Comisión de Regulación
de Energía y Gas

ANÁLISIS PRECIOS DE BOLSA CONDICIÓN CRÍTICA

DOCUMENTO CREG-114
13 DE OCTUBRE DE 2015

MIEMBROS DE LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

Contenido

1. ANTECEDENTES 6
2. SITUACIÓN ACTUAL 6
3. ANÁLISIS 9
4. PROPUESTA 11
5. RECOMENDACIONES 12

Ilustración 1: Precio de Bolsa Nacional 2015 6
Ilustración 2: Aportes al SIN (GWh) 7
Ilustración 3: Función de oferta, septiembre 30 de 2015 8
Ilustración 4: Costos de reconciliación positiva 8
Ilustración 5: Costo del servicio de AGC 9
Ilustración 6: Costos totales plantas térmicas 10
Ilustración 7: Participación de componentes en costos planta térmica 11
Ilustración 8: Costos totales con variación de costos de arranque-parada 11

ANÁLISIS PRECIOS DE BOLSA CONDICIÓN CRÍTICA

1. ANTECEDENTES

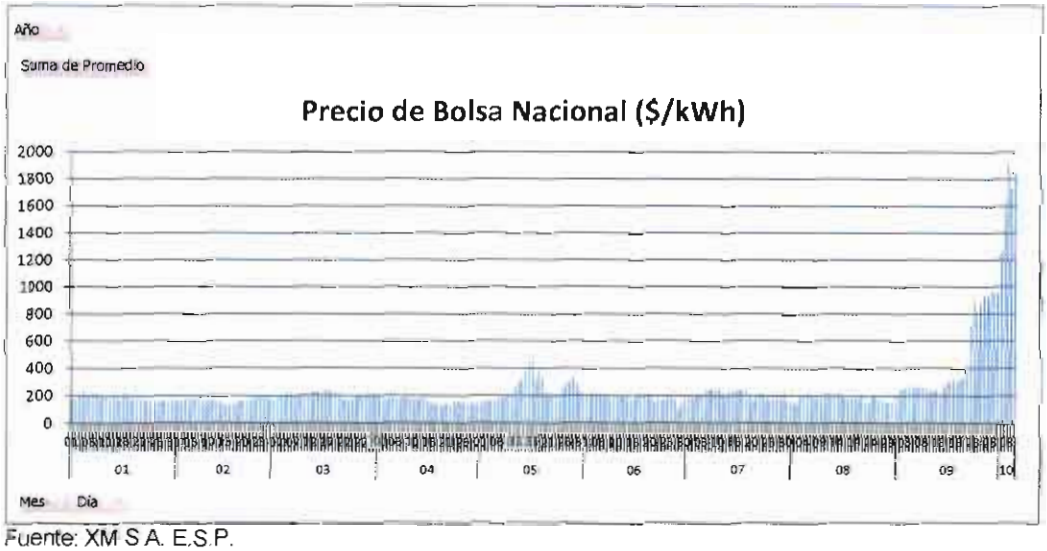
En la actualidad ante la presencia del fenómeno de El Niño los precios de bolsa (PB) se han incrementado a niveles que han superado el precio de escasez (PE), $302/kWh[1] para octubre de 2015, y el primer escalón del costo de racionamiento ($1.081/kWh) en forma sostenida.

Dado que el precio de bolsa superó el precio de escasez se ejerció la opción del Cargo por Confiabilidad, los agentes generadores con Obligaciones de Energía Firme (OEF) están obligados a entregar la energía comprometida, generándola o comprando en el *spot* a precio de bolsa a otros generadores que entregan más energía que la comprometida.

Los análisis energéticos del CNO[2] en cumplimiento de la Resolución CREG 026 de 2014 muestran que en el horizonte de estudio, 12 meses, el valor esperado de racionamiento es cero (0).

2. SITUACIÓN ACTUAL

El precio de bolsa en lo que va corrido del año 2015 se puede ver en la ilustración 1. Se puede apreciar que a partir de la segunda quincena de septiembre y en lo que va corrido de octubre de 2015, los precios se han incrementado notablemente.



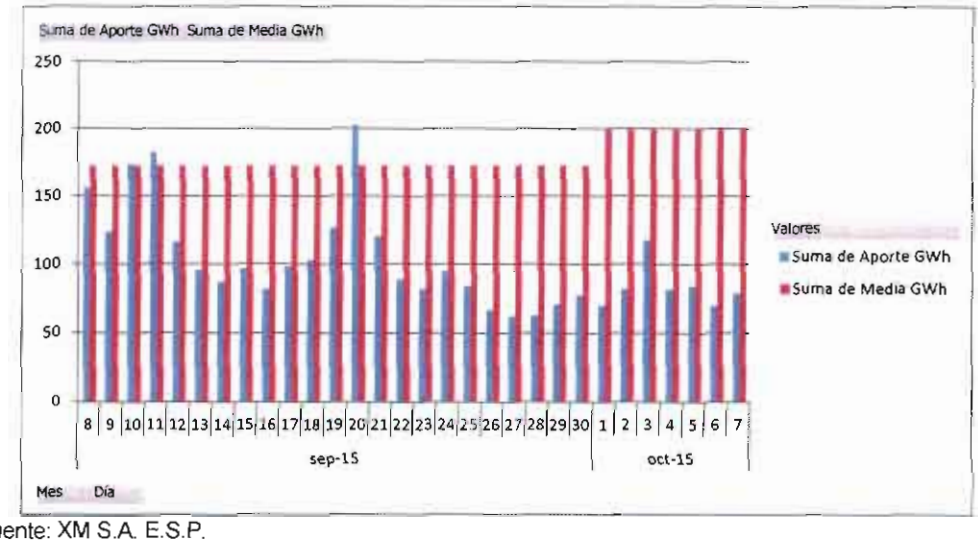
Fuente: XM S.A. E.S.P.

Ilustración 1: Precio de Bolsa Nacional 2015

[1] Valor publicado en la página web de XM
[2] Octubre 2 de 2015

Los precios de bolsa señalados anteriormente han superado de manera sostenida el precio de escasez, $327.67/kWh en septiembre y $302.43/kWh en octubre, lo que conlleva a que los agentes generadores con OEF tengan que entregar las obligaciones.

Esta situación coincide con la disminución en aportes al sistema, ilustración 2, dada la presencia del fenómeno de El Niño, según lo ha informado el Ideam y la NOAA[3] que estima que duración del fenómeno puede ir hasta el primer trimestre del 2016.

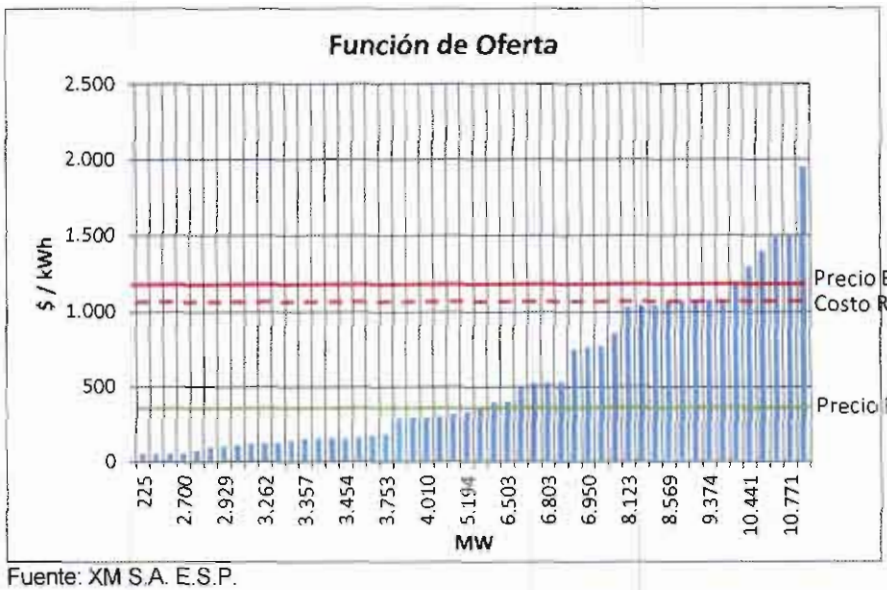


Fuente: XM S.A. E.S.P.

Ilustración 2: Aportes al SIN (GWh)

Por lo anterior, los agente generadores hidráulicos están ofertando precios para conservar el embalse, lo que conlleva a que la función de oferta tenga la forma que se presenta en la ilustración 3. Para una demanda de 9.780 MW el precio de bolsa supera el primer escalón del costo de racionamiento.

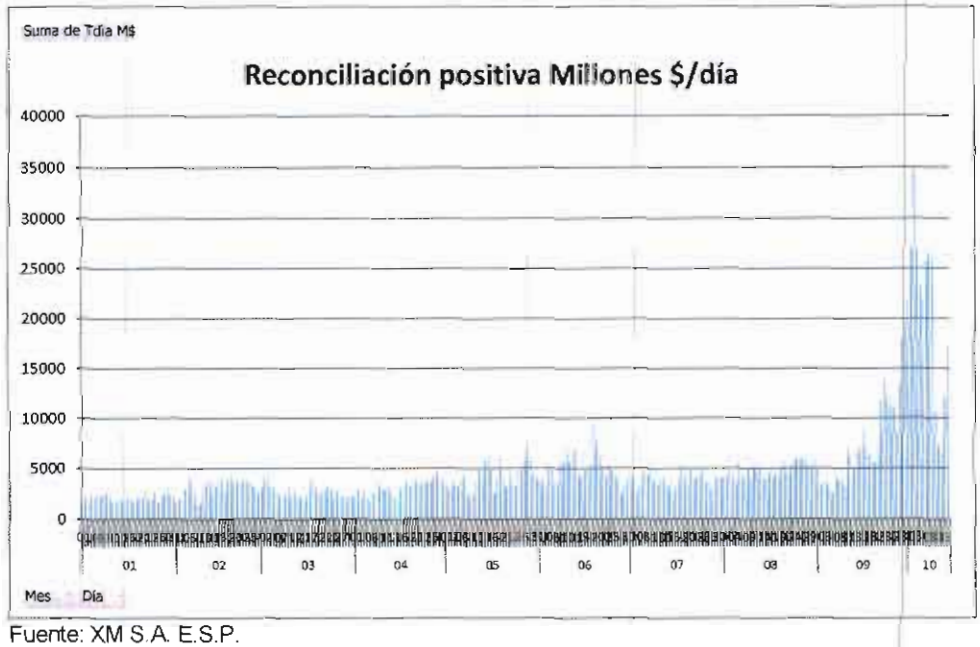
[3] National Ocenic and Atmospheric Administration



Fuente: XM S.A. E.S.P.

Ilustración 3: Función de oferta, septiembre 30 de 2015

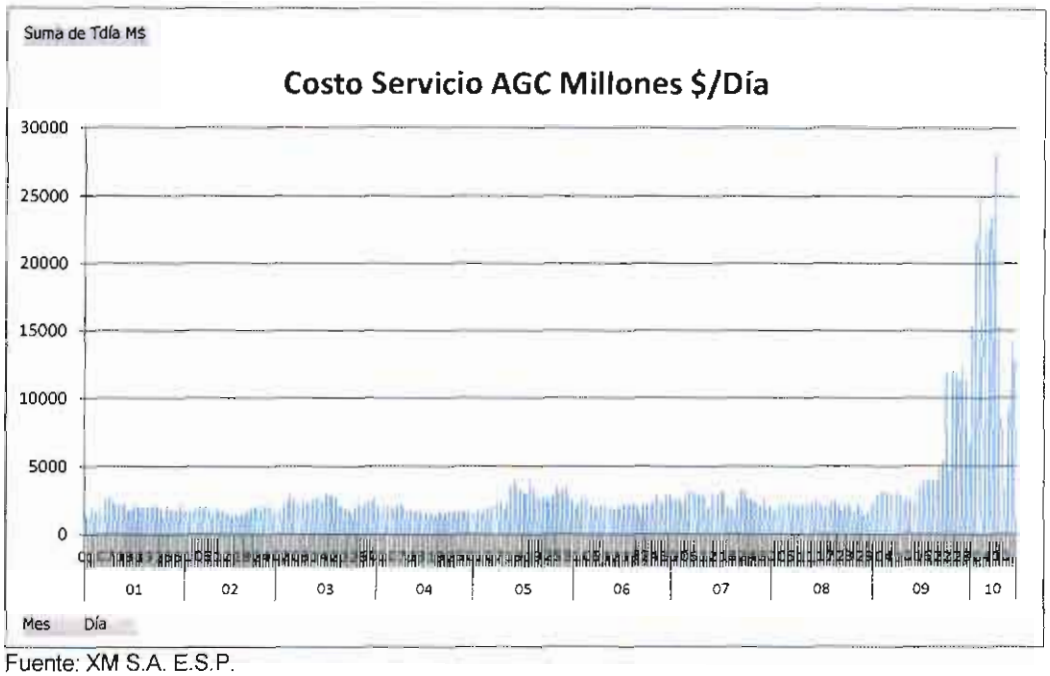
En la ilustración 4 se muestra con los costos de la reconciliación positiva para lo que va del 2015.



Fuente: XM S.A. E.S.P.

Ilustración 4: Costos de reconciliación positiva

En lo que respecta al costo del servicio de AGC en comportamiento durante el 2015 se tiene en la ilustración 5.



Fuente: XM S.A. E.S.P.

Ilustración 5: Costo del servicio de AGC

Dado lo anterior se han tenido las siguientes situaciones:

1. Los generadores térmicos que tienen costos variables superiores al precio de escasez tienen que cubrir la diferencia entre el costo variable y el precio de escasez.

2. Los generadores que no generan por indisponibilidades no cubiertas, salidas forzadas, tienen que comprar la energía en el mercado *spot* al precio de bolsa, lo que hace oneroso dichas salidas.

3. Los generadores hidráulicos que son despachados por reconciliación positiva reciben precio de bolsa, lo que incrementa sustancialmente (x5) el costo de las restricciones que pagan los usuarios.

4. El costo del AGC[4] que es prestado generalmente por generadores hidráulicos se ha incrementado sustancialmente.

5. Todos los agentes son pivótales por la situación de sequía.

3. ANÁLISIS

En un sistema hidro-térmico el costo de oportunidad del recurso hidráulico debería ser el costo de la térmica más costosa que se espera utilizar[5], llegando inclusive al costo de racionar si en el horizonte se avizora racionamiento.

[4] Reserva para regulación secundaria de frecuencia.

En ese sentido, tener costos de los recursos por encima del costos de racionamiento no es consistente con la situación energética, en donde los análisis muestran que en los diferentes ejercicios no se presenta un valor esperado de racionamiento mayor a cero (0).

Por otro lado, las plantas térmicas más costosas que se tienen en el sistema son las plantas que operan con el combustible *Diesel Oil* (DO). Los costos de operación de dichas plantas dependen de la eficiencia de la planta, del costo del combustible y de los costos operativos.

En la ilustración 4 se presenta un ejercicio de los costos totales de plantas térmicas operando con *Diesel Oil* (DO) para diferentes *heat rate* iniciando en 6 hasta 11 MBTU/MWh[6], dado que las plantas del sistema operan entre estos rangos. Se toma como precio del combustible el publicado por el Ministerio de Minas y Energía para octubre de 2015 en estación de servicio ($7,520/galón[7]), Otros Costos Variables (OCV) en $14.29/kWh y Costos de Operación y Mantenimiento (COM) en $15.12/kWh tomados de los análisis de planeamiento operativo[8] de XM y el CEE de octubre de 2015 ($50.65/kWh). El costo de arranque – parada promedio es tomado de lo declarado a XM y su valor es $718,856/MW el cual se variabiliza en 12 horas, a pesar de que en condición crítica se espera que las plantas térmicas operen en base.

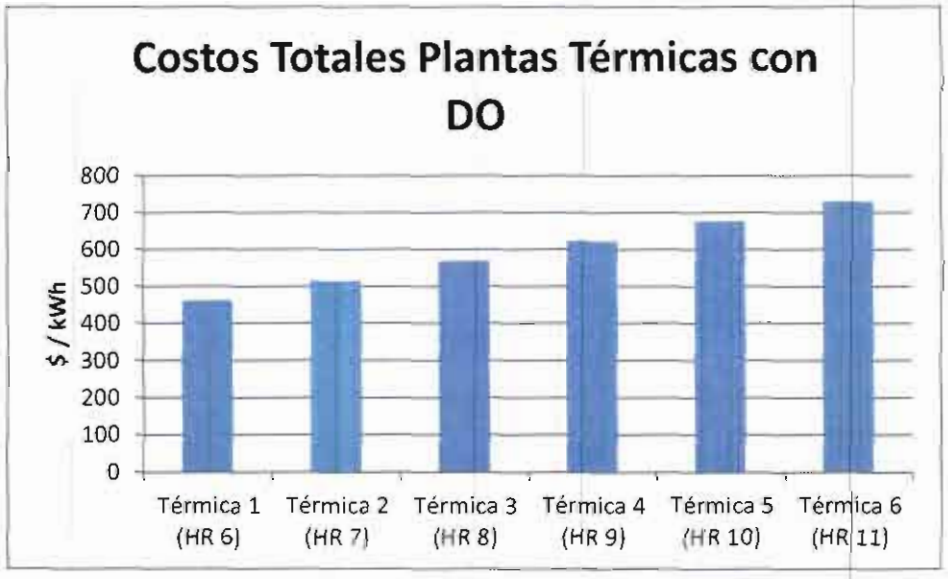


Ilustración 6: Costos totales plantas térmicas con DO

[5] Quantil, "*An Evaluation of CREG 051 de 2009 Regulatory Intervention in Colombia Electricity Market*", noviembre 2013

[6] Las plantas de ciclo combinado están entre 6 y 7 MBTU/MWh y las plantas de ciclo abierto estén entre 10 y 11 MBTU/MWh.

[7] Es un precio alto dado que es a usuario final y se espera que grandes consumidores tenga un valor menor.

[8] XM, Planeamiento Operativo, Semana 41 de 2015, octubre de 2015.

La participación de cada uno de los componentes del costo para el caso de la térmica HR 11 se tiene en la ilustración 5.

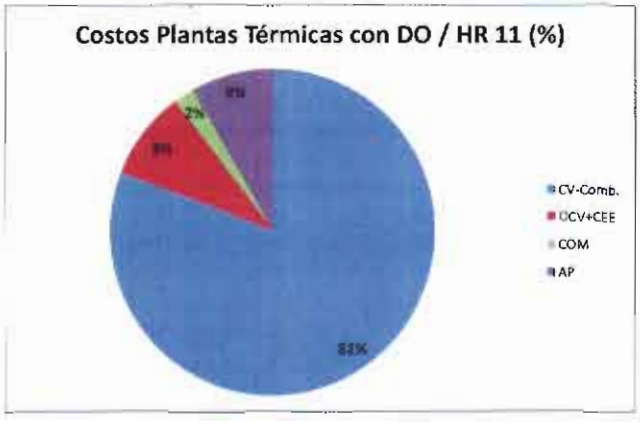


Ilustración 7: Participación de componentes en costos planta térmica con DO

En la ilustración 6 se tiene una sensibilización al precio de arranque-parada dado que según los datos reportados, el valor que tiene un amplio rango de variación: máximo ($1.189.500/MW), promedio ($718,856/MW) y mínimo ($487.374/MW).

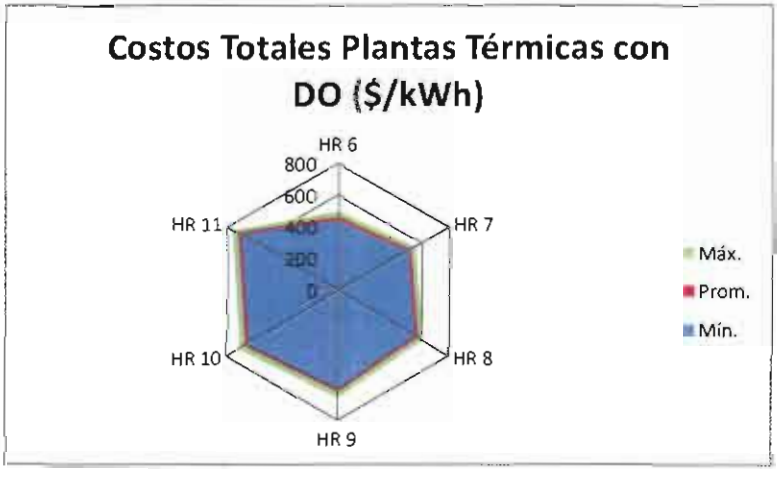


Ilustración 8: Costos totales con variación de costos de arranque-parada

En ninguno de los casos los costos de las plantas térmicas superan los $800/kWh.

4. PROPUESTA

De acuerdo con los análisis del numeral 3. Se propone lo siguiente:

1. Hacer las señales del mercado coherentes con la situación que se tiene el mismo. Para lo cual el precio de bolsa no debería ser superior el costo de la planta

térmica más costosa. Se propone que las ofertas diarias de los agentes generadores que superen el 75% primer escalón del costo de racionamiento de la UPME, se le aplique dicho valor.

2. Dado que los recursos que ofertan precio superiores al umbral señalado en el punto 1. tendrán un mismo precio de oferta, se requiere definir una regla para desempatar las ofertas para evitar el problema de soluciones múltiples en el programa de despacho.

   La regla se desempate puede ordenando las plantas iniciando con las plantas térmicas según su *heat rate* y luego la plantas hidráulica de forma aleatoria. A la primera planta se le incrementa la oferta en $1/MWh, la segunda $2/MWh y así sucesivamente.

3. Para evitar los problemas de borde con plantas térmicas que oferten pegados al precio umbral, se recomienda ajustar las ofertas descontándoles al precio umbral los costos de arranque-parada con un factor de utilización como el propuesto en los análisis.

5. RECOMENDACIONES

Se recomienda a la CREG definir un precio umbral a las ofertas del Mercado de Energía Mayorista, tal como el analizado en el numeral 4.