

**PROPUESTAS DE MEJORA AL MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA PARA  
ASEGURAR LA CONFIABILIDAD DEL SISTEMA INTERCONECTADO  
NACIONAL**

**JAIME ALONSO CASTILLO MARÍN**

**UNIVERSIDAD EAFIT  
ESCUELA DE ECONOMÍA Y FINANZAS  
MEDELLÍN  
2016**

**PROPUESTAS DE MEJORA AL MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA PARA  
ASEGURAR LA CONFIABILIDAD DEL SISTEMA INTERCONECTADO  
NACIONAL**

**JAIME ALONSO CASTILLO MARÍN**

**Trabajo de grado presentado como requisito parcial para optar por el  
título de Maestría en Economía Aplicada**

**Asesor: LUIS GUILLERMO VELEZ ÁLVAREZ**

**UNIVERSIDAD EAFIT  
ESCUELA DE ECONOMÍA Y FINANZAS  
MEDELLÍN  
2016**

## **AGRADECIMIENTOS**

A todas las personas que han estado presentes en mi camino de formación personal, espiritual y profesional; especialmente a mis padres y hermanos por todo el amor, cariño y enseñanzas brindadas en todos estos años.

A los ingenieros Héctor Manuel Hernández, Adriana Marcela Montaña y Emmy Yadira Ruiz, quienes en mi formación universitaria plantaron en mi la semilla del amor por los sistemas de potencia.

A los ingenieros Luis Julián Zuluaga y Ancizar Piedrahita, quienes fueron mis primeros mentores en la operación real de sistemas de potencia y la regulación de mercados de energía respectivamente y de quienes aún sigo aprendiendo constantemente.

A XM S.A. E.S.P. operador de Sistema Interconectado Nacional y administrador del Mercado de Energía Mayorista en Colombia, empresa que a través de sus directivos realiza una apuesta por el conocimiento y en la que he podido desarrollarme profesionalmente a plenitud.

A todos quienes con sus conversaciones me ayudaron a la conformación de este trabajo de grado, especialmente a mi asesor que con su dedicación y amplio conocimiento dio forma al mismo.

## TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	8
1. MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA.....	10
1.1 OFERTA Y DEMANDA.....	10
1.2 FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA.....	11
2. INTERVENCIÓN AL MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA, FENÓMENO DE EL NIÑO 2015 – 2016 .....	17
2.1 GESTACIÓN DE LA INTERVENCIÓN.....	17
2.2 PRIMEROS AJUSTES.....	19
2.3 UN NUEVO PANORAMA.....	23
2.4 FIN DEL PROCESO DE INTERVENCIÓN.....	27
3. PROPUESTAS AL MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA.....	29
3.1 CONTROL DE EJERCICIO DE PODER DE MERCADO.....	29
3.2 MERCADO DE CORTO PLAZO.....	31
3.2.1 MERCADO INTRADIARIO.....	31
3.2.2 MERCADO MULTINODAL.....	35
3.3 MERCADO DE CONFIABILIDAD.....	37
4. CONCLUSIONES.....	40
BIBLIOGRAFÍA.....	42

## LISTA DE FIGURAS

<b>Figura 1</b>	Aportes Acumulados Mensuales SIN respecto a Media Histórica – 2013 a 2015 .....	17
<b>Figura 2</b>	Precios del MEM – Septiembre a Octubre de 2015 .....	18
<b>Figura 3</b>	Precios del MEM – Octubre de 2015.....	20
<b>Figura 4</b>	Reservas Hídricas del SIN a 25 de febrero de 2016 Vs Niños Alto Impacto .....	24
<b>Figura 5</b>	Demanda de Energía Mensual del SIN y Tasas de Crecimiento Mensuales.....	26
<b>Figura 6</b>	Proyecciones Demanda de Energía Mensual del SIN UPME y Demanda Real.....	26
<b>Figura 7</b>	Generación Térmica, Precio Máximo de Bolsa y Escasez – Sep 2015 a May 2016 .....	27
<b>Figura 8</b>	Reservas y Aportes Hídricos del SIN a 04 de Mayo de 2016 Vs Niños Alto Impacto .....	28
<b>Figura 9</b>	Cronograma de Mercados Intradiarios y Redespachos en el Día de Operación .....	34

## LISTA DE TABLAS

<b>Tabla 1</b> Índice HHI en el MEM 2008-2015.....	11
<b>Tabla 2</b> Precio de Escasez, Precio Máximo de Oferta, Diferencia y Prima en kWh .....	22
<b>Tabla 3</b> Exportaciones e Importaciones – Junio 2015 a Abril 2016 en GWh-mes.....	23
<b>Tabla 4</b> Programa Despacho de RD y DDV - Marzo y Abril de 2016 en GWh-mes .....	25

## **RESUMEN**

Las fallas de mercado justifican la regulación en los mismos y dadas las características del sector eléctrico se han realizado diseños de mercados en búsqueda de una asignación eficiente de los recursos. Este diseño para el Mercado de Energía Mayorista en Colombia se ha mantenido en esencia igual desde sus inicios, a excepción de la creación del mercado de confiabilidad desarrollado posteriormente. Ante periodos de escasez en la oferta, en el Mercado de Energía Mayorista se ha visto la necesidad de realizar procesos de intervención que garanticen la prestación confiable del servicio. De este modo nace la necesidad de realizar una revisión al diseño del Mercado de Energía Mayorista que recoja la experiencia del funcionamiento del mismo, su composición y los procesos de intervención como instrumentos de mejora.

Este trabajo presenta una caracterización de la oferta y demanda presente en el Sistema Interconectado Nacional y el funcionamiento del Mercado de Energía Mayorista, posteriormente se realiza un análisis del proceso de intervención al mercado durante el fenómeno de El Niño 2015 – 2016, finalmente se presentan propuestas de mejora para el Mercado de Energía Mayorista en el control del ejercicio de poder de mercado, mejoras en los mercados de corto plazo y confiabilidad.

**ENERGÍA ELÉCTRICA, FALLAS DE MERCADOS, INTERVENCIÓN DE MERCADOS, MERCADOS DE ENERGÍA, MERCADO INTRADIARIO, PODER DE MERCADO, REGULACIÓN, RACIONAMIENTO, SERVICIOS PÚBLICOS DOMICILIARIOS.**

## INTRODUCCIÓN

Las fallas del mercado son el término usado para las causas por las cuales un mercado no obtiene una asignación de recursos eficiente en el sentido de Pareto (primer teorema de bienestar), ya que a partir de las fuerzas del mercado no se garantiza el bienestar social. Dentro de las principales fallas del mercado se encuentran la estructura del mercado en sí, la competencia que se puede dar en este (monopolio, monopsonio, oligopolio, oligopsonio), la asimetría de la información entre los participantes del mercado que permite el ejercicio de poder de mercado de forma duradera, externalidades, barreras de entrada y salida, entre otras.

Las fallas del mercado justifican la regulación, en búsqueda que los mercados se acerquen de manera más estrecha al modelo de competencia perfecta. De este modo, la regulación busca influir y condicionar la conducta de los agentes, obligando a las empresas reguladas a actuar de manera distinta a como actuarían si no existiera regulación, creando las condiciones para una distribución final de los recursos satisfactoria socialmente, modificando la asignación inicial mediante acciones del Estado sin abandonar los mecanismos del mercado (segundo teorema de bienestar).

Dentro del sector eléctrico las principales fallas de mercado se originan en características propias de la energía eléctrica como son la imposibilidad de almacenar en grandes cantidades el producto transado, exigencia de un sistema de redes que enlacen los grandes centros de producción con los de consumo, la imposibilidad de predecir exactamente la demanda del bien, y el carácter de interés general del mismo; lo anterior, sumado al hecho de ser mercados en condiciones de competencia imperfecta, al tenerse rendimientos crecientes a escala (tipo monopolio), información imperfecta entre los agentes del mercado, principalmente entre productores y consumidores, barreras de entrada y salida como altos costos de capital, barreras legales, tecnológicas, entre otras.

Por lo anterior, los sectores eléctricos en el mundo han sido sujeto a distintos diseños de mercados en los cuales la regulación que se ha aplicado aborda desde regulación directa (donde se fijan precios y se hace seguimiento indicadores de desempeño), regulación de conducta (donde se regulan precios y la calidad), regulación de la estructura (donde se intenta introducir competencia, se revisa porción de mercado y se separan los monopolios) o la mezcla entre ellos.

Los mercados pueden presentar comportamientos alejados del bienestar social, lo que lleva en muchas ocasiones a que el Estado a través de sus instituciones y mecanismos deba realizar ajustes en el corto plazo para garantizar la prestación confiable del servicio. Estos ajustes de corto plazo, que llamaremos intervenciones, tienen impactos sobre las variables de los mercados que no son deseados y por tanto se deben minimizar, el diseño de mercado debe ser capaz de sobrellevar las condiciones que alejaron el objetivo de bienestar social a través de incentivos suficientes para esto. Aquí surge la necesidad de aprender de dichos procesos de intervención como instrumentos de mejora para el diseño del mercado.

En el caso particular de Colombia las leyes 142 y 143 de 1994 establecieron el marco legal e institucional del sector eléctrico en Colombia definiendo un rol para el Estado de emisor de política



sectorial, regulador y ente de control y vigilancia, permitiendo la competencia en los sectores de la cadena de la producción donde fuese posible y regulando lo monopolios donde no lo fuese, adicionalmente se promovió la participación de la inversión privada en búsqueda de eficiencia a través de la competencia entre agentes. El 20 de julio de 1995 se dio inicio al Mercado de Energía Mayorista, el cual se basa en tres pilares, el mercado de corto plazo (bolsa de energía), el mercado de largo plazo (mercado de contratos) y el mercado de confiabilidad. Por las características propias del Sistema Interconectado Nacional, el cual tiene una alta componente hidráulica, se ha visto la necesidad realizar tres intervenciones de gran envergadura en el Mercado de Energía Mayorista ante los fenómenos de El Niño 1997 – 1998, 2009 – 2010 y 2015 – 2016. En dichos procesos tanto el Ministerio de Minas y Energía como a Comisión de Regulación de Energía y Gas han tenido a necesidad de revisar reglas del mercado para garantizar la confiabilidad del sistema.

Este trabajo pretende realizar propuestas de mejora al Mercado de Energía Mayorista que serán resultado del análisis de las características del sistema, el diseño del mercado vigente y las oportunidades de mejora evidenciadas en el proceso de ajustes al mercado durante el fenómeno de El Niño 2015 – 2016. Para lograr este objetivo el presente trabajo se divide en cuatro secciones, la primera realiza una caracterización del Mercado de Energía Mayorista en términos de la oferta y demanda presentes y el funcionamiento del mercado en sí. Posteriormente se describe el proceso de intervención al mercado durante el fenómeno de El Niño 2015 – 2016, realizando un análisis de los inductores, revisión de la reglamentación emitida durante la intervención y sus efectos en las principales variables del mercado, tratando de seguir, en la medida de lo posible, un orden cronológico de los eventos. En la tercera sección se presentan las propuestas de mejora al Mercado de Energía Mayorista, las cuales están encaminadas hacia el control del ejercicio de poder de mercado, y mejoras en los mercados de corto plazo y confiabilidad. Finalmente son presentadas las conclusiones de este trabajo.

# 1. MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA

En este capítulo se presenta una descripción del Mercado de Energía Mayorista –MEM– desde las perspectivas de la oferta y demanda presentes a final del año 2015 y las principales reglas de funcionamiento de este mercado.

## 1.1 OFERTA Y DEMANDA

A 31 de diciembre de 2015 el Sistema Interconectado Nacional –SIN– cuenta con 16,420 MW de capacidad instalada, de los cuales 10,892 MW son hidráulicos, 4,743 MW son térmicos, 698,42 MW corresponden a plantas menores y 87 MW a cogeneración. Se tiene una alta participación de recursos hidráulicos en la matriz eléctrica, condición presente en el SIN desde sus inicios.

El hecho que el SIN tenga una alta participación en la matriz eléctrica a partir de recursos hidráulicos, hace que se vea impactado por fenómenos de variabilidad climática como el fenómeno de El Niño, caracterizado por un calentamiento inusual de las aguas del Pacífico Ecuatorial y debilitamiento de los vientos alisios, que en Colombia se manifiesta como aumento de temperatura promedio y disminución en lluvias, especialmente en las regiones Caribe y Andina, teniendo en esta última región las principales cuencas que realizan aportes a los embalses del SIN. Así, ante la presencia del fenómeno de El Niño, la oferta hidráulica se reduce drásticamente en el SIN. Desde el inicio del funcionamiento del MEM en el año 1995, el SIN se ha visto enfrentado a tres fenómenos El Niño entre los años 1997-1998, 2009-2010 y 2015-2016.

Ante el MEM se tienen 62 agentes generadores registrados a 31 de diciembre de 2015, de los cuales 47 de ellos encuentran haciendo transacciones en el mercado. Se destacan seis agentes generadores que cuentan con más del 80% de la capacidad instalada del SIN.

Por lo anterior, y en búsqueda de caracterizar la oferta del mercado, es importante evaluar índices de concentración como el Índice Herfindahl - Hirschman (HHI)<sup>1</sup>, que permite identificar qué tan concentrado está un mercado, por tanto es una aproximación que muestra si existen agentes que puedan ejercer poder de mercado.

Los resultados del cálculo del Índice Herfindahl – Hirschman (HHI) para el SIN son presentados en la **Tabla 1**. Se observa que para todos los años de análisis el índice HHI se encuentra en el rango entre 1000 y 1800, por tanto, se indica que el MEM tiene un nivel de concentración moderado.

---

<sup>1</sup> (Twomey, Green, Neuhoﬀ, & Newbery, 2006) presenta los siguientes rangos: sin concentración cuando HHI es inferior a 1000, moderadamente concentrado cuando HHI está entre 1000 y 1800, altamente concentrado cuando HHI es superior a 1800.

**Tabla 1** Índice HHI en el MEM 2008-2015

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
HHI :	1362	1361	1407	1404	1338	1382	1429	1436

Fuente: Elaboración propia, datos (XM S.A. E.S.P., 2016)

En lo referente a la demanda de electricidad, en el año 2015 el SIN presentó un consumo total de 66.175 GWh, de los cuales el 68% corresponden a consumo de usuarios regulados y el 32% de usuarios no regulados.

El cambio del límite potencia/demanda que se exige para poder ser considerado un usuario no regulado en conjunto con la dinámica propia de este tipo de usuarios, ha permitido pasar de 2 fronteras de usuarios no regulados que se tenían en 1997, a 734 usuarios en 1998, 2,575 usuarios en 2000, 4,741 usuarios en 2010, y terminar el año 2015 con 5,461 usuarios. En lo referente a usuarios regulados el año 2015 cierra con 8.957 fronteras.

El consumo de usuarios regulados es influenciado por las condiciones climáticas, es decir, a mayor temperatura, mayores consumos de electricidad se perciben en este sector, debido a que son usados elementos de control de temperatura de alto consumo de electricidad. De este modo, en años donde se tiene presencia del fenómeno de El Niño se tiene mayor demanda de energía, así para el año 2015 se tuvo un incremento del 4.1 % respecto al año anterior.

Caso contrario se presenta con los usuarios no regulados los cuales tienen su consumo relacionado con variables macroeconómicas, de este modo los sectores de mayor consumo dentro de los usuarios no regulados, como la industria manufacturera (consumo de 9,491 GWh en el año 2015) y explotación de minas y canteras (consumo de 4,637 GWh en el año 2015), presentaron crecimientos del 0,2 % y 5,8 %, ninguno de ellos relacionados con variables climáticas.

## **1.2 FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA**

El MEM cuenta con tres mercados principales en los cuales los agentes participan de diferentes formas de acuerdo a las características de cada uno de ellos. Estos mercados son: el mercado de corto plazo (bolsa de energía), el mercado de largo plazo (mercado de contratos) y el mercado de confiabilidad a través de las Obligaciones de Energía Firme –OEF–.

**El mercado de corto plazo** se da inicio con el despacho económico diario de generación, el cual se realiza el día anterior a la operación del SIN. Aquí son recibidas las ofertas y declaraciones de los agentes generadores para que con ellas sea atendido un pronóstico de demanda horario, cumpliendo criterios de calidad, seguridad, confiabilidad y economía.

Los generadores con capacidad superior a 20 MW participan en el despacho económico diario con ofertas de precio<sup>2</sup> y declaración de disponibilidad<sup>3</sup>, son denominados plantas despachadas centralmente; caso contrario, los generadores con capacidad inferior a 10 MW, sólo participan en el despacho económico realizando una declaración de disponibilidad, son denominados plantas no despachadas centralmente. Los generadores entre 10 y 20 MW tienen la posibilidad de escoger el tipo de despacho (centralizado o no centralizado). Existe una excepción para las plantas despachadas centralmente con características de embalse filo de agua o cogeneradores con respaldo de potencia mayor a 20 MW, las cuales guardando la característica de despachadas centralmente, solo reportan la declaración de disponibilidad y no participan con oferta de precio en el despacho económico diario.

Finalmente se obtiene un programa de generación para cada uno de los recursos de generación del SIN, el cual se obtiene como resultado de un proceso de optimización minimizando el costo de operación del sistema para cubrir un pronóstico de demanda horario; en este despacho son tenidos en cuenta las características técnicas de los recursos de generación, las restricciones de la red (generaciones de seguridad e inflexibilidades), la asignación de la regulación secundaria de frecuencia a través del Control Automático de Generación –AGC– (de sus siglas en inglés), adicionalmente se programan los intercambios de electricidad con países vecinos, con Ecuador bajo el esquema de Transacciones Internacionales de Electricidad –TIE– y con Venezuela bajo el esquema de Contratos Bilaterales.

En el día previo a la operación, también se lleva a cabo el cálculo del predespacho ideal, despacho que tiene como objetivo entregar una primera aproximación del precio de bolsa horario nacional. Para su cálculo se tiene en cuenta la oferta de los recursos de generación para abastecer el pronóstico de demanda horario; en este despacho no son tenidas en cuenta características de los recursos de generación, restricciones de la red de transmisión, generaciones obligatorias, de seguridad, ni el AGC.

El despacho económico diario es actualizado con información más reciente durante el día de operación, este proceso es llamado redespacho. La información a actualizar es entregada por los agentes al operador del sistema, la cual es reportada con una anticipación de al menos hora y media antes de la operación en tiempo real y debe estar enmarcada dentro de los causales de redespacho<sup>4</sup>. Con esto, se procesa nuevamente un despacho económico el cual se obtiene el programa final de los recursos de generación con media hora de anticipación a la operación en tiempo real.

En la operación en tiempo real la generación real de los recursos de generación debe encontrarse dentro de un umbral permitido de desviación<sup>5</sup> del valor programado, a excepción que sea autorizada una desviación por parte del operador del sistema, quien dará estas instrucciones solo en búsqueda de preservar la seguridad del SIN.

---

<sup>2</sup> Valor único para el día de operación, expresado en \$/MWh

<sup>3</sup> Valor horario para el día de operación, expresado en MWh

<sup>4</sup> Numeral 4.1 CAUSAS DEL REDESPACHO del Código de Operación, establecido en la Resolución CREG 025 de 1995.

<sup>5</sup> Actualmente este umbral corresponde al 5%.

El día posterior a la operación del SIN se realiza el despacho ideal, el cual se realiza con la misma función objetivo que se realizó el despacho económico diario y con los mismos precios de oferta de los recursos de generación; este despacho se diferencia en que el despacho ideal tiene en cuenta la demanda real presentada en la operación, la disponibilidad real de los recursos de generación, no tiene en cuenta las restricciones de la red (mercado uninodal), pero si considera las características técnicas de los recursos de generación.

A partir del despacho ideal es calculado el precio de bolsa horario nacional, TIE e internacional, como la suma entre el precio de oferta del último recurso de generación flexible que atendió la respectiva demanda (nacional, TIE, e internacional) y un valor denominado delta el cual permite recaudar los costos no cubiertos para las plantas térmicas.

**El mercado de largo plazo** se da mediante la suscripción de contratos financieros bilaterales de compra y venta de energía, cuyos precios, magnitud y condiciones son establecidos libremente entre los agentes del mercado. Estos contratos son suscritos entre agentes generadores, generador – comercializador, comercializador – generador o entre comercializadores, con el objetivo de administrar el riesgo de precio de mercado, originado por la volatilidad en los precios de bolsa en el mercado de corto plazo.

Dentro de las modalidades de contratos de largo plazo que son más usadas en el mercado se encuentran: *pague lo contratado*, en donde el agente comprador se compromete a pagar al precio pactado toda la energía contratada, independiente de que ésta sea consumida o no; *pague lo demandado*, en donde el agente comprador se compromete a pagar al precio pactado toda la energía consumida; *pague lo contratado condicional* en donde el agente comprador se compromete a pagar al precio pactado toda la energía contratada, si y solo si este contrato es requerido total o parcialmente en el despacho de contratos para atender los compromisos del comprador.

El despacho diario de contratos de un agente se da en el siguiente orden: Primero se asignan los contratos que establezcan obligación de suministro y pago de cantidades fijas de energía (*pague lo contratado*); después se asignan los contratos que establezcan obligación de suministro y pago de cantidades fijas de energía condicionales que sean requeridos (*pague lo contratado condicional*), por orden de mérito a partir del contrato de menor precio unitario; finalmente se asignan los contratos tipo *pague lo demandado* por orden de mérito a partir del contrato de menor precio unitario.

Así, con la información del mercado de corto plazo y la información diaria del despacho de contratos del mercado largo plazo, el ASIC realiza la liquidación de los generadores y comercializadores asignando ventas y compras en bolsa, valoradas al precio de bolsa horario respectivo, de acuerdo a la ecuación de balance horaria por agente:

$$\begin{aligned} & \textit{Generación Ideal} + \textit{Compras en Contratos} + \textit{Compras en Bolsa} \\ & = \textit{Demanda Comercial} + \textit{Ventas en Contratos} + \textit{Ventas en Bolsa} \end{aligned}$$

De este modo, si la generación ideal de un recurso de generación, más las compras en contratos es superior a la venta de energía de este recurso en contratos, este vende el excedente en bolsa, caso contrario cuando el despacho ideal de este recurso, más las compras en contratos es inferior a la venta de energía de este recurso en contratos, se ve obligado a comprar el excedente en bolsa.

Para los comercializadores cuya demanda comercial, más las ventas en contratos haya sido mayor a la compra de energía en contratos, se ven obligados a realizar compras de energía en bolsa, caso contrario cuando los comercializadores cuya demanda comercial, más las ventas en contratos sea menor a la compra de energía en contratos, venden el excedente en bolsa.

Dadas las características del SIN pueden existir diferencias entre la generación real y el programa de generación en el despacho ideal para un recurso de generación. Estas diferencias son causadas por restricciones eléctricas u operativas del sistema, originadas por limitaciones en la capacidad de la infraestructura eléctrica o en la aplicación de criterios de seguridad y confiabilidad, respectivamente.

De este modo, las restricciones del SIN llevan a considerar generación forzada, conocida como generación de seguridad; o puede llevar a dejar de considerar generación en merito, conocida como generación atrapada o restringida. Los costos por restricciones se liquidan como reconciliaciones positivas o negativas.

Los generadores son sujetos a reconciliaciones cuando existe una diferencia entre su generación real y su programa de generación en el despacho ideal. De este modo, cuando la diferencia es positiva (mayor generación real), es sujeto a remuneración con reconciliación positiva por el diferencial entre la generación real y su programa de generación en el despacho ideal. Caso contrario, cuando la diferencia es negativa (menor generación real) el agente es sujeto a un cobro con reconciliación negativa por el diferencial entre su programa de generación en el despacho ideal y la generación real.

El precio de reconciliación positiva para las plantas térmicas es el mínimo entre los costos de generación y el precio de oferta incrementado con el precio de ofertas de arranque y parada variabilizado. Para las plantas hidráulicas el precio de reconciliación positiva es igual al precio de bolsa de la hora respectiva si su nivel de embalse no supera el Nivel de Probabilidad de Vertimiento –NPV–, en caso que su nivel de embalse sea superior a este nivel, el precio de reconciliación positiva son los costos fijos sumado el costo unitario por servicio de AGC proporcional a la generación programada del agente. El precio de reconciliación negativa es independiente de la tecnología y corresponden al precio de bolsa del mercado.

Los agentes generadores que no se encuentren prestando el servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia, o que no cuenten con una autorización a desviación por parte del operador del sistema, y que presenten desviaciones superiores al umbral del 5% entre su generación real y su programa de generación, son sujetos a un cobro por desviación al programa de generación, dicho rubro corresponde al valor absoluto de la diferencia entre la generación real y la generación programada,

valorado al valor absoluto de la diferencia entre el precio de oferta y el precio de bolsa de la hora respectiva.

En el inicio del MEM la expansión de generación era estimulada a través del pago del cargo por capacidad de respaldo el cual fue reemplazado en diciembre de 1996 por el cargo por capacidad, concepto con el cual se buscaba reconocer la inversión en las plantas que se requerían para asegurar la confiabilidad del sistema en condiciones de extrema sequía, sumado al hecho de querer compensar los bajos precios de bolsa durante los periodos de invierno. Este cargo era incluido por los generadores en su precio de oferta presentado a la bolsa, calculado como un cargo equivalente a la capacidad remunerable de todo el sistema que se esperaba para el mes multiplicada por la tarifa establecida de US\$ 5,25 / kW-mes y dividido por la demanda esperada en el mes establecida por el CND (ISA, 1995). Este mecanismo operó hasta el 30 de noviembre de 2006.

A partir del 01 de diciembre de 2006, se dio inicio al mecanismo de cargo por confiabilidad que estableció **el mercado actual de confiabilidad**, el cual tiene como objetivo garantizar la confiabilidad del suministro de energía a largo plazo a precios eficientes, viabilizando la inversión en los recursos de generación necesarios atender la demanda de manera eficiente en condiciones críticas de abastecimiento hídrico, a través de la estabilización de los ingresos del generador (CREG, 2016).

El mecanismo del cargo por confiabilidad se basa en las Obligaciones de Energía Firme –OEF–, que corresponden a un compromiso de los generadores respaldado por activos de generación capaces de producir energía firme durante condiciones críticas de abastecimiento.

El generador al que se le asigna una OEF recibe una remuneración conocida y estable durante un plazo determinado que corresponde al precio de cierre de la subasta en la cual el agente vendió su energía firme, y se compromete a entregar determinada cantidad de energía en el despacho ideal, denominada OEF-diaria, cuando el precio de bolsa supera un umbral previamente establecido por la CREG, llamado precio de escasez, en al menos un periodo del día, esta condición de precios es denominada condición crítica del MEM.

Las OEF serán adquiridas por la demanda mediante transacciones centralizadas a través del ASIC, asignadas o subastadas única y exclusivamente entre los agentes que tengan o planeen tener activos de generación con Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad –ENFICC–<sup>6</sup> (CREG, 2016).

En caso que el total de la ENFICC de las plantas existentes sea superior a la demanda objetivo de un año, se asignan las OEF para cubrir la demanda objetivo entre los generadores a prorrata de las ENFICC para ese año. De otro modo, se realizan subastas de energía firme cuando se estima que la demanda de energía para tres años adelante no puede ser cubierta con la ENFICC de los activos de generación existentes y la de los que entrarán en operación durante esos tres años. Así, se comunica la decisión de convocar una subasta. A los proyectos de generación que no se encuentran en proceso

---

<sup>6</sup> La máxima energía eléctrica que es capaz de entregar una planta de generación durante un año de manera continua, en condiciones extremas de bajos caudales.

de construcción se les permite adquirir compromisos de OEF entre 1 y 20 años, para aquellos ya que están en proceso de construcción se les permite adquirir compromisos entre 1 y 10 años, a los generadores existentes al momento de ejecutarse la subasta adquieren compromisos por 1 año.

En caso que se presente la condición crítica del MEM las transacciones en el mercado de corto plazo se dan de la siguiente manera: los generadores son remunerados hasta su OEF-diaria valorada al precio de escasez, en caso de tener generación ideal superior a su OEF-diaria son remunerados al precio de bolsa. Por su parte, quienes representan la demanda cubierta por el cargo por confiabilidad tienen un cargo valorado al precio de escasez. Los generadores que no cumplen la OEF-diaria y la demanda que no está cubierta por el cargo por confiabilidad tienen un cargo por la diferencia entre el precio de bolsa y el precio de escasez para remunerar las transacciones que se dan a precio de bolsa.

Para el cumplimiento de la OEF-diaria por tarde los agentes generadores, adicional a la generación en el despacho ideal, se cuentan con mecanismos complementarios denominados anillos de seguridad. Dentro de estos anillos se encuentran: el *mercado secundario de energía firme*, que constan de contratos bilaterales celebrados entre generadores y registrados en el ASIC, en los cuales un agente generador con ENFICC no comprometida en OEF respalda a otro que si tiene compromisos, asumiendo su obligación; la *Demanda Desconectable Voluntaria –DDV–*, en donde un comercializador realiza un acuerdo con el agente generador comprometiéndose a reducir su demanda, ya sea porque cuentan con equipos de generación de respaldo o porque pueden modificar su proceso productivo, dicha reducción de demanda es considerada para el cumplimiento de la OEF diaria del agente generador; el tercer anillo son los *activos de generación de última instancia* los cuales son activos de generación que no participan en la subasta de OEF ni en el MEM y que entran a cumplir obligaciones del agente generador; finalmente las *subastas de reconfiguración* son obligaciones devueltas a la demanda y que son adquiridas por los generadores a través de subastas cuando se ha identificado con anterioridad que se tienen exceso de OEF para un año determinado.



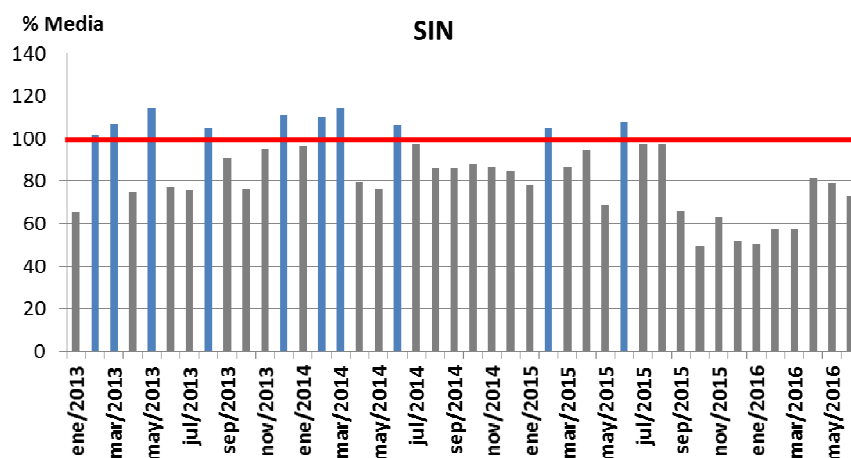
## 2. INTERVENCIÓN AL MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA, FENÓMENO DE EL NIÑO 2015 – 2016

En este capítulo se presenta una caracterización de la intervención que se llevó a cabo al MEM con el objetivo de asegurar la confiabilidad del SIN ante el evento del fenómeno de El Niño en el periodo 2015-2016; la caracterización está compuesta, de un análisis de los inductores a la intervención del mercado, revisión de la reglamentación emitida durante la intervención y sus efectos en las principales variables del mercado.

### 2.1 GESTACIÓN DE LA INTERVENCIÓN

Aunque desde el año 2014 se observaban déficits importantes en los aportes del SIN (**Figura 1**) y el operador del sistema ya estaba dando señales de alerta desde ese entonces, tan solo en septiembre de 2015 se consolidaron todas las señales relacionadas a la ocurrencia del fenómeno de El Niño y se empezaron a reflejar estas señales en la operación del sistema y el desempeño del mercado.

**Figura 1** Aportes Acumulados Mensuales SIN respecto a Media Histórica – 2013 a 2015



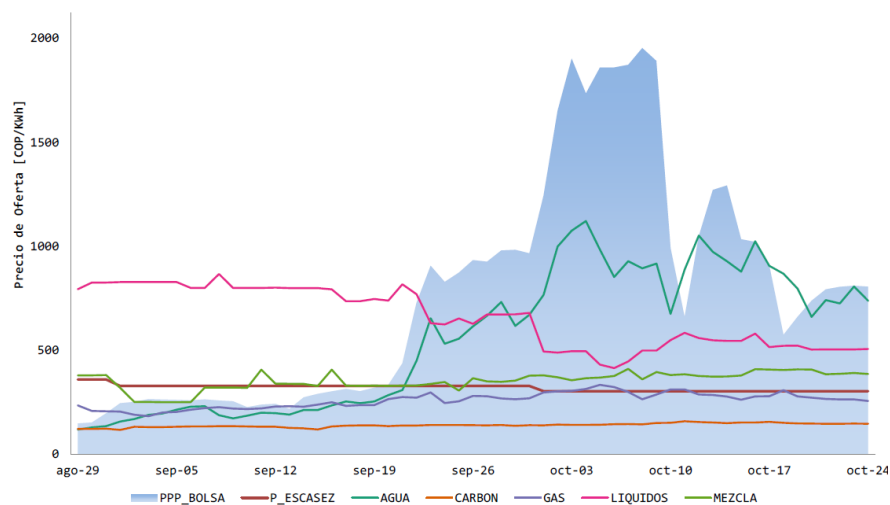
Fuente: (XM S.A. E.S.P., 2016)

Con los anuncios de las agencias internacionales de probabilidades del 100% de la ocurrencia del fenómeno de El Niño para el último trimestre del 2015 y probabilidades superiores al 80% en el primer trimestre del 2016 y al 50% para el segundo trimestre del 2016 (IRI, 2015), la valoración del agua por parte de los agentes del sistema tuvo un cambio importante. Sumado a lo anterior, en el Subcomité de Planeamiento Operativo del Consejo Nacional de Operación –CNO– del 18 de septiembre de 2015 se presentó un escenario del análisis energético que indicaba racionamientos en cuatro semanas de 2016, dicho escenario tenía como supuesto una generación térmica limitada a la generación térmica promedio real del año 2015 (65 GWh-día), es decir el escenario planteaba que sin incremento de generación térmica en la operación de tiempo real en los siguientes meses se tendría déficit de energía en el año 2016.

Dado lo anterior se observó una respuesta en el precio de oferta de las plantas hidráulicas las cuales incrementan su valoración del agua reflejándolo en un aumento en el precio de oferta, forzando la entrada en mérito de las plantas térmicas en el despacho programado. Este incremento en los precios de oferta de las plantas hidráulicas también se vio reflejado en incrementos en los precios de bolsa del MEM, y a partir de 20 de septiembre de 2015 se presentó la condición que el precio de bolsa superó el precio de escasez (precio de escasez de septiembre de 2015, 327 \$/kWh y de octubre de 2015, 302 \$/kWh) y se comenzaron a hacer las exigencias de las OEF-diarias a los agentes generadores.

Se presentaron días en donde el precio de bolsa promedio ponderado alcanzó casi 2000 \$/kWh y periodos particulares en donde el precio de bolsa horario superó los 2800 \$/kWh. La **Figura 2** muestra la evolución del precio de bolsa promedio ponderado, el precio de escasez y el precio de oferta promedio ponderado por cada tecnología, en ella se observa el punto de quiebre del 20 de septiembre influenciado por el cambio en el comportamiento del precio de oferta de las plantas hidráulicas.

**Figura 2** Precios del MEM – Septiembre a Octubre de 2015



Fuente: (XM S.A. E.S.P., 2016)

Superándose el precio de escasez se dio inicio a la exigencia de las OEF diarias y las transacciones entre quienes las cumplen en exceso y quienes incumplen dichas obligaciones. Con las diferencias significativas entre el precio de bolsa y el precio de escasez, y las liquidaciones que se presentaban por desviaciones al cumplimiento de la OEF diaria, algunas empresas generadoras, especialmente térmicas manifestaron que se encontraban en riesgo financiero y que podrían retirarse del mercado, lo que llevaría consigo la disminución de la disponibilidad térmica y dificultades para cumplir metas que minimizarían el riesgo de déficit en el año 2016, y una posible ocurrencia de riesgo sistémico financiero del sistema.

La problemática radicó en la diferencia entre el precio de escasez y el costo de operar con combustibles líquidos<sup>7</sup>, esta diferencia hacia operar las plantas a pérdidas insostenibles según los agentes, teniendo que decidir si generan a pérdida o someterse a la liquidación por incumplimiento de las OEF diarias.

Un caso particular se presentó en la programación de la operación del día 02 de octubre de 2015, en el cual el balance de oferta y demanda no se satisfacía en cinco periodos del día y fue necesario programar racionamiento en dichos periodos por un valor de 256 MWh-día. Esta situación se presentó especialmente por una reducción en la oferta hidráulica, la cual teniendo energía disponible en sus embalses, declaró varias de sus unidades indisponibles con el fin de mantener los niveles de embalse encima del Nivel ENFICC Probabilístico –NEP–, esto con el fin de evitar que a las plantas de generación que tienen ENFICC Incremental se les hiciera efectiva la garantía por dicha energía incremental<sup>8</sup>. En la Operación de tiempo real no se ejecutó el racionamiento programado debido a que se presentó una demanda menor a la esperada y a que varios recursos de generación solicitaron aumento de disponibilidad para poder cubrir este déficit.

Entre los días 27 de septiembre de 2015 al 03 de octubre de 2016, se configuró la condición establecida en el literal a) del artículo 3 de la Resolución CREG 119 de 1998 (Estatuto de Racionamiento), la cual indica que si durante cinco de los últimos siete días calendario el promedio aritmético del precio de bolsa nacional supera el precio umbral se inicia un proceso para la declaración de racionamiento programado. Este proceso requiere de los conceptos del CND y del CNO para que finalmente el MME tome la decisión de un inicio de declaración de racionamiento programado. Para este caso, tanto el CND como CNO indicaron que las condiciones energéticas actuales no ameritaban la declaración de racionamiento programado, recomendación que fue acogida por MME.

## **2.2 PRIMEROS AJUSTES**

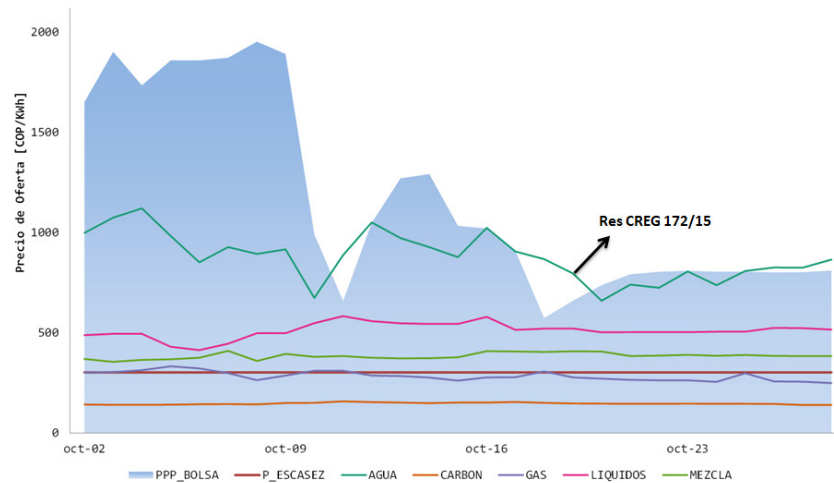
Con el contexto anterior de expectativa de bajos aportes ante la inminente presencia del fenómeno de El Niño, su prolongación al menos hasta el primer trimestre del año 2016, precios de bolsa muy superiores al precio de escasez, condiciones de déficit en la oferta, entre otros, la CREG determinó la necesidad de expedir Resoluciones que permitieran afrontar la situación expuesta. De este modo, los días 5 y 9 de octubre de 2015 se publicaron las Resoluciones CREG 159 y 168 de 2015, encaminadas a realizar correcciones sobre la determinación del precio de reconciliación negativa que presentaba perjuicios para los agentes cuando el precio de bolsa superaba el precio de escasez, ya que solo recibían como ingreso en el mercado de corto plazo el precio de escasez pero devolvían al mercado el precio de bolsa.

---

<sup>7</sup> En el año 2011 muchas de las plantas térmicas cambiaron de combustible para respaldar su ENFICC con combustibles líquidos ante la escasez de contratos de gas.

<sup>8</sup> Bajo es el esquema del cargo por confiabilidad se les permite a plantas hidráulicas declarar una ENFICC superior a la ENFICC Base, llamada ENFICC Incremental, esta ENFICC Incremental tiene como respaldo una garantía financiera que es ejecutada cuando estando en condición crítica el MEM el nivel de embalse de la planta está por debajo del NEP durante tres días consecutivos.

**Figura 3** Precios del MEM – Octubre de 2015



Fuente: (XM S.A. E.S.P., 2016)

Adicionalmente, el 13 de octubre de 2016 se expidieron las Resoluciones CREG 171 y 172 de 2015, la primera encaminada a tener un aumento en la capacidad de entrega de las plantas menores a través de capacidad excedentaria, con lo que se obtuvo a 31 de octubre de 2015 un aumento de 24.3 MW, la segunda resolución encaminada a definir un precio máximo a las ofertas de precio presentadas por los agentes generadores, valor máximo establecido como el 75% del primer escalón del costo racionamiento, limitando así el precio de bolsa. El efecto de la Resolución CREG 172 de 2015 fue fijar el límite superior a la diferencia entre el precio de bolsa y el precio de escasez que estaban asumiendo los generadores que no honraban las OEF-diarias, ya que el precio de bolsa quedó acotado a valores cercanos a este precio máximo. La **Figura 3** presenta la evolución del precio de bolsa ponderado previo y posterior a la emisión de la Resolución, se observa el efecto de las medidas adoptadas, la cual realizó el ajuste de precios de oferta a partir del 19 de octubre de 2015.

El 25 de octubre de 2015, el MME realiza una rueda de prensa en donde presentó las medidas que se adoptarían para enfrentar el fenómeno El Niño, dichas medidas justificadas así: *"El costo de no poder contar con las plantas térmicas para generar la energía necesaria es muy alto. Este país, que le apunta al incremento del empleo y la competitividad no puede darse el lujo de tener apagones"*, de este modo se plantearon cinco frentes de trabajo: aumentar la oferta de gas, estimular la oferta, ajustar el mercado, garantizar oferta térmica y ahorro de energía.

El primer frente de trabajo, aumentar la oferta de gas, contemplaba medidas como agilizar la entrada en operación el gasoducto Cartagena – Sincelejo con lo cual se esperaban entregas adicionales a partir del primero de diciembre de un promedio diario de 50 millones de pies cúbicos provenientes de los campos de Sucre y Córdoba. En enero de 2016 se esperaban el inicio importaciones de gas proveniente desde Venezuela accediendo a casi 40 millones de pies cúbicos por día situación que nunca se presentó ya que Venezuela adujo una cláusula del contrato que indicaba que se podían suspender las exportaciones en caso de una condición crítica del país exportador, el cual era el caso venezolano. Estas medidas buscaban poder reemplazar generación térmica a líquidos con generación

térmica a gas, lo que reduce las pérdidas por generar, mencionadas por los agentes generadores, permitiéndoles cumplir las OEF-diarias sin poner en riesgo las finanzas de las empresas.

La segunda medida, estimular la oferta, indicaba que se realizarían subastas para proyectos de bajo costo y se darán oportunidades para que las plantas térmicas con líquidos puedan pasar a combustibles más económicos, medida que no apuntaba a aliviar la situación de corto plazo. Adicionalmente se buscaría acelerar la entrada en operación de nuevos proyectos de generación como Tasajero II, Carlos Lleras Restrepo y San Miguel. Se menciona que a través de la Resolución CREG 171 de 2015 se permitía la participación con energía excedentaria de plantas menores.

El ajuste al mercado como tercera medida se realizó a través de la Resolución CREG 172 de 2015, mencionada anteriormente donde se fija el límite superior a la diferencia entre el precio de bolsa y el precio de escasez. Estaría pendiente la emisión de regulación que fijaría el límite inferior de esta diferencia.

El cuarto frente de trabajo, garantizar oferta térmica, se planteó a través del restablecimiento de los niveles de pérdida que los generadores térmicos esperaban, para compensar esto se plantaba un aporte de las dos terceras partes de los generadores y una tercera parte de los usuarios. Esta medida, reglamentada posteriormente, buscaba garantizar en el mediano plazo el sostenimiento de las plantas térmicas.

La medida de ahorro de energía se materializaría a través de una campaña de eficiencia energética promovida por la UPME, que tenía como objetivo generar conciencia y sensibilizar a la ciudadanía sobre los efectos negativos que tiene un uso irracional de la energía eléctrica. Dicha medida fue insuficiente y fue necesario medidas más contundentes en lo referente al ahorro de energía como se presentará más adelante.

Con el norte marcado por el MME, la CREG emite una serie de resoluciones encaminadas a viabilizar estas medidas, dentro de ellas se encuentran las Resoluciones CREG 176, 177, 178, 179 de 2015. La Resolución CREG 176 de 2015 modificó nuevamente el precio de reconciliación negativa reconociendo no sólo el precio de escasez sino hasta los costos variables para las plantas de generación térmicas o costo de oportunidad del agua para las plantas hidráulicas. La Resolución CREG 177 de 2015, establece cronograma para las asignaciones de OEF para los periodos 2016-2017, 2017-2018 y 2018-2019 con las reglas existentes, siendo una medida de mediano plazo que no permitía afrontar la situación que se presentaba en ese entonces, si permitía abrir nuevamente la banca para las plantas térmicas, a las cuales se le habían cerrado las líneas de crédito ante la emisión del proyecto de Resolución CREG 109 de 2015<sup>9</sup> y la situación financiera que vivían estas empresas, lo anterior ya que garantizaba asignaciones de OEF por tres años siguientes.

---

<sup>9</sup> El proyecto de Resolución CREG 109 de 2015 ponía a consideración propuestas referentes a la entrada de nuevas plantas de generación y la asignación del Cargo por Confiabilidad para plantas existentes, esta última propuesta planteaba una asignación de OEF para plantas existentes priorizando las plantas con costos variables menores.

La Resolución CREG 178 de 2015 estableció un valor mínimo al precio de escasez, fijado como su valor de octubre de 2015 (302430.6 \$/MWh), con esta medida se fija el valor inferior a la diferencia entre el precio de bolsa y el precio de escasez, la evolución mensual de los valores límite se presenta en la **Tabla 2**. Adicionalmente se estableció una prima que se reconoce a los generadores térmicos que generen con combustibles líquidos, esta prima es recaudada entre los comercializadores y su pago está siendo distribuido en 36 meses. El valor de la prima como máximo equivale a la diferencia entre 470 660 \$/MWh y el precio de escasez. De los valores presentados en la **Tabla 2**, se puede indicar que la prima equivale aproximadamente a un tercio de la diferencia entre el precio de bolsa y el precio de escasez, valor que había sido el indicado en las medidas del MME.

**Tabla 2** Precio de Escasez, Precio Máximo de Oferta, Diferencia y Prima en kWh

	oct-15	nov-15	dic-15	ene-16	feb-16	mar-16	abr-16	may-16
<b>P Escesez</b>	302.431	303.466	306.392	302.431	302.431	302.431	302.431	302.431
<b>75% CRO1</b>	810.375	822.810	842.797	868.425	876.600	893.302	907.815	856.560
<b>Diferencia</b>	507.944	519.344	536.405	565.994	574.169	590.871	605.384	554.129
<b>Prima</b>	168.229	167.194	164.268	168.229	168.229	168.229	168.229	168.229

Fuente: Elaboración propia, datos (XM S.A. E.S.P., 2016)

Alineado con las medidas de "Estimular la oferta" la Resolución CREG 179 de 2015 flexibilizó las medidas para la asignación de puntos de conexión para cogeneradores, aerogeneradores y plantas menores. Que posteriormente fue complementada con la Resolución CREG 197 de 2015 que amplió la posibilidad de tener capacidad excedentaria a los cogeneradores y aerogeneradores. Con estas medidas, que se sumaron a las ya implementadas en la Resolución CREG 171 de 2015, al final de la condición crítica se alcanzó un total de 97.13 MW de capacidad excedentaria en el SIN. La Resolución CREG 228 de 2015 permitió como causal de redespacho el aumento en disponibilidad de plantas de generación térmicas de forma parcial en alguna unidad o en todas sus unidades sin que se limite a requerimientos de seguridad eléctrica del SIN, permitiendo tener una mayor oferta en la operación de tiempo real.

El 19 de noviembre de 2015 se emitió la Resolución No SSPD 20151300051845 por la cual se ordenó la toma de posesión con fines de administración de la empresa TERMOCANDELARIA S.C.A. E.S.P., esta resolución motivada por el incumplimiento de las OEF de las dos unidades que representaba este agente y que habiendo sido despachadas por el CND se declararon indisponibles en época que el CND entregaba señales de requerimientos de al menos 90 GWh-día térmicos para garantizar la confiabilidad del sistema en el primer trimestre del año 2016. De este modo después de declararse las dos unidades indisponibles desde el 17 de octubre de 2015, tan solo hasta el día 6 de diciembre, después del proceso de intervención, se contó nuevamente con las unidades disponibles.

Otra forma de aumentar la oferta se exploró a través de importaciones de electricidad desde el sistema ecuatoriano con el mecanismo Transacción Internacional de Electricidad -TIE-, para ello como primera medida en noviembre de 2015 fueron emitidas las Resoluciones CREG 196 y 210 de 2015 que redujeron el umbral de determinación de las transacciones TIE del 8 % al 1 % en búsqueda

de activación del sentido de las transacciones hacia Colombia. La **Tabla 3** muestra que se tuvo un repunte de las importaciones en diciembre de 2015 respecto a los valores que se venían presentando en meses anteriores, sin embargo también se presentó un aumento en las exportaciones en este mes y hasta mediados de febrero de 2016, esto dado a que la reducción del umbral se da en ambos sentidos y permitió que la TIE se activara frecuentemente en el sentido de las transacciones hacia Ecuador. Esta situación fue corregida en la Resolución CREG 009 de 2016, que establecía que para la oferta TIE en Colombia se hará uso exclusivo de generación de plantas térmicas operando con combustibles líquidos que no se requieran para cubrir la demanda nacional.

**Tabla 3** Exportaciones e Importaciones – Junio 2015 a Abril 2016 en GWh-mes

	jun-15	jul-15	ago-15	sep-15	oct-15	nov-15	dic-15	ene-16	feb-16	mar-16	abr-16
<b>Exportación</b>	12.40	22.85	38.84	32.85	1.70	3.93	6.62	10.97	18.86	0.16	1.20
<b>Importación</b>	6.49	13.43	4.97	3.56	2.64	0.84	4.09	0.07	13.42	142.09	66.43

Fuente: Elaboración propia, datos (XM S.A. E.S.P., 2016)

Respecto a la entrada de nuevas plantas de generación Carlos Lleras fue declarada en explotación comercial el 11 de noviembre de 2015 (inició pruebas el 28 de agosto de 2015), El Quimbo el 16 de noviembre de 2015 (inició pruebas el 11 de octubre de 2015), Tasajero II el 30 de noviembre de 2015 (inició pruebas el 2 de noviembre de 2015) y San Miguel el 23 de diciembre de 2015 (inició pruebas el 27 de noviembre de 2015). Respecto a la entrada en operación de la planta El Quimbo se resalta que fue emitido el Decreto 1979 de 2015 el día 10 de octubre 2015, que autorizaba el inicio de la generación de la planta El Quimbo, esto debido a que por auto del Tribunal Administrativo del Huila se debía suspender dicha actividad. El día 16 de diciembre de 2015 esta misma central tuvo que detener sus operaciones ante fallo de sala plena de la Corte Constitucional y tan solo hasta el 10 de enero se pudo contar nuevamente con su generación.

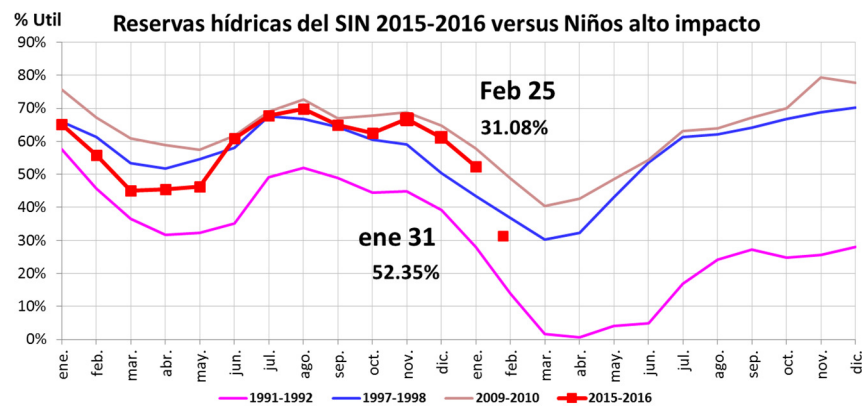
## 2.3 UN NUEVO PANORAMA

Con todas las medidas mencionadas anteriormente, a mediados de febrero de 2016 se tenía un nivel de embalse del 47.02 %, valor superior a nivel de embalse que se tenía para la misma fecha en el periodos 1997 – 1998 e inferior al periodo 2009 – 2010 como se muestra en la **Figura 4**, adicionalmente se presentaban valores de generación térmica que permitían conservar los criterios de seguridad y confiabilidad del SIN con valores promedio de 92.9 GWh-día térmicos programados y 86.4 GWh-día térmicos reales en la primera quincena de febrero de 2016, ante requerimientos entre 83 y 91 GWh-día térmicos indicados por el operador a finales de enero de 2016.

Esta situación cambió cuando el 15 de febrero de 2016 se presentó un incendio en el túnel de acceso a la casa de máquinas de la central Guatapé, dejando la central indisponible con reservas atrapadas de 2,227.17 GWh, hecho que fue confirmado el día 24 de febrero por la empresa EEPPM, propietaria y operadora de la central. De este modo, las reservas al 24 de febrero de 2016 de 7,741.06 GWh (equivalentes al 44.85 % del agregado nacional) pasaron el 25 de febrero de 2016 a 5,364.54 GWh (equivalentes al 31.08 % del agregado nacional), sumado al efecto en las demás centrales de la

cadena de generación (Energy Advisors, 2016), Playas y San Carlos, que en total equivaldrían al 28 % de las reservas del agregado nacional. EEPPM en su comunicado indicó que la central de generación estaría indisponible hasta la entrada de las dos primeras unidades el primero de mayo de 2016, a las cuales se sumarías dos unidades más el primero de junio de 2016 y dos unidades adicionales el primero de agosto de 2016, para finalizar con la entrada de las últimas dos unidades el primero de septiembre de 2016. Adicionalmente a partir del 7 de marzo EPM inició el bombeo de agua hacia el embalse de San Lorenzo (Jaguas) y a Playas, con valores que alcanzaron los 12.75 y 0,7 m3/seg respectivamente.

**Figura 4** Reservas Hídricas del SIN a 25 de febrero de 2016 Vs Niños Alto Impacto



Fuente: (XM S.A. E.S.P., 2016)

A esta situación se sumaba, la indisponibilidad de las plantas térmicas Gecelca 3 desde el 19 de febrero de 2016, los mantenimientos de la unidad GT22 y posteriormente de la unidad GT21 de TEBSA, Tasajero 2 desde el 07 de febrero y la indisponibilidad total de Flores IV el 27 de febrero hasta el 03 de marzo de 2016, fecha en la cual se esperaba su arranque a disponibilidad del mínimo técnico de la central. Con este panorama se cita reunión del CNO el día 03 de marzo de 2016 y se presenta un panorama energético que presentaba resultados de casos con el despacho de todas las centrales térmicas entre los meses marzo a mayo de 2016 (valores superiores a 100 GWh-día), con periodos donde el SIN no contaba con reserva de potencia y/o el nivel de embalse agregado llegaba a valores inferiores al 20% del agregado nacional. Ante este panorama algunos agentes generadores hidráulicos manifestaron su preocupación a operar a valores estos valores de embalse y manifestaron restricciones técnicas, operativas y ambientales a estos niveles.

Motivado por la expectativa de bajos aportes para los próximos meses, la indisponibilidad de la central Guatapé y la reducción en las reservas que esta indisponibilidad traía consigo, el incremento en los programas de mantenimiento y tasas de falla que estaban presentando las plantas de generación térmicas ante la alta exigencia en su generación, el incumplimiento de los valores de generación térmica recomendados por el CND para garantizar la seguridad y confiabilidad, las tasas de crecimiento de la demanda elevadas a pesar de las iniciativas de ahorro implementadas y las restricciones técnicas y ambientales manifestadas por los agentes de generación hidráulicos en la



reunión del CNO del 3 de marzo de 2016, el CND recomendó al MME el día 7 de marzo de 2016, de acuerdo a lo previsto en el literal b) del artículo 3 de la Resolución CREG 119 de 1998, dar inicio al proceso de Declaración de Racionamiento Programado con una magnitud del 5 % de la demanda de energía del SIN durante seis semanas, indicando que dichos valores de porcentaje y duración serían de seguimiento semanal. Esta recomendación fue respaldada por el CNO en comunicado al MME del día 10 de marzo de 2016.

El MME no emite la declaración de inicio de Racionamiento Programado y responde con una serie de medidas en los mismos frentes de trabajo planteados en octubre de 2015 pero con mayor profundidad. En este sentido se desarrolló ampliamente el frente "Ahorro de energía" en primera instancia se emitieron las Resoluciones CREG 025 y 042 de 2016, con las cuales se reglamentaba en detalle y flexibilizaba temporalmente la condiciones para la participación en los programas de Respuesta de Demanda RD<sup>10</sup> y Demanda Desconectable Voluntaria DDV<sup>11</sup> (creados principalmente para los usuarios no regulados). El primero permite acceder al despacho programado a usuarios no regulados a través de comercializadores con una oferta de precio y una declaración de reducción de demanda siempre y cuando se presente condición crítica en el MEM. El segundo permite a generadores cubrir sus OEF diarias a través de reducción de demanda verificada de usuarios no regulados. Los valores de reducción de demanda programados en el despacho económico por los programas RD y DDV se presentan en la **Tabla 4**.

**Tabla 4** Programa Despacho de RD y DDV - Marzo y Abril de 2016 en GWh-mes

	RD	DDV
mar-16	5.09	2.28
abr-16	11.33	60.48

Fuente: Elaboración propia, datos (XM S.A. E.S.P., 2016)

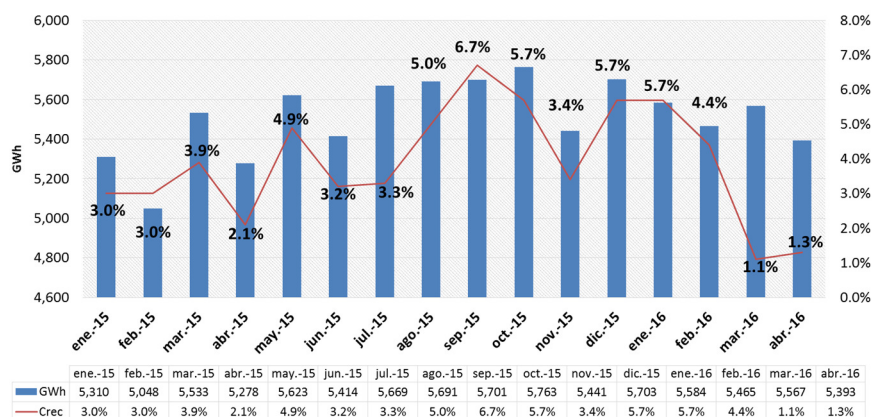
Adicionalmente, se creó una campaña de ahorro de energía, liderada por el propio presidente de la república, llamada *Apagar Paga*, programa creado para los usuarios regulados y reglamentado por las Resoluciones CREG 029, 039 y 049 de 2016 que consistió en entregar o cobrar el Costo Unitario de la energía a 450 \$/kWh sobre el ahorro o exceso de consumo de una meta propuesta<sup>12</sup> a los usuarios regulados, respectivamente. Tanto los programas de RD, DDV y Apagar Paga, tuvieron un impacto relevante en el comportamiento de la demanda del SIN, así se pasó de tasas de crecimiento mensuales superiores al 4 % a inferiores al 1.5 % y a ubicarse por debajo del escenario bajo de las proyecciones de demanda de la UPME vigentes como se muestra en las **Figura 5** y **Figura 6**.

<sup>10</sup> Inicialmente reglamentado por la Resolución CREG 011 de 2015, donde quedaron pendientes procedimientos de detalle para su implementación.

<sup>11</sup> Inicialmente reglamentado por la Resolución CREG 213 de 2013.

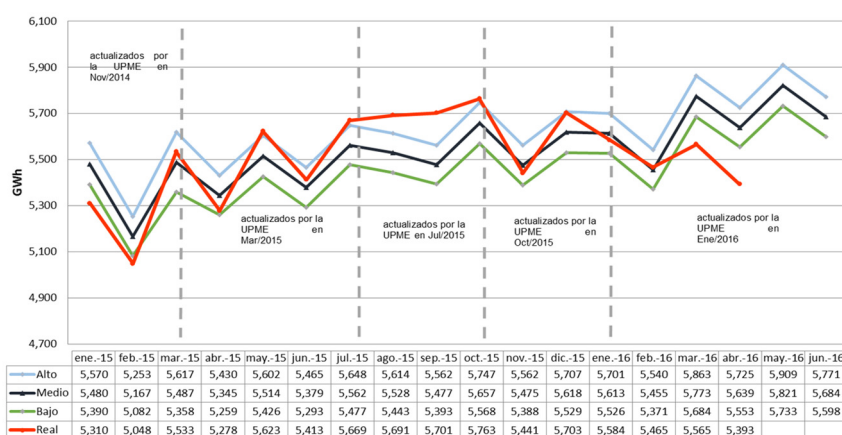
<sup>12</sup> La meta de ahorro propuesta tanto agregada para el comercializador como para cada usuario era el consumo del mes anterior, es decir la demanda regulada del mes de febrero de 2016.

**Figura 5** Demanda de Energía Mensual del SIN y Tasas de Crecimiento Mensuales



Fuente: Elaboración propia, datos (XM S.A. E.S.P., 2016)

**Figura 6** Proyecciones Demanda de Energía Mensual del SIN UPME y Demanda Real



Fuente: (XM S.A. E.S.P., 2016)

En pro de "Estimular la oferta" se emitió la Resolución CREG 026 de 2016 que flexibilizaba transitoriamente el registro de nuevas fronteras comerciales para la entrada de plantas de generación al sistema y se permite la entrega de información mensual para su liquidación. Bajo esta flexibilización entraron en operación 81.2 MW. Adicionalmente se hicieron gestiones directas con el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable de Ecuador para que se tuviera un aumento en la oferta para importación de Colombia, lo cual pudo ser materializado dada la entrada en pruebas de unidades de la planta Coca Codo Sinclair en el sistema ecuatoriano, el incremento en las importaciones de Colombia puede observarse en los meses de marzo y abril presentados en la **Tabla 3**.

La Resolución CREG 027 de 2016 realizó ajustes en el mercado de AGC modificando el proceso de asignación del mismo, el precio de servicio de AGC y su precio reconciliación. En el primer ajuste se dejó de asignar AGC a las plantas más económicas del sistema, en cambio se propuso un procedimiento para asignar AGC a las plantas que naturalmente tenían holgura para asignar en un

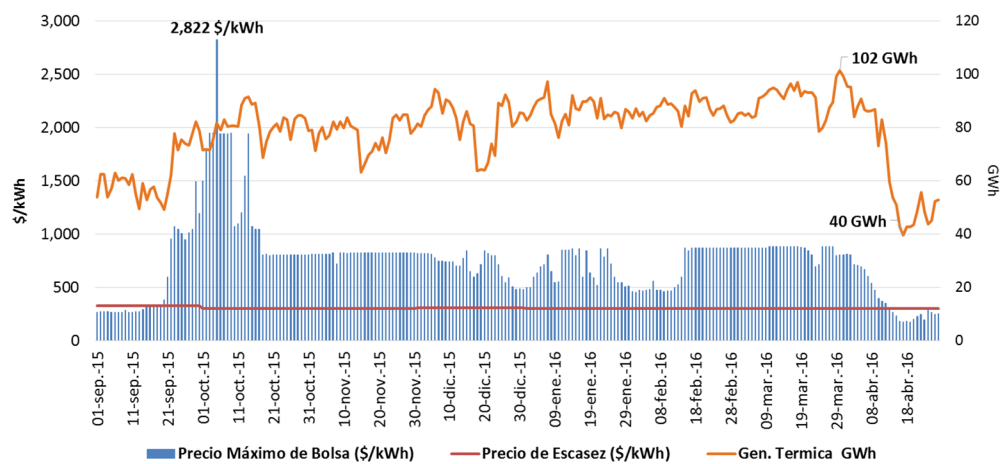
despacho inicial y posteriormente se asignaban dando prioridad a las plantas que no había sido despachadas que tenían mayor reserva en sus embalses, posteriormente la prioridad tenía las plantas que siendo despachadas tenían una menor reserva en sus embalses. El precio del servicio de regulación secundaria de frecuencia se modificó reconociendo la generación real dentro de la banda de holgura al precio de bolsa y el dos veces las bandas al CERE, la reconciliación del servicio se modificó de precio de bolsa a los costos de la Resolución CREG 034 de 2001, quitando el incentivo de prestar el servicio de AGC a precios de oferta elevados.

## 2.4 FIN DEL PROCESO DE INTERVENCIÓN

El 2 de abril de 2016, liderado por la presidencia de la república y con 40 representantes del sector, fueron evaluadas las medidas tomadas y se hizo seguimiento a las variables del sistema concluyendo que las mismas estaban siendo efectivas y que se alejaba el "fantasma del racionamiento", se resaltaba los resultados con los programas de ahorro, el comportamiento de la generación térmica (ver **Figura 7**) y el repunte de los aportes que se presentaron por encima de las proyecciones.

La semana del 11 al 17 abril se cumplía la semana sexta después de haber emitido el concepto de inicio de declaración de Racionamiento Programado por parte del CND y del CNO y todas las variables mostraban resultados positivos alejando al sistema de una condición de escasez, es así como el 14 de abril de 2016 por primera vez en este año el precio de bolsa no superó el precio de escasez en ningún periodo del día dejando de ejercerse las OEF diarias a las planas de generación como se muestra en la **Figura 7**.

**Figura 7** Generación Térmica, Precio Máximo de Bolsa y Escasez – Sep 2015 a May 2016

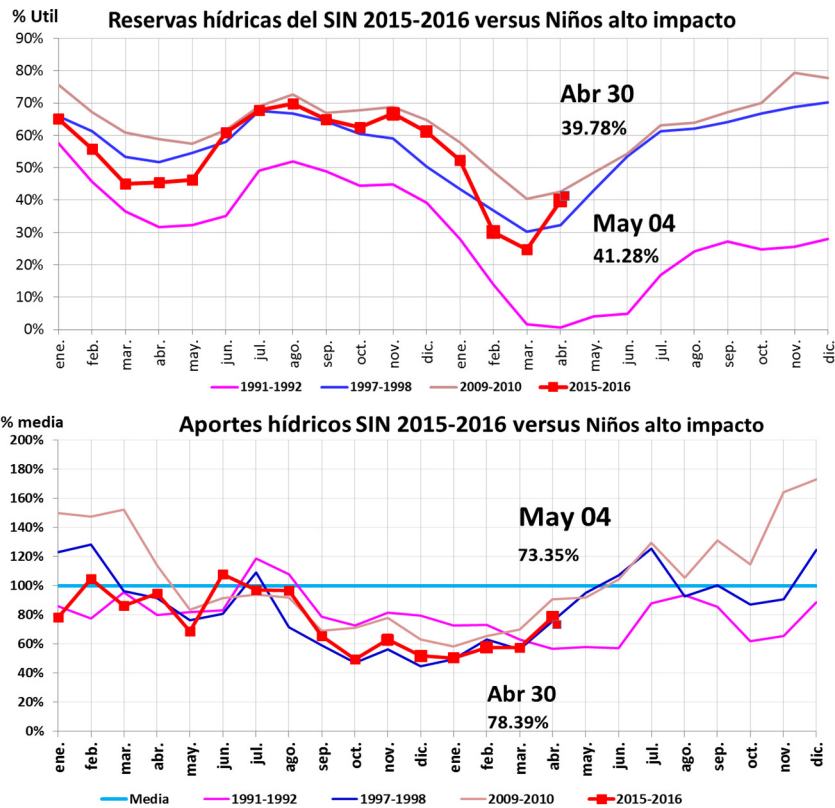


Fuente: (XM S.A. E.S.P., 2016)

Sumado a los hechos anteriores el 23 de abril de 2016 fueron declaradas disponibles las dos primeras unidades de la central Guatapé con esto el sistema paso de tener unas reservas agregadas del SIN de 4,257.74 GWh-día (equivalentes al 24.63 % de embalse agregado) a 6,810.78 GWh-día

(equivalentes al 39.40 % del embalse agregado), sumado a un repunte en los aportes del sistema para el mes de abril que permitió cerrar este mes con un acumulado del 78.39 % respecto a la media histórica como se muestra en la **Figura 8**.

**Figura 8** Reservas y Aportes Hídricos del SIN a 04 de Mayo de 2016 Vs Niños Alto Impacto



Fuente: (XM S.A. E.S.P., 2016)

Ante los bajos niveles de embalse que se presentaban en algunas plantas hidroeléctricas y en pro de garantizar los requerimientos mínimos de seguridad eléctrica del SIN, el 18 de abril de 2016 se emitió de la Resolución CREG 044 de 2016<sup>13</sup>, en la cual se planteaba una cantidad máxima de energía diaria que era distribuida horariamente, y que dependía del nivel de embalse y los requerimientos de seguridad en los próximos 20 días que se requerían de esta planta, adicionalmente planteaba una intervención de precios a las plantas hidráulicas ajustándolo al menos al precio de la térmica más costosa con su precios de arranque y parada variabilizado. Esta Resolución nunca se aplicó debido a que se estipuló que el CNO definiera un criterio operativo para el inicio y fin de aplicación, el cual fue creado a través del acuerdo CNO 866 y definía como fin de aplicación la entrada de las dos primeras unidades de la central Guatapé.

<sup>13</sup> Anteriormente se habían expedido dos proyectos de resolución que abordaban este tema, el primero con la Resolución CREG 173 de 2015 y el segundo con la Resolución CREG 040 de 2016.

### **3. PROPUESTAS AL MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA**

En este capítulo se presentarán propuestas de mejora al Mercado de Energía Mayorista, teniendo en cuenta lo descrito anteriormente en términos de la oferta y demanda presentes en el mismo, el funcionamiento del mercado y la intervención realizada ante la presencia del fenómeno de El Niño 2015-2016.

Dentro de las mejoras propuestas se encuentran una metodología para controlar el poder de mercado que podrían ejercer los agentes en el MEM, revisión de una posible implementación de un mercado nodal o zonal, propuesta para un mercado intradiario y propuestas de modificación al mercado de confiabilidad.

#### **3.1 CONTROL DE EJERCICIO DE PODER DE MERCADO**

Como fue presentado en el Capítulo 1, en el MEM seis empresas cuentan con más del 80% de CEN del SIN, empresas que han mantenido participación importante en el mercado, y que de manera conjunta se obtiene un nivel de concentración moderado, lo que podría conllevar al sistema a la formación no eficiente de precios. El ejercicio del poder de mercado puede incrementarse si es tenida en cuenta la red ya que se limita la competencia en el despacho programado a los recursos que por su ubicación pueden o no participar en las diferentes restricciones del sistema, lo que podría incrementar los sobrecostos al sistema a través del concepto de restricciones.

Por lo anterior, se hace necesario tener mecanismos de monitoreo, control y vigilancia del ejercicio de poder de mercado en el sistema. Es así como ya existen algunas herramientas de control y vigilancia como límites de concentración propiedad y participación en el mercado, precios máximos de oferta como lo vimos en la Resolución CREG 172 de 2015 en condición crítica del MEM y costos de generación para el precio de reconciliación positiva, sumadas a evaluaciones *ex post* que realiza el Comité de Seguimiento al Mercado de Energía Mayorista de la SSPD, y la herramienta para el monitoreo del mercado eléctrico de la SIC.

Herramientas como límites de concentración de propiedad y de participación del mercado son herramientas que caracterizan la estructura del mercado en el largo plazo pero no permiten el control del ejercicio de poder de mercado en el corto plazo ya que no tienen presente variables como las ofertas de precio y declaración de disponibilidad de los agentes. Las herramientas de evaluaciones *ex post* tienen la desventaja de requerir largas y costosas investigaciones que no siempre pueden llegar a concluir referente al ejercicio o no del poder de mercado por parte de un agente y más difícil llegar a concluir en una penalización. Por esto se sugieren herramientas *ex ante* enfocadas a desincentivar el ejercicio de este poder por parte de los agentes en el corto plazo. De este modo, se propone un control *ex ante* a través del control de las ofertas de precio presentadas en el mercado de corto plazo por los agentes, semejante al implementado en el mercado de PJM (PJM, 2014) y otros mercados norteamericanos.

La propuesta para el MEM consiste en que una vez recibidas las ofertas de precio y la declaración de disponibilidad por parte de los agentes, el CND realice pruebas de pivotalidad identificando plantas o agentes que tengan el poder de modificar el precio de mercado, sumado a estas pruebas se proponen realizar pruebas de conducta e impacto de las ofertas que permita identificar anomalías en el comportamiento de las mismas y que posiblemente puedan resultar en perjuicios al mercado. De este modo cuando una planta o un agente no supere estas pruebas las ofertas de precio serán cambiadas, para todos los efectos del mercado, por el mínimo entre los costos de referencia de generación y su oferta de precio, los primeros deben reflejar los costos eficientes de generación, se propone tener un manual de costos para su determinación, tal como se tiene en el mercado de PJM (PJM, 2014), para la determinación del costo de generación de plantas hidráulicas debe considerarse el costo de oportunidad del agua.

La propuesta para la prueba de pivotalidad parte de la definición de agente pivotal como aquel agente que parte de su capacidad de generación es necesaria para cubrir la demanda del mercado lo que le presenta incentivos a comportarse como monopolista. De este modo, se propone el Índice de la Oferta Residual que compara la oferta residual y la demanda total del mercado para una hora dada, como se expresa:

$$IOR_{i,h} = \frac{OR_{i,h}(P)}{DT_h} < 1.19$$

donde:

$IOR_i$  = Índice de Oferta Residual para el agente i en la hora h

$OR_{i,h}(P)$  = Oferta de todo el sistema en la hora h sin incluir al agente i

$DT_h$  = Demanda Total del sistema en la hora h

En caso que el Índice de Oferta Residual presente valores inferiores a 1.19 se considera que el agente es pivotal. Para observar un ejemplo del cálculo para el mercado colombiano y la metodología de determinación de valor de referencia ver (CREG, 2010).

Las pruebas de conductas propuestas deben ir encaminadas a las variables relevantes que permiten el ejercicio de poder de mercado por parte de los agentes, la oferta de precio y la declaración de disponibilidad. En el primer caso se pueden realizar comparaciones del incremento de precios entre días permitiendo un máximo incremento, se pueden comparar respecto a unos precios de referencia permitiendo una máxima desviación. En el segundo, se puede revisar el porcentaje de indisponibilidad respecto a la capacidad del recurso y respecto la capacidad del sistema. La prueba de impacto consiste en que una vez al menos un agente no supere las pruebas de conducta se debe realizar un predespacho ideal con las ofertas ajustadas y validar si este ajuste presenta una reducción (con un margen) del precio de bolsa, determinando o no, la necesidad del ajuste a los precios de oferta.

Otro mecanismo que elimina o reduce la posibilidad del ejercicio de poder de mercado es la respuesta de demanda, el cual permite aumentar la elasticidad de la demanda y promover la competencia. Los mecanismos de promoción de respuesta de la demanda serán ampliados posteriormente en las propuestas para los mercados de corto plazo y de confiabilidad.

A lo anterior, en pro de mitigar los sobrecostos por restricciones en el sistema, se suma la propuesta de cambio del precio de reconciliación positiva para que no sean los costos de generación reportados por los agentes sino que sea el costo eficiente de generación determinado en el manual de costos que se defina.

Adicionalmente se ve la necesidad de establecer un precio máximo al precio de bolsa motivado por la experiencia de los últimos días de septiembre y primeros de octubre de 2015 presentada anteriormente, este precio máximo permitiría conocer de ante mano el límite superior de la diferencia entre el precio de bolsa y el precio de escasez, diferencia a la cual se ven expuestos los generadores que incumplen sus OEF diarias o la demanda no cubierta por el cargo por confiabilidad en condiciones críticas del MEM.

## **3.2 MERCADO DE CORTO PLAZO**

En lo referente al mercado de corto plazo se presenta una propuesta para el desarrollo de un mercado intradiario y una evaluación de la propuesta de la creación de un mercado nodal para el MEM, estas propuestas están encaminadas a alcanzar objetivos entre los que se encuentran una búsqueda de formación de precios más clara y eficiente, permitir a los agentes del mercado adecuar las posiciones en el mercado con nueva información que se pueda tener de la operación en tiempo real que favorezcan los precios del mercado, adecuar este mercado para que puedan participar nuevas fuentes de generación y respuesta de la demanda, manejo eficiente de los combustibles primarios, entre otros.

### **3.2.1 MERCADO INTRADIARIO**

La propuesta de un mercado intradiario para el MEM inicia cambiando los despachos del día previo a la operación, como se mencionó anteriormente estos despachos son indicativos y los agentes generadores pueden reportar cambios durante el día de operación a través de redespachos, los cuales son también tenidos en cuenta en el despacho ideal que se realiza el día posterior a la operación y en el cual se determinan los precios del mercado, siendo la demanda, a través de un precio de bolsa mayor, quien asume todos los riesgos de los cambios que se presentan durante la operación de tiempo real, los cuales no son asumidos por los agentes causantes.

De este modo, la propuesta para la implementación de un mercado intradiario inicia con un despacho en firme o vinculante que se determina el día previo a la operación en tiempo real, de tal forma que este día se determinarán dos despachos, el primero llamado despacho firme o vinculante y el despacho programado. Estos despachos deben realizarse en los mismos tiempos que en la actualidad

se llevan a cabo este proceso, es decir recepción de ofertas a las 08:00 horas del día previo a la operación y publicaciones de la información de los despachos a las 14:45<sup>14</sup> horas de este mismo día.

En el despacho en firme o vinculante se determina el precio de bolsa y se convierte en la referencia para la liquidación de contratos, las transacciones que se determinen en este despacho son en firme y deben cumplirse independiente de lo que suceda en la operación en tiempo real. Este despacho debe ser fácilmente reproducible por los agentes, de este modo se propone que sea abastecido el pronóstico de demanda, maximizando el bienestar social, con las ofertas de generación y las ofertas de reducción de demanda, sin tener en cuenta variables como las inflexibilidades y características técnicas de los recursos de generación y los precios de arranque y parada, las dos primeras serán reconocidas a los agentes a través de restricciones con el manual de costos propuesto, y los costos asociados a los arranques y paradas de las unidades serán remunerados de manera independiente de acuerdo a los arranques que se presenten en la operación de tiempo real dividiendo este costo en la demanda total y asignándolo a comercializadores, usuarios no regulados participantes en respuesta de demanda y agregadores a prorrata de la demanda real.

El despacho programado seguirá siendo el despacho que se realiza para determinar la operación en tiempo real, de este modo para abastecer de la demanda pronóstico, maximizando el bienestar social, se tienen en cuenta las ofertas de los recursos de generación, de reducción de demanda, las inflexibilidades y características técnicas de los recursos de generación, los precios de arranque y parada, las restricciones de la red de transmisión y los criterios de calidad, seguridad y confiabilidad establecidos por la reglamentación.

Una vez determinados los dos despachos se realiza el proceso de liquidación asignando ventas y compras en bolsa donde son tenidos en cuenta los contratos de largo plazo, valoradas al precio de bolsa horario determinado en el despacho en firme o vinculante, de acuerdo a la ecuación de balance horaria por agente.

Se propone que la oferta que es presentada por los agentes generadores sea escalonada con valores de precio de oferta constantes a lo largo del día y horariamente cambiante las cantidades asociadas a cada escalón de precio, con un máximo de cuatro escalones. Con esta propuesta se pretende permitir a los agentes presentar una oferta que se ajuste en mayor medida a los costos de producción, adicionalmente entregarles herramientas de control para el uso de los recurso que permitan evitar situaciones como la evidenciada el día 2 de octubre de 2015, haciendo innecesaria propuestas como la ya emitida Resolución CREG 044 de 2016. Adicionalmente las Fuentes Renovables No Convencionales –FRNC– presentarán declaración de disponibilidad sin oferta de precio de igual forma como actualmente lo realizan las plantas menores y filo de agua.

Se propone que la demanda participe activamente en este mercado y no esté sujeto a condiciones de mercado<sup>15</sup>, con esto se logra tener una demanda menos inelástica permitiendo a su vez reducir la

---

<sup>14</sup> 15:05 horas en caso de tener transacciones de energía con el sistema venezolano.

<sup>15</sup> Como fue mencionado anteriormente, el mecanismo de Respuesta de demanda RD actual permite el envío y la casación de ofertas de precios y declaraciones de reducción de demanda ante condiciones críticas del MEM.



posibilidad de ejercicio de posición dominante por parte de los agentes generadores, como se mencionó en la propuesta de control de ejercicio de poder de mercado. Así, se propone que los usuarios no regulados tengan la posibilidad de presentar directamente las ofertas de reducción de demanda, y se regule un nuevo agente del mercado llamado *Agregador* quien reunirá a los usuarios regulados (y no regulados que quieran participar representados por él) para presentar ofertas de reducción de demanda al MEM, los comercializadores no deben participar en el proceso de la oferta de reducción de demanda para evitar el riesgo moral presente dada la naturaleza de su actividad. En lo referente a la oferta de reducción de demanda en sí, se propone que pueda ser una oferta horaria escalonada, en donde pueda presentarse horariamente una porción de demanda inelástica que seguirá siendo tomadora de precio y otras porciones de demanda flexible sensibles al precio.

Durante el día de operación se proponen la ejecución de despachos intradiarios que permitan a los agentes modificar sus posiciones respecto al mercado del día anterior de acuerdo a la información de la operación en tiempo real, permitiendo acercar la suma de los resultados de las transacciones de estos mercados a la operación en tiempo real. Inicialmente se plantean tres sesiones de despachos intradiarios, es decir se ejecutarían cada ocho horas y con un horizonte del resto del día de operación, una vez se adquiera madurez en la ejecución y participación en estas sesiones de mercados intradiarios pueden plantearse más sesiones a las inicialmente propuestas. Adicionalmente para la operación de tiempo real se continuarán corriendo los redespachos cada hora y se tendrán autorizaciones por parte del operador una vez finalizados los tiempos del redespacho y antes de la operación en tiempo real.

En los despachos intradiarios no se pretende negociar nuevamente toda la energía del mercado, es un mercado de ajustes en donde los mismos agentes que participaron en el mercado del día anterior participan en este mercado con ofertas de exceso o déficit de energía, es decir ofertas de venta y compra respectivamente, finalmente a partir de un proceso de casación de estas ofertas de exceso y déficit maximizando el bienestar social, se determina el precio horario de cada mercado intradiario, precio al cual se realizarán todas las transacciones determinadas en esta sesión.

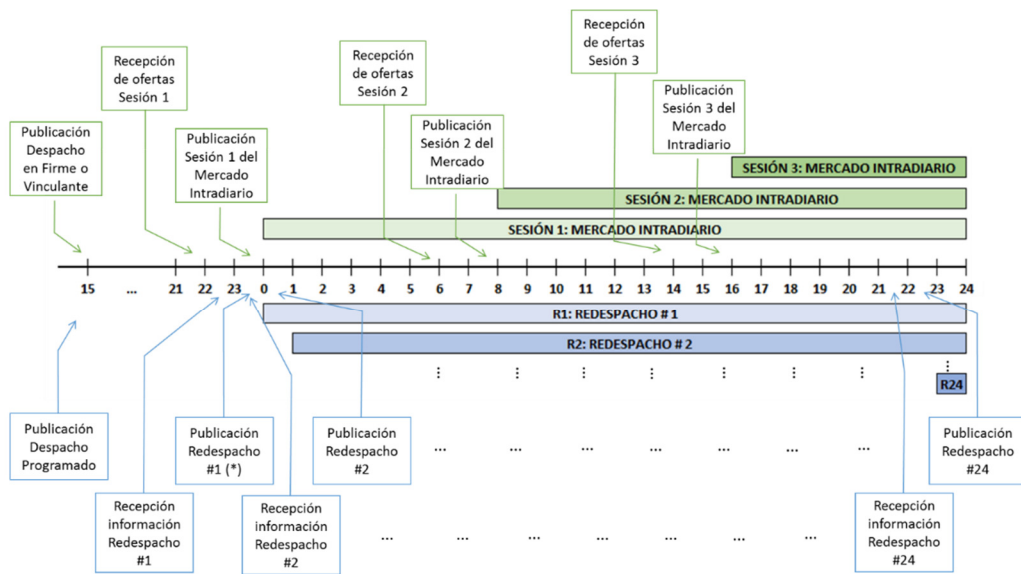
Las ofertas de exceso y déficit deben ser entregadas al operador del sistema con al menos dos horas y media de anticipación al inicio del periodo del mercado intradiario, y el operador del sistema a su vez, entregará los resultados con al menos media hora de anticipación al inicio del periodo del mercado intradiario.

Las ofertas de exceso provienen de agentes generadores que tienen energía no casada en el mercado del día anterior o en las sesiones de intradiarios vencidos, en estas ofertas les es permitido mejorar su oferta de precio respecto a la presentada en el mercado del día anterior o en la última sesión de intradiario y les es permitido reducir su disponibilidad si está enmarcada en alguno de los causales de redespacho, una excepción se tiene para las plantas menores, filo de agua y FRNC a las cuales les es permitido el aumento de disponibilidad. También son consideradas ofertas de exceso la demanda de energía de usuarios no regulados y agregadores que fue casada en el mercado del día anterior o en las sesiones de intradiarios ya vencidas.

Las ofertas de déficit provienen de agentes generadores que adquirieron compromisos en el mercado del día anterior o en las sesiones de intradiarios ya vencidas y quieren ceder los compromisos adquiridos, estas ofertas no pueden ser superiores en cantidades a la energía comprometida y sus precios de oferta deben ser inferiores al precio del mercado en que fueron adquiridas. También son consideradas ofertas de déficit la demanda de energía de usuarios no regulados o agregadores que no fue casada en el mercado del día anterior o en las sesiones de intradiarios ya vencidas.

Para la operación en tiempo real se seguirán determinando redespachos cada hora, como se realiza en la actualidad, se adiciona que los redespachos que coinciden con sesiones de mercados intradiarios, adicional a actualizar las disponibilidades, también actualizará las curvas de oferta presentadas por los agentes para la sesión del mercado intradiario correspondiente y a las plantas menores, filo de agua y las FRNC se les permite aumento de disponibilidad en el redespacho, como fue mencionado anteriormente. Adicionalmente en pro de garantizar la seguridad, calidad y confiabilidad el SIN, el operador del sistema podrá autorizar plantas, una vez cerrados los tiempos de redespacho y antes de la operación en tiempo real, teniendo presente la última curva de oferta presentada por los agentes.

**Figura 9** Cronograma de Mercados Intradiarios y Redespachos en el Día de Operación



(\*) los redespachos #1, #9 y #17 incluyen las ofertas entregadas para las sesiones 1, 2 y 3 del mercado intradiario, respectivamente.

Fuente: Elaboración propia.

Una vez se cierran las sesiones establecidas de mercados intradiarios y se haya cerrado la operación en tiempo real se procede a hacer el balance en el sistema, denominado mercado de balance, de este modo se encuentra el neto de los compromisos adquiridos y cedidos por cada uno de los agentes en el mercado del día anterior y las sesiones de los mercados intradiarios y es comparada con la generación o demanda que se presentó en la operación en tiempo real.

Así, para los generadores con mayor generación real que neto de compromisos se les reconoce la diferencia entre estos valores a los costos de referencia de generación del manual de costos, en caso que se tenga un mayor neto en los compromisos que generación real esta diferencia es valorada al precio horario más costoso que haya resultado de los cuatro mercados incrementado en un 10% y será un cobro para el generador. Para las planta menores, filo de agua y FRNC los compromisos serán la suma de la última declaratoria de disponibilidad realizada para cada hora, la diferencia positiva entre generación real y compromisos es valorada al precio horario del mercado del día anterior, y la diferencia negativa entre estos términos es valorada al precio horario más costoso que haya resultado de los cuatro mercados incrementado en un 10% y será un cobro para el generador.

De igual forma a como se realiza actualmente en el MEM, debe existir un cobro asociado a la desviación del programa de generación cuando se supera el umbral establecido, se propone que este cobro por desviaciones sea extendido para plantas menores, filo de agua y FRNC con un umbral de desviación mayor al establecido para las plantas despachadas centralmente, ya que se están brindando herramientas para que ajusten constantemente la información de declaración de disponibilidad, permitiendo contar con una mejor información para la operación del SIN que permita garantizar la seguridad, calidad y confiabilidad del mismo.

Para los comercializadores, usuarios no regulados participantes en respuesta de demanda y agregadores que presenten una diferencia positiva entre la demanda real y el neto de los compromisos de los cuatro mercados tendrán un cobro de esta diferencia valorada al precio horario más costoso que haya resultado de los cuatro mercados incrementado en un 10%, caso contrario tendrán un monto a cobrar por la diferencia negativa entre estos términos valorada al precio horario del mercado del día anterior. Las pérdidas de demanda del sistema serán un cobro distribuido entre comercializadores, usuarios no regulados participantes en respuesta de demanda y agregadores a prorrata de la demanda real valorada al precio horario del mercado del día anterior.

Finalmente las restricciones del sistema son calculadas como la suma de todos los balances positivos y negativos descritos anteriormente y será asignado entre comercializadores, usuarios no regulados participantes en respuesta de demanda y agregadores a prorrata de la demanda real.

### **3.2.2 MERCADO MULTINODAL**

En el MEM siempre ha existido la disyuntiva de desarrollar el mercado a partir de un mercado uninodal como el existente, o un mercado multinodal como los implementados en la mayoría de los mercados de Estados Unidos, en su momento se optó por la implementación de un mercado uninodal, discusión que siempre se revive al momento de hablar de mejoras o reformas al sector. Por lo anterior, se presenta un análisis de uno de los elementos de juicio por los cuales no se considera adecuado la implementación de un mercado multinodal en el MEM.

En los mercados multinodales se realiza de manera simultánea la programación de la operación física de los recursos del sistema y la determinación de las transacciones comerciales, encontrado para cada nodo del sistema un precio marginal, llamado precio nodal marginal. La diferencia de precios

entre nodos del sistema reflejan las restricciones de la red (llamada congestión) y las pérdidas de energía, de este modo una zona sin restricciones de red tiende a tener precios nodales similares que representan el costo marginal de la energía más la componente de pérdidas en cada nodo.

Se ha indicado como ventajas de los mercados multinodales, respecto a los mercados uninodales, una formación de precio más eficiente, eliminando problemas asociados al cálculo y asignación de restricciones y pérdidas del sistema, remplazándolo por los cargos de congestión, los cuales son administrados a través de derechos de transmisión. Adicionalmente se entregan señales localizadas para la expansión de la generación y transmisión.

Dentro de las desventajas que se indican, está la complejidad para la reproducción de los precios del sistema, dificultando el entendimiento del mercado, situación que puede generar mayores barreras de entrada de nuevos participantes. Se resalta que los precios nodales muchas veces son interpretados contrarios a intereses regionales y políticas públicas en Colombia, esto debido a que las zonas con mayores restricciones y por lo tanto con mayores precios nodales, son aquellas zonas del país cuya población tiene menores ingresos.

Adicional a los anteriores inconvenientes mencionados, se presenta un incremento en la posibilidad del ejercicio de poder de mercado, esto debido a que un mercado multinodal implica una remuneración marginalista en cada nodo (en el mejor de los casos a nivel zonal), lo cual lleva a nivel de nodo (o zona) todas las posibilidades de ejercer poder de mercado, limitando la competencia debido al fraccionamiento espacial del mercado. Para el caso particular de Colombia, donde no se tiene un red de transmisión fuertemente enmallada, donde se tiene bajo número de participantes con concentración de empresas por áreas y subáreas del SIN se podría llevar a comprometer la eficiencia en la formación de precios de corto plazo, más aún si se consideran indisponibilidades de la red.

Se presenta un ejercicio del cálculo del Índice Herfindahl - Hirschman (HHI) reduciendo el mercado al Área Caribe del SIN, en búsqueda de identificar que tan concentrado estaría este mercado en caso de implementación de precios nodales en el SIN. Para esto, se consideran los agentes generadores presentes en la misma, y un agente adicional que llamaremos Interconexión con capacidad igual al límite de transferencia a esta área del sistema.

De este modo se tienen 6 agentes generadores registrados a 31 de diciembre de 2015 en el Área Caribe, más la interconexión. A partir del cálculo de cuotas del mercado se obtiene el Índice Herfindahl – Hirschman (HHI), que para el año 2015 entrega un valor de **2838**, con esto se observa que se tiene un nivel de concentración alto para esta Área del SIN.

De manera análoga este ejercicio puede realizarse para otras áreas o subáreas del SIN con resultados similares, por tanto se aprecia que la implementación de un mercado multinodal en el SIN aumenta considerablemente la posibilidad de ejercicio de poder de mercado en el SIN trayendo consigo la posibilidad de una formación menos eficiente de precios, por tanto no se considera conveniente la implementación de este tipo de mercados en el SIN.

### 3.3 MERCADO DE CONFIABILIDAD

Como se mencionó al describir el mercado de confiabilidad, este tiene como objetivo garantizar la confiabilidad del suministro de energía a largo plazo a precios eficientes, viabilizando la inversión en los recursos de generación necesarios atender la demanda de manera eficiente en condiciones críticas de abastecimiento hídrico. Este gran objetivo ha sido cumplido, pero eventos como el fenómeno de El Niño 2015 – 2016, ha permitido identificar oportunidades de mejora en este mercado, por tanto a continuación son presentadas propuestas para el mercado de confiabilidad.

Durante el fenómeno de El Niño 2015 – 2016 se evidenció una crisis financiera en las empresas generadoras con recursos de generación con altos costos variables, ya que sus costos de generación eran muy superiores al ingreso recibido a través del precio de escasez, precio que a su vez permitió un cubrimiento financiero a la demanda durante el periodo crítico. Lo anterior se produjo ya que en sus inicios el precio de escasez fue referenciado al combustible Fuel Oil No. 6, pero a la fecha se están haciendo uso de combustibles de mayores costos variables como el Fuel Oil No. 2 motivados principalmente por las reconversiones realizadas a partir del año 2009 por plantas térmicas ante la escasez de gas natural.

Nace la necesidad de una revisión de la determinación del precio de escasez que permita reflejar el precio de combustible, pero que siga siendo un mecanismo de cobertura financiera para la demanda. De este modo se propone que el precio de escasez esté ligado al último combustible que se quiera a mediano plazo en la matriz energética del SIN, de este modo se propone que sea tomado con base al precio del Gas Natural Licuado importado<sup>16</sup> con unos indexadores adecuados, desincentivando la expansión de plantas con costos variables superiores a este valor. Se deben garantizar la construcción de las plantas para la importación de Gas Natural Licuado y respetar su prioridad de abastecimiento para las plantas térmicas.

Por lo anterior, se hace necesario crear un mecanismo para las plantas existentes con altos costos variables, con el objetivo de mantener estas plantas disponibles para el sistema y que no tengan riesgo financiero al momento de requerir su generación. El mecanismo propuesto es exclusivo para las plantas existentes que no tengan la posibilidad de operar con combustibles que conlleven a costos variables inferiores al precio de escasez que se defina, de este modo se propone durante periodos críticos del MEM una prima que permita a estas plantas operar con bajos riesgos financieros, del mismo modo en que fue implementado con la resolución CREG 178 de 2015. El mecanismo es de carácter temporal y en un periodo de 5 años estas plantas deben adecuar sus sistemas para operar con combustibles de costos variables inferiores al precio de escasez.

En el largo plazo, una vez se tenga implementado un mercado de contratos líquido que permita una adecuada cobertura financiera para la demanda, se propone eliminar el precio de escasez, de este

---

<sup>16</sup> Se escoge este valor dado que la producción nacional de Gas Natural no será suficiente para abastecer el total de la demanda nacional y se requeriría de importaciones de Gas Natural en momentos de alta exigencia por parte del parque térmico.

modo las obligaciones serían exigidas todos los días y en caso de tener una afectación a la demanda asociada al incumplimiento de las OEF diarias deben penalizarse los agentes con incumplimiento.

Así mismo, lo anterior también hace un llamado a revisar el mecanismo para que permita la expansión a través de la entrada de proyectos de generación con bajos costos variables, entre los que se encuentran FRNC como energía eólica, solar, entre otras que no han ingresado bajo el mecanismo actual, debido a que la metodología de cálculo de ENFICC para estos recursos no es suficiente para viabilizar sus inversiones. De este modo, se propone que sea creado un mecanismo paralelo al actual cargo por confiabilidad, en el cual la demanda regulada adquiere contratos estandarizados a largo plazo<sup>17</sup> ofrecidos anónimamente por generadores con energía proveniente de este tipo de fuentes, la energía a contratar por los comercializadores será determinada por el regulador y la oferta de estos contratos por parte de los generadores será hasta su capacidad según lo consideren. La determinación del precio del contrato se realiza a través de una subasta de sobre cerrado y el llamado a esta subasta sería realizado por el regulador en búsqueda de minimizar la exposición de la demanda regulada a precios de bolsa. Una vez construidas las plantas bajo este mecanismo las mismas podrían participar en el actual mercado de confiabilidad como plantas existentes con su ENFICC determinada de acuerdo a su tecnología.

De acuerdo a la experiencia del día 2 de octubre de 2015, en donde agentes generadores, teniendo reservas de energía en sus embalses, declararon indisponibles sus unidades para mantener sus niveles de embalse superiores al NEP con el fin de que no fueran ejecutadas las garantías asociadas a los recursos que tenían declarado ENFICC incremental, se propone eliminar la posibilidad de asignación de OEF por su ENFICC incremental. Adicionalmente, capitalizando la experiencia vivida con TERMOCANDELARIA S.C.A. E.S.P. Se propone que sean exigidas garantías de cumplimiento de las OEF diarias, en pro de evitar el riesgo moral al cual se enfrentan los agentes generadores que tienen costos variables superiores al precio de escasez de incumplir el compromiso.

Al igual que como fue propuesta una participación activa de la demanda en el mercado de corto plazo, es necesario que en el mercado de confiabilidad los usuarios no regulados y los agregadores de demanda participen activamente. De este modo, se propone que estos agentes participen en las subastas de asignaciones de OEF ofreciendo un producto de reducción de demanda cada vez que el precio de bolsa supere el precio de escasez, la prima recibida permitirá realizar las inversiones necesarias para instalar y mantener los equipos que permitan realizar y verificar estas desconexiones. Adicionalmente estos agentes también podrán participar a través de contratos en el mercado secundario de OEF.

Respecto a la experiencia en el retraso de entrada de proyectos de generación como el vivido con la central GECELCA3 y problemas de licenciamiento ambiental de la central El Quimbo, se propone que los proyectos de generación que participen en las subastas de OEF o en la subasta de contratos de largo plazo, presenten unas exigencias que brinden un mayor grado de certeza de la obtención de la

---

<sup>17</sup> Firmados con cinco años de anticipación y de una duración de 15 a 20 años, plazos que permitirán la construcción de las plantas y garantizarán su viabilidad financiera, respectivamente.

licencia ambiental, sumado a unas garantías que cada planta debe presentar de acuerdo al nivel riesgo que tenga cada planta para finalizar su proyecto.

Existen otros aspectos que deben ser revisados dentro del mercado de confiabilidad que no son alcance de este estudio, dentro de ellos se resaltan la necesidad de revisión del tipo de subasta con la cual se asignan OEF para plantas nuevas y se determina la prima del cargo por confiabilidad, revisión del criterio de asignación de OEF para plantas existentes, revisión de los mecanismos que incentiven el interés y la entrada de nuevos agentes al MEM, la necesidad de subastas localizadas que permitan disminuir las restricciones del sistema, mejoramientos a los procesos de auditoría de parámetros de ENFICC y pruebas de disponibilidad de los recursos, entre otros.

## 4. CONCLUSIONES

El Sistema Interconectado Nacional es un sistema que desde sus inicios ha sido predominantemente hidráulico, condición que estaba presente al momento de la creación del Mercado de Energía Mayorista y se mantiene hasta la fecha. Esta característica del SIN hace que el diseño del MEM sea sui generis para esta condición, ya que el sistema se ve impactado por fenómenos de variabilidad climática como el fenómeno de El Niño, los cuales hacen que cambie drásticamente la composición de la oferta requiriendo recursos de generación que usualmente no hacen parte del despacho económico pero que deben estar disponibles en caso de requerirse.

Sumado a lo anterior, el sistema puede caracterizarse con un nivel de concentración moderado, lo que indica que el sistema puede estar sujeto al ejercicio de poder de mercado por parte de algunos agentes. Se resalta que el MEM cuenta con seis agentes generadores que entre ellos tienen más del 80% de Capacidad Efectiva Neta del sistema.

El MEM cuenta con un diseño de mercado con tres pilares, el mercado de corto plazo (bolsa de energía), el mercado de largo plazo (mercado de contratos) y el mercado de confiabilidad. El primero de estos permite determinar los precios de bolsa de la energía de forma horaria y la operación del sistema para el día siguiente, a partir de las ofertas de precio realizadas por los agentes generadores donde se realiza la valoración de los recursos de generación disponibles, la declaración de disponibilidad y la demanda estimada. El mercado de contratos permite a los agentes realizar coberturas financieras ante el precio de bolsa y en conjunto con la información del mercado de corto plazo se realiza la liquidación diaria de los agentes del sistema. El mercado de confiabilidad tiene como objetivo garantizar la confiabilidad del suministro de energía a largo plazo a precios eficientes, viabilizando la inversión en los recursos de generación necesarios atender la demanda de manera eficiente en condiciones críticas de abastecimiento hídrico.

El fenómeno de El Niño 2015 – 2016 evidenció algunas fallas en el diseño del MEM. Este fenómeno, caracterizado por aportes por debajo de la media histórica en las cuencas del SIN desde el año 2014 y al cual se sumó la indisponibilidad de la central de generación Guatapé en la fase más crítica del fenómeno, llevó a una crisis financiera en las plantas térmicas a líquidos, las cuales se veían expuestas a generar a pérdidas o a el pago del incumplimiento de las OEF, lo que incluso llevó al proceso de intervención del agente TEMOCANDELARIA S.C.A E.S.P. por parte de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. A lo anterior, se suma que se evidenciaron problemas con la entrada de proyectos de generación como fue el caso de la central El Quimbo, necesidad de programar racionamiento programado ante la declaración de indisponibilidades de unidades por la aversión a la ejecución de garantías ante incumplimiento del NEP teniendo reservas disponibles para generación, reporte por parte de agentes de incerteza en su operación a bajos niveles de embalse, entre otros.

Ante los problemas evidenciados, el gobierno nacional a través del MME y la CREG emitieron medidas transitorias en pro de garantizar la confiabilidad del SIN. Dichas medidas direccionadas en cinco frentes - aumentar la oferta de gas, estimular la oferta, ajustar el mercado, garantizar oferta térmica



y ahorro de energía- permitieron afrontar la coyuntura sin la necesidad de realizar una declaración de racionamiento programado.

A partir de las características del sistema, el funcionamiento del MEM y las oportunidades de mejora identificadas durante el periodo crítico ante el fenómeno de El Niño 2015 – 2016, se presentan propuestas de mejora al MEM en tres frentes: mitigación del ejercicio de poder de mercado, propuestas de mejora a los mercados de corto plazo y al mercado de confiabilidad.

En lo referente al control del ejercicio de poder de mercado se propone realizar pruebas ex ante, como las pruebas de pivotalidad y pruebas de conducta e impacto de las ofertas que permitan identificar agentes que tengan el poder de modificar el precio de mercado. Si se no superan estas pruebas, las ofertas de precio serán ajustadas a el mínimo entre los costos de referencia de generación y su oferta de precio, los primeros deben reflejar los costos eficientes de generación, se propone tener un manual de costos. Adicionalmente se propone cambio del precio de reconciliación positiva al costo eficiente de generación determinado por el manual de costos. Se suma la necesidad de establecer un precio máximo al precio de bolsa que permita conocer de ante mano el límite superior de la diferencia entre el precio de bolsa y el precio de escasez.

Para el mercado de corto plazo se presenta una propuesta para el desarrollo de un mercado intradiario con el objetivo de una formación de precios más clara y eficiente, permitir a los agentes del mercado adecuar sus posiciones con nueva información que se pueda tener de la operación en tiempo real que favorezcan los precios del mercado, adecuar este mercado para que puedan participar nuevas fuentes de generación y respuesta de la demanda y manejo eficiente de los combustibles primarios. Por esto, se proponen tres sesiones de mercado intradiario donde los agentes pueden cambiar sus posiciones respecto al mercado del día anterior o la última sesión de intradiario permitiendo acercar la suma de los resultados de las transacciones de estos mercados a la operación en tiempo real.

Respecto al mercado de confiabilidad se tienen seis propuestas, la primera encaminada a redefinir el precio de escasez referenciándolo a gas natural licuado importado, ofreciendo una prima para las plantas cuyos costos variables sean superiores a este precios de escasez por cinco años, tiempo en el cual deben adecuar sus plantas para operar con combustibles de costos variables inferiores a este precio, para el largo plazo se propone eliminación del precio de escasez con exigencias diarias físicas de las OEF diarias. La segunda propuesta encaminada a crear un mecanismo que permita el ingreso de las FRNC de energía a través de subastas de contratos de largo plazo, subastas convocadas por el regulador a nombre de la demanda regulada con una anticipación de cinco años, plazo que permitirá la construcción de las plantas, y de duración entre 15 y 20 años, lo cuales permitirán la viabilidad financiera de estos proyectos. La tercera, cuarta y quinta propuesta son la eliminación de las asignaciones de OEF a la ENFICC incremental, exigencias de garantías para el cumplimiento de las OEF diarias y viabilizar la participación de la demanda en las subastas de OEF, respectivamente. Finalmente se propone una mayor exigencia de los requisitos para la participación de proyectos en las subastas de OEF y la exigencia de una garantía que varía de acuerdo al riesgo de no cumplimiento de la puesta en operación del proyecto.

## BIBLIOGRAFÍA

- CREG. (2007). *Derechos y Deberes de los Usuarios ARIAE 2007*. Obtenido de <http://documents.mx/documents/derechos-y-deberes-de-los-usuarios-ariae-2007-cartagena-de-indias-colombia.html>
- CREG. (2010). *Documento CREG 118: Medidas para la Promoción de la Competencia en el Mercado Mayorista de Electricidad*. Bogotá.
- CREG. (28 de febrero de 2016). *Cargo por Confiabilidad Esquema regulatorio para asegurar la confiabilidad en el suministro de energía eléctrica en Colombia*. Obtenido de <http://www.creg.gov.co/cxc/download/documentos/CargoxConfiabilidad.pdf>
- Energy Advisors. (05 de 09 de 2016). Obtenido de Emergencia en Guatapé (El Peñol), otro nubarrón en la Tormenta Perfecta de El Niño: <http://energyadvisors.com.co/wp-content/uploads/2016/02/Cadena.jpg>
- Florez, D. E. (2003). *Industria eléctrica colombiana: algunas condiciones anómalas en el sistema*. Medellín: Universidad EAFIT.
- Garcia, J. J., & Lopez, G. (2004). *El sector eléctrico colombiano: ¿fallo del mercado o fallo de la regulación?* Medellín: Universidad EAFIT.
- IRI. (septiembre de 2015). Obtenido de IRI ENSO Forecast: <http://iri.columbia.edu/our-expertise/climate/forecasts/enso/2015-September-quick-look/>
- ISA. (1995). *MERCADO MAYORISTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA*. Medellín.
- ISA. (2002). *El Sector Eléctrico Colombiano. Orígenes, Evolución y Retos - Un siglo de desarrollo-1882-1999*. Medellín: Panamericana Formas e Impresos.
- Laffont, J. J., & Tirole, J. (1993). *A theory of incentives in procurement and regulation*. Massachusetts: The MIT Press.
- Lasheras, M. Á. (1999). *La regulación económica de los servicios públicos*. Barcelona: Ariel S.A.
- Montealegre, J. (31 de diciembre de 2007). *Modelo institucional del IDEAM sobre el efecto climático de los fenómenos de El Niño y La Niña en Colombia*. Obtenido de <http://www.ideam.gov.co/documents/21021/440517/Modelo+Institucional+El+Ni%C3%B1o+-+La+Ni%C3%B1a.pdf>
- NOAA. (1 de septiembre de 2016). *Southern Oscillation Index (SOI)*. Obtenido de <https://www.ncdc.noaa.gov/teleconnections/enso/indicators/soi/>
- Ocaña, C. (2007). *Instituciones y economía de la regulación*. Madrid: Universidad Pontificia de Comillas.
- PJM. (2014). *PJM Manual 15: Cost Development Guidelines*.
- Senado de la República de Colombia. (1994). *Ley 142 y 143 de 1994*. Bogotá.
- Stoft, S. (2002). *Power system economics. Designing markets for electricity*. Piscataway: IEEE Press.
- Twomey, P., Green, R., Neuhoff, K., & Newbery, D. (2006). *A Review of the Monitoring of Market Power*. Cambridge: The Cambridge-MIT Institute.
- XM S.A. E.S.P. (2016). *Portal BI*. Obtenido de Información Inteligente: <http://informacioninteligente10.xm.com.co/Pages/default.aspx>