

# **SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS**

## **COMITÉ DE SEGUIMIENTO DEL MERCADO MAYORISTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

**Informe No 110 – 2016**

### **LECCIONES DEL NIÑO PARA GESTIONAR EL RIESGO INHERENTE AL CARGO POR CONFIABILIDAD**

**Preparado por:**

**Argemiro Aguilar Díaz**

**Gabriel Sánchez Sierra**

**Bogotá, Octubre 25 de 2016**

## CONTENIDO

<b>1</b>	<b>INTRODUCCIÓN</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>LECCIONES DEL NIÑO PARA GESTIONAR EL RIESGO INHERENTE AL CARGO POR CONFIABILIDAD</b>	<b>3</b>
2.1	CONCEPTUALIZACIÓN DEL CARGO POR CONFIABILIDAD	3
2.2	DESEMPEÑO DEL CARGO POR CONFIABILIDAD	5
2.2.1	<i>Expansión del Parque Generador</i>	5
2.2.2	<i>Confiabilidad para Condiciones Críticas Anteriores al 2015</i>	6
2.2.1	<i>Confiabilidad Durante el Niño 2015-2016</i>	7
2.2.1	<i>Problemática del Cargo por Confiabilidad en Plantas Existentes</i>	9
2.3	RIESGOS FINANCIEROS ASOCIADOS AL CARGO POR CONFIABILIDAD	9
2.3.1	<i>Riesgo de sobre costo por generar sus OEF</i>	10
2.3.2	<i>Riesgo por compras en bolsa para cumplir con OEF</i>	10
2.3.3	<i>Riesgo del generador por incumplimiento de su OEF</i>	10
2.3.4	<i>Riesgo por insolvencia de agentes generadores</i>	11
2.3.5	<i>Riesgo por incumplimiento de OEF incrementales</i>	11
2.3.6	<i>Riesgo por iliquidez ocasionada por compra de combustibles líquidos</i>	11
2.3.7	<i>Riesgos asociados con el sistema bancario</i>	12
2.3.8	<i>Riesgo por modificación del precio de escasez</i>	12
2.3.9	<i>Riesgo para Comercializadores no cubiertos con contratos</i>	13
2.4	RIESGOS OPERATIVOS ASOCIADOS AL CARGO POR CONFIABILIDAD	13
2.4.1	<i>Riesgo por razones del cambio climático</i>	13
2.4.2	<i>Riesgo por disminución de la capacidad útil de los embalses</i>	13
2.4.3	<i>Riesgo por fallas técnicas y humanas en la operación de los equipos</i>	14
2.4.4	<i>Riesgo por incumplimiento de OEF</i>	14
2.4.5	<i>Riesgo por restricciones en el sistema eléctrico</i>	15
2.4.6	<i>Riesgo por restricciones en el suministro de gas</i>	15
2.4.7	<i>Riesgo por generación prolongada con líquidos</i>	16
2.4.8	<i>Riesgo por solicitud para posponer mantenimientos</i>	16
2.4.9	<i>Riesgo por bajos caudales de ríos para refrigeración de plantas térmicas</i>	16
2.4.10	<i>Riesgos por la logística de abastecimiento de combustibles</i>	16
2.5	RIESGOS COMERCIALES ASOCIADOS AL CARGO POR CONFIABILIDAD	17
2.5.1	<i>Riesgo por cubrimiento de contratos bilaterales</i>	17
2.5.2	<i>Riesgo comercial de mercado</i>	17
2.5.3	<i>Riesgo del generador asociado a contratos de respaldo de OEF</i>	17
2.5.4	<i>Riesgo por reconciliaciones negativas</i>	18
2.5.5	<i>Riesgo por excedente de almacenamiento de combustibles líquidos</i>	18
2.6	HERRAMIENTAS EXISTENTES PARA GESTIONAR EL RIESGO	19
2.6.1	<i>Cubrimiento de riesgos financieros</i>	19
2.6.2	<i>Cubrimiento de riesgos operativos</i>	19
2.6.3	<i>Cubrimiento de riesgos comerciales</i>	20
2.7	LECCIONES DE COBERTURA DEL RIESGO DURANTE EL NIÑO	21
2.7.1	<i>Riesgos financieros</i>	21
2.7.2	<i>Riesgos operativos</i>	22
2.7.3	<i>Riesgos comerciales</i>	23

## Resumen Ejecutivo

Este informe analiza las condiciones de riesgo financiero, operativo y comercial, en relación al cargo por confiabilidad, presentadas durante el Niño 2015-2016. Se identifican los riesgos potenciales que ocurrieron, las herramientas utilizadas por los agentes del MEM para su gestión y finalmente se exponen las lecciones aprendidas. Inicialmente se presenta un resumen de la conceptualización del cargo por confiabilidad y su desempeño con respecto a la expansión del parque generador y a la confiabilidad del SIN en condiciones de escasez.

El generador que recibe el cargo por confiabilidad internaliza los costos de racionamiento y por lo tanto en la función objetivo que determina su estrategia de despachos, no solo está maximizar utilidades, sino también cumplir con la energía firme que respalda su planta.

El cargo por confiabilidad ha permitido la expansión exitosa del parque generador y consecuentemente el abastecimiento adecuado de electricidad en el país y no obstante haberse presentado atrasos en la entrada de algunos proyectos y hasta la cancelación de otros, la dinámica del esquema adoptado ha permitido efectuar a tiempo los correctivos necesarios en la expansión.

Sobre el desempeño del cargo en la confiabilidad para condiciones de escasez, se identifican dos periodos diferentes, el anterior al 2015 y el correspondiente al Niño 2015-2016, los cuales se analizan en detalle.

Desde el punto de vista de los riesgos financieros asociados al cargo por confiabilidad durante el Niño, se identificaron los siguientes:

- Riesgo de sobrecosto por generar sus OEF
- Riesgo por compras en bolsa para cumplir con OEF
- Riesgo del generador por incumplimiento de su OEF
- Riesgo por insolvencia de agentes generadores
- Riesgo por incumplimiento de OEF incrementales
- Riesgo por iliquidez ocasionada por compra de combustibles líquidos
- Riesgos asociados con el sistema bancario
- Riesgo por modificación del precio de escasez
- Riesgo para comercializadores no cubiertos con contratos

Desde el punto de vista de los riesgos operativos asociados al cargo por confiabilidad durante el Niño, se identificaron los siguientes:

- Riesgo por razones del cambio climático
- Riesgo por disminución de la capacidad útil de los embalses
- Riesgo por fallas técnicas y humanas en la operación de los equipos
- Riesgo por incumplimiento de OEF
- Riesgo por restricciones en el sistema eléctrico
- Riesgo por restricciones en el suministro de gas
- Riesgo por generación prolongada con líquidos
- Riesgo por solicitud para posponer mantenimientos
- Riesgo por bajos caudales de ríos para refrigeración de plantas térmicas
- Riesgos por la logística de abastecimiento de combustibles

Desde el punto de vista de los riesgos comerciales asociados al cargo por confiabilidad durante el Niño, se identificaron los siguientes:

- Riesgo por cubrimiento de contratos bilaterales
- Riesgo comercial de mercado
- Riesgo del generador asociado a contratos de respaldo de OEF
- Riesgo por reconciliaciones negativas
- Riesgo por excedente de almacenamiento de combustibles líquidos

Posteriormente, de acuerdo a las experiencias existentes de los agentes generadores del MEM y las encuestas realizadas por la SSPD, sobre el cubrimiento del riesgo asociado con las condiciones críticas del Niño y su relación con el cargo por confiabilidad, el CSMEM identificó las principales herramientas utilizadas para gestionar tales riesgos.

Con base en lo anterior, el CSMEM resumió las principales lecciones sobre cobertura de riesgo, aprendidas a raíz de la experiencia del Niño 2015-2016:

- El cargo por confiabilidad es ante todo una opción financiera y en general durante el reciente fenómeno del Niño 2015-2016, los agentes del MEM no valoraron, ni gestionaron adecuadamente los riesgos financieros de esta opción.
- Bajo tales condiciones, el seguro de riesgo que no toman los agentes generadores y comercializadores, se traslada directamente a la demanda.
- Siendo el cargo por confiabilidad una opción financiera, para el cubrimiento de su riesgo deberían utilizarse los instrumentos de derivados financieros (contratos de futuros y opciones).
- Después de cubrir los costos de AOM, existe un margen mayor del 50% del cargo por confiabilidad, que debe ser tenido en cuenta como una prima para respaldar posteriormente, el ejercicio de la opción de entrega de la energía firme y el cierre financiero del proyecto.

- Hoy en día el único instrumento de derivados financieros que existe en el MEM es Derivex; sin embargo, su utilización es muy reducida.
- Se deben exigir garantías a los agentes generadores a los cuales se les asignen OEF, para evitar incumplimientos de éstas obligaciones.
- Teniendo en cuenta la experiencia de Termocandelaria que al momento de ser intervenida, ni siquiera contaba con activos de generación, es necesario que la CREG establezca para los agentes generadores, las condiciones requeridas de solvencia económica.
- Como experiencia importante con las OEF incrementales, es necesario que los agentes generadores evalúen en forma detallada el riesgo financiero que están tomando al incrementar las OEF definidas por la ENFICC probabilística.
- La utilización de pólizas de lucro cesante por indisponibilidad total de plantas de generación, debería generalizarse.
- Las pólizas de pluviosidad reducida o cobertura hidrológica, son una práctica recomendable para todos los agentes hidráulicos.
- La opción de desconexión de demanda voluntaria DDV, es importante para facilitar el abastecimiento de la demanda en condiciones críticas y el cumplimiento de las Obligaciones de Energía Firme de los generadores.
- Es recomendable que se considere la condición dinámica de los principales parámetros que determinan la ENFICC de las plantas eléctricas y los efectos sobre ésta.
- Es de fundamental importancia que la expansión de las redes STN, STR y SDL se realice oportunamente, con el fin de evitar restricciones eléctricas del SIN durante condiciones normales y de Niño.
- El mercado de contratos bilaterales bajo condiciones de Niño o escasez, presenta limitaciones asociadas a la OEF por parte de los generadores. Una forma de mitigar esta situación consiste en desarrollar contratos específicos para condiciones "normales" y de "escasez".
- Una forma de mitigar el poder de mercado es mediante las transacciones de energía en contratos. En el caso del MEM con una alta concentración y agentes integrados verticalmente, todos los esfuerzos que se realicen con el fin de mejorar el mercado de contratos, redundarán positivamente en beneficios para la competitividad en el MEM.
- El Mercado Secundario de ENFICC es un mecanismo financiero, en el cual no se transfieren obligaciones de confiabilidad. En períodos críticos de escasez su utilización es limitada entre los agentes, por la alta probabilidad de no tener despacho ideal de la planta comprometida y el alto riesgo de pérdidas económicas para las partes.

# 1 Introducción

El presente informe analiza las condiciones de riesgo financiero, operativo y comercial, en relación al cargo por confiabilidad, ocurridas durante el Niño 2015-2016.

Inicialmente se presenta un resumen de la conceptualización del cargo por confiabilidad y su desempeño con respecto a la expansión del parque generador y a la confiabilidad del SIN en condiciones de escasez.

Se identifican los riesgos potenciales detectados, las herramientas utilizadas por los agentes del MEM para su gestión y finalmente se exponen las lecciones aprendidas.

## 1.1 Información a los agentes.

Se le informa a los agentes del mercado que a partir del mes de noviembre de 2016, se retomará el seguimiento a los indicadores del mercado que previamente se venían utilizando:

- Indicadores de Lerner.
- Indicador de Margen Bruto Ponderado.
- Precios históricos de bolsa deflactados.
- Precio de bolsa vs precios del gas por mercado.
- Curva de oferta agregada.
- Índice residual de suministro.
- Duración de contratos vigentes.
- Distribución del servicio de AGC.
- Consignaciones de generación y transmisión.

Además se está analizando la implementación de nuevos indicadores que enriquezcan el análisis realizado por el CSMEM y la Superservicios, como los que se relacionan a continuación:

- Plantas que generan AGC.
- Servicios complementarios en energía y recursos (\$).
- Relación precio oferta vs embalse.
- Cambios precio oferta a largo plazo.
- Disponibilidad comercial vs. precio oferta.
- Disponibilidad comercial vs. disponibilidad real.

- Precio de oferta por tecnología.
- Redespachos y reconciliaciones.
- Despacho fuera de mérito.
- Reducciones en la capacidad instalada.
- Vertimientos mensuales.
- Agentes marcadores de precios mensuales.
- Plantas marcadoras de precios mensuales.
- HHI diario.
- Agentes pivotaes.
- Precios oferta y precios de contratos x tipo de demanda.
- Generación por tipo de agente.

La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, a partir del mes de noviembre de 2016, en su ejercicio de inspección, vigilancia y control, otorgadas por la Ley 142 de 1994 y lo contenido en los numerales 2 y 38 del Artículo 13 del Decreto 990 de 2002, implementará mecanismos que permitan realizar un seguimiento permanente a los precios de oferta de los generadores y de los costos reportados por los agentes a XM, con el objetivo de garantizar que el comportamiento de los agentes sea acorde a lo establecido en la normatividad vigente en lo relacionado al mercado de energía mayorista.

## **2 Lecciones del Niño para Gestionar el Riesgo Inherente al Cargo por Confiabilidad**

### **2.1 Conceptualización del Cargo por Confiabilidad**

Los teóricos del diseño de mercados eléctricos se dividían en torno a dos posiciones antagónicas; aquellos que consideraban que un mercado bien regulado generaba las señales de expansión necesarias para satisfacer la demanda futura, sin necesidad que el gobierno orientara la inversión mediante garantías, cargos para remunerar la capacidad, o contratos de compra de energía de largo plazo. De otra parte, los que identificaban problemas estructurales propios del mercado eléctrico, que impiden que un esquema completamente descentralizado, genere los incentivos necesarios para expandir la capacidad al ritmo esperado de la demanda. Bajo este enfoque el gobierno cumple un papel importante implementando instrumentos, que mitiguen los riesgos de los inversionistas cuando acometen nuevos proyectos<sup>1</sup>.

Entre los problemas estructurales se pueden mencionar la imprevisibilidad de la oferta (particularmente en sistemas con una alta composición hidroeléctrica) y de la demanda de energía, el prolongado tiempo de maduración de las inversiones, fallas en el mercado de contratos (falta de liquidez, ausencia de una cámara de compensación, información asimétrica), poder de mercado, riesgo regulatorio (ej: tope de precios en períodos de escasez), entre otras. Bajo estas circunstancias es muy improbable que la oferta cubra la demanda en el futuro y corresponde al gobierno atraer inversión otorgando incentivos que reduzcan el riesgo de ésta.

Mercados que nacieron muy libres, como el de California y el de Chile, enfrentaron serios racionamientos de energía que demostraron claramente la incapacidad de la oferta para seguir la dinámica de la demanda.

Al inicio del mercado<sup>2</sup>, Colombia optó por la implementación del cargo por capacidad que cumplió dos papeles básicos. En primer lugar, restableció la rentabilidad de las plantas de bajo despacho, requerida para garantizar el suministro en sequías prolongadas; en segundo lugar, constituyó un mecanismo que establecía un piso a las ofertas en el MEM, con lo cual la competencia en el “Spot” se daba estrictamente en el costo marginal de corto plazo, pero permitiendo un componente para recuperar el capital.

---

<sup>1</sup> Informe No 29 del CSMEM, “Subasta del cargo por confiabilidad – Impacto en el MEM”, Julio de 2008

<sup>2</sup> El MEM inició operación en julio de 1995



A pesar de las bondades de este esquema en la estabilidad financiera del sector, el cargo por capacidad no parecía dar las señales necesarias y la expansión de la generación no correspondía adecuadamente al crecimiento de la demanda, estrechando año tras año la brecha entre la oferta y la demanda, con lo cual se elevaba drásticamente el riesgo de racionamientos, se aumentaba el poder de mercado y los precios de la energía. El aspecto más controvertido de este instrumento fue la disociación entre el monto asignado en materia de cargo y la obligación de responder con energía en períodos críticos. Un agente recibía el cargo pero no asumía ningún compromiso contra este pago, lo que conducía posteriormente a que el regulador fijara, por ejemplo, límites a las decisiones de generación de agentes hidráulicos en épocas secas, porque el agente no internalizaba suficientemente los costos económicos de un eventual racionamiento y en consecuencia no tomaba medidas para mitigar este tipo de eventos.

Posteriormente se implementó el cargo por confiabilidad que opera desde diciembre de 2006, para sustituir el cargo por capacidad, e introdujo las subastas de energía firme que resolvieron la incertidumbre acerca de la expansión de la capacidad de generación, que estuvo inactiva durante más de 10 años y que compromete a los generadores a suministrar la energía a un precio eficiente. El generador al que se le asigna una OEF recibe una remuneración conocida y estable durante un plazo determinado y se compromete voluntariamente a entregar determinada cantidad de energía, cuando el precio de bolsa supera el precio de escasez, reflejando así una situación crítica de abastecimiento de electricidad<sup>3</sup>.

El generador que recibe el cargo internaliza los costos de racionamiento y por lo tanto en la función objetivo que determina su estrategia de despachos, no solo está maximizar utilidades sino también cumplir con la energía firme que respalda su planta. Los agentes pueden contratar con otras plantas energía en firme no comprometida como respaldo, en un mercado secundario que forma parte de un esquema denominado anillos de seguridad.

Un inversionista que participe con éxito en la subasta, tiene garantizada la cobertura de sus costos fijos en la proporción de sus obligaciones, porque recibirá el cargo por confiabilidad desde el año objetivo de la subasta y en los subsiguientes, reduciendo el riesgo comercial y asegurando estabilidad en el flujo de ingresos.

Los incentivos y señales que se dan con el mecanismo del cargo por confiabilidad son fundamentales, no solamente para el aseguramiento del suministro en el largo plazo,

---

<sup>3</sup> CREG, "Nuevo esquema regulatorio para la confiabilidad del suministro de energía eléctrica", Marzo 7 de 2007.

sino que también tiene influencia en los mercados de mediano y corto plazo, puesto que es la señal con la que se configura el parque generador. Por lo anterior, es de suma importancia que los incentivos que se configuren en este mecanismo, aseguren un correcto cumplimiento de las obligaciones adquiridas y promuevan la competencia entre los generadores instalados en los demás mercados<sup>4</sup>.

## 2.2 Desempeño del Cargo Por Confiabilidad

### 2.2.1 Expansión del Parque Generador

La tabla No 1 presenta los proyectos y las fechas de compromiso originales con que se adjudicaron dichos proyectos, mediante dos subastas del cargo por confiabilidad. Este mecanismo ha permitido la expansión exitosa del parque generador y consecuentemente el abastecimiento adecuado de electricidad en el país<sup>5</sup>.

**Tabla 1 – Generación Adjudicada con Subastas**

EXPANSION DE GENERACION - SUBASTAS DE ENERGIA FIRME											
PROYECTO	AGENTE	Capacidad MW	OEF en GWh-año								
			dic-12	dic-14	dic-15	dic-16	dic-17	dic-18	dic-19	dic-20	dic-21
Amoyá	Isagen	78	215								
Miel 1	Isagen		808								
Termocol	Poliobras	210	1.682								
Gecelca-3	Gecelca	150	1.120								
Cucuana	Colinversiones	60		49	50						
Miel 2	EPSA	135		184							
Quimbo	Emgesa	420		400	850	1.350	1.650				
Porce IV	EPM	400			321	641	962				
Sogamoso	Isagen	800		400	800	2.990	3.740	3.790			
Rio Ambeima	Energía de los Andes	45			75						
Carlos Lleras											
Restrepo	Hidralpor	78			200						
San Miguel	La Cascada	42			123						
Gecelca 32	Gecelca	250			1.971						
Tasajero II	Termotasajero	160			1.165						
Termonorte	Termonorte	88					619				
Porvenir II	Colinversiones	352						1.445			
Ituango	EPM	1.200						1.085			4.567
<b>TOTALES</b>		<b>4.468</b>	<b>3.825</b>	<b>1.033</b>	<b>5.555</b>	<b>4.981</b>	<b>6.971</b>	<b>6.320</b>			<b>4.567</b>

Vale la pena mencionar que, no obstante se han presentado atrasos en la entrada de algunos proyectos y hasta la cancelación de los proyectos Miel 2, Porce IV, Termocol y Porvenir II, la dinámica del esquema adoptado, que además incluye subastas de

<sup>4</sup> CREG, "Retos del mercado de energía mayorista (MEM)", Anexo circular 039 de 2016.

<sup>5</sup> La fecha original de entrada del proyecto Amoyá era en diciembre de 2011.

reconfiguración y la regulación desarrollada por la CREG, han permitido efectuar a tiempo los correctivos necesarios en la expansión. Además, la experiencia obtenida en la primera subasta, permitió efectuar correctivos en la regulación que han mejorado el proceso.

### **2.2.2 Confiabilidad para Condiciones Críticas Anteriores al 2015**

Uno de los objetivos del Cargo por Confiabilidad consiste en que el mercado auto regule los recursos hídricos para reducir la probabilidad de racionamiento; durante el Niño 2009-2010 se esperaba que con el objeto de no incumplir con sus OEF, los generadores hidráulicos elevaran sus ofertas de precios y redujeran los ritmos de despacho<sup>6</sup>. No obstante, el mecanismo no pareció haber creado señales suficientemente fuertes que indujeran a los generadores hidráulicos a ahorrar agua durante tal evento.

En la práctica, los agentes hidráulicos tuvieron un comportamiento que muestra de alguna manera la vulnerabilidad del esquema de confiabilidad:

- Sostuvieron los precios de sus ofertas relativamente bajos, para evitar tener que comprar energía en bolsa a precios superiores a los de venta pactados en sus contratos. Al parecer valoraron más las pérdidas financieras ciertas e inmediatas por no generar, que el evento incierto de tener que cubrir las garantías por eventuales incumplimientos de sus OEF, si el verano se prolongaba.
- Acotaron sus precios de oferta al precio de escasez, el cual actúa como techo de los precios de oferta de los agentes hidráulicos, e impide que entren en merito generadores térmicos con combustibles costosos, o plantas de baja eficiencia, forzando de esta forma a desembalsar más reservas de agua. Como consecuencia, el precio de bolsa se eleva pero no reduce la generación hidráulica, generando un equilibrio perverso de mayores costos asumidos por la demanda, pero sin los beneficios de reducir las probabilidades de un racionamiento futuro.

De otra parte, a partir de las condiciones operativas de algunas plantas hidroeléctricas y con la información histórica de los aportes de caudales de los embalses del SIN, el modelo para calcular la Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad, estimaba que el nivel mínimo del embalse era inferior al requerido para cumplir la ENFICC declarada, poniendo en riesgo de incumplir la Energía Firme respaldada por la respectiva planta de generación y afectar la confiabilidad del SIN. En consecuencia, la CREG decidió fijar niveles de referencia de los embalses asociados a la ENFICC, por debajo de los cuales se intervenían las ofertas de estos generadores hidráulicos<sup>7</sup>.

---

<sup>6</sup> Informe No 77 del CSMEM, "Comportamiento del MEM en los últimos 4 años", Marzo de 2013

<sup>7</sup> Resolución CREG 137 de Noviembre de 2009.

Finalmente, la intervención del mercado en el Niño 2009-2010 no permitió probar la operatividad del cargo por confiabilidad, con respecto a asegurar el suministro de la demanda por parte del parque generador, bajo condiciones críticas.

La sequía que se presentó en el país a partir de septiembre de 2012, confirmó el comportamiento y la vulnerabilidad del Cargo por Confiabilidad ya observado en el Niño 2009-2010; es decir, persistencia del parque hidráulico en fijar los precios de bolsa, niveles de embalse insuficientes para proveer las Obligaciones de Energía Firme y acotamiento de los precios de oferta de las plantas hidráulicas al precio de escasez<sup>8</sup>.

Debido a la baja hidrología del segundo semestre del año 2013, al finalizar la estación de verano 2013-2014 el embalse agregado presentó niveles críticos similares a los del Niño 2009-2010, con precios de bolsa también similares. En el verano del 2014, los precios de bolsa se dispararon y superaron el precio de escasez; sin embargo, la participación de la generación hidráulica se mantuvo entre 63% y 73%.

Se estima que para que uno de los cuatro principales agentes generadores del MEM, tenga incentivo económico suficiente para almacenar agua para el verano, se requiere que el precio de bolsa supere el de escasez al menos durante 1.000 horas. Esto significa que los pagos estimados de los generadores bajo condiciones de escasez, no son suficientemente onerosos para hacer que reduzcan el uso del agua a principios del período del Niño y den paso a una mayor generación térmica que mejore la confiabilidad del sistema<sup>9</sup>.

### **2.2.1 Confiabilidad Durante el Niño 2015-2016**

El precio del cargo por confiabilidad y las obligaciones de energía en firme ya asignadas, dependen del nivel del precio de escasez y por lo tanto no es posible modificar este umbral, sin afectar el marco y los compromisos adquiridos por las partes en las subastas. En efecto, un precio de escasez bajo, aumenta la probabilidad de activación del mecanismo y simultáneamente las pérdidas por generar que deben enfrentar las plantas menos eficientes una vez se ven obligadas a despachar. Por otra parte, subirlo genera un desequilibrio, porque reduce la posibilidad de activar las obligaciones y el costo asociado cada vez que se active el mecanismo, sin reducir la remuneración que reciben las plantas por cargo por confiabilidad<sup>10</sup>.

---

<sup>8</sup> Informe No 79 del CSMEM, "Falencias de la confiabilidad del sistema interconectado nacional", Mayo de 2013.

<sup>9</sup> Informe No 92 del CSMEM, "Cargo por confiabilidad, precio de escasez y comportamiento de las ofertas de precio", Julio de 2014.

<sup>10</sup> Informe No 45 del CSMEM, "Comportamiento del MEM bajo el efecto del Niño 2009-2010", Diciembre de 2009.

Desde la creación del cargo por confiabilidad en el MEM (2006), el comportamiento del precio de bolsa en relación al precio de escasez, muestra solamente dos periodos significativos en los cuales el precio de bolsa superó el precio de escasez. El primer periodo coincide el Niño 2009-2010 y el segundo comprendido entre abril y junio de 2014, marcado por un nivel del embalse agregado del SIN relativamente bajo.

Antes del Niño 2015-2016 la mayor excedencia del precio de escasez ocurrió en octubre del 2009, alcanzando un valor de \$11/kWh equivalentes al 3.5% del precio de escasez; el número de periodos de despacho con superación del precio de escasez más intenso fue en abril-junio de 2014 (145 horas).

Durante el Niño 2015-2016 el factor fundamental que afectó las transacciones del mercado fue el precio de escasez, el cual era del orden de \$300/kWh, mientras los precios de bolsa casi alcan los \$2.000/kWh; de otra parte, el número de periodos de despacho con superación del precio de escasez ocurrió casi permanentemente en el periodo octubre 2015 – abril 2016, superando las 3.000 horas.

El precio de escasez durante el Niño 2015-2016 fue bajo, debido a que está indexado al fuel oil No 6 y con la caída de los precios del petróleo tuvo una reducción superior respecto a los demás combustibles. Bajo estas circunstancias, las plantas térmicas del MEM que utilizan combustibles líquidos importados, tienen un costo variable muy superior al precio de escasez y consecuentemente deben generar a pérdida, porque asumen la diferencia entre el costo de su generación y el precio de escasez, al exigírseles generar sus compromisos de Obligaciones de Energía Firme – OEF.

En cuanto a la obligación de honrar el cargo por confiabilidad, es preocupante la experiencia que deja Termocandelaria, al declararse indisponible por inviabilidad financiera y haber tenido que ser intervenida por la SSPD. La indisponibilidad de Termocandelaria fue determinante en no haber podido lograr en su momento, la meta del planeamiento operativo de generar 91 GWh/día con plantas térmicas, lo cual deterioró aún más el nivel requerido de los embalses para afrontar la estación de verano, e incrementó las posibilidades de racionamiento<sup>11</sup>.

No obstante lo anterior, el sector logró abastecer la demanda durante el Niño, que tuvo una intensidad y duración sin precedentes, sumado a la escasez de gas y hechos imprevisibles que produjeron indisponibilidad parcial del parque generador y que además restringieron la oferta de combustibles líquidos.

---

<sup>11</sup> Informe No 105 del CSMEM, "Experiencias del Niño 2015-2016", Abril de 2016.

### 2.2.1 Problemática del Cargo por Confiabilidad en Plantas Existentes

Aunque el cargo por confiabilidad ha permitido la construcción de nuevas plantas con costos variables inferiores al precio de escasez, existen problemas asociados al riesgo moral que conlleva la asignación de Obligaciones de Energía Firme, a las unidades generadoras existentes que consumen combustibles líquidos y presentan costos variables altos. Tal problemática que ha sido identificada por la CREG<sup>12</sup>, se presenta a continuación:

- **Cumplimiento de las OEF.** En la medida en que las OEF se hacen exigibles en el momento en que el precio de bolsa es superior al precio de escasez, existe probabilidad que las plantas con altos costos variables aplacen la entrega de las OEF. A pesar que la regla de remuneración de OEF a precio de escasez es conocida anticipadamente, los generadores de altos costos variables reclaman que el precio de escasez debería cubrir sus costos variables, pues estarían operando a pérdida sin cambio de la remuneración del cargo.
- **Energía para cobertura de precios (contratos).** En la oferta de energía firme existe una proporción alta (aproximadamente 20%) de generadores con costos variables altos. Esto resulta problemático en la medida en que la energía disponible para cobertura de precio a valores competitivos, es menor a lo que requiere el mercado, puesto que el costo de oportunidad para los generadores que se contratan a largo plazo, resulta ser el precio de los generadores marginales.
- **Precio de escasez.** Las plantas que tienen costos de operación superiores al precio de escasez, manifiestan que dicho precio debe ser igual al valor de los costos de operación de la planta térmica más costosa que haya en el sistema. Además, la indexación del precio de escasez con la variación del fuel oil internacional, no refleja la variación de sus costos.

### 2.3 Riesgos Financieros Asociados al Cargo Por Confiabilidad

La operación tanto del sistema de potencia eléctrico colombiano como del Mercado de Energía Mayorista, dada su naturaleza hidrotérmica con predominancia hidroeléctrica, bien puede ser categorizada en dos circunstancias: a) En condiciones operativas normales (aportes hidrológicos normales) y b) Bajo condiciones críticas de un evento del Niño o situaciones de escasez.

---

<sup>12</sup> Op cit 3

Bajo esta premisa, el análisis que se realiza a continuación está direccionado principalmente al riesgo asociado con las condiciones críticas del Niño y su relación con el Cargo por Confiabilidad.

### **2.3.1 Riesgo de sobrecosto por generar sus OEF**

En condiciones de escasez, los agentes generadores pueden incurrir en pérdidas financieras, en particular aquellos generadores con costos variables superiores al precio de escasez (especialmente los generadores que utilizan combustibles líquidos), lo que lleva a operar sus plantas a pérdida, para poder generar sus OEF.

### **2.3.2 Riesgo por compras en bolsa para cumplir con OEF**

En condiciones de escasez, los agentes generadores que compran sus OEF en bolsa, pueden incurrir en pérdidas financieras, por diferentes razones:

- Un manejo inadecuado de los embalses por parte de algunos agentes hidráulicos que ofertan a precios bajos, para evitar tener que comprar energía en bolsa a precios superiores a los de venta pactados en sus contratos. Valorando más las pérdidas financieras ciertas e inmediatas que implica la compra de energía en bolsa para suplir sus contratos, que el evento incierto de posteriormente no poder generar sus OEF y tener que adquirirlas en bolsa.
- Los agentes que se ven obligados a comprar sus OEF en bolsa, representan un riesgo financiero para los generadores que las venden, debido a la no existencia de garantías reales para estas transacciones. Este caso se pudo observar en el pasado Niño, cuando TermoCandelaria dejó de generar sus OEF y las adquirió en bolsa.

### **2.3.3 Riesgo del generador por incumplimiento de su OEF**

En general los agentes generadores que para cumplir sus OEF tengan que operar a pérdida, en cualquier momento podrían dejar de honrar sus obligaciones; caso que ya ocurrió en el Niño pasado con TermoCandelaria. Esta situación tiene altas probabilidades de ocurrir, dado que el cumplimiento de las OEF no tiene garantías reales y solo constituye una obligación moral.

- Cuando un agente incumple sus OEF, existe un riesgo financiero para el agente incumplidor, ya que sus obligaciones se suministran al sistema a través de la bolsa, con el consecuente riesgo financiero que esto ocasiona.
- Además, para los agentes generadores que compensan la energía no generada de OEF, también existe un riesgo financiero, puesto que las desviaciones

ocasionadas, son cargadas al agente incumplidor a precio de bolsa, transacción que necesariamente no tiene garantías reales en la bolsa, implicando un riesgo financiero para los agentes compensadores.

- Cuando se realizan importaciones de energía y existen desviaciones negativas de OEF, las garantías requeridas por las importaciones se cargan a todos los agentes. Esto representa un riesgo financiero adicional para los agentes generadores que han cumplido con sus OEF.
- Cuando la CREG determina la suspensión de obligaciones de energía firme de un agente generador, bajo condiciones críticas de escasez, los demás agentes generadores del MEM deben incrementar sus OEF, para compensar las faltantes. En el caso ocurrido con Termocandelaria esto implicó un riesgo financiero adicional para los demás agentes del MEM y en especial para los generadores con costos de generación superiores al precio de escasez.

#### **2.3.4 Riesgo por insolvencia de agentes generadores**

Hoy en día la asignación de OEF a través de las subastas de energía firme, permite la participación y adjudicación a agentes generadores sin una solvencia financiera. Esto ha llevado a que en situaciones de incumplimiento de OEF por parte de agentes insolventes, se convierta en un riesgo financiero grave para los demás agentes del MEM, debido a que éstos suministran las obligaciones incumplidas a través de la bolsa, las cuales deben ser pagadas a precio de bolsa por el agente insolvente. Esta situación ocurrió en el pasado Niño con TermoCandelaria, que ante la deuda acumulada con los demás agentes del MEM (\$180.000 millones de pesos), se encontró que no tenía ningún activo en la planta, porque éste era un simple operador con un contrato de leasing.

#### **2.3.5 Riesgo por incumplimiento de OEF incrementales**

Durante el Niño ocurrieron casos de incumplimientos de la ENFICC incremental de algunos generadores hidráulicos que tomaron la decisión de incrementar la ENFICC probabilística del cargo por confiabilidad, con la contraprestación de suministrar garantías bancarias asociadas a tal incremento, dado que el nivel de sus embalses no cubría la energía firme requerida. En estas circunstancias, el operador del mercado ejecutó las garantías que respaldaban la operación, implicando una carga financiera para el generador.

#### **2.3.6 Riesgo por iliquidez ocasionada por compra de combustibles líquidos**



La generación con combustibles líquidos para cumplir OEF, implicó un riesgo financiero para tales generadores, en el sentido en que los pagos de las transacciones en el MEM se realizan con periodicidad de al menos 25 días, mientras que los pagos por compras de combustibles líquidos deben efectuarse diariamente.

### **2.3.7 Riesgos asociados con el sistema bancario**

Durante el Niño existieron riesgos financieros adicionales a los que ocurren durante la operación normal del MEM:

- La resolución CREG 109 de 2015 que presentó el proyecto de modificación de la asignación de las OEF para plantas de baja eficiencia, generó incertidumbre en la banca, restringiendo y encareciendo los créditos de algunos agentes térmicos con combustibles líquidos.
- El incremento de los precios de bolsa durante el Niño, originó un aumento sustancial en las garantías exigidas semanalmente por el MEM, para respaldar las transacciones de energía de los agentes generadores. Esta situación consumió buena parte del capital de trabajo de algunos agentes, que sumado a la falta de acceso al crédito bancario, desmejoró sus posiciones financieras.
- Para el caso de los generadores con combustibles líquidos, ya que el precio de escasez fue inferior al de generación, esta situación implicó una pérdida económica y además disminución de la calificación del crédito con la banca.

### **2.3.8 Riesgo por modificación del precio de escasez**

Durante el Niño, la modificación del precio de escasez bien sea por su aumento o disminución, implicó un riesgo financiero:

- La caída del precio de escasez por razones de la reducción del precio del combustible con el cual está indexado éste, significó un riesgo financiero considerable, especialmente para los generadores con combustibles líquidos.
- Resulta irónico que en el Niño 2015-2016, el gobierno al incrementar el precio de escasez para la generación térmica con combustibles líquidos (si operaban con gas natural se les reconocía \$303/kWh y con combustibles líquidos \$470,66/kWh), indujo a que algunos generadores a gas natural, pasaran a generar con combustibles líquidos, ya que debido a los altos precios del gas natural, era más conveniente generar con combustibles líquidos importados que con gas natural, tal que para algunos agentes generadores con gas, las pérdidas económicas eran menores generando con líquidos (diferencia entre costo marginal y precio de escasez).

Esta situación implicó entonces un alivio para los generadores a gas natural, pero un sobre costo para la demanda que adquirió generación a precio de escasez para líquidos, en lugar del precio de escasez usado para las demás tecnologías.

### **2.3.9 Riesgo para Comercializadores no cubiertos con contratos**

Los comercializadores con un bajo cubrimiento de su demanda a través de contratos, quedan expuestos a las condiciones de la bolsa y deben adquirir su demanda correspondiente al precio de escasez, implicando un riesgo financiero.

Esta situación ocurre en parte porque los generadores no desean contratar con los comercializadores débiles financieramente y en parte porque no existe suficiente oferta de contratos, como se mencionó en la problemática del Cargo por Confiabilidad.

## **2.4 Riesgos Operativos Asociados al Cargo Por Confiabilidad**

### **2.4.1 Riesgo por razones del cambio climático**

El cambio climático que ha venido ocurriendo a nivel global, hace más extremas las condiciones hidrológicas de los ríos que alimentan las plantas hidroeléctricas, teniendo por efecto que las hidrologías secas y de Niño se presenten más extremas y las hidrologías húmedas correspondan a precipitaciones de lluvias más elevadas, así como también, que se haya incrementado la frecuencia en la presencia de condiciones hidrológicas extremas, es decir la presencia de fenómenos del Niño parece ocurrir con menos años de intervalo.

La UPME, el CNO y el Ideam han iniciado estudios en tal sentido y en su primera fase han encontrado que en la zona Andina, que es donde están localizados los embalses de las plantas hidroeléctricas del SIN, no se presentan efectos significativos de disminución de los aportes hidrológicos, pero si existen cambios en la estacionalidad.

Naturalmente, esta situación representa un mayor riesgo operativo para las plantas hidráulicas que quedan expuestas con mayor frecuencia a las variaciones extremas de los aportes hidrológicos.

### **2.4.2 Riesgo por disminución de la capacidad útil de los embalses**

La capacidad útil de un embalse puede verse reducida con el transcurso del tiempo de operación de las plantas hidroeléctricas, puesto que dependiendo de factores locales y de las condiciones de suelos y escorrentías de la hoya de los ríos que alimentan los embalses, puede ocurrir la colmatación de éstos, lo cual conduce a la

reducción de la capacidad útil de los embalses y por tanto a la reducción de su Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad – ENFICC.

Entonces, para aquellas plantas hidroeléctricas con varios años de operación, existe un riesgo operativo por disminución de la capacidad útil de los embalses, ya que se comprometen con una ENFICC que no necesariamente podrían cumplir.

Recientemente y ante la inminencia del Niño 2015-2016, el sector eléctrico a través del Comité Nacional de Operación, inició los análisis relativos a esta temática, sin que hasta ahora se conozcan resultados de los estudios.

### **2.4.3 Riesgo por fallas técnicas y humanas en la operación de los equipos**

Todos los sistemas eléctricos de generación están expuestos a la ocurrencia de fallas operativas tanto técnicas como humanas, las cuales analizadas dentro del contexto del Cargo por Confiabilidad, pueden significar el incumplimiento de sus OEF, que como ya fue analizado anteriormente tienen implicaciones, tanto financieras como también producir racionamientos en la demanda.

Esta situación quedó claramente identificada en el Niño 2015-2016 con las fallas ocurridas en las centrales de Guatapé, Termoflores y Tasajero II, las cuales agravaron más las condiciones críticas en que se encontraba el Sistema Interconectado Nacional y que en el caso de Guatapé repercutió además en otras plantas hidroeléctricas localizadas aguas abajo.

### **2.4.4 Riesgo por incumplimiento de OEF**

Como ya fue analizado anteriormente, el incumplimiento de OEF por parte de un generador tiene consecuencias financieras tanto en el agente incumplidor, como en los demás agentes generadores que compensan dicha desviación. Adicionalmente desde el punto de vista operativo, se causan los siguientes riesgos:

- El incumplimiento de las OEF por parte de un agente generador, exige que esta energía sea suplida por otros generadores en exceso de sus OEF, lo cual implica mayor generación hidráulica y deterioro del nivel de los embalses para afrontar la condición crítica, aumentando la probabilidad de incumplimientos de sus OEF y de racionamiento eléctrico del sistema.
- Cuando un agente generador incumple sus OEF, los riesgos son trasladados a la demanda, quedando ésta expuesta a una situación de racionamiento.

### **2.4.5 Riesgo por restricciones en el sistema eléctrico**

Bajo condiciones de Niño o de escasez, las restricciones eléctricas en el sistema pueden ocasionar riesgos operativos:

- Durante la ocurrencia del Niño 2015-2016, estando los embalses en niveles bajos, a causa de la contingencia de Guatapé, salió de servicio el embalse del Peñol, que alimenta la cadena de generación Guatapé, Playas, San Carlos y fue necesario limitar la cantidad máxima que podían generar las plantas hidroeléctricas con embalse, con el fin de asegurar el abastecimiento de la demanda. Esta limitación en la potencia de las plantas, es entendida por los agentes generadores, como un riesgo adicional<sup>13</sup>.
- Las restricciones eléctricas asociadas a los atrasos en la expansión tanto del STR como del STN, también representan un riesgo operativo:
  - Para los generadores que se ven afectados con atrapamientos de generación, puede implicar una desoptimización en el uso de sus combustibles y de la energía suministrada, como es el caso reportado por Celsia.
  - Al presentarse restricciones en la red eléctrica es necesario reforzar la confiabilidad del sistema con generaciones de seguridad. Estas generaciones conllevan limitaciones en la gestión de los embalses de algunas plantas hidráulicas, que pueden conducir a bajos niveles de los embalses, incumplimientos de OEF, desoptimización de los despachos de generación y además riesgos de racionamientos para la demanda.
  - Para la demanda eléctrica, porque las restricciones implican generaciones de seguridad a costo mayor, que desoptimizan el despacho de generación, significando mayores costos para los consumidores.

### **2.4.6 Riesgo por restricciones en el suministro de gas**

Durante condiciones críticas de Niño o de escasez, siempre ha existido la necesidad de realizar mantenimientos a la infraestructura de suministro y transporte de gas natural, afectando el suministro de gas para las plantas térmicas del SIN. Si bien estos mantenimientos pudieron ser programados con la suficiente antelación por las empresas involucradas, no existe una coordinación detallada entre los sectores eléctrico y de gas, por lo que no son conocidos con anticipación por el sector térmico y ocasionan

---

<sup>13</sup> Acolgen, "Lecciones del fenómeno del Niño 2015-2016", Agosto de 2016.

desabastecimientos de combustible, generando riesgos operativos en las plantas térmicas a gas.

#### **2.4.7 Riesgo por generación prolongada con líquidos**

Las plantas térmicas a base de gas natural, que con el fin de cumplir con sus OEF, tienen que utilizar combustibles líquidos, presentan un riesgo operativo adicional debido a que bajo operación prolongada en estas circunstancias, su nivel de falla se incrementa requiriendo mayor mantenimiento.

#### **2.4.8 Riesgo por solicitud para posponer mantenimientos**

Dadas las condiciones críticas que se vivieron durante el pasado Niño, el CND se vió en la necesidad de solicitar la postergación de los mantenimientos programados de algunas plantas de generación; esto necesariamente representó un riesgo operativo de importancia en algunos casos, con la correspondiente disminución de la disponibilidad de tales plantas de generación.

#### **2.4.9 Riesgo por bajos caudales de ríos para refrigeración de plantas térmicas**

Las plantas térmicas en general requieren el suministro de agua para la generación de vapor y para la refrigeración del condensador. En condiciones de Niño, como ocurrió en el 2015-2016, el caudal y nivel de los ríos que abastecían algunas térmicas del SIN, se vieron reducidos y por tanto implicó un riesgo operativo serio, que debió ser resuelto durante el Niño con diferentes medidas, tales como bombas sumergibles, dragado del río, e inclusive modificando el ciclo de enfriamiento a uno cerrado.

#### **2.4.10 Riesgos por la logística de abastecimiento de combustibles**

Durante el Niño 2015-2016 y bajo condiciones de escasez, existieron riesgos operativos asociados a la logística del suministro de los combustibles para las plantas térmicas<sup>14</sup>:

- Dada la situación de la frontera con Venezuela, parte de los cupos para abastecer al país con combustibles líquidos desde Buenaventura, destinados a los generadores térmicos del Valle del Cauca, se utilizaron en Norte de Santander, obligando a los generadores térmicos del Valle a abastecerse de combustibles

---

<sup>14</sup> Informe 104 del CSMEM, "Evitar el racionamiento eléctrico durante el Niño no es solamente un compromiso del sector eléctrico", Diciembre 12 de 2015.

líquidos desde puertos de la Costa Caribe, lo cual es ineficiente y más costoso e implicó un riesgo operativo adicional.

- Otro riesgo relativo a la logística de suministro de combustibles lo generó la Resolución 2307 de 2014 de Mintransporte, que restringió el transporte de combustibles líquidos y de carbón por las carreteras del país, durante ciertos periodos horarios y en días festivos, lo cual fue mitigado aumentando la flota de transporte y los stocks de almacenamiento.

## **2.5 Riesgos Comerciales Asociados al Cargo por Confiabilidad**

### **2.5.1 Riesgo por cubrimiento de contratos bilaterales**

El Cargo por Confiabilidad representa un riesgo comercial para los agentes generadores, ya que bajo condiciones críticas de escasez, existe la probabilidad de tener que comprar energía en bolsa a precios superiores al de escasez, para cubrir sus contratos. Este riesgo comercial básicamente ha impuesto un tope a la contratación bilateral de los generadores. Como resultado de este riesgo comercial, el volumen de energía transado en el mercado de contratos bilaterales y su liquidez son muy bajos.

### **2.5.2 Riesgo comercial de mercado**

Dadas las condiciones exigentes del mercado durante el Niño o en periodos de escasez, existe un riesgo importante por contraparte de mercado para los agentes generadores, ya que pueden ocurrir impagos de la energía vendida en contratos o por las desviaciones de OEF.

### **2.5.3 Riesgo del generador asociado a contratos de respaldo de OEF**

Los generadores que determinen que su energía no es suficiente para cumplir sus OEF, pueden negociar con otros generadores que tengan Energía de Referencia (cantidad de energía firme que un generador puede ofertar en el mercado secundario), el respaldo de sus compromisos a través de contratos bilaterales. El incumplimiento en la entrega de la energía pactada es responsabilidad de las partes contratantes y por consiguiente, si el agente respaldado no es cubierto en relación con sus OEF, quedan dentro del marco del contrato las compensaciones a que dé lugar por efectos de desviaciones.

Bajo condición crítica de escasez sostenida, los respaldos de OEF posibilitan el recaudo de la remuneración del cargo; sin embargo, al quedar activado el esquema de desviaciones, los respaldos son objeto de verificación a partir del despacho ideal de las

plantas de los agentes que respaldan OEF. Particularmente, las plantas hidráulicas que al gestionar su embalse a partir de los precios de oferta quedan fuera del despacho ideal, dejan a las plantas respaldadas sujetas al pago de la diferencia entre precio de bolsa y precio de escasez, conforme a su compromiso de OEF.

- Los contratos de respaldo contemplan el manejo económico de las desviaciones a través de su liquidación. Por tanto, si el agente respaldado es exigido por desviaciones, esto en sí no se cataloga como un incumplimiento contractual toda vez que el contrato mismo contempla tal circunstancia.
- Como anillo de seguridad, el contrato de respaldo es utilizable por los generadores con bajo riesgo en períodos no críticos, donde la obligación entre las partes se pacta con base en la energía de referencia disponible, contando con la disponibilidad de las plantas que respaldan y sin sujeción al despacho ideal.

#### **2.5.4 Riesgo por reconciliaciones negativas**

El comportamiento del precio de bolsa debido al efecto del Niño 2015-2016 dejó al descubierto una falencia de la Resolución CREG 121 de 2010, pues bajo condición de precio de bolsa superior al de escasez, a los agentes generadores con reconciliaciones negativas se les remuneraba la generación ideal a precio de escasez<sup>15</sup> y debían devolver la diferencia entre la generación ideal y real a precio de bolsa. Esta situación originó la expedición de la Resolución CREG 159 de 2015 que estableció el precio de reconciliación negativa igual al mínimo entre el precio de bolsa y el precio de escasez<sup>16</sup>. Esto implicó una pérdida económica y un riesgo financiero para los agentes generadores con reconciliaciones negativas, hasta la expedición de la resolución 159 que corrigió tal situación.

#### **2.5.5 Riesgo por excedente de almacenamiento de combustibles líquidos**

Una vez finalizada la condición crítica de escasez, los generadores con combustibles líquidos quedan con un stock de combustibles, que representa un riesgo comercial para ellos, hasta tanto no se presente la ocasión de ser despachados por generación de seguridad, o ocurra otro periodo de escasez.

---

<sup>15</sup> Resolución CREG 071 de 2006.

<sup>16</sup> Informe No 103 del CSMEM, "Primeros efectos del Niño 2015-2016", Noviembre 12 de 2015.

## **2.6 Herramientas Existentes para Gestionar el Riesgo**

De acuerdo a las experiencias existentes de los agentes generadores del MEM y las encuestas realizadas por la SSPD, sobre el cubrimiento del riesgo asociado con las condiciones críticas del Niño y su relación con el Cargo por Confiabilidad, el CSMEM ha encontrado las siguientes herramientas utilizadas para gestionar tales riesgos.

### **2.6.1 Cubrimiento de riesgos financieros**

Se identifican las siguientes herramientas existentes en el MEM utilizadas por los agentes generadores, para el cubrimiento del riesgo financiero asociado al cargo por confiabilidad:

- Incremento del capital de trabajo por parte de los accionistas para garantizar las transacciones en el MEM y enfrentar emergencias.
- Solamente un agente generador utiliza instrumentos financieros de contratos forward con Derivex.

### **2.6.2 Cubrimiento de riesgos operativos**

Se identifican las siguientes herramientas existentes en el MEM utilizadas por los agentes generadores, para el cubrimiento del riesgo operativo asociado al cargo por confiabilidad:

- Incremento del nivel de almacenamiento de carbón para cumplimiento de OEF.
- Contratación de largo plazo para compras de carbón para cumplimiento de OEF.
- Contratación de gas natural en firme para cumplimiento de OEF.
- Un agente generador utiliza póliza de lucro cesante por indisponibilidad total de plantas de generación.
- Dos agentes generadores utilizan pólizas de lucro cesante por pluviosidad reducida o cobertura hidrológica.
- Un agente generador utiliza prepagos semanales de combustibles líquidos.
- Un agente generador cuenta con puerto propio y facilidades para importar combustibles líquidos.
- Previo al Niño, algunos agentes generadores ampliaron la capacidad de almacenamiento y mejoraron las condiciones y logística de suministro de combustibles líquidos.
- En los momentos más críticos para el suministro de la demanda en el pasado Niño, cuando era evidente la necesidad de realizar cortes programados de demanda, la activación de mecanismos de respuesta de la demanda regulada - RD, a través de programas de ahorros de energía establecidos por el gobierno y



los programas existentes de desconexión de demanda voluntaria DDV, fue posible reducir la demanda y evitar los cortes programados.

### **2.6.3 Cubrimiento de riesgos comerciales**

Se identifican las siguientes herramientas existentes en el MEM utilizadas por los agentes generadores, para el cubrimiento del riesgo comercial asociado al cargo por confiabilidad:

- El Mercado Secundario de Energía Firme, es uno de los Anillos de Seguridad que se orienta a facilitar el cumplimiento de las Obligaciones de Energía Firme (OEF), permitiendo a los generadores, el respaldo de sus compromisos a través de contratos bilaterales, sin modificar las condiciones de asignación de OEF de la subasta.

Un buen número de agentes generadores respaldaron sus OEF en el mercado secundario; sin embargo, en presencia del Niño y período de escasez, es muy limitada la utilización de este anillo de seguridad entre los agentes, por la alta probabilidad de no tener despacho ideal de la planta comprometida y el alto riesgo de pérdidas económicas para las partes, según los términos contractuales correspondientes.

- Compras de energía a otros agentes generadores mediante contratos bilaterales.
- Imposición de topes a la venta de energía mediante contratos bilaterales de los generadores, buscando evitar una exposición a bolsa en momentos de hidrologías bajas; en general, se identifican las siguientes situaciones:
  - Las plantas hidráulicas limitan su contratación hasta la cantidad de sus OEF
  - Las plantas térmicas con líquidos, no contratan
  - Otras térmicas, limitan su contratación por debajo de las OEF
- Algunos agentes generadores térmicos utilizan estudios de valor de riesgo – VAR, para determinar el nivel máximo de sus ventas de energía mediante contratación bilateral.
- Un agente generador, para la venta de energía mediante contratación bilateral, solo utiliza la modalidad “pague lo contratado”, ya que transfiere el riesgo de variación de la demanda a sus clientes.
- Un agente generador térmico para eliminar el riesgo comercial evita la contratación estacional.

## **2.7 Lecciones de Cobertura del Riesgo durante el Niño**

### **2.7.1 Riesgos financieros**

En primer lugar es importante puntualizar que el cargo por confiabilidad es ante todo una opción financiera. En general durante el reciente fenómeno del Niño 2015-2016, los agentes del MEM no valoraron, ni gestionaron adecuadamente los riesgos financieros de esta opción. Bajo tales condiciones, el seguro de riesgo que no toman los agentes generadores y comercializadores, se traslada directamente a la demanda.

A raíz de las experiencias ocurridas durante el pasado Niño, las siguientes lecciones han sido identificadas por parte del CSMEM:

- Siendo el Cargo por Confiabilidad una opción financiera, para el cubrimiento de su riesgo deberían utilizarse los instrumentos de derivados financieros (contratos de futuros y opciones) que hoy se encuentran a disposición en los mercados de commodities.
- Teniendo en cuenta que los costos de administración, operación y mantenimiento - AOM de una planta eléctrica reconocidos en la resolución CREG 034 de 2001, e indexados a la fecha, están entre Col\$10.000/MWh y Col\$21.000/MWh, para plantas hidráulicas y operadas a carbón respectivamente, y que el cargo por confiabilidad de la segunda subasta de energía firme tuvo un precio de cierre de US\$15,70/MWh, es decir Col\$45.500/MWh, existe un margen mayor del 50% del cargo por confiabilidad, que debe ser tenido en cuenta como una prima para respaldar posteriormente, el ejercicio de la opción de entrega de la energía firme y el cierre financiero del proyecto.
- Hoy en día el único instrumento de derivados financieros que existe en el MEM es Derivex; sin embargo, su utilización es muy reducida y debieran tomarse medidas para potencializar éste u otros instrumentos similares.
- Se deben exigir garantías a los agentes generadores a los cuales se les asignan OEF, para evitar que los agentes a su conveniencia económica, ocasionen incumplimientos de éstas obligaciones, que simplemente son un riesgo moral y terminan además generando riesgos sistémicos.

- Un caso de particular importancia respecto a la exigencia de garantías asociado a las asignaciones de OEF, corresponde a los generadores con costos variables mayores que el precio de escasez (ej. generadores con combustibles líquidos).
- Como lo sugirió Luciano de Castro durante el pasado Panel del MEM que organizó la CREG, la garantía para las OEF podría obtenerse mediante el ahorro mensual del cargo por confiabilidad, que se depositaría en una cuenta con rendimiento de intereses, hasta completar el valor de garantía requerido.
- Teniendo en cuenta la experiencia de TermoCandelaria que al momento de ser intervenida, ni siquiera contaba con activos de generación, los cuales eran manejados a través de una fiducia extranjera, es indispensable que la CREG establezca las condiciones necesarias para poder asegurar que los agentes generadores que participen en el MEM, cuenten con activos y tengan la solidez y el respaldo financiero para poder ser partícipes del mercado.
- Como experiencia importante con las OEF incrementales, es necesario que los agentes generadores evalúen en forma detallada el riesgo financiero que están tomando al incrementar las OEF definidas por la ENFICC probabilística, dado que su incumplimiento implica una penalización considerable. El hecho de definir las ENFICC con base en series hidrológicas de al menos 30 años, no elimina la posibilidad que puedan presentarse casos más extremos a los contenidos en tales series.
- Es claro que las intervenciones regulatorias durante periodos críticos de escasez, si bien implican un riesgo financiero para todo el mercado, están orientadas a asegurar el adecuado abastecimiento de la demanda. Además de la experiencia del Niño 2015-2016, una situación similar ocurrió durante el Niño 2009-2010, cuando el gobierno intervino el mercado aumentando la generación térmica con gas natural, tal que después Ecopetrol le pasó factura a la demanda, correspondiente al diferencial de costo de la sustitución que tuvo que hacer en sus procesos operativos, del gas natural por combustibles líquidos.

### **2.7.2 Riesgos operativos**

Además de los instrumentos que utilizan los agentes generadores para efectuar la cobertura de riesgo operativo, que fueron mencionados anteriormente, el CSMEM considera de importancia lo siguiente:

- La experiencia operativa durante el pasado Niño, cuando salieron de servicio las plantas Guatapé, Flores IV y Termotasajero, indica que la utilización de pólizas de lucro cesante por indisponibilidad total de plantas de generación, debería generalizarse.
- Teniendo en cuenta la experiencia de algunos agentes hidroeléctricos que utilizan pólizas de pluviosidad reducida o cobertura hidrológica, el CSMEM recomienda extender esta práctica a todos los agentes hidráulicos.
- La opción de desconexión de demanda voluntaria DDV, corresponde a uno de los mecanismos complementarios del cargo por confiabilidad del MEM, que tiene por objeto facilitar el abastecimiento de la demanda en condiciones críticas y el cumplimiento de las Obligaciones de Energía Firme de los generadores - OEF.

El CSMEM considera que este mecanismo es particularmente aplicable durante periodos de precios altos, oferta muy cercana a la demanda, contingencias y eventos que afectan la confiabilidad; condiciones éstas que tienen gran posibilidad de ocurrir en situaciones donde un agente generador pudiera no disponer de suficiente energía para cubrir su OEF.

- Se ha visto que los parámetros que definen la ENFICC del cargo por confiabilidad, pueden sufrir modificaciones con el transcurrir de la operación de las plantas eléctricas, como por ejemplo la capacidad útil de los embalses, o las eficiencias de generación, por lo tanto es recomendable que periódicamente se tenga en cuenta la condición dinámica de tales parámetros y sus efectos en la ENFICC.
- Es de fundamental importancia que la expansión de las redes STN, STR y SDL se realice oportunamente, con el fin de evitar restricciones eléctricas del SIN durante condiciones normales y de Niño, las cuales constituyen un riesgo importante para el adecuado abastecimiento de la demanda y además desoptimizan el despacho y encarecen la tarifa eléctrica de los usuarios.

### **2.7.3 Riesgos comerciales**

- Tal como se discutió en el pasado Panel del MEM organizado por la CREG, el mercado de contratos bilaterales bajo condiciones de Niño o escasez, presenta limitaciones por parte de los generadores en las cantidades contratadas, normalmente con topes asociados a las OEF. Una forma de mitigar esta situación consiste en desarrollar contratos específicos para condiciones "normales" y de

“escasez”, de tal manera que llegada la condición de escasez, los contratos normales se interrumpen y dan cabida a los contratos de escasez. Esta situación además de eliminar los topes de contratación asociados con las OEF, daría mayor liquidez al mercado de contratos y permitiría a un mayor número de comercializadores limitar su exposición a bolsa.

- La experiencia internacional ha demostrado que una forma de mitigar el poder de mercado es mediante las transacciones de energía en contratos. En el caso del MEM con una alta concentración y agentes integrados verticalmente<sup>17</sup>, todos los esfuerzos que se realicen con el fin de mejorar el mercado de contratos, redundarán positivamente en mejorar la competitividad en el MEM.
- El Mercado Secundario de ENFICC es un mecanismo financiero, en el cual no se transfieren obligaciones de confiabilidad. En períodos críticos de escasez, la utilización de este anillo de seguridad es muy limitada entre los agentes, por la alta probabilidad de no tener despacho ideal de la planta comprometida y el alto riesgo de pérdidas económicas para las partes, según los términos contractuales correspondientes.

---

<sup>17</sup> Documento CREG 022, “Meercado Organizado para contratos de energía para los usuarios regulados y no regulados”, Abril 6 de 2016