las entidades prestadoras de servicios públicos tienen como función social "Colaborar con las autoridades en casos de emergencia o de calamidad pública, para impedir perjuicios graves a los usuarios de servicios públicos.". En ese sentido, se debe prever el diseño de un mercado con reglas y obligaciones extra de participación en el mercado de los SSCC, en donde prevalezca la operación del SIN en articulación con	Definido en informe 3: PDCE PDCC. Consideramos que lo propuesto está incluido en el objetivo de Seguridad.

No.	Empresa	Comentario	Respuesta Consorcio
		los principios de competencia y precios eficientes del mercado. Así las cosas, en el numeral 4.1 del estudio, sugerimos incorporar un objetivo adicional que le apunte a contribuir a la solución de problemas de emergencia o contingencia atípicos en la operación del SIN.	
20	EMGESA	Implementar precio nodales, la complejidad no debiera ser impedimento	Ver observación 1
21	EMGESA	Consideramos que la propuesta de los Servicios Complementarios requeridos para la operación segura y confiable del sistema no debería quedar en manos del operador del sistema (CND) tal como lo plantea el consultor. Lo anterior, debido a que la integración del operador con un agente activo del mercado como ISA, quien está interesado en la prestación de estos servicios complementarios, no ofrece la debida transparencia en la toma de decisiones, en cuanto a cantidades, servicios a prestar, identificación de la solución, direccionamiento del prestador.	Idem comentario 8
22	EMGESA	Aclarar si los servicios de regulación de tensión y recuperación de servicios son para plantas nuevas	Si, los requerimientos se determinan una vez usados todos los recursos existentes
23	EMGESA	No está de acuerdo con usar valores mitigados en las ofertas pivotales, como los costos del MPODE, plantea una serie de valores máximos usados en USA	Idem comentario 3
24	EMGESA	Corregir restricciones 7 y 4 por mayor o igual	Correcto. Corregido en informe Final
25	EMGESA	Sugiere diferenciar mercados de energía y reservas	Están diferenciados en la propuesta
26	EMGESA	Analizar si se requiere mercado para primaria y	El consultor propone que sí, pero no es indispensable ahora ,dada la baja

No.	Empresa	Comentario	Respuesta Consorcio
		terciaria	penetración de ERV, es decisión de CREG
27	EMGESA	Confirmar si el precio de nodo único contiene reservas	El precio de energía y reservas salen de una cooptimización, luego el precio de energía tiene en cuenta las reservas y viceversa
28	EMGESA	Que los agentes puedan hacer nuevas ofertas de reserva en los mercados intradiarios	Los agentes deben tener estabilidad y diseñar correctamente sus productos de reserva, no es requerido un intradiario para ello. El intradiario debiera reducir reservas y aumentar energía, pero los pagos de reserva deben quedar definidos antes, para estabilidad de los actores.
29	EMGESA	Penalizaciones relacionadas con costos	Tal como se explica en el informe, las penalizaciones son una señal para que no haya especulación en el servicio, sobre todo habiendo un pago de disponibilidad a todo evento
30	EMGESA	Revisar fórmula de optimización	Se plantea la fórmula mas general. La CREG decidirá si usa todas las componentes de la fórmula, tal como explicado en informe
31	ISAGEN	En esta entrega final, y similar a lo que se presentó en el tercer entregable, observamos que se identifican alternativas técnicas de asignación de costos y de optimización, pero no se analiza en detalle la formación de precios y las variables de mercado necesarias, en especial de corto plazo, por lo que resaltamos nuevamente que es importante resolver este tema antes de la implementación	No entendemos este comentario, la propuesta incluye como se definen las cantidades de todos y cada uno de los productos y sus precios en el mercado Day Ahead de carácter vinculante, sujeto a las condiciones del mercado factible (reconciliaciones) y el mercado en tiempo real (activaciones). El Day Ahead puede verse modificado por las sesiones intradiarias, originando un nuevo Day Ahead vinculante. Respecto a los otros servicios complementarios, se define su precio como un canon anual que es pagado por la demanda.
32	ISAGEN	Vemos importante dentro de los análisis de estos servicios, y una vez se desarrolle la parte técnica y operativa, que el costo y la remuneración de los mismos no hagan parte del Precio de la Energía o Precio de Bolsa sugerimos que todos los componentes del precio se liquiden y recauden de manera separada, dando transparencia y diferenciando los mercados de cada producto	Idem comentario 27. el precio de energía se ve afectado por la cooptimización, pero los precios de energía y reservas se recaudan separadamente.
33	ISAGEN	Coincidimos en que se debe preservar el principio	De acuerdo

No.	Empresa	Comentario	Respuesta Consorcio
		de neutralidad tecnológica	
34	ISAGEN	Consideramos importante contar con un análisis más detallado de las casuísticas para la liquidación de la reconciliación por la implementación del mercado de Servicios de Balance, en especial cuando en las rondas del mercado intradiario se puede dejar de prestar el servicio que inicialmente era vinculante	No entendemos a que se refiere con más detallado, están todos los caos que pueden darse en las reconciliaciones y en tiempo real, cada intradiario es como un nuevo day ahead, que también está explicado
35	ISAGEN	Consideramos que se debe tener suficiente previsión en el proceso de cooptimización entre el servicio de energía y los cuatro servicios de balance propuestos. Nos inquieta que el modelo propuesto-revista complejidad en su implementación y reproducción por parte de los agentes y del propio CND con respecto a esquemas de asignación secuenciales	Si bien puede haber más complejidad en la implementación de la cooptimización esto no es inconveniente para que se pueda implementar adecuadamente en el mercado
36	ISAGEN	Quisiéramos conocer las simulaciones de cooptimización de energía y los cuatro servicios propuestos y conocer el motivo por el cual la comisión descartó la cuarta opción inicialmente propuesta por los consultores, de un mercado de Servicios Complementario bajo un esquema secuencial	Idem comentario 1
37	ISAGEN	Desde el punto de vista técnico, creemos que es importante que las variables, restricciones, supuestos y condiciones del modelo, queden adecuadamente definidas, para que el modelo entregue soluciones únicas y estables Adicionalmente, solicitamos en desarrollo del principio de transparencia, que se garantice que los agentes tengamos acceso al modelo y a la	Estamos de acuerdo conceptualmente en la primera parte de la pregunta. La segunda parte de la pregunta es una solicitud a la CREG

No.	Empresa	Comentario	Respuesta Consorcio
		información para que podamos replicar el resultado de la programación conjunta del despacho de energía y SSCC	
38	ISAGEN	Vemos necesario armonizar estos análisis de SSCC con la consultoría contratada por la CREG para analizar el Despacho Vinculante y el Mercado Intradiario. Con el aumento de las sesiones intradiarias, se aumentan las oportunidades para que los agentes ajustemos el despacho, y por tanto, se podrían disminuir los requerimientos de reserva por mejora en los pronósticos	De acuerdo con este concepto y recomendación a la CREG. La propuesta realizada se ajusta a lo definido en el mercado intradiario
39	ISAGEN	Con respecto a la mitigación de poder de mercado para los Servicios de Balance, comprendemos la conveniencia de tener un precio de reserva para controlar el posible poder de mercado cuando se tiene condición de pivotabilidad, pero sugerimos que en vez de usar corridas de mediano plazo del MPODE como lo proponen los consultores, mejor se usen señales que da el mismo mercado tales como, medias móviles o bandas de variación de valores históricos	Se aclara que se está proponiendo el uso del modelo MPODE, pero en ninguna parte del informe se señalan "corridas de mediano plazo". En todo caso, el consultor considera adecuado el planteamiento de medias móviles y se incorpora en propuesta final.
40	ISAGEN	Dado que los Servicios Complementarios son claves para garantizarla seguridad del sistema, coincidimos que se requiere una "certificación y cumplimiento", para lo cual se podrían establecer penalizaciones asociadas a un mal desempeño de las plantas o equipos que prestan los servicios No obstante, sugerimos revisar el monto de las penalizaciones que se proponen ya que se podrían tener efectos no deseados como un alto costo o el incentivo de no prestar el servicio sugerimos,	Consideramos que el costo de penalización por incumplimiento debe ser suficientemente alto por las implicaciones que tiene para la confiabilidad del SIN. Idem observación 29

No.	Empresa	Comentario	Respuesta Consorcio
		respetuosamente, analizar esquemas de penalización gradual dependiendo de si el incumplimiento es sistemático o puntual, y poner una gradualidad a las penalizaciones impuestas, que podría ir desde impedir ofrecer el servicio algunos días hasta dejar de ser elegibles para la prestación del servicio si es un tema recurrente	
41	ISAGEN	Relacionado con el párrafo anterior, y específicamente en relación con el numeral 2.2.3 Penalizaciones por Incumplimiento, tenemos la inquietud de cómo sería el tratamiento de una planta que tiene varias unidades, es decir, el hecho que una unidad no proporcione el servicio de AGC, no quiere decir que el resto de unidades de la planta no lo haga	Idem observación 4
42	ISAGEN	Con relación a las reservas primaria y terciaria tenemos el mismo comentario anterior puede ocurrir que si una sola unidad de la planta no presta el servicio de regulación primaria. no quiere decir que el resto de unidades de la misma planta silo preste. La Resolución DREG 023 de 2001 deberla evaluarse a nivel de planta	Puede ser conveniente se revise la resolución Creg 023 de 2001 para considerar casos de prestación de servicio por planta
43	ISAGEN	La Resolución DREG 123 de 2018 (Proyecto) contempla que las plantas Eólicas y fotovoltaicas no presten el servicio de regulación primaria ante eventos de subfrecuencia Consideramos que esto debe ser extensivo a todas las plantas o unidades de generación variable	Es una consulta a la CREG
44	ISAGEN	Se indica en el numeral 23para los servicios complementarios de Largo Plazo, que los Oferentes que se adjudiquen licitaciones de SSCC, recibirán	La reglamentación de los SSC propuesta contempla estos aspectos

No.	Empresa	Comentario	Respuesta Consorcio
		una remuneración durante todo el periodo de duración del Contrato de SSCC. Creemos que se debe generar una reglamentación clara para que los participantes y ganadores del servicio de regulación de tensión y recuperación del servicio, cumplan con una auditoria periódica, que le garantice a la demanda, quien cubrirá los costos, contar con una real disponibilidad y mantenimiento adecuado del equipo o equipos propuesto para tal fin	
45	ISAGEN	Finalmente, solicitamos un mayor detalle en los análisis que están sugiriendo la forma de regular la prestación de los Servicios de Soporte de Tensión y Servicios de Restablecimiento La propuesta recomienda las "licitaciones" como instrumento de mercado para adquirir los requerimientos de prestación de estos servicios, pero creemos que es necesario profundizar en los detalles operativos y regulatorios que permitirían homologar el tratamiento de las diferentes tecnologías que pueden prestar esos servicios	Las bases de licitación deben contemplar este aspecto. La propuesta reglamentaria así lo establece
46	ISAGEN	para Soporte de Tensión se puede hacer uso de generación convencional, Compensadores estáticos o sincrónicos y Sistemas de Almacenamiento de Energía con Baterías. A pesar de que todos pueden proveer reactivos (e g MVAr), algunas de estas opciones también entregan energía activa y podrían estar sujetas a liquidaciones de reconciliaciones positivas por generación forzada u obligada La propuesta regulatoria debe indicar el tratamiento comercial para todos los casos Si la tecnología ganadora fuera un generador convencional, tenemos	La propuesta establece la posibilidad de otorgar dos servicios a la vez, y tendrán la remuneración que les corresponde a cada servicio. La generación de seguridad debiera quedar resuelta en las restricciones de la cooptimización.

No.	Empresa	Comentario	Respuesta Consorcio
		la inquietud de si la generación de seguridad estarla por fuera del despacho central	
47	ISAGEN	En la planificación del Sistema Eléctrico de Transmisión a cargo de la UPME, se ha tenido un enfoque de refuerzos de transmisión o construcción de nuevas líneas o equipos de compensación, como las formas tradicionales para aliviar congestiones de red debidas a problemas de soporte de tensión en algunas áreas operativas Por lo anterior, queremos conocer la recomendación que entregarla el Consultor, respecto a los cambios que deben hacerse en la planificación del STN para tener en cuenta un esquema de mercado como el propuesto,	En nuestro informe se especifica que la nueva propuesta de SSCC la debe tener en consideración la UPME para su planificación de largo plazo. No esta en e l alcance de este trabajo el analizar como planifica la UPME, el alcance es diseñar un mercado de SSCC y eso se efectuó.
48	ISAGEN	Teniendo en cuenta que con las reglas actuales un recurso con un nivel de embalse superior al Nivel probable de vertimiento (NPV), su precio de reconciliación positiva es el precio base (CEE+Ley99+FAZNI+CUAGG) y dado que el precio propuesto para remunerar los Servicios Complementarios de corto plazo es el precio de reconciliación positiva, esto podría desincentivar la participación de recursos con nivel de embalse alto en el mercado de balance, Sugerimos que el precio de remuneración de la energía adicional sea al precio vigente del mercado intradiario de energía	Idem comentario 2
49	XM	De la lectura del documento publicado, entendemos que lo presentado como informe final es muy general y no incluye el detalle suficiente a efectos de realizar comentarios de detalle a lo propuesto para los Servicios Complementarios en el SIN, toda vez que las	Entendemos este comentario relacionado a los criterios, los cuales fueron presentados en el workshop e incluidos en informe final

No.	Empresa	Comentario	Respuesta Consorcio
		expectativas respecto de la Consultoría se centraban en que el Consultor realizaría el análisis y definición de criterios y lineamientos que el Operador y Administrador del Mercado debería seguir para definir, asignar y remunerar los servicios complementarios en el SIN.	
50	XM	Se propone por parte del Consultor asignar funciones a XM como Operador y Administrador del Mercado que desbordan las funciones asignadas por ley, las cuales entendemos corresponden al Regulador. Consideramos que el Consultor debe proponer la forma de definir, asignar, remunerar, y hacer seguimiento a la prestación de Servicios Complementarios en el SIN	la propuesta considera que el Operador independiente determine los requerimientos de reserva (cosa que hoy hace) y la determinación de costos de referencia. No vemos tal desborde. Otra cosa es que el Operador no sea independiente y ahí debe resolver la CREG quien está mejor llamado a efectuar estas labores.
51	XM	No identificamos en la propuesta que se establezca el detalle de la articulación entre lo propuesto para Servicios Complementarios del SIN y lo propuesto para el mercado intradiario y despacho vinculante	Ver observación 38
52	XM	No identificamos en el documento que se proponga la forma en la cual la demanda puede participar en los diferentes servicios complementarios.	Idem observación 18
53	XM	Entendemos que el mecanismo que se propone para el control rápido de frecuencia corresponde a una licitación. Al respecto consideramos que el control rápido de frecuencia debe ser una obligación de conexión de cada planta de generación eólica la cual no debe estar sujeta a remuneración adicional.	El servicio de control rápido es un servicio que puede tener alta competencia, habiendo varios recursos que lo pueden otorgar, como baterías. Entendemos que la pregunta se refiere a si los generadores eólicos podrán participar en este mercado, dado que tendrían la obligación por el Código de Redes. Esto debe ser resuelto por la CREG, pero en ningún caso se plantea un mercado obligatorio para control rápido.
54	XM	Para el control primario de frecuencia, entendemos que el mecanismo de implementación propuesto es	Idem Comentario 26

No.	Empresa	Comentario	Respuesta Consorcio
		que se realice a través de una oferta Al respecto consideramos, tal como se contempla en el actual Código de Redes, que este servicio debe ser obligatorio en todas las plantas de generación sin que se establezca una remuneración adicional.	
55	XM	Se propone para el control terciario de frecuencia que se remunere vía oferta, al respecto consideramos que la porción de reserva que de manera natural queda en el despacho al no coparse algún recurso se considere regulación terciaria de frecuencia, si cumple con los tiempos de respuesta, sin que sea necesario que se establezca para este caso una remuneración adicional por disponibilidad	Lo anterior debiera quedar resuelto en el proceso de cooptimización. La pregunta parece suponer que se mantiene un esquema secuencial.
56	XM	Respecto del control de tensión se propone que se remunere mediante el mecanismo de licitación, al respecto consideramos preciso indicar que la respuesta dentro de la curva P-Q de las plantas de generación debe ser una obligación sin remuneración adicional, tal como se establece en el actual código de Redes.	Correcto. Ver comentario 22
57	XM	En la cooptimización energía y Servicios complementarios se hace referencia al Despacho Económico, es decir, aquel que considera las restricciones de red, pero no se identifica en el documento el alcance que tendrá dicha cooptimización en el despacho de barra única del Intradiario	La propuesta tiene la fórmula detallada de cooptimización en el day ahead que es la misma para cada sesión intradiaria. Ver sección 7.1.2.1 “Co-optimización de energía y servicios complementarios”
58	XM	En el numeral 2.2.3 Penalizaciones por incumplimiento, entendemos se recomienda por parte del consultor que la penalización por el	Aclaramos que se refiere al primer escalón de racionamiento, por que se debe dar una señal para evitar el incumplimiento en la prestación del servicio que a su vez puede llevar a cortes de energía indeseables para el SIN

No.	Empresa	Comentario	Respuesta Consorcio
		Incumplimiento para la reserva secundarla sea calculada con el precio de escasez Al respecto de la propuesta no resulta claro si el precio de escasez Indicado corresponde al del Cargo por Confiabilidad, en caso de corresponder, consideramos debe justificarse la utilización de dicho precio para efecto de la penalización por la no prestación de este servicio	

La tabla en la secuencia presenta respuestas a los comentarios y observaciones recibidas con respecto al informe 3 (preliminar) y workshop, realizado en Bogotá en 12 de octubre de 2018.

De la CREG:

No.	**Comentario**	**Respuesta Consorcio**
1	Págs. 23 y 24, cuadro 5. Los factores de plantas de centrales eólicas parecen altos y no aparecen factores de planta solares.	Se incluirán, en el informe final, comparaciones de la producción estimada con los escenarios propuestos por PSR y los informados por los desarrolladores.
2	¿Cuáles criterios de confiabilidad que cumple la expansión propuesta?	Fue incluida una aclaración de que el riesgo de déficit debe ser inferior a 5%.
3	Pág. 35. Numeral 3.11.2 Caso A. Introducen GD en este caso. Entendemos que según los casos, el que tiene GD es el D. Caso que si lo incluye en los escenario de la figura 6 no se referencia.	Fue corregido.
4	Pág. 49. Escenario E. No es claro de la figura 50, (párrafo siguiente a la figura), los números de participación de la solar 5.000 MW y la eólica 10.000 MW.	Se corregirán los números para 3,300 (solar) y 2,500 (eólica).

No.	Comentario	Respuesta Consorcio
5	Pág. 56. Costos de encendido y apagado, ¿cuál es la recomendación que se está dando?	En este informe se busca identificar todos los costos involucrados en la prestación de SSCC, y se indica que la propuesta regulatoria para que sea sostenible en el largo plazo, debe buscar recuperar todos los costos. La forma de hacerlo varía de acuerdo a la regulación que se adopte. Se introduce un nuevo párrafo aclaratorio.
6	Pág. 63. …Los contratos a largo plazo para la prestación de SSCC deben ser compromisos financieros y no físicos. ¿Esta recomendación cómo va a quedar en el desarrollo de la propuesta?	El párrafo indica que los contratos de SSCC propuestos tendrán la misma naturaleza de los contratos de energía, los que generan la obligación de vender la energía o el SSCC, pero no necesariamente la entrega física propia, ya que ello dependerá de la optimización de coto plazo, pudiendo comprar para honrar el contrato. Se incluirá dentro de las sugerencias de modificación regulatoria como un contrato que regule la prestación de los SSCC.
7	Pág. 74. Se plantea un mercado day ahead y tiempo real, sin embargo, lo que se tiene planeado para Colombia es un mercado de despacho vinculante con intradiarios (Estudio Universidad de Comillas).	Para SSCC, con un day ahead vinculante y un despacho en tiempo real, basta para generar las señales adecuadas; no obstante, la propuesta se ajustará al diseño planteado por U de Comillas para mercados intradiarios.
8	Pág. 79. En las alternativas se debería evaluar la viabilidad de implementación dado el punto de inicio. Entendemos que la alternativa 2 sería la más viable, dada la situación actual del sistema y los desarrollos que se vienen dando. En la alternativa 2 se hace referencia que es viable en la medida en que se tenga un planificador central fuerte para la expansión de la transmisión.	Nuestra sugerencia será justificada en el informe final.
9	¿En cada una de las alternativas cuales son los requerimientos en los sistemas de comunicaciones?	Fue incluido en el capítulo 4 los requisitos de comunicaciones.
10	¿Cuál es el costo / beneficio de implementar cada una de las alternativas?	Se incluirá el análisis en el informe final.

No.	Comentario	Respuesta Consorcio
11	Pág. 81. Energía reactiva. ¿Quién adelanta las licitaciones, el operador o el planeador? ¿Por cuánto tiempo se contrata el servicio?	Se indica en detalle en informe final, se adelanta que la necesidad de contar con esos servicios deberá ser definida en un estudio anual efectuado por el Operador; como resultado de ese estudio anual se generarán las licitaciones que sean necesarias, definiendo plazos de instalación y de remuneración. La licitación puede ser conducida por el operador o por la CREG, normalmente en otros mercados es efectuada por el Operador con la supervisión de la Comisión.
12	Pág. 88. ¿Cuál es la fórmula para cooptimización con un mercado de una sola zona incluyendo las restricciones de red?	El anexo presenta un ejemplo de cooptimización de energía y reservas que para efectos didácticos se simplifica y considera un sistema uninodal, señalándose que para caso multinodal se debe agregar las restricciones de transmisión correspondientes. Al parecer la CREG entiende que el ejemplo es multimodal y requiere el caso uninodal, al menos así lo expresa el comentario, luego la respuesta sería: el anexo considera sistema uninodal, que puede extenderse a multinodal.
13	En los resultados, no se menciona la frecuencia de los intradiarios que se consideran.	Esto lo define Ucomillas
14	En la que respecta a respuesta de la demanda, la explicación de la participación en el servicio de regulación de dicha alternativa.	Explicado en primer párrafo de página 76 del Informe original
15	En el caso que entra hidroituango, ¿este presta AGC?, no aparece en la lista de los que pueden entregar AGC.	No fue considerado en la lista de candidatos a aportar reserva. Será incluido en los resultados de la versión final.
16	De los resultados no se dice nada del EDAC.	El modelo utilizado en las simulaciones operativas no considera la actuación del EDAC.
17	Incluir glosario	Ok
18	Pág. 9. En la Figura 3. Explicar como es la reserva para compensar variaciones de la demanda y la reserva porcentual para soportar contingencias.	Ok, se corrigió el texto en que se menciona la reserva para las renovables.
19	Pág. 10. En la sección de Determinación de la reserva operativa para manejo de variabilidad ERV. Punto 2. Aclarar que quiere	Se aclaró en el texto.

No.	Comentario	Respuesta Consorcio
	decir positiva o negativa.	
20	Pág. 10. En la sección de Determinación de la reserva operativa para manejo de variabilidad ERV. Punto 3. No entendimos por qué son 500 MW la reserva para compensar para la hora 1.	El valor fue corregido.
21	Pág. 10. En la sección de Determinación de la reserva operativa para manejo de variabilidad ERV. Dar mayor claridad a la reserva Up y Down.	Se amplió la definición de las reservas UP y DOWN.
22	Pág. 11. ¿en la expansión de reserva operativa cuales más, además de térmicas y baterías, que otras tecnologías podrían prestar el servicio?	Ok, se reescribió el parágrafo borrando la indicación de térmicas o baterías. Se aclara que cualquier tecnología que cumpla con los requerimientos para proveer el servicio de reserva podría ser candidata para este proceso.
23	Pág. 12. Figura 5. ¿Entiendo que etapa es el año? Explicar mejor corte de carga. Explicar mejor iteración de planeamiento con cortes de viabilidad y donde está la salida de planeamiento.	Se aclaró en el texto.
24	Pág. 13. ¿cómo es el estudio de mínima inversión de reactivos? ¿Cómo se optimiza la selección de nuevos dispositivos de reactivos?	La optimización se hace a partir de la solución de un problema de optimización que considera como candidatos nuevos bancos de capacitores e inductores.
25	Pág. 17. En el numeral 3.6, supuestos precios combustibles. Aclarar la referencia.	Fuente UPME.
26	Pág. 18. Cuadro 1: ¿precios en dólares? Los nombres abreviados se dificultan sino se tiene una tabla con siglas.	Se modificó las unidad monetaria a US$. La fuente para los candidatos hidroeléctricos es el plan de la UPME.
27	Pág. 20. Figura 13. Incluir la referencia de donde salieron los costos.	Fuente: Estudio de Planificación Energética de Largo Plazo, Ministerio de Energía (versión de junio de 2017)
28	Pág. 23. Figura 15. Explicar mejor como se seleccionó el sitio estimado – eólicas.	Fue incluida la referencia para determinar la ubicación de los proyectos eólicos en la Guajira.
29	Pág. 33, 39 y 45. Figuras 23, 33 y 45. Aclarar mejor que significa cada curva y color. Colocar etiquetas. Existen otras figuras con	OK, se cambió las figuras para incluir la leyenda indicando que las curvas están asociados a las reservas operativas de las renovables para cada año del

No.	Comentario	Respuesta Consorcio
	el mismo comentario.	horizonte.
30	En algunas figuras dice “blocos”, creemos es “bloques”	OK, se corrigió bloques en las figuras.
31	Pág. 63. En la cooptimización se cooptimiza toda la reserva (primaria, secundaria, terciaria) ?, se hacen ofertas independientes: ¿una para la reserva y otra para energía? ¿La cooptimización se hace cada vez que se hace el intradiario? ¿Qué pasa cuando en cada intradiario cambia sustancialmente los recursos para hacer balance?	Se explica en el informe final.
32	Pág. 65. ¿El enfoque “pivotal supplier-based” será aplicado en el desarrollo final?	Si
33	Pág. 67. ¿El mecanismo de pruebas periódicas será aplicado en el desarrollo final?	Si

De los Otros Participantes:

No.	Empresa	Comentario	Respuesta Consorcio
1	CNO	(a) Uno de los principales objetivos del estudio referenciado en la presentación, es la realización de simulaciones detalladas de la operación con resolución horaria, para verificar los requerimientos de reserva operativa para el Sistema, producto de la incorporación de energías renovables variables. Los resultados de PSR muestran un “ciclaje” recurrente para algunas plantas térmicas, lo cual no es consecuente con la realidad operativa. Esto se debe a la no modelación de parámetros claves, como los tiempos mínimos en línea, de calentamiento, rampas de entrada y salida, configuraciones, entre otros factores (se	(a) El modelamiento de los parámetros clave de las plantas térmicas se recibió recientemente por parte de XM por lo que se incluirán en las nuevas simulaciones. (b) Sobre la medición directa de viento e irradiación solar, solo se recibió información de dos desarrolladores y los datos son solamente para el año de 2022 y no es viable su utilización como fuente de información para los escenarios (el mínimo requerido son de 3 años de mediciones).

No.	Empresa	Comentario	Respuesta Consorcio
		toman referentes de un documento alemán y no los parámetros reales del SIN, esto sería importante si se comparan ambos resultados, ello permitiría identifica las necesidades de flexibilidad de todo el parque térmico). (b) Adicionalmente, el consultor empleó, por carencia de datos, fuentes secundarias de información para la generación de las series históricas de velocidad del viento e irradiación global horizontal. La utilización de estas fuentes, sin ninguna corrección o ajuste con medidas in situ, pueden generar una sobre o subestimación de la producción energética de las plantas eólicas y solares fotovoltaicas. Es decir, no se está modelando detalladamente el parque térmico y se puede estar sobre o subestimando la producción de las plantas renovables de naturaleza intermitente, situaciones que afectan notablemente los resultados de las simulaciones y las conclusiones del estudio (como la cuantificación y costo de la flexibilidad requerida por la incorporación de las Fuentes No Convencionales de Energías Renovables, FNCER).	
2	CNO	La flexibilidad es una de las principales características que debe tener un Sistema Eléctrico de Potencia-SEP cuando se integran de manera representativa fuentes FNCER en su matriz. Dicho concepto se entiende como la habilidad que tienen los SEP para adaptarse a las variaciones en el balance generación/demanda. Comúnmente las necesidades de flexibilidad se establecen a través de	Aclaramos que las restricciones de Transporte se incluirán en el estudio y que, como mencionado, los parámetros de flexibilidad del parque térmico de Colombia fueron recibidos recientemente y serán considerados en las simulaciones que serán incluidas en el informe final. También queremos aclarar que no estaba en el alcance de la consultoría hacer estudios eléctricos, así como elementos como la coordinación electricidad/gas, que por cierto es interesante pero excede largamente el alcance de este estudio, que corresponde a diseñar un mercado de servicios complementarios; una vez

No.	Empresa	Comentario	Respuesta Consorcio
		modelos detallados de la operación con resolución horaria o diez minutal, en las que se incluyen, además de las restricciones de almacenamiento y del parque térmico (rampas, tiempos mínimos en línea, de calentamiento, configuraciones, número de encendidos y apagados, entre otras), las restricciones de transporte y necesidades de inercia y reserva, que son obtenidas y validadas a través de simulaciones eléctricas. Las restricciones de transporte son fundamentales y deben ser tenidas en cuenta en el modelo, ya que la red de transmisión y subtransmisión posibilita o no el aprovechamiento de las diferentes fuentes de flexibilidad de un SEP. Para el caso colombiano, las plantas hidroeléctricas con embalse se encuentran en el interior del país, en contraste con la ubicación esperada de las plantas eólicas y solares fotovoltaicas a gran escala, que se encuentran emplazadas en el área Caribe y cuyo límite de importación actual es 1450 MW. Bajo este contexto, el consultor no ha dimensionado los requerimientos de flexibilidad en cada escenario de largo plazo, ni los ha valorado económicamente. El consultor no ha realizado ningún estudio eléctrico, en el que se identifique el comportamiento de la respuesta en frecuencia del SIN para diferentes porcentajes de penetración de FNCER y estados de la red (contingencias de generación y redes de transmisión que fraccionen el sistema). Sin estos análisis no se pueden dimensionar los requerimientos de inercia y reserva para la regulación primaria y secundaria de frecuencia, servicios complementarios que son esenciales.	diseñado este mercado, los distintos agentes deberán analizar como poder competir en mejor condición, pero nuestro estudio mantiene la neutralidad tecnológica. por cierto, se puede analizar las competencias de cada tecnología, tema que también está fuera del alcance de este estudio.

No.	Empresa	Comentario	Respuesta Consorcio
		Tampoco se ha abordado la coordinación gas/electricidad, elemento esencial para tener en cuenta dentro del análisis. El Consejo ha identificado que las plantas térmicas que utilizan el gas natural como fuente primaria deberán regular la intermitencia de las FNCER cuando no se pueda aprovechar la flexibilidad de las plantas hidroeléctricas con embalse del interior del país, ello por restricciones de importación del área Caribe.	
3	CNO	La consultoría estableció, sin la modelación detallada del parque térmico, los requerimientos de reserva por error de pronóstico, pero no ha evaluado las necesidades para regulación primaria y secundaria de frecuencia, ni ha dimensionado, como se dijo anteriormente, las necesidades de inercia en función de los porcentajes de penetración de las FNCER, cálculos que requieren de simulaciones eléctricas dinámicas. Es claro que las reservas operativas tienen diferentes naturalezas (reserva reguladora, reserva para contingencias, reservas para rampa y reserva para seguimiento a la demanda) y ninguna de ellas se ha estudiado. En el caso de la reserva primaria, se entiende del documento que se descontó el 3% a cada máquina, y esa es la reserva primaria. Sí es correcto nuestro entendimiento, quiere decir que la consultoría no analizó dicho criterio, ni lo validó técnicamente, ni discriminó su prestación por distintas tecnologías. Respecto a la regulación secundaria, la consultoría se limitó a identificar las plantas hidráulicas, que prestan el servicio en la actualidad y restringió la	De acuerdo con el diseño regulatorio, comparación con otros mercados y resultados de las simulaciones se determinaran categoría, servicios y productos para las reservas operativas. En el informe final se indicaran los criterios y metodología para determinar los requerimientos de reserva, que no asumen lo indicado por el CNO.

No.	Empresa	Comentario	Respuesta Consorcio
		asignación de reserva por variabilidad de las FERNC a dichas plantas, lo cual es conceptualmente incorrecto. tampoco se analizó las necesidades especiales de AGC en función de la penetración de energías renovables. Tampoco se analizó si bajo restricciones de importación del área caribe, las plantas térmicas podrían dar dicho servicio.	
4	CNO	Las restricciones de transporte se deben tener en cuenta al momento de establecer la flexibilidad de un SEP, la consultoría sólo se enfoca en la red de interconexión del área Caribe, definida por la UPME para conectar el potencial eólico y solar de la Guajira. Recomendamos incluir en el modelo la red de transmisión y subtransmisión, en la etapa de optimización. Si bien el documento referencia la expansión de la red y los nuevos elementos de control de potencia reactiva, lo hace desde el punto de vista de planificación y no se cooptimizó para construir las matrices. Los resultados presentados durante el taller no son consecuentes con la realidad operativa. se observan restricciones en los enlaces Nordeste, Oriental, Suroccidental y Antioquía, no identificados por la UPME y XM. asimismo, se prevé un perfil de tensión opuesto al calculado por el operador. Por ejemplo, en GCM se observan bajas tensiones, lo cual es contrario a lo esperado con el sistema de 500 KV. En el valle se esperan altas tensiones con el proyecto Alferez 500 KV y el consultor encontró bajas tensiones. Sugerimos revisar.	Con base en las observaciones recibidas, y nuevas informaciones entregadas por XM/CREG, se re-simularon los escenarios de los estudios de planificación de las alternativas de expansión considerando altos niveles de inserción de fuentes renovables variables, nuevos valores de inflexibilidad operativa para las térmicas y la red de transmisión (entre otros).

No.	Empresa	Comentario	Respuesta Consorcio
5	CNO	No se analizan técnicamente y detalladamente otros servicios complementarios, como la regulación de tensión y arranque autónomo, ni se proponen nuevos. Asimismo, no se plantea y sustenta el mecanismo para proveerlos y la mejor tecnología. Surgen interrogantes como el mecanismo de mercado, el rol de los elementos de almacenamiento electroquímico-BESS, implicaciones de la pérdida de regulación de los embalses y limitaciones a los aprovechamientos de caudal por restricciones ambientales, que ameriten de otras fuentes de flexibilidad, como las interconexiones internacionales, o inclusive la instalación de otras tecnologías como los CAES o el Power To Gas.	El alcance del trabajo es proponer alternativas para reglar los servicios complementarios, lo cual se realizó en Informe 3 y en Informe Final se entrega la propuesta detallada, que incluye todos los servicios complementarios e incluso nuevos, como el control rápido de frecuencia. Las tecnologías deben competir para otorgar los servicios con neutralidad tecnológica, luego no es misión de este estudio analizar una tecnología en particular, sino todas las que pueden prestarlos. En relación a las mencionadas por el CNO, como CAES y Power to Gas, cabe mencionar que respecto al primero existen 4 casos en el mundo, en Alemania y USA, no precisamente para aplicaciones de SSCC, dado su largo tiempo de carga/descarga y Power to gas se está analizando como una opción de almacenamiento de energía eólica durante el día.
6	CNO	Todas las alternativas presentadas para la asignación de SSCC tienen en cuenta precios nodales, sin embargo, no se sustenta el mecanismo de asignación bajo esos esquemas. Tampoco se muestran los resultados de los costos marginales. Es decir, salvo la referencia internacional, no se muestra el soporte para la recomendación.	No todas las alternativas presentadas tienen precios nodales, sólo 2 de las 4.Gran parte del Informe y también el Informe 2 trata sobre las ventajas de los precios nodales, las cuales desde el punto de vista teórico son más que evidentes. En todo caso se reitera que la ventaja más relevante es que con precios nodales los precios contienen todas las señales, que es uno de ellos objetivos básicos de diseño, y nos e requieren pagos laterales o reconciliaciones que no se trasladan a precio.
7	CNO	(a) Se deben revisar los escenarios planteados , respecto a la proyección de crecimiento de la demanda nacional. Como lo manifestó el Consejo durante la reunión, la UPME considera en sus proyecciones la generación distribuida, razón por la cual la demanda del SIN es menor. Asimismo, para el escenario de demanda con la inclusión de los recursos energéticos distribuidos, recomendamos tener en cuenta las observaciones hechas al documento "*Estudio para el Diseño de Indicadores*	(a) Representación de la demanda: los escenarios fueron revisados conforme conversado durante la reunión de presentación de los resultados iniciales. Los resultados considerando las proyecciones ajustadas para la demanda fueron incluidos en el informe final. (b) Los escenarios de Generación Distribuida y Sin Ituango (no entra en operación antes de 2030) cumplen con el planteado. Sin embargo, se nota que el análisis de inercia es una resultado asociado a estudios eléctricos de la dinámica del sistema de potencia, que no están incluidos como parte de los estudios realizados.

No.	Empresa	Comentario	Respuesta Consorcio
		de Seguimiento y Evaluación de la Integración de la Autogeneración y la Generación Distribuida en el Sistema Interconectado Nacional" (b) Por otro lado, desde el punto de vista eléctrico, cuando se tiene una participación instantánea de FNCER y mínima demanda, se observan las máximas exclusiones de frecuencia ante eventos de perdida de generación síncrona convencional, en las que la participación de las fuentes intermitentes es alta en dichos instantes y los requerimientos de inercia son importantes. En este sentido, sugerimos plantear un escenario en el mediano y largo plazo, contemplando la máxima participación de plantas eólicas y solares fotovoltaicas y un crecimiento de la demanda bajo, con la inclusión de recursos energéticos distribuidos. (c) También se debe evaluar un caso en el que la expansión se haga exclusivamente con FNCER, la demanda evolucione como lo prevé la Unidad en su escenario alto, no entre en operación Ituango y no se contemple a los recursos energéticos distribuidos. Bajo este panorama, seguramente la participación de las plantas eólicas y solares fotovoltaicas sería alta, motivo por la cual se deben determinar los requerimientos de flexibilidad y reserva, asumiendo una correcta modelación. (d) Hay un plan de obras de corto plazo, a juicio del consultor hay plantas que ya están definidas y que no son objeto de consideración dentro del proceso de generación de escenarios de largo plazo	(c) Los Consultores consideran que los cinco escenarios planteados en conjunto con la CREG cumplen con el objetivo del estudio, de producir escenarios realistas para la evolución de la oferta en un horizonte de largo plazo (superior a 10 años) con gran inserción de energías renovables variables para el dimensionamiento de los SSCC necesarios. (d) El plan de expansión de corto plazo fue confirmado por la UPME durante la presentación de los resultados iniciales.

No.	Empresa	Comentario	Respuesta Consorcio
		(son fijas), sugerimos revisar las capacidades de las tecnologías eólicas y solares fotovoltaicas. Según información del Plan de Expansión de la UPME, hasta el año 2021 se tendrían menos de 500 y 900 MW, según la estrategia (Escenarios 1 y 2, respectivamente). Asimismo, no hay certeza sobre el desarrollo de dichas capacidades, motivo por el cual no se pueden considerar como fijas en los escenarios del consultor (son candidatos y deben tenerse en cuenta en el proceso de construcción de las estrategias de largo plazo). Reiteramos la solicitud hecha de construir los escenarios de manera conjunta con la CREG, XM, la UPME y el CNO.	
8	CNO	Sugerimos incluir en el documento final el detalle del modelo de simulación de la operación con resolución horaria, utilizado por PSR. Ello es fundamental para comprender y entender mejor los resultados obtenidos por la consultoría.	Se incluirá, como documentación adicional, la documentación de los modelos utilizados para las simulaciones.
9	CNO	En relación con la información de aportes hídricos, debe aclararse como se están obteniendo los caudales horarios, o qué simplificación hace el modelo de simulación de la operación respecto a este recurso (¿se están utilizando los caudales diarios y se asume este valor como promedio, por ejemplo?).	Se utilizó como punto de partida inicial la base de datos entregada por la UPME. Los históricos de caudales son los mismos informados por la UPME, en base mensual. Para las simulaciones horarias, se asume que los caudales de las horas de un mes son los mismos para todas las horas.
10	CNO	Recomendamos interactuar con la UPME para establecer los costos de las tecnologías intermitentes en el corto, mediano y largo plazo, utilizando para ello el aplicativo GEOLOCE de la Unidad.	Se han tenido en cuenta los costos de inversión de las tecnologías intermitentes utilizando referencias internacionales. Como ya mencionado el objetivo de los escenarios de expansión de largo plazo del sistema Colombiano es generar datos para que sea posible simular la operación horaria del sistema para verificar el impacto de las fuentes renovables variables. En este sentido, los escenarios evaluados utilizando costos de inversión para fuentes renovables variables con

No.	Empresa	Comentario	Respuesta Consorcio
			base en referencias internacionales cumplen con el objetivo.
11	CNO	Finalmente recomendamos ajustar toda la modelación, teniendo en cuenta estas observaciones. Asimismo, generar un espacio para la construcción de los escenarios y abordar los otros servicios complementarios, inclusive planteando nuevos.	Se tendrán en cuenta las observaciones y también reiteramos que el estudio no tiene estudios eléctricos ni dinámicos como parte de los alcance. Proponemos que esto lo haga XM
12	ISAGEN	Profundizar en el Pre - Diseño y hacer recomendaciones de la reglamentación.	De acuerdo, incluido en Informe Final
13	ISAGEN	Los actuales lineamientos son muy generales y se espera más detalle.	De acuerdo, incluido en Informe Final
14	ISAGEN	Lo más conveniente es optar por el esquema de mercados independientes.	En desacuerdo. La propuesta regulatoria recomienda mercados cooptimizados (unificados)
15	ISAGEN	No se analizó la formación de precios y las variables del mercado necesaria, en especial las de corto plazo.	De acuerdo, incluido en Informe Final
16	ISAGEN	Mencionar si en experiencias internacionales se ha pasado de un mercado uninodal a un mercado multi - nodal.	Si, todos los mercados de USA
17	ISAGEN	El esquema de cooptimización puede ser más complicado de implementar y reproducir por parte de los agentes.	De acuerdo
18	ISAGEN	Es necesario que desde el punto de vista técnico quede definido (i) las variables, (ii) Restricciones, (iii) Supuestos y (iv) Condiciones de modelo.	De acuerdo
19	ISAGEN	Piden acceso al modelo y a la información para que puedan replicar el resultado de la programación.	No está considerado en el contrato que las informaciones utilizadas para el desarrollo de las simulaciones con el sistema de Colombia estén disponibles para los agentes.
20	ISAGEN	Vincular análisis con los otros estudios (Despacho	De acuerdo con este concepto y recomendación a la CREG. La propuesta

No.	Empresa	Comentario	Respuesta Consorcio
		Vinculante y Mercado Intradiario).	realizada se ajusta a lo definido en el mercado intradiario
21	ISAGEN	Los SSCC requieren: (I) Contratos a largo y corto plazo, (ii) Licitaciones y subastas para competir por los servicios, (iii) Administración de los esquemas de contratos, (iv) Penalización por mal servicio de los SSCC y (v) "Certificación y Cumplimiento".	De acuerdo
22	ISAGEN	En los servicios de control y tensión se debe revisar la prestación de los servicios con equipos nuevos y existentes.	De acuerdo
23	ISAGEN	Que los costos de los servicios de control de tensión se pasarían como un Passthrough al cargo de Tx.	De acuerdo
24	ISAGEN	El Servicio de Recuperación de Servicios puede considerar una remuneración asociada a la operación eficiente.	Si, se aplica cuando se detecta que no hay competencia
25	USAENE	Que la propuesta incluya la forma en que se limitará el cambio al esquema de despacho económico de precios marginales nodales (LMP).	De acuerdo a lo definido por CREG y para poder ajustarse al estudio de mercados intradiarios desarrollado paralelamente, la opción LMP no fue adoptada
26	USAENE	El modelo propuesto (LMP) requiere un tiempo importante para su desarrollo.	Idem Observación 25
27	USAENE	Por la entrada en el corto plazo de las Energías Renovables no Convencionales se sugiere una propuesta intermedia que permita la integración de las FNCER y que luego pueda ser ajustada a un modelo de LMP de despacho.	De acuerdo
28	USAENE	Frente al principio: Causalidad de los Costos, se considera un desincentivo para el ingreso de proyectos con FNCER. "No es equitativo cobrar a los generadores con energías limpias unas restricciones adicionales si a cambio no se le pagan	El presente estudio se refiere a un correcto diseño de un mercado de SSCC, de acuerdo que el sistema de precios reconozca todos los beneficios, pero no es el alcance de este estudio.

No.	Empresa	Comentario	Respuesta Consorcio
		los beneficios que estos mismos generan al medio ambiente".	
29	ANDEG	Contemplar la configuración de los escenarios planteados por la UPME en el plan de expansión de referencia para Generación -Transmisión 2017 - 2031, para que se incluya: evaluación de los impactos en términos de servicios complementarios de las hojas de ruta trazadas para la expansión como política pública.	Los escenarios considerados en las evaluaciones fueron previamente coordinados con la CREG y no hay posibilidad de ampliar el número de escenarios considerados.
30	ANDEG	Incluir en el análisis el balance de ENFICC para cada escenario de generación planteados en la propuesta.	El estudio no es un estudio de expansión pero si se utilizan programas de optimización de la expansión y con base en estos se busca determinar los SSCC que se requieren ante diferentes escenarios de penetración de Energías renovables.
31	GECELCA	En relación con el numeral 3.1O Restricciones térmicas operativas, sugerimos verificar las características técnicas de las plantas térmicas consideradas en los supuestos de los análisis debido a que los valores mostrados en el Cuadro 6 de Rampa Subida, Rampa Bajada, Mín Uptime, Max Downtime, Generación Mínima y Costo Arranque no corresponden a lo declarado por los agentes y tampoco se evidencia la inclusión de parámetros relevantes para las plantas térmicas como lo son Tiempo minimo en línea y el Tiempo mínimo fuera de línea. Así mismo , solicitamos que las unidades de Termoguajira se simulen con los parámetros declarados utilizando carbón debido a que es su combustible principal y el respaldo del cargo por confiabilidad. Lo anterior con el fin de que las simulaciones llevadas a cabo reflejen unos resultados más	Los parámetros técnicos operativos de las centrales térmicas fueron actualizados en función de información enviada por XM y los resultados fueron actualizados.

No.	Empresa	Comentario	Respuesta Consorcio
		precisos sobre la operación del sistema y requerimientos de reserva, teniendo en cuenta la mayor flexibilidad operativa que requerirá el SIN como consecuencia de la inserción de las energías renovables variables.	
32	GECELCA	Respecto al numeral 3. 10.2 Escenarios Hidrológicos en la Simulación Horaria, consideramos que la granularidad anual de la variable Energía Natural Afluente (ENA) podría no permitir la visualización del impacto que variaciones mensuales significativas en la hidrología pueden tener en el comportamiento de los embalses del SIN y por ende en la confiabilidad del sistema, por lo tanto se evidencia la necesidad de contar con un supuesto hidrológico que vaya en línea con las simulaciones horarias que se están llevando a cabo en el estudio.	Consideramos que la capacidad de regulación existente en el sistema de Colombia (de característica multi-anual) es suficiente para la optimización del uso del agua dentro de un año, razón por la cual la variable anual de energía natural afluente cumple con el objetivo de identificar clusters representativos de la condición hidrológica para las simulaciones horarias.
33	GECELCA	Por último, al revisar las diferentes alternativas presentadas en el documento del asunto se observa que la viabilidad dependen de una u otra manera de otros estudios que se encuentran en desarrollo (Despacho Vinculante y Mercado Intradiario , Modificación al Código de Redes e Indicadores de integración de Autogeneradores y Generadores Distribuidos) . Por lo anterior, amablemente sugerimos que se realice un análisis integral de las alternativas planteadas en los estudios contratados por la Comisión incluyendo el impacto de las mismas en el Mercado de Energía Mayorista y la operación del SIN.	Idem Observación 20
34	XM	1. Entendemos que el desarrollo de lo planteado	Idem Observación 13

No.	Empresa	Comentario	Respuesta Consorcio
		hasta ahora por el Consultor está a nivel muy general, y varios de los aspectos de detalle a definir, aunque hubiera sido muy importante que fueran incluidos en este entregable, no se han concretado, en ese sentido, cuando se disponga de las propuestas más detalladas se podrán efectuar los comentarios de detalle.	
35	XM	2. Se requiere que el Consultor proponga los criterios y lineamientos que el Operador deberá seguir para definir la magnitud de la reserva primaria, secundaria y terciaria, así como la de otros servicios complementarios cuando aplique.	De acuerdo, Incluido en Informe Final
36	XM	3. En el informe falta incluir las pruebas, los criterios y lineamientos para definir los requisitos técnicos que deben cumplir los diferentes proveedores de los Servicios Complementarios.	Este es un estudio regulatorio, que diseña la regulación, en tal sentido se proponen los elementos que debe contener la regulación, pero el detalle de pruebas debe ser determinado por el CND.
37	XM	4. Tanto para los servicios de Regulación Primaria como para la Regulación Secundaria (y para otros servicios según aplique) se solicita incluir en el estudio los criterios y procedimientos para efectuar un seguimiento en tiempo real y expost al desempeño de los mismos	De acuerdo, incluido en Informe Final
38	XM	5. Para los diferentes Servicios Complementarios es necesario que se proponga el seguimiento y la compensación por parte de quienes incumplan con los compromisos adquiridos por dichos servicios	De acuerdo, incluido en Informe Final
39	XM	6. En el informe no se da una propuesta concreta sobre la forma de ofertar las reservas al mercado. Así mismo, no se hace referencia explícita a que Colombia debe migrar a una asignación diferente	De acuerdo, incluido en Informe Final

No.	Empresa	Comentario	Respuesta Consorcio
		de holgura para subir y para bajar con la integración de las fuentes renovables no convencionales	
40	XM	7. Consideramos debe hacerse más claro y dar más énfasis en cómo los estudios de planeamiento y simulación del SIN presentados en el Capítulo 3, constituyen un insumo para la formulación de las propuestas regulatorias contenidas en el Capítulo 4	Los análisis de escenarios efectuados son para tener un laboratorio que permita dimensionar el problema de SSCC frente a la penetración de renovables y así entregar el insumo sobre que puntos la regulación debe focalizarse mas.,
41	XM	1. En el numeral 4.1 al final del literal a) Costos de encendido y apagado, se indica que los costos asignados de Arranque Parada se recuperan de la demanda por parte de los generadores hidráulicos, debe aclararse que igualmente ocurre para los generadores térmicos a los cuales también se les asigna costos por Arranque Parada de sus propias plantas y de otros generadores térmicos	Se acepta el comentario, en el numeral 4.1, aplica a generadores hidráulicos y térmicos
42	XM	2. En la página 61 (Principio 2) se menciona que las restricciones de rampa no están incorporadas en el mecanismo actual de precios del mercado en Colombia, al respecto consideramos debe aclararse a qué se refiere con restricciones de rampa, ya que contrario a lo que se indica por el Consultor, tanto en el Despacho Económico como en el Despacho Ideal se incluyen estas restricciones De hecho, el precio de oferta de las plantas que sean inflexibles no pueden marcar el Precio de Bolsa, como se tiene establecido en la regla que define el Máximo Precio de Oferta (MPC) según la Resolución CREG 051 de 2009: Para el mercado que atiende demanda Total más Demanda No Doméstica el MPOi corresponderá al	Se acepta el comentario: se debe corregir en la página 61 principio 2, las restricciones de rampa si están incorporadas

No.	Empresa	Comentario	Respuesta Consorcio
		precio ofertado a la Bolsa de Energía de la última planta requerida para atender la Demanda Total más la Demanda No Doméstica, que no sea inflexible, resultante del ordenamiento planteado en literal b (subrayado fuera de texto)	
43	XM	3. En la página 64 (Principio 5) se indica que el diseño actual del mercado con precios uninodales limita significativamente los beneficios potenciales que se pueden obtener de la cooptimización. Al respecto consideramos relevante que se profundice por parte del Consultor la mención a "significativamente", ya que el Despacho Económico en Colombia, en efecto, considera todas las restricciones de red (en una base nodal) y en este despacho se puede cooptimizar tanto la energía como los Servicios Complementarios, y por tanto, dicha cooptimización consideraría las restricciones de red, y obtendría un despacho de mínimo costo tanto de energía como de Servicios Complementarios.	Idem Observación 25
44	XM	4. En el mismo sentido del comentario anterior, en la página 74 al final del numeral 4.3. Propuestas Regulatorias, se indica que dado que en Colombia no hay un sistema de precios nodales se recomienda: "Se puede pensar entonces más en mercados locales para servicios auxiliares, que un sistema único a nivel nacional. " Al respecto debe indicarse que el despacho en Colombia considera todas las restricciones de red, en un modelamiento efectivamente nodal, por tanto, los Servicios Complementarios, cuando son de carácter local, se han programado y requerido	Idem Observación 25

No.	Empresa	Comentario	Respuesta Consorcio
		en efecto de manera local, de no ser así el sistema habría estado y estaría siendo expuesto a riesgos y a afectaciones en la calidad y confiabilidad inadmisibles. Consideramos importante resaltar que los precios nodales son un resultado de un despacho con red de transmisión, esto no significa que un despacho como el colombiano, que no tiene precios nodales, no incluya en su decisión óptima la red de transporte, por lo tanto consideramos que se deben revisar los apartes en los cuales se indica que en Colombia no se tiene en cuenta la red para el despacho.	
45	XM	5. En el Principio 7 (página 65), se propone un mecanismo de "pivotal supplier" para identificar poder de mercado, al respecto solicitamos aclarar que la identificación de agentes pivotales debe tener en cuenta las posibles congestiones de red que beneficien o limiten a ciertos agentes.	Correcto
46	XM	6. Si bien en el análisis técnico económico del capítulo 3 se identifica la necesidad de contar con una reserva de giro adicional para manejar la variabilidad y la incertidumbre asociadas a las fuentes renovables variables, en el informe no se dan lineamientos para separar esta reserva de giro de acuerdo con los servicios de balance definidos en el numeral 4.2.	De acuerdo, incluido en Informe Final
47	XM	7. Con respecto al numeral 4.2.1.1.1. Regulación de Frecuencia Primaria (página 68) se tienen los siguientes comentarios: a) En este numeral se propone para la Regulación	Se aceptan parcialmente comentarios

No.	Empresa	Comentario	Respuesta Consorcio
		Primaria entregar el 100% de la reserva en 10 segundos y mantener el aporte mínimo durante 5 minutos. Al respecto recomendamos definir dos parámetros: el Tiempo de Establecimiento y el Tiempo Máximo de Inicio de Respuesta. Respecto al tiempo mínimo de permanencia consideramos que debe adicionarse que la permanencia del aporte de Regulación Primaria será el que determine la dinámica de la evolución del aporte de la Regulación Secundaria en su función de restablecer el margen de Regulación Primaria. b) En el numeral se propone un despacho de Regulación Primaria por área, en el cual un área en déficit puede cubrirse con áreas excedentarias, al respecto recomendamos que se establezca que en primera instancia la Regulación Primaria sea una obligación que debe cumplir y estar distribuida en cada planta de generación despachada. Solo ante condiciones eventuales se considere la posibilidad de disponer de reserva de otras áreas. c) De otra parte, en este mismo numeral, se propone que la capacidad de transmisión entre áreas se reduzca con el objeto de transportar los aportes de Regulación Primaria, al respecto solicitamos indicar que esta capacidad de reserva de transporte puede cubrirse con la capacidad de sobrecarga de corto plazo (cuando exista), dado que los flujos de Regulación Primaria son por definición transitorios. d) Respecto de la remuneración de la Regulación Primaria, se propone por el Consultor que la componente de disponibilidad sea remunerada de	

No.	Empresa	Comentario	Respuesta Consorcio
		manera explícita. Al respecto consideramos que debe analizarse la situación actual en la cual dicha componente no es remunerada de manera explícita.	
48	XM	8. En cuanto al numeral 4.2.1.1.2. Regulación de Frecuencia Secundaria (AGC), se propone que se entregue el 100% de la reserva en 5 minutos y mantener el aporte durante un tiempo mínimo de 15 minutos. Al respecto, solicitamos incluir los criterios y lineamientos para definir todos los parámetros que intervienen en el Servicio de Regulación Secundaria, tales como: magnitud del margen tanto para subir como para bajar, tiempos de retardo, velocidades de toma de carga, mínimo número de unidades, mínimo de plantas en AGC, sintonía de unidades, etc.	Este es un estudio regulatorio, que diseña la regulación, no es un estudio eléctrico, los valores que se indican son los más usados y también en Colombia y deben ser confirmados por los análisis que se mencionan, los que están fuera del alcance de este estudio
49	XM	9. En cuanto al numeral 4.21 1.3. Regulación Terciaria de Frecuencia, se tienen los siguientes comentarios: a) Solicitamos aclarar la mención a sub o sobre frecuencia, ya que entendemos que la Regulación Terciaria actúa con posterioridad a la actuación de la Regulación Secundaria, cuando la frecuencia ha retornado dentro de la banda de frecuencia nominal b) Se indica que la Reserva Terciaria deberá activarse dentro de 5 minutos, al respecto recomendamos que la Reserva Terciaria sea dividida según los tiempos de repuesta, en giro (pronta)o fria,con tiempos de respuesta diferenciados, que serán invocadas por el Operador	a) se clarifica en informe final b) la reserva terciaria considera tanto la reserva pronta como la fría c) reserva pronta son todas las mencionadas d) no se acepta comentario

No.	Empresa	Comentario	Respuesta Consorcio
		según la situación. Por lo anterior, se podría tener reserva rápida, de 5 o 10 minutos(u otros) que actuarían según la situación, con una asignación más económica para el sistema c) No resulta claro que en el aparte de Reserva Pronta se haga referencia a una serie de reservas que no son terciaria, por ejemplo, a la Regulación Primaria, Regulación secundaria, entre otras d) En el numeral se expone el tema de las cargas interrumpibles y se indica que su desconexión deberá efectuarse dentro de los siguientes 30 minutos. Al respecto recomendamos que el Consultor incluya un aparte estructurado dedicado a la Respuesta de la Demanda, incluyendo los sistemas de almacenamiento para la Regulación Primaria, Regulación Secundaria y Terciaria, Control de Voltaje y Servicios de seguridad del sistema. Respecto de los tiempos de respuesta de la demanda dependerá del servicio que esté prestando	
50	XM	10. En el numera 4.2.1.1.4. Control Rápido de Frecuencia, se hace referencia al control rápido de frecuencia con respuestas por ejemplo del segundo, y se indica que pueden ser aportadas por volantes o sistemas de almacenamiento En este punto recomendamos incluir la obligación que debe asignarse a las plantas eólicas de poner a disposición del sistema su capacidad de respuesta rápida para control de frecuencia	Código de redes
51	XM	11. Respecto del numeral 4 2 2 Energía Reactiva y Control de Tensión, recomendamos incluir los criterios y lineamientos con los cuales se prestará y	De acuerdo, incluido en Informe Final

No.	Empresa	Comentario	Respuesta Consorcio
		remunerará este servicio, incluyendo situaciones en que los generadores deban, por los requerimientos del sistema, reducir su aporte de potencia activa en favor de la potencia reactiva. Adicionalmente, recomendamos que dentro de la curva P-Q del generador, el mismo esté obligado a aportar sus reactivos sin compensación explícita adicional. De otra parte, se solicita exponer los criterios y lineamientos mediante Los cuales el Operador establecerá la magnitud de reserva de reactivos y las posibilidades de control de potencia reactiva: control primario, secundario, etc	
52	XM	12. Respecto de los servicios de recuperación de servicio listados en el numeral 4.2.3 los mismos se mencionan prácticamente de manera enunciativa sin incluir mayor detalle de los mismos, de otra parte, recomendamos revisar la mención que se hace sobre remuneración explícita, ya que consideramos que para algunos de ellos no se requiere plantear una remuneración explícita	De acuerdo, incluido en Informe Final
53	XM	13. Respecto del cuadro resumen de los servicios complementarios, mostrado en la página 73, presentamos los siguientes comentarios: a) Dentro de la categoría servicios de balance. o Incluir que quienes lo proveen son, de manera general, los generadores y no solo las plantas térmicas e hidráulicas o En esta categoría se incluye como producto las cargas interrumpibles, entendemos que las cargas interrumpibles no son un producto, son un posible proveedor b) Dentro de la categoría control de tensión incluir	De acuerdo, incluido en Informe Final

No.	Empresa	Comentario	Respuesta Consorcio
		como posible proveedor a la respuesta de la demanda. c) Dentro de la categoría recuperación del servicio del sistema: o solicitamos aclarar en qué contexto se están incluyendo como proveedores al Centro Nacional de Despacho, a los Centros Regionales de Despacho CRD's u operadores en las subestaciones o Se incluye como proveedor a los dispositivos electrónicos de potencia o los servicios auxiliares, solicitamos aclarar estas menciones dentro de la lista de proveedores, ya que en términos de la regulación los proveedores no son estos dispositivos. o se incluye como proveedor las plantas de respaldo y los generadores, solicitamos eliminar las plantas de respaldo, ya que las mismas están incluidas dentro de los generadores o Recomendamos incluir dentro de los proveedores de los servicios de recuperación del sistema a la respuesta de la demanda	
54	XM	14. Respecto del numeral 4.3 Propuestas Regulatorias, consideramos que para evaluar y efectuar comentarios a estas propuestas, es necesario disponer de un mayor detalle de las propuestas planteadas por el Consultor	Idem Observación 13
55	XM	15. Respecto del Anexo, y no obstante la aclaración al final del mismo, se entiende que es para mostrar cómo se formula un mercado (despacho) de precios nodales No obstante lo anterior, la modelación matemática mostrada corresponde a un sistema de barra única	Se aclara que el anexo se incluye para mostrar como funciona la cooptimización, y no los precios nodales. Se corrige texto al respecto en Informe 3

No.	Empresa	Comentario	Respuesta Consorcio
56	XM	16. Respecto al análisis técnico económico del capítulo 3 tenemos los siguientes comentarios: a) Entendemos que la metodología utilizada para estimar la necesidad de las reservas de giro para el manejo de la variabilidad de las ERV puede resultar conservadora ya que no tiene en cuenta el impacto, en términos de reducción de necesidad de reservas, de los pronósticos de generación y los despachos más cercanos al tiempo real b) En el documento se menciona que la reserva operativa debe ser probabilística, sin embargo, entendemos que lo probabilístico son los insumos bajo los cuales se determina un valor de reserva que al final resulta determinístico c) Se propone una fórmula donde la reserva probabilística es función de un peso lambda que representa el criterio de riesgo del planificador No queda claro si la fórmula hace parte de la propuesta para calcular la reserva en estudios futuros de largo plazo ni como sería la definición de ese riesgo Adicionalmente, debe aclararse como opera este factor al momento en el cual el Operador deba definir esta reserva siguiendo los lineamientos y criterios que se definan en la regulación d) Con respecto a los resultados de los estudios de simulación de la operación, no queda claro si la conclusión sobre la reducción en la generación con fuentes fósiles depende del escenario hidrológico y	A continuación las respuestas a las observaciones: (a) Si, es posible que los valores estimados para la reserva de las renovables resulten en sobreestimativas. La razón para esto no está en la metodología planteada y sí en la disponibilidad de datos. Como se ilustrará en el informe final, la metodología planteada para estimar el requerimiento de reserva para el manejo de la incertidumbre de las fuentes renovables variables y para fluctuaciones de la demanda - la Reserva Probabilística Dinámica - es general y puede ser aplicada utilizando datos con diferentes resoluciones. Sobre las estimativas utilizadas en los estudios para determinar los escenarios de expansión para el sistema de Colombia, los Consultores consideran que los resultados están adecuados dado las incertidumbres de un proceso de planificación de largo plazo (horizonte superior a 10 años) y los objetivos del estudio, de producir escenarios realistas para la evolución de la oferta con gran inserción de energías renovables variables para el dimensionamiento de los SSCC necesarios. (b) Si, es correcta la afirmación con respecto al que fue desarrollado en los estudios, es decir, la aplicación de la metodología resulta en un valor para la reserva, resultado de un análisis de riesgo. (c) Será incluido en el Informe Final una propuesta para que el operador ajuste los parámetros (Lambda y Alpha) del análisis de riesgo con base en el CVAr de la RPD. (d) Los análisis de las alternativas de expansión fueron re-simulados en función de nuevos datos entregados por XM y la CREG. Los resultados forman parte del Informe Final. Caso XM requiera resultados adicionales, el Consultor enviará los resultados solicitados. (e) Los resultados para la expansión de la transmisión y soporte de reactivo

No.	Empresa	Comentario	Respuesta Consorcio
		si en un caso de hidrología seca se llegaría a la misma conclusión Asimismo se recomienda presentar resultados sobre vertimientos, arranques, paradas y rampas que justifiquen las recomendaciones del Capítulo 4 sobre la definición de los servicios y productos. e) No resulta claro cuáles son los resultados o las necesidades asociadas a la expansión de transmisión y el soporte de potencia reactiva, ni como estos impactan la definición de los servicios complementarios recomendados en el Capítulo 4.	fueron incluidos en el informe final. Su relación con las propuestas reglamentarias para los servicios complementarios está en el dimensionamiento del problemas con respecto al control de voltaje.
57	INGETEC	Los servicios complementarios de balance requieren para su atención que el sistema de generación cuente en todo momento con margen de potencia suficiente respecto de la demanda. Esta condición puede llegar a no darse a pesar de contarse con una capacidad nominal de generación muy superior a la demanda por las siguientes razones: + falta de aporte por parte de las centrales fotovoltaicas y eólicas cuando se presenta alta demanda de potencia. + cubrimiento de la demanda de energía firme mediante centrales térmicas con un alto factor de planta que hacen una contribución a las necesidades de potencia firme proporcionalmente menor que a las necesidades de energía firme. + bajos niveles de embalses particularmente	No se acepta

No.	Empresa	Comentario	Respuesta Consorcio
		durante fenómenos del niño lo que reduce la potencia producible en las centrales hidroeléctricas con embalse especialmente en el caso de centrales con casa de máquinas a pie de presa en adición a la reducción de su factor de conversión. + bajas afluencias hídricas durante fenómenos del niño lo que reduce sustancialmente la potencia producible en las centrales hidroeléctricas a filo de agua pudiendo llegar a ser cero al tener en cuenta el caudal mínimo de operación de las turbinas y el caudal ecológico no turbinable. + indisponibilidad de centrales de generación. La demanda de potencia en abril de 2019 se estima será cerca de 10 0 GW y un cálculo aproximado (embalses en nivel mínimo sin centrales filo de agua eólicas ni solares y disponibilidad estimada) arroja que de la capacidad instalada de generación de 17 2 GW sin Ituango la potencia firme será cerca de 11 2 GW dejando un margen de 11% sobre la demanda margen que se vería afectado negativamente en la medida que 1) el aumento de la demanda de energía sea satisfecho mediante centrales fotovoltaicas y eólicas con poca o nula oferta de potencia firme y 2) el aumento de las necesidades de energía firme sea cubierto mediante centrales térmicas con subaporte a la potencia firme. La potencia firme al igual que la energía firme se requiere para garantizar la atención de la demanda	

No.	Empresa	Comentario	Respuesta Consorcio
		en todo momento desde el punto de vista de la generación pudiendo ser remunerada en forma similar al de la energía firme mediante un esquema competitivo. La carga desconectable cumple este mismo propósito y su servicio podría ser igualmente remunerado. Por lo tanto se recomienda establecer y remunerar la potencia firme como servicio complementario de la energía firme consistente en la mínima potencia que puede entregar cada central o unidad de generación en cualquier condición. Lo anterior para garantizar que siempre se cuente con suficiente capacidad agregada real de generación de potencia para cubrir toda la demanda con un margen adecuado para atender los servicios de balance y para tener en cuenta la indisponibilidad de las centrales de generación.	
58	TEBSA	1. . Programación de inercia como servicio complementario ante la entrada da las FNCER La incorporación de Fuentes No Convencionales de Energía Renovables (FNCER) trae consigo una serie de desafíos para la operación de SIN la cual requiere cambios estructurales en la regulación que permitan garantizar la disponibilidad de herramientas para una operación segura, confiable y económica. Para lo anterior, consideramos fundamental la incorporación de servicios de reserva del sistema para soportar los variaciones de generación causada por la intermitencia de los FNCER; sin embargo, entre los diferentes tipos de reservas	Entendemos que el producto de inercia y él de control rápido cumplen con una función similar, pero que él control rápido tiene una mayor amplitud. Por lo tanto, los consultores recomiendan la implementación de este servicio, que puede tener alta competencia, habiendo varios recursos que lo pueden otorgar, como baterías por ejemplo.

No.	Empresa	Comentario	Respuesta Consorcio
		descritas por el consultor, no se menciona la necesidad de programar reserva para atender los requerimientos de inercia del sistema , para atender eventos que puedan generar inestabilidad y colapso del mismo, máxime si se considera que las FNCER aportan muy poca o nula inercia debido a sus características técnicos . La Gráfica 1 ilustra el comportamiento de la frecuencia del sistema ante la pérdida de 300 MW para diferentes niveles de inercia programados (líneas de color) y considerando la incorporación de 2400 MW provenientes de FNCER. Igualmente se observa que ante la pérdida de 300 MW se requiere programar al menos 557 segundos de inercia en el sistema para mantener la frecuencia dentro de los límites exigidos por la regulación y evitar deslastre de carga . La Gráfica 2 muestra la necesidad de inercia en función de la incorporación de FNCER al SIN. Se evidencia que en la medida de que se incorporan más FNCER el requerimiento de programación de inercia es mayor, teniendo en cuenta que el valor de inercia del SIN se encuentra entre 400 y 700 segundos. Lo anterior, resalta la necesidad de la prestación de este servicio ante la entrada de las FNCER debido a la importancia que este tiene para garantizar una operación segura del SIN.	
59	TEBSA	2. Impactos de la implementación de formación de precios nodales Como solución al problema de una valoración adecuada y remuneración de los servicios	Idem Observación 25

No.	Empresa	Comentario	Respuesta Consorcio
		complementarios objetos de este estudio, el consultor plantea la implementación de un esquema de formación de precios nodales, el cual podría presentar ventajas en términos de señales más reales de precios, pero también , escasez de recursos primarios o necesidad de expansión por agotamiento de la transmisión. De igual manera, esta solución podría tener un impacto significativo en el costo de la energía para los usuarios finales, en aquellas zonas donde por la localización geográfica de los recursos de generación y las limitaciones de la red por causas estructurales históricas no cuentan con un adecuado nivel de enmallamiento , en contravía del principio de neutralidad consagrado en el artículo 6 de la Ley 143 de 1994. Adicionalmente , es necesario realizar un análisis a la luz de la normatividad vigente, que permita determinar si es adecuada una discriminación de precio a la demanda a causa de la implementación de una formación de precios por nodos.	
60	TEBSA	3. Efectos del principio de causalidad Dentro de los análisis realizados por el consultor en relación a la remuneración de los servicios de reserva debido a errores de pronóstico de generación de las FNCER, se plantea la necesidad de identificar los responsables para el pago de estos servicios . Para ello, se parte del principio de causalidad, el cual parte del hecho de quien causa la necesidad del servicio a prestar, sería el responsable del pago del mismo. Aplicando este principio al	De acuerdo, incluido en Informe Final

No.	Empresa	Comentario	Respuesta Consorcio
		caso que concierne a este estudio, se entendería que las FNCER serían las causantes de la necesidad del servicio de reserva para atender las desviaciones de generación por errores de pronósticos y por consiguiente responsables del pago de dicho servicio. Es necesario que estas responsabilidades sean conocidas en la oportunidad adecuada, de manera que estos agentes interioricen estos servicios necesarios para la seguridad y confiabilidad de la demanda, costos adicionales que pagaría la demanda, adicional a aquellos requeridos para la evacuación de la energía de estas fuentes desde su punto de conexión hasta el punto de consumo.	
61	TEBSA	4. Participación de los sistemas de almacenamiento de energía en la prestación de servicios complementarios El consultor plantea la posibilidad de considerar los sistemas de almacenamiento de energía (BESS) en la prestación de los servicios complementarios planteados en el estudio. Se plantea que este servicio sea remunerado por la disponibilidad y utilización del BESS, y que se remuneraría al precio spot de la barra donde se presta el servicio. Se entendería entonces por que estos elementos tendrían una participación activa en estos mercados, al igual que los generadores, pudiendo aplicar las mismas reglas de participación a estos elementos. Por otra parte, se ha planteado la posibilidad de remunerar estos elementos como activos de transmisión para solucionar problemas de	Debiera ser resuelto en código de Red

No.	Empresa	Comentario	Respuesta Consorcio
		congestiones puntuales en la red de transmisión, sin embargo, dada las obras de expansión en construcción la demanda acabaría asumiendo dos soluciones (BESS y RED) para un solo problema, máxime si los esquemas de remuneración son regulados con ingresos fijos, sin competencia con otras posibles soluciones	
62	ANDESCO	El objetivo del estudio propuesto es realizar un análisis integral del mercado de SSCC, tanto en Colombia como en el mundo, basado en principios rectores definidos para ello, como lo son el dimensionamiento adecuado de los SSCC, la promoción de una oferta suficiente y de calidad, y la correcta asignación de los costos asociados a estos. No obstante, en el documento presentado no observamos este desarrollo con una evaluación técnico-económica detallada, y en su lugar, el informe contiene un análisis energético nacional	Lo requerido fue parte del primer informe de la consultoría y es también parte del Informe Final.
63	ANDESCO	Así mismo, esta fase del estudio pretendía analizar las distintas alternativas reglamentarias para cada uno de los servicios complementarios, identificando ventajas y desventajas de estas. Al respecto, consideramos fundamental que el consultor amplíe los planteamientos efectuados en las propuestas de ajuste regulatorio y el desarrollo que tendría cada una de las mismas, enmarcado en las características propias del sistema eléctrico colombiano y el mercado. Es fundamental que se profundice en los planteamientos de las propuestas y se ahonde en alternativas que consideren específicamente las características del sector y del sistema eléctrico nacional.	Idem Observación 13

No.	Empresa	Comentario	Respuesta Consorcio
		De otra parte, vemos que el estudio se enfoca en solo unas cuantas alternativas de servicios complementarios, sin explorar otras opciones que pueden aportar a la discusión y ser consideradas dentro del análisis, por lo cual sugerimos revisar este punto	
64	ANDESCO	En cuanto a la propuesta de un mercado de precios nodales (LMP), consideramos que este es un aspecto que debe ser abordado en otra discusión diferente a los servicios complementarios, junto con los impactos respectivos.	Idem Observación 25
65	ANDESCO	Por otro lado, sugerimos a la Comisión articular este análisis de manera integral con los otros temas que hoy se encuentran en discusión, como los son la definición de mercado vinculante, mercado intradiario y el ajuste al Código de Redes. Es fundamental que los estudios en curso estén alineados y atiendan a las discusiones que se han venido dando en el sector al respecto, en aras de que el resultado del desarrollo regulatorio sea consistente y articulado con los objetivos y plazos de la Agenda Regulatoria.	Idem Observación 20
66	ANDESCO	Así mismo, vemos fundamental que el estudio presente claramente aspectos fundamentales dentro del desarrollo del mercado como lo son la formación de precios en el corto y largo plazo, las reglas generales de operación y gestión del mismo, entre otros, de manera que el análisis sea más contenido y brinde argumentos suficientes para el análisis y toma	De acuerdo, incluido en Informe Final

No.	Empresa	Comentario	Respuesta Consorcio
		de decisión sobre la mejor alternativa y posterior desarrollo regulatorio se encuentre claramente soportado.	
67	ANDESCO	De otra parte, observamos que la evaluación de las alternativas se efectúa bajo la definición de criterios establecidos por el consultor, lo cual debería ser complementado con análisis sobre el beneficio – costo de la implementación de las mismas. Vemos importante que el resultado de la consultoría atienda a la formulación de alternativas que garanticen la prestación del servicio de manera eficiente y atendiendo a los principios rectores establecidos.	Incluido en el Informe Final
68	ANDESCO	Por otro lado, en la metodología presentada se indica que en la primera fase del estudio se realiza un diagnóstico cualitativo del mercado colombiano y del comportamiento de mercados de SSCC a nivel internacional. Agradecemos a la Comisión la publicación de los mismos con el fin de facilitar la información para análisis por parte de todos los interesados, donde, entre otros, se pueda observar la implementación y desempeño en otros países de las alternativas planteadas.	Incluido en el Informe Final que incluye también estos capítulos.
69	ANDESCO	Finalmente, solicitamos comedidamente a la	Ver comentario 19.

No.	Empresa	Comentario	Respuesta Consorcio
		Comisión publicar la base de datos con la cual se están realizando los supuestos, con el propósito de aportar más ampliamente en la discusión.	
70	ENEL	Respecto a la propuesta no vemos claramente el vínculo entre los resultados de los análisis técnico/económicos los productos propuestos y las alternativas regulatorias. Si bien se identifica la necesidad de un aumento de la reserva y de la potencia reactiva por la entrada de FRNCE no encontramos como de estos resultados se llega a los productos propuestos y las características específicas de los mismos (tiempos de puesta en servicio tiempo mínimo exigido holguras entre otros).	ver observación 40
71	ENEL	Así mismo sobre las alternativas regulatorias vemos necesario que más allá de la evaluación que se hace de los principios regulatorios presentados por el consultor se requiere el análisis beneficio/costo de cada una de las opciones de tal forma que se pueda identificar la mejor posibilidad para el mercado colombiano dadas sus particularidades.	Será incluido en el Informe Final
72	ENEL	En este sentido consideramos que si bien el estudio permite tener una visión general sobre los servicios complementarios aún quedan dudas sobre cómo estos se aplicarían en detalle en el caso colombiano. Por esta razón sugerimos a la comisión ampliar el alcance del estudio para llegar a una propuesta particular para el país que incluya las condiciones técnicas de las plantas del SIN y favorezca el desarrollo de mercados donde las plantas existentes	De acuerdo, incluido en Informe Final

No.	Empresa	Comentario	Respuesta Consorcio
		y nuevas tengan la posibilidad de ofrecer diferentes productos y se facilite la incorporación al sistema de nuevas tecnologías como los sistemas de almacenamiento.	
73	ENEL	De forma general consideramos que los mecanismos de mercado diseñados deben funcionar en todas las condiciones y se debe evitar la intervención en momentos específicos. En efecto teniendo en cuenta por ejemplo que el costo de prestación de servicios de balance se explica principalmente por los costos de oportunidad es importante que en el diseño de los mercados se mantenga esta consideración toda vez que en situación de escasez y ante el requerimiento de las obligaciones de energía en firme el costo de los servicios complementarios se puede incrementar de manera considerable. Al respecto vale la pena recordar que durante el fenómeno el niño 2015 - 2016 hubo intervención del mercado de AGC obligando a prestar el servicio en condiciones ineficientes por la situación mencionada.	De Acuerdo
74	ENEL	Adicionalmente solicitamos a la comisión considerar una transición prudencial para la adopción de los mercados de servicios complementarios toda vez que este es un cambio mayor al mercado actual e implica un gran esfuerzo por parte de los agentes para adecuar los procesos sistemas y capacitar al personal.	Observación para la CREG.
75	ENEL	Igualmente solicitamos poner a disposición de los agentes los modelos de simulación y realizar talleres prácticos sobre los mercados propuestos.	Ver comentario 19.

No.	Empresa	Comentario	Respuesta Consorcio
76	ENEL	Teniendo en cuenta que el consultor adopta hasta el año 2021 los hallazgos de la UPME respecto a la matriz de generación sugerimos revisar este supuesto teniendo en cuenta que puede alejarse de la realidad del mercado colombiano y varios de los proyectos renovables considerados están en etapas preliminares y es posible que en esos plazos no estén en operación.	Los supuestos y escenarios de las simulaciones fueron acordados previamente con la CREG.
77	ENEL	Solicitamos aclarar los supuestos que se están haciendo en el modelo en relación con las plantas filo de agua y plantas menores de 20 MW. ¿estas plantas se analizan como plantas renovables para efecto del cálculo de la reserva? O ¿solo los recursos eólicos y solares se tienen en cuenta para este propósito?	Para efectos de las simulaciones, la parte de la reserva para la incertidumbre de las renovables consideró las centrales eólicas y solares.
78	ENEL	Dados los requerimientos encontrados de potencia reactiva entendemos que un punto fundamental para la aplicación de la propuesta es el ajuste de la metodología de planeamiento del sistema. Lo anterior teniendo en cuenta que el continuo retraso en los proyectos del SIN impide que se garantice la entrada de los MEGA VARES - MVAR adicionales.	Se revisaron los criterios utilizados para los limites de voltaje en las barras del SIN y se actualizaron los resultados para los escenarios de expansión de fuentes reactiva.
79	ENEL	Sugerimos aclarar si las inflexibilidades del proyecto Hidroituango derivadas del caudal ambiental contenido en su licencia ambiental (y que alcanzaron a iniciar trámite en el CNO) fueron tenidas en cuenta en su propuesta	No se consideraron inflexibilidades por caudal ambiental para el proyecto HidroItuango.
80	ENEL	Los factores de planta de tecnología eólica presentados en el estudio durante el desarrollo del taller se observan mayores frente a factores de planta típicos de operación sería importante	Como descrito en el informe, los escenarios de producción para las renovables se calcularon de la siguiente forma: 1) Para los proyectos de la Guajira se consideró los factores de planta informados

No.	Empresa	Comentario	Respuesta Consorcio
		conocer el sustento de este supuesto.	en la base de datos de la UPME, utilizada en los últimos estudios de planificación de la expansión; 2) Los escenarios de producción para las eólicas fueron obtenidos de la base de datos MERRA2 (indicada en el informe) y ajustados para reproducir los factores de planta citados en (1); Para efectos de comparación, fue incluido en el informe final un anexo comparando los factores de planta de los proyectos considerados con el factor de planta estimado a partir de informaciones enviadas por los desarrollados para el año 2012 (pues las informaciones recibidas eran solo para este año). De las comparaciones se concluyó que el promedio los factores de planta utilizados en las simulaciones son menores que los estimados a partir de registros históricos.
81	ENEL	Sugerimos que al momento de considerar la naturaleza hidráulica del parque colombiano y su rápida capacidad de respuesta no se subdimensione la necesidad real de servicios de balance con el fin de evitar a situaciones donde se obligue a agentes del mercado a prestar servicios sin remuneración.	En las simulaciones no se consideró ninguna medida que subdimensione la necesidad de servicios de balance.
82	ENEL	Consideramos importante que los análisis de funcionamiento de mercado de servicios complementarios recreen en detalle una situación de fenómeno el niño donde el sistema con una alta demanda esté operando con un importante aporte de generación térmica con los embalses derrateados de manera considerable (menos disponibilidad de regulación) y enfocados en entregar las obligaciones de energía firme - OEF.	Para las simulaciones horarias, tal como descrito en el informe, se seleccionaron del histórico de caudales un año representativo de series promedias, un año húmedo y un año seco. Entendemos que el año seco cumple con lo solicitado.
83	ENEL	Solicitamos incluir en las corridas de largo plazo escenarios donde aumenta la sedimentación de embalses lo que podrá reducir su capacidad de regulación y por lo tanto su capacidad de prestar	No está contemplado en los alcances del proyecto.

No.	Empresa	Comentario	Respuesta Consorcio
		servicios complementarios.	
84	ENEL	Es importante contar con el detalle del modelado ya que a primera vista la central Chivor es despachada mayoritariamente para prestar regulación secundaria de frecuencia.	Como mencionado en el informe se adoptó el modelado de las centrales hidroeléctricas, térmicas y renovables utilizado por la UPME en los estudios de planificación de la expansión del sistema de Colombia. Entendemos que esta base de datos es pública y, por lo tanto, el modelado de Chivor está disponible.
85	ENEL	Sugerimos considerar la posibilidad de despachar y definir algunos servicios de regulación en un horizonte superior al diario con el fin de amortizar arranques en un mayor número de periodos.	Las simulaciones horarias se hicieron con un horizonte de un año completo.
86	ENEL	Proponemos revisar de manera separada las necesidades de servicios complementarios originadas por restricciones asociadas a los SDL´S Y STR´S con el fin de identificar el origen de las mismas y en este sentido direccionar correctamente las señales económicas para que se gestionen.	Si, la propuesta regulatoria trata por separado las situaciones sistémicas de las locales.
87	ENEL	Es importante que el modelamiento incluya el tratamiento de los costos de arranque y parada previsto en la resolución CREG 051 de 2009 sugerimos aclarar si se consideraron.	La representación de las restricciones de corto plazo (rampas, mínimos técnicos, costos de partida) fue actualizada en función de información entregada por XM y revisada por la CREG. Los nuevos resultados incluidos en el informe.
88	ENEL	Respecto a los resultados los requerimientos de reserva por la entrada de renovables alcanzan valores hasta de 500 MW sin embargo ¿este valor es adicional a la necesidad de reserva actual que tiene el sistema por la salida de la unidad de generación más grande y variaciones de demanda?	El valor adoptado por XM para la reserva secundaria, para el año de 2018, alcanza 370 MW.
89	ENEL	Solicitamos a la comisión la publicación de la base de datos utilizada en el modelo con el fin de entender en detalle los supuestos y la metodología aplicada.	Ver comentario 19.
90	ENEL	Sobre la metodología para la determinación de la	La metodología propuesta para evaluar el requerimiento de reserva operativa

No.	Empresa	Comentario	Respuesta Consorcio
		reserva operativa para manejo de la variabilidad ERV y considerando que el área Caribe será la de mayor impacto por esta variabilidad y que esta es un área de generación netamente térmica recomendamos considerar un ítem adicional para determinar la reserva: "ii) determinación de la reserva rodante que se debe tener especialmente en el área Caribe para cubrir seguridades por soporte de tensión y control de límites de importación del área. Esto para cumplir la seguridad del sistema en los períodos en los cuales las fuentes variables no alcancen a cubrir las seguridades necesarias para cubrir las restricciones iii) realizar la optimización del costo del manejo de esta reserva operativa".	para el manejo de la variabilidad ERV, como también para fluctuaciones de la demanda es genérica y se aplica para todo el sistema o por zonas. Para el ejercicio realizado se simplificó para considera una única zona, dado que este resultado estaba de acuerdo con los propósitos del estudio (de producción escenarios con gran inserción de fuentes ERV).
91	ENEL	Si bien en el capítulo 3 se presenta la expansión de la generación hasta el 2030 considerando diferentes escenarios el ejercicio no modela completamente la expansión de transmisión del sistema. En este sentido solicitamos analizar los resultados obtenidos ya que si bien los modelos muestran que se puede tener hasta 6000 MW de penetración de FRNCE no es claro si es viable físicamente que esta capacidad se pueda instalar en el sistema. Nos parece un hito importante pues dependiendo de esta expansión se requerirían determinados servicios complementarios.	Los resultados para la expansión de la transmisión se incluyeron en el informe final.
92	ENEL	Respecto a los resultados de expansión de generación presentados en el capítulo 3 entendemos que debería verse reflejada la reserva de giro calculada para la inserción de FRNCE en cada año. No obstante por ejemplo para el caso de referencia del año 2028 al 2030 entrarían	Como se explicó en la metodología adoptada por el modelo de expansión utilizado en las evaluaciones del capítulo 3, el objetivo es determinar el plan de expansión que minimice los costos de inversión, operación y confiabilidad de suministro; y incluye como restricción el requerimiento y la asignación de la reserva operativa necesaria para el manejo de las renovables.

No.	Empresa	Comentario	Respuesta Consorcio
		aproximadamente 780 MW de eólica para un requerimiento de reserva en giro hasta de 500 MW la cual debería ser considerada una restricción por variabilidad de las FRNCE teniendo como resultado mayor necesidad de reserva en otras tecnologías diferentes a la solar y a la eólica.	
93	ENEL	Sobre las necesidades de control rápido de frecuencia se podría correlacionar su dimensionamiento con el nivel de penetración de las FRNCE con el fin de optimizar las necesidades en tiempo e implementación.	De Acuerdo
94	ENEL	Para entender el alcance de las propuestas del consultor es necesario que se profundice en las características de los servicios complementarios propuestos se compare con los vigentes en Colombia y se expliquen en profundidad las diferencias. De esta manera es posible conocer la razón por la cual los productos vigentes de regulación primaria y secundaria requieren los cambios sugeridos.	De acuerdo, incluido en Informe Final
95	ENEL	Respecto a los tiempos de respuesta y activación de los servicios de balance propuestos entendemos que su dimensionamiento dependerá del nivel de penetración de las FRNCE es correcto este entendimiento.	De Acuerdo
96	ENEL	Con el fin de dimensionar los posibles mercados de servicios complementarios y en este sentido identificar si existe suficiente oferta condiciones de posición de dominio u otros aspectos operativos sugerimos que se analicen las condiciones técnicas y topológicas de las plantas existentes del SIN.	De acuerdo, incluido en Informe Final

No.	Empresa	Comentario	Respuesta Consorcio
97	ENEL	Respecto a la propuesta de control rápido de frecuencia solicitamos aclarar como las baterías estarían en capacidad de prestar este servicio toda vez que se propone que mantengan la frecuencia por un tiempo indefinido y este requisito no es posible para este tipo de tecnologías.	Creo se leyó mal el informe, dice predefinido y no indefinido
98	ENEL	En caso de considerar la prestación obligatoria de ciertos servicios sugerimos permitir que la exigencia del cumplimiento se haga a partir del portafolio de cada agente o incluso por zonas eléctricas y no planta a planta en el caso tal que no se contemple la implementación de un mercado de reserva primaria.	SE propone mercado de RP
99	ENEL	Para el servicio de energía reactiva y regulación de tensión se deben considerar como posibles prestadores del servicio las unidades generadoras pues es un servicio que actualmente se presta por exigencia regulatoria pero que si no es considerado dentro de los competidores de este servicio podría desincentivarlos por ser una ca6ntidad relevante en este hito.	Correcto
100	ENEL	Entendemos que para varios productos se propone una remuneración por utilización y disponibilidad. En este sentido solicitamos detallar el mecanismo por el cual estos dos atributos son remunerados en el contexto de los mercados nodales intradiarios con servicios complementaros cooptimizados.	De acuerdo, incluido en Informe Final
101	ENEL	Respecto a la propuesta sobre la remuneración de la reserva adicional ocasionada por la volatilidad de las frnce solicitamos aclarar el procedimiento por el cual es posible identificar los causantes de dicha	De acuerdo, incluido en Informe Final

No.	Empresa	Comentario	Respuesta Consorcio
		variabilidad[1].	
102	ENEL	Así mismo sugerimos realizar la evaluación beneficio/costo de la propuesta de asignación de costos de dicha reserva teniendo en cuenta los montos esperados a pagar por la misma las posibles distorsiones que puede generar en el comportamiento de los agentes del mercado y los beneficios que trae la internalización de dichos costos en la oferta de las plantas con fncer.	De acuerdo, incluido en Informe Final
103	ENEL	Coincidimos con el enfoque propuesto sobre la neutralidad tecnológica donde los servicios puedan ser prestados por diferentes tecnologías de acuerdo con las ventajas identificadas por los agentes y las necesidades del sistema.	Ok
104	ENEL	Apoyamos la iniciativa de analizar y prevenir el poder de mercado desde el diseño mismo de los productos. Además consideramos que para promover la transparencia de los mercados la información debe ser pública de fácil acceso y suficiente.	Ok
105	ENEL	Para la evaluación de la cooptimizacion vs. El despacho secuencial sugerimos introducir como criterio el número de despachos con resultados factibles. Lo anterior teniendo en cuenta que la optimización económica puede arrojar situaciones infactibles en el despacho que afectan la operación produciendo ineficiencias y sobrecostos al sistema.	De acuerdo, incluido en Informe Final
106	ENEL	Si bien la introducción de precios nodales podría mejorar la eficiencia económica del sistema eléctrico solicitamos aclarar si dichos precios se utilizarán únicamente como señales de expansión o	Idem Observación 25

No.	Empresa	Comentario	Respuesta Consorcio
		la demanda se verá afectada al tener que pagar un valor más alto en las zonas donde las restricciones sean más altas. Al respecto es necesario analizar esta propuesta integralmente revisando el impacto en las diferentes zonas considerando la geografía del sistema colombiano.	
107	ENEL	Sugerimos que el nuevo diseño de mercado incluya la mínima cantidad de productos complementarios necesarios y también la mínima cantidad de sesiones intradiarias con el fin de asegurar la liquidez de las mismas y minimizar sobrecostos operativos para el cnd-asic las empresas participantes del mem y la demanda.	De Acuerdo
108	ENEL	Al respecto en el estudio de mercados intradiarios se hace una mención importante de los servicios complementarios por lo que sugerimos que se consideren en conjunto las propuestas para contar con señales más claras y concisas de los cambios entrantes de la operación de los mercados de corto plazo	De acuerdo, incluido en Informe Final
109	EPM	No obstante, en el literal c. se indica que, "Se deberán hacer los análisis eléctricos necesarios para justificar los impactos al sistema. Se deberá tener en cuenta la afectación en el SIN considerado la penetración de generación intermitente en alta y baja tensión.", teniendo en cuenta que dichos análisis eléctricos, no fueron abordados en este informe, esperamos que sean presentados y socializados con el mercado en el Informe final, teniendo en cuenta que el planeamiento, el diseño y los requerimientos de servicios complementarios son establecidos principalmente a partir de	Los estudios eléctricos no estaban incluidos en los alcances de nuestra propuesta, no obstante esto no impide el adecuado desarrollo de la reglamentación de los SSCC.

No.	Empresa	Comentario	Respuesta Consorcio
		consideraciones de tipo técnico e eléctrico, en consecuencia, el diseño de los incentivos económicos para garantizar su suficiencia y adecuada prestación requieren este tipo de análisis y definiciones para ser estructurados .	
110	EPM	Con relación a las "Alternativas para cada uno de los servicios complementarios" exigidas en el literal d., encontramos que el Informe presenta una descripción amplia de cada uno de ellos y señala el estado del arte en la manera como son suministrados algunos de estos servicios en otros mercados, no obstante, salvo para el caso de la Regulación Secundaria de Frecuencia, consideramos que no se presentan propuestas para reglamentar la prestación de estos servicios ,por lo que esperamos que el Informe final contenga propuestas para los Servicios de Control de Tensión y Recuperación del Servicio.	Idem Observación 13
111	EPM	Respecto al "Desarrollo de la propuesta" establecido en el literal e., consideramos que la propuesta presentada en este informe es general y requiere mayor detalle para cumplir con lo solicitado en los términos de referencia, no obstante, de acuerdo a lo establecido en los mismos términos de referencia y a lo indicado por los consultores en el numeral 4.3.1. del Informe preliminar, entendemos que este detalle será presentado en el Informe final.	Idem Observación 13
112	EPM	En esta sección presentamos nuestros comentarios al numeral 4. del Informe preliminar. Vale la pena señalar que encontramos adecuados y ajustados a las necesidades del mercado los objetivos señalados,	No se acepta

No.	Empresa	Comentario	Respuesta Consorcio
		salvo indicar que para el caso del AGC, consideramos que las reglas vigentes del mercado permiten asignar los costos del servicio de una manera adecuada, por lo que consideramos que el objetivo c. se encuentra cumplido para este servicio.	
113	EPM	Frente a la propuesta de determinar los requerimientos de reserva de manera aditiva, consideramos que es un enfoque novedoso que puede facilitar un tratamiento diferencial para la asignación, remuneración y cobro de las reservas, dependiendo de que tipo de volatilidad está cubriendo. No obstante, consideramos que la determinación de las necesidades de servicios complementarios, el diseño de mercado, su asignación y su remuneración son procesos bastante complejos, por lo tanto, consideramos que debe procurarse desarrollar un marco normativo que aporte a simplificar dichos procesos, de manera que recomendamos que las reservas continúen determinándose de manera agregada, de acuerdo con las funciones que le fueron delegadas al Centro Nacional de Despacho (CND), por medio de las Resoluciones CREG 080 y 083 de 1999.	Se mantiene propuesta de identificar causantes
114	EPM	Con relación al principio de causalidad de costos en los precios, coincidimos con el planteamiento del informe que indica que todos los productos transados en el mercado deben reflejar sus costos e incorporar incentivos para que los proveedores y usuarios del servicio tomen decisiones económicamente eficientes. También compartimos con el consultor la necesidad de establecer un	Idem Observación 25

No.	Empresa	Comentario	Respuesta Consorcio
		mercado de corto plazo vinculante y un despacho intradiario, tema en el que no entraremos en detalle en estos comentarios, considerando que hace parte de otro estudio que se encuentra en desarrollo. De otro lado, encontramos que la propuesta de establecer un esquema de formación de precios nodales, si bien tiene relación con la determinación de precio y cantidades de los servicios complementarios, consideramos que es una propuesta que por su impacto y efecto en toda la dinámica del mercado, se encuentra fuera de contexto y puede desviar la atención del diseño de mercado de servicios complementarios, objeto central de esta consultoría .	
115	EPM	Encontramos interesante la propuesta de establecer contratos de mediano y largo plazo de servicios complementarios, por lo que sería interesante que el consultor profundizara en las propuestas concretas sobre el diseño, características y proceso de asignación de estos productos en el Informe final. Igualmente, consideramos interesante la propuesta de establecer la remuneración de los servicios complementarios, o al menos efe algunos de ellos, por medio de un pago por disponibilidad y otro por uso efectivo del servicio, de manera que incentive la prestación por medio de la remuneración de costos fijos e inversión y mitigue el riesgo a través de la remuneración del costo de oportunidad. Sin embargo, de manera similar a la propuesta de contratos, vemos corta la propuesta en el Informe preliminar, por lo que recomendamos se profundice sobre este tema en el	De acuerdo, incluido en Informe Final

No.	Empresa	Comentario	Respuesta Consorcio
		Informe final.	
116	EPM	Con relación a la propuesta de cooptimización en el proceso de asignación de energía y servicios complementarios, consideramos que es una solución que posibilita una formación de precios más eficiente y una minimización del costo total del servicio, y retoma los planteamientos expuestos por la Comisión en el Documento CREG 080 de 2012. No obstante, reconociendo que el algoritmo para efectuar la cooptimización tiene un grado de complejidad considerable, creemos que el reto más exigente para permitir aprovechar las ventajas de la cooptimización, tiene que ver con el diseño del producto, en este caso del servicio de AGC, y las reglas para el proceso de formación de precios del mismo, temas que no vemos planteados en este informe y que consideramos necesario sean abordados en el Informe final.	De acuerdo, incluido en Informe Final
117	EPM	El modelo de único precio para múltiples propósitos adoptado desde la instalación de la bolsa de energía en 1995 ha sido un mecanismo que ha permitido solucionar de una manera práctica la asignación de cantidades a la oferta para la prestación de los servicios de energía eléctrica y regulación de frecuencia. Sin embargo, aun cuando se han efectuado ajustes en diversas oportunidades a las reglas de asignación y remuneración del AGC, consideramos que este modelo de único precio, unido a un esquema de asignación secuencial, responde por una parte importante de las distorsiones en la formación del precio de corto plazo.	Idem Observación 25

No.	Empresa	Comentario	Respuesta Consorcio
		Los incentivos para la prestación del servicio de AGC, establecidos en las Res. CREG 064 de 2000, CREG 034 de 2001, CREG 051 de 2009 y CREG 076 de 2009 ataron de manera estrecha su remuneración con el precio de energía en el corto plazo, lo que ha ocasionado en algunos momentos problemas en la formación de precios. Los cambios establecidos en la Res. CREG 027 de 2016 fueron efectivos en desacoplar del precio de bolsa, la remuneración del servicio de AGC, sin embargo, la nueva regla de remuneración no es consistente con los costos de prestación del servicio, en consecuencia no ofrece los incentivos necesarios para que este se preste de manera suficiente y sostenible en el tiempo, lo que pudiera eventualmente derivar en insuficiencia de la oferta necesaria para la seguridad de la operación del Sistema Interconectado Nacional, especialmente con la expectativa de alta penetración de fuentes intermitentes de generación en el Sistema. De otro lado, a pesar de la disminución en el costo del servicio de AGC, no se ha visto reflejado en una reducción de los costos al usuario final por concepto de restricciones, por el contrario esta componente ha tenido un incremento significativo en los últimos meses, alcanzando incluso el 40% de las componentes que financian las reconciliaciones positivas y el servicio de AGC. Por esta razón consideramos necesario implementar el Mercado Vinculante y el Despacho Intradiario como primera medida de ajuste general a las transacciones de corto plazo debido a que este ajuste incentiva una revelación más transparente	

No.	Empresa	Comentario	Respuesta Consorcio
		por parte de los agentes del costo de oportunidad de la energía y de las cantidades disponibles. Posterior a este cambio, vemos conveniente establecer un mercado independiente para la asignación de cantidades y formación de precio del servicio de AGC, el cual, además de establecer los incentivos necesarios para garantizar la prestación del servicio con la suficiencia, eficiencia y calidad requerida, no interfiera con la formación del precio de energía de corto plazo, para lo cual se requiere una asignación a partir de un proceso de cooptimización como el planteado en el Documento CREG 080 de 2012, de manera que el CND esté en capacidad de determinar la asignación óptima de recursos y la atención de la demanda a mínimo costo a partir de los precios de .oferta de energía y fa declaración de disponibilidad e inflexibilidades de los recursos de generación. En cuanto a la remuneración del servicio de AGC, esta estaría compuesta por un componente fijo que remunere el costo de los equipos y la disponibilidad y un componente e variable en función de la prestación efectiva del servicio, cuyo propósito es compensar el costo de oportunidad asume ido por los generadores .	
118	CELSIA	Respecto al estudio sobre Servicios Complementarios queremos enfatizar acerca de la la importancia de que todos los temas que está trabajando la Comisión a través de diferentes estudios del mercado se encuentren articulados y se reglamenten de manera integral, es decir, que independiente que cada tema sea desarrollado por	Idem Observación 20

No.	Empresa	Comentario	Respuesta Consorcio
		diferentes consultores, se debe procurar que en las propuestas regulatorias exista un hilo conductor que se direccione hacia los objetivos que tiene la CREG como ente regulador.	
119	CELSIA	La propuesta central del consultor que realiza dicho estudio se orienta a un cambio sustancial en todo el mercado eléctrico colombiano, proponiendo un esquema de precios nodales y un mercado en tiempo real, transcendiendo mucho más allá de lo que a servicios complementarios se refiere. Considerando que aún no hay consenso sobre detalles como el número de subastas que debe tener un mercado intradiario en Colombia, consideramos apresurado que se proponga un mercado en tiempo real, pretendiendo equiparar la dinámica del mercado de energía colombiano a la de mercados como PJM, sin tener en cuenta la diferencia en la disponibilidad de recursos de generación que hay entre estos dos mercados y el grado de desarrollo de PJM al que el mercado colombiano no podrá llegar de manera inmediata. Por otra parte, el debate sobre la adopción de un esquema de precios nodales para Colombia se debe enfocar con base en un estudio específico sobre el mercado spot (como que el que está adelantando la Comisión) y no con base en una propuesta atada a la creación del mercado de servicios complementarios. Un cambio tan drástico como el propuesto por el consultor tiene impactos significativos en la prestación del servicio de energía eléctrica, por	La alternativa seleccionada por la CREG para el mercado de servicios complementarios no considera precios nodales.

No.	Empresa	Comentario	Respuesta Consorcio
		ejemplo, en el costo del servicio para la demanda de algunas regiones, las modificaciones al papel de los transmisores y distribuidores en la expansión, el papel de la UPME y del plan de expansión en la ejecución de obras de expansión, y especialmente la asignación de los costos originados por las restricciones y por las generaciones de seguridad a los transmisores y distribuidores, en tanto se desarrollan los proyectos de expansión que permiten eliminarlas. El análisis de tales aspectos sobrepasa el alcance del estudio de servicio complementarios, y dado que son temas relevantes que significan cambios de fondo en la estructura del mercado y por ende deben formalizarse a nivel regulatorio, no pueden ser evaluados únicamente bajo el objetivo de adecuar la prestación de servicios complementarios y su remuneración.	
120	CELSIA	Si bien es muy valioso el aporte del consultor que analiza el tema de servicios complementarios para avanzar en el análisis integral sobre la relación de la prestación y remuneración de los servicios complementarios y las alternativas de modificación al mercado spot, sugerimos que, para responder al alcance del estudio que le corresponde, se enfoque en las propuestas y sugerencias de cambios de corto plazo para estructura el mercado de servicios complementarios de manera que se adopte un esquema en el que tales servicios se valoren a precios de mercado.	los SSCC están ligados necesariamente con el resto el mercado, el comentario no nos parece válido
121	CELSIA	· Incrementar la competencia y eficiencia en el mercado de AGC	De acuerdo, incluido en Informe Final

No.	Empresa	Comentario	Respuesta Consorcio
122	CELSIA	· Introducir un mercado de regulación primaria de frecuencia para dar alivio a las restricciones que actualmente tienen varios recursos de generación térmica y que tendrán las renovables cuando incrementen su participación en el despacho central	De acuerdo, incluido en Informe Final
123	CELSIA	· Modificaciones al despacho para permitir la declaración de capacidad y la oferta de precio por unidad de generación para el caso de las plantas térmicas	De acuerdo, incluido en Informe Final
124	CELSIA	· Alternativas para proveer el servicio de inercia del sistema, que actualmente se suple a través de pocos agentes	De acuerdo, incluido en Informe Final
125	CELSIA	En cuanto a las propuestas realizadas por el consultor consideramos que sería apropiado que se detallara un poco más en la formación del precio, más allá del supuesto base atado a la cooptimización, y sería bueno también ver resultados de la aplicación de este esquema mediante simulaciones, y los pros y los contras de su aplicación en el despacho de mercados energéticos en la actualidad, esto con el fin de empezar a evaluar impactos y eficiencia de la propuesta.	De acuerdo, incluido en Informe Final
126	CELSIA	Por otra parte, es necesario que se aporte mayor detalle sobre las alternativas que presenta el consultor, adicionales a la propuesta 1:	Idem Observación 13
127	CELSIA	En cuanto a los productos, es importante considerar que en el sistema interconectado nacional existe un requerimiento de inercia	Idem observación 58

No.	Empresa	Comentario	Respuesta Consorcio
		electromecánica, el cual se provee por un conjunto reducido de recursos de generación. Es conveniente que se explore la alternativa de ampliar el número de oferentes de este servicio de inercia, en lugar de centrarse en esquemas de deslastre de carga, en línea con el principio número 8 establecido por el mismo consultor	
128	CELSIA	Adicionalmente recomendamos fortalecer la conexión entre la primera parte del estudio en la que se presenta el modelo de expansión que minimiza los costos de inversión y O&M, y la segunda parte en la que se describen las propuestas regulatorias como tal. En la primera parte del documento se presentan varios escenarios posibles de expansión, pero no se realiza un análisis acoplando esos posibles escenarios con las propuestas regulatorias presentadas.	Idem Observación 40
129	CELSIA	Sobre el modelo de expansión utilizado por el consultor para estimar el crecimiento de la matriz de generación, consideramos apropiado dar a conocer las bases de datos y supuestos utilizados en las simulaciones realizadas, tales como: · Pronósticos de precios de combustibles para generación y tasa de cambio · Plan de expansión de la red de transmisión y de los STR · Restricciones eléctricas consideradas y generaciones de seguridad, entre otros Es importante que todos los interesados tengan acceso a ese nivel de detalle, con el fin de estar en capacidad de replicar los análisis presentados por el consultor y realizar sensibilidades con el objetivo	Los supuestos considerados están descriptos en el informe y cualquier duda específica podrá ser solicitada a la CREG. Con respecto a las bases de datos, ver comentario 19.

No.	Empresa	Comentario	Respuesta Consorcio
		de contribuir en la definición de las propuestas y soluciones.	
130	CELSIA	· En la página 14 se establece que los requerimientos de reactivos son del orden del 30% o 40% de la capacidad instalada, pero no se menciona el origen de este criterio. Solicitamos que el consultor presente una descripción más detallada y justifique los criterios que aplica.	El comentario es que los requerimientos serían de 30% y 20% (no 30% y 40%). La referencia son los procedimientos de red para operación del sistema de Brasil: ONS, Procedimientos de Red - Submódulo 3.6 - Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão, 2016, disponible en: http://ons.org.br/%2FProcedimentosDeRede%2FM%C3%B3dulo%203%2FSubm%C3%B3dulo%203.6%2FSubm%C3%B3dulo%203.6%202016.12.pdf.
131	CELSIA	· En la página 18 se comparan dos escenarios de precios de gas natural, actual y proyectado por recurso de generación. Llama la atención que en esa comparación se observan niveles de precios de gas por debajo en un 40% de los esperados por el mercado.	Se utilizó información entregada por la UPME para los escenarios de costos de combustibles - misma información utilizada en los últimos estudios de expansión del sistema colombiano.
132	CELSIA	Sobre ese mismo tema, los precios de suministro para las plantas del grupo térmico son diferentes entre sí. Consideramos que estos precios deben ser muy similares, especialmente de 2019 en adelante en que la proporción de suministro con base en gas natural importado se asemeja para todas las plantas.	Ver comentario 131.
133	CELSIA	También llama la atención que se establezca un mismo costo de suministro para plantas de la costa y del interior, por ejemplo, entre Zona Franca Celsia y Meril, cuando en realidad estas dos plantas tienen costos de suministro y transporte muy diferentes.	Ver comentario 131.
134	CELSIA	· También en la página 18, en el comparativo de los costos de combustibles líquidos llama la atención que se referencien muchas plantas de la	Ver comentario 131.

No.	Empresa	Comentario	Respuesta Consorcio
		costa Caribe y pocas del interior (sólo Termodorada y Termovalle), cuando son estas últimas las que podrían tener un respaldo en diésel y no las plantas de la costa Caribe, ya que estas últimas integran el grupo térmico y tienen respaldo hasta el 2025 con gas natural importado.	
135	CELSIA	· En cuanto a los supuestos para la generación eólica, al revisar el periodo 2018 – 2021, periodo para el cual el consultor es explícito en mencionar que no realizó ninguna optimización y sólo consideró los proyectos que ya se encuentran en proceso de construcción y/o conexión, llama la atención que las cifras mostradas en el estudio no coinciden exactamente con las que reposan en el registro de proyectos de generación de la UPME a corte 31 de octubre de 2018.	Se utilizó información entregada por la UPME para representación de la expansión de corto plazo. Esta información fue confirmada en reunión del proyecto.
136	CELSIA	· Por otra parte, sugerimos revisar las estimaciones de generación eólica presentadas en el cuadro 5 de la página 23. Vemos que se utilizan factores de planta superiores a los observados en ese tipo de recurso en dicha región, llegando incluso al 60%.	Ver comentario 80.