

SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS

COMITÉ DE SEGUIMIENTO DEL MERCADO MAYORISTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Informe No 102 – 2015

FACTORES QUE HACEN MAS CRITICA

LA PRESENCIA DEL NIÑO 2015-16

Preparado por:

Argemiro Aguilar Díaz

Pablo Roda

Gabriel Sánchez Sierra

Bogotá, Agosto 14 de 2015

CONTENIDO

1	INTRODUCCIÓN	1
2	FACTORES QUE HACEN MÁS CRÍTICA LA PRESENCIA DEL NIÑO 2015-16.....	2
2.1	CONDICIONES HIDROLÓGICAS	2
2.1.1	<i>Aportes Hídricos</i>	2
2.1.2	<i>Reservas Hídricas</i>	3
2.2	REQUERIMIENTOS DE GENERACIÓN TÉRMICA FRENTE AL NIÑO 2015-16	4
2.3	SUMINISTRO DE COMBUSTIBLE PARA LAS PLANTAS TÉRMICAS DURANTE EL NIÑO 2015-16.....	5
2.4	DEBILIDAD DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN	7
2.5	PRECIOS DE GENERACIÓN CON COMBUSTIBLES LÍQUIDOS	9
2.6	REFLEXIONES	10

Resumen Ejecutivo

De acuerdo a la información meteorológica internacional publicada por la NCEP, las condiciones del fenómeno del Niño están presentes, las anomalías de la temperatura de la superficie del mar ecuatorial continúan a través del Océano Pacífico y existe una probabilidad mayor de 90% que El Niño continúe durante el verano de 2015-2016 y alrededor de 80% que persista en los primeros meses del 2016.

Con la presencia del fenómeno del Niño 2015-16, el CSMEM considera que el Sistema Interconectado Nacional está abocado a operar bajo condiciones de incertidumbre que tienen relación con la baja hidrología y los bajos niveles existentes de los embalses, un abastecimiento insuficiente de gas natural para las plantas termoeléctricas, el aplazamiento en la entrada de la planta de regasificación, los problemas logísticos y de suministro de combustibles líquidos, la debilidad existente en el sistema de transmisión, especialmente en la transmisión regional y los altos costos de la generación con combustibles líquidos.

Los aportes hidrológicos asociados a los embalses de las plantas hidroeléctricas del SIN, en los últimos 30 meses han sido deficitarios y las reservas del embalse agregado a julio de 2015 finalizaron en 67,7%, presentando éstas un comportamiento similar al del Niño 1997. Si bien es cierto que los niveles actuales de los embalses de Guavio y Chivor están alrededor del 98%, es importante mencionar que el embalse del Peñol, que es el de mayor capacidad energética en el SIN, está solamente en el 63%.

Las simulaciones del Niño 2015-2016 realizadas recientemente por XM dan como resultado que durante el verano se requeriría contar con una generación térmica promedio de 85 GWh/día, de los cuales 25 GWh/día serían a base de combustibles líquidos, lo cual representa una exigencia que no ha sido probada en el SIN respecto a la importación, transporte y abastecimiento de combustible líquidos de las plantas. Vale la pena mencionar que si la planta de regasificación hubiera mantenido su cronograma original entrando en diciembre del 2015, habría permitido enfrentar el Niño 2015-16 sin recurrir a la generación térmica con combustibles líquidos importados.

Los problemas existentes en la infraestructura de los sistemas regionales de transmisión, persisten y cada vez se hace más crítica la operación de la red, debido a que no se han realizado las expansiones requeridas en forma oportuna. Para la demanda máxima, el 30,68% de las restricciones generan demanda no atendida ante contingencias sencillas debido a insuficiencia de generación de seguridad, el restante 69,32% son restricciones que requieren generación de seguridad o limitaciones de

generación, ante contingencias sencillas. En prácticamente todas las zonas operativas del país existen contingencias sencillas que generan demanda no atendida y no es posible cubrirlas, siendo las regiones más críticas: Atlántico, Bolívar, Córdoba-Sucre, GCM, Norte de Santander, Santander y Meta.

La degradación de los sistemas de transmisión regionales que ocurre actualmente en la mayoría de las áreas operativas del país, está llevando la operación de la red a una situación prácticamente inmanejable. Para el CSMEM es preocupante que con el fin de flexibilizar la operación del SIN, se esté proponiendo revisar y reducir los criterios de confiabilidad actualmente definidos en la reglamentación, para los casos en donde el cumplimiento de los criterios de seguridad y calidad implique racionamiento de la demanda.

Si bien el precio a pagar en el MEM por la generación a base de combustibles líquidos, tendrá como tope el precio de escasez, por otra parte las generaciones de seguridad que se requieran con combustibles líquidos y estén fuera de mérito, se pagarán al menor valor entre el precio regulado (con costos declarados) y el precio de oferta y se trasladarán a la tarifa de los usuarios.

1 Introducción

El presente informe analiza los factores que hacen más crítica la operación del Sistema Interconectado Nacional con la presencia del fenómeno del Niño 2015-16 y que generan condiciones de incertidumbre, que tienen relación con la baja hidrología, los bajos niveles existentes de los embalses, un abastecimiento insuficiente de gas natural para las plantas termoeléctricas, el aplazamiento en la entrada de la planta de regasificación, los problemas logísticos y de suministro de combustibles líquidos, la debilidad existente en el sistema de transmisión regional y los altos costos de la generación con combustibles líquidos.

2 Factores Que Hacen Más Crítica la Presencia del Niño 2015-16

De acuerdo a la información meteorológica internacional publicada por la NCEP¹, las condiciones del fenómeno del Niño están presentes, las anomalías de la temperatura de la superficie del mar ecuatorial continúan a través del Océano Pacífico y existe una probabilidad mayor de 90% que El Niño continúe durante el verano de 2015-2016 en el hemisferio sur y alrededor de 80% que persista en los primeros meses del 2016.

Con la presencia del fenómeno del Niño 2015-16, el Sistema Interconectado Nacional está abocado a operar bajo condiciones de incertidumbre que tienen relación con:

- La baja hidrología que se ha presentado y consecuentemente los bajos niveles de los embalses reportados hasta la fecha;
- El abastecimiento insuficiente de gas natural para las plantas termoeléctricas;
- El atraso existente en la entrada en operación de la planta de regasificación;
- Los problemas logísticos y de suministro para contar con un abastecimiento confiable de combustibles líquidos;
- La debilidad existente en el sistema de transmisión y los efectos de los retrasos en la expansión a nivel regional;
- Los altos costos de la generación con combustibles líquidos.

2.1 Condiciones Hidrológicas

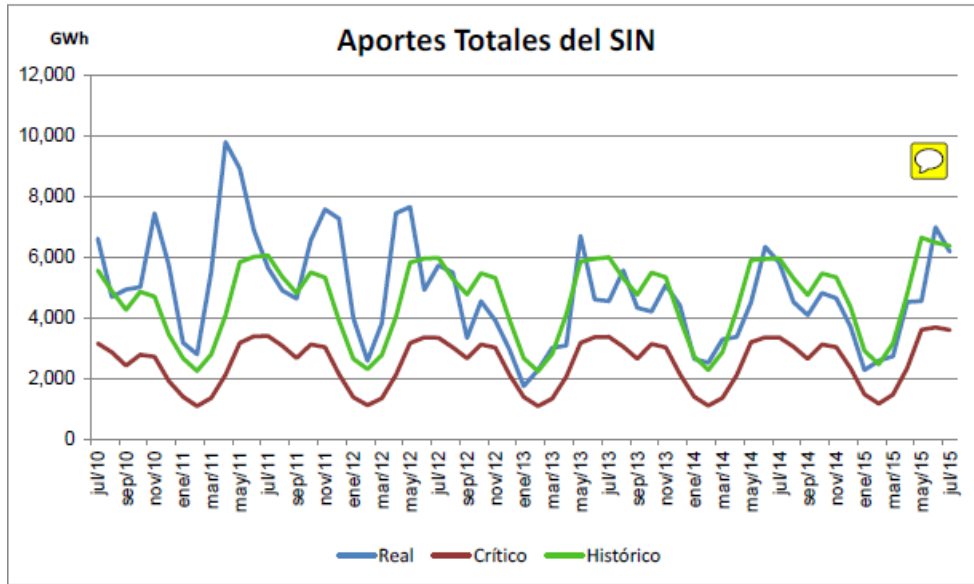
2.1.1 Aportes Hídricos

Desde el punto de vista de los aportes hidrológicos agregados asociados a los embalses de las plantas hidroeléctricas del SIN, en los últimos 30 meses los aportes han sido deficitarios (91% de la media) y regionalmente el desempeño muestra como Antioquia se encuentra en el 87% de la media histórica, el Oriente en el 95% y el Centro en el 98%.

Al 5 de agosto de 2015, los aportes hidrológicos al SIN son del 93,2% correspondientes a 61,6% en Antioquia, 147,5% en el Centro, 107,3% en el Oriente y 71,0% en el Valle².

¹ Climate Prediction Center, NCEP/NWS, Actualización de Agosto 10 de 2015

² Documento XM-CND-050, Agosto 6 de 2015.

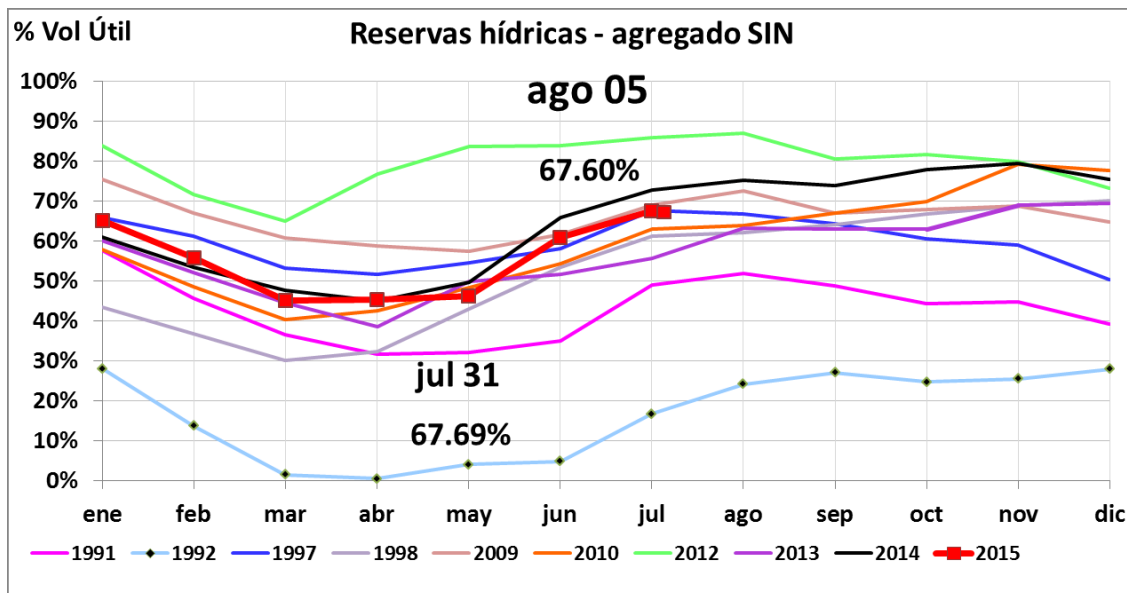


Fuente: XM

Gráfico No 1 – Aportes Hídricos

El gráfico No 1 presenta el comportamiento promedio histórico, crítico (con 95% de probabilidad de ser superado) y real de los aportes hídricos del SIN; se observa la hidrología del último Niño 2009-2010, la Niña 2010-2012 y como las hidrologías desde mediados del 2012 se ubican por debajo del promedio histórico.

2.1.2 Reservas Hídricas



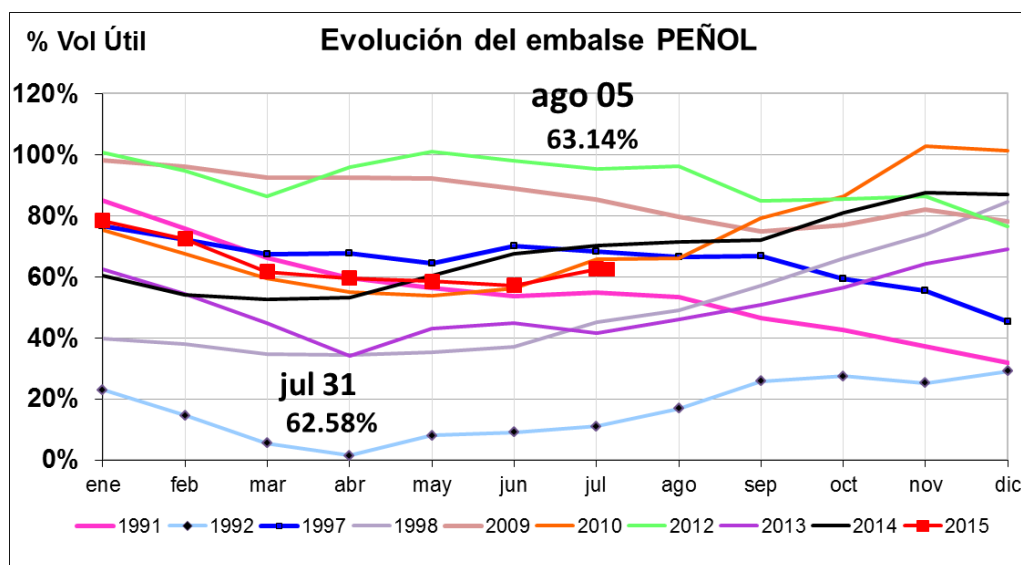
Fuente: XM

Gráfico No 2 – Reservas Hídricas

En julio de 2015 las reservas del embalse agregado finalizaron en 67,7%; el gráfico No 2 muestra comparativamente las reservas en relación con otros años de presencia del Niño y con el periodo 2012-2014.

Como puede observarse el comportamiento de las reservas agregadas en el 2015 se asemeja al del Niño 1997 y de continuar esta tendencia, las reservas agregadas podrían terminar el año alrededor del 50%, situación que sería muy preocupante, debido a que para fin de año éstas deberían ubicarse en su valor máximo para afrontar el verano del 2016.

Si bien es cierto que los niveles actuales de los embalses de Guavio y Chivor están alrededor del 98%, es importante mencionar que el embalse del Peñol, que es el de mayor capacidad energética en el SIN, está solamente en el 63%.



Fuente: XM

Gráfico No 3 – Embalse el Peñol

2.2 Requerimientos de Generación Térmica Frente al Niño 2015-16

Las simulaciones del Niño 2015-2016 realizadas recientemente por XM³ consideran los siguientes supuestos:

- Hasta abril de 2016, escenario de demanda alto y para el resto del horizonte escenario de demanda medio del UPME.
- Para la hidrología estocástica 100 series sintéticas.

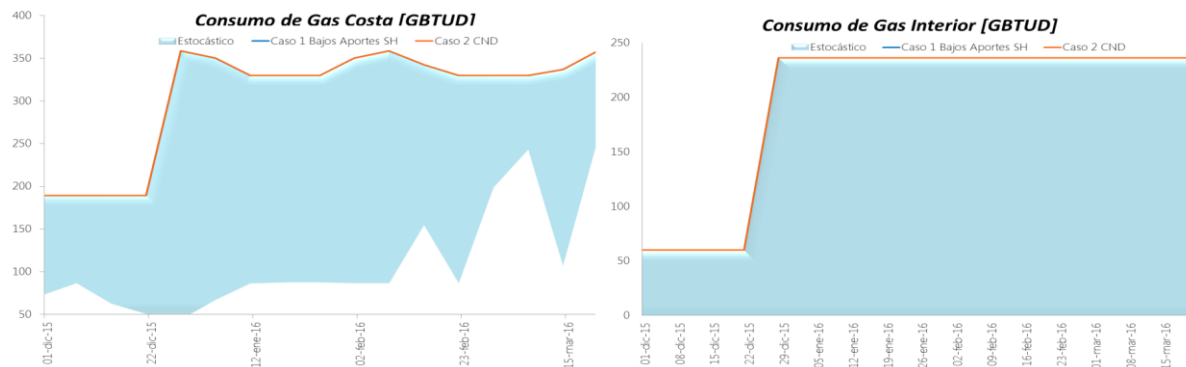
³ Op cit 2.

- Para la hidrología determinística 2 casos: Caso1, aportes bajos del Subcomité Hidrológico; Caso 2, registros históricos del Niño 1997-1998.
- Se utilizaron los precios de combustibles reportados por la UPME en diciembre de 2014 y gas OCG a US\$11,28/MBTU.
- Contratos de gas libre en el 2016, con el fin de identificar las necesidades de disponibilidad.
- Fechas de entrada de nuevos proyectos de generación de acuerdo con los informes de auditoría. Presentan atrasos: Gecelca 3 (164 MW) – agosto 31 2015; Quimbo (396 MW) – septiembre 2 - de 2015; Cucuana (55 MW), unidad 2 - octubre 26 de 2015; Gecelca 32 (250 MW) – 21 de octubre de 2016.

El resultado de las simulaciones con hidrología determinística presenta lo siguiente:

- Se requeriría contar con generación térmica promedio de 85 GWh/día durante el verano, con máximo consumo de gas de 235 GBTU en el interior y 360 GBTU en la costa.
- Para generación térmica promedio de 80 GWh/día se requiere contar con 25 GWh/día de esa generación a base de combustibles líquidos, durante algunas semanas del verano.
- Para la utilización intensiva de las plantas térmicas en periodos de bajos aportes, se requiere contar con la infraestructura de producción y transporte de gas y líquidos, de forma que se pueda garantizar al MEM las obligaciones de energía firme.

2.3 Suministro de Combustible para las Plantas Térmicas Durante el Niño 2015-16



Fuente: XM

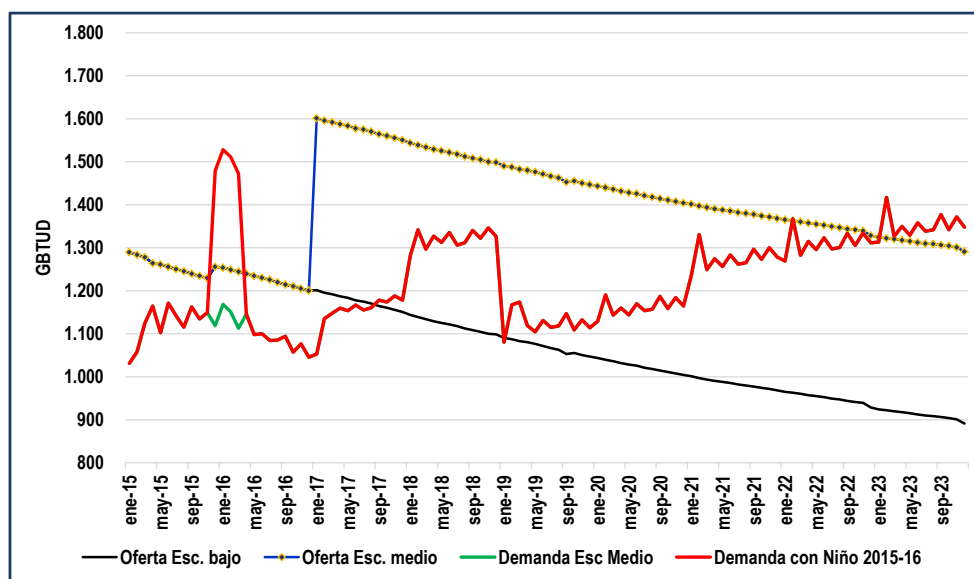
Gráfico No 4 – Consumo de Gas por Región

Las simulaciones de XM indican que en el periodo diciembre 2015 – marzo 2016, el consumo de gas para la generación térmica se incrementaría en 360 GBTUD (180 GBTUD en la Costa y 180 GBTUD en el interior, según gráfico No 4)

El gráfico No 5 presenta el balance oferta-demanda de gas natural con base en las proyecciones de la UPME⁴ y los resultados de la simulación del Niño 2015-16 de XM descritos anteriormente.

Desde el punto de vista de la oferta de gas, se utilizó el escenario medio, que adiciona a la declaración de producción, 400 MPCD que aportará la planta de regasificación de Cartagena a partir de enero de 2017.

Para la demanda de gas, se consideró el escenario medio de la UPME (crecimiento promedio anual del 3.03%), al cual se le adicionaron 360 GBTUD en el periodo diciembre 2015 – marzo 2016, correspondientes al incremento requerido de gas natural para poder generar 85 GWh/día durante el verano diciembre 2015 – marzo 2016.



Fuente: CSMEM con base en información de XM y la UPME

Gráfico No 5 – Balance Oferta y Demanda de Gas Natural

Se observa que durante el verano del Niño 2015-16 existiría un déficit de gas natural que requiere ser cubierto con combustibles líquidos y que según las simulaciones de XM corresponden al volumen de líquidos necesario para generar 25 GWh/día,

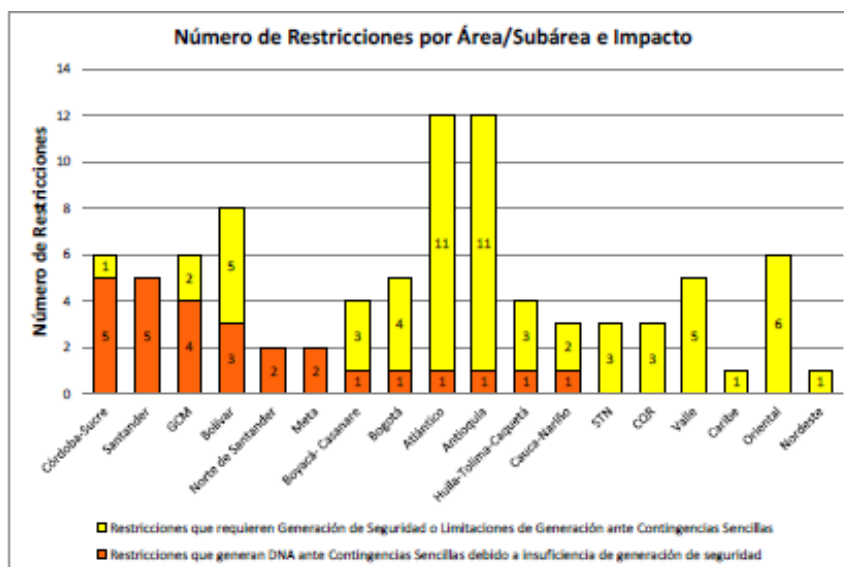
⁴ UPME, “Balance de gas natural en Colombia 2015-2023”, Febrero de 2015

condición por encima de los registros máximos históricos, lo cual representa una exigencia que no ha sido probada en el SIN respecto a la importación, transporte y reabastecimiento de combustible líquidos de las plantas.

Vale la pena mencionar que si la planta de regasificación hubiera mantenido su cronograma original entrando en diciembre del 2015, habría permitido enfrentar el Niño 2015-16 sin recurrir a la generación térmica con combustibles líquidos importados.

2.4 Debilidad del Sistema de Transmisión

Los problemas existentes en la infraestructura de los sistemas regionales de transmisión, a pesar de haber sido identificados hace varios años por XM y reportados en los informes del CSMEM No 62⁵, 74⁶, 77⁷, 79⁸, persisten y cada vez se hace más crítica la operación de la red, debido a que no se han realizado las expansiones requeridas en forma oportuna. Los sistemas regionales son deficitarios para atender la demanda de energía adecuadamente, ocasionan incremento en la generación de seguridad y aumento del costo de las restricciones y del costo de la energía a los usuarios finales.



Fuente: XM

Gráfico No 6 – Restricciones por Áreas

⁵ Informe No 62 del CSMEM, “La operación del sistema de transmisión regional al borde del colapso”, Septiembre 14 del 2011.

⁶ Informe No 74 del CSMEM, “Confiabilidad del MEM – Generación - Transmisión”, Octubre 23 del 2012.

⁷ Informe No 77 del CSMEM, “Comportamiento del MEM en los últimos 4 años”, Marzo 18 de 2013.

⁸ Informe No 79 del CSMEM, “Falencias de la confiabilidad del Sistema Interconectado Nacional”, Mayo 20 de 2013.

El gráfico No 6 presenta la distribución de las restricciones existentes, de acuerdo a su impacto en el SIN. Para la demanda máxima, el 30,68% de las restricciones generan demanda no atendida ante contingencias sencillas debido a insuficiencia de generación de seguridad (color naranja), el restante 69,32% son restricciones que requieren generación de seguridad o limitaciones de generación, ante contingencias sencillas (color amarillo)⁹; las áreas operativas Caribe y Nordeste representan el 81% de dichas incidencias y ponen en riesgo el 60% y 31% de dicha demanda respectivamente.

En prácticamente todas las zonas operativas del país existen contingencias sencillas que generan demanda no atendida y no es posible cubrirlas, siendo las regiones más críticas: Atlántico, Bolívar, Córdoba-Sucre, GCM, Norte de Santander, Santander y Meta.

Por otra parte, en el área Caribe existen transformadores que bajo condiciones normales de operación presentan cargabilidad superior al 95% y en algunos casos sobrepasan el 100%. En otras áreas operativas la capacidad de transformación y de transporte presenta agotamiento ante condiciones de contingencias.

La degradación de los sistemas de transmisión regionales que ocurre actualmente en la mayoría de las áreas operativas del país, está llevando la operación de la red a una situación prácticamente inmanejable. Para el CSMEM es preocupante que con el fin de flexibilizar la operación del SIN, se esté proponiendo revisar y reducir los criterios de confiabilidad actualmente definidos en la reglamentación, para los casos en donde el cumplimiento de los criterios de seguridad y calidad implique racionamiento de la demanda.

La flexibilización propuesta de los criterios de confiabilidad, incluye medidas tales como:

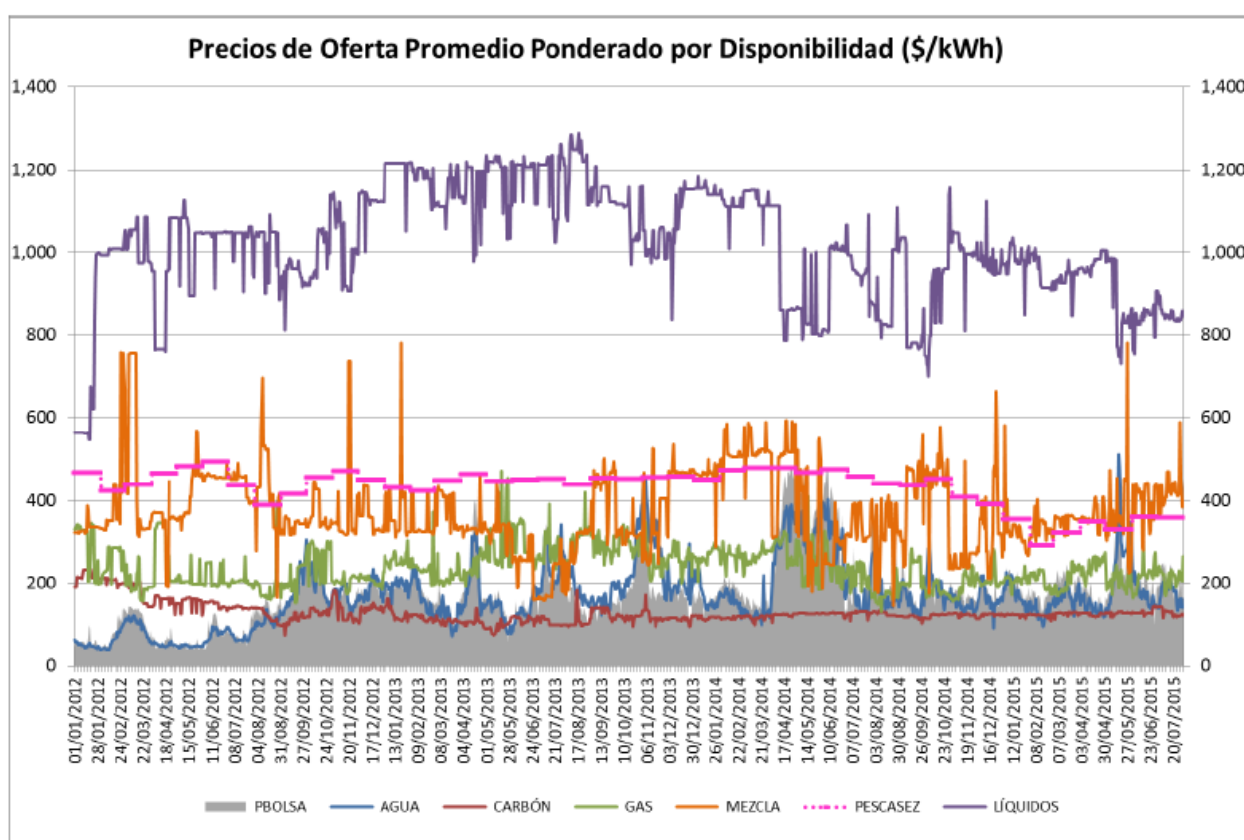
- Ante una contingencia con afectación menor al 10% de la demanda de una sub-área, no programar racionamiento preventivo.
- Cuando se programe racionamiento preventivo para soportar una contingencia, el porcentaje de racionamiento se determine de acuerdo al número de veces que ha ocurrido la contingencia en los últimos 365 días.
- Admitir un nivel de voltaje transitorio de hasta el 85%, posterior a la contingencia.
- En las áreas con racionamiento programado, incentivar económicamente a los usuarios para realizar desconexiones voluntarias de demanda.

⁹ XM, Informe consolidado del mercado, Versión liquidación TXR, Julio de 2015

2.5 Precios de Generación con Combustibles Líquidos

El gráfico No 7 presenta las ofertas promedio de los generadores por tipo de tecnología desde enero de 2012. Se observan las siguientes situaciones:

- El precio de escasez empezó a disminuir a partir del segundo semestre del 2014.
- El precio de oferta de la generación con combustibles líquidos, también ha sufrido disminución a partir del 2014, sin embargo a la fecha es del orden de 2,5 veces superior al precio de escasez.



Fuente: XM

Gráfico No 7 – Precios de Oferta por Tipo de Generación

Como fue analizado anteriormente, en el verano del 2016 se podrán requerir alrededor de 25 GWh/día generados con combustibles líquidos. Si bien el precio a pagar en el MEM por la generación a base de combustibles líquidos, tendrá como tope el precio de escasez; por otra parte, las generaciones de seguridad que se requieran con combustibles líquidos se pagarán al precio de oferta, valores que se trasladarán a la tarifa de los usuarios.

2.6 Reflexiones

- Está confirmada la presencia actual del Niño 2015-2016 y su alta probabilidad que se extienda hasta el primer trimestre del 2016. Dada la importante participación de la generación hidráulica en la generación eléctrica del país y de acuerdo con experiencias pasadas, es necesario que el sector energético tome las medidas requeridas para asegurar el abastecimiento adecuado de la demanda.
- Durante los últimos 30 meses los aportes hidrológicos a los embalses del SIN han estado por debajo del promedio histórico, esto ha llevado a que el nivel del embalse agregado también se encuentre por debajo de los valores promedio de operación y que la situación corresponda a la del Niño 1997. Aunque algunos embalses de baja capacidad reguladora como Guavio y Chivor están en su nivel máximo (98%), el embalse del Peñol que es el de mayor capacidad del sistema, se encuentra solamente en el 63%. Estos factores hidrológicos hacen que enfrentar el Niño pueda ser más crítico y consecuentemente es indispensable mantener un monitoreo continuo sobre la evolución de los embalses.
- Las simulaciones energéticas con hidrologías de Niño 1997 arrojan que se requeriría contar con una generación térmica promedio de 85 GWh/día durante el verano, de los cuales 25 GWh/día serían con base en combustibles líquidos. Esto requiere contar con una infraestructura de producción y transporte de líquidos, que si bien los estudios al respecto indican que la existente es adecuada, es importante mencionar que en la práctica nunca ha sido probada para esos niveles.
- El déficit de gas natural que existiría durante el verano del Niño 2015-16, se podría cubrir con la planta de regasificación, si ésta hubiera mantenido su cronograma original de entrada en operación en diciembre del 2015. Para evitar que esto ocurra nuevamente, la SSPD debe monitorear el desarrollo de la construcción del proyecto.
- Los problemas existentes en la infraestructura de los sistemas regionales de transmisión, cada vez hacen más crítica la operación de la red y bajo condiciones de Niño eliminan la flexibilidad requerida para manejar adecuada y económicamente los recursos de generación. Un alto número de restricciones existentes ante contingencias sencillas generan demanda no atendida, debido a

insuficiencia de generación de seguridad, o requieren generación de seguridad o limitaciones de generación. Para aliviar los racionamientos que se visualizan, ya se está pensando en degradar los niveles de seguridad y calidad operativa.

- Con el fin de no llegar al nivel de criticidad operativa en que se encuentra la costa Caribe, el CSMEM considera de vital importancia, que la UPME acelere las convocatorias pendientes para reforzar los sistemas de transmisión a nivel regional en todas las áreas operativas del país y consecuentemente se recomienda que la SSPD vigile que se lleven a cabo en forma expedita las convocatorias y la ejecución oportuna de los proyectos incluidos en las mismas.
- Si bien el precio a pagar en el MEM por la generación a base de combustibles líquidos, tendrá como tope el precio de escasez; por otra parte, las generaciones de seguridad que se requieran con combustibles líquidos y estén fuera de mérito, se pagarán al menor valor entre el precio regulado (con costos declarados) y el precio de oferta y se trasladarán a la tarifa de los usuarios, tema de gran preocupación para la SSPD.