

# **SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS**

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

**Informe No 105 – 2016**

**EXPERIENCIAS DEL NIÑO 2015-2016**

**Preparado por:**

**Argemiro Aguilar Díaz**

**Gabriel Sánchez Sierra**

**Bogotá, Abril 11 de 2016**

## CONTENIDO

<b>1</b>	<b>INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>EXPERIENCIAS DEL NIÑO 2015-2016.....</b>	<b>2</b>
2.1	ESTADO DEL SISTEMA ENERGÉTICO Y DEL MERCADO .....	2
2.1.1	<i>Aportes Hidrológicos.....</i>	<i>2</i>
2.1.2	<i>Reservas Hídricas.....</i>	<i>3</i>
2.1.3	<i>Crecimiento de la Demanda.....</i>	<i>4</i>
2.1.4	<i>Comportamiento de la Generación.....</i>	<i>5</i>
2.1.5	<i>Consumo de Combustibles en las Termoeléctricas.....</i>	<i>7</i>
2.1.6	<i>Intervención de TermoCandelaria.....</i>	<i>8</i>
2.1.7	<i>Precio de Bolsa Diario y Precio de Escasez.....</i>	<i>9</i>
2.1.8	<i>Precios de Bolsa Promedio Horario.....</i>	<i>10</i>
2.1.9	<i>Embalse Agregado Mensual y Precio de Bolsa.....</i>	<i>10</i>
2.1.10	<i>Costo del AGC.....</i>	<i>11</i>
2.1.11	<i>Cargo por Confiabilidad.....</i>	<i>12</i>
2.2	MEDIDAS TOMADAS.....	13
2.2.1	<i>Importaciones de Ecuador.....</i>	<i>13</i>
2.2.1	<i>Seguimiento al Mercado.....</i>	<i>14</i>
2.2.2	<i>Ahorro Energético.....</i>	<i>14</i>
2.3	EXPERIENCIAS OBTENIDAS DEL NIÑO MÁS CRÍTICO .....	15

## Resumen Ejecutivo

El CSMEM presenta el estado del sistema energético y del mercado, los principales eventos operativos y regulatorios ocurridos durante el fenómeno del Niño 2015-2016, las medidas tomadas para evitar los racionamientos programados de energía y finalmente las experiencias que deja el Niño.

El Niño 2015-2016 ha tenido un comportamiento similar al del 1997-1998, el cual ha sido uno de los más severos desde el punto de vista de los aportes hídricos; esta situación agravada por los problemas operativos presentados en el Quimbo, Termocandelaria, Guatapé y Termoflores, ocasionó que el nivel útil agregado del embalse del SIN se ubicara en valores alrededor del 25%.

Con una hidrología crítica y los eventos anteriormente mencionados, la participación promedio de la generación termoeléctrica pasó de 49 GWh/día (28% de la energía total) en el primer semestre de 2015, a 88 GWh/día (48%) en el primer trimestre de 2016, aunque posteriormente llegó a superar los 100 GWh/día. Dados los bajos niveles de los embalses a los que se llegó, a comienzos del mes de marzo XM recomendó establecer racionamientos programados de energía durante 6 semanas a fin de ahorrar el 5% de la demanda diaria.

A finales de septiembre los precios de bolsa se dispararon (llegaron alrededor de \$2.000/kWh) y superaron de lejos el precio de escasez, por lo cual a mediados de octubre, la CREG fijó un tope máximo para las ofertas de generación, (75% del costo del primer escalón de racionamiento), a fin de controlar distorsiones en el precio de bolsa que afectarían a: los agentes expuestos al mercado de corto plazo, las restricciones que paga la demanda y el mercado de AGC.

Las plantas térmicas del MEM que utilizan combustibles líquidos tienen un costo variable muy superior al precio de escasez y consecuentemente deben generar a pérdida, porque deben asumir la diferencia entre el costo de su generación y el precio de escasez, al exigiárseles generar sus compromisos de Obligaciones de Energía Firme. Ante estas circunstancias la CREG estableció un costo de referencia (superior al precio de escasez) para ellas, con el cual se les remunera la energía generada.

Debido a que Termocandelaria se declaró indisponible aduciendo razones de inviabilidad financiera, la Superintendencia de Servicios Públicos a partir del 20 de

noviembre de 2015 ordenó la intervención de la planta para ponerla en marcha y aportar los recursos térmicos que el sistema demandaba.

Al dispararse el precio de bolsa a partir de septiembre, también se disparó el costo del servicio de AGC, ya que éste se remunera a su precio de oferta y como mínimo al precio de bolsa. A su vez, el costo del servicio de AGC afecta el costo la energía generada, ya que los generadores construyen las ofertas de precio de energía incluyendo sus responsabilidades contractuales del servicio de AGC, dando por resultado un efecto multiplicador en el precio de bolsa y en el del AGC.

Bajo condiciones críticas de Niño el incremento de los precios del AGC impacta considerablemente a las plantas térmicas, ya que ellas no prestan este servicio y entonces su participación contractual debe ser adquirida, presentándose un diferencial negativo en el caso de las plantas que son remuneradas a precio de escasez.

Adicional al efecto multiplicador del AGC en el precio de bolsa, también ocurre que un buen número de plantas hidráulicas que prestan este servicio, presentan inflexibilidades que requieren mínimos técnicos de generación altos. Esto exige incrementos en las generaciones hidráulicas mínimas, lo cual desplaza generación térmica en mérito.

A partir de febrero 27 se inició la importación de energía desde Ecuador para atender la demanda nacional. Aunque la magnitud de las importaciones fue baja, sirvieron para mitigar buena parte de la indisponibilidad de Guatapé.

Desde el inicio del fenómeno del Niño y dadas las condiciones críticas respecto a los embalses y los aportes hídricos del SIN, para el sector eléctrico fue clara la necesidad de realizar un seguimiento estricto de la evolución de los principales parámetros del sistema, para poder tomar medidas complementarias en caso de requerirse. Este objetivo se cumplió satisfactoriamente y evitó el apagón, con el liderazgo de XM y la participación de todas las entidades vinculadas con el sector, los agentes del MEM y sus agremiaciones.

Con el fin de promover el ahorro voluntario de energía, el 7 de marzo la CREG definió un esquema de tarifas diferenciales para los usuarios regulados del SIN. Posteriormente flexibilizó la participación en los programas de Demanda Desconectable Voluntaria y Reducción de Demanda, para todos los usuarios no regulados y se abrió la participación de manera explícita a los Autogeneradores en este esquema.

Ante la recomendación de XM y el CNO de realizar cortes programados de energía en el SIN, con el fin de ahorrar 400 GWh en seis semanas, el gobierno nacional optó por solicitar a todos los usuarios el ahorro voluntario de energía, fijando una meta del 5% de la demanda, lo cual era equivalente al ahorro con los cortes programados.

Entre las experiencias más importantes que deja el Niño 2015-2016 se encuentran las siguientes:

- La necesidad que el Gobierno Nacional defina una política energética integral de largo plazo, cubriendo todos los aspectos sectoriales. Los últimos tres fenómenos del Niño han demostrado que el problema más crítico del sector eléctrico está relacionado con el abastecimiento adecuado de gas natural para las termoeléctricas existentes.
- El CSMEM considera que la participación en el MEM de los agentes privados y públicos ha sido positiva y que los ajustes que requiera el mercado deben estar orientados a fortalecer el esquema existente.
- La matriz energética existente no es la más adecuada para enfrentar este tipo de contingencias y requiere ajustes con respecto a la expansión de la capacidad instalada para que energéticamente tenga un balance más adecuado.
- El cargo por confiabilidad no ha dado respuestas totalmente satisfactorias respecto a la confiabilidad energética, ya que en los últimos dos Niños se han requerido intervenciones del mercado, lo cual necesariamente debe llevar a una revisión exhaustiva, no solo del precio de escasez, sino también del desempeño del cargo por confiabilidad.
- En cuanto a la obligación de honrar el cargo por confiabilidad, es preocupante la experiencia que deja Termocandelaria, al declararse indisponible y haber tenido que ser intervenida por la SSPD. Consecuentemente es necesario que las obligaciones financieras incumplidas sean cubiertas por Termocandelaria de acuerdo con la regulación vigente, de lo contrario se estaría dando una señal negativa a los demás generadores y al MEM.
- Gracias al resultado combinado de la respuesta de demanda con los programas DDV y RD, el esfuerzo de los generadores termoeléctricos para lograr incrementar al máximo su generación y a la contribución de los autogeneradores y cogeneradores, fue posible reducir la demanda y evitar los cortes programados.
- Es necesario contar con una mayor capacidad de regulación secundaria en el MEM y de eliminar las distorsiones e inequidades que se presentan con el actual esquema de mercado para el AGC. Se requiere la separación de los precios de oferta para cada uno de los productos (energía o AGC), para evitar los

comportamientos estratégicos y las distorsiones del mercado resultantes de definir varios productos con un solo precio. El precio del servicio de AGC alcanzó valores sin precedentes que requirieron la intervención regulatoria de su precio máximo.

- Las hidrologías de Colombia y Ecuador no son coincidentes en forma estacional y por tanto son complementarias. Las importaciones de energía desde Ecuador, ayudaron a mitigar la crisis, confirmando la importancia de robustecer las interconexiones con los países vecinos y la necesidad de compatibilizar las transacciones de intercambios de energía dentro de los diferentes esquemas de mercados existentes.

# 1 Introducción

El CSMEM presenta el estado del sistema energético y del mercado, los principales eventos operativos y regulatorios ocurridos durante el fenómeno del Niño 2015-2016, las medidas tomadas para evitar los racionamientos programados de energía y finalmente las experiencias que deja el Niño.

Entre las experiencias más importantes que deja el Niño 2015-2016 se destacan: la necesidad que el Gobierno Nacional defina una política energética integral de largo plazo, cubriendo todos los aspectos sectoriales; la participación en el MEM de los agentes privados y públicos ha sido positiva y los ajustes que requiera el mercado deben estar orientados a fortalecer el esquema existente; la matriz energética existente no es la más adecuada para enfrentar fenómenos como el Niño y requiere ajustes con respecto a la expansión de la capacidad instalada de generación para que energéticamente tenga un balance más adecuado.

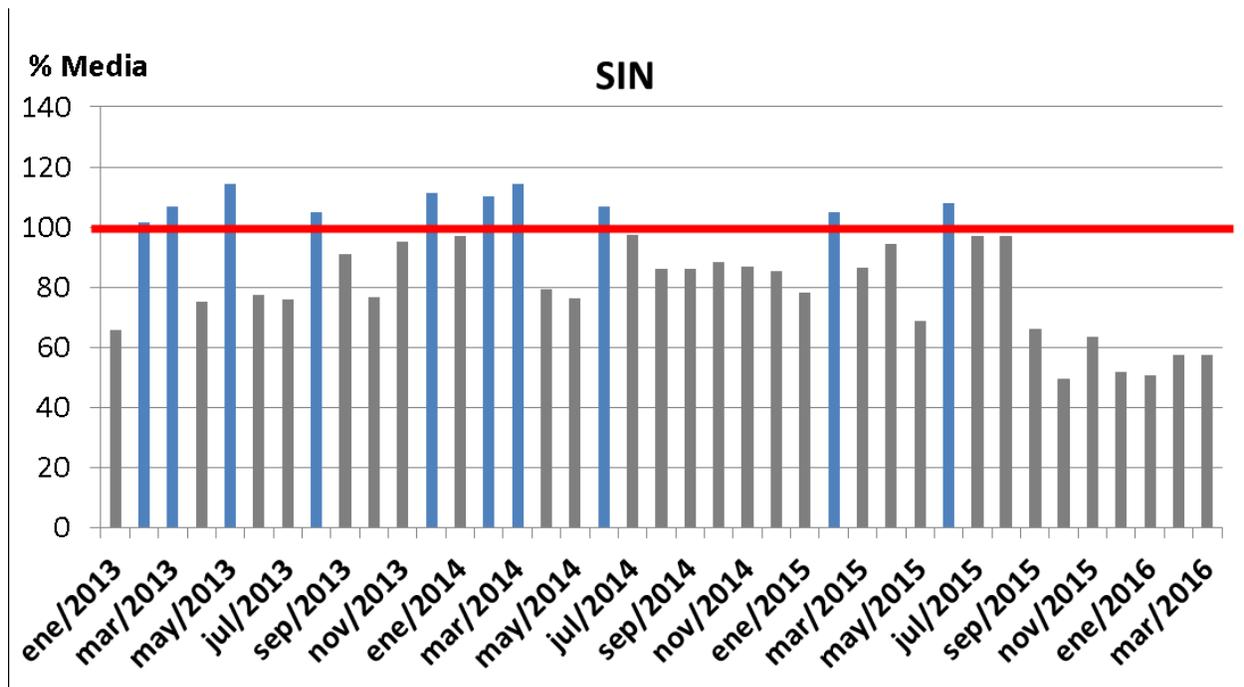
## 2 Experiencias del Niño 2015-2016

A continuación el CSMEM presenta el estado del sistema energético y del mercado, los principales eventos operativos y regulatorios ocurridos durante el fenómeno del Niño 2015-2016, las medidas tomadas para evitar los racionamientos programados de energía y finalmente las experiencias que deja el Niño.

### 2.1 Estado del Sistema Energético y del Mercado

#### 2.1.1 Aportes Hidrológicos

El gráfico No 1 presenta los aportes hidrológicos mensuales al SIN desde el año 2013. Se observa que desde septiembre de 2015 los aportes han sido inferiores a la media mensual, fecha en la cual también fue evidente la presencia del Niño, agravado por el hecho que en Antioquia los aportes han sido deficitarios en los últimos 24 meses.

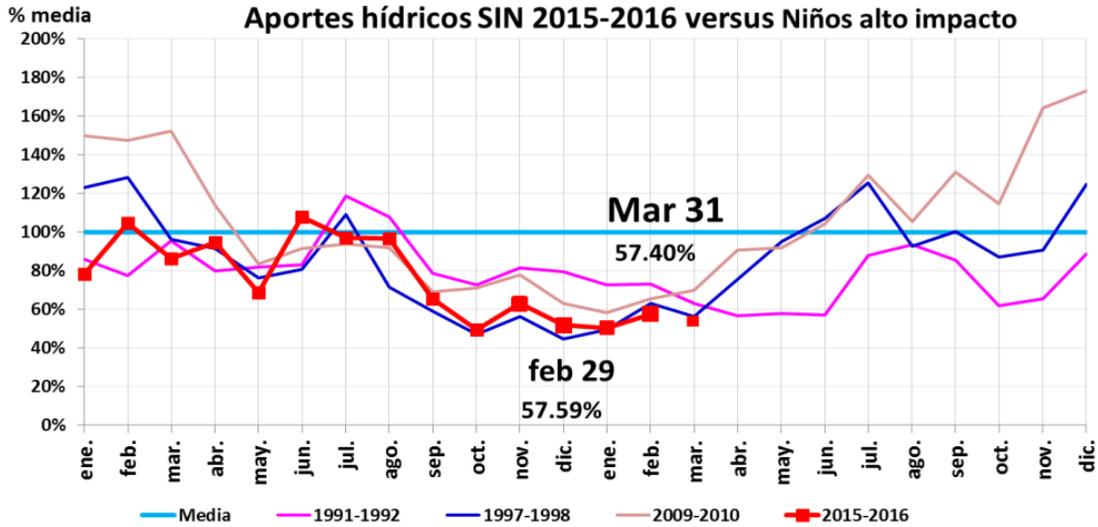


Fuente: XM

**Gráfico No 1 – Aportes Hidrológicos**

El gráfico No 2 presenta desde 1991 un comparativo de los aportes hidrológicos ocurridos durante los fenómenos del Niño. Al respecto se puede observar como el Niño

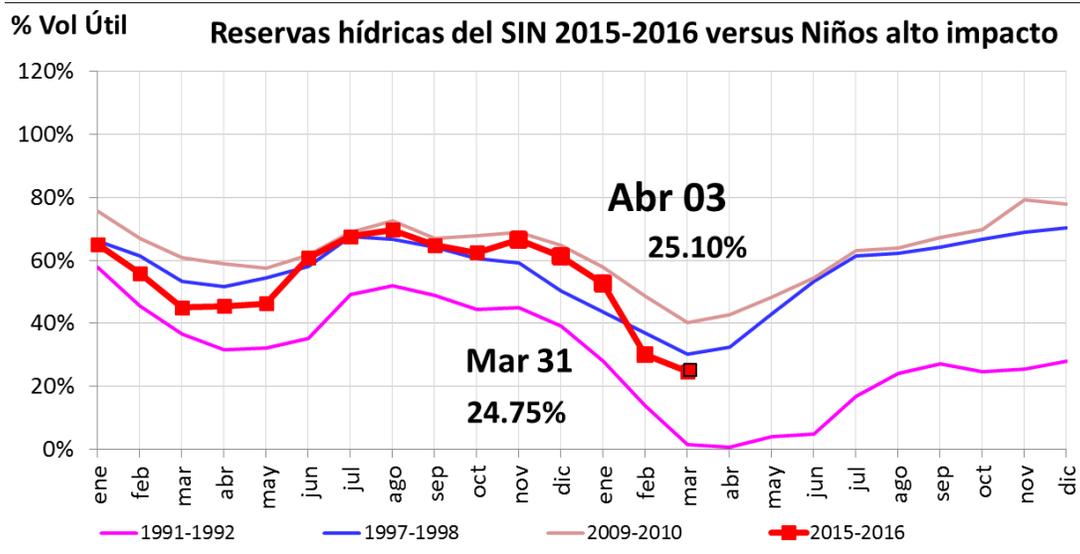
2015-2016 ha tenido un comportamiento similar al de 1997-1998, el cual fue uno de los más severos desde el punto de vista de los aportes hídricos.



Fuente: XM

## Gráfico No 2 – Aportes Hidrológicos en los Últimos Niños

### 2.1.2 Reservas Hídricas



Fuente: XM

## Gráfico No 3 – Reservas Hídricas en los Últimos Niños

El gráfico No 3 presenta las reservas del embalse agregado del SIN comparadas con las reservas correspondientes a los Niños ocurridos desde 1991. En abril 3 de 2016, las reservas del SIN finalizaron en 4.336,5 GWh, correspondientes al 25,1% de la capacidad del embalse agregado del SIN.

El bajo nivel del embalse agregado refleja el incidente ocurrido el 15 de febrero en la hidroeléctrica Guatapé (incendio de los cables que transportaban la energía desde la casa de máquinas hasta la subestación Guatapé), lo cual ocasionó la indisponibilidad total de dicha central.

El embalse el Peñol que alimenta la hidroeléctrica de Guatapé, se considera el más importante del SIN por su capacidad de almacenamiento y ser el único embalse de regulación multianual. Del 1 al 14 de febrero, tuvo un volumen útil promedio de 2.302 GWh lo que representaba un 27% del embalse agregado nacional. A partir del incidente, el volumen útil del Peñol que se encontraba en 54.4%, cambió a 0%. Consecuentemente el volumen útil agregado de los embalses del SIN cayó del 47% al 34%.

Por otra parte la falla en la central de Guatapé también afectó la generación de las hidroeléctricas Playas y San Carlos que se encuentran aguas abajo del embalse El Peñol, reduciendo los aportes hídricos a estas centrales y su generación de energía eléctrica. En condiciones promedio la descarga de la Central Guatapé es de 56 m<sup>3</sup>/seg; con el fin de mitigar los efectos hidrológicos en la cadena hidráulica, 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 han alcanzado los 8,9 y 0,7 m<sup>3</sup>/seg respectivamente.

De otra parte, vale la pena destacar que en el Niño 2009-2010, el gobierno nacional intervino los embalses y forzó la generación termoeléctrica, para asegurar el suministro de la demanda. Además durante el Niño 1991-1992 ocurrió el “apagón” del Sistema Interconectado Nacional, con racionamientos de la demanda nacional mayores de 6 horas diarias y durante 13 meses, como consecuencia principalmente de la falta de mantenimiento del parque térmico existente en ese momento.

### **2.1.3 Crecimiento de la Demanda**

El crecimiento de la demanda en marzo fue 5.57% respecto al mismo mes del 2015, ubicándose por debajo del escenario bajo de predicción de la UPME. El acumulado de la demanda para el primer trimestre de 2016 presentó un crecimiento del 3.7% frente al

primer trimestre de 2015, lo cual en parte podría ser el resultado de las medidas de ahorro promovidas por el gobierno nacional.



Fuente: XM

**Gráfico No 4 – Crecimiento de la Demanda**

### 2.1.4 Comportamiento de la Generación

El SIN cuenta con una capacidad instalada de 16.420 MW para suplir una demanda máxima de 10.095 MW, de esta capacidad el 71% es hidroeléctrica que a su vez en condiciones normales provee el 70% de la energía generada. Bajo condiciones de Niño la reducción de los aportes hídricos y del nivel de los embalses, hacen que sea necesario aumentar la participación de generación termoeléctrica para compensar la reducción de la generación hidráulica.

Un mes después de iniciar la operación de la central hidroeléctrica del Quimbo (400 MW), en la primera semana de diciembre la Corte Constitucional tumbó el decreto que ordenaba el arranque de la planta para subir el nivel del río Magdalena, suspendiendo su operación y comprometiendo el adecuado abastecimiento de electricidad en pleno Niño 2015-2016. Sin embargo el 23 de febrero de 2016 el Tribunal del Huila ratificó la autorización para la operación de la planta y se restituyó su generación.

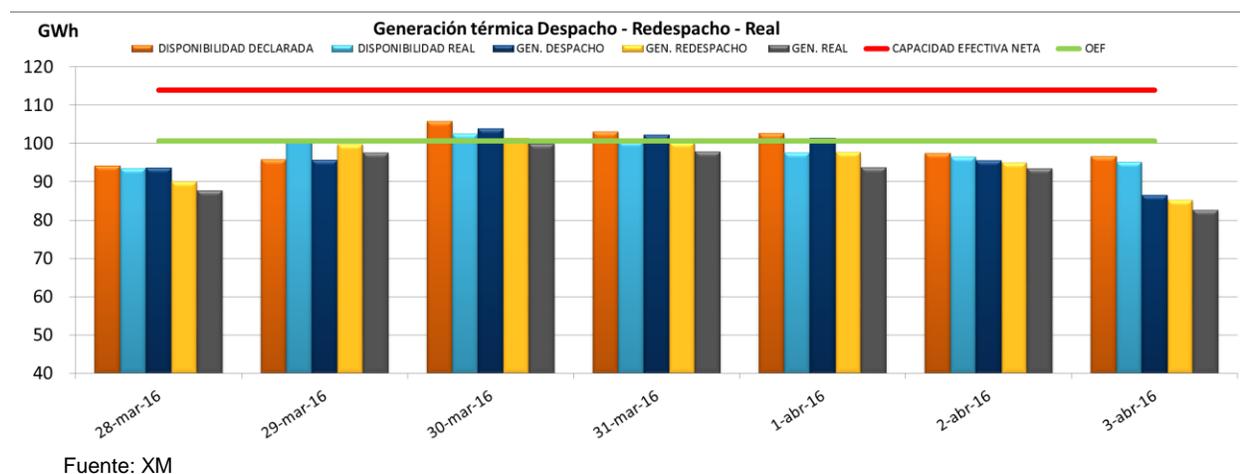
Además de la indisponibilidad de Guatapé a partir del 15 de febrero (560 MW y aportes promedio de energía de 6,2 GWh/día durante el 2015), el 29 de febrero de 2016, se presentó una falla en una de las turbinas de la termoeléctrica Flores IV (610 MW de

capacidad), quedando indisponibles 230 MW de su capacidad de generación equivalentes a 5,5 GWh/día.

Con el fenómeno del Niño 2015-2016 y los eventos anteriormente mencionados, la participación promedio de la generación termoeléctrica pasó de 49 GWh/día (28%) en el primer semestre de 2015, a 88 GWh/día (48%) en el primer trimestre de 2016, aunque en algunos días esta participación porcentual fue superior.

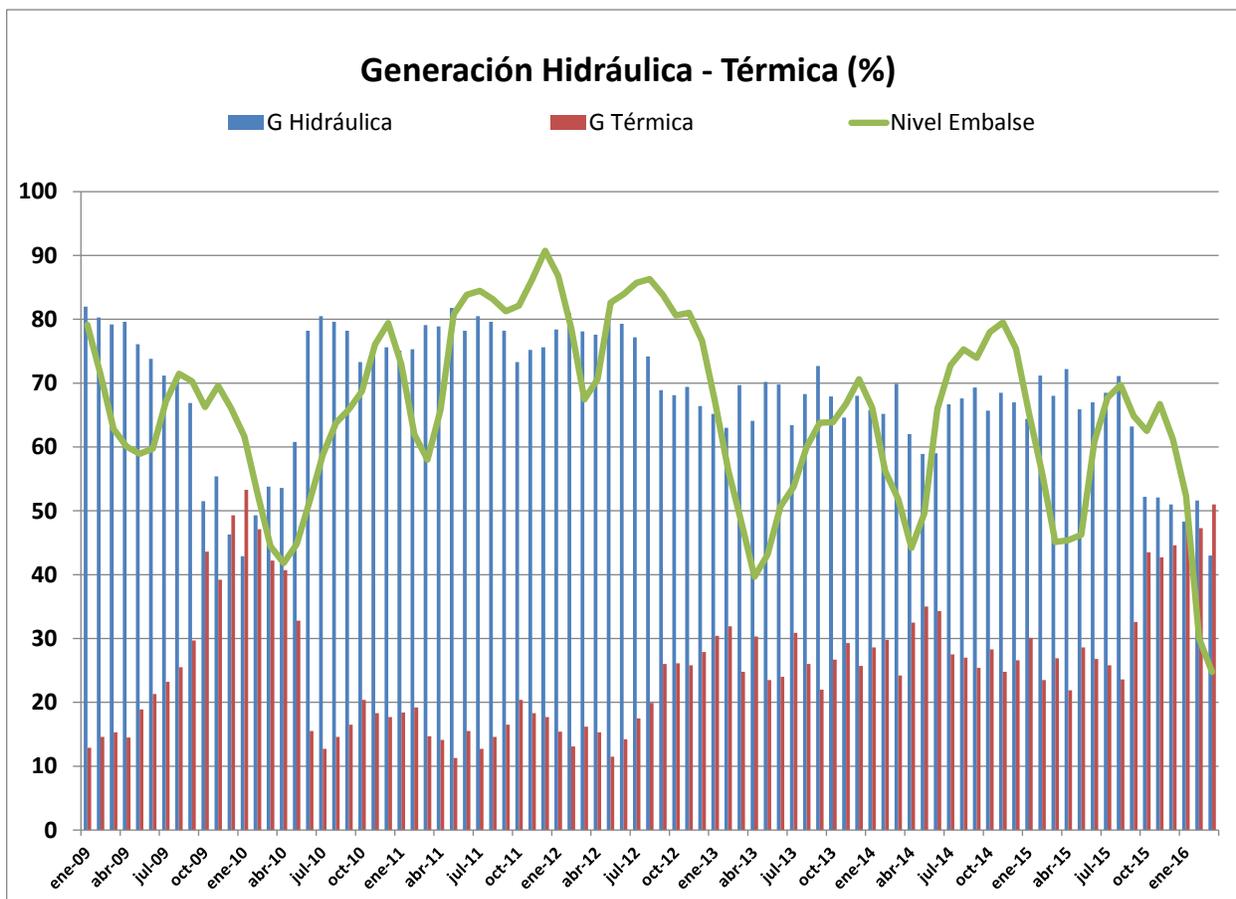
Dada la situación apremiante de los bajos niveles de los embalses, agravada con la indisponibilidad total de Guatapé y parcial de Termoflores IV, a comienzos del mes de marzo XM recomendó establecer racionamientos programados de energía durante 6 semanas a fin de ahorrar el 5% de la demanda diaria.

A partir del 28 de marzo se restableció la capacidad total de Termoflores IV y la participación de la generación térmica promedio pasó de 84,7 GWh/día a 98,15 GWh/día, como se ilustra en el siguiente gráfico.



**Gráfico No 5 – Generación Térmica Periodo 03-28 a 04-03**

El gráfico No 6 muestra la participación porcentual mensual de la generación hidroeléctrica y termoeléctrica, a partir del 2009. La participación de la generación térmica se incrementó a partir del mes de septiembre de 2015, superando en marzo de 2016 el 50% de participación total.



**Gráfico No 6 – Participación de la Generación Hidráulica y Térmica**

### 2.1.5 Consumo de Combustibles en las Termoeléctricas

A continuación se presentan las cifras de participación de la generación térmica en el SIN durante el mes de marzo de 2016. Se observa como la participación termoeléctrica ha oscilado entre 50% y 55%.

**Tabla No 1**

<b>Generación Eléctrica GWh/día</b>			
<b>Semana</b>	<b>Total</b>	<b>Térmica</b>	<b>Participación (%)</b>
Mar 6 -12	178	92	52%
Mar 13 -19	176	94	53%
Mar 20 - 26	160	87	55%
Mar 27- Abr 2	175	95	54%
Abr 3 – 9	176	87	50%

Fuente: Concentra

La siguiente tabla presenta el consumo de combustibles en la generación termoeléctrica.

**Tabla No 2**

<b>Consumo Promedio Diario GBTUD</b>				
<b>Combustible</b>	<b>Mar 13- 19</b>	<b>Mar 20 -26</b>	<b>Mar 27 – Abr 2</b>	<b>Abr 3-9</b>
Carbón	218	205	190	173
Gas Natural	377	359	384	377
ACPM	191	161	214	136
Fuel Oil	73	70	67	73
<b>TOTAL</b>	<b>859</b>	<b>795</b>	<b>855</b>	<b>758</b>

Fuente: Concentra

En el periodo abril 3 a 9, la generación termoeléctrica fue de 87 GWh/día (50% del total), siendo la generación con base en gas natural de 45 GWh/día, que corresponde al 26% de la generación total y al 50% del total de combustibles consumidos. En este mismo periodo es importante resaltar la caída en el consumo de ACPM, que pasó de 214 a 136 GBTUD.

### **2.1.6 Intervención de TermoCandelaria**

Por las razones que fueron presentadas en un informe previo del CESMEM<sup>1</sup>, las plantas térmicas del MEM que utilizan combustibles líquidos tienen un costo variable muy superior al precio de escasez y consecuentemente deben generar a pérdida, porque deben asumir la diferencia entre el costo de su generación y el precio de escasez, al exigírseles generar sus compromisos de Obligaciones de Energía Firme – OEF.

Ante las circunstancias anteriores, la CREG estableció un costo referencia para las plantas térmicas que operen con combustible líquido<sup>2</sup>, (mínimo entre \$470,66/kWh y los costos variables asociados al costo de reconciliación<sup>3</sup> sin incluir los costos de arranque y parada), con el cual se les remunera la energía generada.

Desde el 17 de octubre Termocandelaria con una capacidad de 300 MW y 6,75 GWh-día de Obligaciones de Energía Firme - OEF, fue declarada indisponible por el agente propietario, aduciendo razones de inviabilidad financiera debido a los sobrecostos en el combustible.

La Superintendencia de Servicios Públicos a partir del 20 de noviembre de 2015 ordenó la intervención de la planta para ponerla en marcha y desde esa fecha ha estado

<sup>1</sup> Informe 103 del CSMEM, “Primeros Efectos del Niño 2015-2016”, Noviembre 12 de 2015.

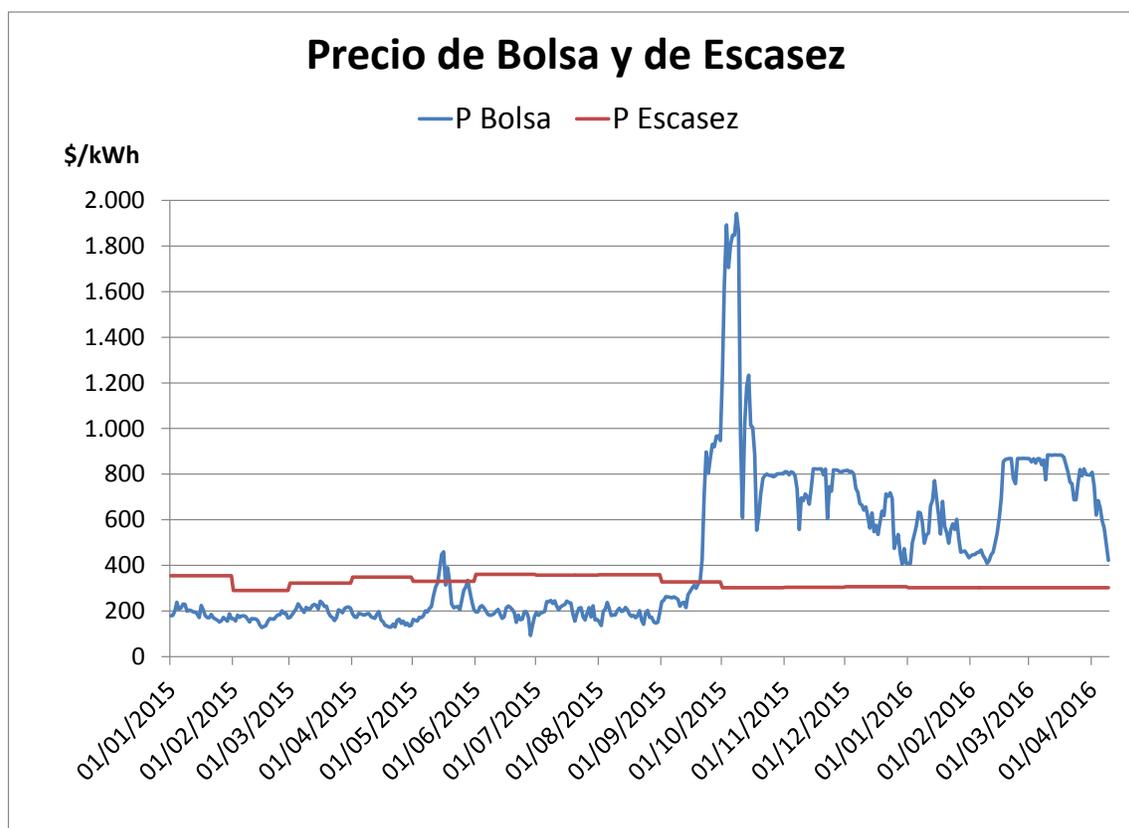
<sup>2</sup> Resolución CREG 178 de 2015

<sup>3</sup> Resolución CREG 034 de 2001.

disponible para ser despachada en el momento que el sistema la requiera, con el fin de aportar los recursos térmicos que el sistema demanda.

### 2.1.7 Precio de Bolsa Diario y Precio de Escasez

El gráfico No 7 presenta el precio de bolsa promedio diario a partir de enero de 2015. Se observa que a partir de septiembre 22 se disparan los precios de bolsa y superan de lejos el precio de escasez, situación que se mantiene hasta comienzos de abril. También es claro que a partir del 18 de octubre los precios de bolsa promedio conservan un tope superior, correspondiendo al precio máximo de las ofertas para el despacho de generación, (75% del costo del primer escalón de racionamiento - CRO1), el cual persigue controlar distorsiones en el precio de bolsa que afecten a: los agentes expuestos al mercado de corto plazo, las restricciones que paga la demanda y el mercado de AGC<sup>4</sup>.



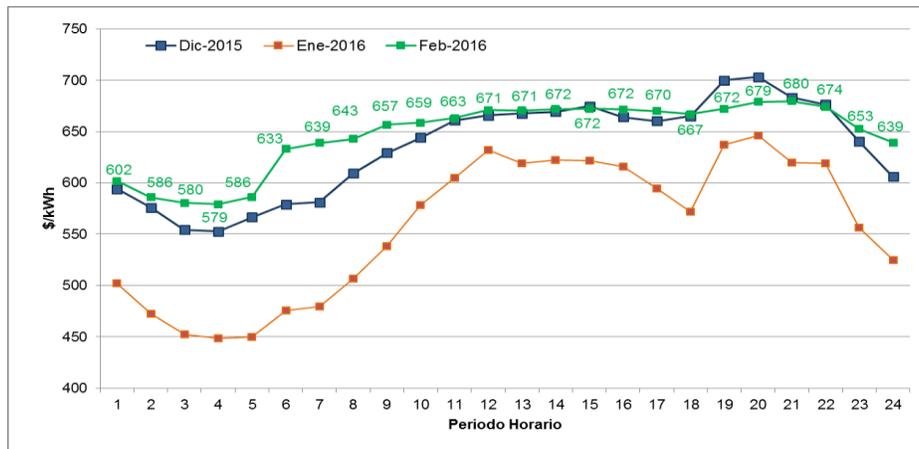
Fuente: XM

**Gráfico No 7 – Precios de Bolsa Promedio Diario y Precio Escasez**

<sup>4</sup> Resolución CREG 172 de 2015

### 2.1.8 Precios de Bolsa Promedio Horario

El gráfico No 8 presenta el comportamiento de los precios de bolsa promedio por hora entre diciembre y febrero. Los máximos precios horarios promedio se presentaron en febrero y fueron similares a los de diciembre de 2015.

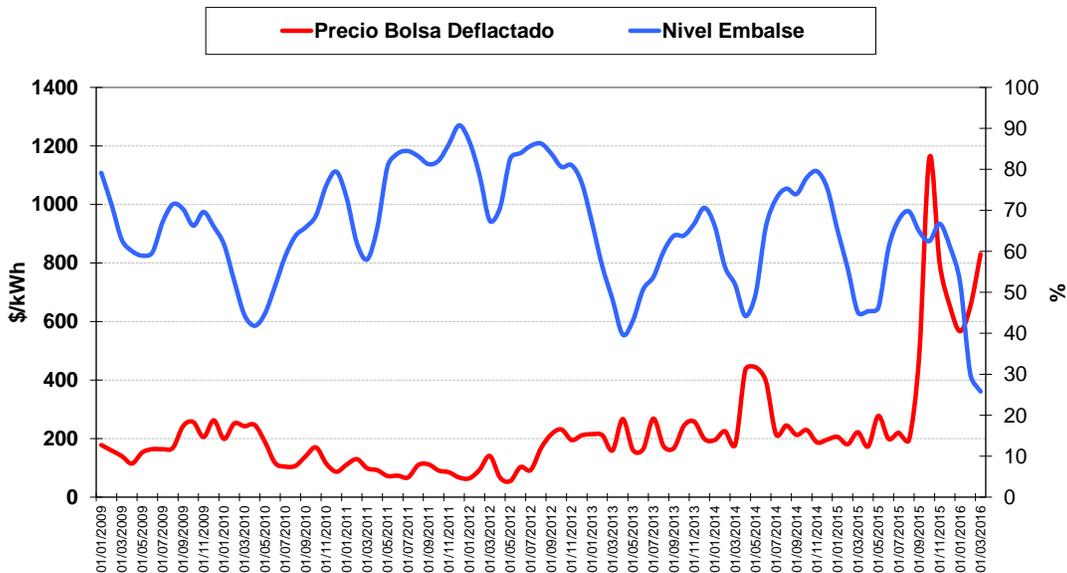


Fuente: XM

**Gráfico No 8 – Precios de Bolsa Promedio Horarios**

### 2.1.9 Embalse Agregado Mensual y Precio de Bolsa

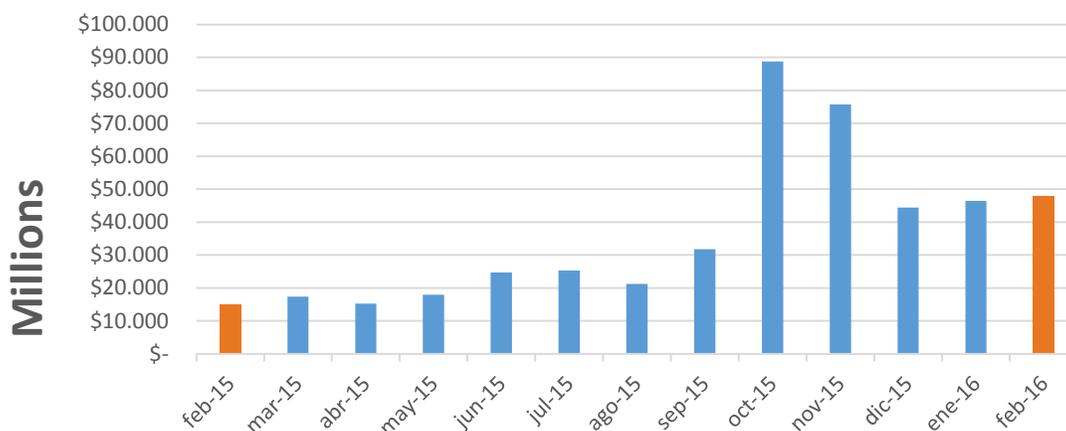
**PRECIO DE BOLSA PROMEDIO VS NIVEL DEL EMBALSE AGREGADO**



**Gráfico No 9 – Nivel de Embalse Agregado Mensual y Precio de Bolsa**

El gráfico No 9 presenta la evolución del valor promedio mensual del precio de bolsa a precios constantes y el nivel del embalse agregado del SIN a final de mes en porcentaje desde el 2009.

### 2.1.10 Costo del AGC



Fuente: XM

### Gráfico No 10 – Costo Mensual del AGC

El gráfico No 10 muestra el costo mensual del servicio de regulación secundaria de frecuencia – AGC, durante los últimos 12 meses. Como se observa, al dispararse el precio de bolsa a partir de septiembre, también se disparó el costo de este servicio suplementario, ya que éste se remunera a su precio de oferta y como mínimo al precio de bolsa. El aumento del costo del servicio de AGC afecta el costo la energía generada, ya que dicho servicio forma parte del precio piso que deben tener en cuenta los generadores en sus precios de oferta a la bolsa.

Bajo condiciones críticas de Niño el incremento de los precios del AGC impacta considerablemente a las plantas térmicas, ya que ellas no prestan este servicio y entonces su participación contractual debe ser adquirida como mínimo al precio de bolsa, presentándose un diferencial negativo en el caso de las plantas que son remuneradas a precio de escasez.

Adicional al efecto multiplicador del AGC en el precio de bolsa, también ocurre que un buen número de plantas hidráulicas que prestan este servicio, presentan inflexibilidades que requieren mínimos técnicos de generación altos. Esto exige

incrementos en las generaciones hidráulicas mínimas, lo cual desplazó generación térmica en mérito.

### **2.1.11 Cargo por Confiabilidad**

En relación al cargo por confiabilidad que ha sido tan debatido y criticado vale la pena recordar que éste fue creado en el 2006 con dos propósitos fundamentales:

- Incentivar la expansión de la capacidad de generación
- Asegurar la disponibilidad energética y operativa de la generación hidrotérmica, cuando el sistema las requiera.

Respecto a la expansión de la capacidad de generación, el hecho de haber instalado 3.148 MW entre los años 2006 y 2015, permitiéndole al sistema eléctrico contar con una reserva de capacidad instalada de 63% (demanda máxima 10.095 MW ocurrida en diciembre de 2015, con una capacidad instalada de 16.420 MW), demuestran que este objetivo se cumplió satisfactoriamente.

En cuanto a la disponibilidad energética y operativa de las plantas de generación, es indudable que en su conjunto permitieron abastecer la demanda del SIN durante uno de los fenómenos del Niño con más bajos aportes hidrológicos y no obstante las contingencias ocurridas en el sistema eléctrico: salida de Guatapé, pérdida parcial de Flores IV, suspensión del Quimbo, déficit de gas para la generación térmica y problemas en el transporte de combustibles. Es interesante resaltar que a diferencia del Niño 1991-1992 ("apagón"), el comportamiento de las plantas térmicas permitió que con una capacidad instalada del 30% del sistema, se suministrara alrededor del 50% de la energía eléctrica requerida.

En concepto del CSMEM, la CREG definió en el 2006 el precio de escasez buscando que dicho precio cubriera los costos de la planta más ineficiente del sistema y los agentes generadores asumieron los compromisos del cargo por confiabilidad de acuerdo con esa premisa. Ahora bien, debido a la inesperada reducción de los precios del petróleo, se produjo una distorsión en el precio de escasez que llevó a que algunos generadores debieran operar obligatoriamente a pérdida, puesto que el precio de escasez no cubría sus costos de generación.

De acuerdo con información suministrada por ANDEG, el costo de producción de los generadores con gas natural y/o combustibles líquidos varía entre \$462,83/kWh (Termocentro) y \$775,67/kWh (Termodorada). Lo anterior ha ocasionado un desequilibrio económico para los generadores, teniendo en cuenta que si operan con

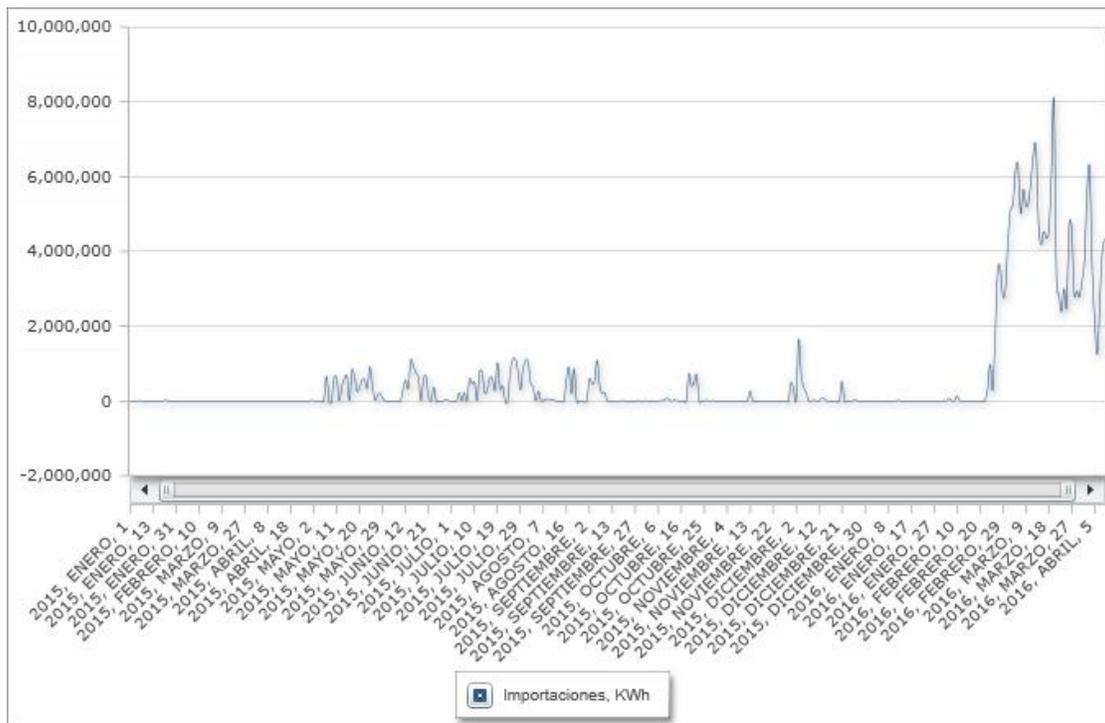
gas natural se les reconoce \$303/kWh y con combustibles líquidos \$470,66/kWh. Para ilustrar la gravedad del tema, una planta que genere 5 GWh/día y tenga un costo de generación de \$600/kWh con combustibles líquidos, tendría una pérdida diaria de \$646.700.000.

Otro aspecto de esta problemática que resulta irónico, es que debido a los altos precios del gas natural para los generadores térmicos, es más conveniente generar con combustibles líquidos importados que con gas natural, ya que las pérdidas económicas para el agente generador son menores.

## 2.2 Medidas Tomadas

### 2.2.1 Importaciones de Ecuador

A partir de febrero 27 inició la importación de energía desde Ecuador para atender la demanda nacional. Como se observa en el gráfico No 11 las importaciones fueron del orden de 5.0 GWh/día y alcanzaron un máximo de 8.0 GWh/día el 20 de marzo.



Fuente: XM

**Gráfico No 11 – Importaciones de Energía de Ecuador**

Aunque la magnitud de las importaciones pudiera parecer baja, fueron muy importantes dadas las condiciones críticas que se visualizaban en el sistema y sirvieron para mitigar buena parte de la indisponibilidad de Guatapé (6,2 GWh/día). De otra parte vale la pena mencionar que Ecuador normalmente ha sido importador de energía de Colombia, pero gracias a la entrada del proyecto hidráulico Codo Sinclae en Ecuador, los excedentes del país vecino pudieron ser exportados a Colombia.

### **2.2.1 Seguimiento al Mercado**

Desde el inicio del fenómeno del Niño en septiembre y dadas las condiciones críticas respecto a los embalses y los aportes hídricos del SIN, para el sector eléctrico fue clara la necesidad de realizar un seguimiento estricto de la evolución de los principales parámetros del sistema, para poder tomar medidas complementarias en caso de requerirse.

En concepto del CSMEM este objetivo se cumplió satisfactoriamente y evitó el apagón, con el liderazgo de XM y la participación de todas las entidades vinculadas con el sector, los agentes del MEM y sus agremiaciones.

### **2.2.2 Ahorro Energético**

Con el fin de promover el ahorro voluntario de energía, el 7 de marzo la CREG<sup>5</sup> definió un esquema de tarifas diferenciales para los usuarios regulados del SIN.

Ante la recomendación de XM y el CNO de realizar cortes programados de energía en el SIN, con el fin de ahorrar 400 GWh en seis semanas, el gobierno nacional optó por solicitar a todos los usuarios el ahorro voluntario de energía, fijando una meta del 5% de la demanda, lo cual era equivalente al ahorro con los cortes programados. Nueve días después de la aplicación de la medida, el 15 de marzo se logró la meta propuesta alcanzando el 5.2%.

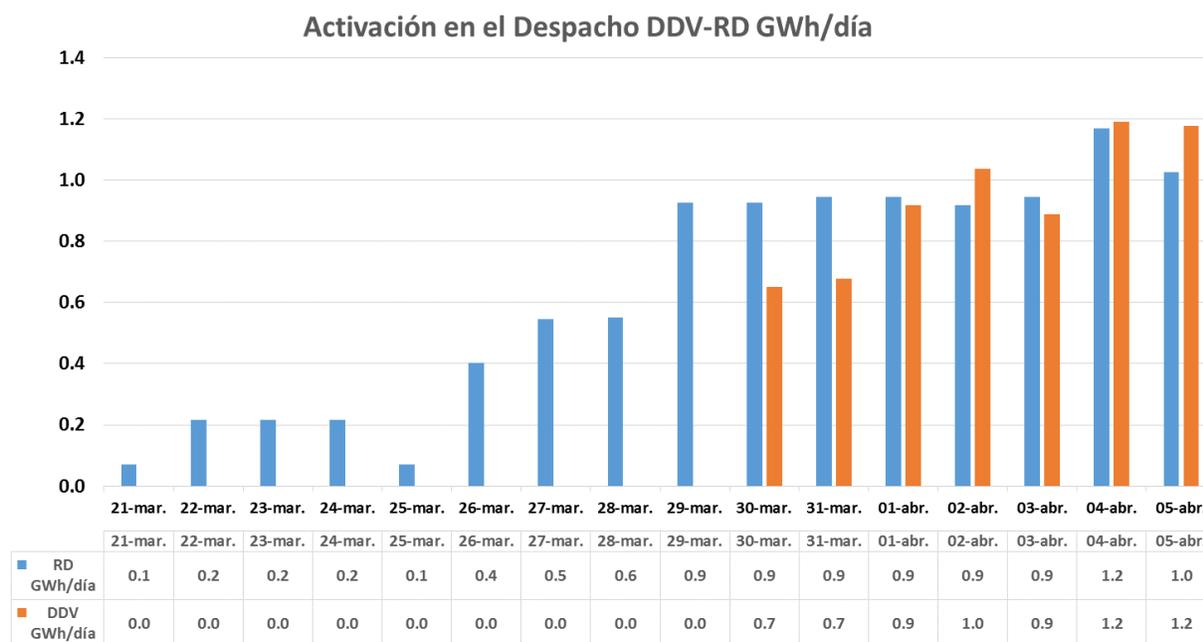
La CREG flexibilizó la participación en los programas de Demanda Desconectable Voluntaria - DDV y Reducción de Demanda - RD<sup>6</sup>, para todos los usuarios no regulados y abrió la participación de manera explícita a los Autogeneradores en este esquema.

---

<sup>5</sup> Resolución CREG 029 de 2016

<sup>6</sup> Resolución CREG 042 de 2016

El gráfico No 12 presenta el comportamiento de los ahorros DDV y RD, los cuales junto con las demás medidas complementarias, fueron esenciales para evitar el racionamiento.



Fuente: XM

**Gráfico No 12 – Ahorro DDV-RD en GWh/día**

### 2.3 Experiencias Obtenidas del Niño más Crítico

- Tal como el CSMEM lo ha venido planteando reiteradamente, es necesario que el Gobierno Nacional defina una política energética integral de largo plazo, cubriendo todos los aspectos sectoriales; ahora bien, desde el punto de vista del MEM, con los últimos tres fenómenos del Niño (1997-1998, 2009-2010 y 2015-2016) se ha demostrado que el problema más crítico del sector eléctrico está relacionado con el abastecimiento adecuado de gas natural para las termoeléctricas existentes.
- A pesar de los problemas que tuvo que enfrentar el sector eléctrico para sobrellevar el fenómeno del Niño, el CSMEM considera que la participación de los agentes privados y públicos ha sido positiva y que los ajustes que requiera el mercado deben estar orientados a fortalecer el esquema existente.

- No obstante haber enfrentado satisfactoriamente el fenómeno del Niño 2015-2016, otro Niño podrá presentarse en el futuro cercano y por tanto es fundamental resolver adecuadamente y a tiempo, los problemas existentes en el transporte de gas natural, para tener la red confiable que el país requiere y abastecer todos los sectores que lo consumen en las diferentes regiones del país.
- La experiencia del fenómeno del Niño 2015-2016 demostró que la matriz energética existente no es la más adecuada para enfrentar este tipo de contingencias y requiere ajustes con respecto a la expansión de la capacidad instalada para que energéticamente tenga un balance más adecuado.
- Otra experiencia mostró que Ecopetrol no tuvo una participación activa en la solución de la crisis, bien fuera liberando gas natural para las plantas térmicas mediante la sustitución de éste por GLP en sus refinerías, y/o aportando los excedentes de energía de sus plantas eléctricas.
- Respecto al cargo por confiabilidad, la experiencia de los Niños 2009-2010 y 2015-2016, no ha dado respuestas totalmente satisfactorias respecto a la confiabilidad energética, ya que en ambos casos se han requerido intervenciones del mercado; en el primer caso se requirió intervenir la generación hidrotérmica, en el segundo se fijó una remuneración especial de los usuarios para la generación térmica con combustibles líquidos y se limitó el precio máximo de las ofertas de energía en el mercado. Estas experiencias necesariamente deben llevar a una revisión exhaustiva, no solo del precio de escasez, sino también del desempeño del cargo por confiabilidad.
- El ENFICC incremental que permite a los agentes tener asignaciones de Obligaciones de Energía Firme – OEF, por encima de la ENFICC Base (en el rango 100% - 95% de probabilidad de ser superada), durante la ocurrencia del Niño fue incumplido por varias plantas hidroeléctricas. Esta situación que pudo comprometer la confiabilidad del sistema, merece ser revisada en detalle.
- 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, intervención que aunque comprometió los recursos financieros de la SSPD, evitó el impacto sistémico en otros agentes del MEM. Consecuentemente es necesario que las

obligaciones financieras incumplidas sean cubiertas por Termocandelaria de acuerdo con la regulación vigente, de lo contrario se estaría dando una señal negativa a los demás generadores y al MEM.

- 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.
- De acuerdo con la información suministrada por EPM, la causa de la falla de la central de Guatapé se debió a un error humano durante un mantenimiento. Como experiencia operativa queda la necesidad de investigar a fondo este tipo de fallas para que no se repitan en el futuro; a nivel comercial los posibles incumplimientos en que haya incurrido Guatapé respecto a la entrega de sus Obligaciones de Energía Firme, deben contemplarse a la luz de la regulación existente.
- En los momentos más críticos para el suministro de la demanda, cuando era evidente la necesidad de realizar cortes programados de demanda, gracias al resultado combinado de la respuesta de demanda con los programas DDV y RD, el esfuerzo de los generadores termoeléctricos para lograr incrementar al máximo su generación y a la contribución de los autogeneradores y cogeneradores, fue posible reducir la demanda y evitar los cortes programados.
- Como experiencia de los programas de reducción de demanda, se puede deducir que existe factibilidad para implementar la participación de recursos de la demanda en el MEM, mediante reducciones verificables en la demanda del usuario final (eficiencia energética, manejo de carga y generación distribuida). Por otra parte, es claro que los programas de reducción de demanda a pesar de su efectividad, fueron implementados muy tarde, de lo contrario podrían haber hecho una contribución mucho más importante para enfrentar el fenómeno del Niño.
- El CSMEM ha planteado desde tiempo atrás, la necesidad de contar con una mayor capacidad de regulación secundaria en el MEM y de eliminar las distorsiones e inequidades que se presentan con el actual esquema de mercado

para el AGC<sup>7, 8, 9, 10, 11, 12, 13</sup>. Se requiere la separación de los precios de oferta para cada uno de los productos (energía o AGC), para evitar los comportamientos estratégicos y las distorsiones del mercado resultantes de definir varios productos con un solo precio. Si el costo marginal de proporcionar energía a corto plazo, es diferente del costo marginal de proporcionar AGC, es imposible que un generador sin capacidad de ejercer poder unilateral de mercado, pueda encontrar un solo precio de oferta que sea simultáneamente económicamente eficiente para ambos mercados.

- De otra parte, el precio del servicio de AGC tiene como base el precio de energía en bolsa; a su vez los generadores construyen las ofertas de precio de energía incluyendo sus responsabilidades contractuales del servicio de AGC, dando por resultado un efecto multiplicador en el precio de bolsa y en el del AGC.
- Como ocurrió en este Niño, el precio del servicio de AGC alcanzó valores sin precedentes que requirieron la intervención regulatoria de su precio máximo. Adicionalmente debido a las inflexibilidades de los generadores que prestan el servicio de AGC, exigieron mínimos técnicos de generación altos que desplazaron generación térmica en mérito, cuando el sistema más requería la generación térmica.
- Nuevamente ocurrió especialmente durante el mes de diciembre, que algunas plantas hidroeléctricas ofertaron precios bajos para salir despachadas, posiblemente para honrar contratos y evitar compras en bolsa. Al sustituir energía térmica por hidráulica, esto acelera la caída en el nivel del embalse agregado. Este tipo de comportamientos deben ser analizados en detalle para evitar que se repitan en el futuro.

---

<sup>7</sup> Informe 19 del CSMEM. Informe de seguimiento mensual del mercado. – Octubre 2 de 2007

<sup>8</sup> Informe 20 del CSMEM. Servicio de regulación secundaria de frecuencia. – Septiembre 14 de 2007

<sup>9</sup> Informe 24 del CSMEM. Aspectos determinantes del mercado de energía. – Diciembre 4 de 2007

<sup>10</sup> Informe 29 del CSMEM. Subasta del cargo por confiabilidad – impacto en el MEM. Análisis del desempeño del MEM. – Julio 25 de 2008

<sup>11</sup> Informe 30 del CSMEM. Reflexiones y recomendaciones sobre la situación del mercado de energía mayorista - Análisis del desempeño del MEM. – Agosto 26 de 2008.

<sup>12</sup> Informe 65 del CSMEM. GNL para asegurar el abastecimiento y la confiabilidad. – Diciembre 14 de 2011.

<sup>13</sup> Informe 77 del CSMEM. Comportamiento del MEM en los últimos cuatro años. – Marzo 18 de 2013

- Teniendo en cuenta que las hidrologías de Colombia y Ecuador no son coincidentes en forma estacional y por tanto son complementarias, durante el Niño 2015-2016 se pudieron efectuar importaciones de energía desde Ecuador, que si bien no fueron considerables, si ayudaron a mitigar la crisis. Esto confirma la importancia de robustecer las interconexiones con los países vecinos y la necesidad de compatibilizar las transacciones de intercambios de energía dentro de los diferentes esquemas de mercados existentes.