

RESPUESTAS PROPOSICIÓN REPRESENTANTE MARTHA VILLALBA

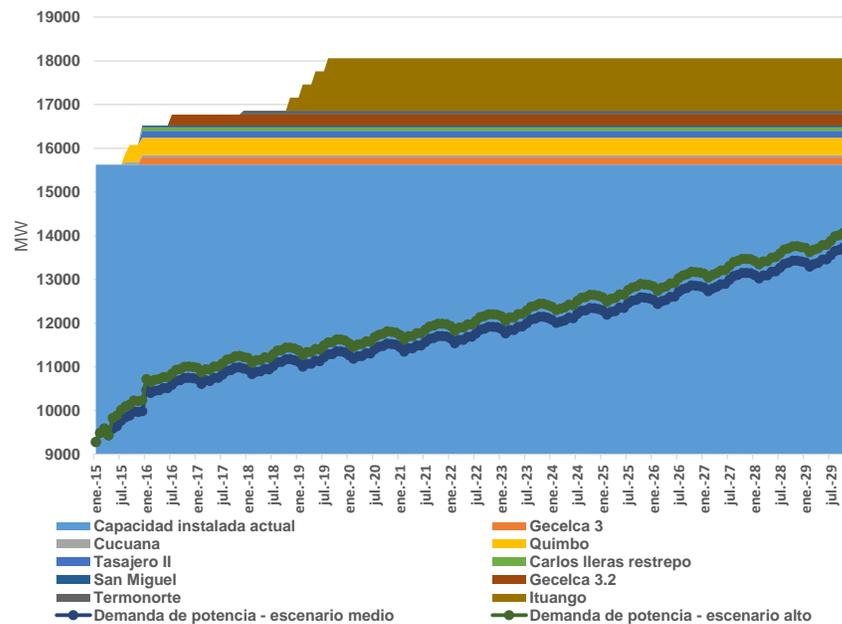
1. ¿Las medidas adoptadas por el Gobierno serán suficientes para evitar un apagón?

Actualmente el país cuenta con suficiente energía para atender la demanda aún en escenarios hidrológicos extremos como los esperados durante el periodo de El Niño, por lo que tanto la posibilidad de racionamiento es muy remota.

2. ¿Cuál es la capacidad de generación eléctrica en Colombia?

Según información suministrada por la Unidad de Planeación Minero-Energética-UPME, en la siguiente gráfica se observa la evolución de la capacidad instalada, considerando solamente los proyectos definidos por el mecanismo del Cargo por Confiabilidad.

Gráfica N° 1: Evolución de la capacidad instalada considerando solamente los proyectos del Cargo por Confiabilidad.



Fuente: UPME

Adicionalmente, en las siguientes tablas se observan los proyectos de generación que han entrado al sistema durante los últimos 10 años, Resaltando la importancia de Sogamoso, Quimbo, Cucuana, Gecelca, Amoyá y Porce III.

Tabla N° 1: Proyectos de Generación en los últimos 10 años

Agente Operador/Central	Capacidad/Efectiva MW	Tipo	Departamento	Municipio	Fecha de entrada
CELSIA S.A. E.S.P.					
HIDROMONTAÑITAS	19.9	Hidraulica	Antioquia	Don Matias	14/06/2012
DICELER S.A. E.S.P.					
CURRUCUCUES	1.25	Hidraulica	Tolima	Rovira	18/08/2010
EM GESA S.A. E.S.P.					
SUBA	2.55	Hidraulica	Bogotá D.E.	Suba	15/04/2013
USAQUEN	1.74	Hidraulica	Bogotá D.E.	Usaquen	15/04/2013
EMPRESA DE ENERGIA DEL PACIFICO S.A. E.S.P.					
AMAIME	19.9	Hidraulica	Valle del Cauca	Palmira	18/11/2010
ALTO TULUA	19.9	Hidraulica	Valle del Cauca	Tulua	28/05/2012
BAJO TULUA	19.9	Hidraulica	Valle del Cauca	Tulua	30/01/2015
ENERCO S.A. E.S.P.					
SANTA RITA	1.3	Hidraulica	Antioquia	Andes	18/08/2010
GENERPUTUMAYO S.A.S. E.S.P.					
SAN FRANCISCO (PUTUMAYO)	0.468	Hidraulica	Putumayo	San Francisco	15/12/2012
HZ ENERGY S.A.S. E.S.P.					
PROVIDENCIA	4.9	Hidraulica	Antioquia	Anori	30/09/2015
LA REBUSCA	0.7	Hidraulica	Antioquia	San Roque	24/07/2014
IAC ENERGY S.A.S. E.S.P.					
LA NAVETA	5.2	Hidraulica	Cundinamarca	Apulo (R.reyes)	27/11/2014
LA CASCADA S.A.S. E.S.P.					
BARROSO	19.9	Hidraulica	Antioquia	Salgar	30/11/2012
CARUQUIA	9.5	Hidraulica	Antioquia	Santa Rosade Osos	28/01/2010
GUANAQUITAS	9.5	Hidraulica	Antioquia	Santa Rosade Osos	30/06/2010

Agente Operador/Central	Capacidad/Efectiva MW	Tipo	Departamento	Municipio	Fecha de entrada
SURENERGY S.A.S. E.S.P.					
PURIFICACION	8	Termica	Tolima	Purificacion	25/11/2014
VATIA S.A. E.S.P.					
SANTIAGO	2.8	Hidraulica	Antioquia	Santo Domingo	22/12/2010
EPM S.A. E.S.P.	660				
PORCE 3	660	Hidraulica	Antioquia	Amalfi	20/12/2010
ISAGEN S.A. E.S.P.	880				
AMOYÁ	80	Hidraulica	Tolima	Chaparral	30/05/2013
SOGAMOSO	800	Hidraulica	Santander	Zapatoca, Los Santos, Lebrija y San Vicente de Chucurí	23/12/2014
EM GESA S.A. E.S.P.	400				
EL QUIMBO	400	Hidraulica	Huila	Gigante	16/10/2015
EPA S.A. E.S.P.	60				
CUCUANA	60	Hidraulica	Tolima	Roncesvalles	16/10/2015
GECELCA S.A. E.S.P.	164				
GECELCA 3	164	Hidraulica	Cordoba	Puerto libertador	17/09/2015

Fuente: UPME

Finalmente, vale la pena mencionar que de acuerdo a los análisis de la UPME, se identifica a partir del año 2021 se podrá presentar un déficit que deberá ser cubierto a través de nueva capacidad de generación. La Unidad en su Plan de Expansión 2015-2029, el cual es indicativo en generación, ha formulado varias matrices, las cuales pueden ser consultadas en el siguiente link: http://www1.upme.gov.co/sites/default/files/Documento_PERGT_2015_2029_Version_Preliminar.pdf

Así mismo, se consultó a XM, el cual brindó los siguientes datos referentes a la capacidad de generación en Colombia. En la Tabla N°2, se presenta la Capacidad Efectiva Neta del Sistema Interconectado Nacional - SIN - desde el 2006 hasta el 2015. Así mismo se detalla la proyección de capacidad que ha sido reportada por los agentes del mercado a XM.

Tabla N°2. Capacidad Efectiva Neta CEN del Sistema interconectado Nacional del 2006 al 2015 en MW

Año		CEN 2006 (MW)	CEN 2007 (MW)	CEN 2008 (MW)	CEN 2009 (MW)	CEN 2010 (MW)	CEN 2011 (MW)	CEN 2012 (MW)	CEN 2013 (MW)	CEN 2014 (MW)	CEN 2015 (MW)*
Tipo de Recurso	Hidráulicos	8,511	8,525	8,525	8,525	8,525	9,185	9,185	9,315	10,315	10,364
	Térmicos	4,262	4,298	4,343	4,362	4,089	4,545	4,426	4,515	4,402	4,593
	Gas	3,562	3,598	2,757	2,757	2,478	3,053	2,122	1,972	1,757	1,777
	Carbón	700	700	967	984	990	991	997	997	1,003	1,174
	Combustóleo	-	-	187	187	187	187	307	307	297	297
	ACPM	-	-	-	-	-	-	678	917	1,023	1,023
	Fuel-Oil	-	-	432	434	434	314	-	-	-	-
	Jet A1	-	-	-	-	-	-	46	46	46	46
	Gas - Jet A1	-	-	-	-	-	-	276	276	276	276
	Menores	480	558	564	574	621	635	693	662	695	680
	Hidráulicos	439	463	468	472	519	533	591	561	585	590
	Térmicos	23	77	78	83	83	83	83	83	91	71
	Eólicos	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
	Cogeneradores	25	25	25	35	55	55	57	66	77	82
	Total SIN (MW)	13,277	13,406	13,457	13,496	13,290	14,420	14,361	14,559	15,489	15,719

** Capacidad Efectiva Neta al 6 de noviembre de 2015.

Fuente: XM

3. ¿Cuál es la demanda de energía y cuánto ha crecido recientemente?

Según información suministrada por XM, en el Anexo 1 se encuentra la evolución de la demanda en la que se presentan las cifras desde enero de 2014 hasta octubre de 2015.

4. ¿Cuál es la lógica de una planta de regasificación?

Una planta de regasificación es un equipo que permite recibir gas natural en estado líquido para pasarlo a estado gaseoso. El gas en estado líquido permite transportar grandes cantidades de energía, 600 veces el gas que en estado gaseoso. El gas en estado líquido ha permitido el desarrollo mundial de este mercado, luego la existencia de la planta de regasificación asegura el suministro de gas desde los mercados internacionales.

En el caso Colombiano la planta de regasificación va a permitir que las plantas de generación de la Costa Atlántica sustituyan los combustibles líquidos por gas, un combustible más barato. Dicha planta de regasificación equivale a una fuente adicional y flexible de suministro, y además permitirá evitar un costo estimado de 5 billones de

pesos (ver documento CREG 008 de 2014) por efecto de generaciones de seguridad con combustibles líquidos.

5. ¿Qué medidas distintas a las que tienen que ver con tarifas se han tomado en esta crisis?

Las medidas adoptadas, hasta ahora, por el gobierno para enfrentar esta situación son las siguientes:

- a) Aumentar la oferta de gas:** Para lo anterior se está dando todo el apoyo del gobierno para cumplir oportunamente el cronograma de ejecución del Loop del Sur, con lo cual se podría disponer de 50 MPCD adicionales para la región Caribe durante el período estimado de duración de El Niño. También se están adelantando las gestiones para iniciar la importación de gas natural de Venezuela, lo cual implicaría un aumento de 40 MPCD.

También se flexibilizaron los productos a ser transados en las negociaciones bilaterales de gas natural con el objetivo de que los productores pudieran poner una mayor cantidad de gas natural en el mercado (ver resolución CREG 170 de 2015).

- b) Aumentar la oferta de energía eléctrica:** Se ajustó la regulación aplicable a plantas menores, autogeneradores y cogeneradores para que puedan entregar cualquier excedente de energía que tengan por encima de su capacidad declarada, al igual que establecer un procedimiento expedito para facilitar su conexión al Sistema Interconectado Nacional (ver resoluciones CREG 171 y 179 de 2015).
- c) Ajustar el mercado.** Se estableció un precio máximo de oferta a las plantas de generación, con el objetivo de controlar los incrementos desbordados del precio de bolsa producto del pánico en el mercado ante los niveles excepcionalmente bajos de aportes hídricos y la necesidad de conservar los niveles de embalse necesarios para cumplir con las Obligaciones de Energía Firme en los meses venideros.
- d) Asegurar la oferta térmica.** Con el objetivo de evitar que las plantas térmicas que operan con combustibles líquidos entraran en una situación de iliquidez por efecto del desplome del precio al cual se les remunera su generación (precio de escasez), se implementó un incremento tarifario de alrededor de 6.73 \$/kWh, el

Página 5 de 9

cual irá a pagar un porcentaje del costo de generación con combustibles líquidos en el que se incurra durante esta situación crítica.

- e) **Promover el ahorro de energía.** Se lanzó una campaña para promover el uso eficiente de la energía, dado que en los últimos meses se han presentado incrementos por fuera del escenario más alto proyectado por la UPME y de seguir implicarían gastar una mayor cantidad de agua de los embalses a la proyectada durante este período.

No obstante las medidas presentadas anteriormente, estamos realizando un seguimiento permanente de la situación y, de considerarse necesario, adoptaremos nuevas medidas para garantizar el abastecimiento energético en el país.

6. ¿Qué motivó la incorporación del cargo por confiabilidad en el Sistema Colombiano?

En la Ley 143 de 1994, Ley Eléctrica, artículo 33 se previó la creación de la generación de respaldo para el sistema para asegurar el suministro del sistema. Primero se inició con un cargo por respaldo, después se pasó al cargo por capacidad que era una remuneración por potencia y finalmente se pasó al cargo por confiabilidad, dado que los problemas en un sistema hidrotérmico como el Colombiano son de energía y no de potencia.

Es indispensable tener generación que principalmente se utilizan para los períodos críticos.

7. ¿qué implica participar en el esquema de cargo por confiabilidad?

Uno de los componentes esenciales del nuevo esquema es la existencia de las Obligaciones de Energía Firme (OEF), que corresponden a un compromiso de los generadores respaldado por activos de generación capaces de producir energía firme durante condiciones críticas de abastecimiento. Este esquema permite asegurar la confiabilidad en el suministro de energía en el largo plazo a precios eficientes.

Para estos propósitos, se subastan entre los generadores las OEF que se requieren para cubrir la demanda del Sistema. El generador al que se le asigna una OEF recibe una remuneración conocida y estable durante un plazo determinado, y se compromete a entregar determinada cantidad de energía cuando el precio de bolsa supera un umbral previamente establecido por la CREG y denominado Precio de Escasez. Dicha

remuneración es liquidada y recaudada por el ASIC y pagada por los usuarios del SIN, a través de las tarifas que cobran los comercializadores.

Las OEF del nuevo Cargo por Confiabilidad establecen un vínculo jurídico entre la demanda del MEM y los generadores, que permite, tanto a generadores como a usuarios del sistema, obtener los beneficios derivados de un mecanismo estable en el largo plazo y que da señales e incentivos para la inversión en nuevos recursos de generación, garantizando de esta forma el suministro de energía eléctrica necesario para el crecimiento del país.

8. ¿Qué se remunera con el cargo por confiabilidad, cómo se determinó dicho cargo y cómo se actualiza esta remuneración?

El valor a remunerar por el Cargo por Confiabilidad sale de un proceso competitivo, subasta, en la cual los agentes ofertan un precio en USD/MWh por el servicio de confiabilidad solicitado, dada una obligación que se cumple cuando el precio de bolsa supera el precio de escasez. La actualización del valor de Cargo por Confiabilidad se hace anualmente utilizando la variación del Índice de Precios al Productor de los Estados Unidos de América.

9. ¿Qué es el precio de escasez, cómo se determina?

El precio de escasez es el valor a partir del cual se hacen exigibles las obligaciones a que se comprometen los agentes generadores que participan en el cargo por confiabilidad. En sus inicios, este valor fue definido como el precio que cubría el 95% de los precios que se habían presentado en la bolsa, lo que fue coincidente con los costos de operación de la térmica menos eficiente para la época y que fue el valor adoptado. El precio de escasez se actualiza con la variación del precio internacional del Fuel 6 (US Gulf Coast Residual DFuel No. 6 1.0% sulfur fuel oil).

10. ¿Por qué se permitió que las plantas existentes participaran en el esquema del cargo por confiabilidad?

Con el esquema del Cargo por Confiabilidad lo que se requiere es un servicio de confiabilidad el cual puede ser prestado por cualquier tipo de planta que tenga energía firme, bien sea nueva o existente. Dado que el servicio desde que se preste en las condiciones que requiere el sistema es igual que se preste por cualquier tipo de planta.

11. ¿Cuál es la posición del Gobierno frente a la afirmación que las plantas que utilizan líquidos han limitado la oferta de contratos de energía de largo

plazo y que esto ha encarecido el servicio de energía eléctrica. Ante este señalamiento? ¿Qué ha hecho el Gobierno para corregir esta situación?

El gobierno desde el año 2011 tomó la decisión de sustituir la generación de energía eléctrica con combustibles líquidos por otros energéticos de menor costo, y se expidieron las siguientes normas y documentos, entre otros:

- Incentivar a las plantas que operan con combustibles líquidos a construir terminales de regasificación que les permita cubrir sus Obligaciones de Energía Firme con gas natural importado (ver resoluciones CREG 106, 139 y 182 de 2011, 023 de 2013 y 022 de 2014).
- Prohibir la entrada de nuevas plantas al esquema del Cargo por Confiabilidad cuyos costos de operación sean superiores al precio de escasez (ver resolución CREG 139 de 2011)
- Reemplazar las plantas existentes cuyos costos de operación sean superiores al precio de escasez (ver documento CREG 077 de 2014 y resolución de consulta 109 de 2015).

Al respecto es importante resaltar que actualmente se está construyendo un terminal de regasificación en Cartagena el cual proveerá de gas natural importado a la mayoría de las plantas térmicas ubicadas en la región Caribe, y cuya fecha de entrada en operación oportuna es el 1 de diciembre de 2015. No obstante, los agentes generadores térmicos que lo están construyendo han anunciado una demora de varios meses.

12. ¿Por qué no se solucionó esta situación con una corrección generalizada del precio de escasez? ¿Por qué la medida sólo cobija a los generadores que usan combustibles líquidos?

La medida que adoptó con la Resolución CREG 178 de 2015 fue sola para plantas térmicas que operan con líquidos que tienen costos de operación por encima del precio de escasez porque son las plantas que les cambió el riesgo asumido desde el momento en que tomaron la decisión, diciembre de 2011, al momento en que inician las obligaciones, diciembre de 2015, dada la caída del precio de escasez que se acentuó desde octubre de 2014 por la caída de los precios del petróleo.

Las otras plantas: hidráulicas y carbón, los costos de operación son inferiores al precio de escasez por lo que el riesgo no les ha cambiado.

13. ¿Por qué no dejar en manos de los térmicos la solución a esta situación?

En la situación actual se juntaron una serie de situaciones que hicieron que las pérdidas para las plantas que operan con combustibles líquidos fuera mucho mayor a la esperada cuando asumieron el compromiso de las Obligaciones de Energía Firme. Estos factores son principalmente la severidad de la sequía en la que estamos, que comenzó hace más de un año y se espera que se extienda hasta finales de abril del próximo año; el desplome del precio al cual se les remunera su generación (precio de escasez) y el cierre de la frontera con Venezuela, el cual incrementó significativamente la demanda de combustibles líquidos al interior del país, lo cual a su vez aumento los costos de logística del combustible líquido para las plantas térmicas.

Los factores anteriores implican unas pérdidas estimadas de 3.3 billones de pesos durante el período, lo cual llevaría a varias plantas a entrar en una situación de iliquidez, que en últimas haría que no pudieran generar y se pusiera en riesgo la atención de la demanda del país. Por lo tanto, fue indispensable que la demanda asumiera un incremento en la tarifa de 6.73 \$/kWh para aliviar en un tercio los costos totales de dichas plantas y así pudieran seguir operando durante el período, todo esto encaminado a garantizar los derechos de los ciudadanos a contar con energía.

Como se mencionó en la respuesta a la pregunta 12 se otorgaron incentivos a las plantas que operan con combustibles líquidos a construir terminales de regasificación que les permita cubrir sus Obligaciones de Energía Firme con gas natural importado (ver resoluciones CREG 106, 139 y 182 de 2011, 023 de 2013 y 022 de 2014).

14. Cuáles serían los costos para la economía en caso de presentarse un apagón?

Dependen de la magnitud y duración del racionamiento, pero para tener un escenario de referencia el costo del apagón de los años 1992 y 1993 le costó al país alrededor de 2 puntos del PIB, lo que actualmente sería alrededor de 20 Billones de pesos.