

RESPUESTAS PROPOSICION N°37 REPRESENTANTE DAVID BARGUIL

1. ¿Cuál él fue sustento jurídico para establecer el cargo por confiabilidad?

El sustento jurídico de la CREG para establecer el Cargo por Confiabilidad se encuentra en lo dispuesto en las Leyes 142 y 143 de 1994. En particular, el artículo 20 de la Ley 143 de 1994, en el que se definió como objetivo fundamental de la Regulación en el sector eléctrico, asegurar una adecuada prestación del servicio mediante el aprovechamiento eficiente de los diferentes recursos energéticos, en beneficio del usuario en términos de calidad, oportunidad y costo del servicio. Adicionalmente, que para el cumplimiento del objetivo señalado, la Ley 143 de 1994, artículo 23, le atribuyó a la Comisión de Regulación de Energía y Gas, entre otras, las siguientes funciones:

- Crear las condiciones para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente capaz de abastecer la demanda bajo criterios sociales, económicos, ambientales y de viabilidad financiera, promover y preservar la competencia, para lo cual, la oferta eficiente, en el sector eléctrico, debe tener en cuenta la capacidad de generación de respaldo.
- Valorar la capacidad de generación de respaldo de la oferta eficiente.

2. ¿Con base en que estudios técnicos se establecieron las medidas extraordinarias para garantizar la prestación del servicio público de energía eléctrica que implicarán un incremento en promedio de 430 pesos en la factura mensual de los estratos 1 y 2 y de unos de 3.000 pesos en los estratos 5 y 6?

Las medidas adoptadas en la Resolución 178 de 2015 se sustentan en el Decreto 2108 de 2015 de la Presidencia de la República en el que se ordena a la CREG a tomar las medidas necesarias para afrontar las situaciones que podrían poner en riesgo la confiabilidad del sistema eléctrico colombiano. El análisis técnico que sustenta las medidas adoptadas se encuentra en el Documento CREG 120 de 2015, Véase Anexo N° 1.

3. En caso de necesitar más recursos de los previstos en las medidas anunciadas por el Ministerio de Minas y Energía, ¿qué otras medidas de contingencia ha previsto este Ministerio?

Las medidas adoptadas por el Gobierno fueron estructuradas para soportar un fenómeno del niño con características muy fuertes y que se extienda hasta finales de abril y por ende no se considera necesario acoger medidas adicionales a las ya planteadas.

No obstante las medidas adoptadas, el ministerio se encuentra realizando un seguimiento permanente de la situación y, de considerarse necesario, acogeremos nuevas medidas para garantizar el abastecimiento energético en el país.

4. Sí, el re ajuste se ha impuesto por la severidad del fenómeno del Niño, y existen previsiones que el fenómeno seguirá agudizándose en los próximos meses, explique ¿cuál es la posibilidad de otro reajuste en las tarifas?

Las medidas tomadas se diseñaron bajo el supuesto de que el fenómeno de El Niño se va a agudizar a finales de este año y durante el primer trimestre del siguiente, y que éste se extenderá hasta finales del mes de abril de 2015. Es decir, son medidas que garantizan el abastecimiento del sistema en un escenario muy crítico y las posibilidades de que las condiciones futuras sean peores.

No obstante, estamos monitoreando permanente el sistema y ante este tipo de incertidumbres climáticas nunca se puede descartar que haya que tomar medidas adicionales con el objetivo principal de evitar que se vaya a presentar un desabastecimiento de energía.

5. ¿Cuál ha sido la destinación que se la ha dado a los cerca de 7.800 millones de dólares, que se han recaudado a través de las facturas del servicio de energía eléctrica por concepto del cargo de confiabilidad?

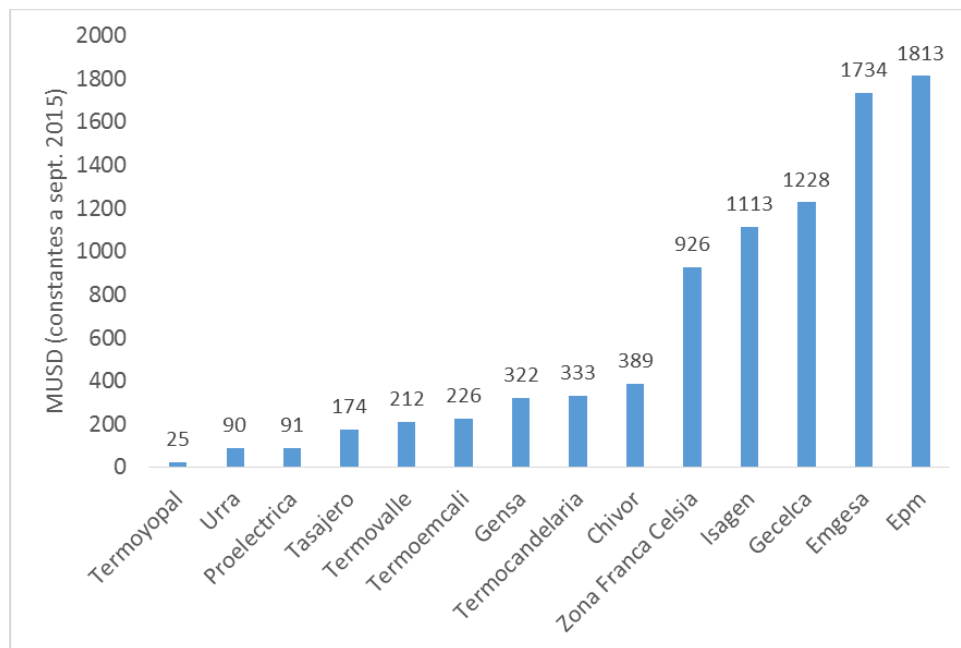
El pago del cargo por confiabilidad que la demanda realiza a través de las facturas se destina a remunerar a las plantas que tienen obligaciones de energía firme para el periodo en vigencia. Es decir, que se distribuye entre los generadores que prestan el servicio de confiabilidad.

Según información suministrada por XM, en cumplimiento de la reglamentación vigente, ellos transfieren mensualmente a los agentes generadores la remuneración del Cargo por Confiabilidad, la destinación específica que estos agentes hacen de estos recursos no es de conocimiento de XM.

6. ¿A cuánto ascienden los recursos recibidos por cada uno de los generadores

de energía pertenecientes al sistema interconectado nacional por concepto del cargo de confiabilidad? Desde su creación a la fecha, discriminado anualmente.

A continuación se muestran los recursos que se han dado por concepto de cargo por confiabilidad en 2015, por agente generador. En el Anexo 2 se remiten los datos desde 2006 a la fecha.



7. Relacione los recursos recibidos por concepto del cargo por confiabilidad y explique, ¿en qué fueron invertidos por cada uno de los beneficiarios anualmente?

Según información suministrada por XM en el Anexo N° 1 encontrará los montos mensuales, en pesos corrientes, del Cargo por Confiabilidad desde el año 2006 hasta octubre de 2015. Ellos manifiestan que como se indicó en la pregunta N° 5, no es de conocimiento de XM la destinación que dieron a dichos recursos los beneficiarios de los mismos.

Nos permitimos aclarar que el cargo por confiabilidad remunera un producto denominado energía firme a cada generador, la gestión de dicho dinero hace parte de

las decisiones gerenciales de cada empresa y corresponde a la SSPD hacer la vigilancia que contempla la Ley.

8. ¿Qué tipo de interventoría ha realizado este ministerio a los recursos asignados por concepto de cargo por confiabilidad a cada generador del país? Discriminar por empresa y año a año. Relacione y anexe los informes de interventoría efectuados.

Al respecto es importante aclarar que en el esquema del Cargo por Confiabilidad no se utiliza la figura de interventoría sino la de auditorías, las cuales son de tres tipos:

- Auditoría del avance en la construcción de los proyectos nuevos. Se elaboran reportes semestralmente.
- Auditoría de los parámetros declarados por los agentes y que son utilizados para calcular la energía firme de las plantas.
- Auditoría de los contratos de logística de abastecimiento de combustibles.

Todos los informes de auditoría son entregados a XM, el operador del mercado mayorista de energía, por lo tanto es competencia de ellos entregarlos.

Según información aportada por XM, se adjunta en el Anexo N° 12 los informes de auditoría de las plantas nuevas a las que se le asignaron OEF para recibir remuneración del Cargo por Confiabilidad.

- En la asignación de 2008, las siguientes plantas térmicas nuevas obtuvieron OEF:
 - Flores IV (entró en operación en agosto de 2011). Se adjunta el informe final.
 - Termocol (Perdió la OEF por la no renovación de la garantía). Se adjunta el último informe que se le realizó.
 - Gecelca 3 – Se envía el informe número 11. Esta planta entró en operación en Septiembre de 2015, y actualmente se está realizando el informe final.
- En la asignación de 2011, las siguientes plantas térmicas nuevas obtuvieron OEF: Estas plantas aún están en construcción y por tanto se envían los últimos

informes recibidos:

- Gecelca 3.2 – Se adjunta el informe número 4.
- Termonorte - Se adjunta el informe número 4.
- Tasajero II - Se adjunta el informe número 6.

9. ¿Qué tipo de vigilancia y control se ha ejercido sobre los generadores que suplen la demanda del sistema interconectado nacional con el objeto de garantizar que los recursos del cargo por confiabilidad se destinen a prevenir posibles desabastecimientos o racionamientos de energía?

Dado que las actividades de supervisión, vigilancia y control son competencia de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, es la entidad a responder esta pregunta, por tanto se remitió a ella mediante memorando N° 2015078354 del 6 de noviembre de 2015, como consta en el Anexo N° 4.

10. El artículo 94 de la Ley 142 de 1994 establece que “... no se permitirán alzas destinadas a recuperar pérdidas patrimoniales... “siendo esto así, ¿por qué el ministerio autoriza que sean los usuarios quienes solucionen la crisis financiera de las empresas?

En ese sentido, los numerales 87.1 y 87.4 contenidos en el artículo 87 de la Ley 142 de 1994, definen lo que se entiende por criterios de eficiencia económica y suficiencia financiera, de la siguiente forma:

*“**Artículo 87. Criterios para definir el régimen tarifario. El régimen tarifario estará orientado por los criterios de eficiencia económica, neutralidad, solidaridad, redistribución, suficiencia financiera, simplicidad y transparencia.***

87.1. Por eficiencia económica se entiende que el régimen de tarifas procurará que éstas se aproximen a lo que serían los precios de un mercado competitivo; que las fórmulas tarifarias deben tener en cuenta no solo los costos sino los aumentos de productividad esperados, y que éstos deben distribuirse entre la empresa y los usuarios, tal como ocurriría en un mercado competitivo; y que las fórmulas tarifarias no pueden trasladar a los usuarios los costos de una gestión ineficiente, ni permitir que las empresas se apropien de las utilidades provenientes de prácticas restrictivas de la competencia. En el caso de servicios públicos sujetos a fórmulas tarifarias, las tarifas deben reflejar siempre tanto el nivel y la estructura de los costos económicos de prestar el servicio, como la demanda por éste.

(...)

87.4. Por suficiencia financiera se entiende que las fórmulas de tarifas garantizarán la recuperación de los costos y gastos propios de operación, incluyendo la expansión, la reposición y el mantenimiento; permitirán remunerar el patrimonio de los accionistas en la misma forma en la que lo habría remunerado una empresa eficiente en un sector de riesgo comparable; y permitirán utilizar las tecnologías y sistemas administrativos que garanticen la mejor calidad, continuidad y seguridad a sus usuarios". (Subrayado y Negrilla Nuestros)

De lo anterior, observamos que el artículo 94 de la Ley 142 de 1994 debe ser analizado en concordancia con el principio de suficiencia, que indica que las formulas tarifas deben garantizar la recuperación de los costos y gastos propios de una empresa eficiente en un sector de riesgo comparable, en este caso de las empresas generadoras con plantas térmicas cuya fuente de generación son los líquidos.

Entonces, la interpretación de este artículo no puede desconocer el derecho que tienen las empresas prestadoras del servicio a la recuperación de los costos y gastos en los que incurren para la prestación del mismo, en el marco de las circunstancias extraordinarias y simultáneas que a la fecha se están presentando.

No se está premiando la ineficiencia de las empresas generadoras, lo que se está reconociendo es una parte de los costos adicionales (costos atípicos) en que se incurre como consecuencia de estos eventos extraordinarios y simultáneos, que afectaron a las generadoras térmicas, todo ello, basados en los principios de eficiencia económica y suficiencia financiera que deben reflejar las tarifas en condiciones anormales como las actuales.

Las medidas adoptadas con la Resolución 178 de 2015 se diseñaron para restablecer el nivel de riesgo que los generadores térmicos con altos costos variables asumieron, cuando se les asignaron sus obligaciones de energía firme. El diseño del mecanismo no contempló las pérdidas patrimoniales de los generadores.

11. ¿A cuánto han ascendido las utilidades del sector generador que supe la demanda del sistema interconectado nacional en los últimos 10 años? Discriminar estas utilidades por año y por compañía.

Dado que las actividades de supervisión, vigilancia y control son competencia de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, es la entidad a responder esta pregunta, por tanto se remitió a ella mediante memorando N° 2015078354 del 6 de noviembre de 2015, como consta en el Anexo N° 4.

12. ¿Cuántas unidades de generación térmica actualmente están en condiciones técnicas y operativas para aportar energía al sistema interconectado nacional a fin de atender su demanda?

Según información suministrada por XM, los agentes generadores reflejan las condiciones técnicas y operativas de sus unidades de generación en la declaración de disponibilidad que efectúan todos los días al Centro Nacional de Despacho; dicha disponibilidad puede verse afectada por las situaciones que se puedan presentar en la operación real del sistema, lo que finalmente se refleja en la “Disponibilidad Real”. En el Anexo N° 5 encontrará para los meses de septiembre, octubre y lo corrido de noviembre de 2015, la “Disponibilidad Real” de las plantas térmicas.

Asimismo, según la CREG, actualmente hay 32 plantas termoeléctricas. Todas las unidades de generación termoeléctrica se encuentran en condiciones técnicas y operativas para generar, salvo por las dos unidades de Termocandelaria que se declararon indisponibles.

13. ¿Qué sociedades son dueñas de estas termoeléctricas? ¿Cuál es la participación accionaria de cada una de estas sociedades?

Dado que las actividades de supervisión, vigilancia y control son competencia de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, es la entidad a responder esta pregunta, por tanto se remitió a ella mediante memorando N° 2015078354 del 6 de noviembre de 2015, como consta en el Anexo N° 4.

14. ¿Cuál es la capacidad de generación de cada una de las termoeléctricas que actualmente aportan energía al sistema interconectado nacional a fin de atender su demanda?

Según información suministrada por XM, en el Anexo N° 6 encontrará la Capacidad Efectiva Neta, discriminada por tipo de combustible, de las plantas térmicas conectadas al Sistema Interconectado Nacional.

15. ¿Cuáles han sido los niveles de generación de estas termoeléctricas en los últimos 3 años? Discriminar estos niveles por termoeléctrica y mensualmente.

Según información suministrada por XM, en el Anexo N° 7 encontrará la generación real, a nivel mensual, de las plantas térmicas para los años 2013, 2014 y lo corrido de 2015.

16. ¿Cuántas unidades de generación térmica conectadas al sistema interconectado nacional no están en operación y por qué razones?

Para XM, se entiende que cuando la pregunta se refiere están o no en “operación”, se refiere a si las plantas están o no inyectando energía al Sistema Interconectado

Nacional. En el Anexo N° 8 encontrará la generación real para los meses de septiembre, octubre y lo corrido de noviembre de 2015, en el cual podrá identificar en que períodos los recursos de generación están o no inyectando energía al sistema

17. ¿Cuáles son las termoeléctricas se encuentran inmersas actualmente en crisis financiera?

Las empresas que se han acogido a la fecha a la opción para plantas que operan con combustibles líquidos con costos superiores al precio de escasez, definida en la Resolución CREG 178 de 2015, han sido Zona Franca Celsia, Termovalle, Termoemcali, Gecelca y Emgesa. La empresa Termocandelaria se ha declarado indisponible.

18. ¿Cuántas unidades de generación térmica conectadas al sistema interconectado nacional se han declarado no disponibles arguyendo inviabilidad financiera?

Como se mencionó anteriormente las dos unidades de Termocandelaria se han declarado indisponibles. Para conocer la razón que se declaró para este evento hay que redirigir la pregunta al CND.

19. ¿Cuál es la distribución por empresa del déficit de 3,3 billones que alegan tener las termoeléctricas?

El valor de 3.3 billones no es un valor que aleguen tener las termoeléctricas sino un estimativo realizado por el Ministerio de Minas y Energía de las pérdidas que tendrán las plantas que operan con combustibles líquidos por efecto de cumplir sus Obligaciones de Energía Firme, bajo los supuestos de que las pérdidas mensuales serán de un nivel similar a las presentadas durante el mes de octubre de 2015 y que el fenómeno de El Niño tendrá una duración hasta finales de abril de 2016.

En cuanto a la distribución, a continuación adjuntamos el porcentaje de pérdidas del total, estimadas por el Ministerio de Minas y Energía, en que incurrió cada empresa en el mes de octubre de 2015 por concepto del cumplimiento de las Obligaciones de Energía Firme de las plantas que generan con combustibles líquidos. No obstante, esta distribución puede cambiar en cada mes dado que depende de varios factores como son las compras de gas de cada empresa, contratos de respaldo, indisponibilidades de las plantas, el precio de bolsa, el precio de escasez, etc.

Empresa	Porcentaje
---------	------------

EMGESA	6%
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN	8%
GECELCA	6%
ISAGEN	10%
TERMOCANDELARIA	33%
TERMOEMCALI	4%
TERMOVALLE	15%
ZONA FRANCA CELSIA	19%

20. ¿A cuánto asciende el déficit de las termoeléctricas en la actualidad?

Los estimativos realizados por el Ministerio de Minas y Energía es que durante los últimos días del mes de septiembre y el mes de octubre de 2015, las pérdidas por concepto del cumplimiento de las Obligaciones de Energía Firme de las plantas térmicas que generan con combustibles líquidos es del orden de medio billón de pesos.

21. ¿Cuántas de las unidades de generación térmica que actualmente están aportando energía al sistema interconectado nacional están generando a partir de combustibles líquidos y cuántas a partir de gas natural?

Según información suministrada por XM, en el Anexo N° 9 encontrará para los meses de septiembre, octubre y lo corrido de noviembre de 2015, el tipo combustible que los agentes representantes de las plantas térmicas han reportado como el utilizado para la generación real.

22. ¿Qué mecanismos se han dispuesto para verificar que las condiciones de abastecimiento de los combustibles para la generación eléctrica estuvieran garantizadas en momentos de perturbaciones climatológicas como el actual?

El esquema del Cargo por Confiabilidad tiene previsto que se adelante una auditoría técnica a los contratos y documentos de logística que entregan los agentes

generadores para respaldar las Obligaciones de Energía Firme. En ese sentido en los años 2014 y 2015 la firma USAENE contratada por el operador.

Del mercado, XM S.A E.S.P., adelantó la auditoria en campo de los citados documentos. Adicionalmente, el Ministerio de Minas y Energía con el apoyo del Comité Asesor de la Situación Energética ha coordinado reuniones con cada uno de los agentes generadores para conocer de cerca las condiciones de la logística.

Para completar la respuesta por las competencias de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, se le remitió esta pregunta mediante memorando N° 2015078354 del 6 de noviembre de 2015, como consta en el Anexo N° 4.

23. En términos de los estimados de oferta y demanda explique ¿cuál es la posibilidad de racionamiento de energía eléctrica en el país?

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.

24. ¿Cuál es el nivel crítico en los embalses que determinaría un punto donde la energía producida en las hidroeléctricas y la de las termoeléctricas no podrían dar sustento a la demanda de energía eléctrica?

La pregunta se traslado por competencia a XM.

25. ¿Cuáles son los estimados de producción de energía eléctrica en el país para los próximos 6 meses y cuáles son los estimados de demanda para el mismo período?

Según reporta XM, bajo los siguientes supuestos e información se emite respuesta:

- Teniendo en cuenta la recomendación del IDEAM y los pronósticos de éste y las principales agencias climáticas internacionales, se suponen aportes como los registrados durante El Niño 1997-1998 hasta el mes de abril de 2016 y se considera que continúan deficitarias hasta el mes de junio de 2016, similares a los presentados en mayo y junio de 1992.
- Información de mantenimientos reportada por los agentes generadores.
- Información de contratos de combustibles reportada por los agentes generadores

- Porcentaje de indisponibilidad histórica en la capacidad de los recursos de generación (térmicos e hidráulicos) de acuerdo con los procedimientos descritos en la normatividad vigente.
- Escenario alto de demanda publicado por la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME en su revisión del mes de octubre de 2015, hasta el mes de abril de 2016.
- Fecha de entrada de proyectos de generación y transmisión reportadas por los agentes y el MME, respectivamente.
- La información de parámetros reportada por los agentes.

La estimación de producción de energía eléctrica en el país para los próximos seis meses (En promedio se requiere una generación térmica real promedio semanal de forma sostenida de 91GWh/día durante los próximos seis meses) es:

Mes	Demanda estimada GWh*	Producción Térmica**	Producción Hidráulica
nov-15	5562	49%	51%
dic-15	5707	49%	51%
ene-16	5842	48%	52%
feb-16	5639	47%	53%
mar-16	5968	47%	53%
abr-16	5905	46%	54%

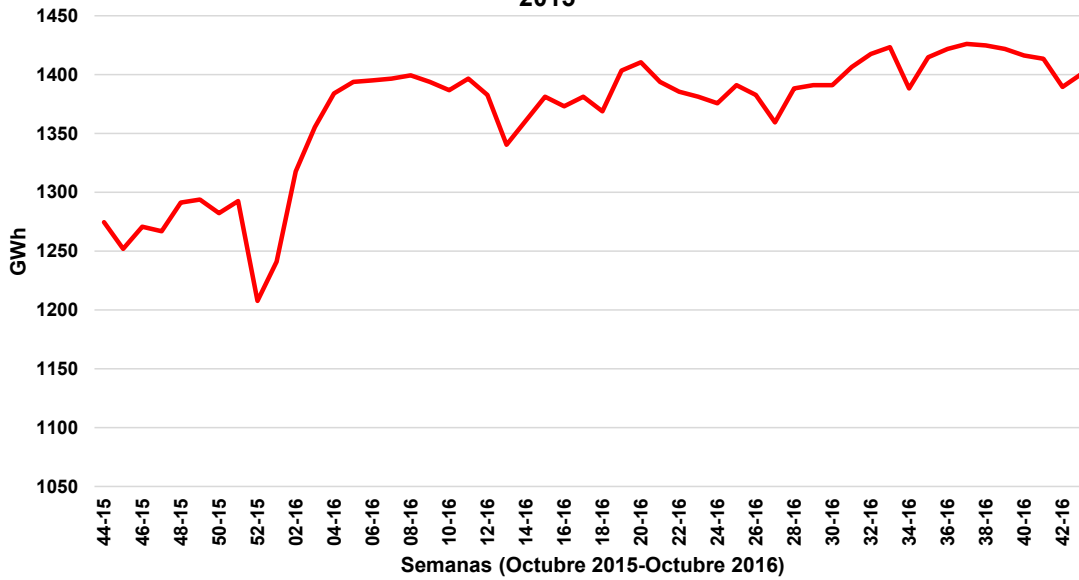
No obstante lo anterior, estos niveles de producción pueden variar según el comportamiento real de los supuestos adoptados en la simulación.

*Fuente:

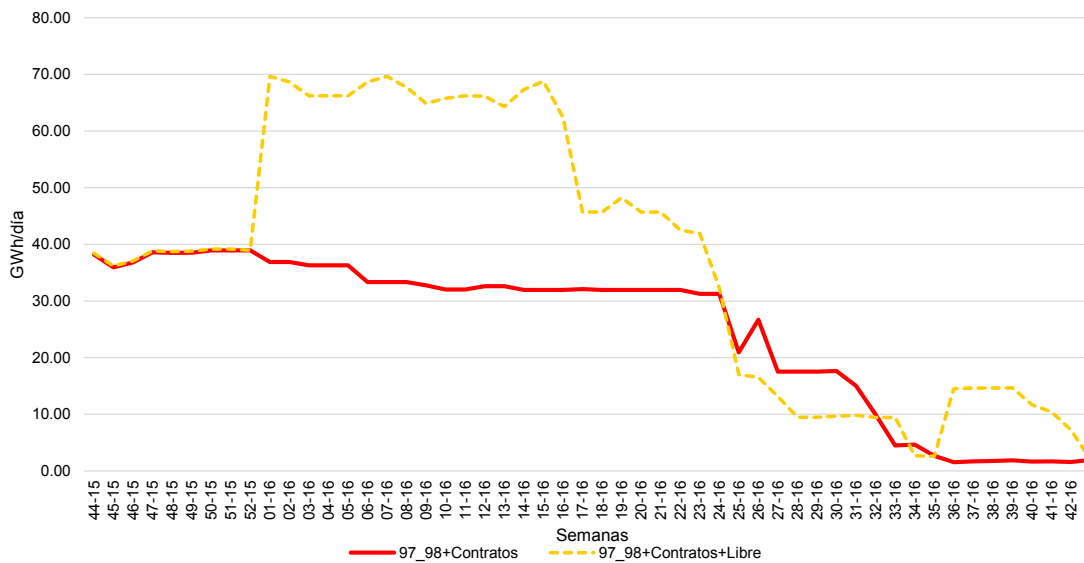
http://www.siel.gov.co/siel/documentos/documentacion/Demanda/Proyeccion_Demanda_Energia_Electrica_Octubre2015.pdf

Asimismo, según reporta la UPME, a continuación se presenta la proyección del crecimiento de la demanda eléctrica con resolución semanal, desde la semana 44 del año 2015 hasta la semana 43 del 2016 (25 de Octubre de 2015-24 Octubre 2016). Adicionalmente, se muestra la generación proyectada para cubrir dicha demanda de forma agregada, discriminada por recurso y tipo de planta, asumiendo una hidrología similar a la del fenómeno del Niño 97-98, y considerando dos posibilidades en relación a la disponibilidad de Gas: i) Contratos solamente y ii) contratos +liberación del gas a partir del año 2016.

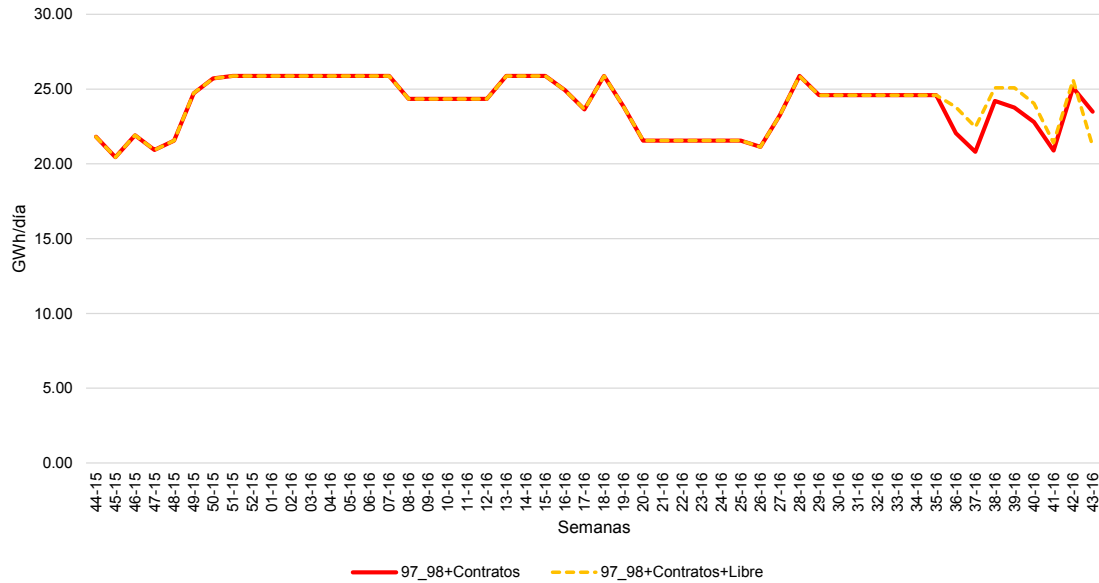
Proyección de crecimiento demanda eléctrica (alto) - revisión Octubre 2015



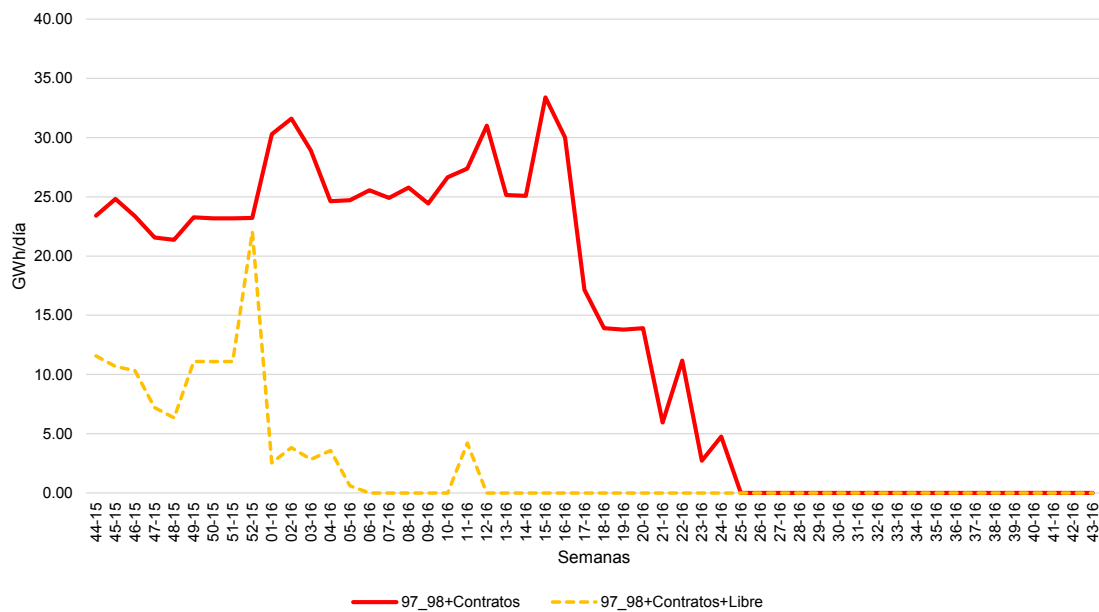
Generación Térmica Gas



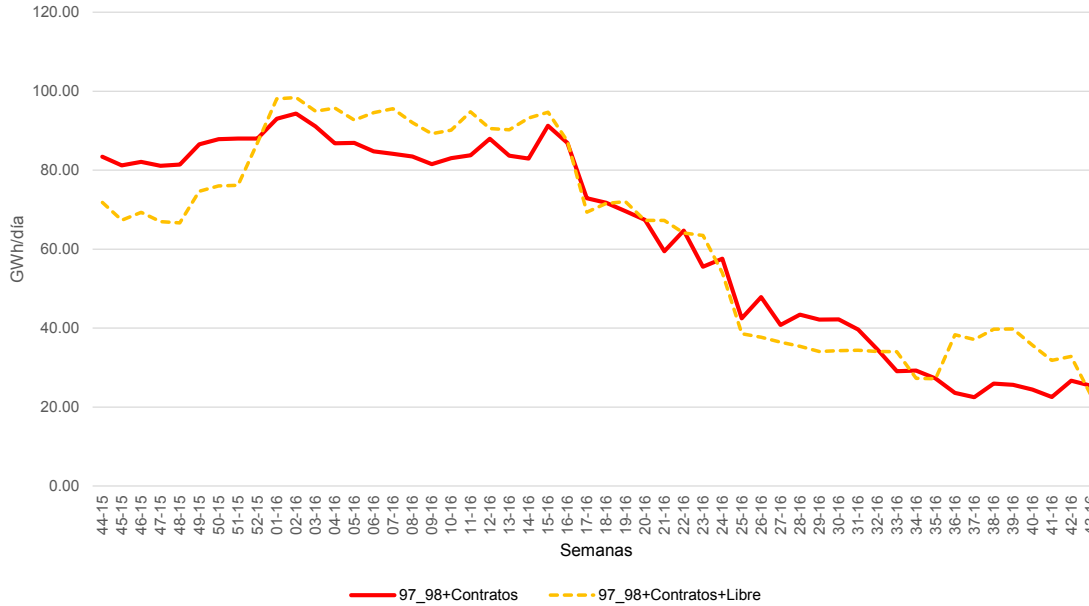
Generación Térmica Carbón



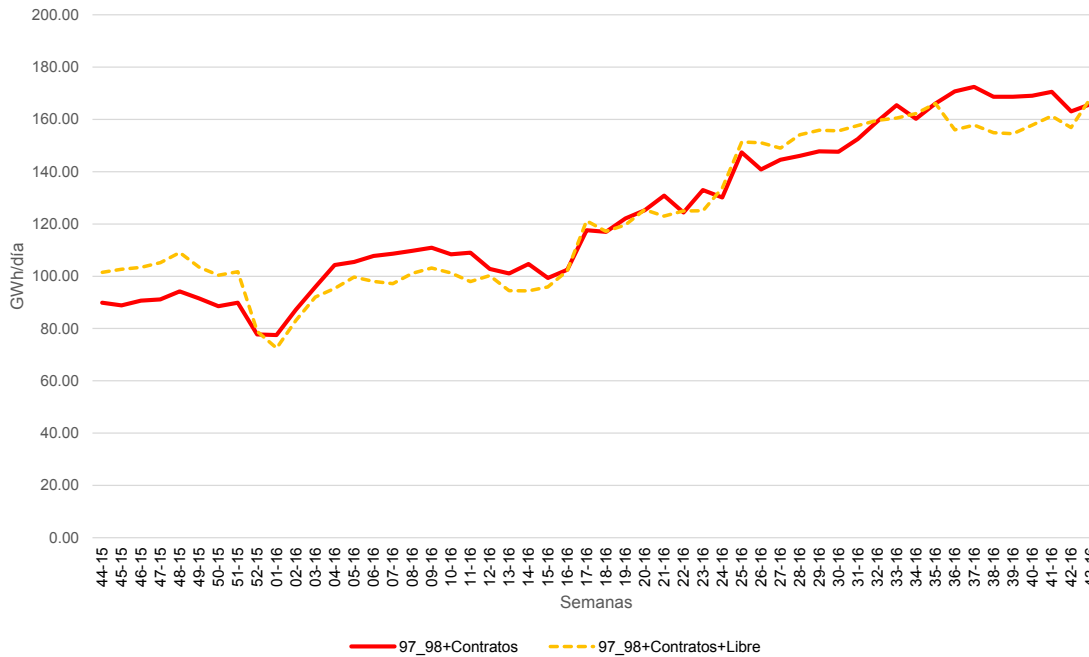
Generación Térmica Líquidos

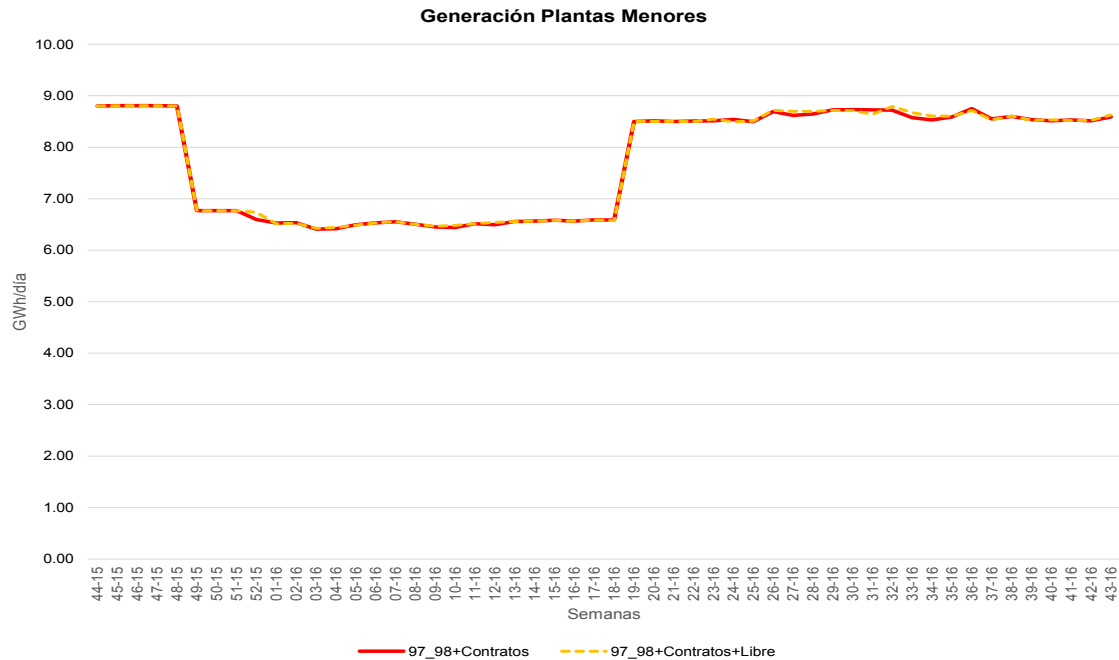


Generación Térmica Agregada



Generación Hidro





De las gráficas anteriores se puede concluir:

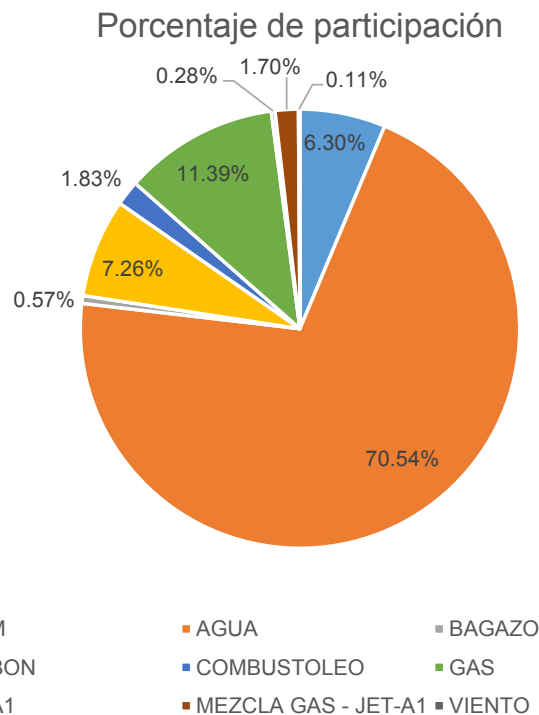
- Respecto a la generación térmica a Gas, el caso que contempló la liberación de este combustible a partir de enero de 2016 evidencia un aporte promedio de 67 GWh-día, lo anterior entre las semanas 1 y 16 de 2016. Si se analiza el caso con los contratos solamente y sin liberación de Gas, la generación térmica aporta al SIN entre esas mismas semanas es 34 GWh-día.
- La generación térmica a base de carbón, para los casos simulados, es en promedio 24 GWh-día.
- El aporte de la generación a base de líquidos con los contratos de suministro de Gas (sin liberación del Gas), muestra un consumo promedio de 27.5 GWh-día entre las semanas 1 y 16 de 2016.
- La generación térmica agregada promedio es de 93 GWh-día desde la primera semana de 2016 y la número 16, para el escenario que contempla la liberación del Gas. Considerando solamente los contratos, el aporte térmico total se reduce a 87 GWh-día. Lo anterior se debe a las capacidades de las plantas, las cuales se reducen por el uso de los combustibles y los mayores Hate Rates (son menos eficientes).
- La generación menor es inferior a 8.7 GWh-día.

El consumo de Gas es en promedio 570 GBTUD para el caso que liberó dicho combustible, ello entre la semana 1 y 16 de 2016. En contraste, para el escenario que tomó en consideración los contratos, los requerimientos no son mayores a 279 GBTUD. Respecto al carbón, sus necesidades son en promedio 250 GBTUD para el mismo periodo.

26. ¿Cómo está conformada la oferta de energía eléctrica en el país, discrimine por tipo de generador, capacidad de generación, y fuente de obtención de energía o tipo de combustible utilizado?

Según información aportada por la UPME, en la tabla y gráfica siguientes se puede observar la distribución actual del parque generador, ello por recurso y capacidad.

Capacidad Efectiva Neta	
Combustible Principal	MW
ACPM	1023
AGUA	11448.878
BAGAZO	93.2
CARBON	1179
COMBUSTOLEO	297
GAS	1848.35
JET-A1	46
MEZCLA GAS - JET-A1	276
VIENTO	18.42
Total general	16229.848



27. En términos de demanda explique ¿cuál es el porcentaje de ésta que se satisface con energía producida en el sector hidroeléctrico y cuál con energía producida en el sector termoeléctrico?

Según información reportada por XM, en el Anexo N° 10 encontrará para los meses de enero a octubre de 2015 la demanda y los valores de generación hidráulica y térmica con la cual se ha cubierto la misma.

28. ¿Cuál ha sido la evolución reciente de las reservas de gas natural de nuestro país?

En la siguiente tabla se presentan las reservas reportadas por las compañías de exploración y producción del país al 31 de diciembre de 2014:

GAS	2013 Tpc	2014 Tpc
Reservas 1P año anterior (1)	5,7	5,5
Producción Anual (2)	0,46	0,45
Balance de Reservas (1) - (2)	5,2	5,1
Reservas 1P certificadas	5,5	4,8
Nuevas incorporaciones	0,0	0
Revaluación	0,21	(0,30)
R/P (años)	12,0	10,7

Fuente: ANH

PRODUCCION GAS AÑO 2014 – Tpc

Cargada a Planta	0,0495
A gasoductos	0,4030
Total Producción Anual	0,4525
Planta Campos Contrato Apiay	0,0056

Fuente: ANH

29. ¿Cuál ha sido la evolución reciente de la demanda de gas natural en nuestro país producto de la política de masificación del uso de este combustible?

Teniendo en cuenta los datos estadísticos con los que cuenta la Unidad de Planeación Minero Energética –UPME- y el Sistema Único de Información –SUI- de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, a continuación se resume la evolución de la demanda de gas natural en millones de pies cúbicos por día (Mpcd) en Colombia para el período comprendido entre los años 2010 a 2014.

Demanda Nacional de Gas Natural (Mpcd).

SECTOR	2010	2011	2012	2013	2014	
Regulado	Residencial	112	118	126	128	131
	No residencial	67	67	68	70	74
TOTAL REGULADO	179	185	194	198	205	
Total No Regulado	682	598	662	784	802	
TOTAL NACIONAL	861	783	856	982	1.007	

Página 18 de 28

Fuente: UPME, SUI.

En general se presenta un crecimiento de la demanda de gas natural entre 2010 y 2014 de 4%, pasando de un total de 5.665.394 usuarios residenciales en 2010 a 7.600.085 en 2014, así mismo, respecto a la cobertura efectiva del servicio a nivel nacional se pasó de un 75% para el año 2010 a un 81% en 2014.

30. ¿Cuál es la destinación de la producción actual de gas natural del país?

Respecto a los usos del gas natural en Colombia, un 2,8% del total se destina a ser quemado, un 4,6% se emplea en consumo interno del campo de producción, un 5,2% se transforma en planta, un 42,1% es entregado en gasoducto para el suministro de la demanda nacional y el restante 45,2% es usado para ser inyectado en yacimiento.

Respecto al 42,1% entregado para el suministro, este se distribuye de la siguiente manera:

Distribución de Gas Natural para la Costa Caribe (Mpcd).

SECTOR	2010	2011	2012	2013	2014
Eléctrico	230	182	166	197	220
Industrial y Comercial	96	92	96	108	92
Residencial	24	27	26	26	27
Petroquímico	11	12	18	21	19
Refinerías y Otros	12	14	14	23	34
GNV	17	16	16	19	35
TOTAL	390	343	337	395	427

Fuente: UPME, SUI.

Distribución de Gas Natural para el Interior del País (Mpcd).

SECTOR	2010	2011	2012	2013	2014
Eléctrico	65	32	57	88	110
Industrial y Comercial	171	162	170	149	156
Residencial	85	91	100	102	103
Petroquímico	1	1	1	1	1
Refinerías y Otros	87	91	131	177	149
GNV	62	63	62	70	62

TOTAL	471	440	519	587	581
--------------	------------	------------	------------	------------	------------

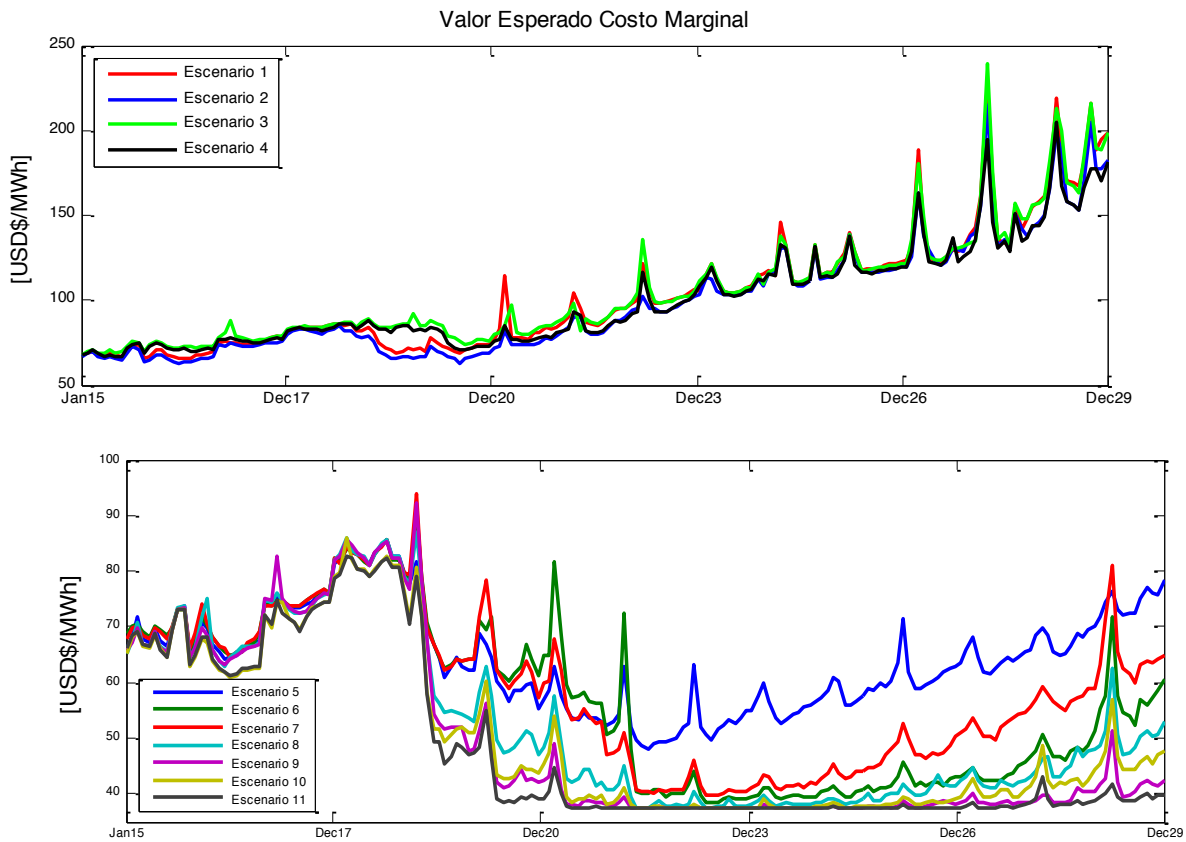
Fuente: UPME, SUI.

31. ¿Cuál será el impacto del escenario de pérdida de autosuficiencia de gas natural previsto por la UPME para el 2018 sobre los costos de generación de energía eléctrica en nuestro país?

Según la Unidad de Planeación Minero-Energética, no es posible identificar claramente el posible efecto de pérdida de autosuficiencia de gas natural sobre los costos de generación de energía eléctrica en Colombia, toda vez que el mercado de gas y el de energía eléctrica se mueve a través de negociaciones entre agentes, donde la UPME no tiene injerencia. La unidad no proyecta precios, sino que estima costos para el modelamiento, los cuales se realizan antes de las transacciones reales entre agentes de mercado.

Para efectos de modelamiento de los costos, en el Plan de expansión 2015-2029, versión preliminar, se presenta la proyección del valor esperado del costo marginal de la demanda, que puede ser homologado al precio futuro de bolsa. En las siguientes gráficas se observa la evolución de dicha variable, considerando solamente la expansión definida por el mecanismo del Cargo por Confiabilidad (escenarios 1, 2, 3 y 4), y expansión adicional a partir del año 2021 para diferentes matrices de generación (escenarios 5, 6, 7, 8, 9 y 10). Vale la pena mencionar que todos los casos simulados consideran disponibilidad de Gas con la planta de regasificación, con su impacto sobre el precio de este energético. Para mayor detalle consultar el siguiente link:

http://www1.upme.gov.co/sites/default/files/Documento_PERGT_2015_2029_Version_Preliminar.pdf



32. ¿A través de que políticas y estrategias planea el gobierno nacional hacerle frente a la posible pérdida de autosuficiencia de gas natural, dadas las consecuencias que esto acarrearía sobre el bienestar de la población y las finanzas públicas?

El Gobierno Nacional consciente de la importancia para el país del sector minero-energetico y del nivel de reservas de gas con las que se cuenta, ha venido trabajando en torno a dos ejes fundamentales que le permitirá aumentar las reservas y aumentar los niveles de producción. Estos ejes fundamentales son: 1. Fomentar la actividad exploratoria costa afuera (aguas profundas y ultra profundas) y 2. Fomentar la actividad en Yacimientos no Convencionales

Para cada uno de estos ejes el Gobierno ha venido trabajando en la elaboración de la reglamentacion necesaria para lograr su desarrollo siguiendo los más altos estandares,

los cuales permitirán el usufructo de los recursos hidrocarburíferos de manera eficiente y responsable con el medio ambiente.

Por lo anterior, el Gobierno Nacional en aras de promover y garantizar el abastecimiento de gas natural a la demanda nacional, ha venido emprendiendo diversas acciones, entre ellas incentivar la oferta de gas natural y mantener el acuerdo de importaciones desde Venezuela para recibir gas a partir del año 2016.

En este sentido se destacan las siguientes medidas:

- Desde el primero de diciembre de 2015, entrará en operación el gasoducto Cartagena – Sincelejo. Esto permitirá traer gas proveniente de los campos de Sucre y Córdoba, los cuales podrá llegar a entregar un promedio de 60 millones de pies cúbicos por día.
- Con el inicio de las importaciones de gas proveniente desde Venezuela, se podrá acceder a casi 40 millones de pies cúbicos por día, las cuales se espera inicien desde enero de 2016, una vez culminada la infraestructura necesaria para su transporte.
- Finalmente, se lograron flexibilizar las ofertas de gas por parte de los productores en el último periodo de negociaciones. Con esto se logra una asignación del gas disponible, tanto de gas firme como interrumpible, más rápidamente, permitiendo tranzar así un mayor volumen de gas durante el próximo año y así aumentar el acceso por parte de la oferta.

Por último, en la actualidad se cuenta con el proyecto de la planta de Gas atural Licuado –GNL- planeado para Cartagena que servirá de apoyo para abastecer las necesidades de la demanda nacional.

33. ¿Cómo avanza el retorno del gas exportado por Colombia a Venezuela según los plazos pactados en el convenio suscrito con el vecino país? ¿A cuántos pies cúbicos de gas por día se piensa acceder a través de este convenio?

Respecto a las exportaciones de gas natural desde Colombia a Venezuela enmarcadas dentro del Contrato de Suministro Internacional de Gas suscrito entre PDVSA GAS S.A. y ECOPETROL S.A. y CHEVRON PETROLEUM COMPANY SUCURSAL COLOMBIA, es preciso aclarar lo siguiente:

De acuerdo con las premisas tenidas en cuenta en términos de la geología y la economía de los yacimientos de gas, después de su puesta en producción el almacenamiento del gas no es posible. En general, el objetivo luego de la entrada en producción de un campo, es diseñar un plateau de producción que permita obtener el mayor valor para el país y monetizar las reservas de forma óptima y esto solo se logra despachando los campos a su máxima capacidad de producción, generando mayores impuestos y regalías para la Nación y entes territoriales, y mayores utilidades para la Nación en el caso de Ecopetrol S.A. Lo que se ha buscado desde la concepción de los contratos de exportación e importación es que durante la época de superávit en Colombia se exporte gas y posteriormente el gas retorne desde Venezuela para suplir parte de nuestra demanda.

Respecto al contrato de exportación, éste fue suscrito en mayo de 2007, con el fin satisfacer las necesidades del vecino país mientras se desarrollaban algunos de sus proyectos de gas natural, como complemento a este contrato, se suscribieron en noviembre de ese mismo año los contratos de suministro y transporte internacional de gas a ECOPETROL S.A. por parte de PDVSA GAS S.A., mediante los cuales se iniciaría la importación de gas desde Venezuela a partir del año 2012.

En lo que respecta al contrato de importación, se ha proyectado como fecha de inicio de entregas el 1 de enero de 2016 hasta el 31 de diciembre de 2027, con base en las conversaciones realizadas con PDVSA GAS S.A. y el constante seguimiento al tema. Al respecto, de acuerdo con la información más reciente, una de las principales fuentes con las que se honraría el contrato inició producción a partir de la segunda semana de julio de 2015 (140 GBTUD) y alcanzaría los 450 GBTUD en diciembre de este año. Por otra parte, las facilidades en tierra para entregar gas de Venezuela a Colombia, avanzan según cronograma e incluso prevén que podrían estar concluidas antes del tiempo estimado.

Respecto a las cantidades a recibir desde Venezuela, la más reciente declaración de gas combustible presentada por ECOPETROL S.A. para el campo Ballena – Guajira, presentó cantidades de importación que corresponden a 39 GBTUD para el año 2016, incrementándose a 85 GBTUD durante 2017, pasando en 2018 a 127 GBTUD, 144 GBTUD en 2019 y cantidades constantes de 150 GBTUD durante el período de 2020 a 2024

34. ¿Cómo avanza la puesta en marcha de las regasificadoras necesarias para facilitar la importación de gas natural a nuestro país?

La regasificadora de la Costa Atlántica cuenta con todos los permisos, licencia ambiental, tiene los contratos de construcción, *master agreement* para Suministro y un desarrollador que está adelantando las obras para que se tenga disponible en el segundo semestre de 2016.

35. Ante la inminente pérdida de nuestra suficiencia en gas natural, ¿Por qué no se ha incentivado por parte del Gobierno Nacional el aprovechamiento del carbón mineral en los procesos térmicos para generar energía?

En la Resolución CREG 109 de 2015 se propone hacer subastas adicionales en donde participen solamente plantas de bajos costos variables, tales como la plantas carbón. En ese sentido, después de pasar por el proceso de comentarios, se estará estructurando la norma para iniciar con este tipo de subastas.

36. Teniendo en cuenta que nuestros costos estimados de energía desperdiciada al año han sido superiores a los 5.000 millones de dólares (UPME, cifras del 2012), ¿Qué medidas tendientes a reducir sustancialmente estas pérdidas de energía ha tomado esta entidad?

Según información reportada por la UPME, es importante aclarar que la responsabilidad de los programas de reducción de pérdidas está en cabeza de los operadores de red de los diferentes departamentos del país, donde la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG ha dado señales para la gestión en la disminución de pérdidas técnicas y no técnicas a dichos operadores, por lo que la UPME no tiene injerencia sobre las medidas que se adelanten en dicho sentido.

Sin embargo, ésta adelanta de manera continua campañas de uso eficiente de energía – URE y realiza estudios energéticos sectoriales de manera permanente con el propósito, de un lado, de conocer la dinámica del consumo y, de otra, de recomendar acciones de eficiencia energética a todos los usuarios. Estos estudios y análisis particulares de los profesionales de la Unidad, se emplean como insumos para elaborar planes y programas nacionales en la materia y la información asociada se difunde a través de los diversos canales disponibles como proyectos que se desarrollan en asocio con otras entidades públicas, gremios, academia, organizaciones multilaterales y a través de publicaciones, página web, eventos académicos, eventos sectoriales, reuniones interinstitucionales, etc.

Ejemplo de ello son los programas que se desarrollan con la industria como el Programa de Gestión Integral de la Energía ejecutado recientemente y cuyo objetivo fue mostrar las bondades de un sistema de gestión energética. Como resultado del programa se cuenta con 583 profesionales formados; 133 auditores internos en ISO 50001 certificados; 5 universidades con líneas de investigación, 65 empresas caracterizadas energéticamente, 12 de las cuales iniciaron la instalación formal del modelo.

Actualmente se lleva a cabo una iniciativa, con apoyo de USAID, para impulsar la ejecución de proyectos de eficiencia energética en la industria, mediante la cofinanciación de la estructuración técnica y financiera de los mismos. A la fecha se cuenta con 8 proyectos en marcha que implican más de \$ 173.000 millones de pesos en inversiones.

Otras medidas que se promueven en el sector industrial, son:

- Pasar de sistemas centralizados de generación de vapor a sistemas descentralizados con calentamiento directo, con lo cual se aumenta la eficiencia entre un 20 y 30% (del 60% al 90%).
- Sustituir calderas de manera masiva (los estudios realizados indican que la edad promedio del parque instalado supera los 23 años)
- Pasar de calderas de parrilla viajera (de carbón y biomasa) con eficiencias del aprox. del 60% a calderas de lecho fluidizado con eficiencias de alrededor del 85%.
- Sustituir motores eléctricos exigiendo MEPS (“Minimum Energy Performance Standard”).
- Implementar buenas prácticas operacionales, con lo que se estima una reducción en el consumo de energía de entre 8 y 15%.

En el sector terciario, se ha ejecutado un estudio que arroja como resultado un potencial de reducción de consumo de 14,8% por cambios tecnológicos en sistemas de iluminación, aire acondicionado, refrigeración y fuerza motriz. Dentro de este potencial se pueden considerar aquellas medidas identificadas por la Unidad mediante la realización de 27 auditorías energéticas a edificaciones de entidades públicas de orden nacional, departamental y municipal durante los años 2012 y 2013 en diversas regiones del país.

Dichas auditorías indican que el potencial de eficiencia energética debido a buenas prácticas es del 5%; a sustitución de equipos actuales por otros más eficientes, del 20%; a la implementación de medidas arquitectónicas, 10% y al posible uso de

energías renovables de alrededor de 2,7%. La Unidad viene apoyando a diversas entidades en la ejecución de algunas de las medidas recomendadas, lo cual tendrá mayor impulso en la aplicación de la ley 1715 de 2014.

En el sector residencial, la Unidad apoya la formulación de una NAMA asociada a mejorar la cadena de la refrigeración doméstica, que incluye: (i) apoyo a los fabricantes nacionales para mejorar sus procesos productivos; (ii) un esquema que le permita a los usuarios finales sustituir un equipo antiguo por uno nuevo que sea eficiente y amigable con el ambiente y (iii) apoyo a la red de gestores de residuos para mejorar la disposición final de los refrigeradores que llegan al final de su vida útil.

En el sector transporte, con el propósito de generar grandes cambios en la matriz energética, la Unidad ha conformado una mesa interinstitucional para formular y ejecutar una hoja de ruta que permita incorporar de manera decidida la participación de tecnologías alternativas limpias (a gas natural, eléctrica e híbrida). En ese sentido se busca actuar sobre los diferentes segmentos como son el transporte masivo de pasajeros, el transporte de carga, los servicios de taxi, flota de entidades públicas y movilidad para particulares (vehículos livianos y motos). Actualmente, la UPME se encuentra trabajando en la afinación de diversos escenarios.

La Unidad también apoya la elaboración de documentos normativos, como la reglamentación de la ley 1715 de 2014 por medio de la cual se regula la integración de las FNCE al sistema energético nacional, instrumento que facilitará la participación es estas fuentes tanto en el SIN como en ZNI, a través de incentivos tributarios, un fondo para apoyar el desarrollo de los proyectos y la venta de excedentes de auto y cogeneración, entre otros.

De otro lado, se desarrolla una estrategia nacional de comunicación en eficiencia energética dirigida a todos los sectores a través de medios masivos, convencionales y no convencionales (radio, medios impresos, televisión nacional y regional, medios digitales, aplicaciones web, publicidad exterior para mobiliario urbano y sistemas de transporte). Esta estrategia podría implicar, en primera instancia un potencial de eficiencia energética entre el 3% y el 5% y en la medida que se mantenga en los medios, el impacto podría ser mayor.

Finalmente, la Unidad está apoyando al Ministerio de Minas y Energía en la definición de una nueva política de eficiencia energética para el país en el periodo 2015-2020, mediante el aporte y análisis de información técnica y propuestas concretas de subprogramas y líneas de acción específicas, tanto transversales como sectoriales.

37. ¿Cuáles son los porcentajes de pérdidas de energía por eficiencia y mal estado de redes de los diferentes generadores, distribuidores y comercializadores que suplen la demanda de los usuarios del sistema interconectado nacional?

Las pérdidas en distribución totales a nivel nacional son del orden de 13% a diciembre de 2013.

38. ¿Qué inversiones en infraestructura de distribución y comercialización se han hecho con el objeto de mejorar estos niveles de pérdida de energía en el sistema interconectado nacional en los últimos 10 años?

Las inversiones ascienden a 1.7 billones de pesos de diciembre de 2013.

39. ¿Qué medidas ha tomado el Gobierno Nacional para el desarrollo de fuentes alternativas de energía que mitiguen nuestra dependencia de la generación hídrica y que sean más limpias que las termoeléctricas que actualmente operan en el país?

La construcción de infraestructura de generación eléctrica es completamente libre, siempre y cuando se cumplan los requisitos técnicos y ambientales correspondientes. Para promover la generación con energías renovables, el congreso nacional expidió la Ley 1715 de 2014 en la cual se dan incentivos para su integración al sistema eléctrico colombiano.

En cumplimiento de dicha Ley el Gobierno ha expedido varias normas las cuales tienen como finalidad incentivar la generación con fuentes no convencionales, las ya mencionadas normas se relacionan a continuación:

1	Decreto 2469 de 2014	"Por el cual se establecen los lineamientos de política energética en materia de entrega de excedentes de autogeneración"
2	Decreto 2492 de 2014	"Por el cual se adoptan disposiciones en materia de implementación de mecanismos de respuesta de la demanda"
3	Decreto 1623 de 2015	"Por el cual se modifica y adiciona el Decreto 1073 de 2015, en lo que respecta al establecimiento de los lineamientos de política para la expansión de la cobertura del servicio de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional y en las Zonas No Interconectadas"
4	Resolución CREG 024 de 2015	"Por la cual se regula la actividad de autogeneración a gran escala en el Sistema Interconectado Nacional (SIN)"
5	Resolución 0281 de 2015 (UPME)	"Por la cual se define el límite máximo de potencia de la autogeneración a pequeña escala"
6	Decreto 2143 de 2015	"Por el cual se adiciona el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015, en lo relacionado con la definición de los lineamientos para la aplicación de los incentivos establecidos en el Capítulo III de la Ley 1715 de 2014.
7	Proyecto de decreto reglamentación del Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía (FENOGE)	De conformidad con la Ley 1437 de 2012, entre el 20 y el 25 de mayo de 2015, se publicó el proyecto de decreto que reglamenta el FENOGE para comentarios

40. ¿Qué mecanismos de supervisión existen sobre las operaciones de la bolsa de energía y explique si existe o no evidencia de especulación?

Dado que las actividades de supervisión, vigilancia y control son competencia de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, es la entidad a responder esta pregunta, por tanto se remitió a ella mediante memorando N° 2015078354 del 6 de noviembre de 2015, como consta en el Anexo N° 4.

Asimismo, se dio traslado a la Superintendencia de Industria y Comercio mediante memorando N° 2015078353 del 6 de noviembre de 2015, como consta en el Anexo N° 11.