



**Comisión de Regulación  
de Energía y Gas**

**MODERNIZACIÓN DEL MERCADO DE ENERGÍA  
MAYORISTA  
(Despacho vinculante, mercados intradiarios y  
servicios complementarios)**

**DOCUMENTO CREG-114  
10 DE SEPTIEMBRE DE 2021**



6.2.4.	<i>Participación de la demanda</i> .....	28
6.2.5.	<i>Mitigación de poder de mercado</i> .....	30
6.2.6.	<i>Servicios complementarios - SSCC</i> .....	33
6.2.7.	<i>Información para reconciliación de energía</i> .....	39
6.2.8.	<i>Transacciones internacionales de energía</i> .....	40
6.3.	<b>BLOQUE 3. LIQUIDACIÓN, MECANISMO DE BALANCE, GARANTÍS, FACTURAS Y OTROS</b>	41
6.3.1.	<i>Liquidación transacciones</i> .....	41
6.3.2.	<i>Liquidación servicios complementarios</i> .....	47
6.3.3.	<i>Mecanismo de balance</i> .....	47
6.3.4.	<i>Mecanismo de cubrimiento (garantías)</i> .....	50
6.3.5.	<i>Plazo de facturación y pago en el MEM</i> .....	50
6.3.6.	<i>Cargo por Confiabilidad (CxC)</i> .....	51
6.3.7.	<i>Generación autodespachada</i> .....	52
6.3.8.	<i>Generación menor a 1 MW</i> .....	53
6.3.9.	<i>Componente G de la fórmula tarifaria</i> .....	54
7.	<b>ANÁLISIS DE IMPACTO</b> .....	55
7.1.	<b>VALORACIÓN CUALITATIVA</b> .....	56
7.1.1.	<i>Generadores</i> .....	56
7.1.2.	<i>Comercializadores</i> .....	57
7.1.3.	<i>Demanda</i> .....	57
7.1.4.	<i>Operador del sistema eléctrico y del mercado</i> .....	58
7.2.	<b>VALORACIÓN CUANTITATIVA</b> .....	58
7.2.1.	<i>Costos operativos</i> .....	58
7.2.2.	<i>Precio de bolsa</i> .....	59
7.2.3.	<i>Generación de seguridad y restricciones</i> .....	60
7.2.4.	<i>Costos no cubiertos</i> .....	61
7.2.5.	<i>Arranque autónomo</i> .....	61
8.	<b>CONSULTA PÚBLICA</b> .....	63
9.	<b>CONCLUSIONES</b> .....	63

## ÍNDICE DE ECUACIONES

Ecuación 1.	Ecuación de co-optimización despacho factible .....	24
Ecuación 2.	Ecuación de optimización despacho de precios .....	25
Ecuación 3.	Ecuación de liquidación estándar, Universidad de Comillas .....	43
Ecuación 4.	Ecuación general liquidación MDA .....	45
Ecuación 5.	Ecuación general liquidación MID.....	46
Ecuación 6.	Ecuación general liquidación MDA y primera sesión MID.....	46
Ecuación 7.	Ecuación estándar liquidación SSCC .....	47

## ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

D-114-2021 MODERNIZACIÓN DEL MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 6

Ilustración 1. Esquema de mercado de energía de corto plazo.....	9
Ilustración 2. Diagrama esquemático despacho actual y nuevo .....	21
Ilustración 3. Despacho factible.....	22
Ilustración 4. Despacho de precio .....	24
Ilustración 5. Cronograma del mercado MDA y mercados MID.....	26
Ilustración 6. Ejemplo de actuación de la regulación de frecuencia .....	34
Ilustración 7. Niveles propuestos de control de desequilibrios generación - demanda .....	35
Ilustración 8. Esquema de regulación de frecuencia propuesto .....	38
Ilustración 9. Capas comercial y operativa MEM, Universidad Comillas .....	42
Ilustración 10. Ejemplo gráfico del despacho factible y despacho de precios, Universidad Comillas.....	42
Ilustración 11. Combinaciones posibles estados, Universidad Comillas .....	43
Ilustración 12. Liquidación activación SSCC. Regulación secundaria .....	48
Ilustración 13. Liquidación activación SSCC. Regulación terciaria.....	48
Ilustración 14. Liquidación desviaciones autorizadas .....	49
Ilustración 15. Liquidación desviaciones no autorizadas .....	50
Ilustración 16. Precio de bolsa nacional desagregado .....	52
Ilustración 17. Precio de bolsa nacional nuevo desagregado.....	55
Ilustración 18. Comparación precios de bolsa. Reglas actuales y nuevas .....	60
Ilustración 19. Comparación precios de bolsa. Reglas actuales y nuevas .....	60
Ilustración 20. Comparación generación de seguridad. Reglas actuales y nuevas.....	60

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Ofertas y declaración de disponibilidad recursos generación.....	28
Tabla 2. Ofertas y pronósticos de demanda comercializadores .....	30
Tabla 3. Estados plantas en el MEM, Universidad Comillas.....	42
Tabla 4. Liquidación de acuerdo con el cambio de estado, Universidad Comillas .....	44
Tabla 5. Liquidación de estados plantas, MDA.....	45
Tabla 6. Nueva liquidación de acuerdo con el cambio de estado.....	46
Tabla 7. Comparación costos operativos. Reglas actuales y nuevas .....	59
Tabla 8. Comparación costos restricciones. Reglas actuales y nuevas .....	61
Tabla 9. Comparación costos no cubiertos. Reglas actuales y nuevas .....	61
Tabla 10. Arranque autónomo por áreas.....	62
Tabla 11. Supuesto para estimar costo unitario fijo de arranque autónomo.....	62
Tabla 12. Sensibilidades costo unitario arranque autónomo .....	63

## **MODERNIZACIÓN DEL MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA (Despacho vinculante, mercados intradiarios y servicios complementarios)**

### **1. ANTECEDENTES**

#### **1.1. UN POCO DE HISTORIA**

En Colombia después del racionamiento de energía que se presentó entre los años 1992 y 1993, se expidió la Ley Eléctrica, Ley 143 de 1994, mediante la cual se dio origen a la reestructuración del sector eléctrico, en donde uno de los pilares fundamentales fue la creación de un mercado competitivo con transacciones de corto y largo plazo.

En cumplimiento de los lineamientos definidos en la Ley 143 de 1994 para la creación del mercado competitivo, en 1995 la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) expidió el reglamento de operación (Resolución CREG 025) y reglamento comercial (Resolución CREG 024), para que se diera inicio al Mercado de Energía Mayorista (MEM) a partir del 20 de julio de 1995.

Desde de la entrada en operación del MEM, es decir desde hace casi veinte cinco (25) años), ha venido funcionando sin que se hayan presentado cambios fundamentales en el modelo de mercado de corto plazo adoptado con las citadas resoluciones. Los cambios que se han incorporado son complementos al modelo adoptado en 1995, en los temas de: remuneración de la generación de seguridad (Resolución CREG 034 de 2001), transacciones de internacionales de energía (Resolución CREG 004 de 2003) y pasar de la oferta de un solo valor a una oferta en dos partes: costos variables y arranque-parada (Resolución CREG 051 de 2009).

#### **1.2. MERCADO ACTUAL**

El esquema de mercado de corto plazo adoptado mediante las Resoluciones CREG-024 y 025 de 1995 y CREG 051 de 2009 tiene las siguientes características:

- i. Los agentes generadores con plantas térmicas e hidráulicas con capacidad mayor de 20 MW, informan diariamente para cada planta y/o unidad: i) la oferta de precios<sup>1</sup>, que corresponde a un precio para todas las horas del día, y ii) la disponibilidad a nivel horario. Las plantas con una capacidad menor a 20 MW declaran solamente la disponibilidad.
- ii. Los agentes generadores con plantas térmicas deben declarar trimestralmente los costos de arranque-parada.
- iii. El primer despacho que se hace es para atender las necesidades de regulación secundaria de frecuencia, la oferta para regulación secundaria es atendida por lo general con plantas de generación hidráulicas.

<sup>1</sup>En la Res. 025 de 1995 se hablaba de ofertas de precio a nivel horario, lo cual se modificó con la Res. 026 de 2001 por un precio para las 24 horas.

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 8

- iv. El segundo despacho que se adelanta con la información reportada por los agentes y la demanda esperada corresponde al programa de despacho de energía mediante un proceso de optimización con horizonte de 24 horas, donde se busca encontrar la solución más económica para atender la demanda del día, sujeto a las restricciones del sistema.
- v. En el día de operación, cuando existe eventos que afecten la atención de la demanda, por ejemplo, la salida de una planta o una línea, se hace un redespacho que permite actualizar el programa de despacho.
- vi. El precio de bolsa horario de energía se determina ex post como el mayor precio de oferta de las plantas y/o unidades. Este proceso se lleva a cabo mediante el despacho ideal, el cual se realiza considerando los precios ofertados y los precios de arranque-parada de tal forma que se escoge la combinación de plantas que permite atender la demanda real al menor costo, sin considerar las restricciones del sistema.
- vii. Las diferencias entre la generación real y el despacho ideal de las plantas y/o unidades generación, se concilian mediante un proceso de reconciliaciones en donde se evalúan las desviaciones para definir las compensaciones: positivas, cuando la generación real es mayor que el despacho ideal, y negativas, cuando la generación real es menor que el despacho ideal.
- viii. Los precios de las ofertas los hacen los agentes teniendo en cuenta sus costos y la percepción de riesgo de los generadores.

El esquema tal como fue descrito anteriormente, que viene operando desde el año 1995, se resume en la Ilustración 1. El único cambio relevante se dio en el año 2009, donde se separaron las ofertas de las plantas térmicas en costos variables y costos de arranque-parada.

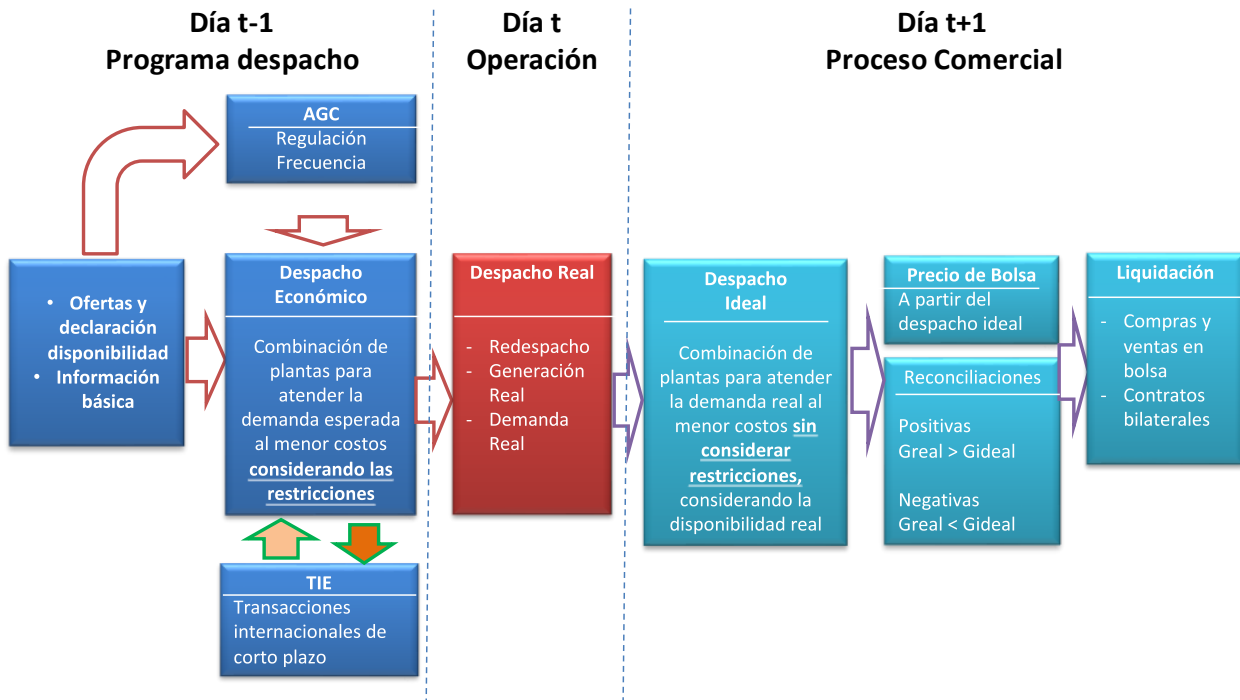


Ilustración 1. Esquema de mercado de energía de corto plazo

D-114-2021 MODERNIZACIÓN DEL MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 9

Sin embargo, el mercado descrito anteriormente, que en su momento fue referente para los mercados eléctricos en Latinoamérica, hoy en día con los nuevos desarrollos que existen para los mercados eléctricos: nuevas tecnologías, agentes y formas de transar, se requiere evolucionar, dado que el diseño del mercado actual presentar inflexibilidades que no permiten mejorar su desempeño.

### 1.3. ESTUDIOS

Teniendo en cuenta la situación descrita en el numeral 1.2., la CREG, el Departamento Nacional de Planeación (DNP) y el Ministerio de Minas y Energía (MME) han adelantado en los últimos años una serie de estudios con miras a establecer los cambios que se deberían implementar en el mercado de corto plazo, con el fin de lograr un mercado eléctrico con una formación de precios eficiente acorde con las nuevas necesidades del sector.

Para hacer un recuento ordenado de los principales estudios adelantados, nos permitimos hacer un recuento en orden cronológico:

- i. **Año 2016.** La CREG adelanta un análisis interno con los expertos y asesores de la entidad, con el fin de determinar la mejor alternativa para superar las limitaciones que presenta el mercado. Se publicó el documento CREG 004B del 5 de febrero de 2016 con propuesta conceptual de despacho vinculante teniendo en cuenta la experiencia en otros mercados.

En ese mismo año, el DNP adelantó estudio sectorial del mercado de energía, con el consorcio EY & Enersinc, en donde en el producto 4 se evaluaron propuestas de modificación sobre el funcionamiento del Mercado de Energía Mayorista colombiano.

Dado los diferentes análisis que adelantaron, en el sector se generó un consenso sobre la conveniencia de tener transacciones vinculantes, sesiones más cerca de la operación y despacho co-optimizado de la energía y los servicios complementarios.

- ii. **Año 2018.** Para avanzar en la definición de las transacciones vinculantes, sesiones intradiarias, servicios complementarios y despacho co-optimizado, la CREG adelantó estudios con la Universidad de Comillas para adelantar la propuesta para la introducción del despacho vinculante, mercados intradiarios y mecanismo de balance, y con el consorcio PSR-DiAvanti, se evaluaron las necesidades de servicios complementarios para el Sistema Interconectado Nacional (SIN), teniendo en cuenta la mayor participación de la generación variable en el mercado, y la formulación del despacho co-optimizado.
- iii. **Año 2019.** Para profundizar los análisis de los mercados de energía y servicios complementarios propuestos en los estudios del 2018, la CREG contrató al consorcio PSR-PHC para la integración y simulación de las reglas operativas y comerciales definidas en los estudios de despacho vinculante, mercados intradiarios y servicios complementarios.
- iv. **Año 2020.** El MME adelantó estudio sectorial con 20 expertos nacionales e internacionales, que dieron sus recomendaciones al gobierno nacional para la construcción de la hoja de ruta para la energía del futuro: eficiente, confiable y sostenible. En el foco 1 la misión abordó los temas de competencia, participación y estructura del

D-114-2021 MODERNIZACIÓN DEL MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 10

mercado eléctrico. En dichas recomendaciones se mantiene que en el diseño del mercado de corto plazo se continúe con las iniciativas de: despacho vinculante, mercados intradiarios, mecanismo de balance y mercado de servicios auxiliares que viene estudiando la CREG y se evalúe la conveniencia de migrar a mediano plazo hacia un esquema nodal.

## 2. INFORMACIÓN GENERAL

De acuerdo con los estudios sectoriales adelantados, los cuales fueron de conocimiento del sector en el momento de su presentación y publicación en los períodos descritos en el numeral 1.3 del presente documento, el diagnóstico de la problemática del mercado eléctrico colombiano de corto plazo se puede resumir en los siguientes siete (7) temas:

### 2.1. REDESPACHO SIN PENALIZACIONES Y POTENCIAL COMPORTAMIENTO OPORTUNISTA

Respecto al tema de penalizaciones por incumplimiento del programa de generación y potencial comportamiento oportunista, los estudios identifican lo siguiente:

- i. Los cambios del despacho que resultan de la indisponibilidad total o parcial de una planta no implican una penalidad comercial para quienes se desvían. Es decir, el despacho programado es indicativo más no vinculante.
- ii. Es responsabilidad del operador y no de los generadores, reestablecer el balance entre oferta y demanda cuando alguien se declare indisponible.
- iii. Los redespachos que se presentan por los incumplimientos al programa de despacho generan las siguientes situaciones sub-óptimas: i) comportamientos oportunistas, al tener una lista de causales de redespacho que no es transparente y difícil de verificar, y ii) limita la posibilidad de aprovechar recursos, al utilizar las ofertas del día anterior, siendo que se podrían tener ofertas más económicas para el día de operación.
- iv. Los niveles de redespacho diario son significativos, en algunos períodos se llega al 10% de la generación total, lo que conlleva un despacho sub-óptimo que es asumido por la demanda. La principal causal de redespacho es la indisponibilidad de las unidades de generación (87% de las veces).

### 2.2. FALTA DE SEÑALES DE PRECIOS OPORTUNA PARA LA TOMA DE DECISIONES EN LA OPERACIÓN

De acuerdo con las reglas vigentes del mercado de corto plazo, el precio de oferta a considerar para las decisiones operativas del día de operación corresponde con la oferta realizada en el día anterior a la operación, es decir en el día d-1. Sobre este aspecto los estudios señalan lo siguiente:

- i. En el redespacho se toman decisiones de operación utilizando las ofertas del día anterior que puede tener condiciones diferentes a las que se presentan en el día de la operación.

D-114-2021 MODERNIZACIÓN DEL MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 11



- ii. Ejemplo de la situación descrita son los vertimientos que se presentan en las plantas que no entraron en el despacho programado, y en el día de la operación dichos vertimientos llegan a niveles máximos. De acuerdo con los estudios, en algunos períodos los vertimientos aprovechables pudieron llegar a representar cerca del 1.3% de la generación total del sistema.
- iii. Otro ejemplo de la falta de oportunidad de la actualización de las ofertas se tiene con el mercado de gas, dado que las plantas térmicas podrían conseguir gas en el mercado secundario para el día de operación, pero les es posible reflejar esto en las ofertas.

### **2.3. ASIGNACIÓN DE RIESGOS ENTRE OFERTA Y DEMANDA E INCREMENTO DE FUENTES VARIABLES DE ENERGÍA (PLANTAS SOLARES Y EÓLICAS)**

En la actualidad el programa de generación que se publica el día anterior a la operación es referencial, de tal forma que la indisponibilidad de las plantas de generación que se le reporta al Centro Nacional de Despacho para adelantar un proceso de redespacho, que por principio acarrea una solución de mayor costo, la cual, no es asumido por los que incumplen el programa. Al respecto se señala que dicho procedimiento tiene una incorrecta asignación de riesgos, dado que:

- i. Se traslada a la demanda los costos asociados con los cambios del redespacho y desviaciones (menores al 5%) por fuera del despacho programado.
- ii. Las plantas no despachadas centralmente (PNDC) declaran disponibilidad, lo que en principio es su programa de despacho, pero pueden desviarse sin ninguna consecuencia, pero el operador debe balancear el sistema en tiempo real mediante autorizaciones. El rango de desviaciones, lo han cuantificado los estudios, entre el -33% y el 29%, con una desviación estándar del 9%. Los cambios en el despacho son asumidos por la demanda al tenerse que operar con recursos menos competitivos.
- iii. Con la expectativa de entrada de una participación importante de generación variable, con las reglas actuales, conllevaría a que el problema de la incertidumbre en el despacho programado sea de una magnitud relevante.

### **2.4. INFORMACIÓN OPORTUNA PARA TOMA DE DECISIONES DE OTROS AGENTES**

En el mercado actual el precio de la energía se conoce posterior a la operación (expost) y el programa de despacho día anterior a la operación es indicativo. En ese sentido los estudios se han identificado la siguiente problemática:

- i. El hecho de que el programa de despacho sea únicamente indicativo se ha identificado como uno de los elementos que condiciona el diseño de los programas de participación de la demanda, dado que no es posible establecer los precios a los cuales se comprometería la demanda.
- ii. La falta de contar con un precio de compromiso para la operación dificulta las transacciones internacionales (TIES). En la actualidad para poder concretar la transacción

D-114-2021 MODERNIZACIÓN DEL MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 12

se tiene una aproximación con un umbral para activar la exportación, cosa que tiene sus riesgos dado que la transacción de define un precio aproximado.

- iii. La activación de las opciones de compra de gas se debe adelantar con precio estimado de bolsa, lo que puede llevar a decisiones que tienen el riesgo de no ratificarse con el precio de bolsa real.

## 2.5. FALTA DE MEDIDAS DE MITIGACIÓN DE PODER DE MERCADO

La actividad de generación en el Mercado de Energía Mayorista (MEM) es oligopólica, dado que un alto porcentaje de ella se encuentra concentrada en pocos agentes. En el 2020, las tres (3) primeras empresas generaron el 60.68% y si se consideran las siguientes cuatro (4) empresas la participación llega al 80.5%. En este entorno los estudios han identificado lo siguiente:

- i. El MEM presenta un grado importante de concentración a nivel de la oferta de generación y de integración vertical en generación y comercialización, lo que genera inquietudes respecto a la vulnerabilidad del mercado al ejercicio de poder de mercado.
- ii. Dicha condición es una preocupación de mayor relevancia para el mercado de corto plazo por: restricciones de red, subastas repetitivas y la inelasticidad de la demanda.
- iii. Lo anterior son características de los mercados eléctricos de corto plazo en diferentes lugares, no solo en Colombia, razón por lo cual se toman medidas que aseguren el funcionamiento competitivo de dicho mercado. Muchas de estas medidas son de carácter preventivo.
- iv. Análisis del monitoreo del mercado (Wolak 2009 y Comité vigilancia SSPD) han indicado que existen condiciones en el MEM que incrementan la habilidad y el incentivo para que algunos agentes se beneficien a través del potencial ejercicio de poder mercado.

## 2.6. FALTA DE MECANISMO PARA LA PARTICIPACIÓN DE LA DEMANDA

En el diseño vigente del mercado de corto plazo, la demanda tiene una participación pasiva y solamente se limita ser tomadora de precio y a aportar los pronósticos de demanda para el día de operación. Es decir, el precio de la energía solo se forma con las ofertas de los generadores. En ese sentido, los comentarios respecto a la demanda son los siguientes:

- i. La participación de la demanda se ha limitado a la posibilidad de cambiar de proveedor del servicio en el mercado minorista y a negociar el precio del servicio con el comercializador de su elección para el caso de los usuarios no regulados.
- ii. La imposibilidad de tener acceso al MEM por parte de los usuarios no regulados.
- iii. No existen incentivos para tener pronósticos acertados del consumo esperado, dado que las desviaciones de consumo frente al pronóstico son asumidas por toda la demanda. Dicha situación se hace más evidente en los grandes consumidores.

D-114-2021 MODERNIZACIÓN DEL MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 13

## 2.7. FALTA DE MERCADO DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

En la situación actual, el mercado de servicios complementarios se ha limitado a la regulación secundaria de frecuencia, la cual se asigna mediante un despacho que define primero que el despacho de la energía. Sin embargo, con la expectativa de una mayor participación de generación variable, contar con un mercado de servicios complementarios ampliado es necesario para dar mayor participación a las nuevas tecnologías manteniendo un sistema confiable y seguro en la atención de la demanda. Dada la situación los estudios han identificado lo siguiente:

- i. La asignación de la regulación secundaria de frecuencia (AGC) se realiza con proceso de optimización previo al despacho económico, lo que implica una des-optimización del programa de generación. La asignación puede conllevar a mayor generación obligada en el despacho económico.
- ii. Se utiliza la misma oferta de la energía para despacho del AGC.
- iii. No existe mercado de reserva terciaria, lo que conlleva a que para liberar el AGC se tenga que utilizar frecuentemente desviaciones autorizadas por el CND.
- iv. Se asigna igual cantidad de holgura secundaria para subir y bajar, siendo que pueden tener precios y necesidades diferentes.
- v. No se tiene reglamentado el servicio de generación de arranque autónomo, solamente es potestativo de las plantas la instalación de dicho tipo de generación. Lo anterior, puede poner en riesgo la recuperación oportuna del sistema ante una contingencia.
- vi. Ante la inminente participación de generación variable: solar y eólica, se incrementan las necesidades de los diferentes servicios complementarios.

## 3. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

Esta sección presenta los resultados de la metodología de análisis de impacto normativo (AIN), en la que, como primer paso se contempla la identificación del problema. Para ello, es necesario identificar cuáles son las consecuencias visibles del problema y posteriormente sus causas. En esta sección se recoge el diagnóstico de la situación del MEM, presentado en el numeral 2. a partir de los estudios sectoriales que se adelantaron.

### 3.1. CONSECUENCIAS

Al evaluar los resultados del comportamiento del mercado de energía de corto plazo, se identifican las siguientes consecuencias:

- i. Alta frecuencia de redespachos con significativa energía re-despachada, llegando al 10% de la generación total, lo que des-optimiza la operación.
- ii. Redespacho sin costo para el generador y potencial comportamiento oportunista.

D-114-2021 MODERNIZACIÓN DEL MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 14

- iii. Asignación del riesgo y costos del redespacho en forma prioritaria a la demanda.
- iv. Aumento del redespacho por incremento de generación variable: plantas hidráulicas sin regulación, plantas eólicas y plantas solares.
- v. Falta de señales de precio oportuna y en firme para toma de decisiones de producción y consumo.
- vi. Mercado de una sola punta, solo los generadores son activos en la definición del precio.
- vii. Cantidad apreciable de desviaciones del programa de generación, tanto autorizadas como no autorizadas.
- viii. Herramientas insuficientes para afrontar contingencias y para el restablecimiento del sistema ante colapso.
- ix. Despacho subóptimo por falta de definición de los servicios complementarios y por despacho de AGC y energía en forma secuencial.

### 3.2. CAUSAS

De los análisis adelantados por diferentes estudios, se determina que las causas que llevaron a que se presentaran las consecuencias anteriormente señaladas son:

- i. Alejamiento entre la programación y la operación en tiempo real sin herramientas de ajuste de oferta para los agentes.
- ii. Programas de generación no vinculantes, sin transacciones en firme antes de la operación en tiempo real.
- iii. No hay señal de precio exante. La determinación del precio de la energía después de pasada la operación.
- iv. Participación pasiva de la demanda en el mercado spot o bolsa de energía. Actúa como tomadora de precio.
- v. Reglas de mitigación de poder de mercado ex-post son insuficientes y se requieren complementar.
- vi. Despacho de regulación secundaria de frecuencia y energía de forma secuencial, sin co-optimización, lo que conlleva a una condición subóptima.
- vii. Ausencia de una definición actualizada de los servicios complementarios requeridos para el Sistema Interconectado Nacional, SIN.
- viii. Ausencia o asignación ineficiente de los servicios complementarios: regulación terciaria y arranque autónomo.

### 3.3. IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA

El mercado de energía de corto plazo presenta limitaciones e ineficiencias en términos de programación de los recursos, formación de precios, manejo de riesgos, asignación de responsabilidades y suministro de servicios complementarios; dada la evolución de los mercados eléctricos, la dinámica del mercado local y la necesidad de incorporar nuevas tecnologías y tener una participación más activa de la demanda.

## 4. OBJETIVOS

Partiendo del principio de que en el mercado de corto plazo debe existir amplia participación de las diferentes tecnología y mecanismos para gestionar los riesgos, siendo que los mismos se deben asignar a quien los causa, además de que deben existir mecanismos para una formación eficiente del precio y herramientas suficientes para la operación confiable y segura, la CREG ha identificado una serie de objetivos que se quieren alcanzar con la propuesta regulatoria para el mercado de energía de corto plazo.

### 4.1. OBJETIVOS GENERALES

1. Establecer un mercado ampliado, con compromisos vinculantes y ajustes en el día de operación.
2. Establecer una programación eficiente con despacho co-optimizado de energía y servicios complementarios.
3. Fijar los precios del mercado ex-ante, o sea antes de la toma de decisiones.
4. Facilitar las transacciones internacionales.
5. Habilitar la participación activa de la demanda en la bolsa.
6. Contar con medidas efectivas para mitigar poder de mercado ex-ante a la operación.
7. Caracterizar los servicios complementarios y definir los métodos de oferta y asignación.
8. Habilitar la participación de nuevas tecnologías en el mercado.

### 4.2. OBJETIVO PRINCIPAL

Modernizar el mercado de energía de corto plazo en términos de programación de los recursos, formación de precios, manejo de riesgos, asignación de responsabilidades y suministro de servicios complementarios, para responder a la evolución y nuevos retos del mercado de energía.

D-114-2021 MODERNIZACIÓN DEL MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 16

### 4.3. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Contar con un mercado de compromisos comerciales vinculantes que se puedan ajustar en sesiones cercanas a la operación.
2. Implementar en el despacho diario un proceso de co-optimización de la energía y servicios complementarios.
3. Suministrar señales de precios firmes de la energía y otros servicios antes de la operación en tiempo real.
4. Establecer un esquema de mitigación ex-ante de poder de mercado que prevenga comportamientos estratégicos de los generadores.
5. Establecer mecanismo para que la demanda participe activamente en el mercado a través de ofertas.
6. Establecer mecanismos competitivos para la oferta, asignación y remuneración de los servicios complementarios: regulación secundaria, terciaria y arranque autónomo.
7. Habilitar la participación de nuevas tecnologías junto a las convencionales en el mercado de energía y servicios complementarios.

## 5. ALTERNATIVAS

De acuerdo con la revisión las mejores prácticas de la experiencia internacional, las cuales se presentaron los estudios, las alternativas de diseño para la bolsa de energía son las siguientes:

### 5.1. MERCADO DE OFERTA DE UNA LIQUIDACIÓN (MERCADO ACTUAL SIN INTRADIARIOS)

Mantener el esquema actual, pero incorporando ajustes para tratar de mitigar los principales problemas que se presentan, conlleva a que se mantenga algunas de los inconvenientes que presenta el esquema, tal como: falta de un esquema de despacho cerca de la operación para el manejo de los riesgos e inflexibilidad para la participación de la demanda, lo que afecta la formación del precio.

Ahora, de persistir con el esquema actual, se mantendría una resistencia a los cambios estructurales que son necesarios introducir para acercar el mercado energético de corto plazo a un esquema que esté acorde con las necesidades del sistema ante los cambios tecnológicos, la participación de nuevos agentes, nuevas formas de transar la energía y asignación de los riesgos al causante de estos.

### 5.2. MERCADO DE COSTOS

El mercado de costos se caracteriza porque los agentes generadores declaran sus costos variables de producción, los cuales son validados o rechazados mediante un mecanismo de

D-114-2021 MODERNIZACIÓN DEL MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 17

verificación centralizado. En el caso del sistema colombiano que es un sistema hidrotérmico, este tipo de mercado significaría la definición centralizada del precio del agua embalsada.

En Colombia antes del mercado ofertas actual que tuvo inicio en 1995, se aplicaba un esquema similar a los costos en donde centralizadamente el operador del sistema definía el precio del agua, sin embargo, lo que en su momento generaba controversia. En ese sentido, se considera que pasar de un mercado de ofertas a uno de costos significaría un paso atrás.

### **5.3. MERCADO TIPO “POOL” DE OFERTA DE PRECIOS DE MÚLTIPLES LIQUIDACIONES (UNINODAL)**

El mercado colombiano actual se caracteriza por ofertas de los agentes generadores y una única liquidación que se adelanta después de la operación. Ahora, el mercado de múltiples liquidaciones es donde se define el precio y las cantidades antes de la operación, y se contemplan varios mercados a lo largo del día de operación en los cuales se pueden realizar transacciones para ajustar posiciones.

Los mercados de múltiples liquidaciones, en donde se tienen ofertas de los generadores y la demanda, son más complejos para su administración. Sin embargo, son más flexibles y se adaptan mejor a las condiciones cambiantes en el tiempo de los mercados. Este tipo de mercado son los que se han impuesto en aquellos países en donde se tienen mercados eléctricos con ofertas.

### **5.4. MODELO DE CONTRATACIÓN BILATERAL FÍSICA**

El modelo de contratación bilateral física conlleva a que los agentes tomen posiciones físicas mediante negociaciones bilaterales directas o a través de plataformas de negociación.

Este modelo no garantiza que se minimice el costo de operación del sistema, las transacciones bilaterales siempre estarán sujetas a la disponibilidad de transporte en la red de transmisión, la formación de precio es opaca porque los precios de los contratos no son de conocimiento público y solo se conoce el precio de balance de un mercado residual.

### **5.5. MODELO DE “POOL” MULTINODAL**

El modelo de pool multinodal se puede considerar como una evolución del modelo de pool uninodal. Dicho modelo busca la integración de la operación física con las transacciones comerciales y la formación de precios marginales por nodo. Este esquema permite la asignación local del costo de las congestiones de red.

Para el caso colombiano, evolucionar a este modelo requiere considerar las implicaciones sobre el esquema actual de contratos, el cumplimiento de las obligaciones de energía firme del cargo por confiabilidad y efectos distribucionales.

## **6. ALTERNATIVA SELECCIONADA**

Teniendo en cuenta las diferentes alternativas para el mercado energético de corto plazo, después de las evaluaciones adelantadas en los diferentes estudios, se seleccionó la alternativa

D-114-2021 MODERNIZACIÓN DEL MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 18

de modelo de pool uninodal con múltiples liquidaciones con un mercado de servicios complementarios ampliado por las siguientes razones:

- i. De acuerdo con la revisión de las experiencias internacionales y los estudios adelantados, se encuentra que el diseño de mercado que más de ajusta con los objetivos para el mercado colombiano y que se acopla con la evolución del mercado actual, consiste en un mercado de múltiples liquidaciones, compuesto con la implementación de reglas de mercado de despacho vinculante el día anterior a la operación, junto con la implementación de mercados intradiarios.
- ii. Contar con los tipos de subasta promueve la disciplina al despacho programado puesto que genera vínculos financieros en firme antes de la operación. Además, permite cambios de posición en períodos más cercanos a la operación con el fin de aprovechar los recursos de menor costo.
- iii. Dado la participación de nuevas tecnologías con generación variable conlleva contar con un mercado de servicios complementarios más robusto. Además, si se co-optimiza se logra la solución de mínimo costo para la combinación de energía y servicios complementarios demandados por el sistema.

Los detalles de la propuesta del modelo uninodal con múltiples liquidaciones que contendría el reglamento del MEM se presentan a continuación.

El reglamento del MEM recoge las normas que aplican al despacho y transacciones comerciales, por lo tanto, en dicho reglamento se incorporan los conceptos aplicables de las resoluciones CREG 024 de 1995, CREG 025 de 1995, CREG 004 de 2003 y se incluyen las nuevas reglas. Con el fin de tener un reglamento autocontenido de las todas las responsabilidad, actividades y operaciones que pueden adelantar los agentes en el Mercado de Energía Mayorista.

Para facilitar el entendimiento de las reglas propuestas, los temas se agrupan por bloques de acuerdo con la naturaleza de cada uno de ellos.

## **6.1. BLOQUE 1. ASPECTOS GENERALES, REQUISITOS, OBLIGACIONES Y CONTRATOS**

El bloque 1 se actualiza y compila, de acuerdo con el nuevo marco, todas las condiciones de registro, obligaciones, tipos de transacciones y responsabilidades de los agentes en el Mercado de Energía Mayorista.

### **6.1.1. Aspectos generales**

En los aspectos generales se cubren las reglas para el funcionamiento del MEM y la interacción entre sus participantes. Quienes adquieren obligaciones como resultado de transacciones, operaciones o procesos de reconciliación de energía, los agentes encargados de la prestación de servicios centralizados.

Se definen las operaciones en el MEM y los diferentes mecanismos de comercialización, tales como: convocatorias Resolución CREG 130 de 2019, bolsa, contratos, mecanismos de la Resolución CREG 114 de 2018, autogeneración y cogeneración, mecanismos administrados por el Ministerio de Minas y Energía y otros mecanismos que se vayan desarrollando.

D-114-2021 MODERNIZACIÓN DEL MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 19



En lo que respecta a los servicios administrados, se consideran los prestados por el ASIC, CND y LAC, los servicios asociados al Sistema de Información del MEM -SIMEM- y el Gestos Independiente de Datos e Información -GIDI.

### **6.1.2. Requisitos y obligaciones de los agentes**

Se cubren los aspectos relacionados con: condiciones mínimas de participación, sistemas de medición y comunicación, registro de agentes ante el ASIC y el LAC, inicio de actividades, retiros de agentes y activos, y costos de participación.

### **6.1.3. Contratos en el MEM**

En el tema de contratación se cubren los diferentes tipos de contratos, tales como: negociación directa, las resultantes del Mercado Anónimo Estandarizado -MAE-, las operaciones en la bolsa, las resultantes de instrucciones regulatorias entre otras.

Además, se define el registro de las relaciones contractuales ante el ASIC, el contenido mínimo para la liquidación en bolsa y la cesión y terminación de dichas relaciones contractuales.

## **6.2. BLOQUE 2. MERCADOS VINCULANTES, SESIONES INTRADIARIAS Y SERVICIOS COMPLEMENTARIOS**

El bloque 2 comprende el desarrollo de las nuevas reglas para mercado energético de corto plazo pasando por: el despacho vinculante, sesiones intradiarias, co-optimización y el mercado de servicios complementarios. Dichos desarrollos toman como base los estudios contratados por la CREG, a los cuales se hizo referencia en el numeral 1.3 del presente documento, teniendo en cuenta las necesidades identificadas de actualizar el mercado eléctrico para asumir los nuevos retos frente a los nuevos desarrollos tecnológicos y la participación de nuevos agentes, con el fin de lograr un mercado de energía con una formación de precios más competitiva y con una asignación de riesgos acorde con el causante. Así como contar con las herramientas necesarias para la operación confiable y segura del sistema.

Además, para lograr una formación de precios más competitiva en el mercado, la CREG incorporó en la propuesta la posibilidad de la participación de la demanda, tema que no fue desarrollado en los estudios señalados.

La propuesta en cada uno de los temas se explica a continuación.

### **6.2.1. Despacho**

En la Ilustración 2 se presenta esquemáticamente la comparación del esquema actual de despacho y nuevo esquema de despacho propuesto.

El esquema actual se caracteriza porque el precio de bolsa (PB) se forma con las ofertas de los recursos de generación y la demanda es pasiva (inelástica), siendo que la función objetivo es la minimización de los costos operativos. Se cuenta con un despacho económico para definir el

D-114-2021 MODERNIZACIÓN DEL MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 20

programa de despacho para atender la demanda y la regulación secundaria. El despacho económico no conlleva compromisos vinculantes. El precio bolsa de la energía se define con un despacho sin red al otro día de la operación (expost).

El nuevo esquema de despacho tiene las siguientes características: i) participación activa de la demanda de los usuarios no regulados en la formación del precio, ii) participación activa de los recursos de generación, iii) la función objetivo es la maximización del beneficio del sistema y iv) las cantidades casadas de demanda y oferta generan compromisos vinculantes, los cuales se pueden ajustar en las sesiones intradiarias. El día anterior a la operación se adelantan el despacho factible y el despacho de precio, despacho sin red. El primero define el programa de despacho para atender las necesidades de energía y la reserva, y el segundo define el precio bolsa (PB) para el día de la operación. Con dichos despachos se establecen los compromisos vinculantes para el día de operación, los cuales se pueden ajustar en las tres (3) sesiones intradiarias que se tienen previstas para el día de operación. En cada sesión intradiaria se vuelven a correr el despacho factible y el despacho de precio, para establecer los cambios en el despacho y en el precio.

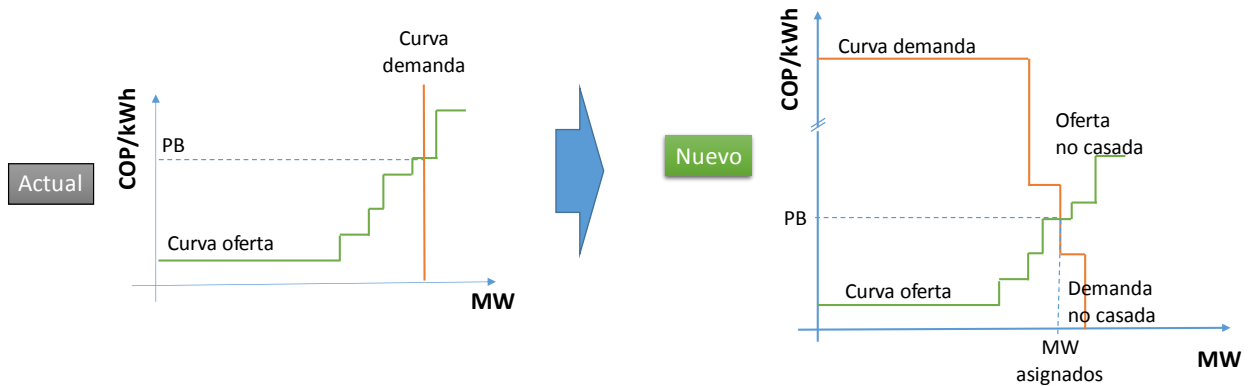


Ilustración 2. Diagrama esquemático despacho actual y nuevo

En los siguientes numerales se describe en detalle los procesos del nuevo esquema de despacho a que se hizo referencia anteriormente.

### 6.2.1.1 Despacho factible

Mediante el despacho factible se establece lo siguiente: i) las cantidades despachadas de energía por recurso de generación para atender la demanda, ii) las cantidades asignadas de energía a cada comercializador, iii) las cantidades asignadas de reserva secundaria: subir y bajar, y reserva terciaria, y iv) los precios para remunerar cada tipo de reserva. Todo lo anterior, teniendo en cuenta las condiciones operativas que tenga el sistema.

La función objetivo planteada para obtener los resultados del despacho factible del sistema corresponde a maximizar el beneficio del despacho co-optimizado de la energía y la reserva: secundaria (subir y bajar) y terciaria.

La información de entrada para adelantar el despacho factible corresponde a: i) recursos de generación: oferta de precio energía, precio de arranque-parada y declaración disponibilidad, ii) demanda se tienen dos tipos: la primera sin curva de precio, corresponde a la demanda inelástica

D-114-2021 MODERNIZACIÓN DEL MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 21

que declara cantidades, y la segunda con curva de precio, corresponde a la demanda elástica que declara curva con cantidad - precio, iii) recurso de generación con servicios de reserva: secundaria (subir y bajar), cantidad y precio de la disponibilidad, y terciaria, cantidad y precio de la disponibilidad. Sobre la oferta de precios de la energía de los recursos de generación se les aplicará reglas de mitigación de poder de mercado, para lo cual, se aplica prueba de *pivotalidad* por agente, y si resulta *pivotal*, se aplica prueba de conducta, tal como se explica en el numeral 6.2.5. Igualmente se aplicará prueba de *pivotalidad* a las ofertas de reserva.

Además, se debe contar con la información de las características técnicas de los recursos de generación, las restricciones eléctricas y operativas del sistema.

En la Ilustración 3 se presenta esquemáticamente el proceso del despacho factible.

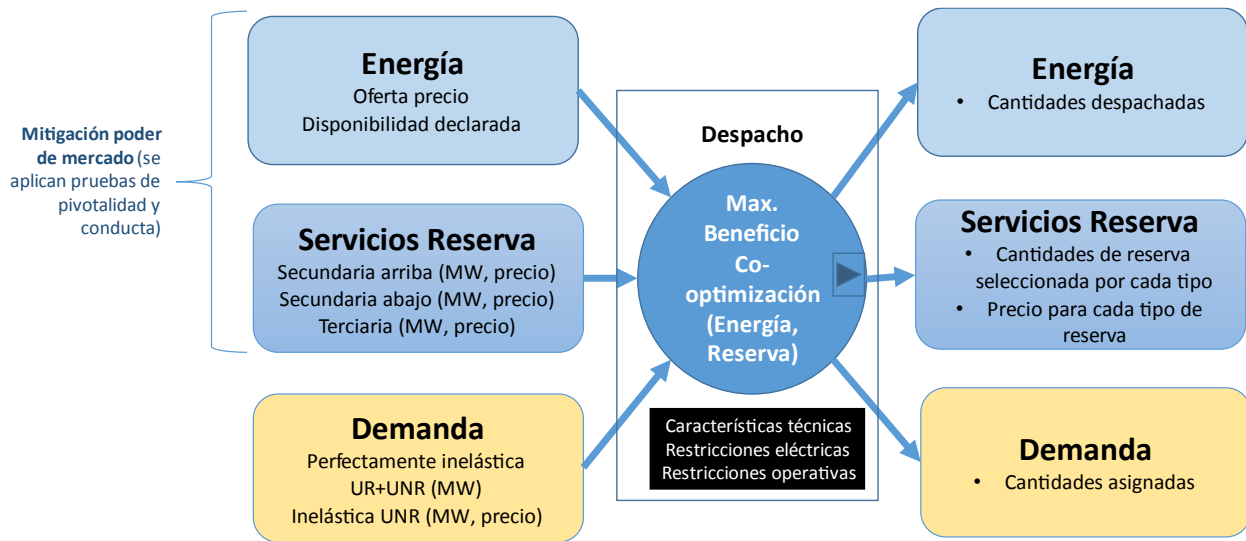


Ilustración 3. Despacho factible

La ecuación propuesta para adelantar la co-optimización del despacho factible planteado es la siguiente:

$$\begin{aligned}
 & \text{Max} \left[ \sum_h \sum_c DSO_{c,h} \times Cr_u + DCO_{c,h} \times Poc_{c,h} \right] \\
 & - \left[ \sum_h \sum_i (Pof_{i,h} \times Q_{i,h} + P_i^{RSS} \times R_{i,h}^{RSS} + P_i^{RSB} \times R_{i,h}^{RSB} + P_i^{RT} \times R_{i,h}^{RT} \right. \\
 & \left. + Par_{i,h}^E \times y_{i,h}) + \sum_e \sum_h \sum_n Cr_{e,h} \times Q_{e,h} \right]
 \end{aligned}$$

Sujeto a:

$$\sum_i Q_{i,h} + \sum_n Q_{n,h}^{AD} + \sum_e Q_{e,h} = \sum_c DSO_{c,h} + \sum_c DCO_{c,h}$$

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 22

$$\sum_i R_{i,h}^{RSS} \geq NRSS_h$$

$$\sum_i R_{i,h}^{RSB} \geq NRSB_h$$

$$\sum_i R_{i,h}^{RT} \geq NRT_h$$

$$\sum_e Q_{e,h} \geq \sum_n \delta_{n,h}$$

*Ecuaciones de balance nodal*  
*Características técnicas recursos de generación*  
*Restricciones eléctrica y soporte de tensión*  
*Restricciones operativas red y áreas*  
*Modelo red transmisión (flujo DC)*

Donde:

$h$	Indexa las horas del día
$i$	Indexa los generadores
$b$	Indexa las barras
$c$	Indexa los comercializadores
$e$	Indexa los escalones de racionamiento
$n$	Indexa los recursos autodespachados
$P_{oc,c,h}$	Precio de oferta de compra del comercializador c en la hora h
$P_{ov,i,h}$	Precio de oferta de venta del recurso de generación i en la hora h
$Q_{i,h}$	Cantidad asignada al recurso de generación i en la hora h, no puede ser superior a la declaración de disponibilidad
$P_i^{RSS}$	Precio de oferta para aumentar potencia del recurso de generación i para la reserva secundaria
$R_{i,h}^{RSS}$	Cantidad asignada para aumentar la potencia del recurso de generación i en la hora h para la reserva secundaria
$P_i^{RSB}$	Precio de oferta para bajar potencia del recurso de generación i para la reserva secundaria
$R_{i,h}^{RSB}$	Cantidad asignada para bajar la potencia del recurso de generación i en la hora h para la reserva secundaria
$P_i^{RT}$	Precio de oferta del recurso de generación i para la reserva terciaria
$R_{i,h}^{RT}$	Cantidad asignada al recurso de generación i en la hora h para la reserva terciaria
$Par_{i,h}^E$	Costo de arranque-parada del recurso de generación i en la hora h, depende del estado: frío, tibio o caliente
$y_{i,h}$	Variable que indica que el recurso de generación i fue prendida en la hora h
$Cr_n$	Costos del último escalón de racionamiento definido por la UPME
$Cr_{e,h}$	Costos de racionamiento definidos por la UPME para el escalón e en la hora h
$\delta_{n,h}$	Variable que indica el racionamiento en el nodo n en la hora h
$Q_{e,h}$	Cantidad racionada dentro del rango del escalón e en la h
$Q_{n,h}^{AD}$	Cantidad declarada recurso n autodespachado en la hora h
$DSO_h$	Demanda de energía sin oferta de precio asignada para la hora h

D-114-2021 MODERNIZACIÓN DEL MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 23

$DCO_h$	Demanda de energía con oferta de precio asignada para la hora h
$G_{i,h}^{AD}$	Generación auto- despachada del recurso de generación i en la hora h
$NRSS_h$	Necesidades de reserva secundaria a subir en la hora h
$NRSB_h$	Necesidades de reserva secundaria a bajar en la hora h
$NRT_h$	Necesidades de reserva terciaria en la hora h

Ecuación 1. Ecuación de co-optimización despacho factible

### 6.2.1.2 Despacho de precio

El despacho de precio tiene como único el objetivo de establecer el precio horario en la bolsa de la energía.

La función objetivo planteada para obtener los resultados del despacho del precio del sistema corresponde a maximizar el beneficio del despacho optimizado de la energía, dado que la reserva, dado que dicha reserva se define (cantidad y precio de la disponibilidad) en el despacho factible, tal como informó anteriormente.

La información de entrada para adelantar el despacho de precio corresponde a: recursos de generación: oferta de precio energía, precio de arranque-parada y declaración disponibilidad, descontándole la reserva secundaria a subir y/o reserva terciaria asignada, lo que conlleva a que despacho de precio se adelante posteriormente al despacho factible, ii) demanda sin curva de precio, demanda inelástica, declaración de cantidades, y con curva de precio, demanda elástica, declara curva con cantidad - precio, y iii) las características técnicas de los recursos de generación. Las ofertas de energía se considerarán con las reglas de mitigación de poder mercado a que se hizo referencia en el numeral 6.2.1.1.

En la Ilustración 4 se presenta esquemáticamente el proceso del despacho de precio.

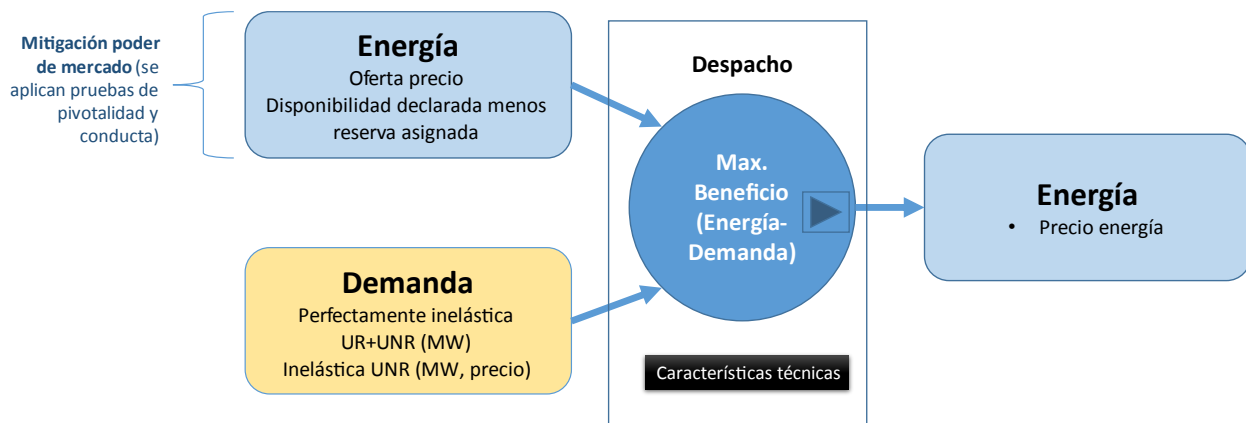


Ilustración 4. Despacho de precio

La ecuación propuesta para adelantar la optimización del despacho de precio planteado es la siguiente:

D-114-2021 MODERNIZACIÓN DEL MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 24

$$\begin{aligned} & \text{Max} \left[ \sum_h \sum_c DSO_{c,h} \times Cr_u + DCO_{c,h} \times Poc_{c,h} \right] \\ & - \left[ \sum_h \sum_i (Pov_{i,h} \times QA_{i,h} + Par_{i,h}^E \times y_{i,h}) + \sum_e \sum_h \sum_b Cr_{e,h} \times Q_{e,h} \right] \end{aligned}$$

Sujeto a:

$$\sum_i QA_{i,h} + \sum_n Q_{n,h}^{AD} + \sum_e Q_{e,h} = \sum_c DSO_{c,h} + \sum_c DCO_{c,h}$$

*Características técnicas recursos generación*

Donde:

$h$	Indexa las horas del día
$i$	Indexa los generadores
$b$	Indexa las barras
$c$	Indexa los comercializadores
$e$	Indexa los escalones de racionamiento
$n$	Indexa los recursos autodespachados
$Poc_{c,h}$	Precio de oferta de compra del comercializador c en la hora
$Pov_{i,h}$	Precio de oferta de venta del recurso de generación i en la hora h
$QA_{i,h}$	Cantidad asignada al recurso de generación i en la hora h, no puede ser superior a la disponibilidad ajustada
$Par_{i,h}^E$	Costo de arranque-parada del recurso de generación i en la hora h, depende del estado: frío, tibio o caliente
$y_{i,h}$	Variable que indica que el recurso de generación i fue prendida en la hora h
$Cr_u$	Costos del último escalón de racionamiento definido por la UPME
$Cr_{e,h}$	Costos de racionamiento definidos por la UPME para el escalón e en la hora h
$Q_{e,h}$	Cantidad racionada dentro del rango del escalón e en la h
$Q_{n,h}^{AD}$	Cantidad declarada recurso n autodespachado en la hora h
$DSO_h$	Demanda de energía sin oferta de precio a ser asignada para la hora h
$DCO_h$	Demanda de energía con oferta de precio a ser asignada para la hora h
$G_{i,h}^{AD}$	Generación auto- despachada del recurso de generación i en la hora h

*Ecuación 2. Ecuación de optimización despacho de precios*

### 6.2.2. Mercado del día anterior y sesiones intradiarias

Para el mercado del día anterior (MDA), donde se establecen los compromisos vinculantes, y las sesiones intradiarias (MID), donde se pueden ajustar los compromisos por: cambios en las cantidades requeridas, disponibilidades y/o cambios en las ofertas, se proponen los siguientes horarios para el cierre de las sesiones y la publicación de los resultados de los despachos factible y de precio.

D-114-2021 MODERNIZACIÓN DEL MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 25

El cronograma propuesto para adelantar el MDA y los MIDs para el día de operación es el siguiente:

- i. A las 8:00 horas del día d-1 se cierra para presentar las cantidades requeridas, en el caso de la demanda, y las ofertas de precio y declaración de disponibilidad, en el caso de los recursos de generación, para el MDA para los 24 periodos del día d. Posteriormente a las 12:30 horas del día d-1 se publica el despacho factible y a las 13:00 horas del día d-1 se publica el despacho de precio. El despacho coordinado con las Transacciones Internacionales de Energía (TIE) se publica en el mismo horario que se tiene establecido en el artículo 49 de la Resolución CREG 004 de 2003.
- ii. A las 20:00 horas del día d-1 se cierra la primera sesión MID (MID1) en donde se pueden actualizar las cantidades requeridas, ofertas de precio y declaración de disponibilidad para los 24 períodos del día d. El despacho factible se publica a las 22:30 horas del día d-1 y el despacho de precios se publica a las 23:00 horas del día d-1. Para esta sesión los agentes van a tener la información de los resultados de la nominación de gas.
- iii. A las 03:00 horas del día d se cierra la segunda sesión MID (MID2) en donde se pueden actualizar las cantidades requeridas, ofertas de precio y declaración de disponibilidad para los 17 períodos del día d, comprendidos entre las 08:00 y 24:00 horas. Para esta sesión los agentes van a estar más cerca del producto ofertado por las plantas solares.
- iv. A las 13:00 horas del día d se cierra la tercera sesión MID (MID3) en donde se pueden actualizar las cantidades requeridas, ofertas de precio y declaración de disponibilidad para los 7 períodos del día d, comprendido entre las 18:00 y 24:00 horas. Para esta sesión el sistema va a estar más cerca del período de mayor demanda.

En la Ilustración 5 se presenta esquemáticamente el cronograma de cierre, publicación y los períodos que se cubren en las sesiones de mercado MDA y los tres mercados MID.

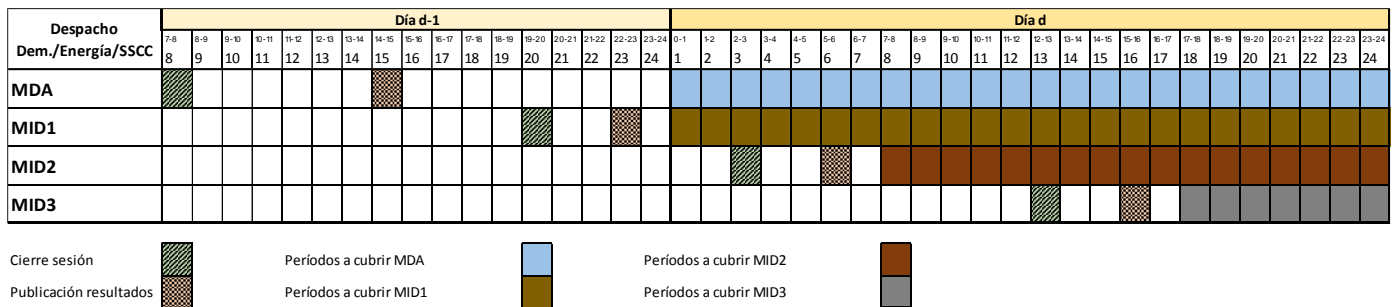


Ilustración 5. Cronograma del mercado MDA y mercados MID

### 6.2.3. Ofertas y disponibilidad recursos de generación

En los sistemas eléctricos la optimización integral requiere del despacho optimizado de todos los recursos que hacen parte de dicho sistema. En ese sentido, no debería haber plantas que hacen parte del despacho y otras que no hacen parte del despacho, dado que se pueden presentar los problemas que se señalaron en los estudios que referenciaron en numeral 1.3.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 26

En Colombia desde el inicio del mercado se estableció que las plantas que no hacían parte de la optimización del sistema eran las de menores de 20 MW, lo que en su momento podría tener justificación en las limitaciones de capacidad de los esquemas de despacho, el manejo simultáneo de información de muchos recursos de generación y la aplicación de reglas de mercado a dichos agentes. Sin embargo, hoy en día con los avances en los esquemas de despacho, medición, comunicaciones y el conocimiento de los mercados que tienen los agentes, dichas limitaciones ya no aplican para los sistemas eléctricos.

Para el sistema eléctrico colombiano, recientemente el legislativo a través de la Ley 1715 de 2014 “*Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional*” estableció que la Comisión deberá establecer condiciones diferenciales para autogeneradores con excedentes menores a 5 MW.

El grupo de generadores menores a 5 MW en la actualidad son 72 planta, es decir el 53% de las plantas no despachadas centralmente (PNDC), con una capacidad acumulada de 136 MW, lo representa el 12.5% de las plantas PNDC. Entre 5 y menores de 10 MW se tienen 19 plantas (14%) con una capacidad acumulada de 143 MW (13%). Finalmente, entre 10 y menores de 20 MW se tienen 45 plantas (33%) con una capacidad acumulada de 808 MW (74%). Es decir, el grupo de menores de 5 MW es el grupo mayoritario en número de plantas, pero con menor capacidad acumulada.

Teniendo en cuenta los anteriores elementos y con el fin de lograr el mayor beneficio para el sistema, se propone que las condiciones diferenciales a recursos de generación se unifiquen, de tal forma que los recursos de generación de 5 MW en adelante oferten y declaren disponibilidad para que hagan parte del proceso de optimización del despacho que adelanta el Centro Nacional de Operación – CND.

### 6.2.3.1 Recursos de generación despachados por optimización

De acuerdo con la anterior propuesta, y teniendo en cuenta las características de los recursos de generación despachados por optimización se propone lo siguiente:

- i. Recursos de generación renovables con capacidad igual o mayor de 5 MW deberán ofertar precio de la energía para el día d y declarar disponibilidad para los 24 períodos del día d de acuerdo con el cronograma del mercado MDA.
- ii. Recursos de generación no renovables con capacidad igual o mayor de 5 MW deberán ofertar curva de precio de la energía con 5 pares cantidad -precio monotónicamente crecientes, aplicable a todos los períodos a cubrir del día d, donde la cantidad corresponde a un rango continuo de capacidad horaria de generación y el último rango debe corresponder con la máxima disponibilidad declarada para el día. Adicionalmente, mensualmente se deberán declarar el precio de arranque – parada de cada configuración.

Adicionalmente, los recursos de generación que ofertan en el mercado de energía y cuentan con equipos para prestar el servicio de regulación secundaria, deberán ofertar dicho servicio para lo cual informarán las cantidades disponibles a subir y bajar en MW y el precio de dichas disponibilidades en \$/MW.

En el caso de lo recurso de generación que deseen participar en el servicio de regulación terciaria deberán declarar las cantidades disponibles y el precio de dicha disponibilidad en \$/MW.

D-114-2021 MODERNIZACIÓN DEL MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 27



Para las 3 sesiones del mercado intradiario, los agentes que representan los recursos de generación podrán actualizar la declaración de precios y disponibilidad para los períodos correspondientes de la sesión intradiaria. Adicionalmente, para dar una mayor flexibilización en el manejo de la disponibilidad, los agentes tienen la alternativa de declarar disponibilidad para períodos de 30 minutos, siendo que la disponibilidad horaria corresponde al promedio de los 2 períodos de 30 minutos.

### 6.2.3.2 Recursos de generación autodespachados

Los recursos de generación con menores a 5 MW e iguales o mayores a 1 MW se consideran autodespachados. Dichos recursos deberán declarar la disponibilidad para cada período horario del día d, la cual será considerada en el proceso de optimización.

### 6.2.3.3 Resumen de las ofertas de los recursos de generación por sesión de mercado

En la siguiente tabla se presenta resumen de las ofertas y declaración de disponibilidad que deben cumplir los recursos de generación, según el tipo de mercado, de acuerdo con lo explicado anteriormente:

Agente	Mercado día anterior d-1 [MDA]	Sesiones intradiaria [MID]
<b>Generadores recurso renovables <math>\geq</math> 5 MW (*)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Oferta precio energía para día d por recurso un solo valor día</li> <li>- Disponibilidad horaria para día d por recurso</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Puede re-ofertar con los mismos formatos del MDA</li> <li>- Opcional: declarar disponibilidad cada 30 minutos según sesión</li> </ul>
<b>Generadores recurso no renovables (térmicas) <math>\geq</math> 5 MW (*)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Curva de oferta para día d con 5 pares escalonados (MW y precio). Último punto igual a disponibilidad</li> <li>- Disponibilidad horaria para día d por recurso</li> <li>- Costos de arranque-parada, se actualizan mensualmente</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Puede re-ofertar con los mismos formatos del MDA</li> <li>- Opcional: declarar disponibilidad cada 30 minutos según sesión</li> </ul>
<b>Generadores con SSCC - Secundario</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Oferta horaria de cantidades disponibles a subir (MW) y precio.</li> <li>- Oferta horaria de cantidades disponibles a bajar (MW) y un precio.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Puede re-ofertar con los mismos formatos del MDA</li> <li>- Opcional: declarar disponibilidad cada 30 minutos según sesión</li> </ul>
<b>Generadores con SSCC - Terciario</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Oferta horaria de cantidades disponibles (MW) y un precio</li> </ul>	

(\*) Los recursos con equipos para AGC que oferten energía deben ofertar regulación secundaria.

*Tabla 1. Ofertas y declaración de disponibilidad recursos generación*

### 6.2.4. Participación de la demanda

En cuando a la declaración de la demanda para participar en el despacho, de acuerdo con el cronograma para el mercado MDA y los mercados MID, se le aplicará lo siguiente:

D-114-2021 MODERNIZACIÓN DEL MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 28

### 6.2.4.1 Comercializadores

Los comercializadores, de acuerdo con tipo de usuarios, deberán cumplir con lo siguiente:

- i. Comercializadores con demanda perfectamente inelástica, es decir la demanda cuya cantidad no depende del precio, declaran al CND las cantidades horarias de demanda. En este grupo pueden tenerse usuarios regulados y no regulados. Respecto de los usuarios regulados, el comercializador definirá la metodología para establecer dicha demanda, y respecto de los usuarios no regulados dichos usuarios deben reportar al comercializador el pronóstico, de tal forma que el comercializador pueda consolidar la demanda horaria para este grupo.
- ii. Comercializadores con Usuarios No Regulados (UNR) que voluntariamente deseen participar con curva de oferta y que cuentan con sistemas de medición para el seguimiento del consumo horario, deberán entregar al CND las curvas de compra escalonada monótonamente creciente para todos los períodos horarios a cubrir hasta con 5 pares de precio y cantidad. La cantidad corresponde a un rango continuo de cantidad horaria a comprar. Dichas curvas deberán corresponder a las reportadas por UNR al comercializador

Para las 3 sesiones del mercado intradiario, los comercializadores con demanda inelástica podrán actualizar las cantidades horarias de demanda para los períodos correspondientes de la sesión intradiaria. Adicionalmente, para dar una mayor flexibilización en el manejo de la demanda, los comercializadores tienen la alternativa de declarar la demanda de energía para períodos de 30 minutos, siendo que la demanda horaria corresponde a la suma de los 2 períodos de 30 minutos.

En lo que respecta a los comercializadores con UNR que declaren curva podrán actualizar dicha curva con las cantidades y precios para el segmento no asignado en un mercado previo, la cual aplicará para el despacho de los períodos correspondientes según la sesión intradiaria que se esté adelantando.

### 6.2.4.2 Recursos de autogeneración menores a 1 MW

En el caso de los comercializadores con recursos de autogeneración menores a 1 MW en el área de comercialización, el pronóstico de demanda del comercializador deberá incluir el efecto del autogenerador, es decir, se deberán reportar la necesidades o excedentes netos que presenta el área de comercialización por autogeneración a esta escala.

### 6.2.4.3 Recursos de generación menores a 1 MW

Los recursos de generación menores a 1 MW harán declaración de disponibilidad horaria al CND, con el propósito que dichos valores sean descontados por el CND de las proyecciones de demanda del comercializador en donde se encuentra ubicado el recurso de generación, de tal forma que determine la demanda que se requiere atender en el proceso de despacho centralizado.

#### 6.2.4.4 Resumen de las ofertas comercializador por sesión de mercado

En la siguiente tabla se presenta resumen de las ofertas y los pronósticos de demanda que deben declarar los comercializadores, según el tipo de mercado. Además, se incluyen aquellos recursos de generación que se deben considerar en los pronósticos por los comercializadores.

Agente	Mercado día anterior d-1 [MDA]	Sesiones intradiaria [MID]
<b>Comercializadores: demanda perfectamente inelástica</b>	- Cantidades horarias	- Puede re-declarar con los mismos formatos del MDA - Opcional: declarar cantidades para cada 30 minutos según sesión
<b>Comercializadores: demanda inelástica</b>	- Curva escalonada de cantidades y precio, máximo 5 pares.	- Cambio de curva solamente para la parte no asignada - Opcional: declarar cantidades para cada 30 minutos según sesión
<b>Generadores <math>1 \leq MW &lt; 5</math> Autodespachados (*)</b>	- Disponibilidad para el día d	- Puede re-declarar con los mismos formatos del MDA
<b>Generadores <math>1 &lt; MW</math></b>	Los considera el comercializador en su proyección de demanda	

(\*) Estas plantas pueden optar por el despacho central

Tabla 2. Ofertas y pronósticos de demanda comercializadores

#### 6.2.5. Mitigación de poder de mercado

La competencia es una característica necesaria en los mercados, ya que garantiza el uso eficiente de los recursos y que los agentes maximicen su bienestar. La literatura económica, reconoce que la competencia perfecta requiere de un gran número de productores y consumidores, así como un bien homogéneo, información completa y que no haya barreras a la entrada ni costos de transacción. Aunque el Mercado de Energía Mayorista cumple con algunas de estas condiciones, presenta características únicas que hacen necesario regular aspectos claves de la competencia e indagar si algunos agentes pueden incidir en las variables del mercado.

El poder de mercado en sistemas eléctricos ha sido estudiado en diferentes países donde la formación del precio se obtiene a través de subastas, en las cuales los agentes generadores ofertan precios y declaran disponibilidad.

Las características del mercado eléctrico incentivan a los agentes generadores a ejercer poder de mercado si no enfrentan suficiente competencia, ya que pueden ofertar precios por encima de sus costos marginales en periodos horarios del día, y negar disponibilidad para aumentar los precios, sin afectar sus ventas. Incluso, les facilitan desarrollar comportamientos colusivos (implícitos o explícitos), debido al carácter repetitivo del mercado que enfrentan. De tal forma, que

los agentes puedan acordar sus ofertas, o sigan el comportamiento de una empresa líder que a través de su conducta aumente el precio de bolsa<sup>2</sup>.

Uno de los escenarios donde se observa un mayor poder de mercado por parte de los generadores, es cuando existe restricciones en el sistema de distribución y transmisión. Según Borenstein y Bushnell (2000), las interrupciones en la red permiten que los agentes puedan ofrecer precios mayores a sus costos marginales, ya que enfrentan una demanda local inelástica y poca competencia. Para controlar esta situación, la autoridad regulatoria del mercado debe diseñar medidas que eviten que los usuarios paguen un precio mayor por el servicio. En el caso del mercado colombiano, la Resolución CREG 034 de 2001, establece el mecanismo y los precios regulados que se aplican cuando se presenta esta condición en el sistema, siendo que las plantas que operan con recursos renovables, los cuales no tienen un costo del combustible definido en un mercado, se les remunera de acuerdo con el costo de oportunidad de la energía, el cual corresponde al precio de bolsa del mercado mayorista, y a las plantas térmicas se les remunera de acuerdo con la estimación de los costos variables de operación.

La reducción de la disponibilidad realizada por las empresas a través de la programación de mantenimientos es otro de los mecanismos por los cuales pueden ejercer poder de mercado. En la mayoría de los casos, los mantenimientos se presentan en las horas en la que la demanda es más inelástica, permitiendo a los agentes aumentar el precio de oferta. Para la autoridad regulatoria es difícil controlar esto, ya que los mantenimientos son una actividad propia del generador.

Como las características del mercado eléctrico facilitan que los agentes ejerzan poder de mercado, es importante que las autoridades tengan las herramientas para identificarlo y mitigarlo.

Teniendo en cuenta los análisis y recomendaciones de los estudios sectoriales presentados en el numeral 1.3 y lo señalado anteriormente se propone definir medidas de mitigación del poder de mercado ex -ante a los despachos de energía para dos casos: i) sistémico, que corresponde al Mercado de Energía Mayorista y ii) local, que corresponde a las áreas en donde se tienen restricciones. En el caso de los servicios complementarios, se proponen medidas de mitigación de poder de mercado para el sistema.

En los siguientes numerales se desarrollan las medidas de mitigación propuestas para los casos señalados.

### 6.2.5.1 Evaluación sistema

Para la evaluación a nivel de todo el sistema, se propone sujetar a todos los recursos de generación que ofertan precio de energía, a las siguientes pruebas: *pivotalidad* (cantidades) por agente y conducta (precios) por recurso, tal como se explica a continuación.

- **Prueba de *pivotalidad* por agente**

En la prueba de *pivotalidad* se identifican los agentes cuya oferta agregada, sumando los recursos controlados, es necesaria para la atención de toda la demanda del sistema. Este índice consiste

<sup>2</sup> Documento CREG-118 de 2010 “Medidas para la promoción de la competencia en el Mercado Mayorista de Electricidad”.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 31

en la comparación de la oferta residual del agente y la demanda total del mercado. La demanda residual se estima a partir de la demanda del sistema y la oferta de los recursos de generación.

Para el caso de la empresa j, la oferta residual se define como:

$$\frac{SO_{-j}(p)}{QD} < 1$$

Donde:

QD: Demanda de energía del sistema

SO<sub>-j</sub>(p): Oferta total del sistema sin incluir la oferta del agente j

$$SO_{-j}(p) = \sum_{i \neq j}^k S_i(p)$$

S<sub>i</sub>(p): Oferta de energía del agente i diferente a j  
 k: Número total de agentes que ofertaron energía

La empresa j con oferta residual de energía menor que 1 se consideran *pivotal*.

• **Prueba de conducta por recurso**

La prueba de conducta tiene con fin identificar si los precios ofertados están por fuera del mercado. Para ello se comparan los precios ofertados por recurso de generación contra un precio de referencia.

El precio de referencia debe corresponder a un umbral de precio que sería el ofertado por un agente racional que participa en el mercado, teniendo en cuenta las características de la tecnología con la que opera y los costos de sus insumos. Por lo tanto, dicho valor no podrá ser tal que lleve a una intervención continua de los agentes, pero tan poco podrá ser de un nivel tal que no tengo ningún efecto para mitigar conductas por fuera del mercado. Ahora, dicho valor en ninguna condición del sistema podrá ser superior al costo de racionamiento.

Teniendo en cuenta que el precio de referencia para los recursos no térmicos y térmicos en diferente, dada la naturaleza los combustibles con que operan, donde además los primeros son más volátiles y menos predecibles que los segundos, se adelantó un ejercicio con la información de las ofertas de todos los períodos horarios del año 2019 para establecer dichos precios de referencia.

• **Mitigación del precio**

Si la prueba de *pivotalidad* y la prueba de conducta dan positivas para un recurso de generación se procede a sustituir el precio ofertado. Si es un recurso térmico se aplica el precio basado en costos, Resolución CREG 034 de 2001, más un 5%, y si es un recurso no térmico se aplica el

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 32

costo de oportunidad, más un 5%. El costo de oportunidad se determina como el promedio del precio de bolsa en los últimos 7 días.

Por lo tanto, los recursos que tienen positiva la prueba de *pivotalidad* y conducta entran al despacho con las ofertas sustituidas de acuerdo los precios señalados anteriormente.

### 6.2.5.2 Evaluación local

Para la evaluación local, se propone someter a todos los recursos de generación que ofertan precio de energía y que se encuentran en área eléctrica donde previamente se identifique la existencia de restricciones de importación, a las siguientes pruebas: *pivotalidad* (cantidades) por recurso y conducta (precios) por recurso, tal como se explica a continuación.

- **Prueba de *pivotalidad* por recurso**

Se identifican los recursos de generación que están en capacidad de aliviar las restricciones del área eléctrica en las zonas definidas ex ante en el análisis eléctrico semanal que adelanta el operador.

- **Prueba de conducta por recurso**

Se aplica la misma prueba de conducta definida en el numeral 6.2.5.1 a los recursos del área eléctrica con restricciones.

- **Mitigación del precio**

Si la prueba de *pivotalidad* y la prueba de conducta dan positivas para un recurso de generación se procede a sustituir el precio ofertado aplicando la regla definida en el numeral 6.2.5.1.

### 6.2.5.3 Evaluación de Servicios Complementarios

Para la evaluación de los servicios complementarios de balance como la regulación frecuencia, que se despachan co-optimizados con la energía, se identifican los recursos que son necesarios para atender los servicios de regulación secundaria de frecuencia y regulación terciaria de frecuencia con una prueba de *pivotalidad* similar a la definida en la numeral 6.2.5.1.

Si la prueba de *pivotalidad* da positivo, se sustituye la oferta de precio de disponibilidad para regulación por el mínimo entre la oferta para el recurso y la última oferta no mitigada.

### 6.2.6. Servicios complementarios - SSCC

Los servicios complementarios -SSCC- se refiere a un conjunto de funciones eléctricas que pueden o no proveer los recursos de generación u otros dispositivos conectados al sistema y que podrían ser ofrecidos en un mercado de electricidad como un producto o son de prestación al sistema con carácter obligatorio. Estos servicios tienen el objetivo de ayudar a mantener una operación segura, confiable y económica de la red.

D-114-2021 MODERNIZACIÓN DEL MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 33

Los SSCC que se proponen en el presente reglamento, corresponde a aquellos que se definen desde la operación. En ese sentido, en los siguiente numerales se desarrollan características de las propuestas sobre servicios de balance como la regulación de frecuencia y arranque autónomo.

### 6.2.6.1 Regulación de frecuencia

Los servicios de regulación de frecuencia son provistos por recursos que están habilitados para corregir automáticamente los desequilibrios entre generación y demanda que afectan la frecuencia del sistema.

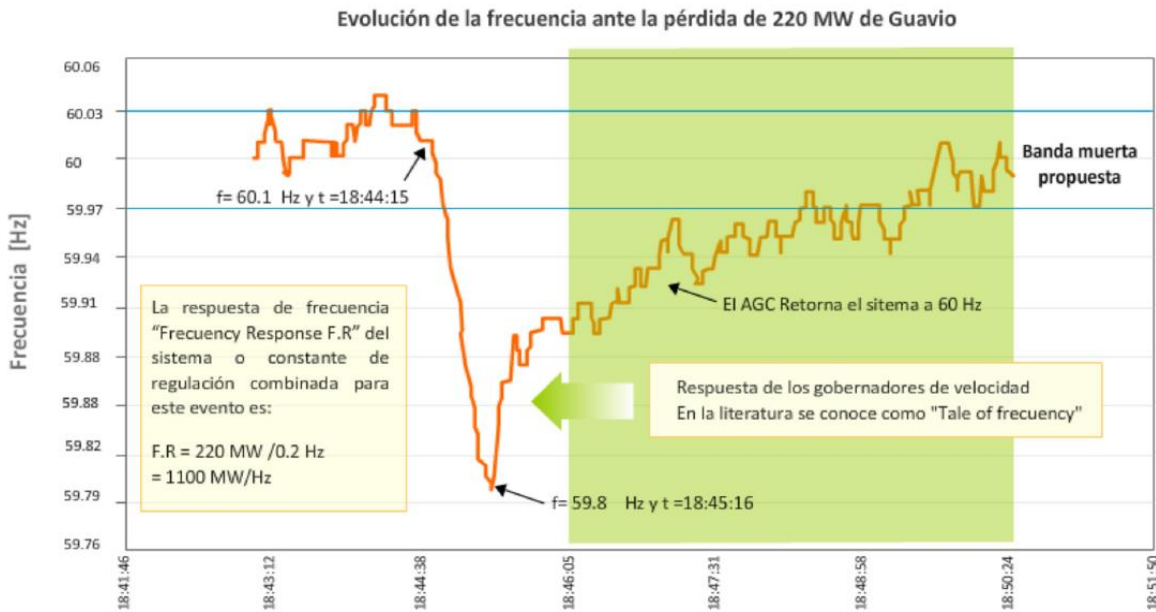


Ilustración 6. Ejemplo de actuación de la regulación de frecuencia

El objetivo principal de los servicios de balance es restablecer la frecuencia del sistema, para lo cual se proponen los siguientes tres (3) niveles, teniendo en cuenta las composición actual y esperada del sistema.

El primer nivel de control ante desequilibrio entre la generación y demanda corresponde a un control automático distribuido que se denomina regulación primaria de frecuencia. Por lo general, se aporta mediante la variación de potencia de los generadores a través del regulador de velocidad o un control de potencia activa/frecuencia, en forma inmediata y automática, como respuesta a las variaciones de frecuencia del sistema que sobrepasen la banda muerta de frecuencia, siendo esta última de 30 mHz. La regulación primaria de frecuencia tiene un aporte de segundos, hasta 30 segundos.

El segundo nivel de control ante desequilibrios, opera cuando la situación no se lograr restablecer en el tiempo en que actúa la regulación primaria, se logra mediante un sistema para el control de la regulación secundaria<sup>3</sup>, para lo cual se deberá contar con un control automatizado y

<sup>3</sup> En Colombia en la Resolución CREG 025 de 1995 se le ha denominado AGC.  
D-114-2021 MODERNIZACIÓN DEL MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA

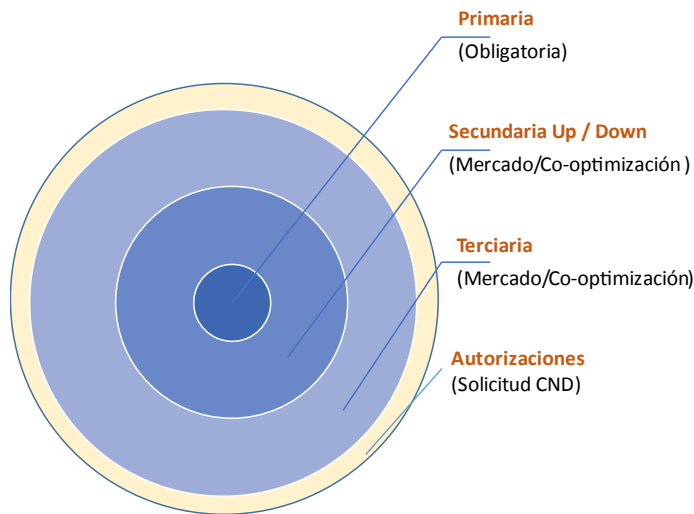
Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 34

centralizado para operación desde el centro de control. La regulación secundaria de frecuencia tiene un aporte de minutos, hasta 30 minutos.

El tercer nivel de control ante desequilibrios, opera cuando la situación no se logra restablecer en el tiempo en que actúa la regulación secundaria. Este nivel se denomina regulación terciaria y logra mediante una orden automática o manual desde el centro de control para que los recursos de generación que participen y tengan asignación en dicho servicio, entreguen energía para ayudar a recuperar la frecuencia del sistema. La regulación terciaria de frecuencia tiene un aporte en algunas horas, hasta 2 horas.

Finalmente, si pasada los dos (2) horas de operación de la regulación terciaria y no se ha logrado restablecer el sistema, se pasa al nivel de última instancia que corresponde a las autorizaciones del operador del sistema, las cuales operarán máximo hasta la entrada en operación del despacho intradiario correspondiente.

Con esquema planteado en las condiciones anteriormente señalada, la operación del sistema no va a requerir convocar los redespachos, en los términos que se tienen planteados en la regulación vigente, para cubrir problemas de regulación de frecuencia del sistema.



*Ilustración 7. Niveles propuestos de control de desequilibrios generación - demanda*

Las características de asignación y operativas de cada uno de los servicios de regulación de frecuencia propuestos son las siguientes:

**i. Regulación primaria de frecuencia (RPF)**

El servicio de regulación primaria de frecuencia es un requisito de participación en el Mercado de Energía Mayorista (MEM) que deben cumplir todos los recursos de generación que participan de dicho mercado. Los recursos de generación que les aplique el servicio de regulación primaria deben entregar el 100% de la reserva primaria calculada dentro de un tiempo de 10 segundos, y deberán ser capaces de mantener su aporte por un tiempo de 30 segundos. Así mismo, para aquellos recursos con fuentes no convencionales de energía renovable se debe cumplir con un

D-114-2021 MODERNIZACIÓN DEL MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 35



estatismo entre 2% y 6%. Para otros recursos de generación el estatismo debe estar entre el 4% y el 6%.

La cantidad que se programe de regulación primaria de frecuencia para el día de operación se calculará como el mínimo entre los literales a) y b) siguientes:

- a. La suma de: i) el 3% de la generación horaria programada para cada recurso de generación que presente oferta en el despacho de precios; y ii) en el caso de plantas que no presenten oferta pero que presentan disponibilidad en el despacho factible, el 3% del total de la disponibilidad horaria declarada de cada recurso.
- b. La suma del pronóstico de: i) máxima desviación porcentual horaria esperada de la demanda al valor programado en el despacho factible; y ii) máxima desviación horaria esperada de la generación de fuentes no convencionales de energía renovable en el despacho factible.

El CND deberá elaborar una metodología de cálculo para estimar las desviaciones de demanda y generación de que trata el literal b) anterior y de los requerimientos de información para el cálculo. La metodología propuesta por el CND deberá ser informada a la CREG para publicación mediante Circular del Director Ejecutivo.

El CND calculará los requerimientos de reserva de RPF en el SIN para el día de operación d y la informará en el día d-2.

Por su parte, para la supervisión de la prestación del servicio de RPF se realizará por el CND, para lo cual los recursos de generación con aporte a la reserva primaria del sistema deben disponer de elementos de medición para las señales de frecuencia y potencia con una resolución mínima de 10 muestras por segundo. Dichas medidas deben poder ser supervisadas desde el CND, para lo cual el C.N.O definirá mediante Acuerdo las características del sistema de medida y comunicaciones.

Con base en la información que obtenga el CND de la operación del SIN y de los recursos de generación, el CND determinará el desempeño del servicio de regulación primaria de frecuencia. Para tal fin, el CND deberá establecer una metodología para determinar la prestación efectiva de RPF. La metodología propuesta por el CND deberá ser informada a la CREG para publicación mediante Circular del Director Ejecutivo.

Se considerará que un recurso de generación no cumple en una hora con su obligación de prestar el servicio de RPF, si se desvía de su compromiso en cualquier momento de la misma hora.

Cada vez que el CND detecte que un recurso de generación no cumple con el servicio de RPF, informará sobre el hecho al ASIC y al agente que representa el recurso incumplido, y realizará una nueva evaluación del desempeño del recurso de generación a partir de las 00:00 horas del siguiente día de operación.

En el caso de que se encuentre que un recurso de generación no cumpla con los requerimientos de la prestación del servicio, el ASIC, se calculará una responsabilidad comercial que deberá pagar el generador incumplido. El dinero recaudado se asignará a prorrata de los generadores que efectivamente prestaron el servicio.

D-114-2021 MODERNIZACIÓN DEL MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 36

## ii. Regulación secundaria de frecuencia (RSF)

El servicio de regulación secundaria de frecuencia bien sea a subir a bajar, se plantea como un mercado en donde los agentes ofertan su disponibilidad y precio para que a través del proceso de co-optimización del despacho factible se asignen las cantidades a los recursos de generación que quedan comprometidos a atender dicho servicio. El servicio se debe prestar en un tiempo menor a 30 segundos a partir del momento en que ocurra el evento o desde que el centro de control le envía la orden de manera automática mediante la funcionalidad AGC, y debe sostenerse al menos durante los siguientes 30 minutos, de tal forma que tome la variación de las generaciones de los recursos que participen en la regulación primaria.

La cantidad que se programe de regulación secundaria de frecuencia para el día de operación lo determinará el operador del sistema teniendo que la reserva secundaria horaria del sistema hacia arriba debe ser al menos igual al valor máximo entre i) la reserva primaria y ii) el 50% de la mayor generación de una unidad o importación por un enlace internacional, que estén programadas en el despacho factible.

Alternativamente la reserva puede determinarse teniendo en cuenta:

- a. La reserva de regulación secundaria de frecuencia debe corresponder a un cálculo basado en métodos probabilísticos de estimación de la variación de la Demanda Neta y de un análisis de contingencias de generación N-1.
- b. Se considera que la Demanda Neta es igual a la estimación o pronóstico de la demanda del sistema que no es atendida por generación de fuentes de tipo variable y plantas que no ofertan precio.
- c. Para el cálculo de reserva de regulación hacia abajo se podrá realizar un análisis de pérdida de carga e igualmente se podrá utilizar algún método probabilístico.

La reserva de regulación secundaria hacia abajo debe poder cubrir la desviación esperada hacia arriba de la generación variable en la operación normal del sistema y la mayor pérdida de carga esperada en el sistema por una contingencia simple. Dicha reserva secundaria podrá determinarse a través de un método probabilístico de análisis de desviaciones de la generación variable y de contingencias de carga N-1.

El CND deberá establecer los requerimientos de información y la metodología de cálculo para las reservas de regulación secundaria de frecuencia hacia arriba y hacia abajo, siguiendo los lineamientos arriba establecidos, en un tiempo de 90 días hábiles luego de la expedición del presente reglamento. La metodología propuesta por el CND deberá ser informada a la CREG para publicación mediante Circular del Director Ejecutivo.

Respecto del seguimiento, El CNO deberá establecer mediante acuerdo los criterios e índices de desempeño y seguimiento de la regulación secundaria de frecuencia, en un plazo no mayor a 90 días hábiles, a partir de la expedición del presente reglamento.

## iii. Regulación terciaria de frecuencia (RTF)

D-114-2021 MODERNIZACIÓN DEL MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 37

Al igual que el servicio de relación secundaria de frecuencia, la regulación terciaria de frecuencia se plantea como un mercado en donde los agentes ofertan su disponibilidad y precio para que a través del proceso de co-optimización del despacho factible se asignen las cantidades a los recursos de generación que quedan comprometidos a atender dicho servicio. Los recursos de generación que participen en dicho servicio deben responder en un tiempo menor a 15 minutos a partir del momento en que le de la orden el operador del sistema, y debe poder sostenerse al menos durante las siguientes 2 horas de tal forma que tome la variación de las generaciones de los recursos que participan en la regulación secundaria de frecuencia.

La cantidad que se programe de regulación terciaria de frecuencia para el día de operación lo determinará el operador del sistema teniendo en cuenta la capacidad en MW de la unidad de generación más grande.

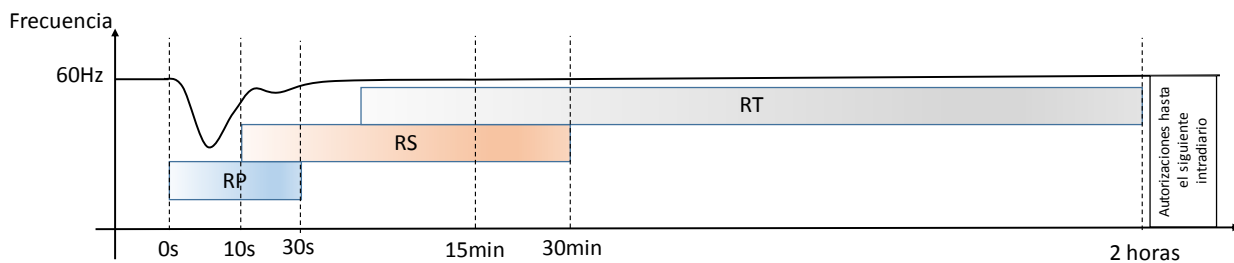


Ilustración 8. Esquema de regulación de frecuencia propuesto

### 6.2.6.2 Arranque autónomo

**El servicio de arranque autónomo es fundamental en los sistemas eléctrico, dado que es el que permite reponer la operación de la red luego de un colapso del Sistema Interconectado Nacional (SIN) a causa de una falla grave en el mismo, que puede sacar de servicios muchos recursos de generación o subestaciones transformadoras.**

En ese sentido, para disponer de un servicio de arranque autónomo confiable y seguro con el fin de restablecer el servicio de energía en el SIN, con el menor impacto en caso de colapso, se propone migrar de esquema actual de participación voluntaria o **un mercado en donde los agentes que presten el servicio tendrán la obligación de mantener los activos disponibles**, las cantidades y ubicación requeridas se definan técnicamente, y la remuneración se defina a través de un esquema de subastas.

Para alcanzar lo anterior se propone el siguiente procedimiento:

- i. El operador debe mantener actualizada la identificación de las necesidades de arranque autónomo para cada subárea eléctrica, así como el listado de los equipos con que se cuenta. Para esto último, los agentes deberán reportar al CND la información de los equipos de arranque autónomo que disponen.
- ii. Anualmente el operador adelantará convocatoria para la asignación de arranque autónomo por subárea eléctrica en donde se requiera. Dicha convocatoria tiene las siguientes características:

D-114-2021 MODERNIZACIÓN DEL MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 38

- a. Características técnicas definidas por el operador.
  - b. Contar con garantías de participación y garantías de construcción en caso de que se vayan a construir nuevos equipos.
  - c. Ofertas por disponibilidad en USD/MW.
  - d. Asignación en orden de mérito.
  - e. Remuneración igual a la oferta de la planta marginal.
  - f. Plantas existentes se les asigna un año.
  - g. Plantas nuevas se les asigna 5 años.
  - h. Si solamente hay un oferente o los oferentes tienen vinculación económica, se remunera por costos. Para esto el operador deberá contar con estudio de costos del servicio de arranque autónomo.
  - i. Cuando la planta opere se le remunerarán los costos variables.
- iii. Pruebas, anualmente el operador deberá programar pruebas a los recursos que prestan el servicio de arranque autónomo, para lo cual deberá diseñar un programa de pruebas donde se selecciones aleatoriamente el recurso. La planta que falle la prueba deberá devolver los pagos realizados hasta la última vez que haya operado o tuvo una prueba exitosa.

### 6.2.6.3 Desempeños servicios complementarios

Con el fin de tener un seguimiento continuo de los servicios complementarios del SIN e identificación de necesidades de nuevos servicios para lograr la operación confiable y segura del sistema, de tal forma que el regulador pueda entrar a establecer dichos servicios, se propone que el operador anualmente elabore un informe de los SSCC que contenga lo siguiente:

- i. Balance del desempeño de los SSCC durante el año. Dicho balance debe contener al menos lo siguiente: uso de las reservas, problemas identificados en la reservas definidas y propuestas justificadas de posibles ajustes.
- ii. Identificación de SSCC adicionales para la operación del SIN, dados los cambios en las características de los equipos y redes que se van incorporando al sistema. Dichas necesidades se deberán justificar técnica y económicamente.

Lo anterior teniendo en cuenta que el operador del sistema es el agente idóneo para la evaluación de los SSCC, dado que dichos servicios son las herramientas para la operación confiable y segura del sistema.

### 6.2.7. Información para reconciliación de energía

La información de las cantidades reconciliadas de energía se obtiene de la comparación entre el despacho factible y el despacho de precio del recurso de generación para el mismo día y período horario. Siendo que la reconciliación positiva del recurso de generación corresponde a aquellas cantidades que salen en el despacho factible pero que no salen en el despacho de precios. La reconciliación negativa del recurso de generación corresponde a las cantidades que salen en el despacho de precio pero que no salen en el despacho factible.

D-114-2021 MODERNIZACIÓN DEL MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 39

### 6.2.8. Transacciones internacionales de energía

En lo que respecta a transacciones internacionales de energía, en Colombia se tienen reglamentadas las siguientes posibilidades: i) transacciones internacionales a través de acuerdos comerciales, las cuales se reglamentaron con la Resolución CREG 024 de 1995, dicha figura se aplicó para la exportaciones a Venezuela, ii) transacciones internacionales corto plazo de energía – TIE, mecanismo que se encuentra reglamentado mediante la Resolución CREG 004 de 2003, a través del cual se vienen adelantado transacciones compra y venta con Ecuador, y iii) intercambio internacionales de energía, reglamentación prevista para cuando se tuviera la interconexión Colombia – Panamá en la Resolución CREG 055 de 2011.

De los tres (3) esquemas de transacciones internacionales señalados antes, solamente se encuentra operativo las TIEs. Razón por la cual, se considera que es reglamento que se debería armonizar con las reglas propuestas en este documento. Los otros dos (2) esquemas deberían quedar sin aplicación y en el momento que se requieran reactivar, se deben actualizar las reglas al tenor de las nuevas reglas Mercado de Energía Mayorista.

El esquema de TIE a partir de la decisión CAN 816 de 2017 prevé ajustes que van a permitir una mayor integración entre los mercados. La decisión CAN permite la creación del mercado andino regional de corto plazo (MAERCP) para la venta de excedentes de energía entre los países de la CAN. Inicialmente participarían en este mercado los países de la CAN que se encuentran interconectados: Colombia, Ecuador y Perú. Posteriormente se espera la adhesión de Bolivia e incluso se puede incorporar la participación de Chile.

En cuanto al MAERCP, algunas condiciones dispuestas en la Decisión CAN 816 establecen:

- Intercambios de carácter de vinculante
- Transacciones programadas para un horizonte de 24 horas en cada nodo, empleando los excedentes y limitada a la capacidad de los enlaces
- Los precios deberán servir para valorar las TIE y calcular las rentas de congestión
- Las rentas de congestión se distribuyen en partes iguales
- Las TIE no afectarán los precios internos del país exportador
- Sin gravámenes específicos ni restricciones o subsidios
- Las TIE deberán contar con garantías financieras

Para la puesta en operación de la Decisión CAN 816 se requiere la elaboración de los reglamentos: operativo, comercial y del Coordinador Regional. Las delegaciones de Colombia, Ecuador y Perú vienen trabajando en la redacción de estos reglamentos en compañía de los operadores de los sistemas eléctricos.

Las reglas que se vienen trabajando en MAERCP se están armonizando con los conceptos de despacho del día anterior y sesiones intradiarias, con compromisos vinculantes, los cuales son pilares fundamentales en la modernización del Mercado de Energía Mayorista planteado en este documento.

#### D-114-2021 MODERNIZACIÓN DEL MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 40

En el proyecto de reglamento del Mercado de Energía Mayorista se presenta un ajuste de la Resolución CREG 004 de 2003 para adaptarlo a los conceptos de despacho vinculante y despacho de precio. Siendo que, en este nuevo marco, la curva de precios de exportación se obtiene a partir del resultado del despacho de precios del mercado del día anterior.

Sin embargo, es de resaltar que la reglamentación definitiva de las nuevas TIEs se tendrá cuando el grupo de trabajo designado por el CANREL finalice la elaboración de los reglamentos: operativo a cargo de Ecuador, comercial a Cargo de Colombia y del coordinador regional a cargo de Perú.

### **6.3. BLOQUE 3. LIQUIDACIÓN, MECANISMO DE BALANCE, GARANTÍ, FACTURAS Y OTROS**

El bloque 3 comprende principalmente la liquidación de las transacciones en el mercado, considerando las nuevas reglas para mercado energético de corto plazo pasando por: el despacho vinculante, sesiones intradiarias, servicios complementarios y el mecanismo de balance. Dichos desarrollos toman como base los estudios contratados por la CREG, a los cuales se hizo referencia en el numeral 1.3 del presente documento.

La propuesta en cada uno de los temas se explica a continuación.

#### **6.3.1. Liquidación transacciones**

Para adelantar la propuesta de la liquidación integral de las transacciones de corto plazo se revisaron los siguientes temas:

##### **6.3.1.1 Propuesta Universidad de Comillas**

En la propuesta de la Universidad de Comillas, para la liquidación de mercado del día anterior y las sesiones intradiarias, se resumen en lo siguiente:

1. El MEM tiene dos capas separadas: comercial y operativa.
2. Participación obligatoria en los mercados, se despacha todo el sistema en cada mercado.
3. *El despacho factible (df, con red) fija las cantidades (Q) vinculantes para cada planta de generación.*
4. El despacho de precios (dp, sin red) determina el precio del mercado para efectos de liquidaciones.
5. Todas las transacciones liquidadas en cada sesión de mercado son firmes (compromiso comercial vinculante).
6. La comparación entre el despacho factible y el de precios determina las reconciliaciones positivas.
7. La comparación entre la operación real y el despacho factible determina las desviaciones para el mecanismo de balance.

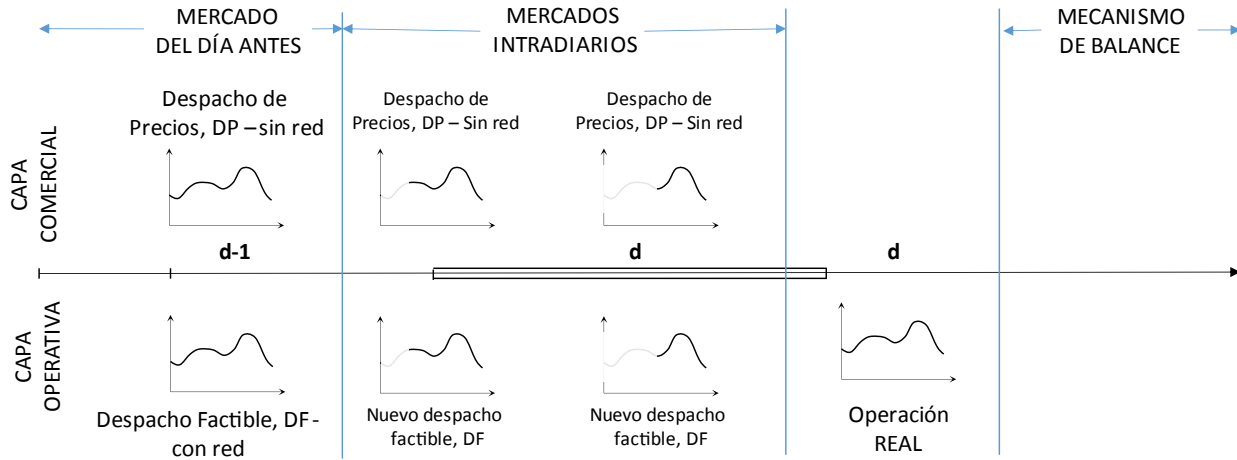


Ilustración 9. Capas comercial y operativa MEM, Universidad Comillas

Un ejemplo del despacho factible y el despacho de precio es el siguiente:

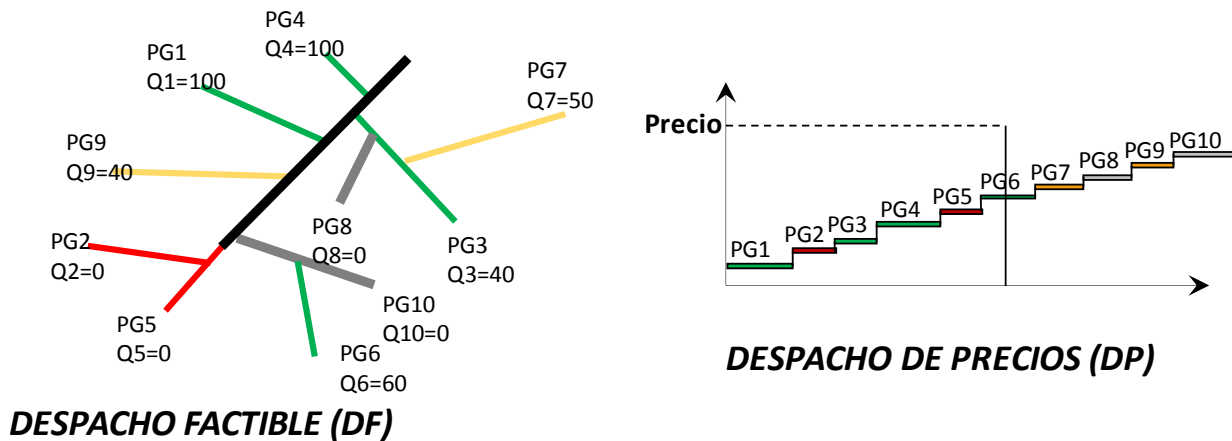


Ilustración 10. Ejemplo gráfico del despacho factible y despacho de precios, Universidad Comillas

Las plantas en el despacho tienen cuatro estados posibles los que se describen en la siguiente tabla:

Despacho de precios	Despacho factible	Estado	Liquidación Horaria - MDA
Mérito	Despachado	Verde	$Q_{DF,h} * PB_h$
Mérito	No despachado	Rojo	0
Fuera de mérito	Despachado	Amarillo	$Q_{DF,h} * PRP_h$
Fuera de mérito	No despachado	Gris	0

Tabla 3. Estados plantas en el MEM, Universidad Comillas

Donde:

$Q_{DF,h}$  : Cantidad del despacho factible en la hora h

$PB_h$  : precio de bolsa en la hora h

$PRP_h$  : precio de reconciliación positiva en la hora h

Los colores representan estados, las fórmulas de liquidación dependen del estado en el mercado del día antes y de los cambios de estado en los mercados intradiarios.

En cada sesión intradiaria se pueden presentar 16 combinaciones posibles de estados, tal como se presenta en la siguiente ilustración.

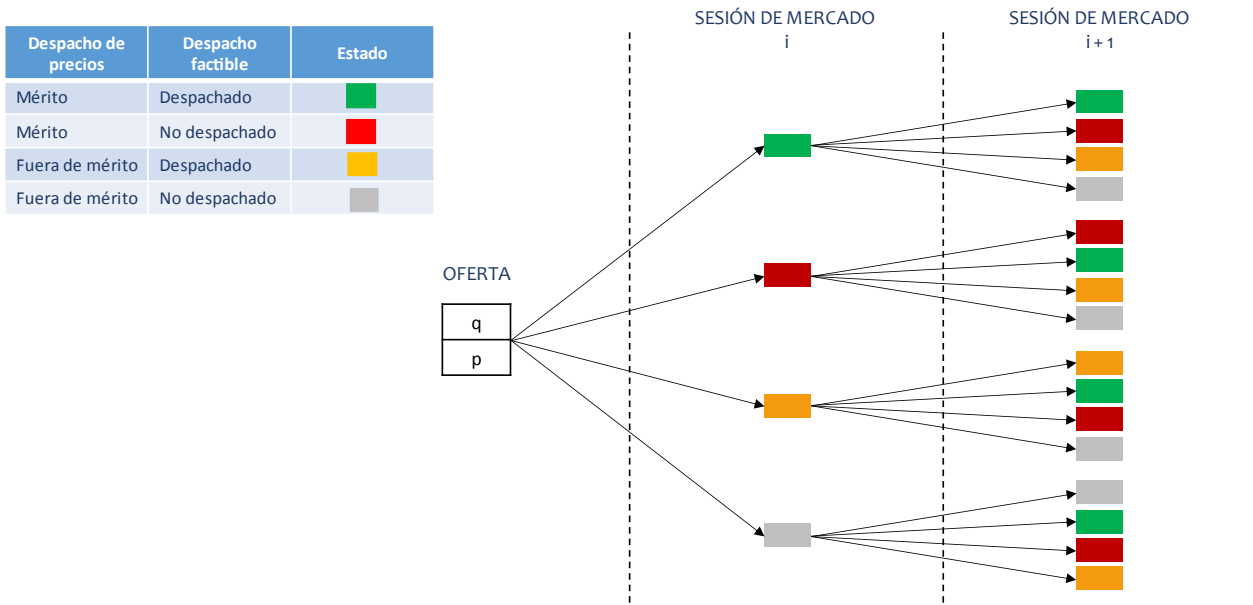


Ilustración 11. Combinaciones posibles estados, Universidad Comillas

Teniendo en cuenta lo anterior, la consultoría propuso una liquidación estándar y liquidaciones especiales en aquellos casos que la liquidación estándar no se ajustaba a la condición que se presentaba, casos especiales<sup>4</sup>.

La liquidación estándar propuesta para el mercado del día anterior (MDA) y el mercado intradiario (MID) es la siguiente:

$$\text{Liquidación estándar} = \underbrace{p_m^0 q_r^0}_{\text{Compromiso del MDA}} + \underbrace{p_m^1 (q_r^1 - q_r^0) + p_m^2 (q_r^2 - q_r^1) + \dots}_{\text{Cambios en los MID}}$$

Ecuación 3. Ecuación de liquidación estándar, Universidad de Comillas

<sup>4</sup> La casuística de la liquidación en los casos especiales se puede consultar en el informe final del “Estudio para la modernización del despacho y el mercado spot de energía eléctrica – despacho vinculante y mercados intradiarios” adelantado por la Universidad de Comillas para la CREG.



Donde:

0 : Mercado del día anterior

1, 2, ... : mercado de las sesiones intradiarias

$p_m$  : precio del despacho de precio

$q_r$  : cantidad del despacho factible

En la siguiente tabla se presenta la liquidación a aplicar en cada cambio de estado.

		SESIÓN i + 1			
SESIÓN i		Liquidación estándar	Liquidación estándar sólo si hay ganancias	Liquidación estándar	Liquidación estándar
		Liquidación estándar	Liquidación estándar	Liquidación estándar	Liquidación estándar
		Liquidación estándar	Anulación compromiso previo	Liquidación estándar	Coste ocasionado (con limitaciones)
		Liquidación estándar	Liquidación estándar	Liquidación estándar	Liquidación estándar

Tabla 4. Liquidación de acuerdo con el cambio de estado, Universidad Comillas

### 6.3.1.2 Nueva propuesta de liquidación

De acuerdo con lo visto en el numeral anterior, se encuentra que la propuesta de la Universidad de Comillas desarrolla las fórmulas para liquidar los compromisos comerciales de energía en el mercado del día anterior y los mercados intradiarios. Sin embargo, dicha formulación quedó sin la inclusión de los contratos y el cargo por confiabilidad, los cuales se liquidan en el Mercado de Energía Mayorista (MEM) en conjunto con los compromisos comerciales de los agentes.

Teniendo en cuenta que se requiere tener una formulación de la liquidación completa del mercado, se adelantó el análisis y se encontró que para que dicho proceso no afecta la contratación vigente por agente, los compromisos del Cargo por Confiabilidad y la liquidación cumpla con el criterio de simplicidad, se comprobó que lo más conveniente para ello es que cumpla con lo siguiente:

1. Liquidar los contratos con las cantidades del mercado del día antes (MDA), en línea con las recomendaciones conceptuales de los estudios.
2. Liquidar los contratos contra la generación en mérito (cantidades del despacho de precios) del MDA, lo que evita hacer ajustes adicionales al proceso de liquidación.
3. En la liquidación del CxC se encontró que las OEF se deben liquidar contra la generación en mérito del MDA. En caso contrario, se requería modificar las reglas de cumplimiento y liquidación del CxC (Res.071/2006).

Así las cosas, se procedió a ajustar la propuesta de la Universidad de Comillas, de tal forma que ahora los compromisos vinculantes se obtienen del despacho en mérito (despacho de precio) en conjunto con las reconciliaciones respecto de las cantidades del despacho factible. Tal como se entrará a presentar enseguida.

La nueva propuesta de liquidación tiene las siguientes características:

1. Participación obligatoria y transacciones firmes en cada mercado, se despacha todo el sistema en cada mercado
2. La generación del despacho de precios y la reconciliación con la generación factible fuera de mérito fijan las cantidades (Q) vinculantes para cada planta de generación
3. El despacho de precios determina el precio del mercado para la generación en mérito
4. La comparación entre el despacho factible y el despacho de precios determina las *reconciliaciones* (positivas y negativas)
5. La comparación entre el real y el factible determina las desviaciones para el mecanismo balance.

Las ecuaciones que cumplen con la liquidación de las transacciones en el Mercado del Día Anterior (MDA) y las sesiones intradiarias (MID) son:

$$(Q_{dp} - Q_c) \times P_{dp} + Q_r \times PR$$

$$Q_r = (Q_{df} - Q_{dp})$$

*Ecuación 4. Ecuación general liquidación MDA*

Donde:

Qdp : Cantidad despachada en el despacho de precios

Qc : Cantidad comprometida en contratos. Simplificación de los contratos, ya que estos se liquidan por agente y no por planta.

Pdp : Precio del mercado del despacho de precio

Qdf : Cantidad programada en el despacho factible

Qr : Reconciliación positiva (PRP) o negativa (PRN). El PRP es igual al precio ofertado y el PRN es igual a Pdp.

Aplicando la ecuación general, la liquidación para los cuatro estados del MDA es la siguiente:

Despacho de precios	Despacho factible	Estado	Liquidación general del mercado de corto plazo	Liquidación general de las restricciones del SIN
Mérito	Despachado		$(Q_{dp} - Q_c) \cdot P_{dp}$	0
Mérito	No despachado		$(Q_{dp} - Q_c) \cdot P_{dp}$	$-Q_{dp} \cdot PRN$
Fuera de mérito	Despachado		$-Q_c \cdot P_{dp}$	$Q_{df} \cdot PRP$
Fuera de mérito	No despachado		0	0

*Tabla 5. Liquidación de estados plantas, MDA*

Para las sesiones intradiarias, se mantienen las 16 combinaciones posibles de estados presentados en la propuesta de la Universidad de Comillas.

D-114-2021 MODERNIZACIÓN DEL MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 45

Teniendo en cuenta que los mercados intradiarios se liquidan las diferencias entre lo programado en la última sesión (*i*) con respecto a lo programado en la sesión precedente (*i-1*), a los precios de la última sesión, la ecuación general para liquidar los compromisos del mercado intradiario es:

$$\Delta Q_{dp}^{(i,i-1)} \times P_{dp}^i + \Delta Q_r^{(i,i-1)} \times PR^i$$

$$\Delta Q_{dp}^{(i,i-1)} = Q_{dp}^i - Q_{dp}^{i-1} \text{ cambio es posición en mérito}$$

$$\Delta Q_r^{(i,i-1)} = Q_r^i - Q_r^{i-1} \text{ cambio es posición fuera de mérito (reconciliación)}$$

$$PR^i = \text{precio de reconciliación}$$

*Ecuación 5. Ecuación general liquidación MID*

La ecuación general para el caso del MDA (0) y la primera sesión del primer MID (1) será la siguiente:

$$(Q_{dp}^0 - Q_c) \times P_{dp}^0 + (Q_{df}^0 - Q_{dp}^0) \times PR^0 + (Q_{dp}^1 - Q_{dp}^0) \times P_{dp}^1 + [(Q_{df}^1 - Q_{dp}^1) - (Q_{df}^0 - Q_{dp}^0)] \times PR^1$$

*Ecuación 6. Ecuación general liquidación MDA y primera sesión MID*

La anterior ecuación se expande para ir incluyendo las nuevas sesiones de MID hasta completar las 3 sesiones propuestas.

Teniendo en cuenta nueva propuesta de liquidación, la liquidación a aplicar para los 16 cambios de estado se presenta en la siguiente tabla:

		Sesión i + 1			
Sesión i		Liquidación General	Liquidación General	Liquidación General	Liquidación General
		Liquidación General	Liquidación General	Liquidación General	Liquidación General
		Liquidación General	Liquidación General	Liquidación General	Liquidación Especial ( $PR^1 = PE^1$ )
		Liquidación General	Liquidación General	Liquidación General	Liquidación General

*Tabla 6. Nueva liquidación de acuerdo con el cambio de estado*

Con la nueva liquidación, solamente se tiene un caso especial que se presenta cuando una planta que estaba fuera de mérito, pero era despachada pasa a fuera de mérito y no despachada, lo que se entendería como una situación que deja al sistema en riesgo, por lo que se requiere dar un incentivo para evitar dicha condición, siendo en esta condición se paga al precio de escasez (PE) el incumplimiento.

D-114-2021 MODERNIZACIÓN DEL MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 46

### 6.3.2. Liquidación servicios complementarios

La programación de las necesidades ( $q_r$ ) de regulación secundaria (subir y bajar) y terciaria son co-optimizadas en el despacho factible de energía.

El valor de remuneración (\$/MW) de la disponibilidad de regulación secundaria y terciaria se calcula como la oferta marginal que abastece la necesidad de cada servicio de regulación en el despacho factible ( $p_m$ ).

Los prestadores de los servicios de regulación de frecuencia reciben un pago por la disponibilidad asignada en el MDA y la liquidación por cambios de disponibilidad en cada sesión del MID aplicando la siguiente ecuación:

$$SSCC = p_m^0 \times q_r^0 + p_m^1 \times (q_r^1 - q_r^0) + p_m^2 \times (q_r^2 - q_r^1) + p_m^3 \times (q_r^3 - q_r^2)$$

*Ecuación 7. Ecuación estándar liquidación SSCC*

Donde:

SSCC : servicios complementarios

0 : MDA

1, 2 y 3: sesiones MID

### 6.3.3. Mecanismo de balance

El mecanismo de balance permite conciliar las diferencias entre la operación en tiempo real y lo programado. Razón por la cual, dicho mecanismo aplica al día siguiente a la operación.

Mediante el mecanismo de balance se establecen las desviaciones que resultan de las diferencias entre los valores reales de demanda y generación frente a los valores programados. Las desviaciones de demanda y generación durante la operación real del sistema se balancean mediante la activación de los servicios complementarios y las desviaciones del programa autorizadas por el operador del sistema.

#### 6.3.3.1 Liquidación activación SSCC

La remuneración de los SSCC proviene de dos fuentes: i) ingreso por la disponibilidad que se liquida de acuerdo con lo definido en el numeral 6.3.2 y ii) ingreso por la activación del SSCC. El costo de la activación se asigna a los desviados.

Cuando se activa la regulación de frecuencia a subir, bien sea de la regulación de frecuencia secundaria y/o terciaria, al recurso de generación se le remunera la energía entregada, de acuerdo con lo siguiente: i) si es un recurso de generación hidráulico y/o variable se remunera al precio de bolsa y ii) si es un recurso térmico se remunera con los costos variables estimados con la Resolución CREG 034 de 2001.

Cuando se activa la regulación de frecuencia secundaria a bajar, el recurso de generación que presta dicho servicio devuelve la remuneración por la cantidad de energía no generada al precio reconocido en la última sesión de mercado en que se remuneró.

D-114-2021 MODERNIZACIÓN DEL MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 47

En las siguientes ilustraciones, se presenta esquema simplificado de la liquidación de la activación de los SSCC: regulación secundaria y regulación terciaria.

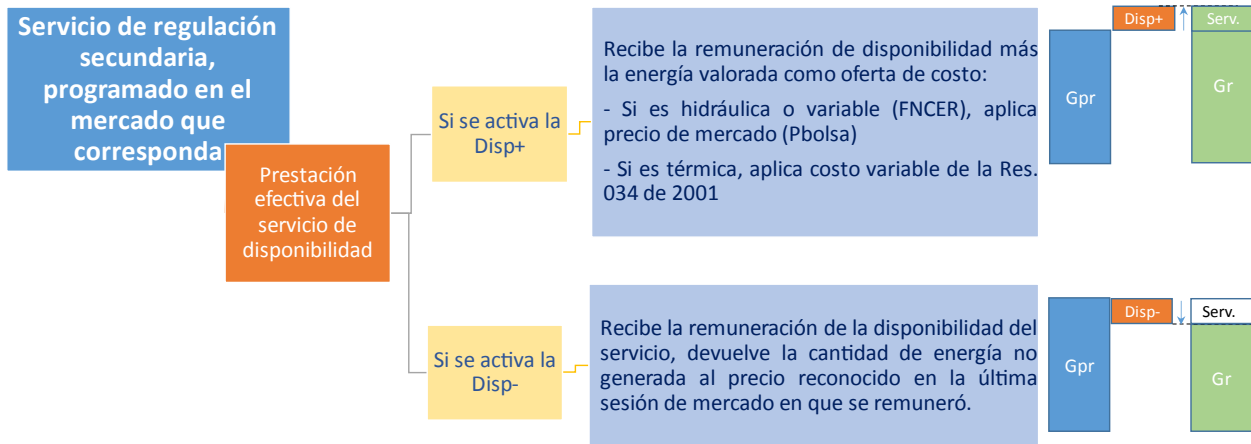


Ilustración 12. Liquidación activación SSCC. Regulación secundaria

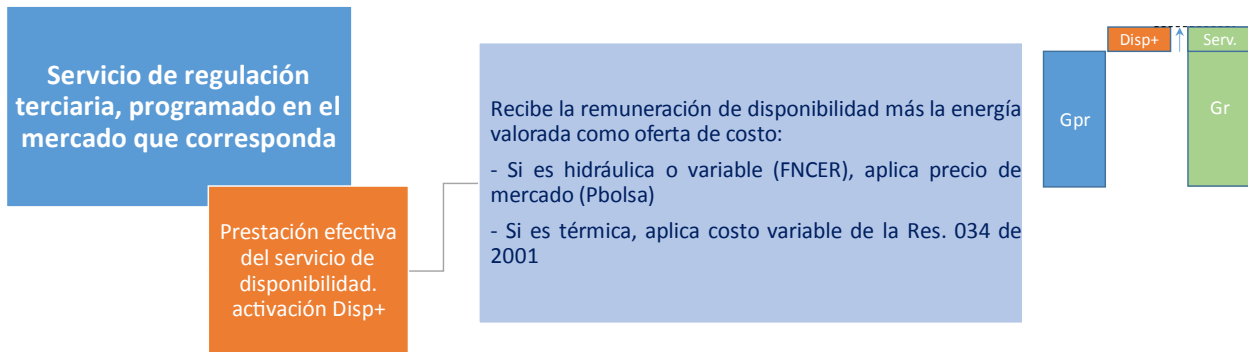


Ilustración 13. Liquidación activación SSCC. Regulación terciaria

### 6.3.3.2 Liquidación desviaciones autorizadas

El costo de las desviaciones autorizadas de generación por el operador sistema, que se presentan en caso de que el mecanismo de regulación terciaria de frecuencia se le agote el plazo y no se haya restablecido en sistema, deben ser asumidos por los desviados.

Para la remuneración de las desviaciones autorizadas se deben tener en cuenta lo siguiente, según el tipo: i) desviaciones por aumento de generación, la energía se remunera al máximo entre el precio de reconciliación positiva y el precio de bolsa de la última sesión del mercado, y ii)

D-114-2021 MODERNIZACIÓN DEL MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 48

desviaciones por disminución de generación, el recurso de generación devuelve la remuneración por la cantidad de energía no generada al precio reconocido en la última sesión de mercado en que se remuneró.

En la siguiente ilustración, se presenta esquema simplificado de la liquidación de las desviaciones autorizadas por el operador del sistema.

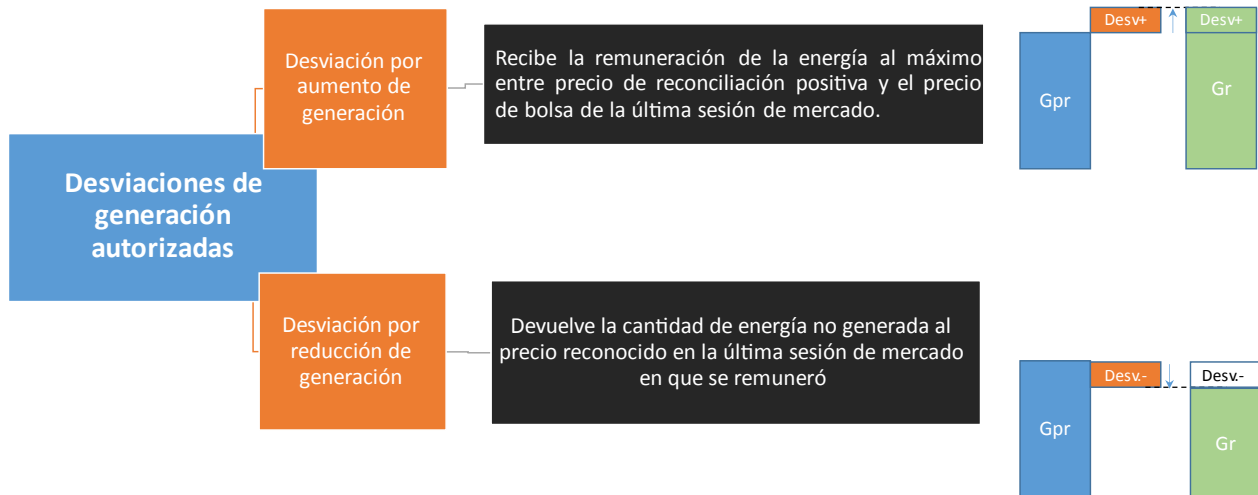


Ilustración 14. Liquidación desviaciones autorizadas

### 6.3.3.3 Liquidación desviaciones no autorizadas

Las desviaciones no autorizadas de los recursos de generación y demanda se les aplican las siguientes reglas:

- i. Desviaciones por aumento de generación y demanda: a) recurso de generación, no se remunera la energía entregada por encima de su programa, y b) demanda, el comercializador paga el liquidado por activación de SSCC o aumento autorizado de generación, a prorrata de su participación en la desviación liquidada.
- ii. Desviación por reducción de generación y demanda: a) recurso de generación, paga el valor más costoso que se debe remunerar en energía por activación SSCC o aumento autorizado de generación, y b) demanda, no se le devuelve el valor de la energía programada no consumida.

En la siguiente ilustración, se presenta esquema simplificado de la liquidación de las desviaciones no autorizadas por el operador del sistema.

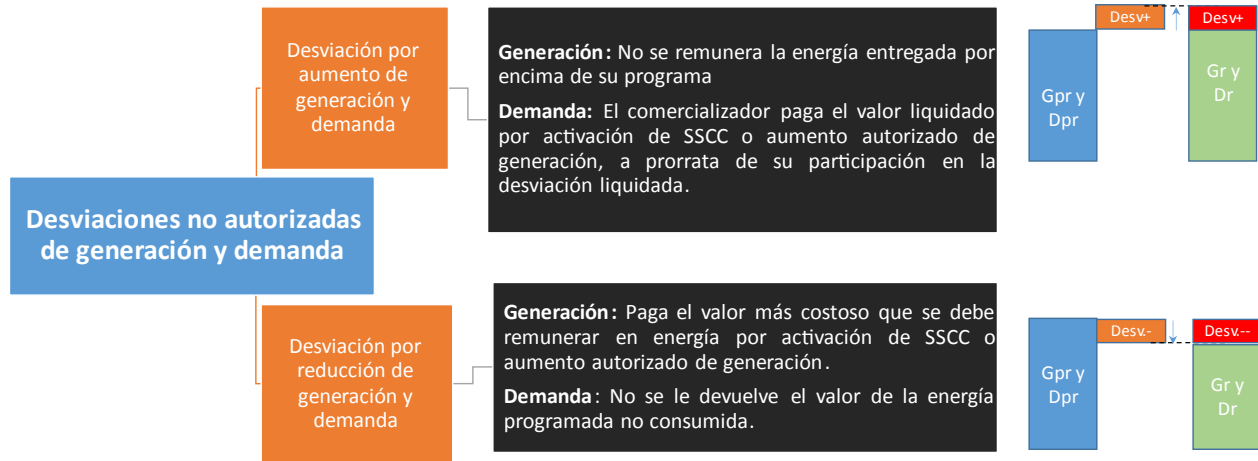


Ilustración 15. Liquidación desviaciones no autorizadas

### 6.3.4. Mecanismo de cubrimiento (garantías)

El reglamento de garantías de que trata la Resolución CREG 019 de 2006 establece el mecanismo para garantizar el pago de las obligaciones de cada uno de los agentes que participan en el mercado mayorista y dado que con el nuevo esquema de mercado se definieron nuevos productos el Mercado de Energía Mayorista, tales como: mercado de servicios complementarios, mecanismo de balance y arranque autónomo, y cambios en las responsabilidades de recaudo del Cargo por Confiabilidad, se hace necesario actualizar el “Procedimiento de cálculo de garantías financieras y mecanismos alternos para cubrir transacciones en el Mercado de Energía Mayorista” que se tiene el anexo de la citada norma.

En ese sentido, se recomienda que la entidad encargada de calcular las garantía para cada participante del mercado, es decir, el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC), adelante la actualización del reglamento de garantías para el nuevo mercado en concordancia con los nuevos productos y responsabilidades que se tendrán en el MEM.

### 6.3.5. Plazo de facturación y pago en el MEM

En las Resolución CREG 019 de 2006 se establecen los plazos para la presentación de las garantías del MEM, la Resolución CREG 157 de 2011 define los plazos para publicación de precios, reporte de demanda comercial, emisión de facturas y cargo por uso; además la Resolución CREG 159 de 2011 define los plazos para presentar las garantías por cargos por uso de la red.

Ahora bien, teniendo en cuenta que la nueva propuesta no modifica los plazos de facturación está seguirá siendo mensual, por lo tanto, no se requiere modificar las fechas de cálculo y entrega de las garantías. Así como tan poco se requiere ajustar las fechas y plazos para el cálculo de las transacciones en bolsa.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 50

### 6.3.6. Cargo por Confiabilidad (CxC)

En lo que respecta al Cargo por Confiabilidad, la nueva propuesta modifica el tema de cumplimiento y recaudo, tal como se explica a continuación.

#### 6.3.6.1 Cumplimiento del CxC

En la reglamentación actual, el cumplimiento del CxC se verifica con el despacho ideal que ocurre el día después de la operación, lo que tenía algún riesgo para los agentes. Sin embargo, con el nuevo mercado ya no se contará con el despacho ideal, pero si se contará con el despacho de precios que al igual que el despacho ideal se realiza sin red y define los precios del mercado, en ese sentido es un despacho con las mismas características.

Ahora bien, el despacho de precios es un despacho que se lleva a cabo cuando se adelanta el despacho del día anterior y en cada una de las 3 sesiones intradiarias. El decir, para el día de operación se tienen 4 despachos de precios.

Siendo que para el sistema y los generadores es más conveniente saber con anticipación cuándo se da la ejecución de las obligaciones del cargo, dado que esto permite a los agentes prepararse para cumplir con dichas obligaciones y al sistema tener mayor certeza del cumplimiento, se recomienda que la condición crítica se materialice en el despacho del mercado del día anterior (MDA). Es decir, la OEF se serán exigibles cuando el precio de bolsa del MDA supere el precio de escasez de activación. Así como también, el cumplimiento de las OEF se comparará contra la generación en mérito del despacho de precio del MDA.

Finalmente, la verificación del cumplimiento de la OEF continuaría siendo como en la actualidad, es decir, por agente y no por recurso.

#### 6.3.6.2 Recaudo del CxC

En la reglamentación vigente, el recaudo del CxC está a cargo de los generadores, razón por la cual, en las ofertas diarias en la Bolsa se incluye el CERE, así como en los contratos que vender dichos generadores.

La inclusión del cargo por confiabilidad (CERE), así como otros componentes tales como FAZNI, Ley 99, AGC y  $\Delta I$  ha conllevado a que el precio de bolsa del sistema desdibuje el precio de energía. En la siguiente ilustración se muestra el precio de bolsa nacional desagregado en CERE, otros (FAZNI, Ley 99, AGC y  $\Delta I$ ), y precio de la energía (PEI), siendo que este último componente se estima a partir del precio de bolsa nacional menos CERE y otros.



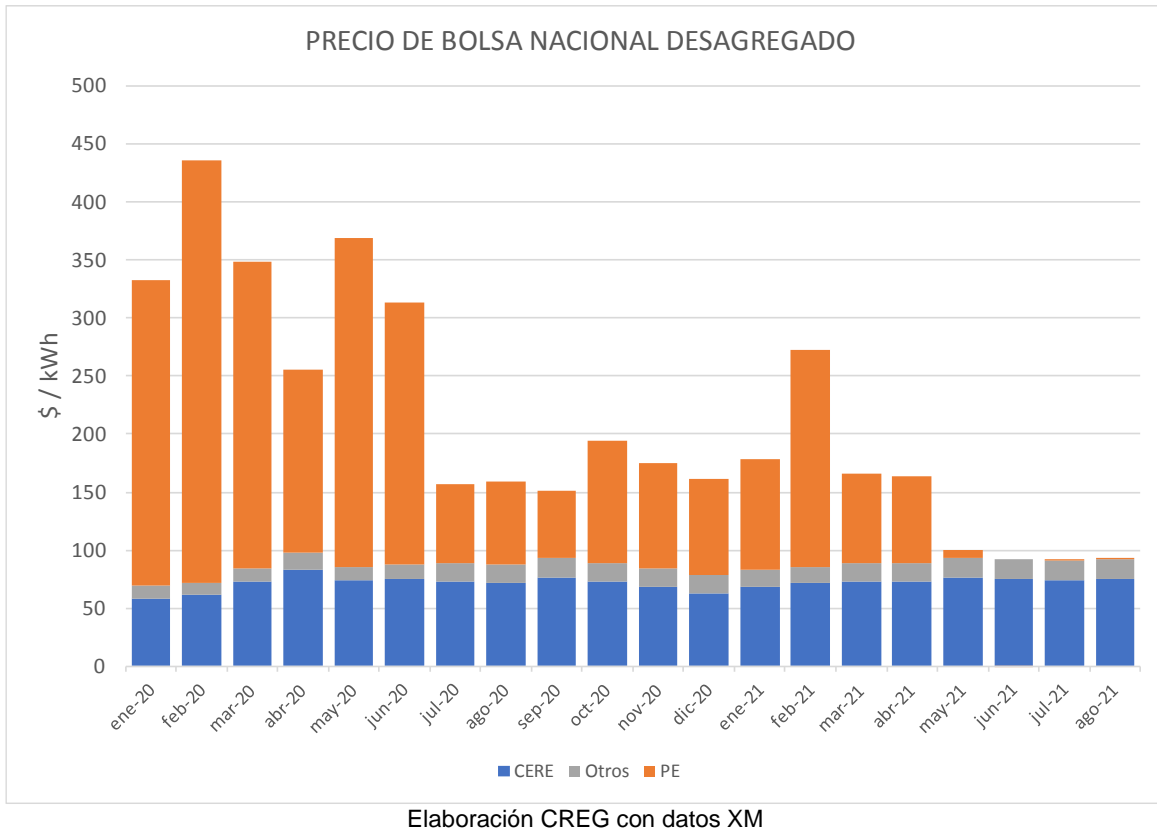


Ilustración 16. Precio de bolsa nacional desagregado

El costo del CERE es recaudado por los generadores, siendo que los generadores lo incluían en el precio de la energía que vender a los comercializadores. Ahora como el valor del CERE, no se tiene desagregado en los precios que se pasan a los comercializadores, sobre todo en lo que respecta a los contratos, el comercializador que representa los usuarios no tiene la certeza de cuando le cuesta la confiabilidad y cuando le cuesta la energía.

Dado lo anterior, se encuentra más conveniente que el recaudo del CERE se haga directamente de quién paga finalmente la confiabilidad, es decir, los usuarios a través de los comercializadores.

En ese sentido, lo que se propone es que el costo del CxC lo liquide directamente a los comercializadores a prorrata de la demanda.

Con las reglas anteriormente propuestas, los generadores, bien sea que su liquidación la haga centralmente el ASIC o no, no podrán incluir el costo del CxC en el precio de la energía que ofertan en la bolsa, ni en los contratos de venta de energía, teniendo en cuenta que los generadores ya no tendrán la obligación de recaudar el CxC.

### 6.3.7. Generación autodespachada

Se considerará como generación autodespachada las plantas de generación que se encuentran en el rango de mayor o igual a 1 MW y menor a 5 MW. En cuanto a los autogeneradores, aplica

D-114-2021 MODERNIZACIÓN DEL MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 52

a todos aquellos de capacidad mayor a 1 MW y menor a 5 MW. Las reglas que le aplicarán a dichas plantas para el despacho y liquidación serán las siguientes:

- i. Declaran la disponibilidad horaria para el día de operación, siendo que se considerará como el programa de despacho factible. No ofertan precio.
- ii. La declaración disponibilidad para el despacho de precio del mercado del día anterior o en las sesiones intradiarias, se tomará como una oferta de precio cero.
- iii. Tienen la opción de pasar al despacho centralizado y participar en el mercado con oferta de precio.
- iv. Se les aplicará la liquidación general, igual que los demás recursos de generación.
- v. Asumirán la responsabilidad y costo por desviación del programa de generación de despacho factible.

### **6.3.8. Generación menor a 1 MW**

Las reglas para los activos de generación con una capacidad disponible para el sector menor 1 MW son las siguientes, dependiente del tipo de activo:

#### **6.3.8.1 Generación distribuida**

Las reglas para el despacho y liquidación de la generación distribuida serán las siguientes:

- i. No se incluyen en el despacho centralizado que adelanta el CND.
- ii. Informa su disponibilidad horaria para el día de operación y para efectos de despacho el CND descuenta dichas cantidades de la demanda comercial inelástica del comercializador de área.
- iii. No participan en el mercado de regulación de frecuencia, ni en el mercado de confiabilidad.
- iv. Para efectos de liquidación se considerarán despachadas en mérito a una cantidad igual a su disponibilidad.
- v. Son responsables por las desviaciones que les liquidarán con el mecanismo de balance.

#### **6.3.8.2 Autogeneración**

Las reglas para el despacho y liquidación de la autogeneración serán las siguientes:

- i. No se incluyen en el despacho centralizado que adelanta el CND.
- ii. Para efectos del despacho, el comercializador deberá incluir el efecto neto del autogenerador en la demanda inelástica que proyecte para el día de operación.

D-114-2021 MODERNIZACIÓN DEL MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 53

- iii. No participan en el mercado de regulación de frecuencia, ni en el mercado de confiabilidad.
- iv. El autogenerador al estar incluido en las proyecciones que reportar el comercializador, no se le liquidan por la liquidación centralizada desviaciones, sino que ellas quedan incluidas dentro de las desviaciones de comercializador del área, que es al que le aplican las reglas de liquidación del mercado mayorista, incluyendo el pago de desviaciones.
- v. La liquidación del autogenerador la adelanta el comercializador acorde con la Resolución CREG 030 de 2018 y sus modificaciones.

### 6.3.9. Componente G de la fórmula tarifaria

Acorde con la propuesta de pasar directamente y sin intermediación los costos que asume la demanda, de tal forma que se sepa de una forma transparente los costos en que incurre, y no mezclados con el valor de la energía, se encuentra conveniente que en la componente G de la fórmula tarifaria se incorporen todos aquellos elementos que se derivan de la prestación del servicio de generación, tal como se evidenció en el referenciamiento internacional que se adelantó en los estudios.

En ese sentido, los costos a considerar en el componente G de la fórmula tarifaria son:

- i. **Energía.** Corresponde a las compras en el mercado de corto plazo (bolsa de energía) y contratos por parte del comercializador.
- ii. **Restricciones.** Valor a cargo o a favor del comercializador por el costo de restricciones del SIN que salen del neto de la reconciliaciones positivas y negativas.
- iii. **SSCC.** Costos de las regulación secundaria, terciaria y generación autónoma.
- iv. **CERE.** Costo del cargo por confiabilidad a prorrata de la demanda del comercializador.
- v. **Ajustes.** Costos no cubiertos por los ingresos recibidos durante la operación, incluyendo los costos de arranque-parada no cubiertos con los precios de bolsa.

Teniendo en cuenta lo anterior, el precio de bolsa solamente reflejaría el precio de la energía (PE) y los impuestos definidos por Ley (FAZNI y Ley 99), sobre los cuales la CREG no tiene posibilidad de hacer ajuste sobre ellos. Los demás costos que se incluyen hoy, tales como son: CERE, AGC y  $\Delta I$  serán recaudados directamente por el lado de la demanda y no con la intermediación de los generadores.

En ese sentido, si tomamos como referencia la información mostrada en la ilustración 16, el precio de bolsa nuevo, considerando los ajustes presentados anteriormente, el valor estimado será el que se presenta en la siguiente ilustración.

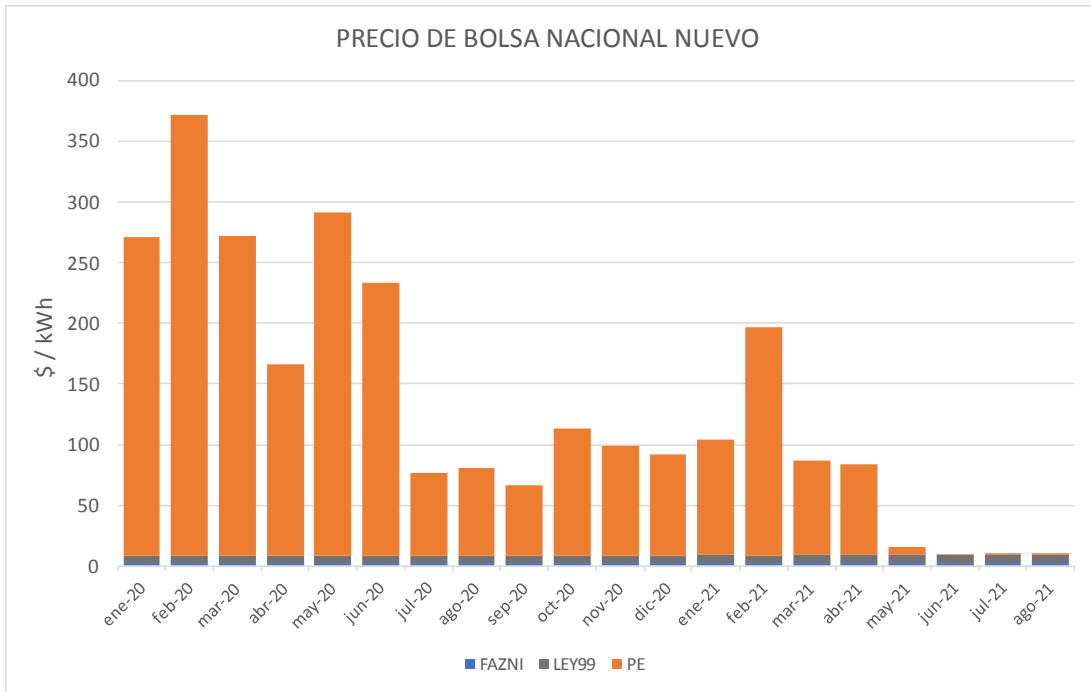


Ilustración 17. Precio de bolsa nacional nuevo desagregado

## 7. ANÁLISIS DE IMPACTO

El análisis de impacto se abordará en dos dimensiones, una primera dimensión se hará con respecto a una valoración cualitativa, sobre todo en aquellos temas que son difícilmente cuantificables porque dependen de la conducta de agentes, y la segunda dimensión corresponde a una valoración cuantitativa de los efectos en el mercado, lo cuales fueron valorados en los estudios adelantados, sobre los cuales hace referencia en numeral 1.3 del presente documento.

Para tener una visión integral de los impactos de la propuesta, la valoración cualitativa se desarrollará a nivel de cada uno de los agentes que participaran con las nuevas reglas de mercado.

La valoración cuantitativa se adelantará para el sistema haciendo la comparación de lo vigente versus la propuesta para las variables más relevantes tales como son los costos operativos, el precio de bolsa y los costos de la generación de seguridad. Sin embargo, se resalta que la valoración cuantitativa es una aproximación, dado que depende del comportamiento de los agentes y las ofertas en el nuevo mercado.

Es importante resaltar de la experiencia internacional, mostrada ampliamente en los estudios señalados en el numeral 1.3 del presente documento, muestran que la implementación de este tipo de mercados ha traído beneficios para los sistemas.

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 55

## 7.1. VALORACIÓN CUALITATIVA

La valoración cualitativa se desarrolla para los diferentes agentes que se vería afectados por las nuevas reglas: generadores, comercializadores, demanda y operador del mercado.

### 7.1.1. Generadores

Sobre los agentes generadores, la aplicación de las nuevas reglas del mercado podría tener los siguientes impactos:

- a. **Herramientas para el manejo del riesgo.** Los generadores con cambios en la disponibilidad del recurso de generación, especialmente los recursos variables de difícil pronóstico van a poder actualizar sus pronósticos cerca de la operación.
- b. **Mercado ampliado de servicios complementarios.** Los generadores pasarán de un mercado de frecuencia de un solo producto (regulación secundaria o AGC) a uno de tres (3) productos (regulación secundaria de frecuencia a subir y bajar y regulación terciaria), lo que les permite contar con un mercado ampliado de frecuencia con mayores oportunidades para aumentar ingresos por dicho rubro.
- c. **Responsabilidad por las desviaciones.** Los agentes generadores deberán asumir los costos de las desviaciones al programa de generación. Ahora, los generadores podrán administrar los cambios en generación con los despachos intradiarios para que no tengan que pagar desviaciones.
- d. **Ofertas mitigadas.** El generador que incumpla las pruebas de *pivotalidad* (cantidad) y comportamiento (precio) se enfrente a que les sean mitigadas las ofertas, dado que dicha medida busca contar con ofertas de precios para un mercado competitivo.
- e. **Equipos capacitados.** Los agentes generadores van a requerir equipos con talento humano especializados para aprovechar las características del nuevo mercado, dada su mayor complejidad.
- f. **Ajustes límites plantas autodespachadas y pequeña escala.** Al respecto se tendría lo siguiente:
  - Las plantas autodespachadas, lo que se denomina plantas no despachadas centralmente, serán aquellas cuya capacidad se encuentre entre 5 MW y 1 MW, lo que representa en la actualidad el 10% de las plantas menores de 20 MW. Así las cosas, las plantas entre 5 MW y 20 MW pasarán a cumplir las reglas de las plantas despachadas centralmente, es decir, deberán cumplir entre otros lo siguiente: oferta de precios, consignación de los programas de mantenimiento y serán liquidados centralmente todas sus transacciones.
  - Las plantas de pequeña escala serán aquellas menores a 1 MW, las cuales serán descontadas de la demanda del comercializador del área en donde se encuentre conectado la planta. El programa de despacho para dichas plantas será la declaración de disponibilidad que hagan. Es decir, frente a los temas comerciales y operativos no les cambia la condición actual.

D-114-2021 MODERNIZACIÓN DEL MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 56

- Las reglas descritas anteriormente aplican a las diferentes formas de generación, es decir, las utilizarían: generadores, autogeneradores y cogeneradores que se encuentren en los rangos de capacidad definidos.

### 7.1.2. Comercializadores

Sobre los agentes comercializadores, la aplicación de las nuevas reglas del mercado podría tener los siguientes impactos:

- Herramientas para el manejo del riesgo.** Los comercializadores podrán administrar las desviaciones de los pronósticos de demanda a través de actualización de estos, cerca de los períodos de consumo durante el día de operación.
- Responsabilidad por los pronósticos.** Los comercializadores deberán asumir los costos de las desviaciones a los pronósticos de demanda. Lo anterior, conlleva a que los comercializadores tendrán que mantener actualizadas sus herramientas para los pronósticos de la demanda.
- Participación activa en formación del precio de bolsa.** Los comercializadores con usuarios no regulados que deseen participar con ofertas en la bolsa, podrán participar en la formación del precio de bolsa declarando su curva de oferta de compra.
- Requiere conocimiento autogeneración pequeña escala (menor 1 MW).** Los comercializadores deberán tener conocimiento de los autogeneradores de pequeña escala ubicados en su área de comercialización, con fin de poder elaborar pronósticos de demanda más cercanos a la realidad, con lo cual se evitan asumir desviaciones.

### 7.1.3. Demanda

Sobre los impactos a la demanda, por la aplicación de las nuevas reglas del mercado se identifican los siguientes:

- Asumen menores costos de operación del sistema.** Por la co-optimización de energía y regulación de frecuencia del sistema, se lograrán menores costos operativos, dado que se alcanza un despacho más óptimo, lo que redundará en menores costos a asumir por la demanda.
- Evita pago de desviaciones.** Las nuevas reglas del mercado asignarán las desviaciones a quién las causa. Contraria a las reglas actuales en donde los sobrecostos de las desviaciones de demanda y generación eran asumidas por la demanda. En ese sentido, la demanda solamente asumirá las desviaciones que le sean imputables por desviación del pronóstico de demanda.
- Costos de servicios complementarios.** La demanda asumirá directamente los costos de los servicios complementarios: regulación de frecuencia y arranque autónomo, tal como se viene haciendo en varios mercados internacionales. Dichos costos anteriormente se asumían indirectamente a través del precio de la energía, sin tener una referencia clara de los valores que se incluían, además porque algunos de estos servicios se programaban como generación de seguridad por falta del servicio apropiado. Así las cosas, es difícil valorar el impacto en costos, pero se espera que el cambio en el costo total de los servicios complementarios no

D-114-2021 MODERNIZACIÓN DEL MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 57

sea relevante. Así las cosas, con el nuevo esquema el pago de los servicios complementarios se logrará un sistema más flexible, confiable y resiliente.

#### 7.1.4. Operador del sistema eléctrico y del mercado

Sobre los impactos al operador del sistema eléctrico y del mercado, por la aplicación de las nuevas reglas del mercado se identifican los siguientes:

- a. **Operación más segura.** El operador podrá adelantar una operación más segura del sistema, dado que contará con los servicios complementarios para dar manejo a las desviaciones de frecuencia, contingencias y restablecimiento del sistema. Además de que tendrá menor incertidumbre en la operación, dado que va a contar con más información de la disponibilidad de los recursos para el despacho.
- b. **Programación de servicios complementarios.** Teniendo en cuenta lo incentivos para el cumplimiento de los programas de generación, se espera que el operador requiera menores cantidades para la regulación de frecuencia por desviaciones del programa de generación de las plantas despachadas por disponibilidad.
- c. **Actualización de las herramientas.** El operador deberá actualizar las herramientas tecnológicas y el talento humano para la operación y la liquidación de las transacciones de tal forma que pueden responder en menores plazos, acorde con las necesidades del mercado.
- d. **Capacitación del mercado.** El operador deberá adelantar la capacitación del mercado para la aplicación de las nuevas reglas.

### 7.2. VALORACIÓN CUANTITATIVA

La valoración cuantitativa se desarrolla para aquellos aspectos de la operación que fueron susceptibles de modelación, para ello en el presente numeral se presentan aparte de los resultados del estudio del modelamiento de las reglas mercado de despacho vinculante, mercado intradiario y servicios complementarios, adelantado por PSR-PHC en los temas de: precio de bolsa, costos de operación, generación de seguridad y restricciones, y costos no cubiertos. La valoración del costo del arranque autónomo es una valoración adelantada por la CREG, a partir de la información reportado por el operador del mercado para el estudio adelantado por D-Avanti y PSR sobre servicios complementarios.

#### 7.2.1. Costos operativos

El objetivo de ejercicio es hacer una comparación de los costos operativos del sistema considerando las reglas actuales y las nuevas reglas. Para ellos, se seleccionaron los siguientes días típicos:

DÍA 1: 13/02/2017 (Precio de bolsa supera puntualmente el precio de escasez)

DÍA 2: 10/02/2018 (Indisponibilidad en circuito intercosta de 500 kV)

DÍA 3: 27/03/2019 (Redespacho de recursos térmicos)

DÍA 4: 20/06/2019 (Redespacho en AGC)

DÍA 5: 17/08/2019 (día sin eventos)

D-114-2021 MODERNIZACIÓN DEL MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 58

Toda la información reportada para los 5 días anteriores fue suministrada por XM S.A. ES.P. Los resultados de los costos operativos que obtuvo el consultor para los 5 días con las reglas actuales y las propuestas son las que se presentan en la siguiente tabla:

Día	Costo de la operación \$			
	Reglas actuales	Despacho co-optimizado	Diferencia: Actual – Despacho co-optimizado	Ahorro %
1	\$ 22,262,546,020.00	\$ 20,674,789,113.13	\$ 1,587,756,906.87	7.132%
2	\$ 23,186,418,441.00	\$ 21,945,219,083.21	\$ 1,241,199,357.79	5.353%
3	\$ 25,014,246,308.00	\$ 24,915,298,702.75	\$ 98,947,605.25	0.396%
4	\$ 20,976,987,802.00	\$ 19,235,251,004.05	\$ 1,741,736,797.96	8.303%
5	\$ 19,537,748,090.00	\$ 19,511,927,138.29	\$ 25,820,951.71	0.132%

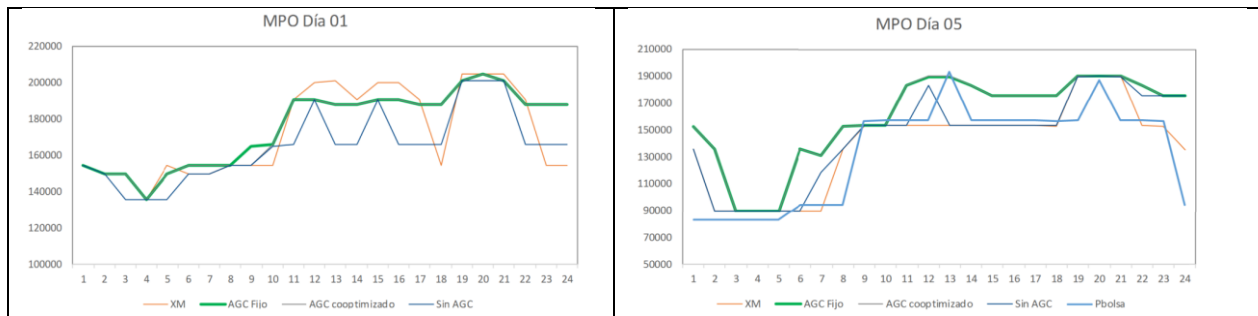
Tabla 7. Comparación costos operativos. Reglas actuales y nuevas

De acuerdo con los resultados anteriores, podemos destacar lo siguiente:

- El despacho co-optimizado representó ganancias de eficiencia para el sistema en todos los casos, llegando incluso al 8% en uno de los días. Se espera que dicha ganancia de eficiencia se refleje en menores costos para el usuario.
- Lo resultados obtenidos son concordantes con los presentados en el Documento CREG 80 de 2012 en donde en un día de invierno y otro de verano, con la co-optimización se lograron reducciones en los costos de operación del orden 2.2% día de invierno y 1.7% día de verano.

### 7.2.2. Precio de bolsa

Para valorar los impactos en los precios de bolsa, se toman muestras los días anteriores agrupados con situaciones similares, es decir, los días con condiciones normales o cuasinormales (1 y 5) y días con restricciones (2 y 3). Los resultados obtenidos, comparando las reglas actuales y nuevas, son los que se presentan en las siguientes ilustraciones:



#### D-114-2021 MODERNIZACIÓN DEL MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 59



Ilustración 18. Comparación precios de bolsa. Reglas actuales y nuevas

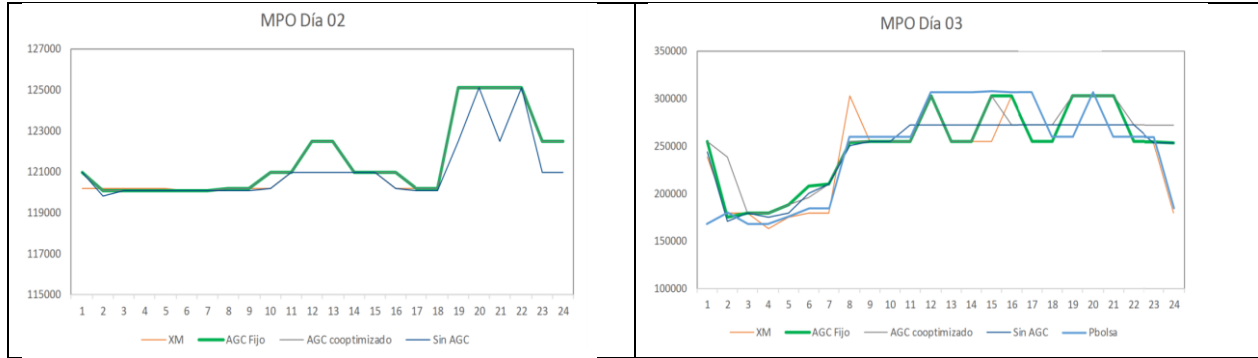


Ilustración 19. Comparación precios de bolsa. Reglas actuales y nuevas

De acuerdo con los resultados anteriores, podemos destacar que los niveles de precio de bolsa son similares entre las reglas actuales (Caso XM- Naranja) y las reglas nuevas (Sin AGC-Azul). Los otros colores corresponden a casos estudiados pero que finalmente no se incorporaron a la propuesta.

### 7.2.3. Generación de seguridad y restricciones

Teniendo en cuenta las corridas de los casos anteriores, se hace la estimación de las cantidades despachadas por generación de seguridad y los costos de las restricciones de las reglas actuales (XM) y las reglas nuevas (co-optimizado). Los resultados se presentan en la siguiente ilustración y tabla.

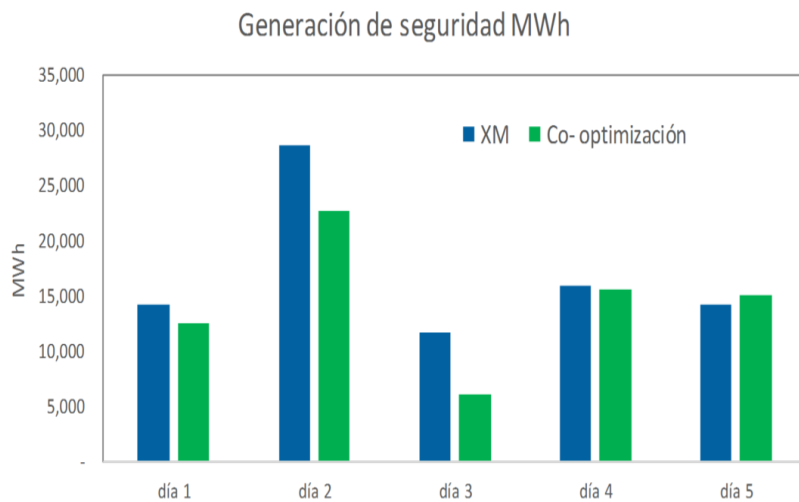


Ilustración 20. Comparación generación de seguridad. Reglas actuales y nuevas

D-114-2021 MODERNIZACIÓN DEL MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 60

Costo restricciones [\\$]		
Día	XM	Nuevo modelo de mercado
Día 1	\$ 2.144.692.502	\$ 2.039.490.533
Día 2	\$ 6.513.074.176	\$ 4.362.972.466
Día 3	\$ 1.879.242.796	\$ 269.276.492
Día 4	\$ 6.049.163.690	\$ 4.684.164.582
Día 5	\$ 3.915.431.483	\$ 3.832.670.051

Tabla 8. Comparación costos restricciones. Reglas actuales y nuevas

De acuerdo con los anteriores resultados, se puede concluir que la co-optimización reduce la generación de seguridad y los costos de las restricciones.

#### 7.2.4. Costos no cubiertos

Los costos no cubiertos, es decir, los costos de aquellas plantas que hacen parte del despacho, pero cuyos costos no se cubren completamente con el precio de bolsa, denominado  $\Delta I$  en la regulación actual, para los resultados los 2 tipos de reglas son los que se presentan en la siguiente tabla:

Delta Nacional (\$/kWh)		
Día	XM	Modelo Integrado Cooptimizado
Día 1	0,65	1,29
Día 2	3,43	0,04
Día 3	2,66	0,34
Día 4	3,40	0,00
Día 5	0,68	0,00

Tabla 9. Comparación costos no cubiertos. Reglas actuales y nuevas

De acuerdo con los anteriores resultados, se observa que en forma general los costos no cubiertos disminuyen, lo cual obedece a que en el modelo integrado co-optimizado se presentan menos arranques de plantas térmicas durante el día de operación.

#### 7.2.5. Arranque autónomo

De acuerdo con la información reportada por XM para el estudio de servicios complementarios, la información de arranque autónomo en el SIN es escasa. Razón por la cual, la CREG partiendo de la información reportada por XM, la complementó en aquellos casos donde solamente se

D-114-2021 MODERNIZACIÓN DEL MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 61

reporta que se tiene, pero no se da la descripción de la capacidad. Para ello, se asumió que la capacidad correspondía a la capacidad que resultó más típica según tamaño, de acuerdo con la información existente. Con dicha metodología se obtuvo la siguiente tabla por áreas:

Etiquetas de fila	Suma de kW
Antioquia	6200
Atlántico	
Bolívar	600
Cerromatoso	1000
CNP	200
GCM	
HTC	1200
Nordeste	2500
Oriental	8800
Valle del Cauca	1000
<b>Total general</b>	<b>21500</b>

CNP: Cauca-Nariño-Putumayo, GCM: Guajira-Cesar-Magdalena y HTC: Huila-Tolima-Caquetá

Tabla 10. Arranque autónomo por áreas

Para hacer la valoración del costo unitario fijo del arranque autónomo, se considera que dichas plantas son equipos Diesel y se tienen en cuenta los supuestos presentados en la siguiente tabla:

Concepto	Unidad	Caso Base
TRM	COP/USD	3.600
Demanda	GWh/año	70.000
Costo inversión	USD/kW	480
AOM fijos	USD/kW-año	41,75
Vida útil	años	15
Capacidad requerida	kW	21.500
Inversión Total	USD	10.320.000
Tasa descuento	%	10,00%
Inversión anual	USD	1.356.809
AOM fijos	USD	897.625
Costos fijos	USD	2.254.434
<b>Costo unitario</b>	<b>COP/kWh</b>	<b>0,116</b>

Tabla 11. Supuesto para estimar costo unitario fijo de arranque autónomo

D-114-2021 MODERNIZACIÓN DEL MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 62

Partiendo del caso anterior, se hacen diferentes sensibilidades para valorar cuando cambia el costo unitario. En la siguiente tabla se presentan las sensibilidades y el costo unitario para cada una de ellas.

Casos	Descripción	Costo unitario COP/kWh
Caso Base		0,116
Caso 1	2 veces capacidad	0,245
Caso 2	AOM 50%	0,100
Caso 3	TD 12%	0,124
Caso 4	VU 25 años	0,112
Caso 5	Inversión 50%	0,084

Tabla 12. Sensibilidades costo unitario arranque autónomo

De acuerdo con los anteriores resultados, se encuentra que el costo unitario fijo del arranque autónomo podría estar en el rango entre 0,084 y 0,245 COP/kWh

## 8. CONSULTA PÚBLICA

Teniendo en cuenta la conveniencia para el sistema de contar con esquema de mercado del día anterior, mercado de sesiones intradiarias más cerca de la operación, mercado de servicios complementarios y la co-optimización del despacho de energía y reserva de frecuencia, lo que constituye la modernización del mercado de corto plazo en términos de programación de los recursos, formación de precios, manejo de riesgo, asignación de responsabilidades y suministro de servicios complementarios, para responder a la evolución y nuevos retos del mercado de energía, se recomienda que el proyecto de resolución que contiene las nuevas reglas, se publique para consulta de los agentes del mercado y terceros interesados.

## 9. CONCLUSIONES

El funcionamiento del MEM estará basado en un despacho integrado de recursos del SIN que considera las características técnicas de las plantas de generación, su disponibilidad y precios de oferta, información de demanda inelástica y de ofertas de demanda, requerimientos y ofertas de servicios complementarios, las características técnicas de la red eléctrica y los criterios y restricciones operativas. El objetivo del despacho es maximizar el beneficio producto de las transacciones de energía del mercado, co-optimizando la asignación de recursos programados para proveer energía y servicios complementarios.

La programación del despacho se realizará un día antes de la operación (mercado del día antes) y se actualizará en tres sesiones durante el día de operación (mercados intradiarios). En cada sesión de mercado se despachan todos los recursos disponibles del sistema. Todos los recursos

D-114-2021 MODERNIZACIÓN DEL MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 63

de generación a gran escala (mayor o igual a 1 MW) estarán sujetos a este despacho centralizado, pero los recursos entre 1 a 5 MW (menores o iguales a 5 MW) pueden optar por autodespacharse informando su disponibilidad comprometida. El mercado del día antes tiene un horizonte de 24 horas con resolución horaria y los mercados intradiarios tienen horizontes de 24, 17 y 7 horas hasta el final del día, con resolución medio-horaria.

Para la definición de cantidades horarias de energía y servicios complementarios programados, y los precios horarios de los servicios complementarios de cada sesión de mercado se utilizan los resultados del despacho factible, o programa de despacho que incluye el modelo de la red de transmisión eléctrica. Para la definición de cantidades horarias de energía y los precios horarios de energía para liquidación se utilizan los resultados del despacho de precio, o programa de despacho que no considera restricciones de la red eléctrica. Los precios marginales horarios que se calculan en este último despacho de precio aplican para todas las transacciones de energía del respectivo mercado (precio uninodal).

Los despachos de cada sesión de mercado son vinculantes en el sentido que definen transacciones comerciales firmes para cada sesión, considerando que en el mercado del día antes se liquidan las cantidades totales, mientras que en los mercados intradiarios se liquidan las diferencias de cantidades con respecto a la sesión de mercado previa a los precios del mercado respectivo. La liquidación de las transacciones de energía incluye una componente para reconciliar las diferencias entre generación programada en el despacho factible y la generación calculada en el despacho de precio.

Durante la operación en tiempo real, los cambios en el programa de despacho se manejan con los servicios complementarios asignados y a través de desviaciones autorizadas, sin que aplique un proceso de redespacho. Finalmente, se utiliza un mecanismo de balance para liquidar las diferencias entre las cantidades realmente despachadas y las programadas en la última sesión del mercado, incluyendo la utilización de servicios complementarios y la valoración de las desviaciones al despacho autorizadas y no autorizadas.

La liquidación de los contratos bilaterales y de las obligaciones del cargo por confiabilidad se realizan en el mercado del día antes. Para mitigar potenciales ejercicios de poder de mercado se implementan medidas ex ante, realizando pruebas de pivotalidad y de conducta, que en caso de no superarse resultan en una intervención de la oferta de precio y su remplazo por una oferta valorada a un costo de referencia.

D-114-2021 MODERNIZACIÓN DEL MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 64