

Proyecciones de Demanda de Gas Natural 2015 - 2029

Revisión
Diciembre de 2015

Proyecciones de Demanda de Gas Natural 2015 - 20209
Revisión Diciembre de 2015

*“Strive not to be a success, but rather to be of value”
(Albert Einstein)*

*“No te esfuerces para ser exitoso, sino para generar valor”
(Albert Einstein, Traducción propia)*

República de Colombia
Ministerio de Minas y Energía
Unidad de Planeación Minero Energética, UPME
Subdirección de Demanda

Jorge Alberto Valencia Marín
Director General

Carlos Arturo García Botero
Subdirector de Demanda

German Leonardo Camacho Ahumada
Profesional Especializado

Romel Alexander Rodríguez Hernández
Profesional Especializado

Revisión
Diciembre 2015

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	4
1. ENTORNO ECONÓMICO 2015: BAJOS PRECIOS DE MATERIAS PRIMAS Y LA FORTALEZA DEL DÓLAR, ¿CRISIS O UNA NUEVA ECONOMÍA?	6
2. ECONOMÍA COLOMBIANA AL FINALIZAR 2015: RESILIENCIA EN EL CRECIMIENTO, BAJO LA AMENAZA DE LA INFLACIÓN	15
3. DEMANDA DE GAS NATURAL A NIVEL MUNDIAL Y MERCADO EN COLOMBIA: MUNDOS DISTINTOS.....	24
4. ELASTICIDAD PRECIO – DEMANDA EN EL MERCADO NACIONAL DE GAS NATURAL: MENOR SENSIBILIDAD ANTE MAYORES REQUERIMIENTOS DE CONSUMO.....	30
4.1. Elasticidad Precio – Demanda. Análisis Agregado y Sectorial.....	31
4.2. Elasticidad Precio – Demanda. Análisis Consumo de Hogares.....	33
4.3. Elasticidad Precio – Demanda. Análisis Econométrico: Estimación a Largo Plazo.....	35
5. DEMANDA DE GAS NATURAL	38
6. PROYECCIONES DE DEMANDA DE GN POR SECTORES DE CONSUMO Y POR REGIONES.....	40
6.1. Proyección de Demanda del Sector residencial.....	40
6.2. Proyección de Demanda del Sector comercial.....	41
6.3. Proyección de Demanda del Sector Industrial.....	42
6.4. Proyección de Demanda del Sector Petroquímico.....	44
6.5. Proyección de Demanda del Sector Petrolero (Ecopetrol).....	45
6.6. Proyección de Demanda del Sector Transporte (GNVC).....	46
6.7. Proyección de Demanda del Sector Termoeléctrico	47
8. SEGUIMIENTO A LAS PROYECCIONES DE LAS REVISIONES PREVIAS.....	50
Referencias	52

INTRODUCCIÓN

En el presente documento se presenta la revisión cuatrimestral de la proyección de demanda de gas natural. En comparación con la revisión del mes de junio, la presente revisión se ajusta a la baja de acuerdo a los datos disponibles a agosto¹ del presente año, suministrados por Concentra S.A. Los principales temas de este informe son:

- Análisis del entorno macroeconómico nacional e internacional actualizado a Julio de 2015.
- Seguimiento de la relación entre la demanda de gas natural y ciclo económico.
- Perspectivas del mercado mundial de gas natural.
- Estimación por métodos econométricos y no paramétricos, de las elasticidades precio – demanda de la demanda de gas natural.
- Análisis del crecimiento anual de la demanda de gas natural en los diferentes sectores de consumo
- Revisión de las proyecciones de consumo del sector termoeléctrico teniendo en cuenta la coyuntura de incremento de la demanda de energía eléctrica y de presencia del fenómeno de El Niño hasta Junio de 2016
- Las proyecciones ajustadas de Ecopetrol a 2015 para el período analizado (2015 - 2029).
- Un seguimiento a las revisiones previas, analizando el grado de desviación con respecto a los demandas presentadas en los diferentes sectores.

- Un escenario de proyección de demanda estocástica, partiendo de los escenarios determinísticos alto, medio y bajo.

Como en las revisiones previas se realizó la proyección de la demanda por sectores y regiones de consumo, obteniendo los siguientes resultados:

Tabla 1. Proyecciones de demanda de Gas Natural

DEMANDA DE GAS NATURAL (GBTUD)			
Año	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2015	958	1087	832
2016	1038	1263	898
2017	1073	1202	945
2018	1130	1269	1018
2019	987	1251	861
2020	1045	1297	941
2021	1118	1364	1026
2022	1182	1400	1088
2023	1234	1415	1139
2024	1282	1430	1188
2025	1356	1436	1262
2026	1444	1514	1350
2027	1526	1583	1431
2028	1618	1676	1524
2029	1708	1765	1613

Fuente: UPME, Chevron, Ecopetrol, Concentra 2015.

Con respecto a la revisión de julio, se aprecia un crecimiento de la demanda en el año 2015 como consecuencia de mayores consumos presentados en el sector termoeléctrico por la presencia del fenómeno de El Niño.

Las tasas de crecimiento de cada uno de los escenarios se presentan a continuación:

1./ ¹ Los datos de demanda del sector industrial no regulado fueron proyectados con base en información disponible a mes de junio de

2015, debido a que la información a agosto presentaba cambios significativos en el consumo que están siendo revisados.

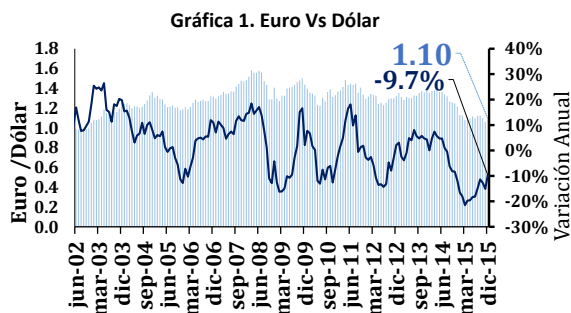
Tabla 2. Crecimiento Demanda Proyectada GN Nacional (%)

% CRECIMIENTO DE LA DEMANDA DE GAS NATURAL			
Año	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2015	7,90%	7,90%	7,91%
2016	-6,97%	5,58%	-19,22%
2017	8,35%	16,20%	7,91%
2018	3,35%	-4,88%	5,26%
2019	5,33%	5,58%	7,69%
2020	-12,68%	-1,43%	-15,41%
2021	5,94%	3,73%	9,32%
2022	6,95%	5,12%	9,02%
2023	5,74%	2,65%	6,06%
2024	4,33%	1,10%	4,71%
2025	3,92%	1,04%	4,25%
2026	5,76%	0,41%	6,21%
2027	6,51%	5,45%	7,00%
2028	5,65%	4,54%	6,04%
2029	6,08%	5,85%	6,48%

Fuente: UPME, Chevron, Ecopetrol, Concentra 2015.

1. ENTORNO ECONÓMICO 2015: BAJOS PRECIOS DE MATERIAS PRIMAS Y LA FORTALEZA DEL DÓLAR, ¿CRISIS O UNA NUEVA ECONOMÍA?

La caída del precio del petróleo de USD 110 a USD 60 en 2014, junto al fortalecimiento del dólar que comenzó a presentarse desde el segundo semestre de 2013, una vez la Reserva Federal de los Estados Unidos estableció el fin de los estímulos monetarios que permitieron salvar de la quiebra y la insolvencia a la banca norteamericana, fueron hechos que se tomaron en la previsión de las economías emergentes como eventos de choque que tenderían a revertirse en el corto plazo. Las previsiones de analistas consideraban que en el 2015 el dólar moderaría su fortalecimiento y que el barril de crudo terminaría sobre USD 75 – 80 el barril. Sin embargo, 2015 termina con un dólar apreciado en: 22% con relación al Euro; 11% con respecto a la libra esterlina; 49% con respecto al rublo; y 42% respecto al peso colombiano (Gráfica 1)



Fuente: Bloomberg (2015)

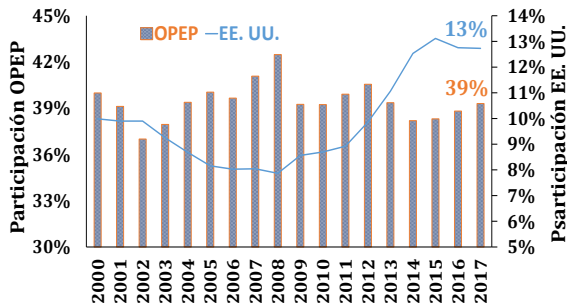
Las razones por las cuáles se esgrimía que el dólar perdería fortalecimiento en el 2015 se asociaban a la recuperación de las materias primas.

En particular, el petróleo había tenido un crecimiento de su oferta de 2,4% en 2014, el más alto hasta ese momento en lo corrido del siglo XXI, gracias a la revolución que en la exploración de hidrocarburos, ha generado la producción no convencional o Shale. El incremento en la oferta, sumado a una demanda de crudo con poco dinamismo, dado un bajo crecimiento de la economía mundial, que desde 2011 crece menos del 3% anual, habían llevado a la caída del precio mundial de los hidrocarburos .

El argumento optimista para 2015, refería a una menor dinámica de producción dado el margen negativo que con los precios de cierre de 2014, tenía la producción shale oil. Los análisis apostaban por una reducción de los inventarios, sustentada en una fuerte dinámica de crecimiento en Europa y Estados Unidos, alimentada entre otros, por el menor costo de la balanza energética alimentada por los combustibles fósiles.

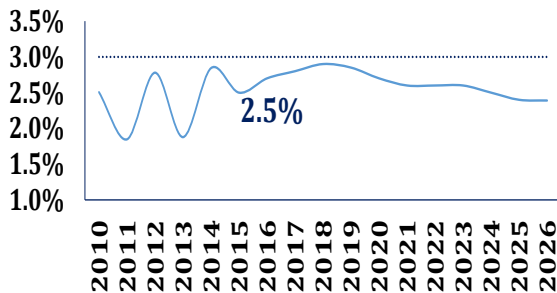
¿Qué sucede entonces en 2015? En primer lugar, la historia de la economía ha mostrado la capacidad de la producción de todo bien, de poder ajustar los costos cuando hay una tendencia a la baja en los precios. A pesar de la reducción de pozos con exploración no convencional y la menor rentabilidad con la técnica del fracking (fracturación de roca de esquisto), la reorganización de la industria de la minería en Estados Unidos, con economías de escala, ha permitido que la producción a noviembre haya crecido 9% anual, y que el petróleo extraído en EE. UU haya pasado de representar el 9% de la oferta en 2009, a ser hoy el 15% del stock total actual de crudo (Gráfica 2).

Gráfica 2. Participación de EE. UU en la producción mundial de Petróleo.



Fuente: EIA – Wood Mackenzie (2015)

Gráfica 3. Crecimiento Económico de EE. UU.



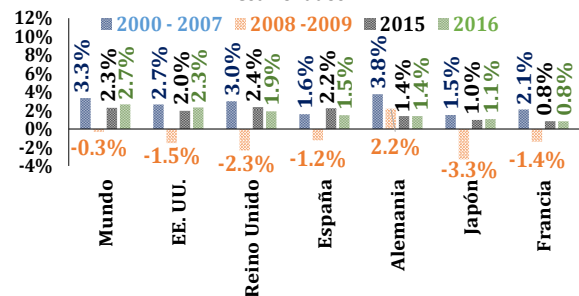
Fuente: EIA – Wood Mackenzie (2015)

A su vez, el crecimiento mundial no da una señal de mejoría contundente. Estados Unidos no consigue, pese a su recuperación, a crecer por encima del 3% anual (Gráfica 3)

Antes de la crisis financiera, EE. UU., crecía en 2.7% anual; para el período 2016 – 2020, su expectativa de crecimiento se ubica en 2.5%. En Europa las tasas de crecimiento no superan el 3%, donde las economías que más crecen, Reino Unido y Alemania, lo hacen en 2.8% y 1.4%. Las previsiones de la banca multilateral indican que en 2017 la economía mundial crecerá 2.7%, pero los países de la OCDE sólo lo harán en 1.9% (Gráfica 4).

Salvo España, ninguna de las economías desarrolladas ha alcanzado el nivel de crecimiento económico previo a la crisis financiera de 2008 – 2009, lo que infiere la posibilidad de un fenómeno de histéresis, es decir, que luego de la crisis, se haya dado una reducción del crecimiento potencial, el cual no reacciona a medidas expansivas de política fiscal o monetaria.

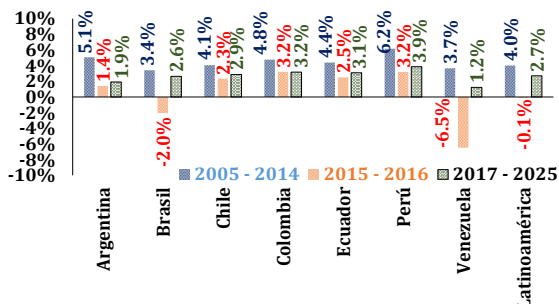
Gráfica 4. Crecimiento Histórico y Proyectado Países Desarrollados



Fuente: Bloomberg (2015)

En Latinoamérica, el crecimiento económico antes y luego de la crisis de materias primas, se mantiene liderado por Perú, Colombia y Chile, quienes sin embargo, están creciendo por debajo de su crecimiento potencial. En el caso de Perú, su crecimiento se reduce en 2015 – 2016 en 3% con relación al que tuvo en la década precedente; la reducción es también significativa en Perú y Colombia, 1.8% y 1.6%. A largo plazo, la preocupación mayor se presenta con la estimación del crecimiento potencial, que se reduce de forma drástica (Gráfica 5). Latinoamérica y el Caribe, como región en conjunto, crecería potencialmente a 10 años en 2.7%, cifra 1,3% inferior al crecimiento de la región entre 2005 y 2014.

Gráfica 5. Crecimiento Histórico y Projectado Países Latinoamericanos



Fuente: Bloomberg (2015)

En la previsión de crecimiento de largo plazo, ninguna economía tiende a crecer más de 3,5% anual, tasa que es insuficiente para conseguir niveles de ingreso per cápita en la región, que se acerquen al nivel promedio de los países de la OCDE (USD 44.200 a 2014).

El desempeño más discreto lo presentan Argentina, Brasil y Venezuela, quienes explican el crecimiento negativo promedio previsto en Latinoamérica entre 2015 y 2016.

Argentina ha reducido su crecimiento de 5,1% a 1,4%; en el caso de Brasil, la caída ha sido la más drástica de la región, descendiendo de 3,4% a -2,6%; las previsiones apuestan a una recuperación, impulsada por la mayor competitividad de sus exportaciones en manufacturas, debido a la fuerte depreciación del real, y la inversión pública que acompañará la realización de los próximos juegos olímpicos a escenificarse en la ciudad de Rio.

Venezuela encara las previsiones menos optimistas: a pesar de haber tenido a su favor un alto precio del petróleo de 2005 a 2014, su economía apenas creció en 3,7%; la falta de diversificación de su economía, junto a la alta

dependencia del gasto público que está anclado a la renta petrolera, junto a una perspectiva pesimista en los precios del crudo, explican su crecimiento negativo entre 2015 y 2016, - 6,5%, siendo hasta el momento junto a Brasil, las únicas economías de la región que terminarán 2015 en recesión. A largo plazo, las previsiones de crecimiento en Venezuela son modestas: 1,2% anual promedio durante los próximos 10 años, lo cual conduciría a una pérdida de posicionamiento de su economía en la región y su menor atractivo como socio comercial.

A futuro América Latina enfrenta cinco riesgos que condicionan la estabilidad macro de la región: riesgo político, riesgo emisor, riesgo inflacionario, el riesgo de precios de mercado de materias primas, y el incremento en las tasas de interés externas (impulsada por la FED) todos relevantes y capaces de poner a la región en una situación de alto riesgo como sucediera con la crisis asiática en 1997 – 1998 y la crisis de 2001 – 2002 derivada del default de Argentina y la crisis de deuda externa de Rusia y Brasil.

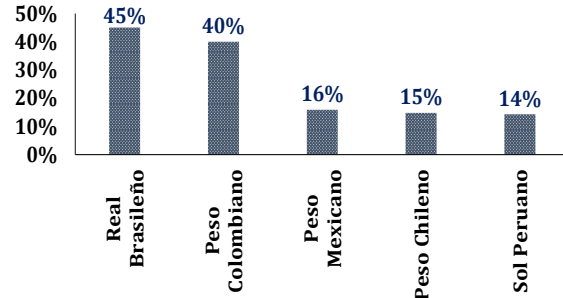
En primer lugar, el riesgo político que está asociado a: a) un cambio de orientación en el modelo de Gobierno, política económica y la relación Estado – Economía relacionado con el ciclo electoral; b) impacto negativo que en la popularidad de los Gobiernos ha marcado un entorno hostil con la caída de precios en materias primas, el aumento del dólar, y el ajuste fiscal subyacente.

En cuanto al ciclo electoral, luego de dos décadas donde ha prevalecido la orientación de la izquierda en los Gobiernos elegidos de forma democrática en Latinoamérica, ha comenzado a darse un cambio de tendencia

hacia la derecha (con una moderación de su discurso y una propuesta social incluyente). La reciente elección de Mauricio Macri como Presidente de Argentina (Primer Presidente en casi un siglo, sin orientación socialista ni proveniente del Radicalismo, el Justicialismo o el Peronismo), de Enrique Peñalosa como Alcalde de Bogotá, la capital de Colombia (luego de 12 años de Alcaldías de partidos de izquierda), y la victoria de la Oposición de derecha en Venezuela en las elecciones legislativas, evidencian un desgaste de los Gobiernos de centro – izquierda, que los mercados interpretan como un nuevo aire para la inversión privada, el replanteamiento del Estado y el gasto público en su rol en la economía (hacia un rol menos protagónico y más enfocado en la regulación), y el paso a una mayor apertura de la región.

El segundo riesgo, se relaciona con el deterioro de la calificación de la deuda y el mayor perfil de riesgo de la región. Excepción de Venezuela Y Argentina, las demás economías grandes de Latinoamérica, tienen grado de inversión, el cual puede replantearse en cabeza de Brasil, dado el fuerte deterioro de sus cuentas fiscales. Con la devaluación, que se ha presentado por dos años consecutivos (2014 – 2015), el servicio de la deuda externa se ha incrementado ostensiblemente, poniendo en riesgo la sostenibilidad de las finanzas públicas, siendo los casos más críticos, los de Brasil, Argentina y Venezuela (Gráfica 6).

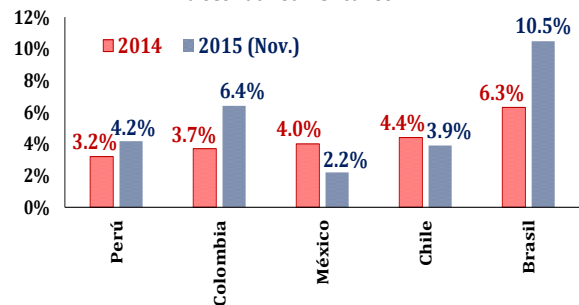
Gráfica 6. Devaluación Anual a Dic. 2015. Monedas Latinoamericanas Vs. Dólar



Fuente: Bloomberg (2015)

El tercer riesgo se asocia al fuerte brote inflacionario, que ha generado el incremento del dólar (a través de los bienes transables) y que ha llevado al desborde de expectativas inflacionarias, y el endurecimiento de la política monetaria. Un caso visible es el de Colombia, que luego de haber tenido la inflación más baja de la región junto a Perú, presenta a noviembre de 2015, una inflación de 6,4%, superior en 2,4% al nivel de inflación objetivo. Argentina y Brasil presentan niveles de inflación de 16% y 10% respectivamente, siendo los países con los niveles más altos de inflación (Gráfica 7).

Gráfica 7. Inflación Anual (12 meses) Países Latinoamericanos



Fuente: Bloomberg (2015)

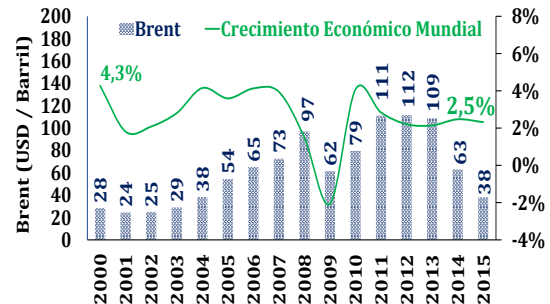
El mayor riesgo con una inflación que no pueda controlarse en el corto plazo, es el incremento en costos que afecta generación de empleo y productividad, además de las

dificultades que genera en la negociación del salario mínimo, hecho que tiene una directa repercusión en la fijación de precios en el resto de la economía. Así mismo, el control de la inflación implica el aumento en el nivel de las tasas de interés por parte de la banca central para contrarrestar las presiones por el lado de la demanda, hecho que restringe la capacidad de consumo y crédito de los hogares y empresas, lo que condicionaría la recuperación económica de la región, sustentada en el consumo, la inversión, y el sector terciario.

El riesgo de precios de materias primas está asociado a establecer hasta cuanto puede llegar a caer el precio de las materias primas. En particular, el petróleo como principal driver de las materias primas, sigue una tendencia descendente desde junio de 2014 cuando luego de alcanzar los USD 105 (Referencia Brent), comenzó a tener una drástica caída, terminando el año anterior en USD 62,6 y el presente año en un rango de USD 35 – USD (Gráfica 8). La oferta mundial de petróleo que en 2014 había crecido 2,3%, en 2015 lo ha hecho en 2,5%, alcanzado 95 millones de barriles diarios de producción, superior en 1,4 millones a la demanda, la cual creció 1,4%, 0,5% por encima del incremento en 2014 (Gráfica 9). La OPEP (Organización de Países Exportadores de Petróleo) y del que hacen parte Ecuador y Venezuela ha perdido influencia en la formación de precios, lo que se deriva de la reducción en la participación de producción de crudo.

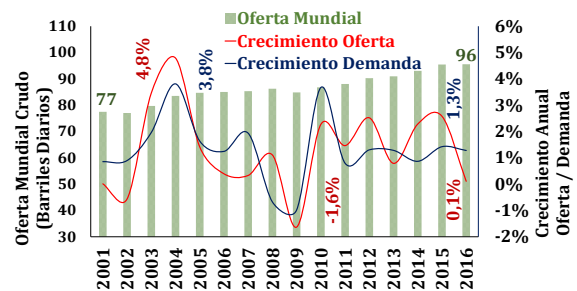
Mientras en 2008, la OPEP constituía el 43% de la producción de crudo, en 2015 este porcentaje se ha reducido al 39% (Gráfica 2).

Gráfica 8. Petróleo – Economía
Precio Brent Vs Crecimiento Mundial



Fuente: Bloomberg – EIA (2015)

Gráfica 9. Evolución Histórica
Oferta – Demanda Petróleo

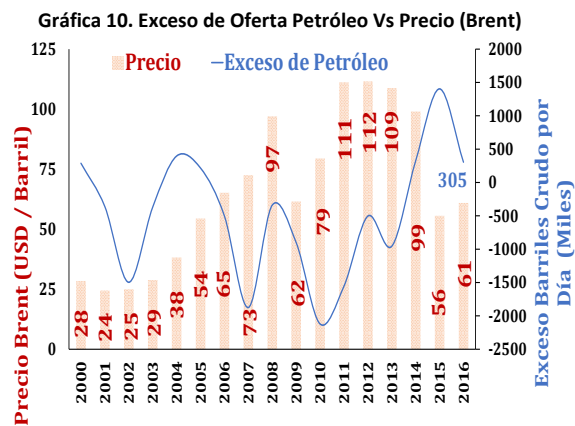


Fuente: Bloomberg – EIA (2015)

Venezuela, desde 2004 ha reducido su cuota en la OPEP del 8% al 6%, evidenciando los problemas que su firma estatal PDVSA como consecuencia de la menor productividad de los yacimientos y políticas que han reducido la participación de la inversión extranjera y han reducido el capital humano disponible para la exploración. A esto se suma los problemas financieros que enfrenta la forma, consecuencia de la menor cotización del crudo en el mercado.

Si se contrasta el comportamiento de los excesos de demanda con el precio actual (Gráfica 10), la proyección de excesos para 2016 (315 mil barriles diarios) suponiendo que la OPEP mantiene su producción de 2015

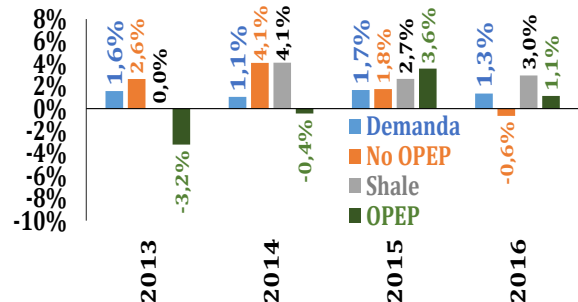
(31,5 millones de barriles diarios) es similar a la de 2004 con un precio de crudo de USD 38. De acuerdo al informe de la OPEP de Diciembre de 2015, la supresión del excedente de crudo, sería posible con una oferta de crudo de sus miembros, que no superara los 32 millones de barriles diarios, y un crecimiento anual de la demanda, al menos de 1,3% en 2016 (Gráfica 11).



Fuente: Bloomberg – EIA (2015)

No obstante, la decisión de la OPEP de no recortar su producción, ha sido vista por el mercado como una señal de mayores excesos de oferta, en vista del impacto que la supresión del embargo comercial de Irán tendrá. Irán es el país de la OPEP con mayores reservas probadas de crudo; con el embargo comercial al que fue sometido por parte de EE. UU. desde 2012 (con el respaldo de la Unión Europea) en razón de sus políticas de uso de energía nuclear.

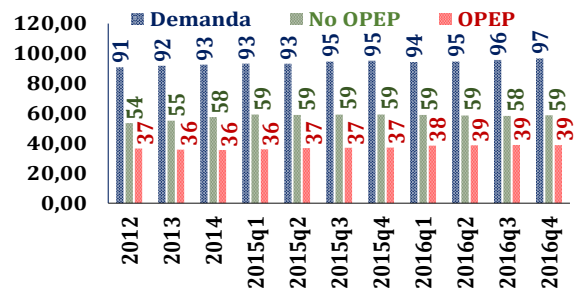
Gráfica 11. Escenario OPEP Variaciones Anuales 2016



Fuente: Bloomberg – EIA (2015)

Irán planea triplicar su producción de hidrocarburos a 2025, y en razón del bajo costo de exploración, está en capacidad de soportar precios aún más bajos (USD 20) hecho que inquieta a los analistas quienes prevén que entre 2016 y 2017 Irán incrementará en al menos 1,3 millones de barriles diarios de crudo su producción (Escenario Irán Plus, Gráfica 12), retornando al nivel de 4 millones de barriles diarios que producía antes del embargo.

Gráfica 12. Escenario Petróleo Irán Plus Millones de Barriles Diarios de Crudo 2016

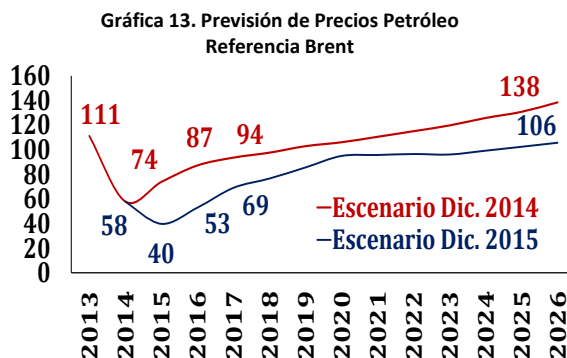


Fuente: EIA – Cálculos UPME (2015)

Bajo este escenario, el exceso de oferta de crudo podría ubicarse en al menos 2 millones de barriles diarios en 2016, siempre y cuando los países que no son miembros de la OPEP, reduzcan su producción dada la menor

rentabilidad del petróleo con los niveles actuales de precios.

La previsión de precios a partir de la combinación de escenarios de la EIA y Wood Mackenzie, a 2016 y 2017, para la referencia Brent, indican que podría ubicarse en USD 53 y USD 69 respectivamente (Gráfica 13), nivel que ubicaría al petróleo en niveles de precio similares a los que antecedieron a la crisis financiera (2006 – 2007), escenario que para cumplirse requiere de la supresión de los excesos de oferta, la caída en la producción de Shale Oil, y una mayor dinámica de crecimiento de la demanda, impulsada por el menor precio de los combustibles.



Fuente: EIA – Wood Mackenzie (2015)

No obstante, la firma Moody's revisó en diciembre (a la baja) su previsión del precio de la referencia Brent al finalizar 2015 de USD 53 a USD 43 y la referencia WTI a 40, considerando que el incremento en la producción de crudo de Irán, neutraliza la reducción que tuviera la producción Shale Oil en EE. UU.

A pesar de la recuperación que el precio del petróleo pudiera tener, los niveles de USD 53 o de USD 69, no son suficientes para revertir

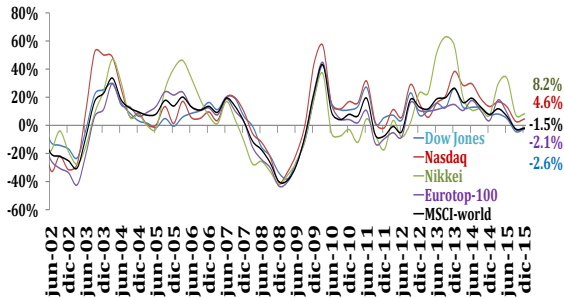
el deterioro financiero que enfrentan las compañías del sector minero – energético a nivel mundial.

De hecho, la caída adicional en los precios que se presentó entre noviembre y diciembre, llevando el crudo por debajo de los USD 40, llevó a firmas como Ecopetrol y Petrobrás a un fuerte recorte de su nivel de inversiones, la desinversión de activos no estratégicos, y financiamiento a través de contratación de créditos con la banca, y deuda corporativa. En el caso de Ecopetrol, la principal firma de exploración en Suramérica junto a Petrobrás, la inversión en 2016 es 40% inferior a la de 2015, y se sustenta en la reducción de costos por dilución de crudos pesados, la renegociación de contratos, y la reducción de gastos corporativos

El último riesgo se asocia con el posible aumento en las tasas de interés externas, luego del anuncio de la Presidente de la FED, Janet Yellen, de un posible incremento en las tasas de interés en el mes de diciembre, luego de casi 7 años (desde Enero de 2009) que las tasas de interés para fondeo de la banca, en EE. UU. se ubican en 0 – 0,25%.

Con un mayor nivel de las tasas de interés externas, principalmente en Estados Unidos, la aversión al riesgo en invertir en economías emergentes se incrementará, por lo que el nivel de riesgo país aumentará para la región como ya ha venido sucediendo desde el segundo semestre del año anterior.

Gráfica 14. Rentabilidad
Índices Bursátiles Mundiales



Fuente: Bloomberg (2015)

En el rebalanco del MCSI, se ha venido dando una disminución de deuda emergente de la región, que se ha reflejado en la disminución de los índices de bolsa de Latinoamérica, lo que contrasta con el buen comportamiento que ha presentado la bolsa en países desarrollados (Gráfica 14), tomando como referencia el comportamiento reciente de los índices Nasdaq y Nikkei, los cuáles a diciembre de 2015 tuvieron una rentabilidad anual de 4,6 y 8,2% respectivamente.

El riesgo de un incremento en las tasas de interés lleva a un aumento de la tasa de retorno del inversor en títulos de deuda emergente, por lo cual se encarece la colocación de bonos sea públicos o relacionados con deuda corporativa, lo que encarece el financiamiento de los países emergentes, incrementándose de manera estructural el costo de capital por cuanto se pactan desde el inicio de los créditos o en las condiciones faciales de las colocaciones de deuda, tasas de interés de mayor nivel, sin contar con el incremento que a largo plazo genere el incremento del tipo de cambio desde el desembolso de recursos sobre los abonos a capital y pago de intereses.

La reducción en la calificación de deuda de países representativos de la región como Brasil o México es un factor subyacente, con el incremento en el nivel de tasas de interés externo; sumado con la devaluación, hace vulnerable la situación fiscal de la región. El más importante mensaje que está dejando la crisis de materias primas, es el de revisar a profundidad la composición de la dinámica de crecimiento económico de los países latinoamericanos.

El hecho que los precios del petróleo, el carbón, el cobre o el gas sigan bajando aun a pesar de una menor dinámica de la oferta, muestran que más que una crisis, el mundo entra en un nuevo ciclo donde los países desarrollados vuelven a atraer flujos de inversión extranjera directa o de portafolio, y la exportación de materias primas deja de ser factor preponderante en la recuperación económica.

La devaluación de las monedas de referencia de la región como el real, el peso chileno, o el peso colombiano, se constituye en un factor que debe impulsar las exportaciones de manufacturas, aunque a medida que las economías profundizan su apertura, los beneficios de la devaluación a priori son menores frente a un tipo de cambio de menor valor, debido al impacto positivo que éste último tiene sobre la inversión en bienes de capital, e importación de recurso humano y tecnológico. Luego de una década de boom de las economías emergentes, lo que ha seguido desde 2013, es un reacomodamiento de la economía mundial, que ha tomado tiempo y que se vislumbra aun distante de terminar.

Es probable, dados los desbalances en cuenta corriente y finanzas públicas en Latinoamérica, que haya un margen adicional para presenciar incrementos en la cotización del tipo de cambio en la región, y una mayor diversificación de la inversión extranjera que comienza a ver claramente en la tendencia de la tercerización de las economías de la región, una oportunidad de retorno mayor a mediano plazo.

Este hecho plantea nuevos retos para la planeación minero – energética. Con un crecimiento impulsado por sectores que son menos intensivos en el uso de energía, como el comercio y la banca, los planes de expansión habrán de tener un estudio más detallado, en aras de no sobreestimar la demanda, dado el alto costo de oportunidad que tiene la inversión pública involucrada en los proyectos de expansión.

Así mismo, el costo de las energías renovables, y la búsqueda de alternativas al uso de combustibles líquidos para atender la demanda del sector transporte, tienden a incrementarse por el menor costo relativo de los combustibles fósiles. Esto supone la necesidad de buscar mecanismos que a largo plazo estimulen el uso de fuentes alternas de energía, que se complementen con estímulos tributarios como los consignados en el caso de Colombia con la ley 1712 de 2014. Para tal propósito, la OCDE ha sugerido incrementar la tributación por demanda de combustibles fósiles, para desestimular su uso, y diversificar la balanza energética, a través de la mayor participación de energías renovables.

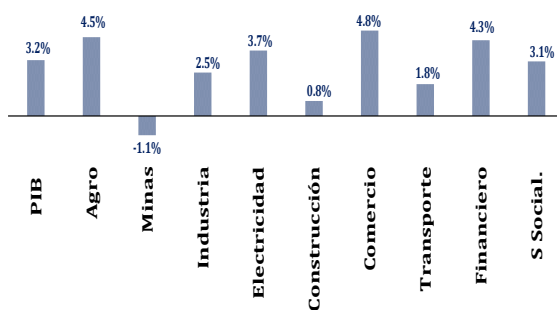
Se trata entonces de buscar en este nuevo entorno macroeconómico, señales de una economía diferente más que señales de crisis. Y que en ésta identificación de nuevas señales, se revisen las estrategias que generen crecimiento económico, y en el caso del sector minero – energético lleven a considerar una revisión de su rol en la dinámica de crecimiento, más allá de la explotación de recursos, encaminada en la atención de una demanda sostenible de energía acorde con el fortalecimiento de la tercerización de las economías en la región.

2. ECONOMÍA COLOMBIANA AL FINALIZAR 2015: RESILIENCIA EN EL CRECIMIENTO, BAJO LA AMENAZA DE LA INFLACIÓN

El crecimiento económico colombiano ha mostrado un desempeño mejor a las expectativas de los agentes para 2015. No obstante, que al comenzar el año, se revisó a la baja la proyección de crecimiento merced a la caída vista en las materias primas en el segundo semestre de 2014, el pesimismo no se ha trasladado al consumo, principal motor de la economía por el lado de la demanda.

Los datos al termino del tercer trimestre del año, muestran que Colombia crece al 3,2% siendo junto a Perú, las economías de mayor crecimiento en la región. En los datos recientes publicados por el DANE, sobresale el desempeño del comercio (4,8%), el sector financiero (4,3%), el sector agrícola (4,5%) y la industria (2,5%); la construcción (3,7%) y el transporte (1,8%) son los sectores que han perdido mayor dinámica de crecimiento con relación a 2014 (Gráfica 15).

Gráfica 15. Crecimiento Económico Colombia – Sectores



Fuente: DANE (2015)

En el caso de la industria, su recuperación se da luego de cinco trimestres consecutivos de crecimiento negativo (desde 2014q2), lo que se da acompañado de un mayor esfuerzo

tributario hecho por el sector, luego de la última reforma tributaria que incrementó la carga impositiva a las empresas, y un mayor nivel de precios en la economía, motivado por el incremento en el tipo de cambio y la presencia de un fenómeno del niño como evento climático, intenso y prolongado, que ha incrementado la demanda de energía eléctrica y el consumo de gas natural. Tanto la industria como la agricultura tienden a beneficiarse de una mayor demanda interna merced a la mayor competitividad de sus precios, dada la fuerte devaluación del peso.

La economía colombiana que comenzó creciendo en el primer trimestre 2,8%, ha venido de menos a más, reflejando una resiliencia notable, dado que con la coyuntura de bajos precios en las materias primas, el sector minero en el que soportó parte de su alto crecimiento entre 2010 y 2014, crece negativamente, al contraerse en 2015q3, en 1,1% anual. Las previsiones oficiales de crecimiento para 2015 se ubican en 3,4%, cifra aunque inferior al crecimiento de 2014 (4,6%) es superior al incremento de la población (1,8%) por lo que conduce a incrementos en el nivel de ingreso per cápita del país.

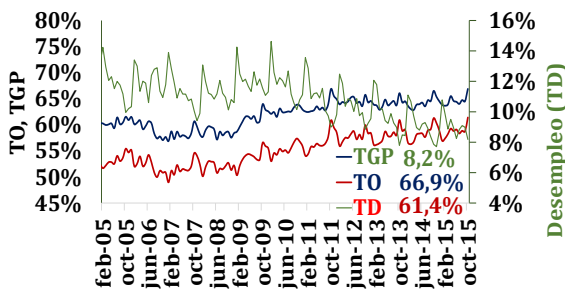
El consumo de los hogares y la inversión son los responsables porque la economía colombiana mantenga un crecimiento mayor al 3%. Al terminar el primer semestre de 2015, el consumo de los hogares crece 4,2% anual, mientras la inversión lo hace en 6,7%.

El ajuste es visible en el gasto público, que para el mismo período creció 3,2%, que es la tercera parte aproximadamente, de la tasa de crecimiento que presentaba un año atrás (8,8%). El bajo nivel que aún, en términos

históricos, presentan las tasas de interés, en un rango de 10% - 12% anual, ha estimulado el crecimiento de la demanda interna, a pesar que se haya moderado, debido al impacto producido por la caída en los precios del petróleo y el carbón.

El principal ganador con la estabilidad en materia de crecimiento económico que el país ha mantenido, ha sido la generación de empleo. Las cifras del mercado laboral a 2015q3 muestran que se mantiene una tendencia creciente en la tasa de ocupación (61,4%) así como en la tasa global de participación (66,9%). En consecuencia, la tasa de desempleo, a octubre en 8,2%, se ubica acorde a la tendencia descendente que presenta en lo corrido de la década, aunque mes a mes, desde agosto la tasa de desempleo de 2015 ha sido mayor a la presentada en 2014 (Gráfica 16).

Gráfica 16. Indicadores Mercado Laboral Colombia



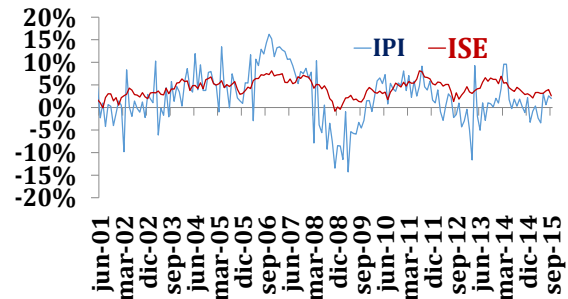
Fuente: DANE (2015)

Los indicadores líderes muestran también un desempeño satisfactorio, a pesar de la desaceleración de la actividad económica.

El índice de seguimiento de la actividad económica muestra un crecimiento al mes de septiembre de 2,6%, y en promedio, ha estado en el 3% anual a lo largo de 2015. Por

su parte, el índice de producción industrial (IPI) a septiembre de 2015 creció en 2%, siendo éste el tercer mes consecutivo en que presenta un crecimiento positivo, lo que confirma la recuperación aunque incipiente de la actividad industrial (Gráfica 17).

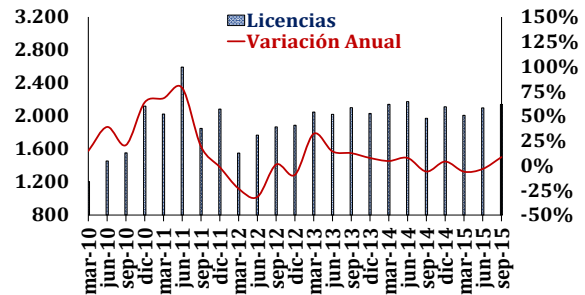
Gráfica 17. IPI - ISE Colombia



Fuente: DANE (2015)

En cuanto a la construcción, las licencias (área aprobada para construcción) han crecido en promedio 8% durante el 2015q3, y 46% si se toma el dato puntual de septiembre en donde el área aprobada para construcción alcanzó los 2,4 millones de metros cuadrados (Gráfica 18).

Gráfica 18. Área Aprobada (Miles de M2) Licencias Construcción

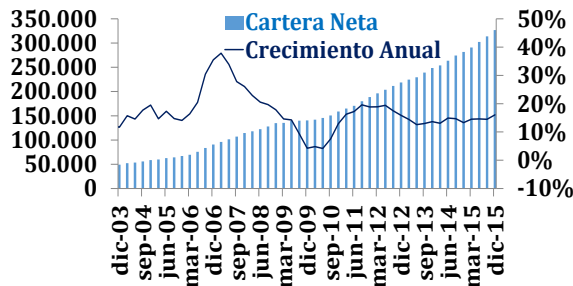


Fuente: DANE (2015)

La colocación de crédito muestra que a pesar de una moderación en cuanto refiere al crédito de consumo, sigue creciendo a tasas altas. La cartera neta total (quitando

provisiones) del sector financiero crece a noviembre de 2015 a una tasa de 27% anual (Gráfica 19), inferior a la tasa de crecimiento de 2014 pero en línea con el promedio al que ha crecido el crédito bancario durante la presente década (26%).

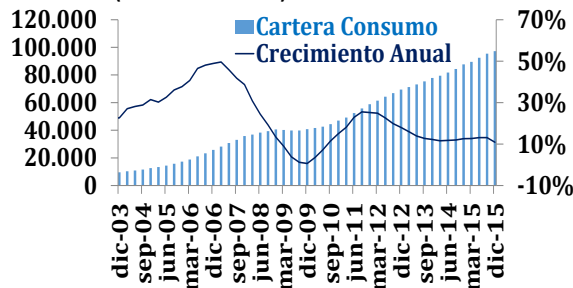
Gráfica 19. Cartera Neta (Millones de Pesos) Sector Financiero Colombiano



Fuente: Banco de la República (2015)

Respecto al crédito de consumo, su crecimiento muestra una mayor moderación (10,9% anual) con una tendencia a la baja en los dos últimos años (Gráfica 20). Sin embargo, que el crédito de consumo crezca a la mitad del crédito total, evidencia un sano nivel de endeudamiento de los hogares, y una mayor diversificación de la colocación de cartera, enfocado hacia la actividad productiva.

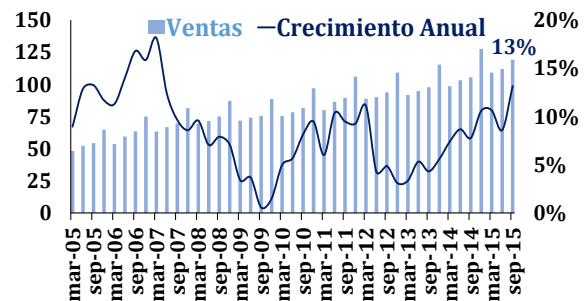
Gráfica 20. Cartera de Consumo (Millones de Pesos) Sector Financiero



Fuente: Banco de la República (2015)

El comercio minorista septiembre de 2015, presenta un crecimiento anual de 2,8%, y en promedio para el presente año de 3,8%, la mitad del crecimiento de 2014 (7,5%), pero que logró sobreponerse al mal dato del mes de abril, cuando tuvo un crecimiento negativo de 1,1% (Gráfica 21).

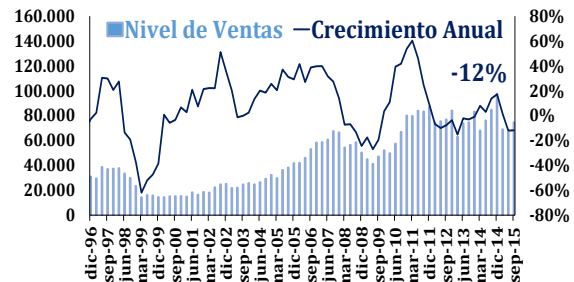
Gráfica 21. Ventas Comercio Minorista



Fuente: DANE (2015)

El renglón que más ha sentido el impacto negativo de la devaluación del peso y el incremento del precio del dólar, ha sido la venta de vehículos, que a septiembre de 2015 muestra una caída del 12% anual: se estima que al finalizar al año, las ventas de vehículos podrían estar entre 290 mil y 300 mil unidades, cifra similar a la de 2013, cuando el tipo de cambio era COP 1800 promedio (Gráfica 22).

Gráfica 22. Venta de Vehículos Colombia



Fuente: DANE (2015)

No obstante el buen desempeño económico, en medio de las dificultades que la caída de los precios de las materias primas ha producido, Colombia enfrenta tres amenazas serias que pueden comprometer su estabilidad macroeconómica: a) la excesiva devaluación del peso, en medio de mayores necesidades de financiamiento externo para la realización de obras públicas para corregir el rezago en infraestructura; b) el incremento en la inflación, a noviembre en 6,4% anual, 2,4% por encima de la meta (límite superior) y c) el déficit en cuenta corriente, que al finalizar 2015, se ubicaría en 6% del PIB.

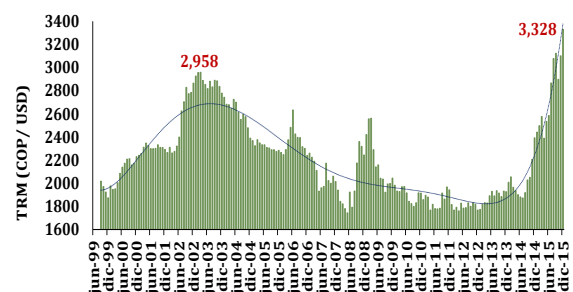
La devaluación del peso colombiano ha venido presentándose desde el cuarto trimestre de 2013. Colombia completará en 2015, tres años consecutivos, terminando con una depreciación de su moneda frente al dólar, evidencia del cambio de dirección de los flujos de capital y el efecto flight to quality que domina decisiones de inversión desde el discurso del Ex – Presidente de la FED Ben Bernanke, cuando aun estando él al frente de la Banca Central de Estados Unidos, en 2013, anunció el fin de los estímulos monetarios, que permitieron el rescate (y mantener la solvencia) del sistema financiero de Estados Unidos y Europa Occidental.

La devaluación como fenómeno macro, según las causas que la generan, puede ser de carácter transitorio, como permanente a mediano plazo, sujeta al régimen cambiario que tenga la economía donde se presenta. En el caso de Colombia, donde hay un régimen de libre flotación desde septiembre de 1999, con una intervención discrecional de la banca central, la devaluación obedece principalmente a una expectativa de menor oferta de divisas, por:

a) el menor valor de las exportaciones que se asocian con el petróleo y el carbón, las cuales representan el 56% del valor total de las exportaciones nacionales b) el menor flujo de inversión extranjera, 2015q2 se redujo 19% debido en gran parte al recorte en inversión de la actividad minera; c) el menor flujo de inversión de portafolio, por liquidación en la posición de inversión en activos emergentes, por parte de la banca de inversión y los Hedge Fund; d) la mayor demanda de divisas del exterior, principalmente del Gobierno, ante la previsión de un aumento en tasas de interés por parte de la Reserva federal de Estados Unidos.

El peso colombiano a diciembre de 2015 se ha devaluado 40% en el último año, siendo junto al real brasileño, las dos monedas que más se depreciaron con respecto a la divisa norteamericana (Gráfica 23). La razón de porque estas dos economías han tenido una mayor volatilidad cambiaria, se asocia a que se identifican como Oil, para el mercado.

Gráfica 23. Tasa de Cambio (TRM) COP / USD
(Peso Colombiano Vs Dólar Americano)



Fuente: Banco de la República (2015)

Si bien el cobre la soya y el níquel también han visto reducida su cotización, su caída es menor a la del petróleo, razón por la cual, el peso chileno o el sol peruano han tenido una

menor depreciación (Gráfica 6), aunque alta para su nivel histórico de la última década.

Aunque el Banco de la República anunció la reactivación del mecanismo de opciones call para que el mercado compre divisas al banco central e incremente su oferta, y corrija a la baja, la formación de precios de la divisa, su intervención sólo podrá darse cuando el tipo de cambio se ubique 4% por encima o por debajo de su media móvil de los últimos 20 días hábiles, y se haya vencido el plazo para ejercer las opciones put o call de la última subasta. La cautela con la cual el Banco Central ha decidido actuar es acorde con la necesidad de evitar una disminución que pueda ser innecesaria como importante del nivel de reservas internacionales, que actualmente rondan los USD 50 mil millones.



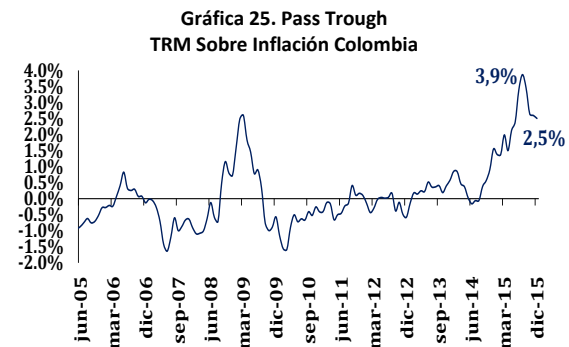
Fuente: Banco de la República (2015)

Los analistas vislumbran para 2016 – 2017 una corrección en la trayectoria del tipo de cambio, condicionado a un endurecimiento gradual de la política monetaria de la FED (Gráfica 24).

Además, con el aumento en el déficit en cuenta corriente sumado al mayor valor de las importaciones, el nivel mínimo de reservas internacionales para cubrir el monto de las

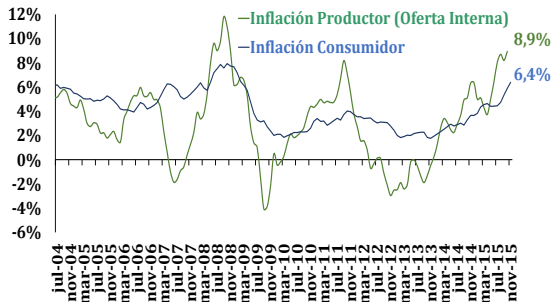
obligaciones financieras y comerciales de corto plazo se incrementa, razón que explica la actitud conservadora con la cual el Banco de la República ha querido actuar en la actual coyuntura de volatilidad cambiaria. Es evidente que el Banco ha aprendido la lección de la crisis 1998 – 99 cuando bajo el régimen de banda cambiaria, intervino de forma reiterada, sin conseguir moderar la volatilidad cambiaria en aquel entonces.

El segundo riesgo que enfrenta la economía colombiana es la inflación, subyacente al riesgo cambiario. Con la devaluación, el efecto pass – trough (Gráfica 25) ha venido sintiéndose con más fuerza mes a mes, en los indicadores de inflación básica. La inflación de precios al consumidor, a noviembre de 2015 es de 6,4%, y la inflación al productor (Oferta Nacional) es de 8,9%. Teniendo en cuenta que la meta de inflación se ubica en un rango de 2% – 4%, es evidente el desborde de la inflación y la compleja tarea que enfrenta el Banco de la República en su propósito que esta retorne al rango objetivo de 2% - 4% en 2016 (Gráfica 26).



Fuente: Cálculos UPME (2015)

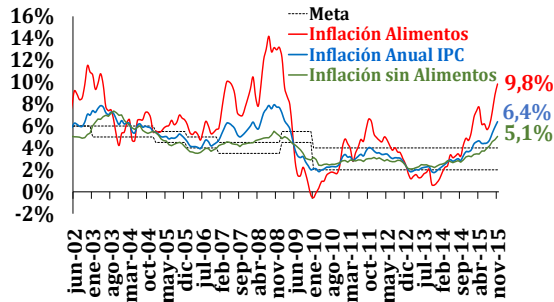
Gráfica 26. Inflación Anual al Consumidor y Productor Colombia



Fuente: Banco de la República (2015)

Aunque el fenómeno del niño ha tenido una contribución importante en el repunte de inflación (9,8%), es el dólar quien explica, incluso para alimentos (costos de insumos, maquinaria, procesamiento), el que en 2015, por primera vez desde 2008 no se cumpla la meta de inflación. La inflación va más allá del tema de alimentos (Gráfica 27): todos los indicadores de inflación básica, exhiben una tendencia al alza desde 2013q4 (Gráfica 28)

Gráfica 27. Inflación Colombia. Total Con Alimentos e Inflación sin Alimentos

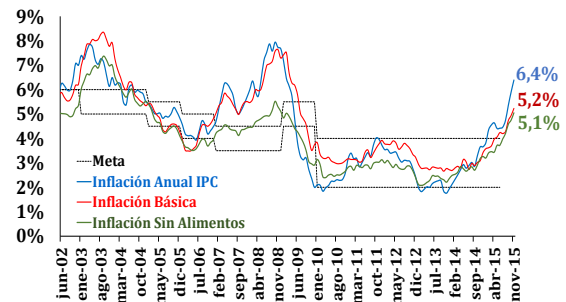


Fuente: BanRepública – UPME (2015)

Salvo la inflación de bienes regulados (3,7%), los demás ítem muestran una inflación superior a la meta del emisor e incluso por encima del 5% (Gráfica 28).

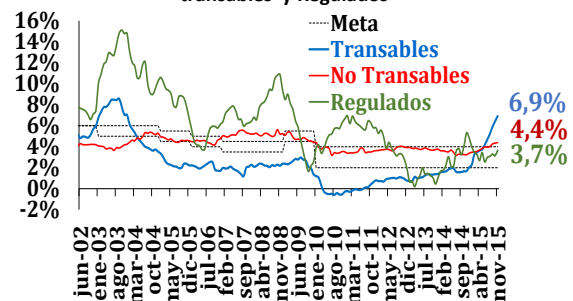
A noviembre, la inflación de transables (6,9%), sin alimentos ni regulados (5,5%) y núcleo 20 que excluye el 20% de los productos con mayor y menor variación de precios (5,2%), evidencian la complejidad y magnitud del problema (Gráfica 29).

Gráfica 28. Inflación Básica e Inflación al Consumidor Colombia



Fuente: BanRepública – UPME (2015)

Gráfica 29. Inflación Colombia. Bienes Transables, No transables y Regulados



Fuente: BanRepública – UPME (2015)

Sin embargo, más preocupante que el incremento de la inflación, es el desborde de las expectativas de inflación por parte de los agentes, hecho que afecta la credibilidad que estos tienen por la capacidad del Emisor de cumplir con la meta de inflación, bajo el esquema de inflación objetivo establecido en 1999 según Ley 546 de 1999, y lo dispuesto por la Corte Constitucional.

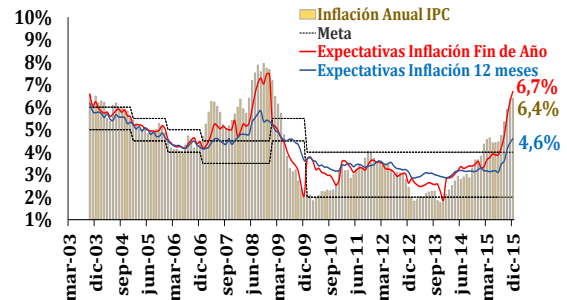
En la encuesta de expectativas de diciembre de 2015, hecha por el Banco de la República,

los agentes encuestados del sector real y financiero consideran que la inflación 2015 será de 6,7%, para 2016 se ubicaría en 4,6% y en 2018, en 3,8% (Gráfica 30); es decir, el mercado no cree que antes de 2017, no se podría retornar al rango meta de inflación del Emisor. Implícitamente, con las expectativas actuales de inflación, a uno y dos años, los agentes considerarían que el tipo de cambio se seguiría depreciando, y que por tanto, la devaluación del peso colombiano podría seguirse acentuando en 2016 y moderarse en 2017, hecho que evidenciaría una rigidez de precios no vista desde 2007 – 2008.

Frente a esta situación, la Junta Directiva del Banco de la República desde agosto, ha tenido que incrementar sus tasas de interés, las que han pasado de 4,5% a 5,5% (Gráfica 31); aun así, en términos reales, la tasa de intervención del banco central (tasa a la que presta recursos al sistema financiero diariamente a través de operaciones REPO de expansión) sigue siendo negativa (Gráfica 32); esto sumado al crecimiento del consumo en hogares (por encima de 3%) supone la necesidad que la Junta siga haciendo incrementos en sus tasas de intervención, al menos hasta que las expectativas de los agentes converjan al rango meta de inflación.

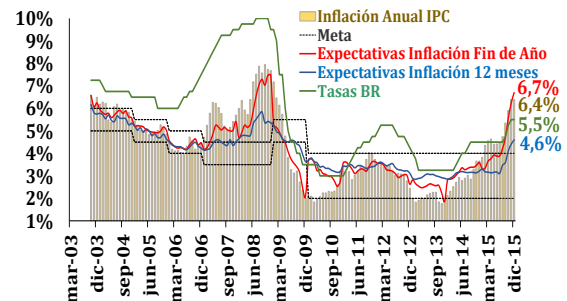
A esto se suma, que las tasas de interés del sistema financiero, al permanecer en niveles históricamente bajos (10 – 15%) estimula el carry trade a nivel de los hogares y empresas: esto es, financiar el gasto en dólares a través de créditos en pesos, hecho que a su vez estimula la depreciación del peso.

Gráfica 30. Inflación Colombia.
Expectativas 2015 – 2016



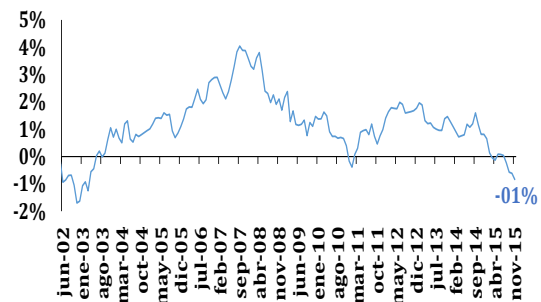
Fuente: BanRepública – UPME (2015)

Gráfica 31. Inflación Colombia Vs Tasas de Intervención
Banca Central



Fuente: BanRepública – UPME (2015)

Gráfica 32 . Tasa Interés Real de Intervención Banco de la
República



Fuente: BanRepública – UPME (2015)

Por tanto, serán necesarias alzas adicionales en la tasa de interés, que según el Gerente del Emisor, deben reducir el crecimiento económico por la vía del consumo, como

costo de sacrificio para que la inflación ceda, y se preserve el poder adquisitivo de los salarios.

El tercer riesgo, es el déficit en cuenta corriente. Con el incremento del valor de mercado de las importaciones (intensivas en bienes de capital), el aumento en el costo del servicio de la deuda externa tanto pública como privada, y el rezago que la actividad industrial presenta (principal rubro de exportaciones, aparte de materias primas), el desahorro en el sector externo se ha acentuado, lo que implica mayor demanda de divisas, acentuando la tendencia alcista del dólar.

Las estimaciones del Gobierno indican que el déficit de cuenta corriente se ubicaría alrededor del 5% del PIB, mientras los analistas consideran que pudiera ser hasta 6% del PIB; el Gobierno reconoce la necesidad que haya un ajuste en el gasto, lo cual puede favorecerse con el aumento de tasas del Emisor, y el impacto que a mediano plazo en cuanto menor demanda de bienes transables y desestimulo al endeudamiento externo, tendrá la devaluación del peso.

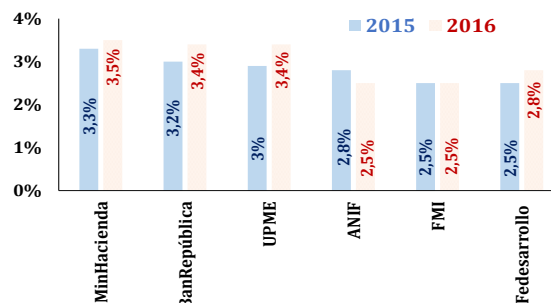
El déficit fiscal consolidado a 2015, según datos oficiales, subiría de 1,8% a 2,4% del PIB, pero dentro del cumplimiento de la regla fiscal. El Gobierno según ley de presupuesto de 2016, recortó en 4% el nivel de gasto a nivel central y en 5,8% el gasto en inversión, con lo cual el presupuesto general de la nación 2016 tendrá un crecimiento de 2,5%, negativo 2% (según previsión inflación 2016) en términos reales.

El panorama de crecimiento a 2016 es menos pesimista que hace dos trimestres, por el

mejor desempeño de la economía en el tercer trimestre de 2015, y la entrada en funcionamiento de la refinería de Cartagena (REFICAR), que según estimaciones de la UPME, podría subir hasta 0,8% el crecimiento anual, en particular por el impacto positivo que en industria y generación de empleo tendrá.

La proyección de crecimiento económico en 2016 fue revisada a la baja por el Gobierno y los agentes. La meta oficial para el año entrante es 3,5%, mientras los analistas lo ubican entre 2,5% y 3,4% (Gráfica 33). La Junta Directiva del Banco de la República revisó su proyección al alza, tanto para 2015 como 2016, siendo un principal argumento para justificar su decisión de aumentar las tasas de interés. Sin embargo, el emisor ha advertido que toda revisión al alza en la meta de crecimiento económico, va a dificultar el cumplimiento de la meta de inflación, por lo que le corresponderá seguir al Banco Central con una política monetaria que se torne más ortodoxa y contraccionista para retornar la inflación al rango meta de 2% - 4%.

Gráfica 33. Previsión de Crecimiento Económico Colombia. Analistas y Oficial

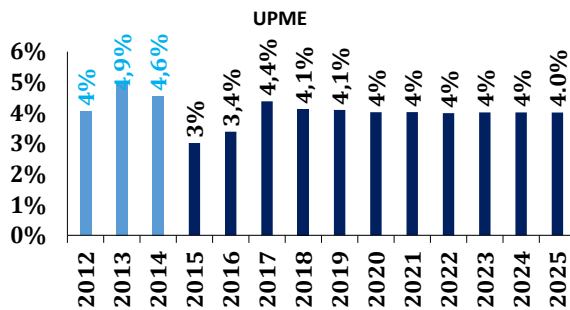


Fuente: BanRepública – UPME (2015)

La previsión de la UPME en cuanto crecimiento económico para Colombia, se

mantiene en 3,4% en 2016, en línea con las previsiones oficiales y el Emisor, confiando que para 2017 el crecimiento se acerque de nuevo a su nivel potencial (4,4%) impulsado por REFICAR, la recuperación de la industria y la agricultura, mayor dinámica en construcción, el comercio y el sector financiero, además de los réditos que pueda generar en el clima de inversión, la firma del acuerdo de paz con el grupo insurgente de las FARC, y el mejor desempeño de la región, que a su vez mejore su perfil de riesgo, sin desconocer que será complejo en un contexto de mayores tasas de interés externas y una lenta recuperación en los precios de las materias primas (Gráfica 34).

Gráfica 34. Previsión Crecimiento Económico Escenario

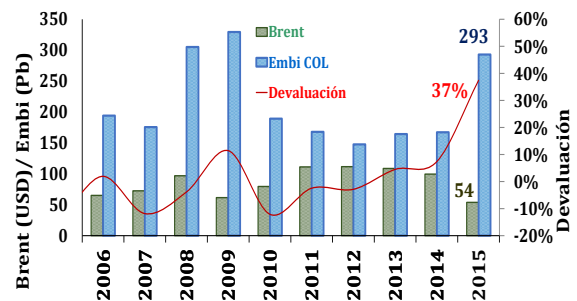


Fuente: UPME (2015)

La ratificación en la segunda semana de diciembre, de la calificación de la deuda soberana en moneda extranjera y local a largo plazo de Colombia, por parte de Fitch, incluyendo emisión de altos bonos en moneda extranjera y local sin garantía, manteniendo el grado de inversión (BBB y BBB+) es una señal de respaldo y confianza en la economía nacional, y evidencia que hay optimismo en las firmas calificadoras de riesgo con relación al crecimiento económico de Colombia, a largo plazo.

El riesgo país (EMBI) de Colombia permanece en niveles históricamente bajos (250 Pb) a pesar de la caída en los precios del petróleo, y una devaluación promedio de 37%, lo que sustenta el respaldo de las calificadoras de riesgo (Gráfica 35).

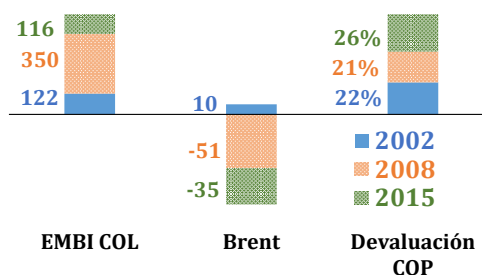
Gráfica 35. Riesgo País, Precio de Petróleo y Devaluación de la TRM (COP / USD)



Fuente: Bloomberg - UPME (2015)

Si se mira comparativamente, las variaciones que ha tenido el riesgo país (en puntos básicos), la tasa de cambio y el Brent, para el caso de Colombia, 2015 se porta con menores cambios y volatilidad con relación a 2008. Hecho que demuestra que la confianza que Colombia ha construido gracias a la fortaleza de su estabilidad macroeconómica, es hoy valorado por los inversionistas (Gráfica 36).

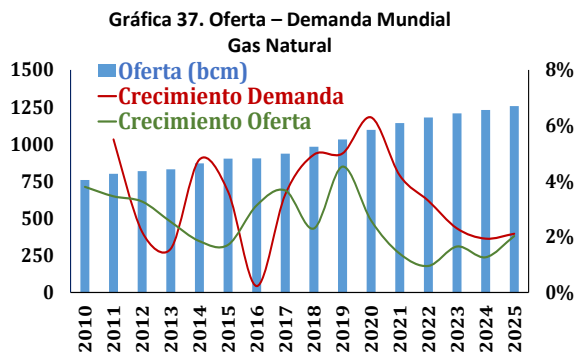
Gráfica 36. Comparativo Variaciones Riesgo País, Precio Petróleo y Devaluación durante las tres últimas crisis de mercados emergentes



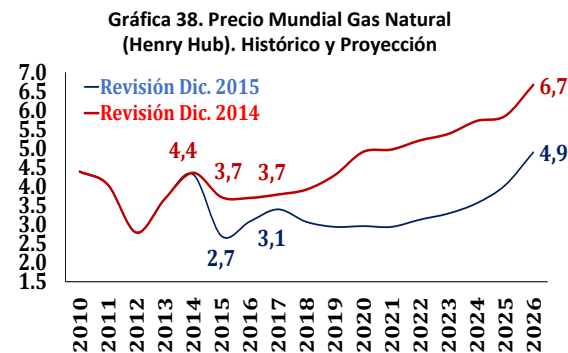
Fuente: Bloomberg - UPME (2015)

3. DEMANDA DE GAS NATURAL A NIVEL MUNDIAL Y MERCADO EN COLOMBIA: MUNDOS DISTINTOS

El comportamiento del gas natural a nivel mundial, replica el comportamiento que ha venido presentando el petróleo durante la década actual. Mientras la oferta creció en promedio por año 3,5%, la demanda de gas natural sólo lo hizo en 3% (Gráfica 37), generando un creciente exceso de oferta que ha explicado la caída en el precio de USD 4.4 mm BTU a USD 2,7 mm BTU durante 2015 (Gráfica 38).



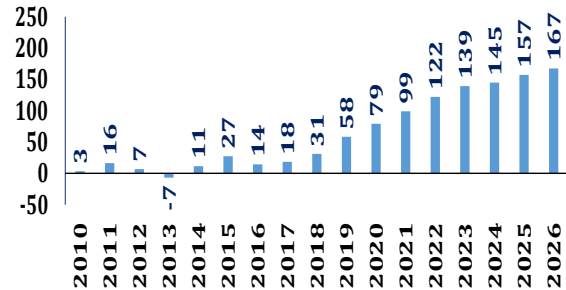
Fuente: Wood Mackenzie (2015)



Fuente: Wood Mackenzie (2015)

El exceso de oferta de gas natural, durante el último año, ha pasado de 11 bcm a 27 bcm.

Gráfica 39. Exceso de Oferta Mundial de Gas Natural. Histórico y Proyecciones

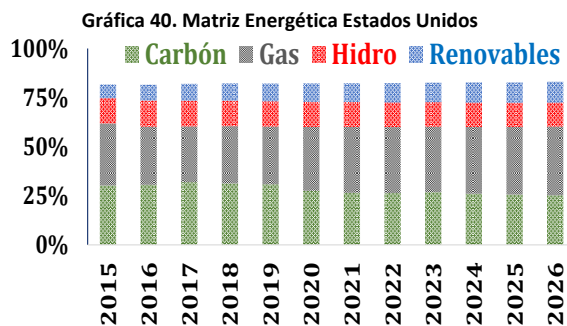


Fuente: Wood Mackenzie (2015)

Sin embargo, el exceso según previsiones de Wood Mackenzie podría alcanzar los 79 bcm en 2020 y los 167 bcm en 2026 (Gráfica 39). Dado lo anterior, las previsiones de precio mundial en gas natural tenderían a ubicarse sobre los USD 3 mm BTU, un precio inferior al nivel promedio al que presentó el gas hasta 2014. Estados Unidos con el gas, al igual que con el petróleo lidera los excedentes de crudo, que se han generado en los últimos 3 años; su producción anual representa el 24% de la producción total entre países top 20 en producción de gas natural, seguido de Rusia (20%) e Irán (13%).

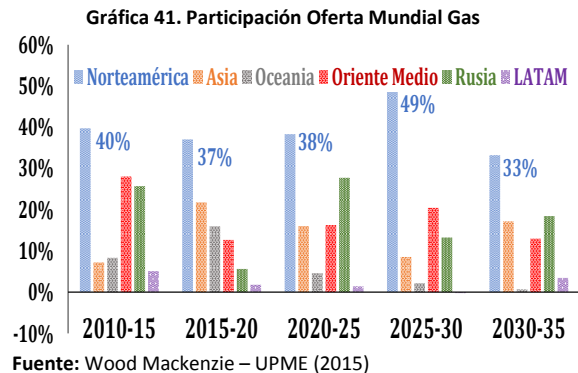
En el caso de EE. UU y Canadá, el gas no convencional o shale gas, explica el 95% y 62% respectivamente de la producción mundial, mostrando el fuerte impacto del gas no convencional en la formación de los precios. En Estados Unidos, el gas natural está teniendo un uso intensivo en la generación de electricidad y en industria, manteniendo relativamente estable su consumo en los hogares y el comercio, lo que evidencia una mayor diversificación de su uso.

El gas ha pasado a ser el componente más importante de la matriz energética en los Estados Unidos (32%) estimándose que a largo plazo su participación se incrementará a 36%, en detrimento del carbón que reducirá su participación a 25%, debido a las medidas que fueron tomadas en 2015 por la Administración Obama, con el propósito de reducir la emisión global de gases con efecto invernadero (Gráfica 40).



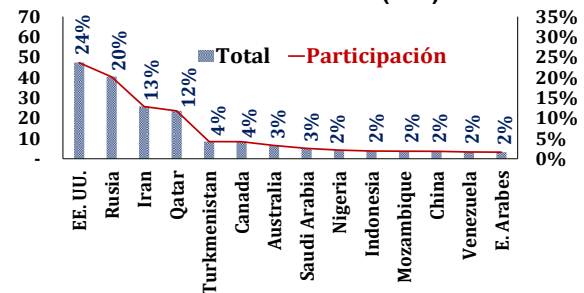
Fuente: Wood Mackenzie – UPME (2015)

Por regiones, la producción mundial de gas natural (Gráfica 41) se concentrará a largo plazo en Norteamérica (33%), Rusia (18%), Asia (17%) y Africa (15%). La contribución de América Latina será mínima (3%) lo que pone en claro, la necesidad que como región tendrá de importar gas ante el agotamiento de sus reservas, y el poco éxito en la exploración que permita la obtención de campos que puedan asegurar autosuficiencia de gas a largo plazo.



Fuente: Wood Mackenzie – UPME (2015)

Gráfica 42. Participación Producción Mundial Gas No Convencional (tcm)

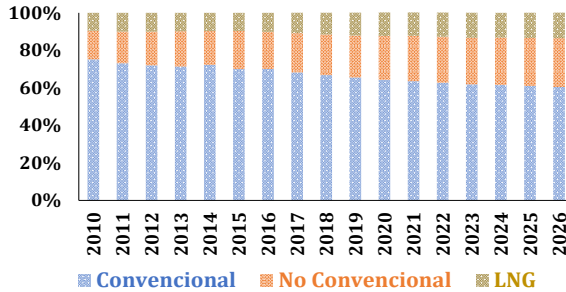


Fuente: Wood Mackenzie – UPME (2015)

Estados Unidos es además el principal productor mundial de gas no convencional (24%), seguido de Rusia (20%) e Irán (13%), con una mínima participación de economías emergentes (Gráfica 42).

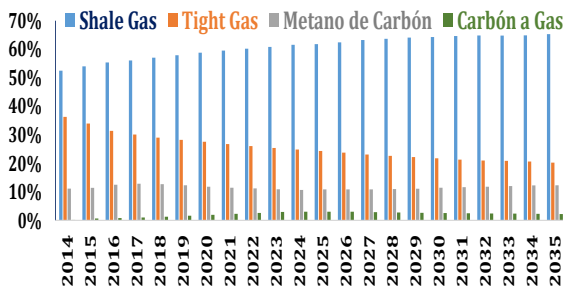
La mayor dinámica dentro de la oferta mundial de gas (Gráfica 43), la presentarán el gas no convencional (shale, tight gas, metano y carbón a gas) y el gas natural licuado (GNL). El shale gas pasará de representar el 20% actual, de la producción total de gas, a ser el 36% a 2035. Por su parte, el GNL subirá su participación en la oferta mundial de gas natural, del 10% al 16%.

Gráfica 43. Composición Oferta Mundial Gas Natural



Fuente: Wood Mackenzie – UPME (2015)

Gráfica 44. Proyección de Largo Plazo Producción Gas No Convencional



Fuente: Wood Mackenzie – UPME (2015)

Dentro del gas no convencional, la mayor participación seguirá siendo del Shale, que pasará del 55% al 65% del gas no convencional; le sigue el tight gas que reducirá su participación actual en el gas no convencional del 34% al 20%; y el metano de gas que mantendrá estable su participación en 12% del total de producción de gas natural no convencional (Gráfica 44).

La realidad del mercado de gas natural para Colombia difiere de las tendencias mundiales anteriormente descritas. En Colombia como consecuencia de la regulación que fija el precio de acuerdo al comportamiento del dólar, y la menor dinámica de la oferta, sumado a la mayor demanda en 2015 por la presencia del fenómeno del niño que redujo el potencial de hidroelectricidad y aumentó la

demanda de termoeléctricas, los precios de gas muestran el mayor incremento que hayan presentado desde que el DANE hace su medición en la canasta familiar (2009). El fuerte incremento en el precio del gas, y la necesidad de cumplir con los contratos de generación establecidos por las termoeléctricas, han afectado la situación financiera de éstas, dado el techo de su precio de venta de energía (precio de escasez), lo que ha reducido su margen operacional.

A noviembre de 2016, la inflación de gas natural es 21,5% (Gráfica 45), muy superior a la inflación de energía eléctrica (EE 5,8%), ambas significativamente por encima del nivel de inflación objetivo del Banco de la República (2% – 4%); la inflación de gas natural es tres veces la inflación de precios al consumidor (6,4%) que a su vez es dos veces el nivel de inflación del punto medio del rango meta.

Gráfica 45. Inflación Gas y Energía Eléctrica Mercado Colombiano

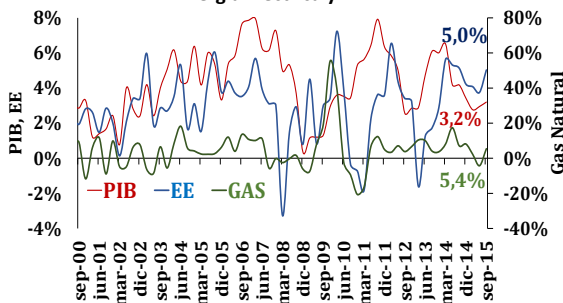


Fuente: Wood Mackenzie – UPME (2015)

A pesar del incremento en las tarifas, la demanda de gas natural ha sido inelástica en 2015. La intensificación del fenómeno del niño, elevó el crecimiento de la demanda de gas natural, de - 4,2% en junio a 5,2% en septiembre. Simultáneamente, tanto energía eléctrica como gas natural crecen por encima

del 5%, hecho que no sucedía desde marzo de 2010, también en pleno fenómeno del niño (Gráfica 46). Este repunte en el crecimiento de ambas fuentes de energía, pudo haber sido responsable del impulso que la actividad económica tuvo en el tercer trimestre y que le permitió crecer a la economía 3.2%, su mejor desempeño entre los tres trimestres transcurridos en 2015.

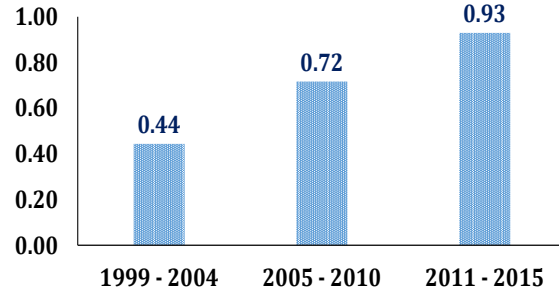
Gráfica 46. Crecimiento Anual Demanda de Gas Natural, Energía Eléctrica y PIB



Fuente: Wood Mackenzie – UPME (2015)

La estrecha relación de la demanda de gas natural con la actividad económica, se corrobora con la fuerte correlación entre la demanda de gas natural y la demanda de energía eléctrica (0,91 Gráfica 47), así como entre la demanda de gas y el PIB (0,93) se fortalece en el último año (Gráfica 48). La demanda actual de gas natural 33469 GBTU día, dobla la demanda (aproximadamente) nacional de gas natural en 1999, cuando la economía tuvo su último episodio de recesión, lo que robustece la relación fundamental entre demanda de gas natural y PIB.

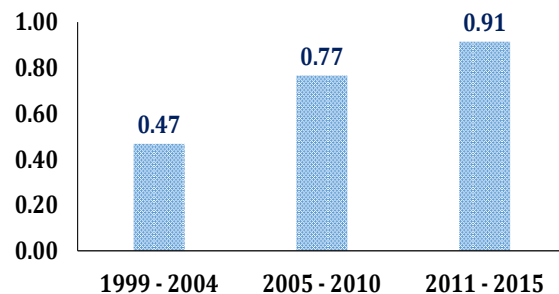
Gráfica 47. Correlación Demanda Gas Natural – PIB



Fuente: Wood Mackenzie – UPME (2015)

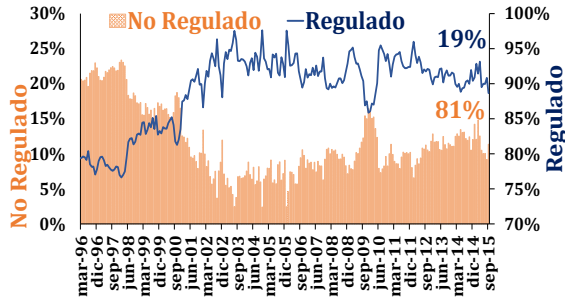
La mayor demanda de gas observada en el tercer trimestre de 2015, hizo que el consumo no regulado, subiera de 79% a 81% del consumo total, llegando a 27225 GBTU día (Gráfica 49, Gráfica 50). Mientras, el sector industrial y el sector residencial, mostraron una caída relativa en la participación de su demanda (Gráfica 51) de 33% a 29%, y 20% a 17% respectivamente; las termoeléctricas por la mayor demanda de energía que debió atender, incrementó su participación en el total de la demanda nacional, de 27% a 34% (Gráfica 52 Gráfica 51).

Gráfica 48. Correlación Demanda Gas Natural – Energía Eléctrica



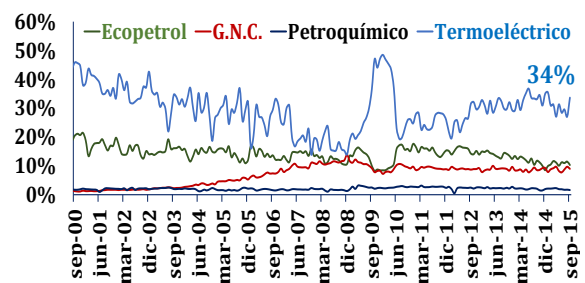
Fuente: UPME (2015)

Gráfica 49. Composición Demanda Gas Natural por Regulación



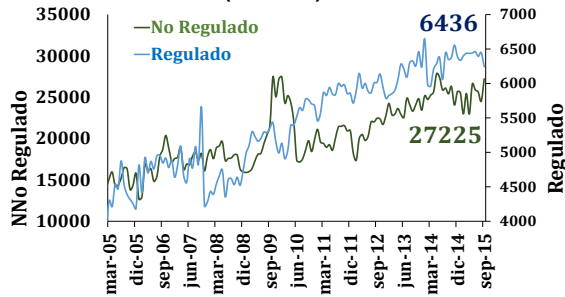
Fuente: Concentra – UPME (2015)

Gráfica 52. Participación Sector Termoeléctrico en Demanda de Gas



Fuente: Concentra – UPME (2015)

Gráfica 50. Demanda de Gas Natural (GBTU Día)

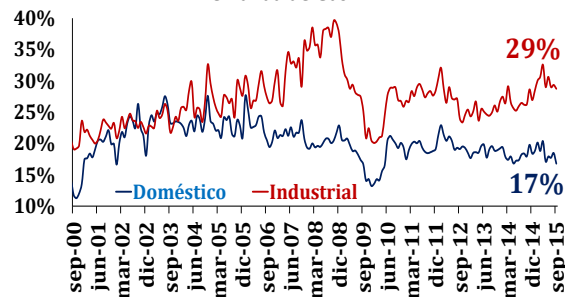


Fuente: Concentra – UPME (2015)

Se resalta que a pesar de la recuperación de su consumo, aun la demanda de gas de parte de la industria y el sector residencial está por debajo de niveles históricos.

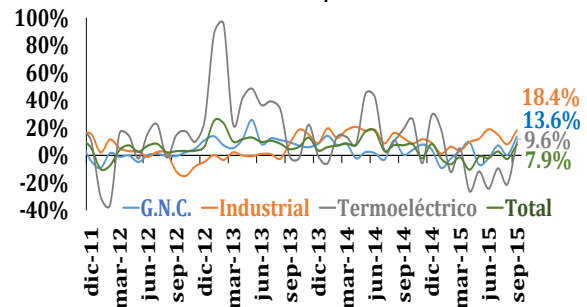
Al corte del mes de septiembre, todos los sectores que atiende la producción de gas natural, mostraron un fuerte crecimiento en atención a la coyuntura del fenómeno del niño en 2015 (Gráfica 53, Gráfica 54): Industria (18,4%); termoeléctricas (9,6%); gas natural comprimido – Transporte (GNC 13,6%); la única excepción fue el sector doméstico, que redujo su consumo en 1,5%.

Gráfica 51. Participación Sector Residencial e Industria en Demanda de Gas

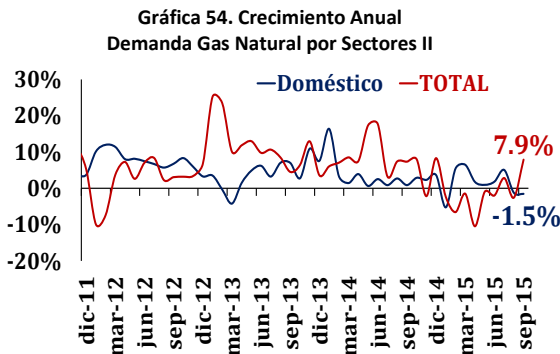


Fuente: Concentra – UPME (2015)

Gráfica 53. Crecimiento Anual Demanda Gas Natural por Sectores I

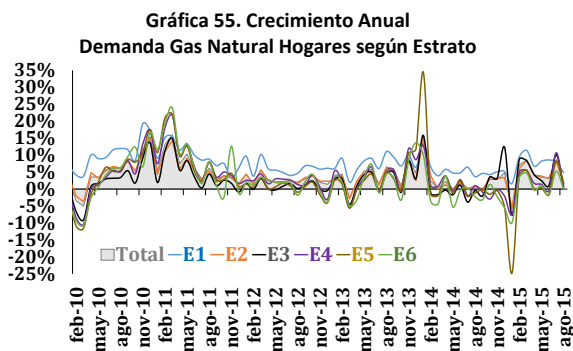


Fuente: Concentra – UPME (2015)



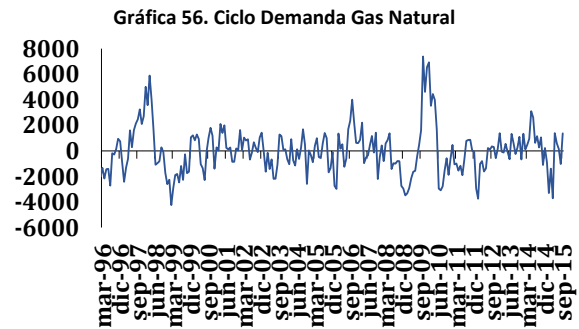
Fuente: Concentra – UPME (2015)

En cuanto al comportamiento de los hogares, su consumo a septiembre se incrementó en 2% anual (Gráfica 55), liderado por el consumo observado en los estratos 1 (E1 4,8%), 2 (E2 1,8%) y 5 (E5 1,7%).



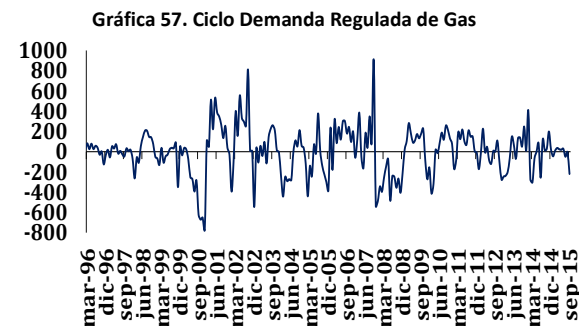
Fuente: Concentra – UPME (2015)

El análisis del ciclo de la demanda de gas natural (Gráfica 56) permite evidenciar que a pesar del incremento drástico en consumo, históricamente fue mayor la volatilidad de la demanda durante el fenómeno del niño de 2009 – 2010.



Fuente: Concentra – UPME (2015)

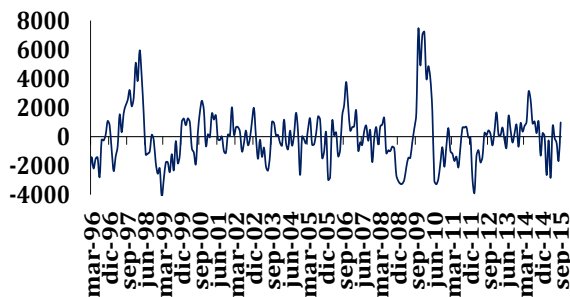
El comparativo del ciclo de la demanda de gas total, regulada y no regulada, muestra comportamientos análogos: la demanda total de gas se muestra en una fase de recuperación, aunque lejana al pico alcanzado durante el último trimestre de 2009; por su parte, la demanda regulada de más, se contrae en niveles similares a los que ha presentado en episodios similares de volatilidad del consumo en las dos décadas anteriores (Gráfica 57).



Fuente: Concentra – UPME (2015)

La demanda no regulada exhibe una fase de recuperación aunque inferior a la que presentó durante el primer trimestre de 2014, el último trimestre de 2009 y el primer trimestre de 2010 (Gráfica 58).

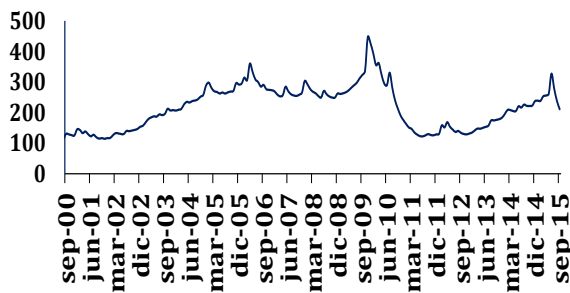
Gráfica 58. Ciclo Demanda No Regulada Gas



Fuente: Concentra – UPME (2015)

La volatilidad de la demanda de gas modelada a través de un modelo ARCH (Gráfica 59), muestra un patrón de varianza del consumo superior al presentado en los últimos 4 años, pero inferior al exhibido por la demanda de gas natural en la década anterior.

Gráfica 59. Volatilidad Demanda Gas Natural



Fuente: Concentra – UPME (2015)

4. ELASTICIDAD PRECIO – DEMANDA EN EL MERCADO NACIONAL DE GAS NATURAL: MENOR SENSIBILIDAD ANTE MAYORES REQUERIMIENTOS DE CONSUMO

Las estadísticas mostradas con relación al crecimiento de la demanda, muestran que pese al fuerte aumento en los precios de gas natural, el consumo se fortaleció, evidenciando una demanda inelástica o insensible a variaciones en los precios.

La elasticidad precio – demanda del mercado de gas natural se estimó a partir de:

- a. Estimación No Paramétrica. A partir de la formulación de la elasticidad determinada por η :

$$\eta = \left[\frac{\frac{\Delta Q_{it}}{Q_{it}}}{\frac{\Delta P_{it}}{P_{it}}} \right] = \beta_1 \quad (1)$$

El valor de la elasticidad η viene dado por el valor absoluto de β_1 , que se obtiene de las regresiones de las demandas estimadas de energía eléctrica. Si el valor absoluto del parámetro β_1 se ubica entre 0 y 1, la demanda se considera inelástica con respecto al precio, es decir, la demanda del bien analizado (bien i) es insensible a las variaciones en el precio del mismo bien, por cuanto un aumento del 1% del precio, produciría una variación (en teoría negativa) menos que proporcional en la demanda.

El resultado obtenido, permite establecer para cada unidad de tiempo, el valor de la elasticidad precio – demanda. Para el análisis de elasticidades, se tomó como referente del precio, el índice de precios del gas natural, cuya muestra va desde enero de 2008 hasta septiembre de 2009.

- b. Estimación Paramétrica Se estima la demanda de energía eléctrica Q_{it} a partir de un modelo logarítmico en función del logaritmo del precio P_{it} del kWh (alternativamente la facturación) y el rezago de la demanda de energía eléctrica (con el propósito de evitar sesgos en el pronóstico por autocorrelación):

$$\log Q_{it} = \beta_0 + \beta_1 \log P_{it} + \epsilon_t \quad (2)$$

El resultado de la estimación paramétrica permite obtener una elasticidad para todo el período analizado, o elasticidad resumen, que

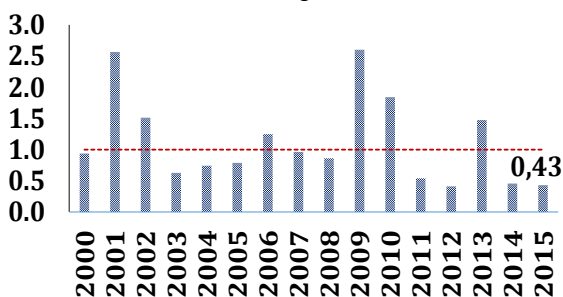
determina una elasticidad por cada período de análisis.

En éste ejercicio, se mostró un cambio en el método de estimación, frente al que se venía considerando anteriormente (método de mínimos cuadrados). Para el análisis econométrico de las elasticidades, se decidió aplicar el método de estimación de máxima verosimilitud, dada la volatilidad observada de las series

4.1. Elasticidad Precio – Demanda. Análisis Agregado y Sectorial

La elasticidad calculada por el método no paramétrico de la demanda regulada, se ubica en 2015 (de enero a septiembre) en 0,43 (demanda inelástica): implica, que en la actualidad, un incremento del 1% en el precio del gas, produce una variación en la demanda regulada de gas en 0,43% (Gráfica 60). Su tendencia ha sido a la baja desde 2013; el comportamiento difiere de 2009, último fenómeno del Niño de intensidad fuerte, cuando la elasticidad de ubicó en 2,6.

Gráfica 60. Elasticidad No Paramétrica
Demanda Regulada

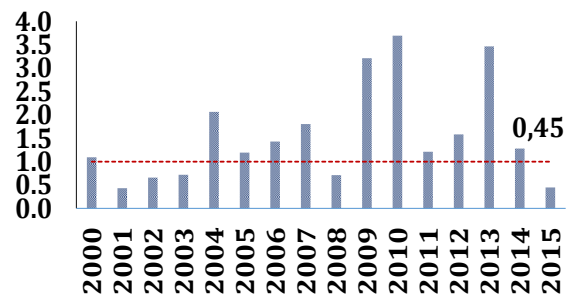


Fuente: UPME (2015)

La elasticidad calculada por el método no paramétrico de la demanda no regulada, se

ubica en 2015 (de enero a septiembre) en 0,45 (demanda inelástica): implica, que en la actualidad, un incremento del 1% en el precio del gas, produce una variación en la demanda regulada de gas en 0,45% (Gráfica 61). Su tendencia ha sido a la baja desde 2013; el comportamiento difiere de 2009 – 2010, último fenómeno del Niño de intensidad fuerte, cuando la elasticidad de ubicó en 3,7

Gráfica 61. Elasticidad No Paramétrica
Demanda No Regulada

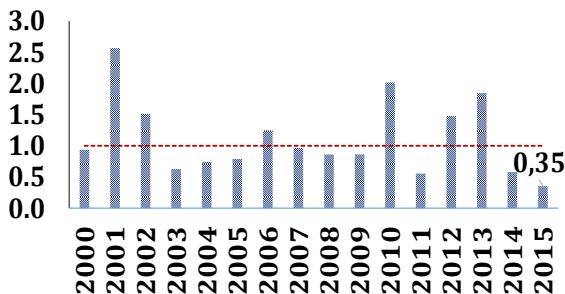


Fuente: UPME (2015)

La elasticidad calculada por el método no paramétrico de la demanda de gas en el sector doméstico (Gráfica 62) se ubica en 2015 (de enero a septiembre) en 0,35 (demanda inelástica): implica, que en la actualidad, un incremento del 1% en el precio del gas, produce una variación en la demanda regulada de gas en 0,35%.

Su tendencia ha sido a la baja desde 2013; el comportamiento difiere de 2009 – 2010, último fenómeno del Niño de intensidad fuerte, cuando la elasticidad de ubicó en 2,02.

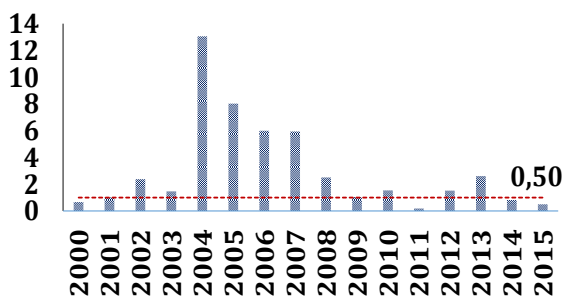
Gráfica 62. Elasticidad No Paramétrica
Demanda Sector Doméstico



Fuente: UPME (2015)

La elasticidad calculada por el método no paramétrico de la demanda de gas en transporte (GNC) se ubica en 2015 (de enero a septiembre) en 0,50 (demanda inelástica): implica, que en la actualidad, un incremento del 1% en el precio del gas, produce una variación en la demanda regulada de gas en 0,5% (Gráfica 63). Su tendencia ha sido a la baja desde 2013; el comportamiento difiere de 2009 – 2010, último fenómeno del Niño de intensidad fuerte, cuando la elasticidad de ubicó en 1,5.

Gráfica 63. Elasticidad No Paramétrica
Demanda Transporte (GNC)

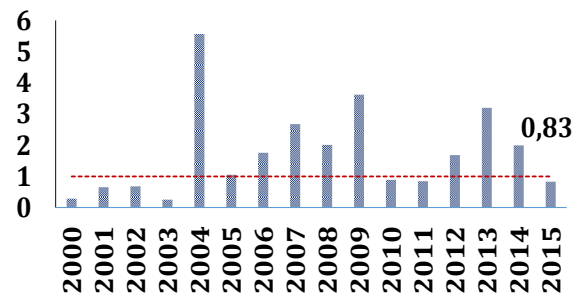


Fuente: UPME (2015)

La elasticidad calculada por el método no paramétrico de la demanda de gas en industria se ubica en 2015 (de enero a septiembre) en 0.83 (demanda inelástica):

implica, que en la actualidad, un incremento del 1% en el precio del gas, produce una variación en la demanda regulada de gas en 0.8% (Gráfica 64). Su tendencia ha sido a la baja desde 2013; el comportamiento difiere de 2009 – 2010, último fenómeno del Niño de intensidad fuerte, cuando la elasticidad de ubicó en 3.6.

Gráfica 64. Elasticidad No Paramétrica
Demanda Industria (GNC)

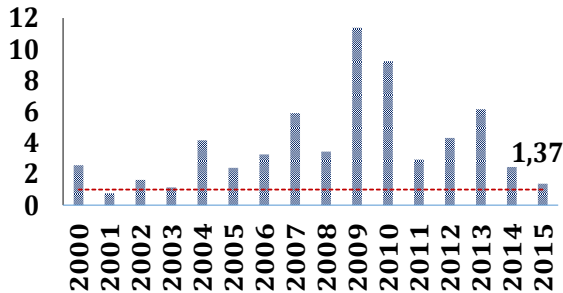


Fuente: UPME (2015)

La elasticidad calculada por el método no paramétrico de la demanda de gas en el sector de las termoeléctricas se ubica en 2015 (de enero a septiembre) en 1,4 (demanda elástica): implica, que en la actualidad, un incremento del 1% en el precio del gas, produce una variación en la demanda regulada de gas en 1,4% (Gráfica 65).

Su tendencia ha sido a la baja desde 2013; el comportamiento difiere de 2009 – 2010, último fenómeno del Niño de intensidad fuerte, cuando la elasticidad de ubicó en 11,4.

Gráfica 65. Elasticidad No Paramétrica
Demanda Termoeléctricas

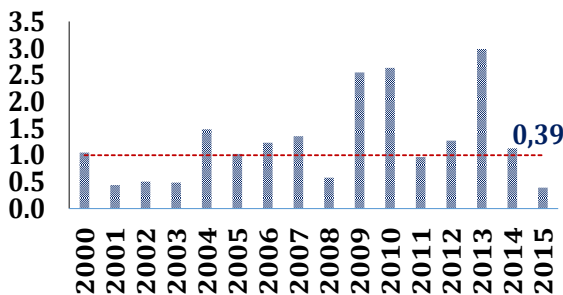


Fuente: UPME (2015)

La elasticidad calculada por el método no paramétrico de la demanda total nacional de gas (Gráfica 66), se ubica en 2015 (de enero a septiembre) en 0,39 (demanda inelástica): implica, que en la actualidad, un incremento del 1% en el precio del gas, produce una variación en la demanda regulada de gas en 0,39%.

Su tendencia ha sido a la baja desde 2013; el comportamiento difiere de 2009 – 2010, último fenómeno del Niño de intensidad fuerte, cuando la elasticidad de ubicó en 2,6.

Gráfica 66. Elasticidad No Paramétrica
Demanda Total Nacional de Gas Natural



Fuente: UPME (2015)

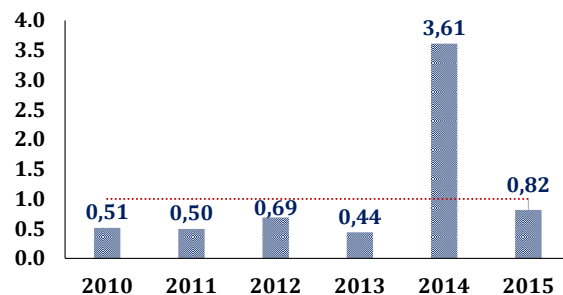
4.2. Elasticidad Precio – Demanda. Análisis Consumo de Hogares

En éste aparte, se analiza la demanda de gas natural en hogares, discriminados por estrato socioeconómico. Los resultados obtenidos, permiten concluir que la demanda es inelástica, donde a pesar de un mayor incremento en el precio del gas, la demanda fue menos sensible en 2015 con relación a 2014 cuando se comenzó a dar en el mercado interno, un incremento sostenido del precio en el gas natural.

La elasticidad calculada por el método no paramétrico de la demanda en estrato 1 (E1), se ubica en 2015 (de enero a septiembre) en 0,82 (demanda inelástica): implica, que en la actualidad, un incremento del 1% en el precio del gas, produce una variación en la demanda regulada de gas en 0,82% (Gráfica 67).

Su tendencia ha sido alza, aunque la elasticidad es menor a la observada en 2014 (3,6) cuando hubo una significativa sensibilidad frente a cambios en los precios.

Gráfica 67. Elasticidad No Paramétrica
Demanda E1



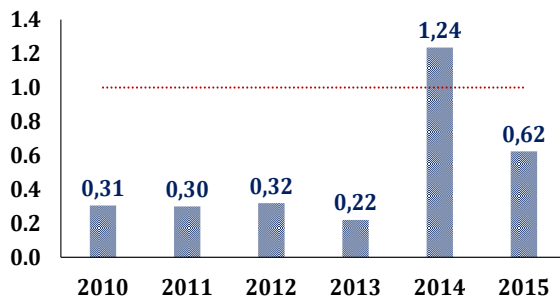
Fuente: UPME (2015)

La elasticidad calculada por el método no paramétrico de la demanda en estrato 2 (E2), se ubica en 2015 (de enero a septiembre) en

0,62 (demanda inelástica): implica, que en la actualidad, un incremento del 1% en el precio del gas, produce una variación en la demanda regulada de gas en 0,62%.

Su tendencia ha sido alza, aunque la elasticidad es menor a la observada en 2014 (1,2) cuando hubo una significativa sensibilidad frente a cambios en los precios (Gráfica 68).

Gráfica 68. Elasticidad No Paramétrica Demanda E2

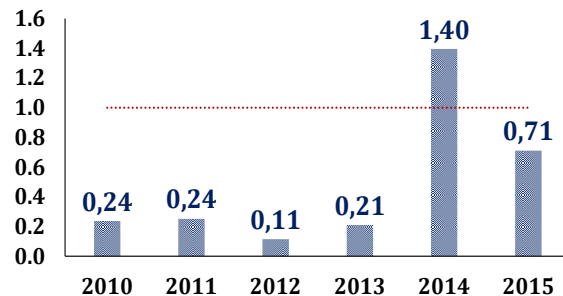


Fuente: UPME (2015)

La elasticidad calculada por el método no paramétrico de la demanda en estrato 3 (E3), se ubica en 2015 (de enero a septiembre) en 0,7 (demanda inelástica). Implica que en la actualidad, un incremento del 1% en el precio del gas, produce una variación en la demanda regulada de gas en 0,7% (Gráfica 69).

Su tendencia ha sido a la baja, aunque la elasticidad es menor a la observada en 2014 (1,4), cuando hubo una significativa sensibilidad frente a cambios en los precios.

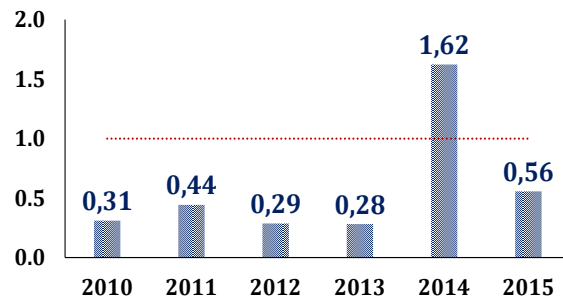
Gráfica 69. Elasticidad No Paramétrica Demanda E3



Fuente: UPME (2015)

La elasticidad calculada por el método no paramétrico de la demanda en estrato 4 (E4), se ubica en 2015 (de enero a septiembre) en 0,56 (demanda inelástica): implica, que en la actualidad, un incremento del 1% en el precio del gas, produce una variación en la demanda regulada de gas en 0,56% (Gráfica 70). Su tendencia ha sido a la baja; la elasticidad actual es menor a la observada en 2014 (1,6).

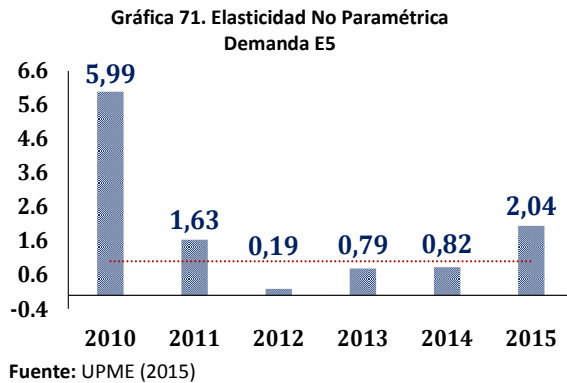
Gráfica 70. Elasticidad No Paramétrica Demanda E4



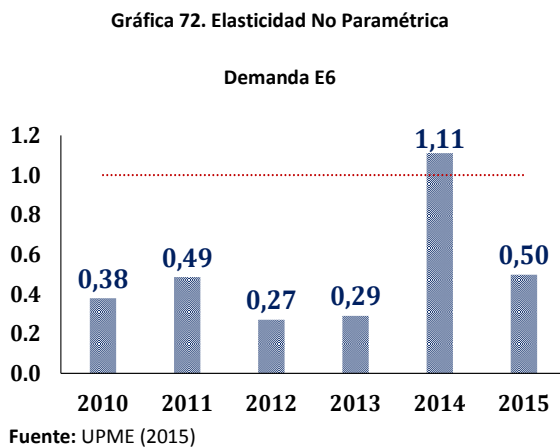
Fuente: UPME (2015)

La elasticidad calculada por el método no paramétrico de la demanda en estrato 5 (E5), se ubica en 2015 (de enero a septiembre) en 2,04 (demanda inelástica): esto implica, que en la actualidad, un incremento del 1% en el precio del gas, produce una variación en la demanda regulada de gas en 2% (Gráfica 71).

Su tendencia ha sido alza; la elasticidad es mayor a la observada en 2014 (0,8).



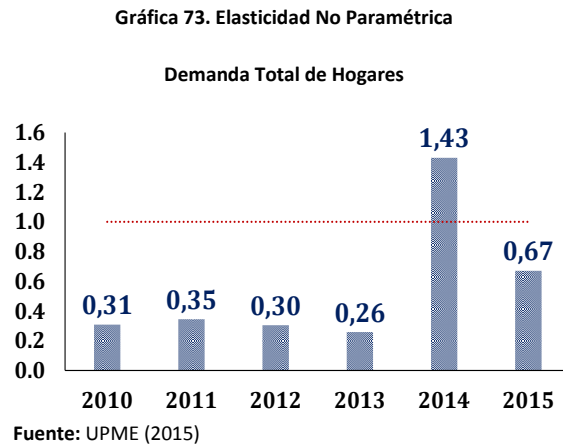
La elasticidad calculada por el método no paramétrico de la demanda en estrato 6 (E6), se ubica en 2015 (de enero a septiembre) en 0,5 (demanda inelástica): implica, que en la actualidad, un incremento del 1% en el precio del gas, produce una variación en la demanda regulada de gas en 0,5% (Gráfica 72). Su tendencia ha sido alza; la elasticidad es mayor a la observada en 2014 (1,1).



La elasticidad calculada por el método no paramétrico de la demanda total de hogares, se ubica en 2015 (de enero a septiembre) en 0,67 (demanda inelástica): implica, que en la

actualidad, un incremento del 1% en el precio del gas, produce una variación en la demanda regulada de gas en 0,67% (Gráfica 73).

Su tendencia ha sido alza; la elasticidad es mayor a la observada en 2014 (1,43).



4.3. Elasticidad Precio – Demanda. Análisis Económico: Estimación a Largo Plazo

Los resultados obtenidos de la estimación de la elasticidad precio – demanda a partir de un modelo econométrico de máxima verosimilitud, muestran excepto en cuanto a GNC, un comportamiento similar respecto al análisis no paramétrico.

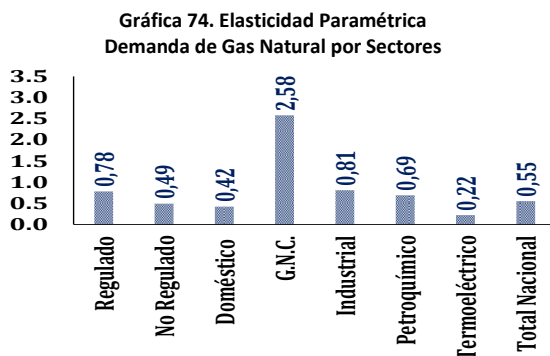
Cabe señalar, que al emplearse un modelo log – log, se obtiene un único valor de la elasticidad para la muestra considerada (Gráfica 74), que se considera para efectos de análisis económico, como una estimación de largo plazo o estructural de la elasticidad precio – demanda de gas natural.

La demanda regulada de gas presenta en el período 2009 – 2015 una elasticidad de 0.78 (demanda inelástica). Esto implica, que en un horizonte de largo plazo, un incremento de

1% en el precio del gas, produce una variación de 0.78% en la demanda de gas regulado.

La demanda no regulada de gas presenta en el período 2009 – 2015 una elasticidad de 0.49 (demanda inelástica). Esto implica, que en un horizonte de largo plazo, un incremento de 1% en el precio del gas, produce una variación de 0.49% en la demanda de gas regulado.

La demanda doméstica de gas presenta en el período 2009 – 2015 una elasticidad de 0.42 (demanda inelástica). Esto implica, que en un horizonte de largo plazo, un incremento de 1% en el precio del gas, produce una variación de 0.42% en la demanda de gas regulado.



Fuente: UPME (2015)

La demanda de gas en transporte presenta en el período 2009 – 2015 una elasticidad de 2.58 (demanda elástica). Esto implica, que en un horizonte de largo plazo, un incremento de 1% en el precio del gas, produce una variación de 2.6% en la demanda de gas para transporte

La demanda de gas en industria presenta en el período 2009 – 2015 una elasticidad de 0.81 (demanda inelástica). Esto implica, que en un horizonte de largo plazo, un

incremento de 1% en el precio del gas, produce una variación de 0.8% en la demanda de gas para industria.

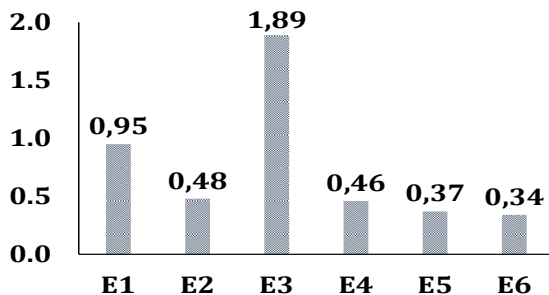
La demanda de gas en Petroquímico presenta en el período 2009 – 2015 una elasticidad de 0.69 (demanda inelástica). Esto implica, que en un horizonte de largo plazo, un incremento de 1% en el precio del gas, produce una variación de 0.69% en la demanda de gas en el sector petroquímico.

La demanda de gas en el sector de termoeléctricas presenta durante el período 2009 – 2015 una elasticidad de 0.22 (demanda inelástica). Esto implica, que en un horizonte de largo plazo, un incremento de 1% en el precio del gas, produce una variación de 0.22% en la demanda de gas en el sector de termoeléctricas

La demanda de gas a nivel agregado, presenta durante el período 2009 – 2015 una elasticidad de 0.55 (demanda inelástica). Esto implica, que en un horizonte de largo plazo, un incremento de 1% en el precio del gas, produce una variación de 0.55% en la demanda de gas en el sector de termoeléctricas

La demanda de gas natural para hogares, muestra resultados similares a los obtenidos en la estimación no paramétrica (Gráfica 75), lo que implica una asociación entre el corto y el largo plazo en cuanto a la sensibilidad de la demanda con relación a los precios.

**Gráfica 75. Elasticidad Paramétrica
Demanda de Gas Natural Hogares
Discriminado por Estrato**



Fuente: UPME (2015)

La demanda de gas natural en E1 presenta en el período 2009 – 2015 una elasticidad de 0.95 (demanda inelástica). Esto implica, que en un horizonte de largo plazo, un incremento de 1% en el precio del gas, produce una variación de 0.95% en la demanda de gas regulado.

La demanda de gas natural en E2 presenta en el período 2009 – 2015 una elasticidad de 0.48 (demanda inelástica). Esto implica, que en un horizonte de largo plazo, un incremento de 1% en el precio del gas, produce una variación de 0.48% en la demanda de gas regulado.

La demanda de gas natural en E3 presenta en el período 2009 – 2015 una elasticidad de 0.30 (demanda inelástica). Esto implica, que en un horizonte de largo plazo, un incremento de 1% en el precio del gas, produce una variación de 0.30% en la demanda de gas regulado.

La demanda de gas natural en E1 presenta en el período 2009 – 2015 una elasticidad de 0.46 (demanda inelástica). Esto implica, que en un horizonte de largo plazo, un incremento de 1% en el precio del gas,

produce una variación de 0.46% en la demanda de gas regulado.

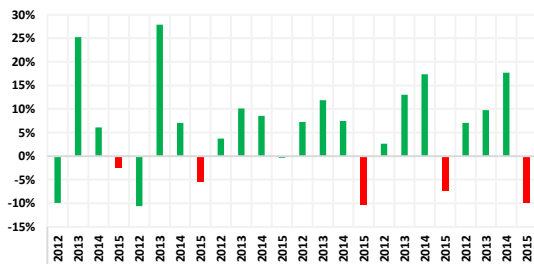
La demanda de gas natural en E1 presenta en el período 2009 – 2015 una elasticidad de 0.37 (demanda inelástica). Esto implica, que en un horizonte de largo plazo, un incremento de 1% en el precio del gas, produce una variación de 0.37% en la demanda de gas regulado.

La demanda de gas natural en E1 presenta en el período 2009 – 2015 una elasticidad de 0.34 (demanda inelástica). Esto implica, que en un horizonte de largo plazo, un incremento de 1% en el precio del gas, produce una variación de 0.34% en la demanda de gas regulado.

5. DEMANDA DE GAS NATURAL

En el 2015, la demanda de gas natural ha presentado disminuciones importantes si se compara el crecimiento con el presentado para el mismo mes de 2014.

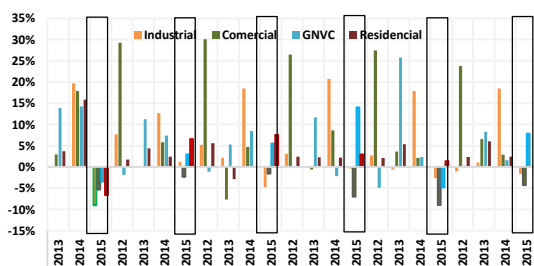
Gráfica 76. Crecimiento anual de la demanda nacional de Gas Natural



Fuente: UPME, Concentra 2015.

Al mes de junio de 2015, la demanda de gas natural tuvo un crecimiento negativo de 10% e inferior al presentado para el mes de junio de 2014, cuando se presentó un crecimiento de 18% (Gráfica 76). Adicionalmente, para los meses de mayo y junio en 2015 se cambió la tendencia de crecimiento que traía la demanda nacional de gas natural desde 2012

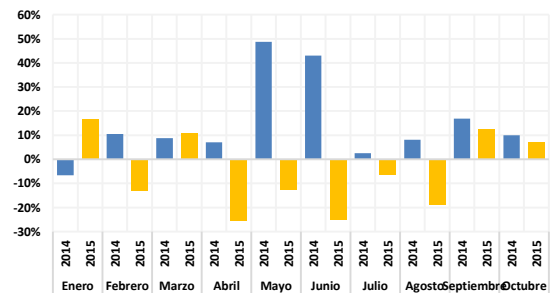
Gráfica 77. Crecimiento anual de la demanda sectorial de Gas Natural



Fuente: UPME, Concentra 2015.

De la Gráfica 77 se extrae que en los sectores comercial e industrial durante el 2015 se han presentado crecimientos negativos. Por su parte, el sector residencial parece mantener los niveles de consumo del 2014, mientras que el sector de GNVC es el que muestra mayores tasas de crecimiento respecto al año inmediatamente anterior. A pesar del comportamiento de consumo en estos cuatro sectores, que representan más del 50% de la demanda nacional, la disminución de esta en los primeros seis meses del año se ve afectada mayoritariamente por el menor uso del gas natural en el sector termoeléctrico (Gráfica 78).

Gráfica 78. Crecimiento anual de la demanda de Gas Natural para generación de electricidad

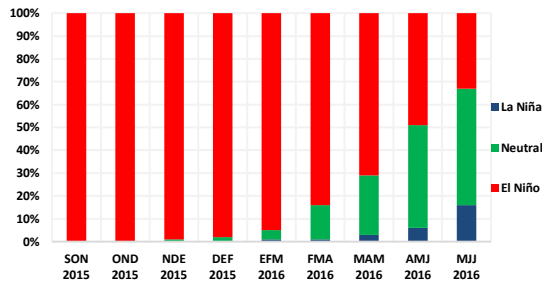


Fuente: UPME, Portal BI XM 2015.

Al revisar el consumo de gas natural de este sector hasta el mes de septiembre y comparándolo con el año 2014, se ha presentado una disminución de 7,99%.

Ante los pronósticos de duración del fenómeno de “El Niño” hasta finales de la primavera boreal (Gráfica 79), y la situación actual de los aportes hidrológicos y el nivel de los embalses del Sistema Interconectado Nacional (Gráfica 80), SIN, se espera que el consumo de gas natural se mantenga por encima de 300 GBTUD en lo que resta de 2015 y los primeros meses de 2016.

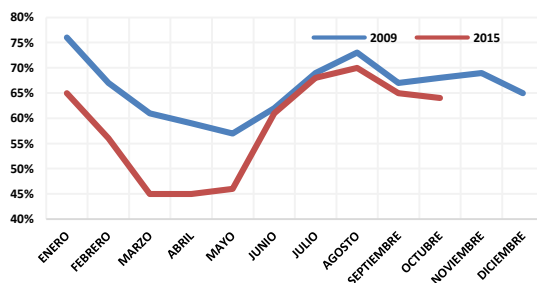
Gráfica 79. Probabilidad de ocurrencia El Niño



Fuente: International Research Institute for Climate and Society, Construcción UPME Octubre 2015.

A continuación se presenta una comparación tanto de la situación del nivel de los embalses (Gráfica 80) como del consumo de gas natural por parte de las plantas termoeléctricas (Gráfica 81) en el año 2009 (fenómeno más reciente) y en lo corrido de 2015.

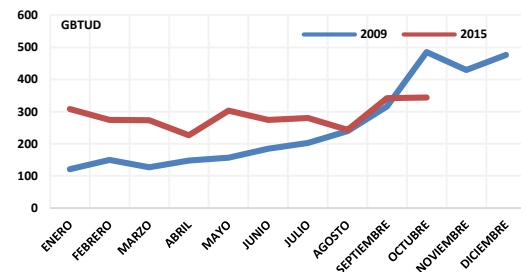
Gráfica 80. Nivel de embalses 2009 y 2015



Fuente: UPME, Portal BI XM 2015.

En comparación con el año 2009 el volumen útil diario de los embalses para el presente año es inferior. Incluso, en los meses de octubre y noviembre de 2009 hubo un leve repunte en los niveles de reservas. Con ese comportamiento, la demanda de gas natural para la generación de energía eléctrica aumentó a niveles mayores a 420 GBTUD, que se mantuvieron hasta el mes de mayo de 2016.

Gráfica 81. Consumo de GN de las Termoeléctricas 2009 y 2015

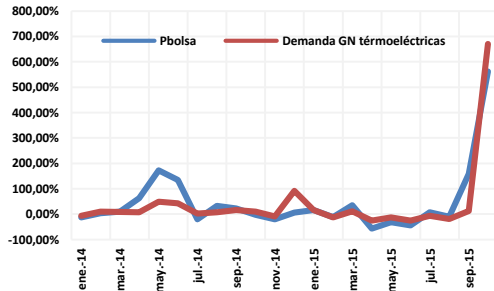


Fuente: UPME, Portal BI XM 2015.

Para el año 2015, a pesar de que en los meses de septiembre y octubre ha aumentado la generación por parte de las plantas termoeléctricas, la generación con gas natural solo ha alcanzado los 340 GBTUD. Las diferencias en consumo entre 2009 y 2015 reflejan cambios en la dinámica del mercado de gas natural (mayor participación de otros sectores, lo que significa que se reduce la oferta de gas natural disponible para el sector térmico).

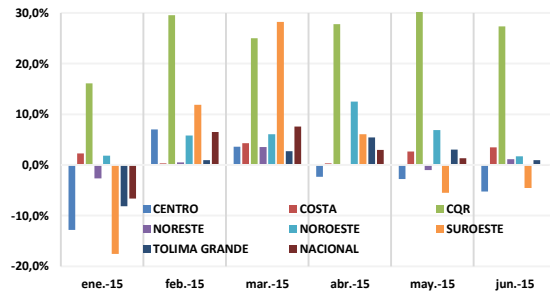
Finalmente, al comparar de nuevo la variación del precio de bolsa con respecto a la variación de la demanda de Gas Natural por parte de las plantas de generación térmicas (Gráfica 82), se aprecia una fuerte correlación entre estas dos variables, a pesar de que el consumo no ha aumentado en la misma magnitud que en el último fenómeno de "El Niño". El coeficiente de correlación es de 0.91.

Gráfica 82. Variación Precio promedio mensual de bolsa y variación demanda gas natural sector termoeléctrico



Fuente: UPME, Base de Datos XM, Concentra 2015.

Gráfica 83. Crecimiento anual de la demanda de Gas Natural para el sector residencial



Fuente: UPME, Concentra 2015.

6. PROYECCIONES DE DEMANDA DE GN POR SECTORES DE CONSUMO Y POR REGIONES

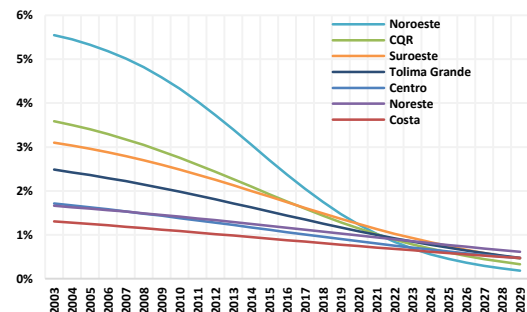
A continuación se presenta la revisión de las proyecciones de demanda de gas natural por sectores de consumo y por regiones. En esta revisión se cuenta con datos de consumo actualizados a abril de 2015, suministrados por Concentra.

6.1. Proyección de Demanda del Sector residencial.

Durante el primer semestre de 2015, la demanda de gas natural en el sector residencial ha crecido 1,76% con respecto al mismo período de 2014.

El crecimiento anual promedio en 2015 ha sido de 1,96%, en el que las regiones con mayor crecimiento han sido CQR y Noroeste (Gráfica 83) en línea con la cobertura del servicio proyectada, en el que estas dos regiones presentan las mayores tasas de incremento (Gráfica 84).

Gráfica 84. Tasas de crecimiento de la cobertura del servicio de gas natural



Fuente: UPME, Ministerio de Minas y Energía, 2015.

Para la proyección de la demanda de las diferentes regiones se plantearon modelos de Vectores de Corrección del Error, VEC, en los que se relaciona la serie de demanda de gas natural con las series del precio de suministro del gas guajira, el precio de suministro promedio del GLP (valores históricos y proyectados) y la cobertura del servicio de gas natural. Las series de precios se originan en la Unidad, mientras que la fuente de la serie histórica de cobertura son los datos suministrados por el Ministerio de Minas y Energía, a diferencia de las revisiones anteriores en las cuales se utilizó la serie histórica publicada por el SUI.

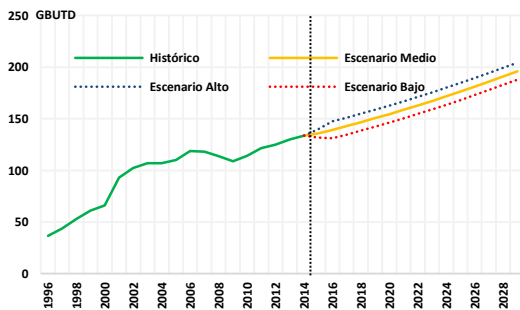
A continuación se presenta la proyección de demanda de gas natural para el sector residencial:

Tabla 3. Proyección demanda de gas natural sector residencial

DEMANDA DE GAS NATURAL			
Año	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2015	135,81	139,92	131,70
2016	139,32	147,54	131,09
2017	142,87	151,10	134,65
2018	146,74	154,96	138,51
2019	150,59	158,82	142,37
2020	154,54	162,76	146,31
2021	158,63	166,86	150,41
2022	162,88	171,10	154,65
2023	167,25	175,48	159,03
2024	171,75	179,98	163,53
2025	176,39	184,62	168,17
2026	181,16	189,38	172,93
2027	186,03	194,25	177,81
2028	190,98	199,21	182,76
2029	196,05	204,27	187,83

Fuente: UPME, Chevron, Ecopetrol, Concentra 2015.

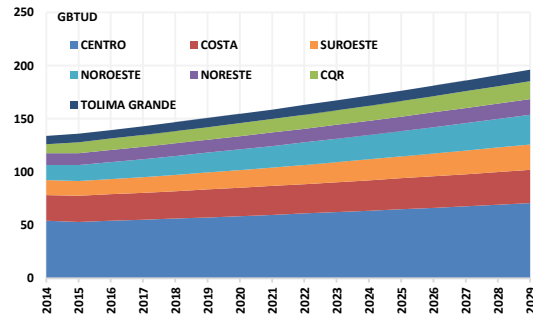
Gráfica 85. Proyección demanda de gas natural sector residencial



Fuente: UPME, Chevron, Ecopetrol, Concentra 2015.

En el sector residencial se proyectan tasas de crecimiento del 3,2%, lideradas por el crecimiento en consumo y cobertura en regiones como Centro, Noroeste y Suroeste.

Gráfica 86. Demanda proyectada de gas natural residencial por regiones



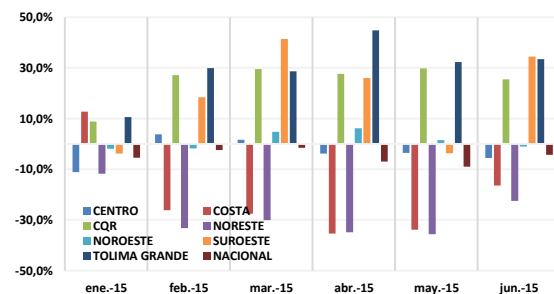
Fuente: UPME, Chevron, Ecopetrol, Concentra 2015.

La región que seguirá teniendo el mayor consumo de gas natural es Centro, con una tasa de crecimiento promedio anual de 2,2%. Por su parte la región Noroeste es la que presenta mayor crecimiento con tasas promedio anuales de 4,9%, permaneciendo en el tercer lugar de consumo en el sector residencial.

6.2. Proyección de Demanda del Sector comercial.

En la demanda nacional del sector comercial se aprecia una disminución en el primer semestre de 2015, como consecuencia de la reducción en el consumo en las regiones Costa y Noreste (Gráfica 87).

Gráfica 87. Crecimiento anual de la demanda de Gas Natural para el sector comercial



Fuente: UPME, Concentra 2015.

Al medir el crecimiento anual para los primeros seis meses del año, Costa y Noreste disminuyeron sus consumos en un 21% y 28%, respectivamente, en promedio en relación al año 2014.

Por su parte, la región CQR (eje cafetero), presenta crecimientos de consumo cercanos al 30%, que podrían ser explicados por un mayor dinamismo en el turismo de la zona, reflejado en mayor ocupación hotelera respecto a 2014 (Banco de la República, 2015).

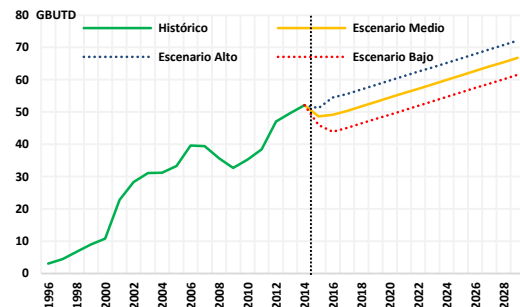
La proyección de demanda del sector comercial se modeló mediante vectores de corrección del error, VEC, en los que se relacionó la demanda de cada región con los precios de suministro del gas natural de la Guajira y los precios promedio de suministro del GLP

Tabla 4. Proyección demanda de gas natural sector comercial

DEMANDA DE GAS NATURAL			
Año	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2015	48,59	51,22	45,95
2016	49,17	54,45	43,90
2017	50,31	55,59	45,04
2018	51,72	56,99	46,44
2019	53,08	58,35	47,80
2020	54,44	59,72	49,17
2021	55,83	61,10	50,55
2022	57,20	62,48	51,93
2023	58,57	63,85	53,30
2024	59,94	65,21	54,66
2025	61,32	66,60	56,05
2026	62,69	67,97	57,42
2027	64,07	69,34	58,79
2028	65,43	70,70	60,15
2029	66,81	72,09	61,54

Fuente: UPME, Chevron, Ecopetrol, Concentra 2015.

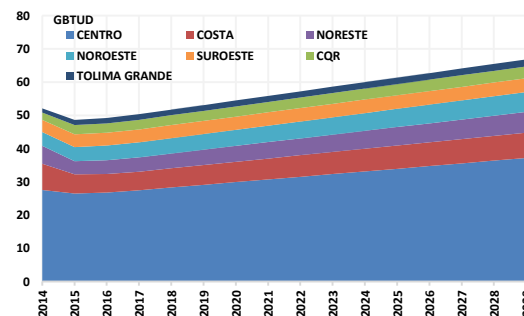
Gráfica 88. Proyección demanda de gas natural sector comercial



Fuente: UPME, Chevron, Ecopetrol, Concentra 2015.

La demanda comercial (Gráfica 88) presenta una tasa de crecimiento anual promedio de 2,48%. Las regiones con mayor proyección de crecimiento anual promedio, son Noreste y Centro con 3,4% y 2,65% respectivamente (Gráfica 89).

Gráfica 89. Demanda proyectada de gas natural comercial por regiones



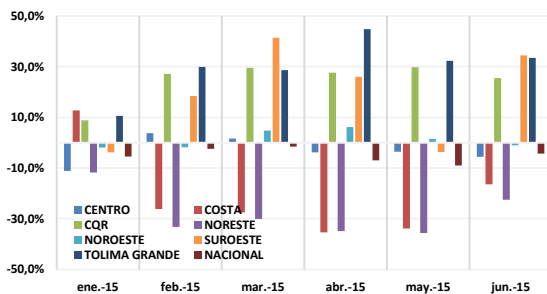
Fuente: UPME, Chevron, Ecopetrol, Concentra 2015.

6.3. Proyección de Demanda del Sector Industrial.

En el sector industrial se aprecia una reducción en la demanda como consecuencia de una reducción en el consumo en las regiones Costa y Centro. La disminución de 25% con respecto al segundo trimestre de 2014 en la producción de Níquel y de alrededor de 5% en la producción de carbón

en el segundo trimestre de 2015 con respecto al primero (Banco de la República Colombia, 2015), impactan el consumo de gas natural de la región Costa. Por su parte en la región Centro se presentan bajos niveles de producción real debido a la depreciación del tipo de cambio y al consecuente aumento en el costo de la materia prima (Banco de la República, 2015).

Gráfica 90. Crecimiento anual de la demanda de Gas Natural para el sector industrial



Fuente: UPME, Concentra 2015.

La proyección de demanda del sector industrial fue modelada mediante vectores de corrección del error VEC, en los que se relacionó la demanda nacional del sector con el precio del gas natural de guajira, el precio del carbón como sustituto en procesos de calentamiento y el PIB proyectado del sector Industrial. La proyección del PIB trimestral es realizada en la Unidad.

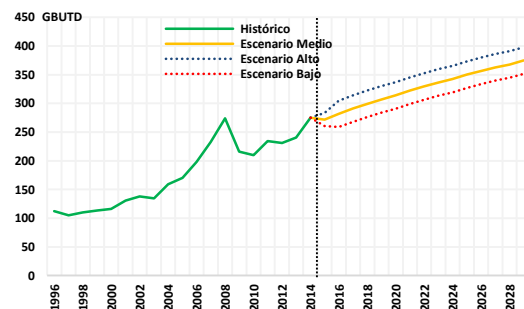
Los resultados de la proyección son los siguientes:

Tabla 5. Proyección demanda de gas natural sector industrial

DEMANDA DE GAS NATURAL			
Año	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2015	271,98	283,55	260,41
2016	281,73	304,80	258,65
2017	291,14	314,28	268,00
2018	299,14	322,28	276,01
2019	307,03	330,17	283,89
2020	313,85	336,92	290,78
2021	322,18	345,32	299,05
2022	329,46	352,60	306,32
2023	336,53	359,66	313,39
2024	342,46	365,53	319,38
2025	350,06	373,20	326,92
2026	356,52	379,66	333,38
2027	362,78	385,92	339,64
2028	367,83	390,91	344,76
2029	374,69	397,83	351,56

Fuente: UPME, Chevron, Ecopetrol, Concentra 2015.

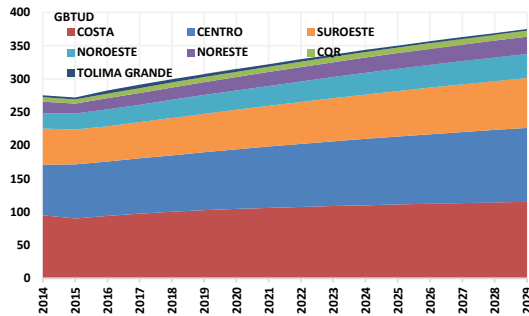
Gráfica 91. Proyección demanda de gas natural sector industrial



Fuente: UPME, Chevron, Ecopetrol, Concentra 2015.

La demanda proyectada para el período 2015 – 2029 presenta un crecimiento promedio de 2,3% anual. En comparación con revisiones anteriores, se proyecta un crecimiento menor del consumo de gas natural de la industria, debido al bajo crecimiento proyectado de la economía del sector y a la desaceleración que ha venido presentando en el 2015.

Gráfica 92. Demanda proyectada de gas natural industrial por regiones



Fuente: UPME, Chevron, Ecopetrol, Concentra 2015.

Al revisar la proyección a nivel regional (Gráfica 92), se aprecia que a pesar de las bajas tasas de crecimiento, Centro y Costa se mantienen como las regiones con mayor consumo en el sector industrial, representando el 60% de la demanda total.

6.4. Proyección de Demanda del Sector Petroquímico.

Con respecto a la revisión de Junio, en el sector petroquímico se aprecia una leve recuperación del consumo de gas natural. De acuerdo al boletín económico del Banco de la República para la región Caribe, el crecimiento en producción se debió en gran parte a la fabricación de sustancias químicas básicas (2015), en las que se encuentran clasificadas las empresas que hacen productos derivados a partir del gas natural, con una contribución a la variación anual de producción real de 0,8% (2015).

El modelo del sector petroquímico es de vectores de corrección del error VEC, en el que se relaciona la demanda de gas natural del sector con variables como el precio de suministro de gas natural de la guajira y el Índice de Producción Real reportado para las

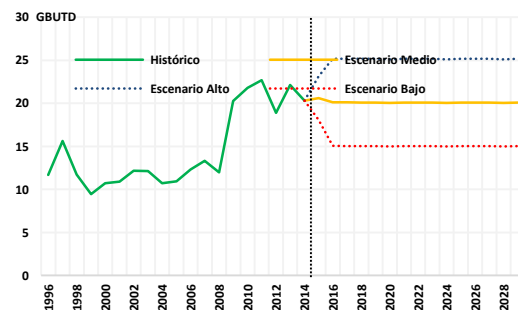
empresas que fabrican productos químicos básicos.

Tabla 6. Proyección demanda de gas natural sector petroquímico

DEMANDA DE GAS NATURAL			
Año	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2015	20,62	23,15	18,08
2016	20,12	25,18	15,06
2017	20,11	25,18	15,04
2018	20,11	25,18	15,04
2019	20,10	25,17	15,03
2020	20,05	25,11	15,00
2021	20,10	25,17	15,03
2022	20,10	25,17	15,03
2023	20,10	25,17	15,03
2024	20,05	25,11	15,00
2025	20,10	25,17	15,03
2026	20,10	25,17	15,03
2027	20,10	25,17	15,03
2028	20,05	25,11	15,00
2029	20,10	25,17	15,03

Fuente: UPME, Chevron, Ecopetrol, Concentra 2015.

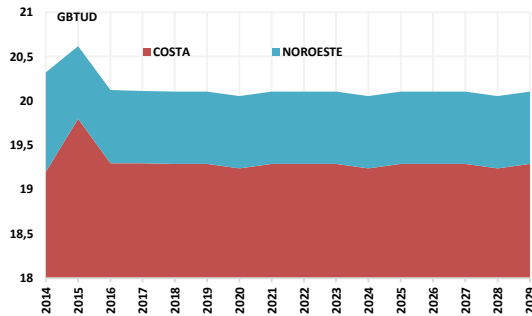
Gráfica 93. Proyección demanda de gas natural sector petroquímico



Fuente: UPME, Chevron, Ecopetrol, Concentra 2015.

En la proyección del sector petroquímico no se esperan cambios significativos en la demanda que presentan en la actualidad. Cabe recordar que la actividad del sector se lleva a cabo en Antioquia y Bolívar, y de momento no se tiene conocimiento de nuevos proyectos.

Gráfica 94. Demanda proyectada de gas natural petroquímico por regiones



Fuente: UPME, Chevron, Ecopetrol, Concentra 2015.

6.5. Proyección de Demanda del Sector Petrolero (Ecopetrol).

Con la entrada en operación de la refinera de Cartagena, el consumo de gas natural de Ecopetrol empieza su curva de ascenso de acuerdo a las perspectivas de consumo de la compañía presentadas en mayo del presente año. En la región Costa se espera pasar de consumos de 4 GBTUD a 70 GBTUD.

La ampliación de la refinera permitirá pasar de un cargue de 80.000 barriles de crudo a 165.000, con los que se producirán entre otros, diésel, gasolina y jet fuel².

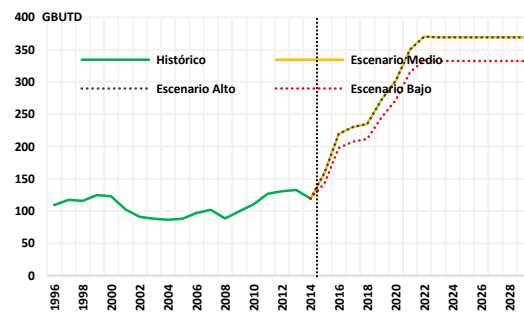
La proyección de la demanda de Ecopetrol es suministrada por la empresa de acuerdo a sus proyectos en las refineras y en sus campos de producción.

Tabla 7. Proyección demanda de gas natural Ecopetrol

DEMANDA DE GAS NATURAL			
Año	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2015	159,21	159,21	143,29
2016	219,29	219,29	197,36
2017	230,46	230,46	207,42
2018	234,91	234,91	211,42
2019	272,44	272,44	245,20
2020	301,48	301,48	271,33
2021	350,23	350,23	315,21
2022	370,20	370,20	333,18
2023	369,12	369,12	332,21
2024	369,12	369,12	332,21
2025	369,12	369,12	332,21
2026	369,12	369,12	332,21
2027	369,12	369,12	332,21
2028	369,12	369,12	332,21
2029	369,12	369,12	332,21

Fuente: UPME, Chevron, Ecopetrol, Concentra 2015.

Gráfica 95. Proyección demanda de gas natural Ecopetrol

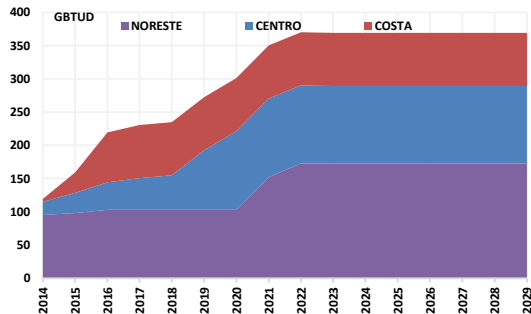


Fuente: UPME, Chevron, Ecopetrol, Concentra 2015.

2./ ² Por fin se entrega ampliación de Refinería de Cartagena. (Portafolio.co). Consultado el 23 de octubre de 2015 de

<http://www.portafolio.co/economia/fin-se-entrega-ampliacion-refineria-cartagena>

Gráfica 96. Demanda proyectada de gas natural Ecopetrol por regiones



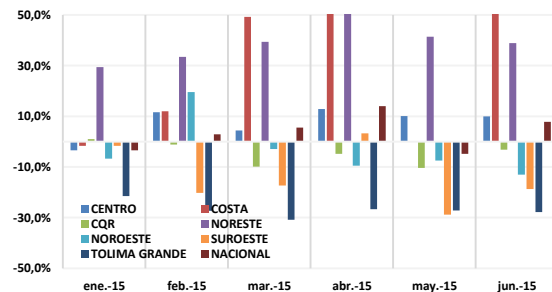
Fuente: UPME, Chevron, Ecopetrol, Concentra 2015.

El crecimiento en la demanda de gas natural en las tres regiones en las que Ecopetrol tiene proyectos de exploración o refinación es liderado principalmente por el consumo del energético como fuente primaria para la generación de energía eléctrica. Uno de los aumentos más importante se presentaría en la región Noreste, donde se ubica la refinería de Barrancabermeja, en donde el consumo de gas natural pasaría de 100 GBTUD a 170 GBTUD, como resultado de la ampliación de la refinería.

6.6. Proyección de Demanda del Sector Transporte (GNVC).

En el sector transporte las regiones con mayor crecimiento en 2015 respecto al 2014 son Costa y Nororiente, con tasas mayores al 30% desde el mes de marzo. El crecimiento de estas dos regiones ha impulsado la demanda Nacional, que a junio de 2015 se ubicaba en 91,82 GBTUD.

Gráfica 97. Crecimiento anual de la demanda de Gas Natural para el sector transporte



Fuente: UPME, Concentra 2015.

Como se explicó en documentos anteriores, la proyección del sector transporte se realizó mediante un modelo analítico en el que se relacionan variables como el PIB del sector transporte y la población con el número de vehículos a nivel nacional y el número de viajes en cinco áreas metropolitanas. Los datos presentados corresponden a la revisión del mes de marzo del presente año del documento "Proyección de Demanda de Combustibles en el Sector Transporte en Colombia"³.

En dicho documento se tienen los datos de consumo anual del gas natural para el sector transporte. Mediante algoritmos como Denton se realizó la mensualización de los datos de acuerdo a la estacionalidad de la serie histórica.

3./ ³ Proyección de Demanda de Combustibles en el Sector Transporte en Colombia. En línea: <http://www.sipg.gov.co/sipg/documento>

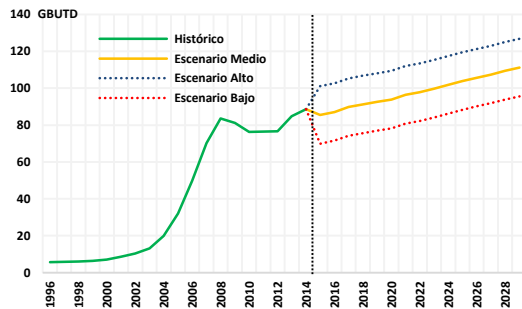
s/Proyecciones/2015/Proy_Demanda_Mar2015.pdf

Tabla 8. Proyección demanda de gas natural GNVC

DEMANDA DE GAS NATURAL			
Año	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2015	85,46	101,05	69,87
2016	87,10	102,69	71,51
2017	89,75	105,33	74,16
2018	91,14	106,73	75,55
2019	92,50	108,09	76,92
2020	93,82	109,41	78,23
2021	96,37	111,95	80,78
2022	97,79	113,38	82,21
2023	99,65	115,23	84,06
2024	101,79	117,37	86,20
2025	103,90	119,49	88,31
2026	105,66	121,25	90,07
2027	107,40	122,99	91,82
2028	109,41	125,00	93,82
2029	111,15	126,74	95,56

Fuente: UPME, Chevron, Ecopetrol, Concentra 2015.

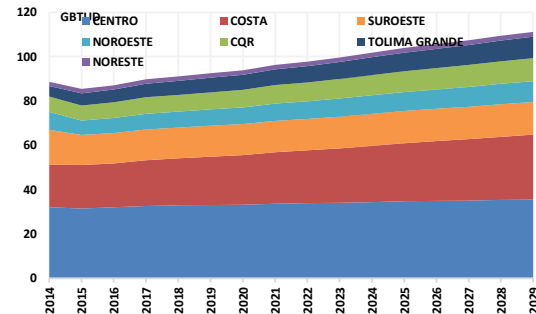
Gráfica 98. Proyección demanda de gas natural GNVC



Fuente: UPME, Chevron, Ecopetrol, Concentra 2015.

Por último, para presentar los datos regionales se utilizaron mínimos cuadrados ordinarios, en los que se relacionó la demanda proyectada nacional con las demandas históricas de cada una de las regiones en las que hay consumo.

Gráfica 99. Demanda proyectada de gas natural GNVC por regiones



Fuente: UPME, Chevron, Ecopetrol, Concentra 2015.

La proyección de demanda de gas natural vehicular de la revisión de marzo disminuyó respecto a la de noviembre de 2014 debido a la sustracción del supuesto de impulso al GNVC al transporte pesado

6.7. Proyección de Demanda del Sector Termoeléctrico

La proyección de la demanda de gas natural del sector termoeléctrica está sujeta al despacho centralizado del Sistema Interconectado Nacional SIN (simulado en el Modelo de Programación Dual Estocástica, SDDP por sus siglas en inglés) y a las generaciones de seguridad que sean necesarias para mantener las condiciones de operación del sistema de transmisión (simulación de restricciones de la red).

En la presente revisión el escenario medio se modeló con la siguiente ecuación:

$$\text{Consumo de Combustibles } t = \sum_{i=1}^n (\text{Max}(\text{Consumo SDDP } it, \text{Consumo Gen de Seguridad } i t)) \cdot (1 + k)$$

En resumen, en la presente revisión para el cálculo del escenario medio se selecciona el

valor máximo entre despacho y seguridad de generación para cada planta en un instante de tiempo t y posteriormente se suman los resultados de todas las plantas en ese instante.

Es importante resaltar que la simulación del despacho centralizado se realizó con series hidrológicas estocásticas, es decir, se simuló el comportamiento del SIN bajo diferentes condiciones hidrológicas. Debido a la situación particular generada por el fenómeno de El Niño, entre los años 2015 y 2016 para el escenario medio se simularon las siguientes condiciones:

- Proyección de demanda de energía eléctrica, escenario medio, revisión octubre de 2015.
- Caso de bajos aportes construido por los agentes en el subcomité hidrológico del Consejo Nacional de Operación (CNO)
- Contratos de suministro de combustible y Opciones de Compra de Gas, OCG hasta diciembre de 2015, y disponibilidad del mismo hasta el final del periodo de análisis, lo anterior según lo informado por los agentes a XM (es decir no se libera el Gas contratado).

Para el escenario alto se definieron los consumos promedio presentados en las plantas de generación térmica a gas en el 2015. Adicionalmente, para el período octubre 2015 – octubre 2016 se simularon las siguientes condiciones:

- Proyección de demanda de energía eléctrica, escenario medio, revisión octubre de 2015.

- Caso de bajos aportes construido por los agentes en el subcomité hidrológico del Consejo Nacional de Operación (CNO)
- Contratos de suministro de combustible y OCG hasta diciembre de 2015, para posteriormente liberal el Gas.

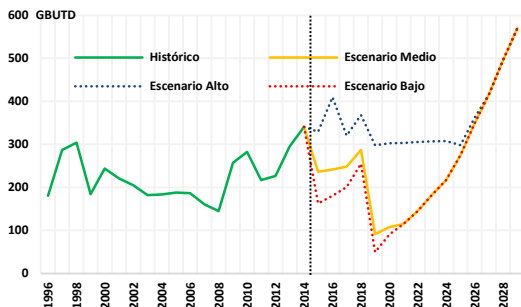
Para el escenario bajo se definieron los consumos de generación de seguridad. A partir del año 2026, como no se tiene definida alguna expansión de la generación y como se proyecta que la demanda de energía eléctrica siga creciendo, se definen los 3 escenarios como el escenario medio.

Tabla 9. Proyección demanda de gas natural Termoeléctrica

DEMANDA DE GAS NATURAL			
Año	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2015	236	329	163
2016	241	410	180
2017	248	320	201
2018	286	368	255
2019	91	298	50
2020	107	302	90
2021	115	303	115
2022	145	305	145
2023	182	307	182
2024	217	308	217
2025	275	298	275
2026	349	362	349
2027	416	416	416
2028	495	495	495
2029	570	570	570

Fuente: UPME, Chevron, Ecopetrol, Concentra 2015.

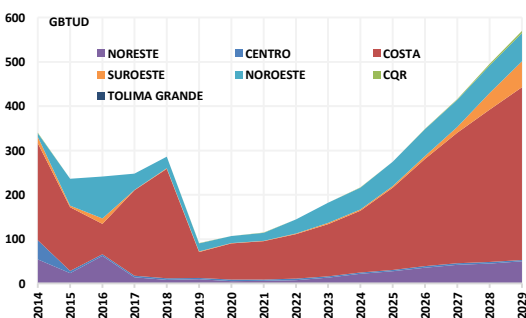
Gráfica 100. Proyección demanda de gas natural Termoeléctrica



Fuente: UPME, Chevron, Ecopetrol, Concentra 2015.

Aunque se presentó una revisión al cálculo de la demanda de gas natural, en la Gráfica 100 se aprecia que en el escenario medio se proyecta un incremento importante en el año 2018, originado por un incremento en la demanda de energía eléctrica de la costa, así como la entrada de nuevas cargas en la misma región. Así mismo, se observa la caída del consumo de gas natural en el 2019 por la entrada de Hidroituango y de la línea de 500kV Cerromatoso – Chinú – Copey.

Gráfica 101. Demanda proyectada de gas natural Ecopetrol por regiones



Fuente: UPME, Chevron, Ecopetrol, Concentra 2015.

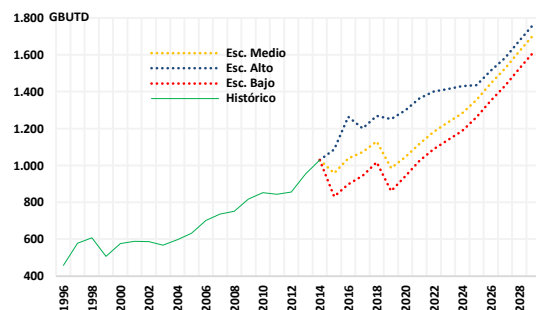
Al analizar la proyección de los consumos en las diferentes regiones, se advierte que la región de la Costa presenta la mayor demanda como consecuencia del aumento de

las generaciones de seguridad y de la demanda de energía eléctrica.

7. PROYECCIÓN ESTOCÁSTICA DE LA DEMANDA

Al sumar los resultados de cada uno de los sectores de consumo de gas natural, obtenemos tres escenarios determinísticos de demanda nacional de gas natural:

Gráfica 102. Proyección demanda de gas natural nacional

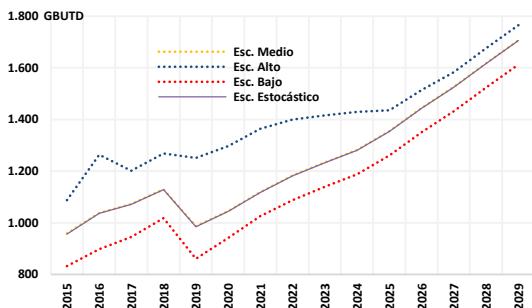


Fuente: UPME, Chevron, Ecopetrol, Concentra 2015.

Aunque se parte del hecho que el escenario medio es el de mayor probabilidad de ocurrencia, se realiza un análisis estocástico basado en lo expuesto por Massy & Herrera (2015), para hallar un escenario de proyección estocástica, en el que a cada uno de los escenarios pronosticados se les asigna una probabilidad de acuerdo a su grado de desviación del escenario de referencia, es decir el medio.

El escenario resultante y las probabilidades correspondientes se presentan a continuación:

Gráfica 103. Proyección demanda de gas natural estocástica



Fuente: UPME, Chevron, Ecopetrol, Concentra 2015.

$$P_{medio} = 98,71\%$$

$$P_{alto} = 0,00\%$$

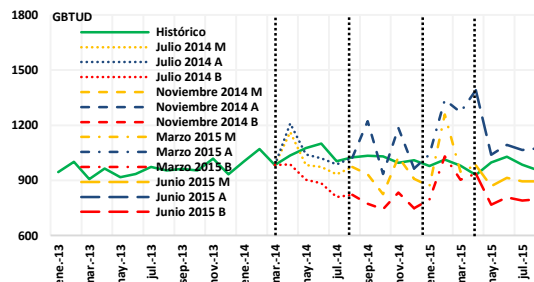
$$P_{bajo} = 1,29\%$$

De acuerdo a los resultados, el escenario medio corresponde a más del 90% de la curva de proyección estocástica, como resultado de una baja varianza ponderada entre los datos reportados para los tres escenarios. Lo anterior es consecuencia de que en 5 de los 7 sectores, más del 60% de la demanda, los escenarios bajo y alto corresponden a una banda de incertidumbre alrededor del escenario medio.

8. SEGUIMIENTO A LAS PROYECCIONES DE LAS REVISIONES PREVIAS.

En la presente revisión se realiza un nuevo seguimiento a las proyecciones realizadas previamente. Dada la actual coyuntura de bajos aportes hidrológicos en el SIN, y la necesidad de contar con mayores recursos para la generación en el sector termoeléctrico, es importante llevar control de los consumos a nivel nacional en el resto sectores.

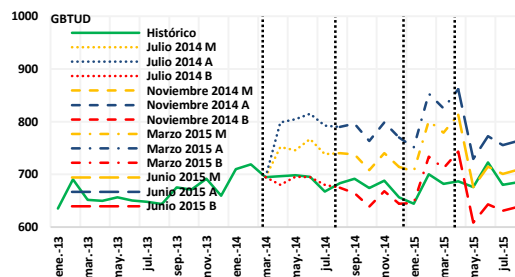
Gráfica 104. Evolución de las revisiones de demanda nacional de gas natural con termoeléctricas



Fuente: UPME, Chevron, Ecopetrol, Concentra 2015.

En la Gráfica 104 se aprecia que la demanda de gas natural se ubicó entre los escenarios alto y medio de la UPME, para la revisión de junio de 2015. A pesar de presentar altos consumos en el sector termoeléctrico, para los meses revisados aún no se presentan impactos por el fenómeno de “El Niño”.

Gráfica 105. Evolución de las revisiones de demanda nacional de gas natural sin termoeléctricas



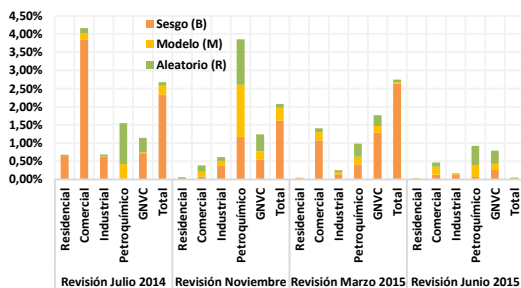
Fuente: UPME, Chevron, Ecopetrol, Concentra 2015.

Al excluir al sector termoeléctrico, la proyección de demanda nacional estuvo más cercana al escenario medio, como se observa en la Gráfica 105. Adicionalmente, se aprecia que las proyecciones han seguido la tendencia de la demanda real.

Aunque al comparar la demanda de gas natural con las proyecciones se observa que

las diferencias con las diferentes revisiones son menores, es conveniente cuantificar las desviaciones de las proyecciones con respecto al comportamiento real. Por tal motivo a continuación se presenta nuevamente un análisis del error cuadrático medio, y su respectiva composición.

Gráfica 106. Composición Error Cuadrático Medio en las diferentes revisiones



Fuente: UPME, Chevron, Ecopetrol, Concentra 2015.

De la Gráfica 106 se concluye que, el sector que mejores pronósticos ha presentado es el residencial, en el cuál el error cuadrático medio no ha sobrepasado el 1% en ninguna de las revisiones. Por otra parte, el sector petroquímico es el que mayor error presenta, pero dicho error puede ser explicado en más del 30% por factores aleatorios. Con respecto al total de la proyección, la revisión de junio de 2015 es la que presenta menor error. Es importante continuar el seguimiento para evaluar la efectividad de las revisiones a mediano y largo plazo.

Referencias

Banco de la República. (11 de Septiembre de 2015). *Boletín Económico Regional Bogotá*. Obtenido de Banco de la República Web site: <http://goo.gl/34K3kS>

Banco de la República. (11 de Septiembre de 2015). *Boletín Económico Regional Eje Cafetero*. Obtenido de Banco de la República Web site: <http://goo.gl/9b1MKV>

Banco de la República Colombia. (11 de Septiembre de 2015). *Boletín Económico Regional Costa Caribe*. Obtenido de Banco de la República Web site: goo.gl/rU5ugd

Considine, T., & Clemente, F. (2007). Betting on Bad Numbers. *Public Utilities Fortnighly*, 53-59.

Massy, G., & Herrera, B. (2015). *Análisis Estocástico de Oferta y Demanda de Gas Natural*. Bogotá: UPME.

Contacto:

Avenida Calle 26 # 69 D – 91

Torre 1 Oficina 901

Pbx: 222 06 01

Fax: 221 95 37

Línea Gratuita Nacional: 01800911729

www.upme.gov.co

Síguenos en: @UPMEOFICIAL