

PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE GAS NATURAL EN COLOMBIA

Revisión

Marzo de 2015



**Proyección de Demanda de Gas Natural
en Colombia**

Revisión Marzo de 2015

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

Revisión
Marzo 2015

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	5
1. ENTORNO MACROECONÓMICO 2015. CAÍDA EN LOS PRECIOS DEL PETRÓLEO Y FORTALECIMIENTO DEL DÓLAR: UNA OPORTUNIDAD PARA LAS ECONOMÍAS DESARROLLADAS, UNA AMENAZA PARA LOS EMERGENTES EN LATINOAMÉRICA	7
2. ECONOMÍA COLOMBIANA EN CONTEXTO: BUEN CRECIMIENTO EN 2014 FRENTE A LA INCERTIDUMBRE 2015. NEUTRALIZAR EL EFECTO NEGATIVO DE CRISIS PETROLERA, RETO A LARGO PLAZO.....	14
3. PERSPECTIVAS DEL GAS NATURAL EN LOS MERCADOS MUNDIALES. IMPACTO EN LA INDUSTRIA COLOMBIANA	19
4. SENSIBILIDAD DE LA DEMANDA DE GAS CON RESPECTO A SU NIVEL DE PRECIOS. ELASTICIDAD PRECIO – DEMANDA DEL CONSUMO RESIDENCIAL E INDUSTRIAL.....	30
5. DEMANDA DE GAS NATURAL	39
6. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA TOTAL INTERNA, SIN TERMOELÉCTRICAS, DE GAS NATURAL EN COLOMBIA	41
6.1 Modelo de Vector de Corrección del Error, VEC	41
6.2 Proyección de demanda de GN sin termoeléctricas.....	41
7. PROYECCIONES DE DEMANDA DE GN POR SECTORES DE CONSUMO Y POR REGIONES	43
7.1 Proyección de demanda sector residencial.	43
7.1.1 Región Centro	46
7.1.2 Región Costa	47
7.1.3 Región CQR	47
7.1.4 Región Noreste	48
7.1.5 Región Noroeste	48
7.1.6 Región Suroeste.....	49
7.1.7 Región Tolima Grande	50
7.2 Proyección de demanda sector Comercial	50
7.2.1 Región Centro	51
7.2.2 Región Costa	51
7.2.3 Región CQR	52
7.2.4 Región Noreste	53
7.2.5 Región Noroeste	53
7.2.6 Región Suroeste.....	54
7.2.7 Región Tolima Grande	54
7.3 Proyección de demanda sector Industrial	55
7.3.1 Región Centro	56
7.3.2 Región Costa	57
7.3.3 Región CQR	57
7.3.4 Región Noreste	58

7.3.5	Región Noroeste.....	58
7.3.6	Región Suroeste.....	59
7.3.7	Región Tolima Grande.....	59
7.4	Proyección de demanda sector Petroquímico.....	60
7.4.1	Región Costa.....	61
7.4.2	Región Noroeste.....	61
7.5	Proyección de demanda sector Petrolero.....	62
7.5.1	Región Centro.....	62
7.5.2	Región Costa.....	63
7.5.3	Región Noreste.....	64
7.6	Proyección de demanda sector Transporte.....	64
7.6.1	Región Centro.....	66
7.6.2	Región Costa.....	66
7.6.3	Región CQR.....	67
7.6.4	Región Noreste.....	67
7.6.5	Región Noroeste.....	68
7.6.6	Región Suroeste.....	68
7.6.7	Región Tolima Grande.....	69
7.7	Sector Termoeléctrico.....	69
7.7.1	Región Centro.....	72
7.7.2	Región Costa.....	72
7.7.3	Región Noreste.....	73
7.7.4	Región Noroeste.....	73
7.7.5	Región Suroeste.....	74
8.	<u>PROYECCIÓN TÉCNICO - ECONÓMICA DEL CONSUMO DE GAS NATURAL EN COLOMBIA.....</u>	<u>75</u>
8.1	<u>Proyección Técnico - Económica del Consumo de Energía Eléctrica Sectorial.....</u>	<u>76</u>
9.	<u>ESCENARIOS DE CONSUMO FINAL TOTAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA - WEO VS PEN.....</u>	<u>78</u>
	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	81

INTRODUCCIÓN

Este documento presenta la revisión encargada a la Unidad de Planeación Minero Energética-UPME, de la proyección de la demanda interna de gas natural (GN). Se deben destacar los siguientes elementos en esta revisión:

- ✓ Se hizo un análisis del entorno económico actual relacionado con la caída en los precios del petróleo, y su impacto en el comportamiento de las economías desarrolladas y emergentes.
- ✓ Se estudió la evolución reciente de la economía colombiana, considerando la última revisión del dato de crecimiento económico 2014 publicado por el DANE en marzo de 2015. En el estudio, se examina tanto la oferta como la demanda agregadas, los fundamentales macro y se hace un particular énfasis en la evolución de la inflación, las decisiones de política económica tomadas por el Emisor, el desempeño de la economía colombiana respecto a las demás economías de Latinoamérica, la coyuntura cambiaria y las expectativas de crecimiento para 2015 considerando la visión del Gobierno, las previsiones de la UPME y la posición de los analistas.
- ✓ Se examinó la demanda de gas y sus componentes, de acuerdo a la regulación y sus diferente usos, por sector económico para consumo. En este aparte, se examina la dinámica de crecimiento, y se contrasta la demanda de gas con la demanda de energía eléctrica con el fin de evaluar correlación y establecer el grado de sustitución entre ambas, con énfasis en la industria.
- ✓ Se hace un análisis histórico para Colombia del comportamiento de la elasticidad precio – demanda para los diferentes consumidores de gas natural, con énfasis en la industria, y el sector residencial, discriminando éste por estrato socio – económico.
- ✓ Para medir la elasticidad, se usan dos métodos, uno no paramétrico que mide la elasticidad cada mes, y uno paramétrico a partir de un modelo econométrico log – log, el cual determina una elasticidad promedio para el período 1998 – 2014, que se halla para la demanda regulada y no regulado, así como para la demanda industrial, y la residencial discriminada por estrato.
- ✓ Se construyó una serie histórica de consumos trimestrales por sectores de consumo, de acuerdo a la información disponible en la UPME (se usaron datos de demanda de GN de fuente Ecopetrol, Chevron, CNO Gas, Concentra y UPME).
- ✓ Se emplearon criterios estadísticos para establecer escenarios de demanda de GN.
- ✓ Para la proyección de los sectores Residencial, Comercial, Industrial y Petroquímico se utilizaron métodos estadísticos en los que se tuvieron en cuenta variables económicas (PIB Industrial, precios GN y sustitutos) y sociales (población, cobertura del servicio en hogares).

- ✓ Para el sector transporte se utilizaron métodos de optimización tomando en cuenta la cantidad de vehículos y el número de viajes que estos mismos realizan dentro de las principales áreas metropolitanas, Bogotá, Barranquilla y Medellín.
- ✓ Para las proyecciones de demanda del sector termoeléctrico, se utiliza el software de modelamiento de despacho de sistemas hidrotérmicos *Stochastic Dual Dynamic Programming (SDDP)*, en el cual se tienen en cuenta las condiciones operativas y de costos de las centrales de generación.
- ✓ Además se realiza un análisis de las generaciones de seguridad necesarias de acuerdo a las restricciones de la red eléctrica.

Los porcentajes de crecimiento correspondientes a la demanda proyectada son presentados en la Tabla 2:

Tabla 2. Crecimiento de la Demanda Proyectada GN Nacional (%)

PROYECCIÓN NACIONAL % CRECIMIENTO			
AÑO	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2015	-4,83%	11,62%	-13,24%
2016	1,51%	-7,11%	2,21%
2017	2,97%	2,03%	3,45%
2018	21,92%	19,80%	20,65%
2019	-14,91%	-14,26%	-15,82%
2020	11,12%	11,62%	12,01%
2021	3,50%	3,00%	3,67%
2022	2,66%	4,06%	2,92%
2023	2,83%	1,10%	3,01%
2024	2,21%	3,78%	2,42%
2025	2,46%	0,84%	2,61%
2026	5,39%	2,23%	5,32%
2027	-0,69%	2,31%	-0,23%
2028	2,72%	2,73%	2,64%
2029	2,92%	2,98%	2,94%

Los resultados de la proyección de demanda interna de GN se presentan en la Tabla 1:

Tabla 1. Proyección de demanda de Gas Natural Nacional (GBTUD)

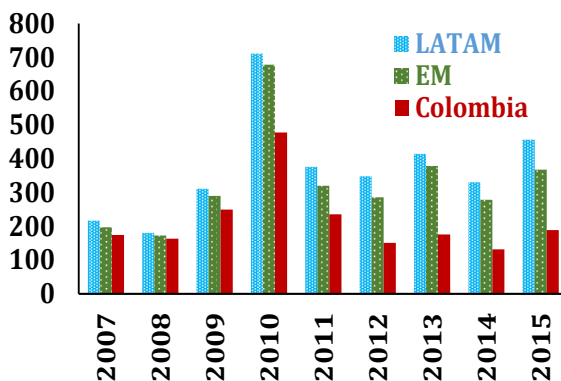
PROYECCIÓN NACIONAL GBTUD			
AÑO	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2015	995	1167	907
2016	1010	1084	927
2017	1040	1106	959
2018	1268	1325	1157
2019	1079	1136	974
2020	1199	1268	1091
2021	1241	1306	1131
2022	1274	1359	1164
2023	1310	1374	1199
2024	1339	1426	1228
2025	1372	1438	1260
2026	1446	1470	1327
2027	1436	1504	1324
2028	1475	1545	1359
2029	1518	1591	1399

1. ENTORNO MACROECONÓMICO 2015. CAÍDA EN LOS PRECIOS DEL PETRÓLEO Y FORTALECIMIENTO DEL DÓLAR: UNA OPORTUNIDAD PARA LAS ECONOMÍAS DESARROLLADAS, UNA AMENAZA PARA LOS EMERGENTES EN LATINOAMÉRICA

La caída en los precios del petróleo, y el fortalecimiento del dólar luego de una prolongada apreciación iniciada al promediar la década anterior, cambiaron las previsiones de la economía mundial, en cuanto a que han conseguido un incremento de la confianza de los inversionistas en Estados Unidos y los activos en dólares (principalmente bonos del tesoro y acciones).

En consecuencia, la confianza inversionista en las economías emergentes se ha deteriorado paulatinamente debido a la mayor dependencia de éstas (excepción Sudeste Asiático, India y China) al precio de las materias primas y la exposición de sus niveles de endeudamiento ante una mayor devaluación (Gráfica 1).

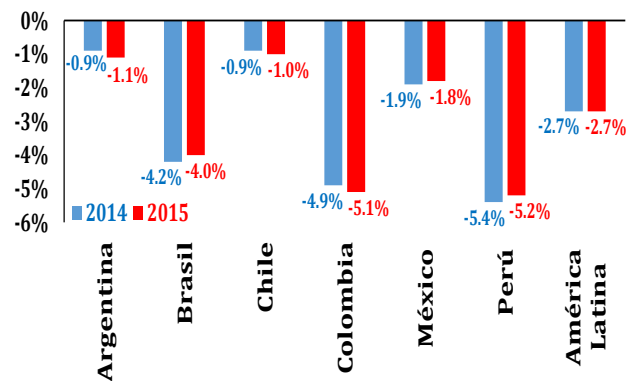
Gráfica 1. Percepción de Riesgo en las Economías Emergentes y Latinoamericanas según EMBI



Fuente: Banco Central de Perú – Reuters.

Latinoamérica, en general, ha hecho una serie de reformas desde la década de los noventa que le han permitido bajar sus niveles de inflación a niveles promedio por debajo del 5%, reducir la tasa de desempleo por debajo del 10% y bajar sus tasas de interés de colocación, consiguiendo estimular su demanda interna (consumo e inversión). Sin embargo, América Latina no ha podido reducir su dependencia de las materias primas como fuente principal de divisa, y su competitividad industrial sigue siendo insuficiente para poder diversificar su generación de crecimiento y mejorar sus términos de intercambio, razón por la cual la mayoría de sus economías tienen niveles significativamente altos de déficit en cuenta corriente (Gráfica 2).

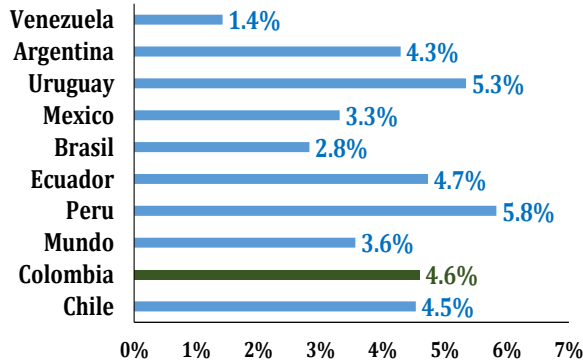
Gráfica 2. Saldo en Cuenta Corriente (% PIB) Principales Economías Latinoamericanas



Fuente: BBVA Research – ANIF

En lo corrido del siglo XXI, las economías líderes de la región, Colombia, Chile y Perú, se vieron favorecidas por la tendencia al alza del petróleo y el cobre (Gráfica 3). Sin embargo, no fue solamente debido a un boom de materias primas su buen desempeño.

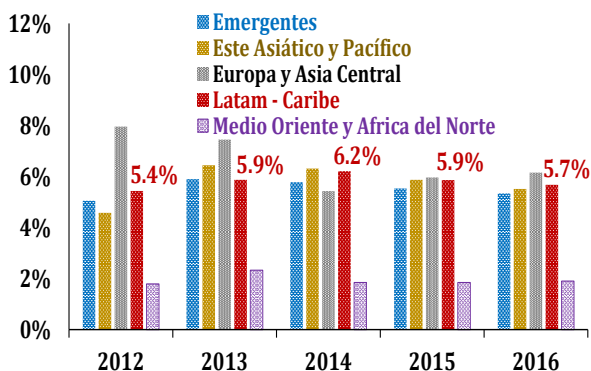
**Gráfica 3. Crecimiento Promedio 2010 – 2014
 Economías Latinoamericanas**



Fuente: BBVA Research – ANIF

Latinoamérica se vio favorecida por un mayor flujo de capitales, el cual alcanzó el 6.2% del PIB de la región en 2014 (Gráfica 4). Sin embargo, este fenómeno estuvo asociado claramente a una desaceleración de la economía de Estados Unidos y en Europa, que sumado a la política monetaria de cero tasa de interés junto a la implementación del Quantitative Easing (QE) estimularon la salida de capitales de países desarrollados a países emergentes.

**Gráfica 4. Flujos de Capital (% PIB)
 Latinoamérica y Comparativo con Regiones**



Fuente: Banco Mundial

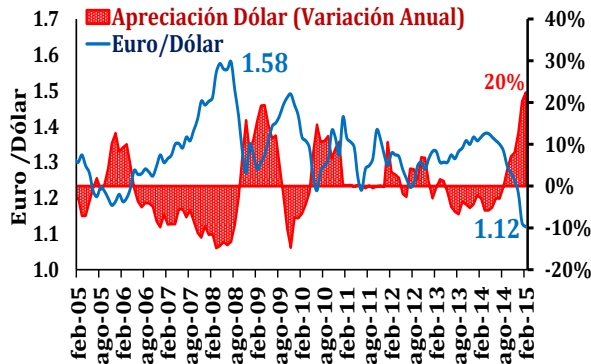
Este hecho llevó a un aumento en la oferta de divisas, depreciando el dólar, lo que coadyuvó en la reducción de la inflación, y en el aumento del poder adquisitivo del consumidor; de hecho, la demanda interna fue el motor del crecimiento económico de los países latinoamericanos, lo que hizo menos vulnerable a la región frente a la recesión posterior a la crisis financiera, de Europa Occidental y EE. UU.

¿Era previsible el fortalecimiento del dólar y el desplome en los precios mundiales del crudo?, la respuesta es sí, por cuanto los ciclos económicos hacen parte de la idiosincrasia del funcionamiento de las economías de mercado, los auges no son indefinidos, y los fundamentales macro de las economías desarrolladas así como su capital físico y humano, siguen siendo mejores que las economías emergentes para suponer que el boom de éstas era un posible punto de no retorno en la dinámica del crecimiento económico.

El dólar viene en un proceso de tendencia al alza desde Mayo de 2013 cuando la Reserva Federal, Banca Central de EE. UU, anunció el comienzo de los recortes a los suministros de liquidez que permitieron evitar el colapso del sistema financiero americano (Gráfica 5).

En Colombia, la apreciación del dólar no fue inmediata. En Marzo de 2014 la banca de inversión JP Morgan recomendó una mayor inversión en bonos colombianos de deuda soberana, y el ritmo de devaluación del peso colombiano que había llegado al 13% en febrero de 2014, se revirtió al punto que el dólar, que había superado la barrera de los COP 2,000 al comenzar el año anterior, bajó a COP 1,872 al finalizar Julio acumulando una apreciación del peso del 15% anual.

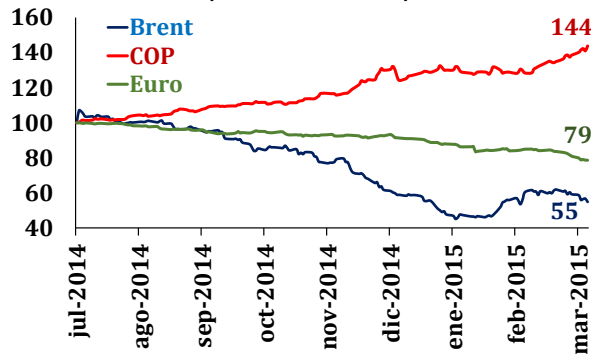
Gráfica 5. Dólar Vs Euro



Fuente: Bloomberg – Reuters

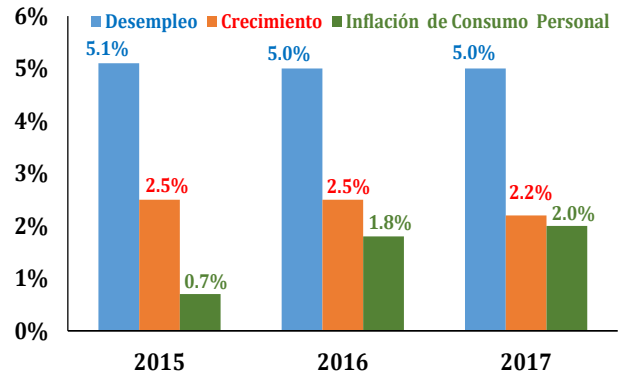
Sin embargo, la ruptura de la apreciación del peso colombiano, como de las monedas de países emergentes, con relación al dólar, se comienza a dar en la última semana de Julio, respondiendo a un ajuste en la composición de portafolios, por los síntomas de una fuerte recuperación de EE. UU (Gráfica 6): crecimiento proyectado al tercer trimestre de 2015 del 3% (Gráfica 7), en línea con su crecimiento potencial, y relativamente similar al que Estados Unidos exhibía antes de la crisis financiera de 2008 (durante la cual el desempleo subió hasta el 9%).

Gráfica 6. Índice Tasa de Cambio Nominal Euro y Peso Colombiano (Base Jul. 2014=100) Vs Petróleo



Fuente: Bloomberg – Reuters – Cálculos UPME

Gráfica 7. Previsiones Fundamentales Macroeconómicas Estados Unidos



Fuente: Bloomberg – Reuters – Cálculos UPME

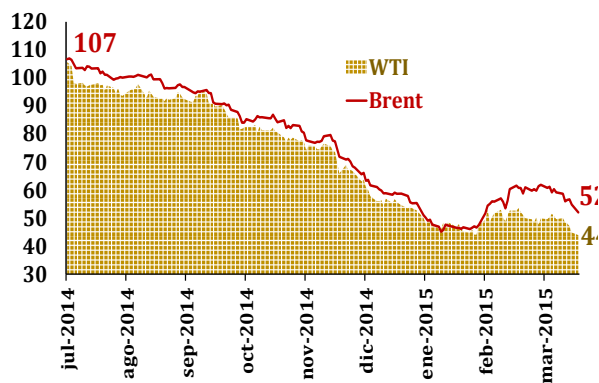
Según las proyecciones de la FED a marzo de 2015, EE. UU tendrá sus fundamentales macro en línea con su nivel potencial: en los próximos tres años, el crecimiento económico sería de 2.5%, el desempleo de 5% (1% por encima de la tasa NAIRU – no aceleradora del nivel de inflación) y la inflación del 1.8% (por debajo del 2%, nivel objetivo fijado por la Reserva Federal).

De ésta manera, la apreciación del dólar, inducida por la recuperación económica de EE. UU., fue anterior a la caída en los precios del petróleo, siendo luego éste hecho, un petróleo a bajo precio, un acelerador (distinto que originador) de la fuerte depreciación experimentada por los países emergentes, como el caso colombiano.

El precio de las referencias de mercado WTI y Brent sufrieron una caída sostenida desde la última semana de Julio de 2014, caída que persiste en el primer trimestre de 2015. Mientras, el WTI, entre julio y diciembre de 2014 bajó de USD 106 a USD 54 el precio del barril, el Brent, para el mismo período descendió de USD 107 a USD 55.

A pesar de la preocupación de los mercados por la fuerte reducción en el margen de ganancia y la visión de la OPEP, principal grupo de países productores con el 40% de las reservas mundiales, la caída en el precio no se detuvo (Gráfica 8): al promediar el mes de marzo, el WTI había alcanzado su punto más bajo de cotización en el año, USD 44, mientras el Brent lo hacía a USD 52.

Gráfica 8. Evolución Histórica del Precio del Petróleo Referencias WTI y Brent

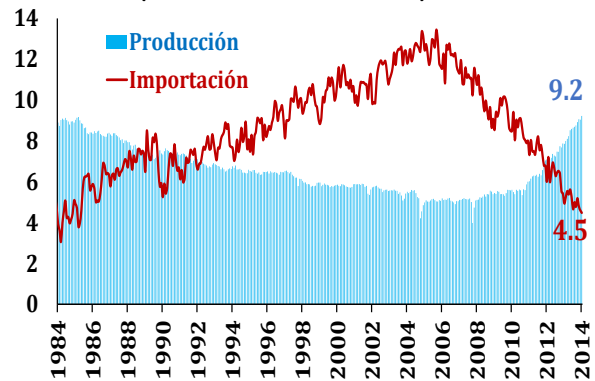


Fuente: Bloomberg – Reuters – Cálculos UPME

La caída de los precios del petróleo se asocia desde el punto de vista de la oferta, a un incremento de 3.8 millones de barriles en la producción diaria de Estados Unidos (pasando de 5.4M en diciembre de 2009 a 9.2M en diciembre de 2014) que le permitió reducir su nivel de importaciones diaria en 4M durante el mismo período (de 8.5M a 4.5 M), con lo cual Estados Unidos ha reducido de forma significativa, su dependencia del resto del mundo para conseguir satisfacer sus necesidades de crudo (Gráfica 9,

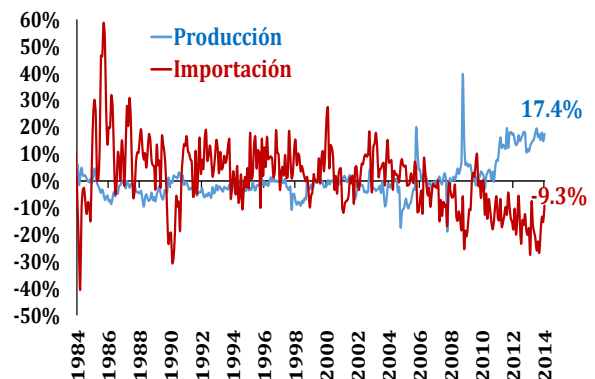
Gráfica 10).

Gráfica 9. Producción Vs Importación Petróleo EE. UU. (Millones de Barriles Diarios)



Fuente: Bloomberg – Reuters – Cálculos UPME

Gráfica 10. Crecimiento Anual Producción Vs Importación Petróleo EE. UU.



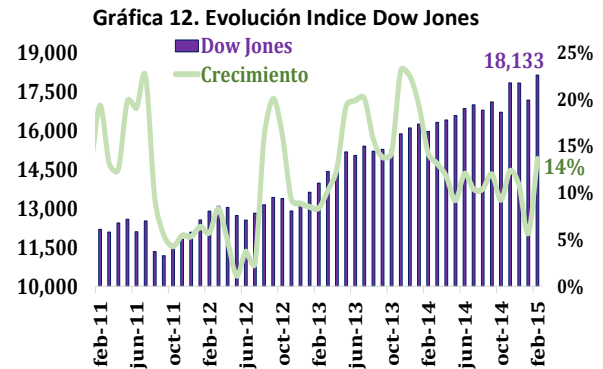
Fuente: Bloomberg – Reuters – Cálculos UPME

Conseguir incrementar 1.7 veces en sólo 5 años la producción de petróleo, ha llevado a que EE. UU tenga copada su capacidad de almacenamiento y refinación de crudo, por lo que se ha sugerido de parte de analistas como Alan Greenspan, Ex – Presidente de la Reserva Federal, el plantear un proyecto de ley que permita la exportación de petróleo de EE. UU, la cual no está permitida, con el propósito de evitar un exceso de crudo que pueda llevar a una caída mayor en los precios.

Desde el punto de vista de la demanda, el fortalecimiento del dólar ha conducido históricamente al debilitamiento de los precios de materias primas. Además del petróleo, el gas natural, el cobre, y el oro, entre otros, ha descendido significativamente desde Julio de 2014 (Gráfica 11).

Los mercados accionarios a nivel mundial han recibido de manera positiva la caída de los precios de las materias primas.

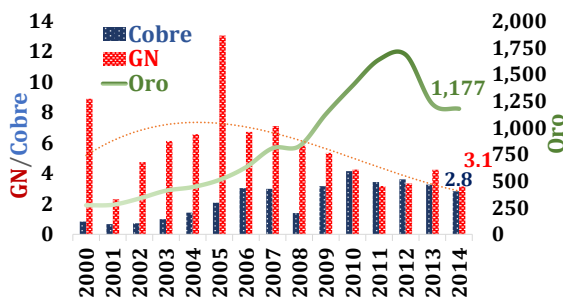
En el caso del Dow Jones, su valorización lo ha llevado a rebasar en el primer trimestre de 2015 los 18 mil puntos, y a convertir a la renta variable representada en acciones de empresas tecnológicas y se servicios, junto a la renta fija denominada principalmente en bonos del tesoro americano, en las dos principales fuentes de inversión de portafolio por parte de los Hedge Fund (Gráfica 12).



Fuente: Bloomberg – Reuters – Cálculos UPME

Además, el fortalecimiento del dólar, estimula el poder adquisitivo de los hogares norteamericanos, dado el abaratamiento de las importaciones y el menor valor de los bienes transables que demandan.

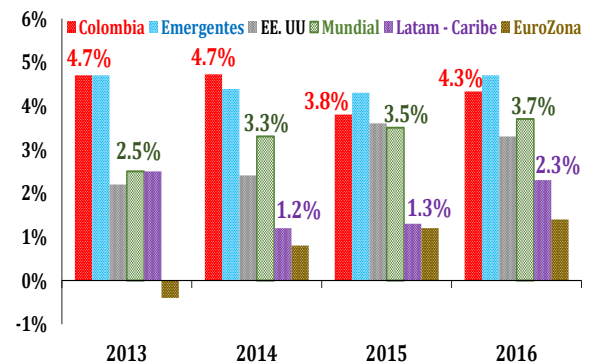
Gráfica 11. Evolución del Precio de Materias Primas



Fuente: Bloomberg – Reuters – Cálculos UPME

Para la economía mundial, en forma conjunta, la caída en los precios de las materias primas, representa una oportunidad de crecimiento. Mientras que en 2012, en promedio, la economía mundial creció en 2.5%, se estima que en entre 2015 y 2017 lo hará entre el 3.5% y el 3.7% (Gráfica 13), es decir, un 50% mayor al que exhibía bajo precios altos del crudo.

Gráfica 13. Previsiones de Crecimiento Mundial



Fuente: FMI – Banco Mundial

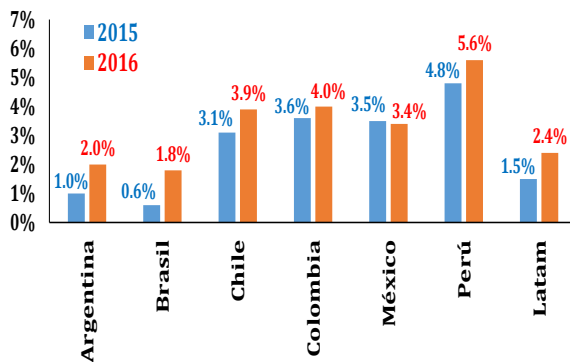
Para las economías emergentes, la caída de precios de las materias primas, implica la principal fuente de ingresos de divisas por exportaciones (compensada parcialmente al monetizarse por la mayor devaluación) y de impuestos por rentas asociadas a dicha actividad.

Las previsiones para América Latina son moderadamente optimistas en materia de crecimiento para 2015 (Gráfica 14).

La previsión indica un crecimiento promedio en este año de 1.5%, mayor al 0.8% estimado para 2014 pero inferior al 2.5% al cual creció entre 2012 y 2013.

Colombia es el país más afectado de la región: su previsión de crecimiento es de 3.6% para los analistas, no obstante la meta oficial establecida en 4.2%. Esto se debe, a la fuerte dependencia en el caso colombiano de la renta petrolera, y su impacto negativo en la cuenta corriente y el balance general del Estado.

Gráfica 14. Previsiones Crecimiento América Latina



Fuente: Bloomberg – Reuters – Cálculos UPME

Sin embargo, existe el consenso, que con la devaluación de sus monedas y el menor costo de insumos asociados a la refinación del petróleo, la industria y la agricultura pueden beneficiarse, además del transporte. Hay tres países que en el ejercicio neto de pros y contras se afectan más: Brasil, México y Colombia, por su condición de países productores de crudo, teniendo México el sector industrial con mayor potencial de crecimiento, dados los beneficios en materia tributaria y acceso preferencial a mercados a Norteamérica gracias al NAFTA.

Las grandes preocupaciones, además del crecimiento económico, se centran en el impacto negativo que la devaluación pueda tener en la inflación (pass – trough) y la dinámica de la cuenta de capitales, ante una expectativa de contracción de los flujos de inversión extranjera directa (concentrados en la actividad minero – energética que con precios bajos de hidrocarburos pierde interés) y de inversión de portafolio (por liquidación de posiciones en renta variable y deuda pública).

La desconfianza en el futuro de Latinoamérica se ha reflejado en el ascenso del nivel de riesgo país, medido por el EMBI, aunque aún en niveles históricamente bajos como lo muestra la Gráfica 1. El perfil de riesgo de la región ha aumentado, lo cual es estimulado no sólo por la caída de los precios de materias primas, sino también por lo asimétrica que es hoy la región.

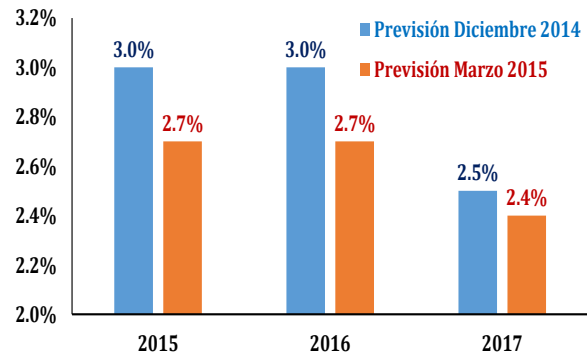
Mientras hay economías que apuestan por una política basada en el gasto público, desestimando el sector privado, como eje de crecimiento (Venezuela, Argentina), otras aunque con una mayor estabilidad macro y receptivas a la inversión privada y el capital externo, como el caso de Colombia y Chile, evidencian un rezago en la dinámica de la industria y la necesidad de mayores ingresos fiscales, que les ha obligado al finalizar 2014, a elaborar y ejecutar reformas tributarias que aumentan el gravamen para la renta empresarial, aspecto que para éstos países junto a la devaluación, se convierten en los principales amortiguadores de la caída de la renta tributaria del petróleo y el cobre.

La mayor devaluación de las monedas latinoamericanas y de países emergentes frente al dólar, incrementan el efecto de hojas de balance, sobre las empresas con alto endeudamiento en el exterior, que tienen su ingresos en moneda doméstica. Por ello, será fundamental la posición que fije la Banca Central, en cuanto al mercado cambiario, y las tasas de interés, dado que la brusca devaluación del tipo de cambio, en particular en empresas con un mayor capital de trabajo y CAPEX (gasto en capital), las cuales se concentran en el sector minero y energético, donde las proyecciones son poco optimistas ante la persistencia de precios bajos.

Los principales determinantes de lo que pueda suceder en materia de crecimiento económico y cotización del Petróleo en Latinoamérica son: a) el desempeño de la economía norteamericana y sus expectativas a mediano plazo: b) la política monetaria que diseñe e implemente la FED en línea con dicho desempeño.

No obstante, el crecimiento de EE. UU ha experimentado una desaceleración en los dos últimos trimestres, que parecen asociarse a la intensidad del invierno, y el impacto negativo de la apreciación del dólar sobre las exportaciones (al afectar su competitividad). De acuerdo a la Presidente de la Reserva Federal, Janeth Yellen, no se puede desconocer que la apreciación del dólar ha reducido competitividad a las exportaciones de EE. UU., y que el invierno por su mayor intensidad, ha incidido en una reducción de la actividad económica. Esto se refleja en la tendencia a la baja en las expectativas de crecimiento por parte la FED (Gráfica 15).

Gráfica 15. Previsiones de la FED sobre Crecimiento Económico Estados Unidos



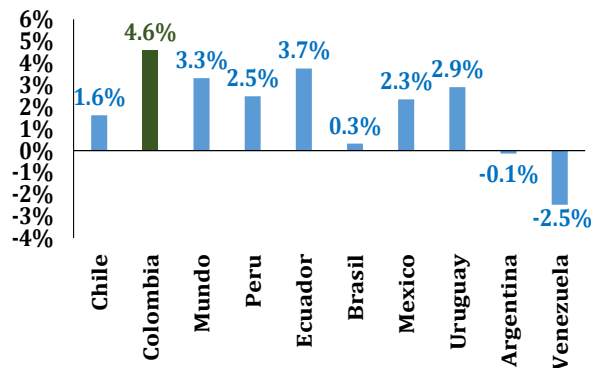
Fuente: Reserva Federal de Estados Unidos

Aunque la economía de EE. UU revise a la baja su proyección de PIB, un crecimiento estimado del 2.5% - 3% como lo proyecta la Reserva Federales, es mayor al promedio de la economía mundial, al promedio de emergentes, y acorde con la tasa de crecimiento potencial de EE. UU (3%)

2. ECONOMÍA COLOMBIANA EN CONTEXTO: BUEN CRECIMIENTO EN 2014 FRENTE A LA INCERTIDUMBRE 2015. NEUTRALIZAR EL EFECTO NEGATIVO DE CRISIS PETROLERA, RETO A LARGO PLAZO

Durante 2014 la Economía Colombiana tuvo el mejor crecimiento de la región, al hacerlo en una tasa de 4.6% (Gráfica 16) gracias al buen comportamiento de la construcción, y el sector terciario de la economía (servicios sociales, sector financiero y transporte). Como puntos críticos, se destaca el fuerte descenso de la actividad minero – energética, y el bajo desempeño de la industria y el sector agropecuario.

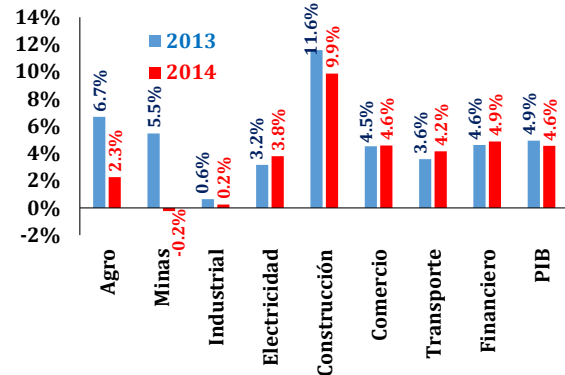
Gráfica 16. Crecimiento Económico 2014 Comparativo Colombia Vs Latinoamérica



Fuente: BBVA – CEPAL

No obstante, el crecimiento económico de 2014 evidencia una diversificación en las fuentes de crecimiento, que induce a una medida en cuanto las proyecciones de crecimiento en 2015. Si bien es evidente la desaceleración del PIB en minas, el crecimiento anual, en la mitad de los sectores (comercio, electricidad, transporte y financiero) fue mayor en 2014 con relación a 2013 (Gráfica 17).

Gráfica 17. Crecimiento PIB Colombia 2014 por Sectores Económicos

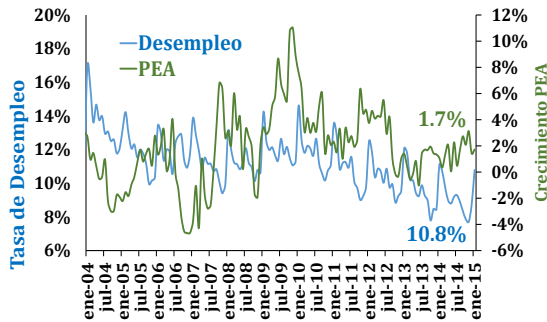


Fuente: DANE

La caída entre 2013 y 2014 en el crecimiento del sector agrícola (de 6.7% a 2.3%), la industria (de 0.6% a 0.2%), y del sector minero (5.5% a -0.2%), pudo ser compensada por el mejor desempeño del sector eléctrico (de 3.2% a 3.8%) el transporte (de 3.6% a 4.2%), el sector financiero (de 4.6% a 4.9%) y la estabilidad en el sector comercial (de 4.5% a 4.6%). Aunque la construcción descendió su ritmo de crecimiento de 11.6% a 9.9%, crece dos veces lo que hace el nivel del PIB, mostrando su solidez e importancia para la economía colombiana.

Además, la construcción, a diferencia del sector minero energético, es intensiva en mano de obra, lo que ayuda a explicar el descenso observado en la tasa de desempleo (Gráfica 18). Por ello, y teniendo en cuenta que un aumento del desempleo tendría un efecto nocivo en la demanda interna, en particular en consumo en inversión, la contracción en el sector de minas y energía, no tendría un mayor impacto en el desempleo, lo que daría mayor capacidad de flexibilidad de la economía colombiana

Gráfica 18. Evolución Tasa de Desempleo Nacional y Crecimiento PEA Colombia

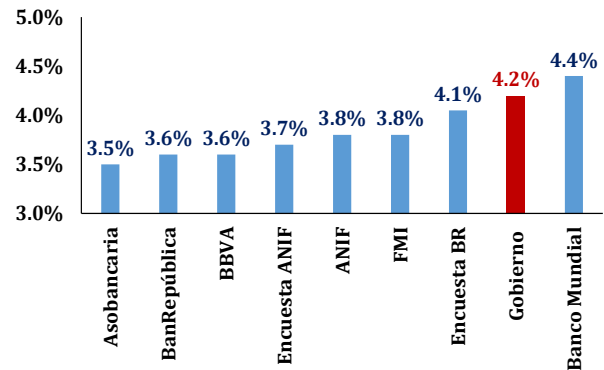


Fuente: DANE – Cálculos UPME

Las proyecciones de crecimiento económico para Colombia en 2015 han tenido un claro sesgo a la baja conforme se ha acentuado la caída en los precios del petróleo y el Gobierno ha reconocido la dificultad que ello genera fiscalmente por los menores ingresos tributarios. De hecho, el Gobierno anunció la conformación de una comisión que tiene el propósito de elaborar una propuesta de reforma tributaria estructural que permita incrementar el recaudo a largo plazo, revisando a profundidad el actual esquema de exenciones, tarifas en impuestos indirectos y en la renta de personas naturales.

El Gobierno ha preferido con cautela reaccionar al pesimismo del mercado con relación al crecimiento en 2015 (Gráfica 19). Aunque el promedio de los analistas ven un crecimiento promedio de 3.7%, el Gobierno se mantiene en su proyección de 4.2%, solo superada por el Banco Mundial que en Enero pronosticó un crecimiento para Colombia de 4.4%. Así se diera el escenario de los analistas, un crecimiento de 3.7% para Colombia lo situaría aun entre las tres economías de mayor crecimiento de Latinoamérica, y permitiría avanzar en el mejoramiento del ingreso per cápita de su población.

Gráfica 19. Previsiones Crecimiento Económico Oficial Versus Analistas Colombia 2015



Fuente: ANIF – Cálculos UPME

De hecho, las proyecciones de crecimiento para América Latina, ubican a Colombia entre las 5 economías de mayor crecimiento, y si se pondera por tamaño, sería la de mejor desempeño (superando a Brasil y México).

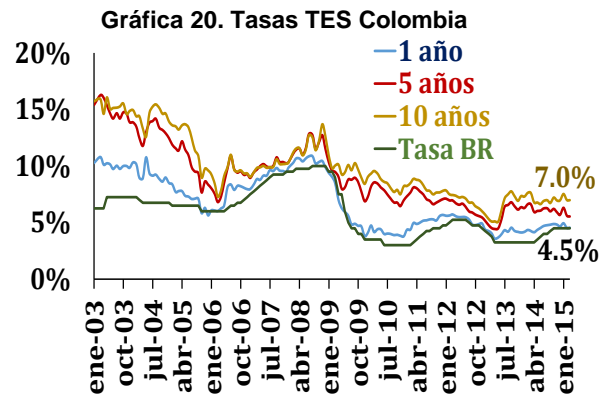
Crecer 3.6%, que es la proyección de crecimiento en el 2015 prevista por el Banco de la República, la más confiable dada la seriedad de sus proyecciones y su sustentabilidad técnica, pondría a Colombia 1.2% por encima de Latinoamérica, hecho muy importante, si se tiene en cuenta que para los inversionistas, las economías más estables dentro de los emergentes, serán las de menores salidas de flujos de capital, en un entorno donde éstos vuelven a retornar a países desarrollados

Las preocupaciones para Colombia están en cuatro aspectos, y todas correlaciones con la fuerte depreciación que ha experimentado el peso frente al dólar: el déficit en la cuenta corriente, la deuda pública, el balance fiscal, y la inflación.

Respecto al déficit en cuenta corriente, Colombia muestra una tendencia al alza que se sustenta en la mayor dinámica de las importaciones, y el estímulo a la deuda que para el sector privado ha generado en los últimos 7 años, las bajas tasas de interés externas y un dólar depreciado hasta el primer semestre de 2013. Es factible, que en 2015, la cuenta corriente tenga un drástico ajuste, dada la desaceleración a esperarse en las importaciones y la colocación de deuda pública y privada por la devaluación del peso, sumado al crecimiento en las exportaciones que se espera como reacción a una tasa de cambio mucho más alta y por ende competitiva para éstas.

Con relación a la deuda pública, Colombia tiene un bajo nivel a 2014, situado en 14% del PIB, casi en su totalidad colocada a largo plazo. Por su parte, la deuda privada está en el 10% del PIB, por lo que el brusco aumento en el precio del dólar, no supondría una amenaza para las hojas de balance de las firmas.

En cuanto al balance fiscal consolidado, Colombia podría ponerse cerca de un déficit del 3% del PIB, alejándose transitoriamente de la regla fiscal establecida por el marco fiscal de mediano plazo, que propende por el equilibrio de las finanzas públicas. No obstante, el Gobierno tiene la mayor parte de la deuda colocada a más de 10 años, y hasta el momento, la calificación de su deuda no ha sido revisada a la baja, a la vez que las colocaciones en TES en el mercado primario siguen teniendo una alta demanda. Además, las tasas de los TES están en niveles bajos, (Gráfica 20) lo cual revela la confianza que siguen teniendo en los inversionistas en la capacidad de pago de la deuda y las políticas fiscales del Gobierno colombiano.



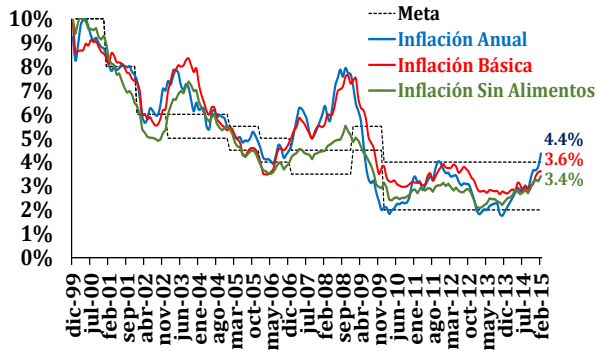
Fuente: Banco de la República

El comportamiento del EMBI muestra también niveles históricamente bajos, y por encima del nivel promedio de América Latina y los Países Emergentes, lo cual muestra la confianza de los mercados por el desempeño de la economía colombiana aun con la fuerte caída en los precios del petróleo, y la apreciación del dólar, y las perspectivas de mayor crecimiento en Estados Unidos.

Hacia adelante, la clave será el comportamiento de los flujos de inversión extranjera directa que hasta el momento se han concentrado en minería y el sector terciario, y que darán señales claras al mercado cambiario y el comportamiento del peso colombiano.

La gran preocupación macroeconómica de Colombia en 2014 es la inflación. Luego de 8 años, la inflación a febrero de 2015 se ubicó por encima del límite superior del rango meta del Emisor, hecho que preocupa, por la tendencia al alza que la inflación viene presentando desde el último trimestre de 2013 (Gráfica 21).

Gráfica 21. Inflación Observada Colombia

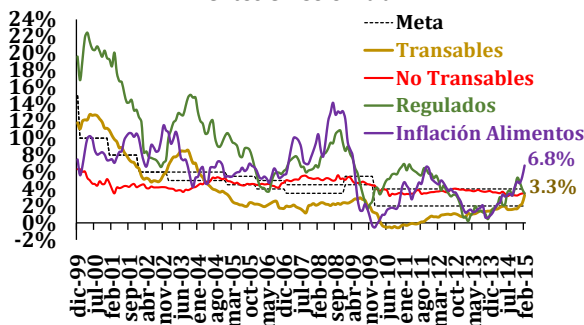


Fuente: Banco de la República – DANE

La inflación es la variable objetivo del Banco Central, su comportamiento es el que condiciona la política monetaria, y por ende, las decisiones en materia de tasas de interés, que condicionan a su vez el comportamiento del crédito y por ende, la dinámica del consumo de los hogares y de inversión en las empresas.

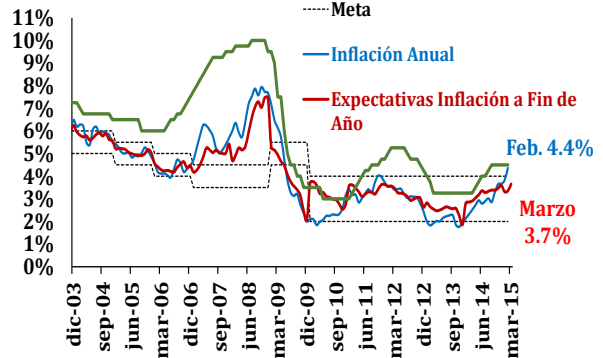
Además, la presencia de pass – trough por el repunte del precio del dólar, ha incidido en el repunte de la inflación de bienes transables (Gráfica 22) y en las expectativas de inflación de fin de año, que aunque siguen ancladas dentro del rango meta de inflación (2% – 4%), están con tendencia al alza (Gráfica 23).

Gráfica 22. Inflación Bienes Transables, Regulados y Alimentos en Colombia



Fuente: Banco de la República – DANE

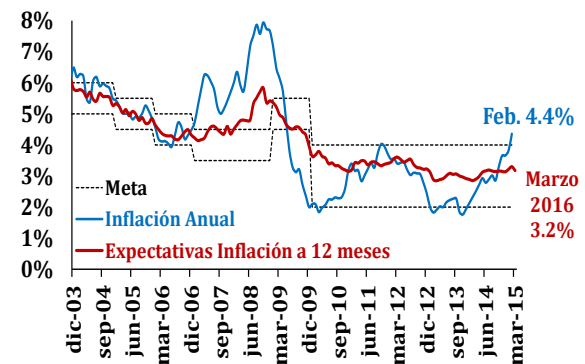
Gráfica 23. Expectativas de Inflación Anual Colombia a Diciembre de 2015



Fuente: Banco de la República – DANE

Las expectativas de inflación a 12 meses (Marzo de 2016) están en 3.2%, lo que indica una plena confianza en la estabilidad de precios y en la capacidad de política del Emisor (Gráfica 24).

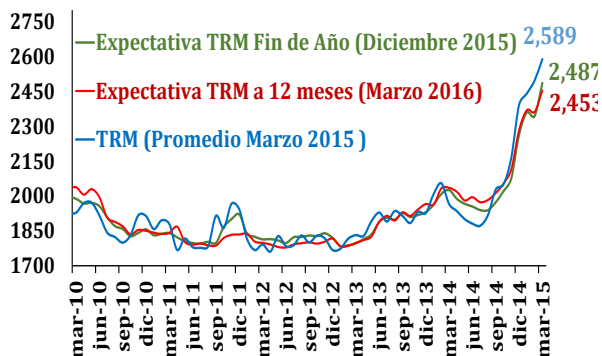
Gráfica 24. Expectativas de Inflación Anual Colombia a 12 meses (Marzo 2016)



Fuente: Banco de la República – DANE

De no moderarse el precio del dólar, y no mejorar el desempeño del sector agrícola, la inflación de alimentos que en febrero se ubicó en 6.8% anual, puede comprometer el cumplimiento de la meta de inflación del emisor.

**Gráfica 25. Tipo de Cambio Observado (COP / USD)
 Versus Expectativas a final de año y 12 meses**



Fuente: Banco de la República

A pesar del drástico ajuste de la tasa de cambio en Colombia desde Julio de 2014, la encuesta más reciente de expectativas del Banco de la República (Marzo de 2015) muestra que los agentes esperan que el dólar corrija a la baja en los próximos meses, esperando al final de 2015 una devaluación anual del peso colombiano, de 3.9%, que sería muy inferior (en 20%) a la devaluación de 2014 (Gráfica 25). Así mismo, para marzo de 2016 (a un año) los agentes esperan una corrección adicional, lo que implicaría una apreciación del peso de 5.2%, lo cual a priori no sería consistente salvo una desaceleración de Estados Unidos, y un repunte significativo en los precios de las materias primas.

Cabe recordad que en Colombia, las expectativas de los agentes tienden a ser adaptativas y no racionales como indica la teoría en cuanto a políticas de inflación objetivo. Al contrastar la inflación observada, las expectativas y la tasa de intervención del BR, ésta se mueve más en función de las expectativas que del dato observado.

En su última reunión a marzo, la Junta Directiva del Banco de la República decidió mantener la tasa en 4.5%, confiando que la inflación revertirá su tendencia al alza, en el segundo semestre de 2015. Así mismo, no ha considerado por ahora volver a realizar operaciones de intervención en el mercado cambiario, a través de opciones call de volatilidad, dado que considera que no hay iliquidez en el mercado de divisas, y que la inflación de transables (3.3%) esta aun en el rango de inflación objetivo (2% – 4%). La incertidumbre, que es la falta de información suficiente, es la razón por la que la Junta Directiva del Banco de la República, prefiere ser neutral y evitar mayores turbulencias o preocupaciones a un mercado de capitales ya muy alterado con la caída en precios de materias primas, y la depreciación del euro y las monedas de economías emergentes

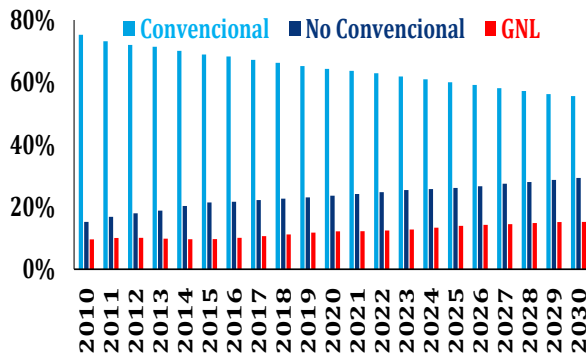
El más reciente discurso de la presidente de la Reserva Federal Janeth Yellen, del 18 de marzo, mostrando preocupación por la sostenibilidad de un crecimiento en EE. UU mayor al 3%, y la incertidumbre sobre si las tasas de interés de la FED subirán este año, genera preocupación sobre la posibilidad que el dólar pudiera corregir a la baja y suavizarse el brusco repunte de su apreciación en los últimos 8 meses.

En conclusión, si bien el dato de 2014 en crecimiento económico es muy bueno para Colombia, 2015 se plantea como un año de transición donde el país debe replantear con visión de largo plazo, las que serán sus fuentes de crecimiento económico, y como convertir la amenaza de bajos precios de hidrocarburos en oportunidad para, por ejemplo, abaratar el costo de energía eléctrica y masificar el uso del gas doméstico e industrial.

3. PERSPECTIVAS DEL GAS NATURAL EN LOS MERCADOS MUNDIALES. IMPACTO EN LA INDUSTRIA COLOMBIANA

La exploración de hidrocarburos a nivel mundial, ha tenido un cambio significativo en su dinámica de crecimiento con el boom de la producción no convencional (Shale Oil – Shale Gas) liderado por Estados Unidos. En el caso del gas, la producción no convencional entre 2010 y 2014, pasó del 15% al 20% de la producción total, y se estima que para 2030 representará el 29% del total de la producción mundial de gas (Gráfica 26).

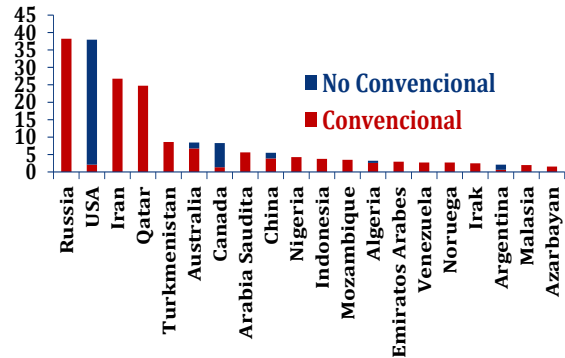
Gráfica 26. Fuentes de la Producción Mundial de Gas



Fuente: Wood Mackenzie

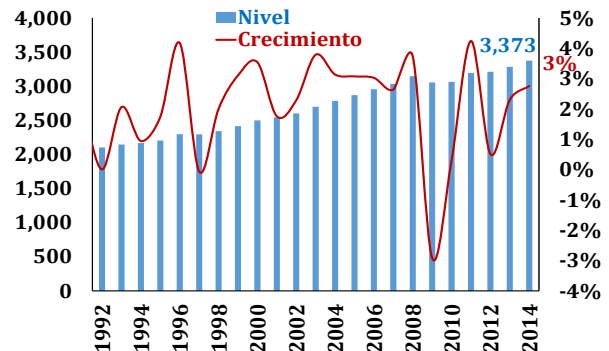
A 2014, la estimación de reservas está liderada por Estados y Rusia (Gráfica 27), países que aportan, cada uno, 20% de la oferta mundial de gas, seguidos de Irán y Qatar que suman el 27% de la misma. Las reservas de gas a hoy indican que los recursos de gas no convencionales solo serán a largo plazo determinantes en EE. UU, Canadá, y Australia. Debe destacarse que la producción de gas entre 2010 y 2014 sólo creció 2% (Gráfica 28).

Gráfica 27. Principales Productores Mundiales de Gas Natural a 2015 (tcm)



Fuente: Wood Mackenzie – IEA

Gráfica 28. Dinámica de Crecimiento Producción Mundial

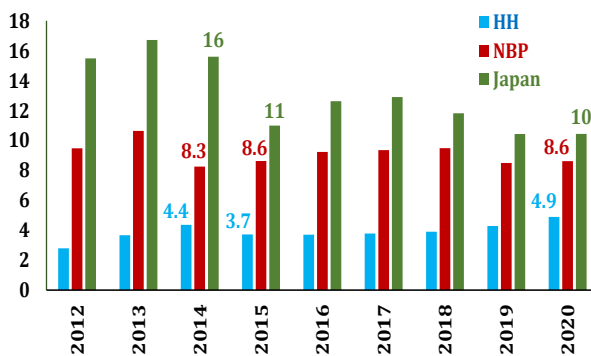


Fuente: Wood Mackenzie – IEA

Sin embargo, durante el mismo período, la producción de gas en Estados Unidos se incrementó en 6% (en 2014 fue del 12%), triplicando a la producción mundial, hecho que lo ha llevado a recuperar su participación en el mercado de gas, la cual luego de caer a su punto más bajo en 2005 (18%) se recuperó, al punto que EE. UU tiene el 23% de la oferta mundial, alcanzando 772 bcm, lideradas por su explotación de reservas bajo producción no convencional.

El precio del gas no ha sido inmune a la caída brusca de la cotización del petróleo en los mercados financieros. La principal referencia del mercado, el Henry Hub (HH) preveía una caída de USD 4.4 nivel de precio al promediar 2014, a USD 3.7 para 2015 de acuerdo a las estimaciones de la IEA, hechas en Octubre de 2014 (Gráfica 29).

Gráfica 29. Previsiones Precio Mundial de Gas



Fuente: Wood Mackenzie – IEA

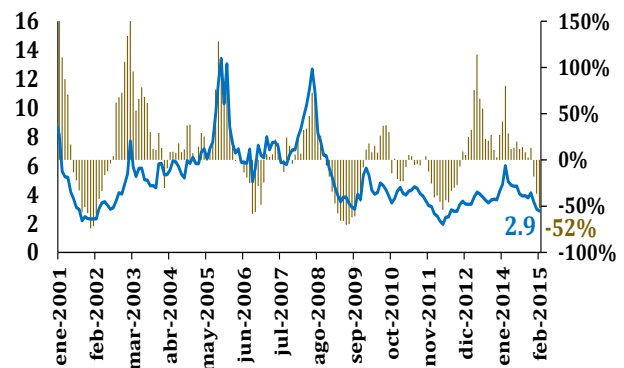
En el caso de Europa y Asia, las referencias de precio NBP y Japón han mostrado niveles significativamente mayores que están relacionados, en el caso de Europa, con problemas de suministro frente a un crecimiento de la demanda, y en cuanto a Asia, por la reducción de la energía nuclear en Japón luego del accidente de Fukushima en 2011, lo que volvió a incrementar su consumo de combustibles fósiles (que alimenta el 86% de la energía eléctrica).

Actualmente Japón tiene prevista la entrada en funcionamiento de la central nuclear de Takahama en noviembre próximo, lo cual podría reducir significativamente a mediano plazo la demanda de gas proveniente de Asia.

Además, Japón enfrenta un desequilibrio en balanza comercial, que ha incrementado en 20% el precio de la electricidad, dado que las importaciones realizadas de combustibles fósiles representaron desde 2010, un costo adicional para Japón de USD 270 BB. Sin embargo, los datos recientes han mostrado una caída aun mayor del precio del gas.

Al finalizar febrero de 2015, la referencia HH se cotizaba a 2.87, que representa un descenso del 52% anual, similar a la tasa de descenso en los precios mundiales del petróleo en sus referencias WTI y Brent (Gráfica 30). Debe además considerarse que la caída del precio del gas, se da a pesar de un aumento de la demanda de gas residencial en EE. UU., en promedio de 8.6% durante los últimos dos años, 4.4% a diciembre de 2014

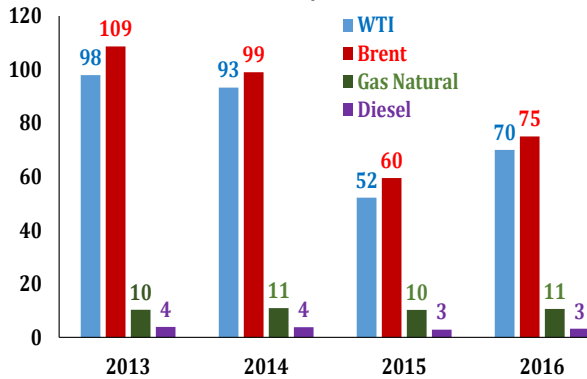
Gráfica 30. Evolución Reciente del Precio Mundial de Gas Referencia HH



Fuente: Wood Mackenzie – IEA

Las implicaciones de la caída en el precio mundial de gas benefician al consumidor, que se reflejan en el caso de Estados Unidos en el abaratamiento de la electricidad, la gasolina y diesel (Gráfica 31, Gráfica 32, Gráfica 33).

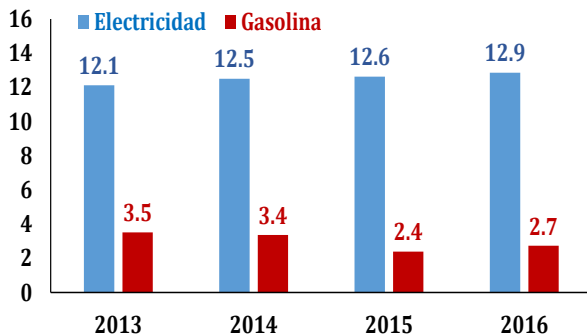
Gráfica 31. Evolución y Previsiones Precio del Petróleo, Gas y Diesel



Fuente: Wood Mackenzie – IEA

Las proyecciones para 2015 en materia de proyectos ante un entorno de bajos precios en Norteamérica y Canadá, se orientan a la exploración de gas natural licuado (GNL) el cual ya constituye el 10% de la oferta mundial de gas. Sin embargo, en los demás países productores hay preocupación por el impacto que potencialmente los bajos precios tendrán en la exploración, el hallazgo de reservas y la autosuficiencia en países como Colombia, Brasil y Argentina.

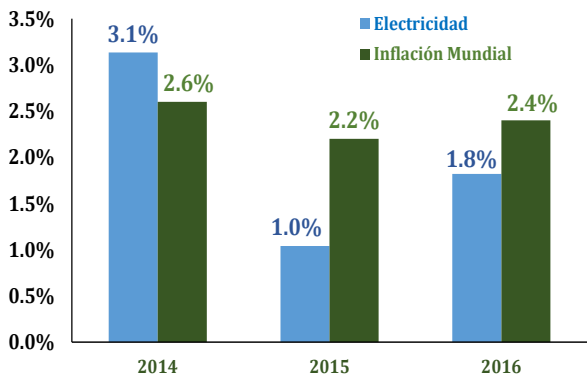
Gráfica 32. Precio en USD de Electricidad (kWh) y Gasolina (Galón) Estados Unidos



Fuente: Wood Mackenzie – IEA

Otro aspecto que preocupa, es el crecimiento de China, cuya economía parece no retornar en el corto plazo a crecimientos superiores en el 8%, aspecto que también puede reducir la demanda, e incrementar los excesos de oferta, lo cual limitaría las posibilidades de recuperación del precio del gas en los mercados mundiales.

Gráfica 33. Crecimiento Precio Electricidad EE. UU. Versus Inflación Mundial



Fuente: Wood Mackenzie – IEA

La oferta de Australia impulsada por los nuevos proyectos de GNL, con relativo menor costo que la producción de gas convencional, representan una posibilidad real en cuanto a incrementos de la oferta que reduzcan la dependencia de la producción de Rusia y Estados Unidos para Occidente, y con precios que puedan ser más competitivos y que ayuden a reducir el costo de la electricidad.

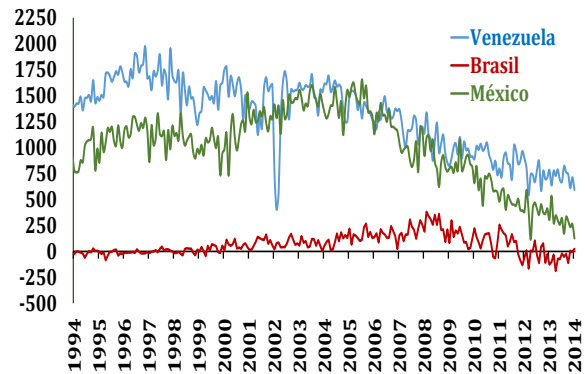
Por su parte, la reactivación económica en Europa, tiende a mejorar las perspectivas de un mayor consumo. No obstante, el aumento de la temperatura en verano, en el último año llevo a una contracción de la demanda de gas.

Además, Rusia tiene como objetivo el ser el gran abastecedor de gas en Europa Occidental, para lo cual tenía en mente la construcción de dos gasoductos que atravesaran Europa Oriental a través de Bulgaria, proyecto que actualmente está suspendido por negativa del Gobierno de Bulgaria en respuesta a la invasión de Crimea por parte de Rusia, como también por la fuerte devaluación del rublo, que ha afectado la situación financiera de Rosneft, empresa de propiedad estatal de Rusia, y promotora del proyecto.

La contraparte de esta caída en el precio de los hidrocarburos y su mayor oferta en EE. UU. , la constituyen en Latinoamérica los países exportadores como Colombia, Brasil y México. La mayor oferta de hidrocarburos en EE. UU. le ha llevado a reducir drásticamente sus importaciones, hecho que está llevando a un aumento del stock de crudo y gas, el cuál en ausencia de oferta doméstica suficiente y capacidad de refinación, constituye un factor fundamental que restringe la posibilidad de una reducción en el precio de éstas materias primas.

A diciembre de 2014, la producción de crudo en EE. UU., había crecido 17.4% interanual llegando a 9.2 millones de barriles diarios, mientras el nivel de sus importaciones se redujo a una tasa anual de 9.3%. Luego que las importaciones de crudo llegaron a su nivel más alto en agosto de 2006, 13.6 millones de barriles diarios, en diciembre de 2014 esta cifra se reduce a 4.3 millones. La caída de las exportaciones de crudo a EE. UU genera a los países latinoamericanos un preocupante aumento del deterioro en sus términos de intercambio.

Gráfica 34. Exportaciones de Petróleo de Venezuela, México y Brasil a Estados Unidos (Barriles Diarios)

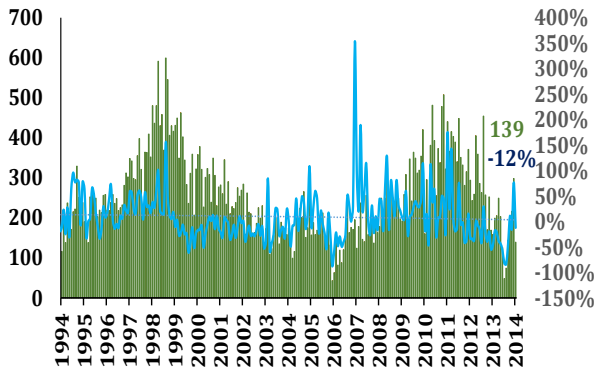


Fuente: Wood Mackenzie – IEA

A diciembre de 2014, el nivel de las exportaciones de crudo provenientes de Venezuela se redujeron en 24%, las provenientes de Brasil lo hicieron en 118% y las provenientes de México cayeron en 59%. En diciembre de 2014, las exportaciones de crudo a Venezuela eran de 593 mil barriles diarios, el 48% del nivel que exportaba en 2005; en el caso de Brasil, las exportaciones se reducen a 23 mil barriles diarios (14.6% del nivel de 2005) y en México a 125 mil barriles diarios (9% del nivel de 2005)- Por tanto, son reducciones drásticas de exportaciones de éstos países, que se traducen en una caída drástica de divisas (Gráfica 34).

En el caso de Colombia, las exportaciones de crudo a Estados Unidos cayeron en 12% a diciembre de 2014, y como acumulado del año, descendieron en 36.2%, siendo el tercer año consecutivo de caída (en 2013 fue del 24.1%, y en 2012 de 2.6%). Mientras en 2011, Colombia exportaba 440 mil barriles de crudo diarios a EE. UU., en 2014 este nivel se reducía a 139 mil (Gráfica 35).

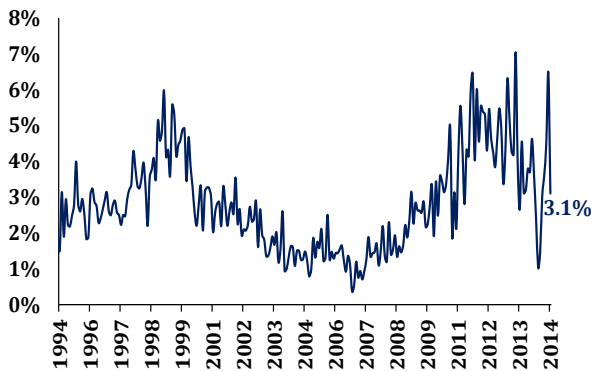
Gráfica 35 Exportaciones de Petróleo de Colombia a EE. UU (Miles de Barriles Diarios) y Crecimiento Anual



Fuente: Wood Mackenzie – IEA

La participación de las importaciones de crudo de EE. UU., provenientes de Colombia también han descendido: mientras en julio de 2013 llegaron a ser del 7% del total hoy solo constituyen 3.1% (Gráfica 36).

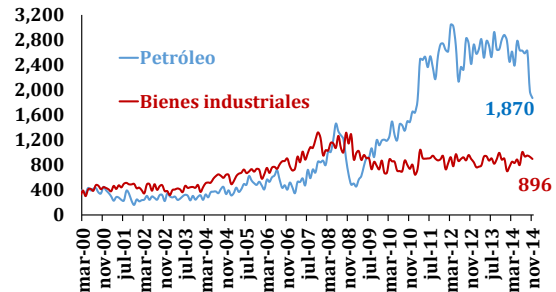
Gráfica 36. Participación de Colombia en el Total de Importaciones de Petróleo de EE. UU



Fuente: Wood Mackenzie – IEA

Las exportaciones mundiales de petróleo de Colombia presentan una caída del 23%, siendo a noviembre de 2014, de USD 1,870 M nivel similar al que exhibía en febrero de 2011, es decir, un retroceso de casi 4 años en exportaciones de crudo (Gráfica 37).

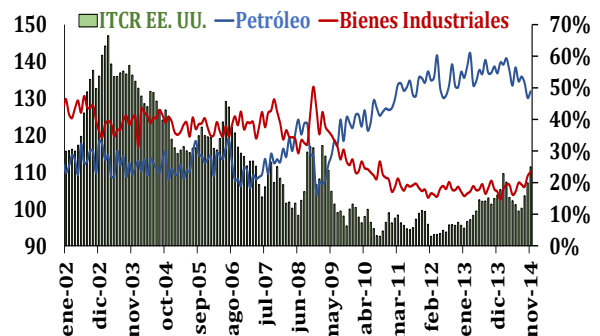
Gráfica 37. Exportaciones (USD Millones) de Petróleo e Industria de Colombia



Fuente: Wood Mackenzie – IEA

Dentro de la canasta de las exportaciones colombianas, la participación del petróleo se redujo del 61% en marzo de 2013 a 49% en noviembre de 2014 (Gráfica 38); no obstante, sigue constituyendo aproximadamente el 50% de las divisas que genera Colombia actualmente por exportaciones, porcentaje que una década atrás era del 21%, lo que hace exponer más el saldo de la balanza comercial y el déficit de cuenta corriente a esta coyuntura de precios bajos de crudo y EE. UU. importando menos hidrocarburos.

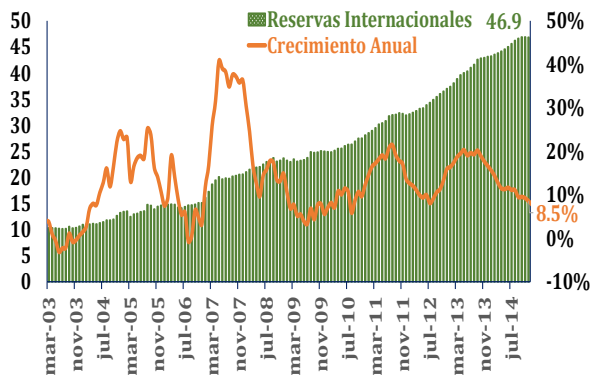
Gráfica 38. Participación de las Exportaciones de Petróleo Total Exportaciones Colombia Versus Índice de Tasa de Cambio Real (ITCR)



Fuente: Wood Mackenzie – IEA

No obstante, la caída de las exportaciones de petróleo no ha afectado la acumulación de reservas internacionales por parte del Banco de la República, las cuáles alcanzan a enero de 2015 los 47 mil millones de dólares y permiten que se puedan sortear eventuales episodios si los hubiera, de iliquidez en el mercado de divisas (Gráfica 39).

Gráfica 39. Reservas Internacionales de Colombia (Millones de USD)

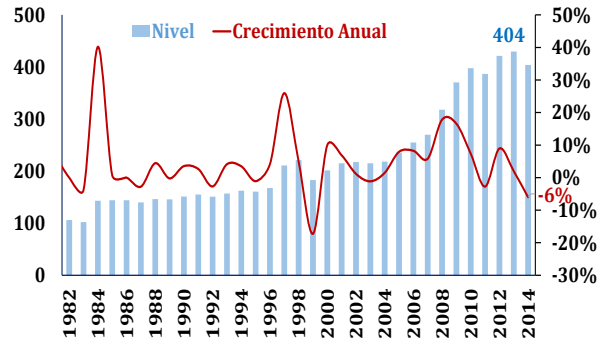


Fuente: Wood Mackenzie – IEA

En lo que respecta a gas, para Colombia, a mediano plazo, el escenario de producción es crítico. De acuerdo a la evolución histórica de la producción de gas, ésta en 2014 cayó en 6% (Gráfica 40).

Comparando la década actual (2010 – 2014) con la década anterior (2000 - 2009), se exhibe en la producción de gas una desaceleración notoria: la producción en la década actual ha crecido en 1.9%, mientras, en la década anterior lo hizo en 7.5%, no obstante la fuerte reducción en el crecimiento de la industria, uno de sus principales consumidores.

Gráfica 40. Producción y Crecimiento Anual de Gas en Colombia (bpc)



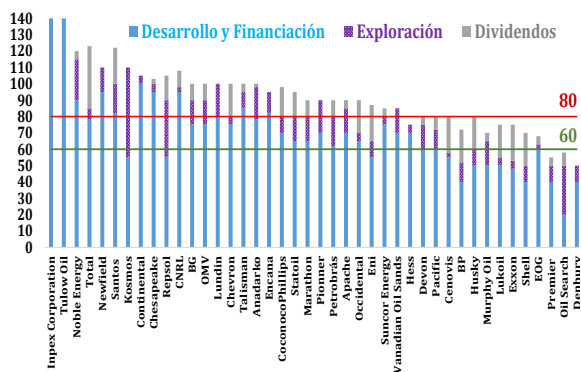
Fuente: Wood Mackenzie – IEA – ANH

Teniendo en cuenta el fuerte dinamismo del transporte, como también la recuperación que el Gobierno espera de la industria para compensar la desaceleración en el sector minero – energético, Colombia enfrenta el riesgo de perder su capacidad como país de autosuficiencia en gas hacia 2021.

Sin embargo, esta preocupación por el menor crecimiento de la oferta potencial de gas no es solo exclusiva de Colombia. En general, Latinoamérica exhibe una ralentización en la exploración de gas. En 2014, en la región las reservas halladas fueron sólo de 749 MBOE. Esta caída en los volúmenes descubiertos se debe a reducción en el número de pozos perforados, el cual en 2014 se estima fue 200 en Latinoamérica, menor a los 267 perforados en 2013 y muy inferior a los 360 que se llegaron a perforar en 2012. La caída de pozos perforados, en la suma de la actividad exploratoria de Argentina, Brasil y México alcanzó en 2014 el 60%, con perspectivas de precios menos pesimistas que las actuales.

Para Wood Mackenzie, la previsión de menores precios en gas y petróleo deberá conducir a un recorte al menos del 37% en los gastos de inversión de capital de las empresas del sector (CAPEX). Esta empresa señaló que a precios de petróleo inferiores a USD 80, la gran mayoría de empresas del sector dedicadas a la exploración de petróleo y gas no generaran flujos de caja positivos como tampoco dividendos para sus accionistas (Gráfica 42). De hecho, el ajuste del sector ha llevado a que las empresas reduzcan el porcentaje de costos fijos en su estructura total de costos, de 95% a 20%, así como el porcentaje de ellos relacionados con exploración y perforación (Gráfica 41).

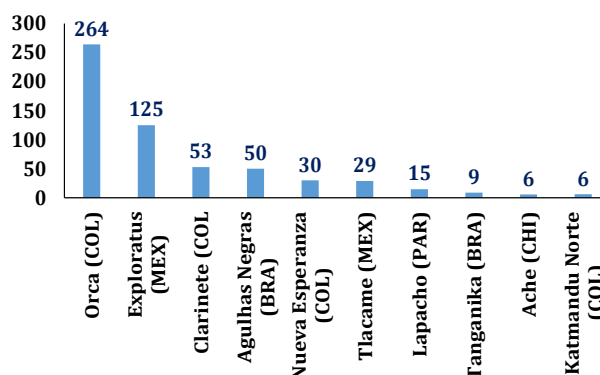
Gráfica 41. Niveles Mínimos de Precio Brent (USD) para financiar la Estructura de Capital de Empresas Petroleras



Fuente: Wood Mackenzie – IEA

No obstante, debe destacarse, el hecho que en 2014 el mayor descubrimiento de reservas se hizo en Colombia, con el pozo Orca 1 el cual hace parte del bloque Tayrona, en aguas de La Guajira y estimadas en 264 MBOE, que constituyen el 45% de las reservas de la región halladas el año anterior (Gráfica 42)

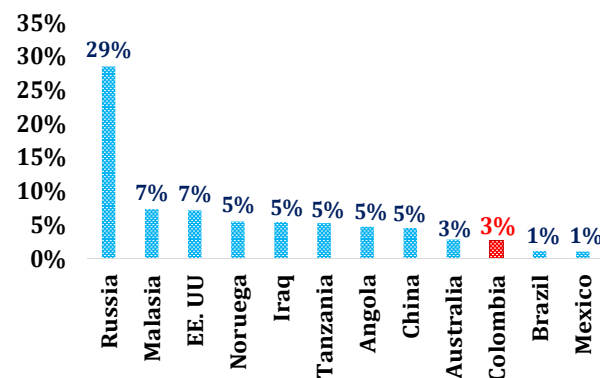
Gráfica 42. Principales Hallazgos de Reservas de Petróleo y Gas en Latinoamérica 2015



Fuente: Wood Mackenzie – IEA

Este hallazgo permitió que por primera vez, Colombia superara en reservas probadas a México y Brasil (Gráfica 43), con el 3% del total de éstas a nivel mundial, renglón liderado por Rusia (29%), Malasia (7%) y Estados Unidos (7%).

Gráfica 43. Distribución de Reservas Probadas en el Mundo en 2014



Fuente: Wood Mackenzie – IEA

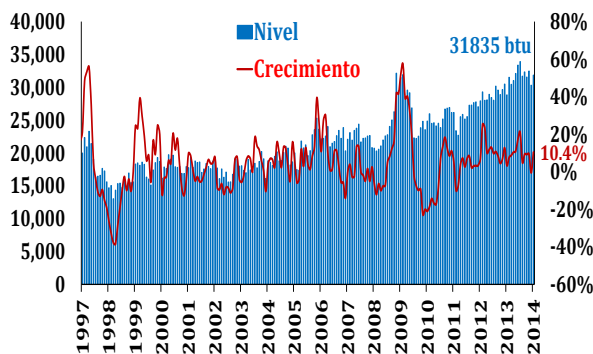
Su importancia radica en el potencial que puede generar, y el rol que puede jugar en la autosuficiencia de gas para Colombia.

Además, el pozo Orca es el primer descubrimiento de gas en aguas marítimas, es el único campo de producción off – shore, y se beneficia de la infraestructura existente para transporte en Guajira. Este proyecto operado por Petrobras, es el único campo de producción off – share, y se proyecta en 2015 nuevas perforaciones en los bloques de aguas profundas por parte de Ecopetrol y Anadarko.

La inquietud que se genera para el país es el impacto que la reducción del precio mundial del gas y una creciente oferta mundial tendrá para la actividad industrial, que constituye su principal consumidor.

La demanda de gas en Colombia en lo corrido de la década actual (2010 – 2014) creció a una tasa promedio anual de 6.4%, mientras en la década anterior (2000 – 2009) lo hizo en 5.5%.; en 2014, la demanda de gas aumentó en 10.4%, una tasa que es 7.1% mayor a la presentada en 2013 (Gráfica 44). Esto significa, que el exceso de oferta se redujo 16%, y evidencia una diferencia significativa en la dinámica de la demanda con relación a la oferta.

Gráfica 44. Demanda de Gas en Colombia (btu) y Crecimiento Anual

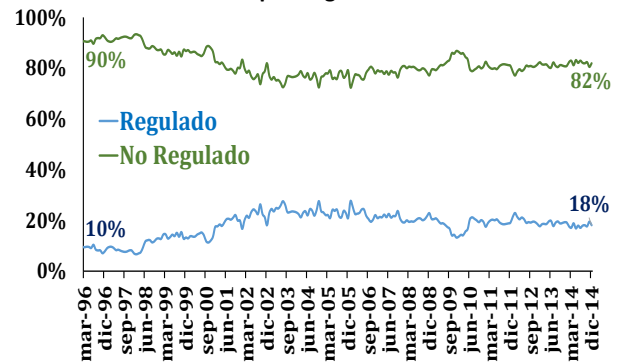


Fuente: Concentra – Cálculos UPME

A diciembre de 2014, la demanda nacional de gas alcanzó los 31,835 GBTU, de los cuáles, 8,430 GBTU constituyen la demanda de la industria y 5,757 GBTU, consumo doméstico.

Al examinar su composición (Gráfica 45), la demanda de gas en Colombia a diciembre de 2014 es 82% no regulada (dentro de donde se ubica la industria). Por sectores de consumo, la mayor demanda la genera hoy el sector termoeléctrico (34%), seguida del consumo doméstico (residencial y comercio, 28%), la industria (26%) y transporte (Gas Natural Comprimido – GNC, 11%).

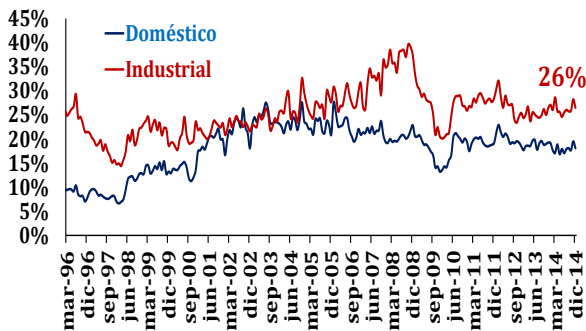
Gráfica 45. Composición de la Demanda de Gas en Colombia por Regulación



Fuente: Concentra – Cálculos UPME

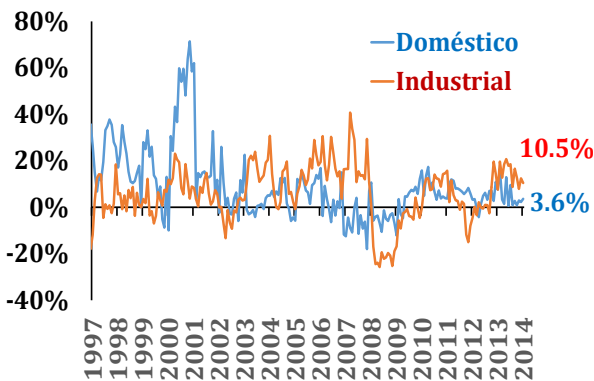
La participación de la demanda de gas por parte de la industria en Colombia, muestra una tendencia creciente en los dos últimos años, lapso en el cual, subió de 23% a 26% (Gráfica 46). Sin embargo, en un contexto de largo plazo, la participación de la demanda industrial, está distante del nivel máximo que alcanzara en octubre de 2008 (40%). En cuanto a la dinámica de crecimiento anual, la demanda industrial aumento en los en promedio 14.7%, superior al 4% exhibido en 2013 (Gráfica 47).

Gráfica 46. Participación del Consumo Doméstico y Residencial en la Demanda de Gas



Fuente: Concentra – Cálculos UPME

Gráfica 47. Crecimiento de la Demanda de Gas Residencial e Industrial en Colombia

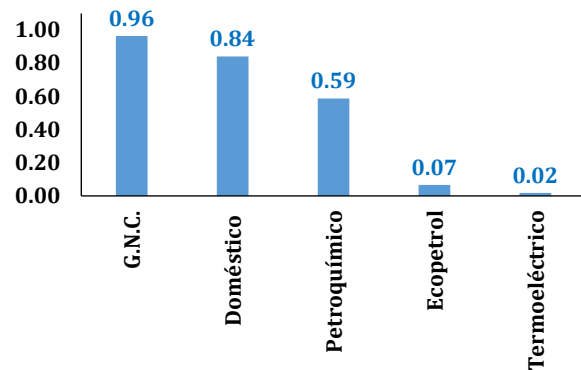


Fuente: Concentra – Cálculos UPME

Por su parte, el consumo residencial, exhibe una menor dinámica de crecimiento, 4.8% en promedio durante 2014, superior 0.4% al crecimiento exhibido en 2013, aunque inferior a la que exhibe la demanda residencial de energía eléctrica, lo que evidencia un rol del gas como complemento de la energía eléctrica mas no como sustituto.

Al examinar la correlación de la demanda de gas de la industria con los demás sectores (Gráfica 48), se encuentra una alta correlación con el GNC (0.96) y el consumo doméstico (0.84) siendo muy baja la correlación con el consumo de termoeléctricas y Ecopetrol.

Gráfica 48. Correlación Demanda de Gas Industrial en Colombia con Resto de Sectores

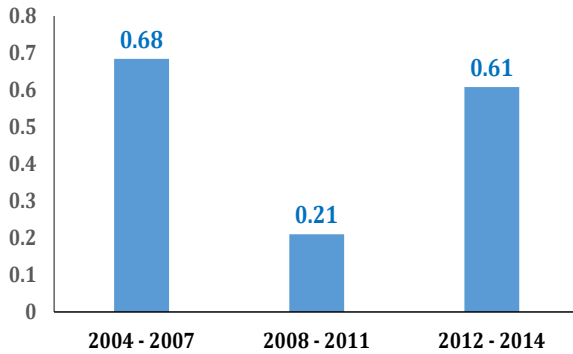


Fuente: Concentra – Cálculos UPME

Finalmente, el contraste del consumo de energía eléctrica con el consumo de gas de la industria evidencia dos aspectos a destacar:

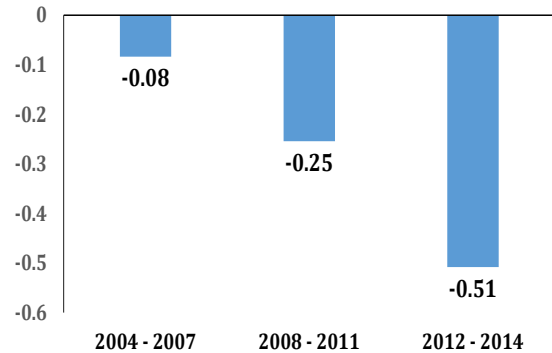
- La correlación (Gráfica 49) ha repuntado en los últimos tres años (0.61) frente a una etapa donde los consumos de gas y energía eléctrica se desacoplaron (entre 2008 y 2011 la correlación bajó a 0.21).
- El consumo de gas volvió a crecer desde marzo de 2014 por encima del consumo de energía eléctrica, a una tasa anual de 13% (a septiembre de 2014), 8% por encima del consumo que la industria hizo en energía eléctrica (Gráfica 50). La tendencia de corto plazo, indica en cuanto a tasas de crecimiento, que se acentúa la correlación negativa entre consumo de energía eléctrica y gas (Gráfica 51).

Gráfica 49. Correlación del Consumo de Gas con el consumo de energía eléctrica



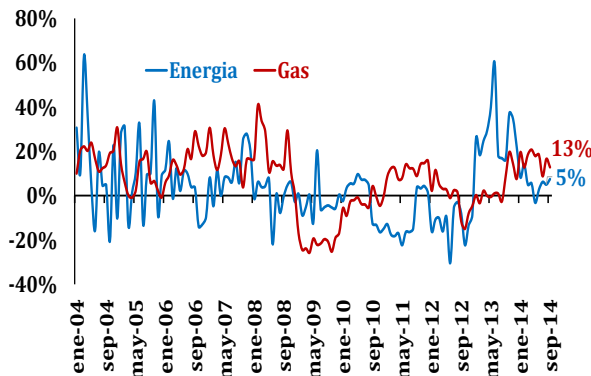
Fuente: XM – Concentra – Cálculos UPME

Gráfica 51. Correlación del crecimiento anual del consumo de gas con el crecimiento anual del consumo de energía eléctrica



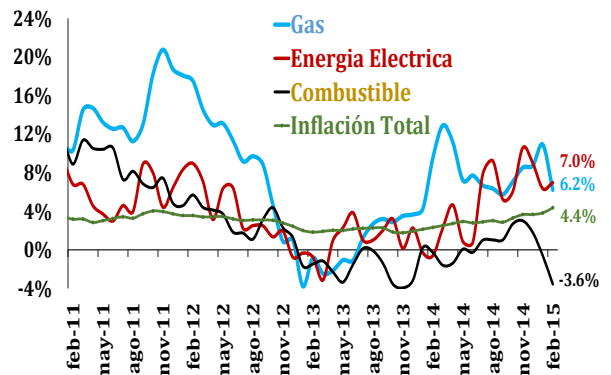
Fuente: XM – Concentra – Cálculos UPME

Gráfica 50. Crecimiento Anual Consumo de Gas Versus Crecimiento Consumo de Energía Eléctrica



Fuente: XM – Concentra – Cálculos UPME

Gráfica 52. Inflación de Gas, Energía Eléctrica y Combustibles Versus Inflación Total Colombia



Fuente: XM – Concentra – Cálculos UPME

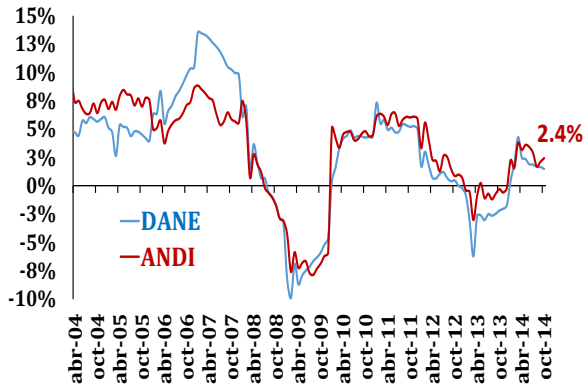
Mientras en el período 2004 – 2007, la correlación era mínima (0.08), en 2012 – 2014 es mayor (– 0. 51); se infiere que la capacidad de explicación de las variaciones del consumo de gas a partir de las variaciones en el consumo de energía eléctrica aumentó en los últimos 10 años, de 1% a 26%.

c) Tanto en gas como en energía eléctrica, se presentan incrementos en los precios muy por encima del nivel de inflación general (Gráfica 52).

d) Las variaciones en el consumo de gas tienden a estar más correlacionadas con la dinámica de la actividad industrial, cuyo crecimiento a Octubre de 2014 (2.4%) muestra de acuerdo a datos de la ANDI y del DANE, un repunte desde marzo de 2013, que coincide con la aceleración en el consumo de gas a una tasa por encima del consumo de energía eléctrica (Gráfica 53).

e) Esto podría sugerir que como indicador líder de la actividad industrial, el consumo de gas sería mejor predictor que la demanda de energía eléctrica.

Gráfica 53. Crecimiento interanual de la Actividad Industrial en Colombia



Fuente: DANE – ANDI

4. SENSIBILIDAD DE LA DEMANDA DE GAS CON RESPECTO A SU NIVEL DE PRECIOS. ELASTICIDAD PRECIO – DEMANDA DEL CONSUMO RESIDENCIAL E INDUSTRIAL

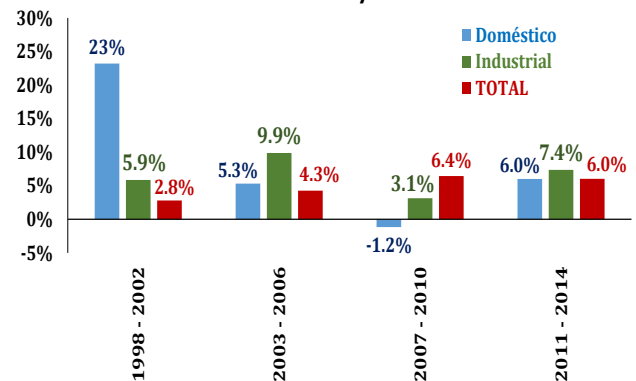
La inflación del gas se ha mostrado a lo largo de las dos últimas décadas durante la mayoría de meses y por períodos prolongados, por encima de la inflación objetivo del banco central, además de ser altamente volátil, con un rango entre - 15.8% y 24.7% entre 2000 y 2014. Excepto el período entre Noviembre de 2012 y Agosto de 2013, la inflación de gas desde Julio de 2010 esta por encima de la inflación observada, y por encima del límite superior del rango meta de inflación.

A pesar que la inflación de gas se ha situado por encima del nivel de inflación en los dos últimos años, ubicándose en 8.7% en 2014 (versus 3.7% la inflación total) y en 6.2% a Febrero de 2015 (versus 4.4% la inflación total) y que el 82% de la demanda no está regulada, en los diferente sectores consumidores de gas se ha presentado una dinámica de crecimiento positiva.

La estabilidad relativa que se observa en el consumo de gas obedece a lo que se denomina pricing, es decir, una estructura de precios diferenciada, que es visible en el sector no regulado, para estimular el consumo de gas industrial y constituirse en una alternativa viable respecto a la energía eléctrica. Esta estrategia de “pricing” ha conseguido moderar la elasticidad de la demanda de gas con relación al precio (aunque es una demanda más sensible, por ende más elástica con relación al precio, respecto a la demanda de energía eléctrica).

Analizando las variaciones del consumo por sectores, el sector doméstico crece menos y el industrial crece más hoy respecto a la tasa a la cual lo hacían hace 15 años (Gráfica 54). Esto a pesar que las regulaciones en precios han procurado estimular en el país el consumo residencial de gas, hecho que como se examinara más adelante, se ha reflejado más en los estratos de menores ingresos.

Gráfica 54. Crecimiento Consumo Industrial de Gas Vs Consumo Doméstico y Total



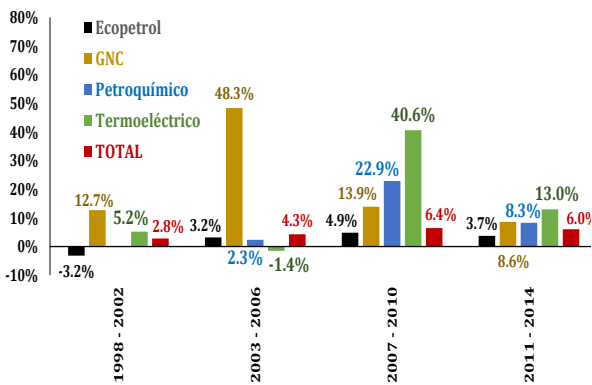
Fuente: Concentra – Cálculos UPME

El sector doméstico, que incluye consumo residencial y comercial, exhibe en los últimos 4 años (2011 – 2014) un crecimiento anual de 6%, exhibiendo una recuperación relevante frente a la caída que presentó entre 2007 y 2010 de 1.2% anual. Sin embargo, el crecimiento observado está por debajo del presentado por el mismo sector 13 años atrás, cuando exhibía un crecimiento anual de 23%.

El sector industrial, cuyo consumo ha sido de más estable, muestra un crecimiento de 7.4% entre 2011 y 2014, 1.4% por encima del crecimiento de la demanda total de gas, 2.5 veces el crecimiento observado entre 2007 y 2010, y aproximado a la tasa de crecimiento que en forma global el consumo de gas industrial ha tenido en los últimos 18 años.

En los demás sectores, el crecimiento de la demanda, exhibe una mayor volatilidad, en particular en termodinámicas, petroquímicas y GNC, destacándose además un crecimiento gradual y sostenido de la demanda de gas en Ecopetrol (Gráfica 55). El crecimiento más alto en los últimos 4 años lo presenta el sector termodinámico (40.6%), seguido del sector petroquímico (22.9%) y el GNC (13.9%) este último acorde con la mayor dinámica observada en el transporte, particularmente asociada a vehículos de carga, taxis y sistemas integrados y masivos de movilidad.

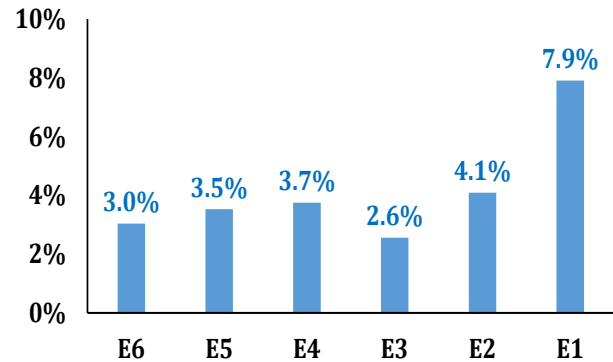
Gráfica 55. Crecimiento Consumo Gas de Ecopetrol – GNC – Sectores Petroquímico y Termoeléctrico Vs Crecimiento Consumo Total



Fuente: Concentra – Cálculos UPME

La información de la demanda residencial discriminada por estratos, sólo disponible desde 2010, muestra que en promedio en los últimos 5 años (Gráfica 56), el estrato 1 (E1) fue el de mayor crecimiento promedio anual (7.1%), seguido del estrato 2 (E2, 4.1%) y el estrato 4 (E4, 3.7%). Por su parte, el estrato 6 (E6) exhibió, para el mismo periodo, el menor crecimiento anual (3%).

Gráfica 56. Crecimiento Promedio Consumo de Gas para Uso Residencial por Estratos 2010 – 2014



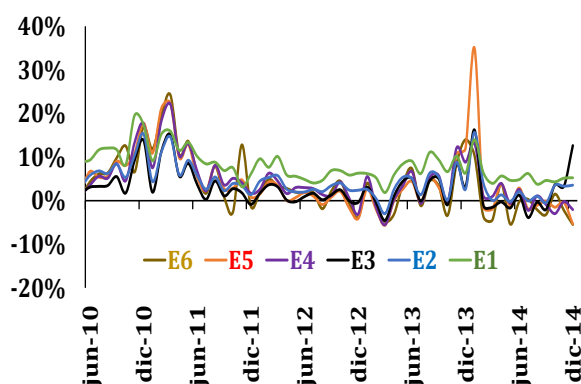
Fuente: Concentra – Cálculos UPME

El hecho que los estratos asociados con niveles de ingreso menores sean los que presenten las tasas más altas de crecimiento, evidencian el impacto positivo del esquema de subsidios, la mayor capacidad de ingreso en las clases media y baja pero también replantea la necesidad de revisar dicho esquema, considerando que al conseguir niveles de consumo superiores de manera significativa con relación al nivel de subsistencia, el mantener los niveles actuales de subsidio pueden a largo plazo generar procesos de ineficiencia energética que se asocian al consumo de gas.

El crecimiento del consumo de gas durante 2014 mostró una desaceleración en particular en los estratos altos, que mostraron el menor crecimiento en lo corrido de la década actual. Mientras el consumo de gas en estrato 4 subió sólo 1.1%, el de estrato 6 bajó en 0.9%. Por su parte en los estratos bajos, sólo el estrato 1 consiguió tener un crecimiento real (por encima de inflación), al aumentar en 2014 en 5.7%, valor por encima del crecimiento del consumo en estratos 2 y 3 (2.8% y 2.2% anual).

El análisis bajo frecuencia mensual de los últimos 5 años (Gráfica 57) muestra que sólo el estrato 1 ha mantenido un consumo de gas con crecimientos positivos (el más bajo de 1.9%) mientras, el consumo de gas en los demás estratos han experimentado para los últimos 5 años, crecimientos negativos.

Gráfica 57. Crecimiento anual del consumo de gas residencial según estratos



Fuente: Concentra – Cálculos UPME

El análisis de elasticidad contrasta el crecimiento analizado en los sectores de consumo con respecto a la variación de precios, tomando como referencia la variación del índice de precios de gas para el consumidor estimado por el DANE. La estimación de la elasticidad se puede hacer de dos formas: en la primera se promedian las razones observadas en la relación entre el crecimiento porcentual del consumo interanual de gas con el crecimiento porcentual del nivel de precios del gas; en la segunda, se estima un modelo econométrico que determina para el total de la muestra considerada, el valor de la elasticidad de la demanda con relación al precio, con la ventaja que suaviza el efecto de las variaciones bruscas que en determinados meses pueden observarse.

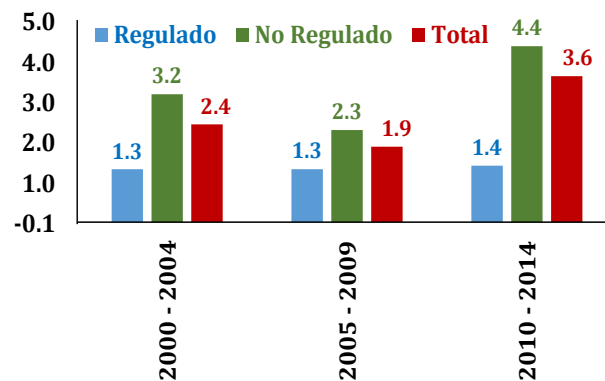
Avenida calle 26 No 69 D – 91 Torre 1, Oficina 901
 PBX (57) 1 222 06 01 FAX: 221 95 37
 Línea Gratuita Nacional 01800 911 729
www.upme.gov.co



La desventaja del modelo econométrico estriba en que no permite mirar la evolución mensual o en la frecuencia de tiempo analizada de la elasticidad de la demanda respecto al precio, en particular, cuando por efecto de cambios en la regulación, se presentan drásticos cambios en el nivel de la elasticidad.

Considerando el primer método, se observa que la demanda del sector regulado como la del sector no regulado son elásticas con relación al precio, siendo mayor en éste último. Mientras la demanda regulada se mantiene estable en niveles de elasticidad de 1.3 (cambios en el 1% de los precios, generan un cambio del 1.3% en la demanda, más que proporcional), la demanda no regulada ha aumentado en los últimos 10 años su elasticidad de 3.2 a 4.4 (Gráfica 58).

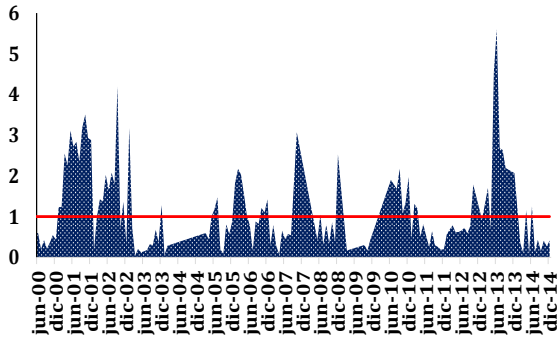
Gráfica 58. Elasticidad Promedio Demanda de Gas regulada Vs. No Regulada



Fuente: Cálculos UPME

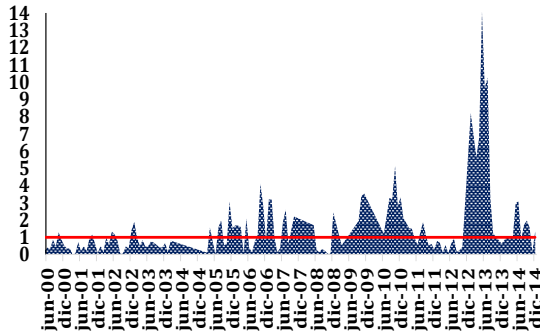
Tanto la demanda del sector regulado como la del no regulado comenzaron a exhibir desde 2008 elasticidades por encima de 1, exhibiendo niveles de elasticidad mensuales por encima de 4 (Gráfica 59, Gráfica 60).

Gráfica 59. Evolución de la Elasticidad en la Demanda Regulada de gas



Fuente: Cálculos UPME

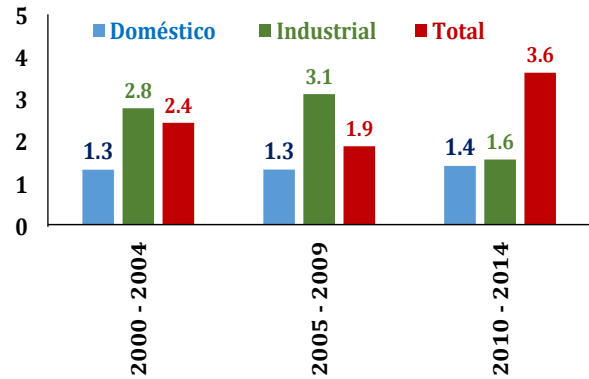
Gráfica 60. Evolución de la Elasticidad en la Demanda No Regulada de gas



Fuente: Cálculos UPME

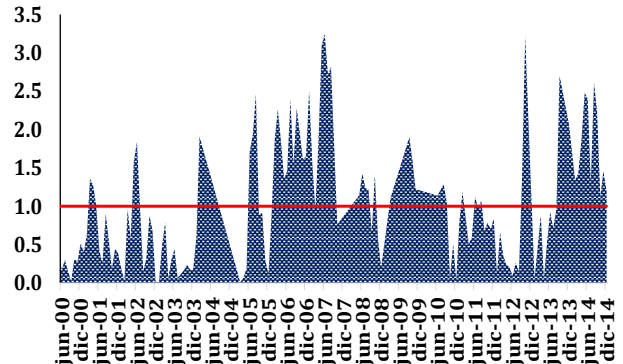
Al analizar la industria, la elasticidad precio demanda exhibe una tendencia decreciente, aunque refleja una demanda sensible a los cambios en el precio del gas (Gráfica 61). En promedio, de 2000 – 2004 a 2010 – 2014, la elasticidad precio – demanda gas en la industria bajó de 2.8 a 1.6, revelando una reducción del 43% en el nivel de sensibilidad del consumidor. En general, la elasticidad de la industria y residencial, han mostrado una tendencia a situarse en niveles por encima de 1 (demanda elástica) en los dos últimos años, probablemente como reacción y señal al fuerte incremento que el gas tuvo en éste periodo (Gráfica 62, Gráfica 63).

Gráfica 61. Elasticidad Promedio del Consumo de Gas para uso doméstico e industrial



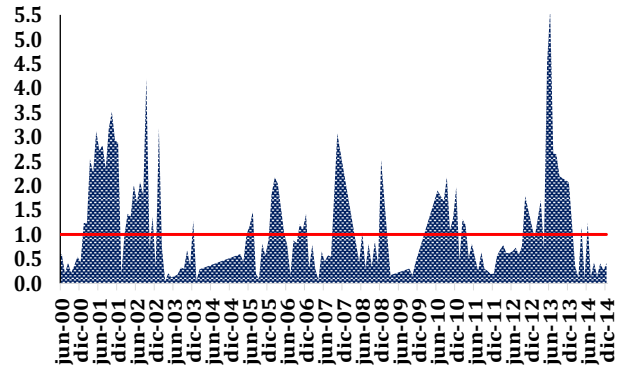
Fuente: Cálculos UPME

Gráfica 62 Evolución de la Elasticidad en la Demanda Industrial de gas



Fuente: Cálculos UPME

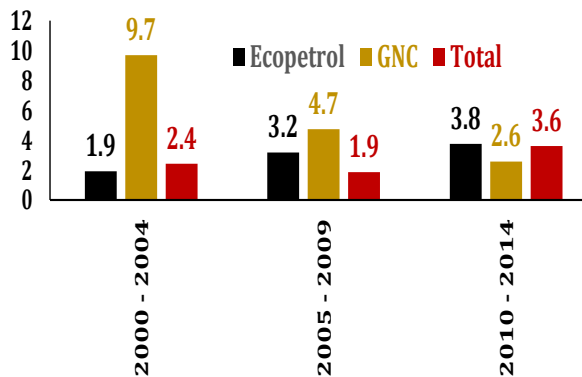
Gráfica 63. Evolución de la Elasticidad en la Demanda Residencial de Gas



Fuente: Cálculos UPME

En el caso del GNC y Ecopetrol, siendo sus elasticidades promedio entre 2011 y 2014 en promedio de 2.6 y 3.8 respectivamente, se presentan las demandas con mayor elasticidad con respecto al nivel de precios (Gráfica 64) lo que se explica por su mayor capacidad de sustitución de gas y adicionalmente en el caso de Ecopetrol, por su capacidad de autogeneración de energía eléctrica.

Gráfica 64. Elasticidad Promedio del Consumo de Gas de Ecopetrol, GNC y Total

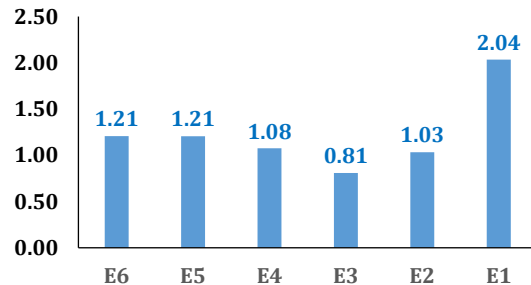


Fuente: Cálculos UPME

Por último, el análisis residencial por estratos muestra una menor sensibilidad en la demanda del estrato 3 con una elasticidad promedio entre 2010 y 2014 de 0.8 y una mayor sensibilidad a los precios en la demanda del estrato 1 (Gráfica 65) cuya elasticidad promedio para el mismo período fue de 2.1.

No obstante, este comportamiento está sesgado por los mayores valores de las elasticidades exhibidos entre 2010 y 2014, pues en los últimos dos años la elasticidad tendió a ubicarse por debajo de 1.

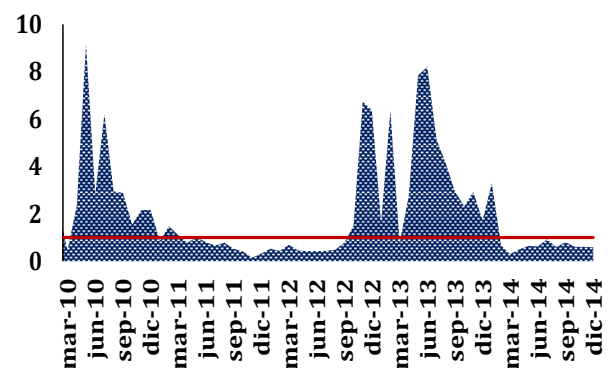
Gráfica 65. Elasticidad Promedio Precio – Demanda de Gas Residencial 2010 – 2014



Fuente: Cálculos UPME

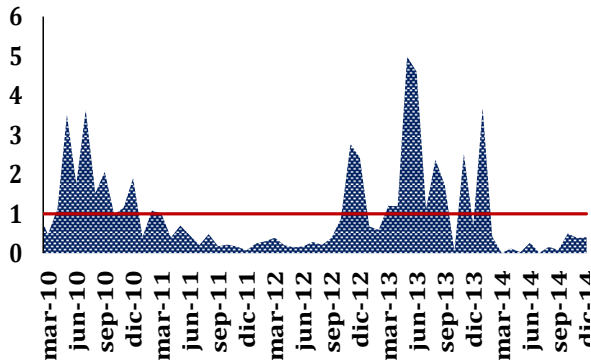
Los análisis individuales de las elasticidades por estrato (Gráfica 66, Gráfica 67, Gráfica 68, Gráfica 69, Gráfica 70, Gráfica 71) evidencian para todos ellos, que la demanda acentuó una tendencia elástica entre junio de 2012 y diciembre de 2013, exhibiendo luego para 2014 un cambio de tendencia, ubicándose la elasticidad promedio por debajo de 1 (por lo que hizo una transición de demanda elástica a inelástica, no obstante una menor dinámica en el crecimiento del consumo de gas como se ilustró anteriormente).

Gráfica 66. Elasticidad Precio – Demanda Estrato 1



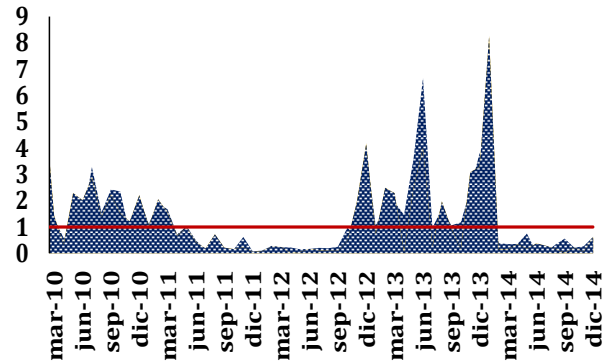
Fuente: Cálculos UPME

Gráfica 67. Elasticidad Precio – Demanda Estrato 2



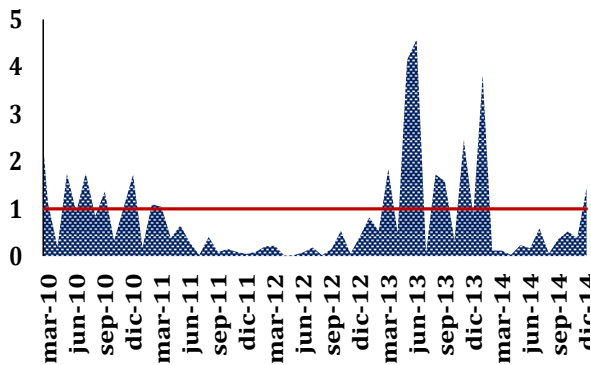
Fuente: Cálculos UPME

Gráfica 70. Elasticidad Precio – Demanda Estrato 5



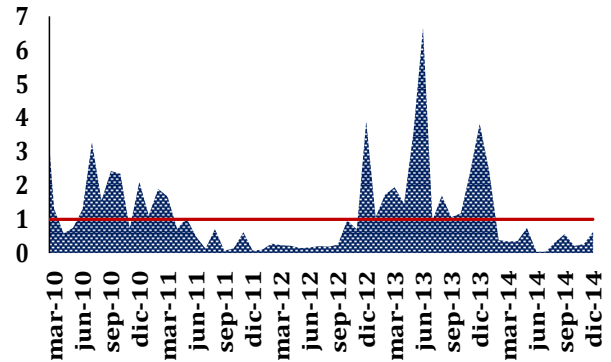
Fuente: Cálculos UPME

Gráfica 68. Elasticidad Precio – Demanda Estrato 3



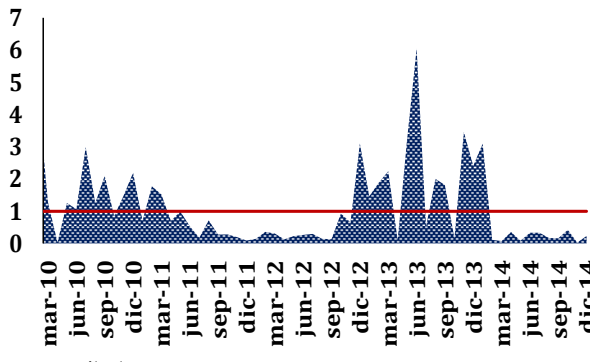
Fuente: Cálculos UPME

Gráfica 71. Elasticidad Precio – Demanda Estrato 6



Fuente: Cálculos UPME

Gráfica 69. Elasticidad Precio – Demanda Estrato 4



Fuente: Cálculos UPME

La estimación econométrica de la elasticidad, al estimarse con el modelo log – log hace que se suavicen el impacto de aquellos datos donde la elasticidad bajo un análisis con frecuencia mensual, tendió a situarse por encima de 1 de forma significativa. La ventaja con el modelo log – log es que arroja un valor único de elasticidad que resume la sensibilidad de la demanda frente a los precios para cada sector de consumo o bien sea del estrato dentro del análisis del consumo residencial.

El modelo empleado estima la demanda de gas en función del logaritmo del precio del gas y el rezago de la demanda de gas (con el propósito de evitar sesgos en el pronóstico por autocorrelación):

$$\log Q_{it} = \beta_0 + \beta_1 * \log P_{it} + \log Q_{i,t-1} + \epsilon_t$$

Al derivar esta expresión, se obtiene:

$$\frac{1}{Q_{it}} \Delta Q_{it} = \frac{\beta_1}{P_{it}} \Delta P_{it} + \frac{\beta_1}{Q_{i,t-1}} \Delta Q_{i,t-1}$$

Al despejar el coeficiente β_1 de la ecuación de la derivación de la demanda, se obtiene:

$$\beta_1 = \frac{\frac{\Delta Q_{it}}{Q_{it}}}{\frac{\Delta P_{it}}{P_{it}}}$$

Si se define la elasticidad precio – demanda como:

$$\eta = \left| \frac{\frac{\Delta Q_{it}}{Q_{it}}}{\frac{\Delta P_{it}}{P_{it}}} \right|$$

Entonces, el valor de la elasticidad viene dado por el valor absoluto de β_1 , obtenido en las regresiones de la demanda de gas.

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.

Cuando se estima el comportamiento de la demanda de un bien con relación al precio de otro bien, se determina la elasticidad cruzada, que sirve para establecer si entre estos dos bienes hay una relación de sustitución o de complemento. En este caso, la ecuación a estimar es:

$$\log Q_{it} = \beta_0 + \beta_1 * \log P_{jt} + \log Q_{i,t-1} + \epsilon_t$$

$j \neq i$

Al derivar esta expresión, se obtiene:

$$\frac{1}{Q_{it}} \Delta Q_{it} = \frac{\beta_1}{P_{jt}} \Delta P_{jt} + \frac{\beta_1}{Q_{i,t-1}} \Delta Q_{i,t-1}$$

Al despejar el coeficiente β_1 de la ecuación de la derivación de la demanda, se obtiene:

$$\beta_1 = \frac{\frac{\Delta Q_{it}}{Q_{it}}}{\frac{\Delta P_{jt}}{P_{jt}}}$$

Si se define la elasticidad cruzada como:

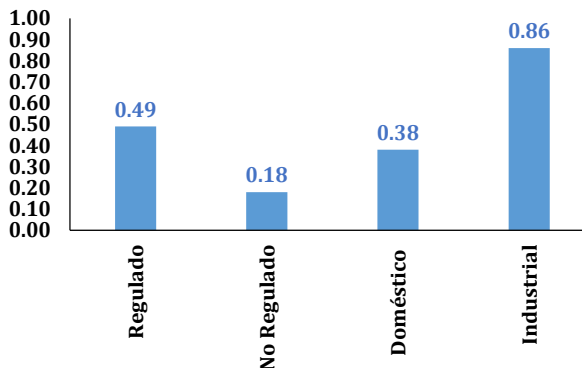
$$\eta = \frac{\frac{\Delta Q_{it}}{Q_{it}}}{\frac{\Delta P_{jt}}{P_{jt}}}$$

Por tanto, el valor de la elasticidad viene dado por el valor absoluto β_1 , obtenido en las regresiones de la demanda de gas (o de energía) a partir de regresores que son precios de energía (diferentes al gas).

Si el valor del parámetro β_1 es positivo, entonces los bienes i y j son sustitutos (el aumento en el precio del bien j reduce la demanda del bien j e incrementa por tanto demanda del bien i); por el contrario, si el valor del parámetro β_1 es negativo, entonces los bienes i y j son complementarios (el aumento en el precio del bien j reduce la demanda del bien j y también la demanda del bien i).

Por sectores (**¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**), la elasticidad arrojada por el modelo log – log revela una mayor elasticidad precio – demanda de la industria (0.86) y de la demanda regulada (0.49).

Gráfica 72. Elasticidad Precio – Demanda Generada Estimación Econométrica Modelo Log – Log por Sectores



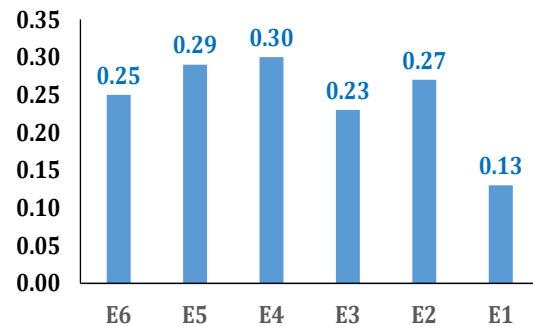
Fuente: Cálculos UPME

Respecto a consumo residencial (**¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**) la elasticidad se sitúa para los seis estratos por debajo de uno, siendo menor en el estrato 1 (0.13) y mayor en el estrato 4 (0.4).

Las diferencias en los resultados muestran que efectivamente hay una alta incidencia de los valores extremos, cuando se hace el

cálculo con una frecuencia mayor, en este caso mensual.

Gráfica 73. Elasticidad Precio – Demanda de Consumo Residencial Generada Estimación Econométrica Modelo Log – Log por Estratos



Fuente: Cálculos UPME

La crítica a los resultados de la modelación econométrica, se sustentan en que se puede estar subestimando para el consumo de gas, la volatilidad en precio y la volatilidad de la demanda, en especial en sectores con fuertes oscilaciones de acuerdo al seguimiento realizado, como es el caso de la industria, y en el caso del consumo residencial, los estratos de mayores ingresos.

No obstante, se debe señalar que el contraste entre los resultados de la estimación dinámica o no paramétrica, con los obtenidos por el modelo log – log, están evidenciando que en el caso de la demanda de gas, el sector regulado posiblemente por no tener la posibilidad de pricing (estructura de precios acorde a las necesidades del usuario y sus patrones de consumo) tiene una mayor elasticidad de la demanda frente al precio, es decir, una demanda que es más elástica o sensible a los precios con relación a la demanda no regulada.

En cuanto a la industria, si bien el análisis no paramétrico muestra que su demanda de gas es elástica respecto al precio, en el último año se ubicó debajo de uno, y en general, ha tratado de tender a ubicarse por debajo de 1.0. El modelo econométrico, aunque muestra una elasticidad menor a 1, su valor 0.86, indica que la industria es un sector que tiende a ser más elástico en un entorno de precios altos del gas. Pero que se considera demanda insensible aun por estar debajo de uno, lo que no implica que tenga episodios como los muestran los datos observados, de una demanda de gas, donde ésta sea más elástica...

Respecto a los estratos, los resultados del modelo econométrico log – log sustentan las conclusiones del análisis no paramétrico de elasticidad, que revelan al estrato 1 como el menos sensible a cambios en los precios, y a los estratos altos, como los que presentan una mayor variación de su demanda, frente a precios más altos.

Éste análisis de entorno concluye que la oferta de gas tiene grandes perspectivas de crecimiento en los países que lideran la producción no convencional como el caso de EE. UU, lo que hace prever que a mediano plazo, los precios del gas natural a nivel mundial se mantengan bajos. En este entorno, la demanda podría beneficiarse con un mayor consumo; sin embargo, los límites que establece el suministro como sucede en Europa, pueden causar distorsiones que lleven a mantener precios de consumo interno de gas altos, que no se beneficien de la caída de esta materia prima.

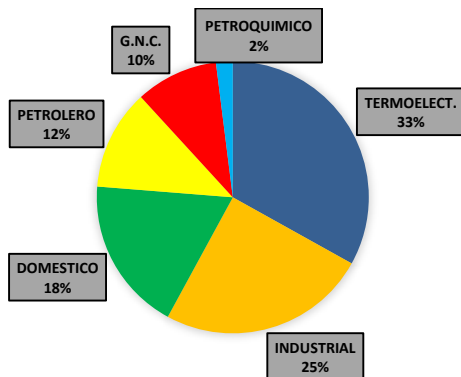
En el caso colombiano, los sectores con mayor consumo de gas, como son la industria y GNL (para transporte) exhiben una tendencia decreciente de su elasticidad, que hace prever una mayor capacidad de ingresos para hacer frente a bruscas variaciones en los precios del gas.

Así mismo, el análisis por estratos, revela que los subsidios han sido eficientes, en cuanto la promoción del consumo en los sectores de la población de menores ingresos, asociados a los estratos 1, 2 y 3. Sin embargo, la reducción en el crecimiento del consumo de todos los estratos, refleja que el gas aún no se consolida como un sustituto de la energía eléctrica, máxime cuando el país enfrenta riesgos de no autosuficiencia, lo que obliga a un mayor esfuerzo en exploración y hallazgos de reservas en materia de hidrocarburos.

5. DEMANDA DE GAS NATURAL

La demanda de gas natural ha presentado un aumento de 7% promedio anual desde el año 2011. El sector termoeléctrico ha sido el mayor participante en el consumo del energético. En la Gráfica 74 se aprecia que el 33% del gas natural es usado para la generación eléctrica. A pesar de que el resto de sectores suman más del 50% de la demanda, el crecimiento de su consumo sólo alcanza el 3,4% promedio anual para el período 2011 – 2014.

Gráfica 74. Participación por Sectores Demanda GN 2014

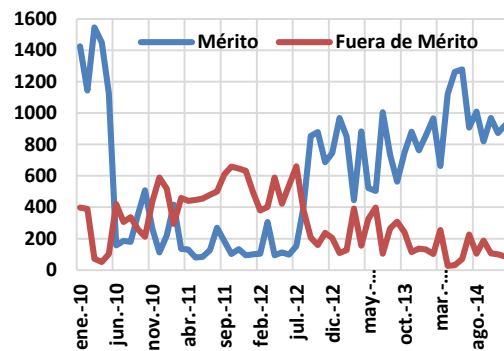


Fuente: Construcción UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

El consumo de gas natural por parte de las plantas termoeléctricas puede darse principalmente por generación por mérito económico o por generación de seguridad. En la Gráfica 75 se aprecia la evolución de generación de energía eléctrica con gas natural por tipo de despacho en el período 2010 - 2014. Se observa que, en el primer semestre de 2010, como consecuencia del fenómeno de El Niño, las plantas térmicas (particularmente las de la costa Atlántica) generaron mucha más energía por mérito.

Un comportamiento similar se presentó a partir del segundo semestre de 2012 (incremento en la generación por mérito) como consecuencia de una temporada de bajas hidrologías

Gráfica 75. Generación de energía eléctrica por tipo de despacho (GWh)



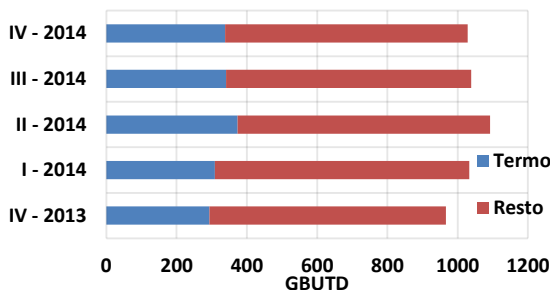
Fuente: Construcción UPME, con base en datos de XM, 2015.

Adicionalmente, al analizar la evolución de la demanda de GN desde el IV trimestre de 2013 hasta el IV trimestre de 2014 (Gráfica 76), se aprecia como las variaciones en el consumo están sujetas al uso de las plantas de generación termoeléctricas.

Por ejemplo, en el segundo trimestre de 2014 se presenta un incremento de 65 GBTUD en el consumo de gas natural de las termoeléctricas, aumento que representa el 21% del consumo nacional respecto al trimestre inmediatamente anterior. Dicho incremento también se puede ver reflejado en la generación de energía eléctrica en especial en el mes de junio de 2014, en el que se llegó a un valor pico de 1.347 GWh (24% de la generación total por mérito. En período de Niño alcanzó hasta un 39,5% y en período neutral alcanzó un 12%).

Como parte de la generación con plantas térmicas se presenta en la costa Atlántica por las restricciones en el sistema de transporte, se espera que la demanda de GN disminuya en 2019 con la entrada en servicio de la línea Ituango - Cerromatoso – Copey.

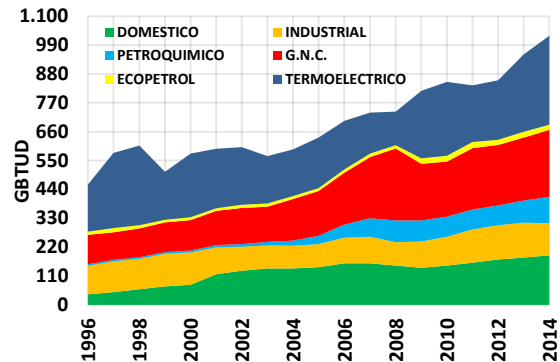
Gráfica 76. Demanda de Gas Natural sector Termoelectrico y Resto



Fuente: Construcción UPME, con base en datos de Concentra, y XM, 2015.

En la Gráfica 77 se puede revisar la evolución de la demanda en el período 1996 - 2014. Para el período se ha presentado una tasa de crecimiento anual promedio de 4,5%. De la gráfica se extrae que a partir del año 2008 cambió la composición de la participación de los sectores por dos razones: 1. como consecuencia de la crisis económica, el sector industrial redujo sus consumos; 2. A partir de 2009, por la presencia del fenómeno de El Niño y por el aumento de las restricciones de la red de transporte de energía eléctrica en la costa, el sector térmico aumentó considerablemente su demanda.

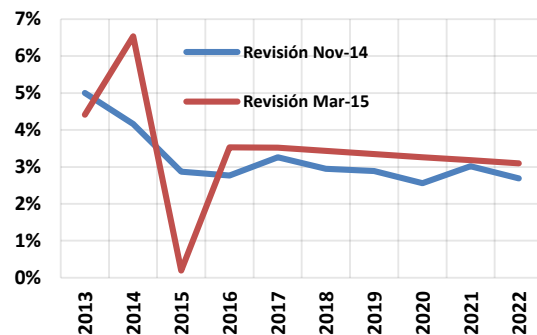
Gráfica 77. Demanda Histórica Gas Natural por Sectores de Consumo



Fuente: Construcción UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

De la Gráfica 78 se extrae que, con la presente revisión, el crecimiento esperado de la economía estaría alrededor del 3,34% promedio anual entre 2013 y 2022. Al compararlo con el comportamiento esperado de acuerdo a la revisión de noviembre se observa un leve aumento. Sin embargo, se puede apreciar que con los dos modelos, el comportamiento del PIB sigue la misma tendencia.

Gráfica 78. Comportamiento PIB según Modelo



Fuente: Construcción UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

6. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA TOTAL INTERNA, SIN TERMOELÉCTRICAS, DE GAS NATURAL EN COLOMBIA

En esta sección se presenta la proyección de demanda de GN (sin consumo de generadores térmicos a gas) para el período 2015-2029.

Se utilizó un modelo en el cual se tienen en cuenta las series históricas de demanda de gas natural, con una periodicidad mensual, reportadas por diferentes agentes del mercado como lo son Concentra, Ecopetrol, Chevron, CNO-Gas y la UPME. También se tuvieron en cuenta datos trimestrales (históricos y proyectados) del PIB y Población de Colombia desde los años 1991 a 2028, publicados por el DANE.

En la primera sección del presente capítulo se explica la metodología de los modelos VEC y en la siguiente se presentan los resultados de la aplicación de la misma.

6.1 Modelo de Vector de Corrección del Error, VEC

Cuando las variables que se van a incluir en el modelo no son estacionarias pero están cointegradas de primer orden (o un orden superior), se usan Vectores de Corrección del Error, VEC.

$$\Delta y_t = \beta_{y0} + \beta_{yy1}\Delta y_{t-1} + \dots + \beta_{yys}\Delta y_{t-s} + \beta_{yx1}\Delta x_{t-1} + \dots + \beta_{yxs}\Delta x_{t-s} - \lambda_y(y_{t-1} - \alpha_0 - \alpha_1 x_{t-1}) + v_t$$

$$\Delta x_t = \beta_{x0} + \beta_{xx1}\Delta x_{t-1} + \dots + \beta_{xss}\Delta x_{t-s} + \beta_{xy1}\Delta y_{t-1} + \dots + \beta_{xys}\Delta y_{t-s} - \lambda_x(x_{t-1} - \alpha_0 - \alpha_1 y_{t-1}) + u_t$$

La ecuación $y_{t-1} - \alpha_0 - \alpha_1 x_{t-1}$ representa la relación de cointegración de largo plazo

entre las dos variables y λ_y y λ_x representan los parámetros de corrección del error que miden las desviaciones del equilibrio de x y y en el largo plazo (Parker, 2012).

Se determinan por medio del cálculo de valores aproximados los parámetros de un grupo de modelos posibles, y se selecciona aquel que minimiza los criterios de Akaike y Schwarz y maximiza el estadístico del Logaritmo de Verosimilitud Conjunto.

6.2 Proyección de demanda de GN sin termoeléctricas

Para realizar el ejercicio de proyección de demanda de GN nacional, se utilizaron como variables de entrada del modelo datos históricos y proyectados de las siguientes variables:

- GN** Demanda de Gas Natural
- PIB:** Producto Interno Bruto
- POB** Población

Se compararon varias alternativas de modelación para encontrar los mejores ajustes estadísticos entre las diversas proyecciones y el comportamiento observado.

Los datos de PIB y de población son publicados por el DANE, la información de PIB se encuentra disponible a segundo trimestre de 2014 y la de población corresponde a proyecciones hechas por dicha entidad.

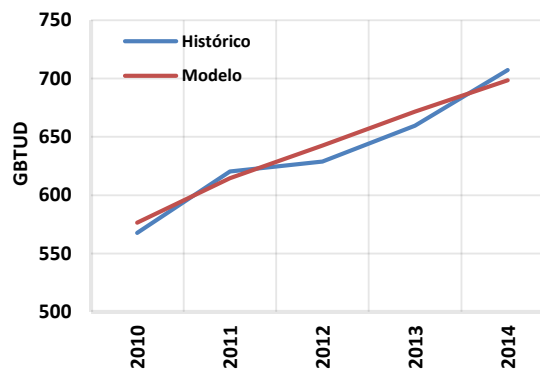
En la Tabla 3 se muestran los resultados de la proyección de demanda de GN – sin incluir la demanda de las centrales generadoras termoeléctricas- con el modelo que mejores ajustes mostró.

Tabla 3. Proyección Demanda de GN Nacional sin Termoeléctricas

PROYECCIÓN NACIONAL (Sin Termoeléctricas) GBTUD			
AÑO	Esc. Medio	Esc. Bajo	Esc. Alto
2015	709	743	675
2016	737	771	702
2017	765	800	731
2018	794	829	760
2019	824	858	789
2020	853	888	819
2021	883	918	849
2022	914	948	879
2023	944	979	910
2024	975	1.009	941
2025	1.006	1.040	972
2026	1.037	1.071	1.003
2027	1.068	1.102	1.034
2028	1.099	1.134	1.065
2029	1.131	1.165	1.096

Fuente: Construcción UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

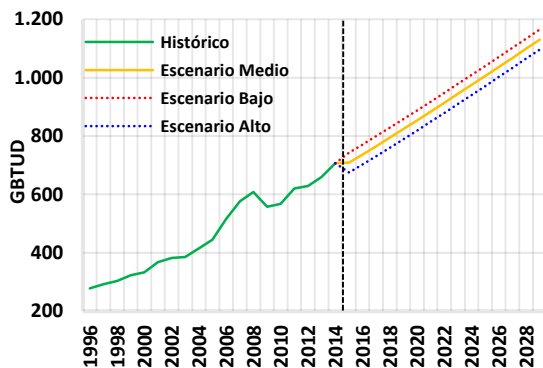
Gráfica 80. Comparación Histórico VS Modelo



Fuente: Construcción UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

La Gráfica 79 ilustra estos resultados:

Gráfica 79. Proyección de Demanda de GN sin Termoeléctricas



Fuente: Construcción UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

Si se comparan los resultados de la proyección contra los datos históricos de demanda utilizados para la realización de la misma, se tiene una diferencia promedio de -0,67%. Además en la Gráfica 80 se aprecia que el modelo sigue la tendencia de los datos históricos.

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

Se revisan las proyecciones de demanda por sectores, de acuerdo a la actualización de los datos de consumo. Nuevamente, se analizan los sectores: residencial, comercial (que en conjunto forman el doméstico), industrial, petrolero, petroquímico, transporte y termoeléctrico; y 7 regiones geográficas: Centro (Cundinamarca, Boyacá, Casanare, Meta y Guaviare), Costa (La Guajira, Magdalena, Bolívar, Atlántico, Sucre y Córdoba), CQR (Caldas, Quindío y Risaralda), Noreste (los Santanderes y Cesar), Noroeste (Antioquia), Suroeste (Valle del Cauca) y Tolima Grande (Tolima y Huila). Estas regiones presentan diferentes tasas de crecimiento de acuerdo a diferencias en la composición sectorial y al grado de cubrimiento de la red, por lo que resulta importante revisar las proyecciones de cada uno de los sectores en cada una de las regiones en las que cuentan con algún tipo de participación.

A continuación se presentan las metodologías y los resultados de los diferentes sectores.

7.1 Proyección de demanda sector residencial.

Para la proyección de demanda residencial se utilizó un modelo de Vector de Corrección del Error, VEC, en el que se evaluó la relación entre la demanda de GN con otras variables como los precios de suministro de GN de Guajira, la demanda de energía eléctrica regulada y los precios de suministro de

energéticos sustitutos como el Gas Licuado de Petróleo.

Adicionalmente se relacionó la demanda con la evolución de la cobertura del servicio. La inclusión de esta variable busca simular el crecimiento particular de los hogares conectados en cada región. Con la cobertura para cada una de las regiones en estudio, se planteó un modelo para analizar la evolución del consumo residencial en cada una de ellas.

Para la construcción de la serie histórica de la cobertura del servicio se utilizaron datos disponibles en el Sistema Único de Información, SUI (Información Comercial por Municipio) así como datos de proyecciones de población del DANE, éstos últimos con el objetivo de establecer un máximo número de hogares (potenciales consumidores del energético) en las zonas urbanas.

Para simular la posible evolución de la cobertura del servicio de gas natural se planteó la función logística, en la cual se observan tres fases de desarrollo: base, de crecimiento y de maduración (Forouzanfar, Doustmohammadi, Menhaj, & Hasanzadeh, 2009). La forma funcional utilizada para simular el crecimiento de la cobertura de GN es la siguiente:

$$C(t) = \frac{k}{1 + e^{-r(t-t_0)}}$$

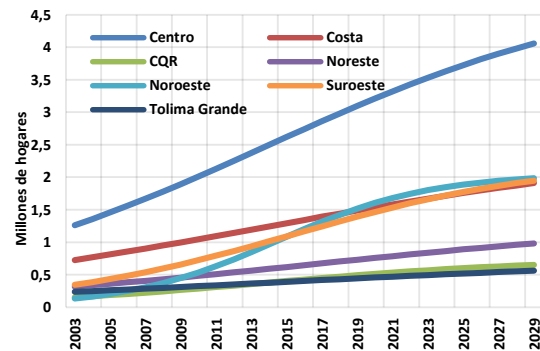
Donde t_0 es el primer período de simulación, $C(t)$ es el número de hogares con servicio en el tiempo t , k es el número máximo de hogares que serán cubiertos y r es la tasa de crecimiento. Inicialmente, se inicializa el valor

k como el número máximo de hogares en el área urbana en cada una de las regiones. De acuerdo a la proyección de población del DANE, así como el promedio de personas por hogar, se establece la proyección del número de hogares hasta el año 2030. Para determinar los valores que tomarán los parámetros t_0 y r , se utiliza un algoritmo genético, el cual tiene por objeto minimizar el error entre el consumo real y el pronosticado, sujeto a un conjunto de restricciones. El algoritmo consiste en generar inicialmente un conjunto aleatorio de parámetros y, posteriormente, mediante procesos de selección, cruce y mutación, va seleccionando los conjuntos más aptos de acuerdo a las características del problema, hasta que uno de estos conjuntos cumpla con el criterio de terminación del problema (Forouzanfar, Doustmohammadi, Menhaj, & Hasanzadeh, 2009).

Con los nuevos datos disponibles en el SUI (septiembre 2014), se realizó el ejercicio de proyección de la cobertura. Para el año 2029 se espera tener un número máximo de usuarios de 12 millones.

A continuación se presenta la evolución de la cobertura del servicio de GN a nivel residencial:

Gráfica 81. Evolución Cobertura Gas Natural Residencial

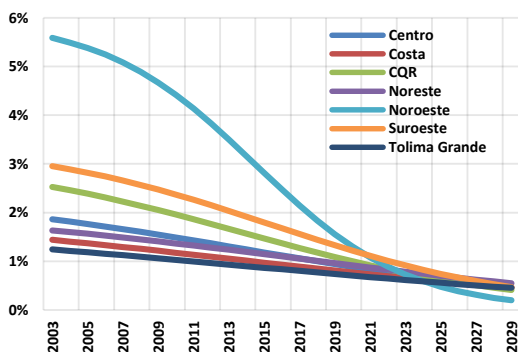


Fuente: UPME, con base en datos de SUI, 2014.

De la Gráfica 81 se desprende que la región que presenta mayor número de usuarios es Centro, en la que se proyecta pasar de alrededor de 2,5 millones de usuarios en 2014, a un poco más de 4 millones en 2029. A pesar de ser la región que en la actualidad cuenta con más usuarios registrados, Centro ocupa el cuarto lugar en cuanto a tasas de crecimiento de cobertura (Gráfica 82), detrás de noroeste, suroeste y CQR. Para todas las regiones, exceptuando noroeste, se puede apreciar que tienen una fase de crecimiento de larga duración (no se aprecian en el período evaluado sus fases base y de maduración). En la actualidad la cobertura nacional de GN aumenta en tasas promedio anuales por encima del 7%. Por la forma funcional utilizada para simular la expansión de la cobertura se espera que las tasas de crecimiento sean cada vez menores, alcanzando tasas inferiores al 4% después del año 2020. Aunque a nivel nacional se presenten altas tasas de crecimiento, vale la pena revisar el crecimiento esperado de cada región dadas las diferencias que se presentan

en el número de usuarios y el respectivo impacto que tendrían en el mercado de GN residencial.

Gráfica 82. Tasas de crecimiento cobertura Gas Natural Residencial



Fuente: UPME, con base en datos de SUI, 2014.

De la Gráfica 82 se extrae que las regiones con mayores tasas de crecimiento de cobertura del servicio de GN son noroeste, suroeste y CQR. En conjunto representan el 33,3% del mercado residencial, y como se verá en las proyecciones de demanda, son las regiones que tendrán mayor crecimiento en el período 2015 – 2029.

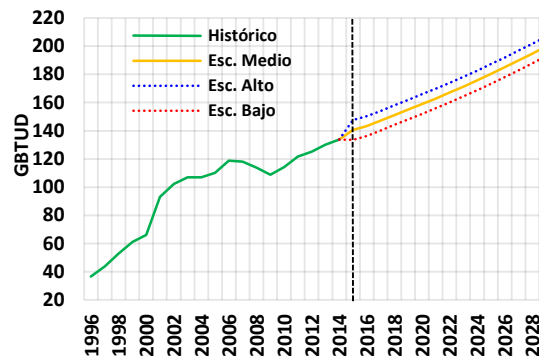
Al relacionar la cobertura y las variables anteriormente nombradas con la demanda residencial de cada región, se obtuvieron los siguientes resultados a nivel nacional:

Tabla 4. Proyección Demanda Nacional de GN Residencial

GBTUD	Revisión Noviembre de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2015	140,60	147,58	133,63
2016	143,27	150,25	136,29
2017	147,09	154,07	140,11
2018	151,13	158,11	144,15
2019	155,05	162,03	148,07
2020	158,97	165,95	151,99
2021	162,94	169,91	155,96
2022	167,05	174,03	160,07
2023	171,30	178,28	164,32
2024	175,69	182,67	168,72
2025	180,25	187,23	173,27
2026	184,96	191,94	177,98
2027	189,80	196,78	182,82
2028	194,71	201,69	187,73
2029	199,73	206,71	192,75

Fuente: Construcción UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

Gráfica 83. Proyección Demanda Nacional de GN Residencial



Fuente: Construcción UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

Se espera que la demanda nacional residencial de GN llegue a 200 GBTUD en el año 2029, lo que representaría un crecimiento en promedio de 2,7% anual. Para el año 2029, de acuerdo a las tasas actuales de crecimiento (y si la cobertura sigue un comportamiento de función logística) el

número de hogares con servicio de gas natural será de 12,1 millones, y si la demanda de gas natural es de 200 GBTUD, la demanda proyectada por hogar sería de 12,99 m³ mensuales.

A continuación se presentan los resultados de las proyecciones de demanda de GN residencial por región.

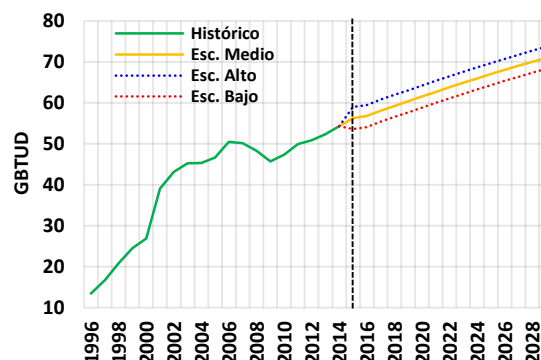
7.1.1 Región Centro

Tabla 5. Proyección Demanda GN Residencial Región Centro

GBTUD	Revisión Noviembre de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2015	56,27	58,97	53,58
2016	56,79	59,49	54,10
2017	58,07	60,76	55,38
2018	59,26	61,95	56,57
2019	60,40	63,10	57,71
2020	61,56	64,25	58,86
2021	62,69	65,39	60,00
2022	63,81	66,51	61,12
2023	64,91	67,61	62,22
2024	65,99	68,69	63,30
2025	67,05	69,74	64,35
2026	68,08	70,77	65,38
2027	69,08	71,77	66,38
2028	70,05	72,75	67,36
2029	71,00	73,69	68,31

Fuente: Construcción UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

Gráfica 84. Proyección Demanda GN Residencial Región Centro



Fuente: Construcción UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

En la Gráfica 84 se aprecia que la demanda en la región Centro continúa su crecimiento en el período evaluado, pero cada vez presenta tasas menores, llegando después del año 2025 a un promedio de 1,5% anual. Las bajas tasas se presentan porque, como se aprecia en la Gráfica 81, la velocidad de crecimiento de la cobertura es lenta.

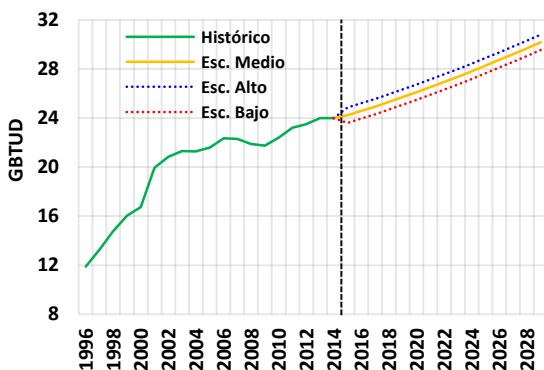
7.1.2 Región Costa

Tabla 6. Proyección Demanda GN Residencial Región Costa

GBTUD	Revisión Noviembre de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2015	24,23	24,86	23,61
2016	24,58	25,20	23,95
2017	24,94	25,56	24,31
2018	25,31	25,94	24,69
2019	25,70	26,32	25,07
2020	26,10	26,72	25,47
2021	26,51	27,13	25,88
2022	26,93	27,55	26,30
2023	27,36	27,99	26,74
2024	27,81	28,43	27,18
2025	28,26	28,88	27,63
2026	28,72	29,35	28,10
2027	29,19	29,82	28,57
2028	29,68	30,30	29,05
2029	30,17	30,79	29,54

Fuente: Construcción UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

Gráfica 85. Proyección Demanda GN Residencial Región Costa



Fuente: Construcción UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

De la Gráfica 85 se desprende que la región Costa al igual que centro presenta una expansión de cobertura con velocidad lenta, que a su vez conlleva a tener tasas de crecimiento de la demanda alrededor del

1,5% promedio anual para el período 2015 - 2029.

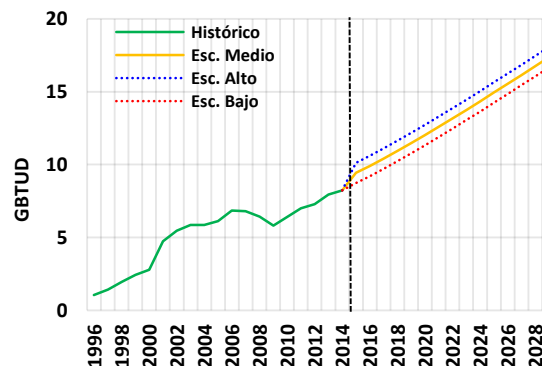
7.1.3 Región CQR

Tabla 7. Proyección Demanda GN Residencial Región CQR

GBTUD	Revisión Noviembre de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2015	9,44	10,13	8,74
2016	9,90	10,60	9,21
2017	10,41	11,11	9,71
2018	10,94	11,64	10,24
2019	11,48	12,18	10,78
2020	12,03	12,73	11,33
2021	12,60	13,30	11,90
2022	13,17	13,87	12,47
2023	13,75	14,45	13,06
2024	14,34	15,04	13,64
2025	14,94	15,64	14,24
2026	15,54	16,24	14,84
2027	16,14	16,84	15,44
2028	16,75	17,45	16,05
2029	17,36	18,06	16,66

Fuente: Construcción UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

Gráfica 86. Proyección Demanda GN Residencial Región CQR



Fuente: Construcción UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

De acuerdo a la Gráfica 81, la cobertura en la región CQR está en el punto medio de su fase de crecimiento. Lo anterior se corrobora con

las tasas de crecimiento proyectadas para el período 2015 – 2029. En promedio, la demanda de la región crecerá con una tasa de 4,5% anual, lo que indica que existe un potencial importante de hogares a ser conectados en la región, de acuerdo a las proyecciones de crecimiento de la población del DANE.

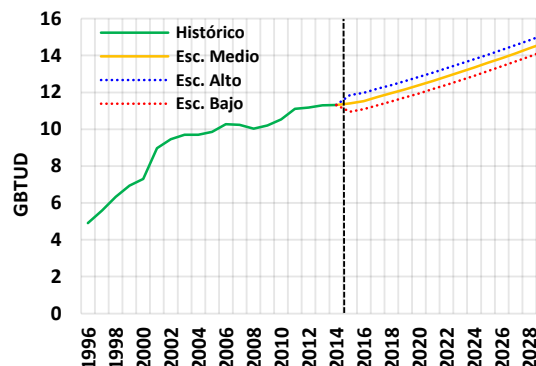
7.1.4 Región Noreste

Tabla 8. Proyección Demanda GN Residencial Región Noreste

GBTUD	Revisión Noviembre de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2015	11,40	11,85	10,95
2016	11,53	11,97	11,08
2017	11,75	12,19	11,30
2018	11,95	12,40	11,51
2019	12,17	12,62	11,73
2020	12,39	12,84	11,95
2021	12,62	13,07	12,18
2022	12,86	13,31	12,41
2023	13,10	13,55	12,65
2024	13,35	13,79	12,90
2025	13,60	14,05	13,15
2026	13,86	14,30	13,41
2027	14,12	14,56	13,67
2028	14,38	14,83	13,94
2029	14,65	15,10	14,21

Fuente: Construcción UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

Gráfica 87. Proyección Demanda GN Residencial Región Noreste



Fuente: Construcción UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

En la región Noreste se proyectan tasas de crecimiento de la demanda de alrededor del 1,7%, promedio anual. El bajo crecimiento de la demanda está alineado con las bajas tasas de crecimiento de la cobertura (1,2% en 2014).

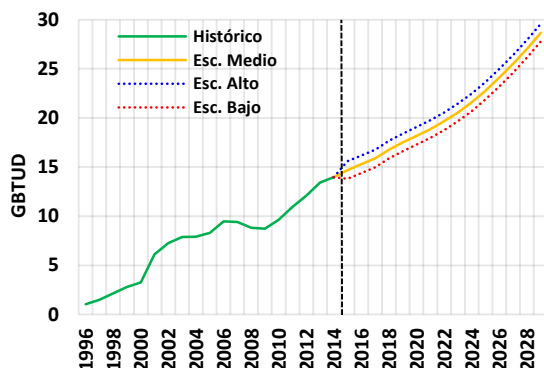
7.1.5 Región Noroeste

Tabla 9. Proyección Demanda GN Residencial Región Noroeste

GBTUD	Revisión Noviembre de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2015	14,70	15,59	13,80
2016	15,29	16,18	14,39
2017	15,89	16,78	14,99
2018	16,77	17,67	15,88
2019	17,52	18,41	16,62
2020	18,18	19,07	17,28
2021	18,86	19,76	17,97
2022	19,66	20,55	18,76
2023	20,56	21,46	19,67
2024	21,59	22,48	20,69
2025	22,76	23,66	21,87
2026	24,08	24,98	23,19
2027	25,52	26,42	24,63
2028	27,04	27,93	26,14
2029	28,66	29,55	27,77

Fuente: Construcción UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

**Gráfica 88. Proyección Demanda GN Residencial
 Región Noroeste**



Fuente: Construcción UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

La demanda de la región Noroeste presenta tasas de crecimiento de alrededor del 5% promedio anual. De acuerdo al comportamiento histórico y a la proyección de la tasa de crecimiento del número de los hogares (Gráfica 81), se aprecia que noroeste es la región con mayor crecimiento. Aunque no es la región con el mayor número de usuarios, o de hogares susceptibles a ser conectados, podría contar con un alto número de usuarios cerca o en las áreas que están anilladas en la actualidad, lo que facilitaría su conexión a la red.

7.1.6 Región Suroeste

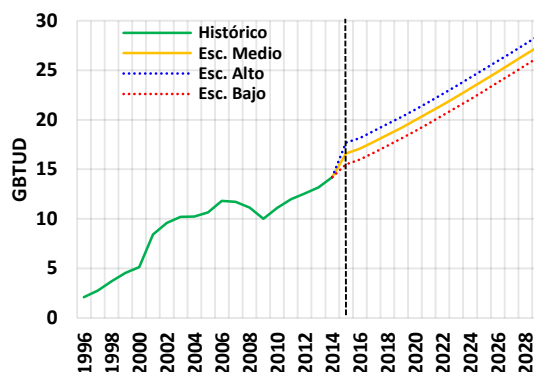
Tabla 10. Proyección Demanda GN Residencial Región Suroeste

GBTUD	Revisión Noviembre de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2015	16,59	17,68	15,50
2016	17,07	18,16	15,98
2017	17,76	18,85	16,67
2018	18,46	19,55	17,38
2019	19,19	20,28	18,11

GBTUD	Revisión Noviembre de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2020	19,95	21,04	18,86
2021	20,72	21,81	19,64
2022	21,52	22,61	20,43
2023	22,33	23,42	21,24
2024	23,15	24,24	22,07
2025	23,99	25,08	22,90
2026	24,84	25,93	23,75
2027	25,70	26,79	24,61
2028	26,56	27,65	25,47
2029	27,43	28,52	26,35

Fuente: Construcción UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

**Gráfica 89. Proyección Demanda GN Residencial
 Región Suroeste**



Fuente: Construcción UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

Después de noroeste, la región del suroeste es la que presenta mayores tasas de crecimiento en el número de hogares. Por esta razón, las tasas de crecimiento de la demanda para suroeste también están dentro de las mayores a nivel regional (3,7% anual promedio), alcanzando un consumo de 27,4 GBTUD en 2029, casi el doble del que se presentó en 2014.

7.1.7 Región Tolima Grande

Tabla 11. Proyección Demanda GN Residencial Región Tolima Grande

GBTUD	Revisión Noviembre de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2015	7,98	8,51	7,44
2016	8,12	8,65	7,58
2017	8,27	8,80	7,74
2018	8,43	8,96	7,90
2019	8,59	9,12	8,06
2020	8,76	9,29	8,22
2021	8,93	9,46	8,40
2022	9,10	9,63	8,57
2023	9,28	9,81	8,75
2024	9,47	10,00	8,94
2025	9,66	10,19	9,13
2026	9,85	10,38	9,32
2027	10,05	10,58	9,52
2028	10,25	10,78	9,72
2029	10,45	10,98	9,92

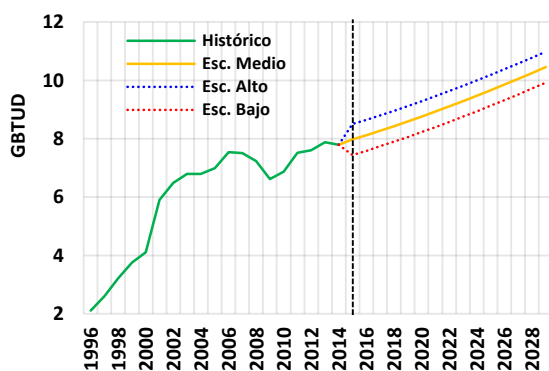
Fuente: Construcción UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

la fase de madurez, la tasa de crecimiento de la demanda de GN es alrededor del 2% promedio anual.

7.2 Proyección de demanda sector Comercial

En el sector Comercial se agrupan los sectores oficial, servicios y comercial. Al igual que en el sector residencial, la proyección se realizó mediante un modelo VEC, en el que se relacionó la demanda de GN con variables como el precio del GN proveniente de La Guajira, la demanda de energía eléctrica regulada, como energético sustituto y los precios de energéticos sustitutos como el GLP.

Gráfica 90. Proyección Demanda GN Residencial Región Tolima Grande



Fuente: Construcción UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

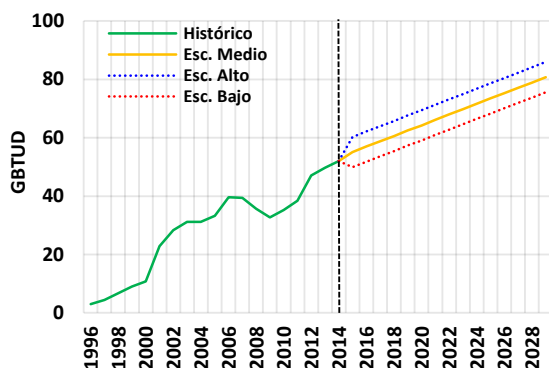
En la región Tolima Grande el crecimiento del número de hogares conectados al servicio de GN es lento, por lo que en la Gráfica 81 se aprecia que aún se encuentra en la fase de crecimiento. A pesar de que en el período 2015 – 2029 no se aprecia que logre alcanzar

Tabla 12. Proyección Demanda Nacional de GN Comercial

GBTUD	Revisión Noviembre de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2015	55,08	60,25	49,91
2016	57,02	62,20	51,85
2017	58,79	63,97	53,62
2018	60,58	65,76	55,41
2019	62,54	67,71	57,36
2020	64,24	69,42	59,07
2021	66,14	71,31	60,96
2022	67,98	73,15	62,81
2023	69,78	74,95	64,60
2024	71,62	76,80	66,45
2025	73,46	78,63	68,29
2026	75,28	80,46	70,11
2027	77,13	82,30	71,95
2028	78,94	84,11	73,77
2029	80,78	85,96	75,61

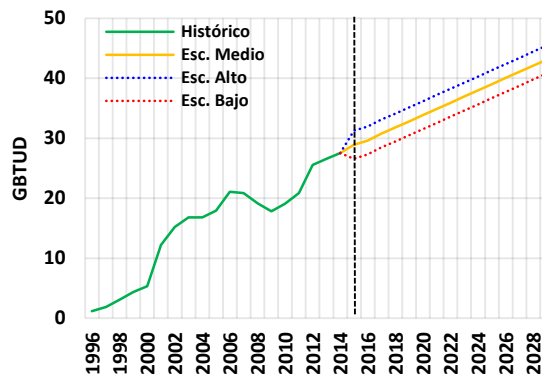
Fuente: Construcción UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

Gráfica 91. Proyección Demanda Nacional de GN Comercial



Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2014

Gráfica 92. Proyección Demanda GN Comercial Región Centro



Fuente: Construcción UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

A continuación se presentan las proyecciones de demanda para el sector comercial por regiones de consumo:

7.2.1 Región Centro

Tabla 13. Proyección Demanda GN Comercial Región Centro

GBTUD	Revisión Noviembre de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2015	28,93	31,26	26,60
2016	29,64	31,97	27,31
2017	30,81	33,14	28,48
2018	31,79	34,12	29,46
2019	32,84	35,17	30,51
2020	33,86	36,19	31,53
2021	34,90	37,23	32,57
2022	35,93	38,26	33,60
2023	36,96	39,29	34,63
2024	37,99	40,32	35,66
2025	39,02	41,35	36,69
2026	40,05	42,38	37,72
2027	41,08	43,41	38,76
2028	42,12	44,45	39,79
2029	43,15	45,48	40,82

Fuente: Construcción UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

De la Gráfica 92 se deduce que el crecimiento de la demanda va a seguir la tendencia de los años 2012 a 2014, presentando tasas promedio de 3% anual. También se puede apreciar la importancia del consumo de Centro, que representa más del 50% de la demanda nacional.

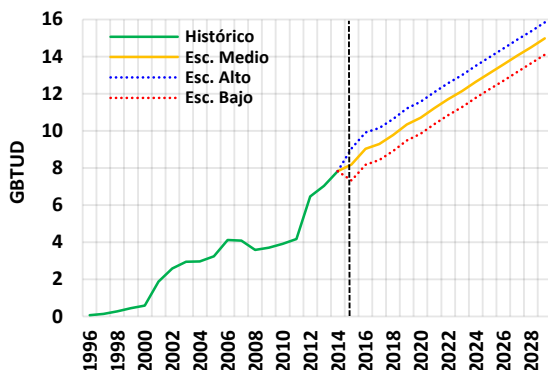
7.2.2 Región Costa

Tabla 14. Proyección Demanda GN Comercial Región Costa

GBTUD	Revisión Noviembre de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2015	8.19	9.05	7.32
2016	9.04	9.90	8.17
2017	9.29	10.16	8.43
2018	9.77	10.63	8.90
2019	10.34	11.21	9.48
2020	10.70	11.57	9.84
2021	11.22	12.09	10.36
2022	11.70	12.57	10.84
2023	12.13	13.00	11.27
2024	12.63	13.50	11.77
2025	13.09	13.96	12.23
2026	13.56	14.42	12.69
2027	14.04	14.90	13.17
2028	14.50	15.36	13.63
2029	14.97	15.83	14.10

Fuente: Construcción UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

Gráfica 93. Proyección Demanda GN Comercial Región Costa



Fuente: Construcción UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

En la Gráfica 93 se observa un incremento significativo en la demanda comercial, con tasas promedio de crecimiento 4%. Desde el año 2011 se ha presentado un aumento en el consumo del sector comercial en la región, pasando de consumos de 4 GBTUD a 7,83 GBTUD en tan sólo tres años.

7.2.3 Región CQR

Tabla 15. Proyección Demanda GN Comercial Región CQR

GBTUD	Revisión Noviembre de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2015	2,47	2,64	2,30
2016	2,47	2,64	2,29
2017	2,51	2,69	2,34
2018	2,55	2,72	2,38
2019	2,58	2,76	2,41
2020	2,62	2,79	2,44
2021	2,65	2,82	2,48
2022	2,68	2,86	2,51
2023	2,72	2,89	2,54
2024	2,75	2,93	2,58
2025	2,79	2,96	2,61
2026	2,82	2,99	2,65
2027	2,85	3,03	2,68

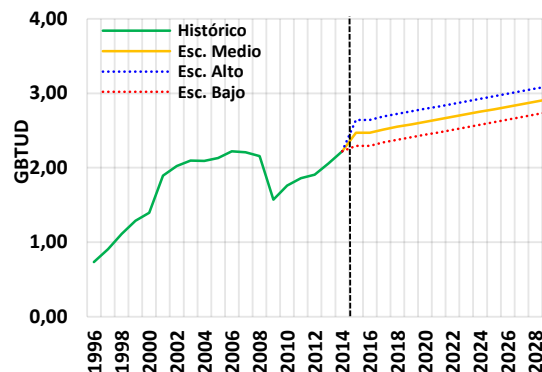
Avenida calle 26 No 69 D – 91 Torre 1, Oficina 901
 PBX (57) 1 222 06 01 FAX: 221 95 37
 Línea Gratuita Nacional 01800 911 729
www.upme.gov.co



GBTUD	Revisión Noviembre de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2028	2,89	3,06	2,71
2029	2,92	3,09	2,75

Fuente: Construcción UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

Gráfica 94. Proyección Demanda GN Comercial Región CQR



Fuente: Construcción UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

Se proyectan tasas de crecimiento de 1,2%, inferiores a las proyectadas para el sector residencial de 4,5%. En la Gráfica 94 se observa que la demanda comercial busca la misma tendencia presentada entre los años 2000 a 2008, con la que se llegaría a un consumo de 3 GBTUD en 2029.

7.2.4 Región Noreste

Tabla 16. Proyección Demanda GN Comercial Región Noreste

GBTUD	Revisión Noviembre de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2015	5,53	6,07	4,99
2016	5,63	6,17	5,09
2017	5,72	6,26	5,18
2018	5,82	6,36	5,28
2019	5,91	6,45	5,37
2020	6,00	6,54	5,46
2021	6,10	6,64	5,56
2022	6,19	6,73	5,65
2023	6,29	6,83	5,74
2024	6,38	6,92	5,84
2025	6,47	7,01	5,93
2026	6,57	7,11	6,03
2027	6,66	7,20	6,12
2028	6,75	7,30	6,21
2029	6,85	7,39	6,31

Fuente: Construcción UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

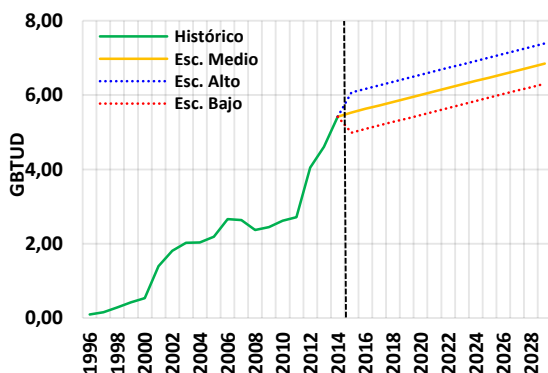
7.2.5 Región Noroeste

Tabla 17. Proyección Demanda GN Comercial Región Noroeste

GBTUD	Revisión Noviembre de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2015	4,22	4,52	3,92
2016	4,37	4,67	4,07
2017	4,49	4,79	4,19
2018	4,61	4,91	4,31
2019	4,74	5,04	4,44
2020	4,86	5,16	4,56
2021	4,98	5,28	4,69
2022	5,11	5,41	4,81
2023	5,23	5,53	4,93
2024	5,36	5,65	5,06
2025	5,48	5,78	5,18
2026	5,60	5,90	5,30
2027	5,73	6,02	5,43
2028	5,85	6,15	5,55
2029	5,97	6,27	5,67

Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2014,

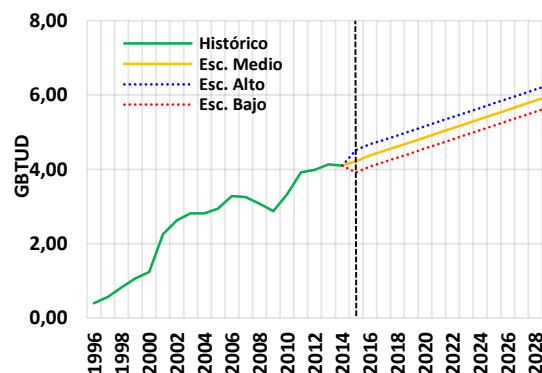
Gráfica 95. Proyección Demanda GN Comercial Región Noreste



Fuente: Construcción UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

Para la región noreste se proyecta que la demanda en el período 2015 – 2029 siga la tendencia del período 2009 – 2011, presentando tasas de crecimiento de 1,6% promedio anual.

Gráfica 96. Proyección Demanda GN Comercial Región Noroeste



Fuente: Construcción UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

En la Gráfica 96 se aprecia la proyección de consumo del sector comercial en la región Noroeste, con tasas de crecimiento de 2,5% anual en promedio. De acuerdo a las proyecciones, se espera pasar de un consumo

de 4,10 GBTUD en 2014 a 5,97 GBTUD en 2029.

por lo que en el 2029 se llegaría a un consumo de 5,1 GBTUD.

7.2.6 Región Suroeste

Tabla 18, Proyección Demanda GN Comercial Región Suroeste

GBTUD	Revisión Noviembre de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2015	4,31	4,64	3,97
2016	4,39	4,72	4,06
2017	4,46	4,79	4,12
2018	4,51	4,84	4,17
2019	4,56	4,90	4,23
2020	4,60	4,94	4,27
2021	4,67	5,01	4,34
2022	4,72	5,06	4,39
2023	4,78	5,11	4,44
2024	4,82	5,15	4,49
2025	4,89	5,22	4,55
2026	4,94	5,27	4,61
2027	4,99	5,33	4,66
2028	5,03	5,37	4,70
2029	5,10	5,44	4,77

Fuente: Construcción UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

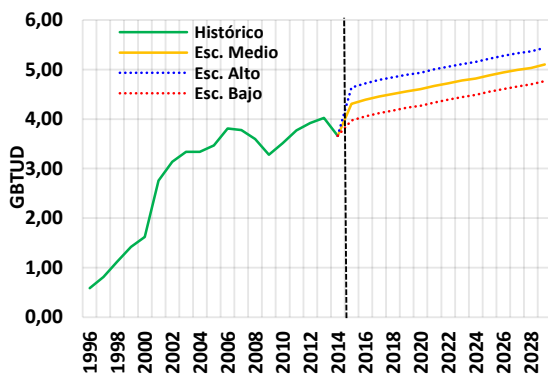
7.2.7 Región Tolima Grande

Tabla 19, Proyección Demanda GN Comercial Región Tolima Grande

GBTUD	Revisión Noviembre de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2015	1,43	2,06	0,80
2016	1,49	2,12	0,85
2017	1,51	2,14	0,88
2018	1,53	2,17	0,90
2019	1,56	2,19	0,93
2020	1,59	2,22	0,96
2021	1,61	2,25	0,98
2022	1,64	2,27	1,01
2023	1,67	2,30	1,04
2024	1,69	2,33	1,06
2025	1,72	2,35	1,09
2026	1,75	2,38	1,11
2027	1,77	2,40	1,14
2028	1,80	2,43	1,17
2029	1,83	2,46	1,19

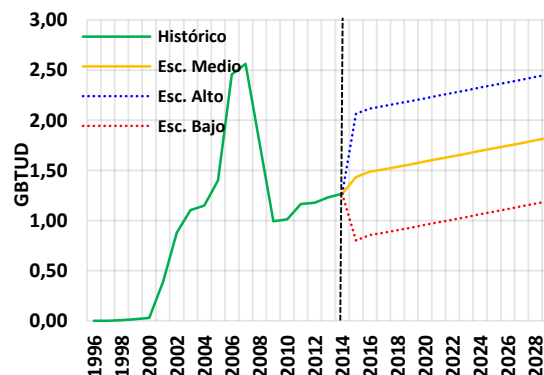
Fuente: Construcción UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

Gráfica 97, Proyección Demanda GN Comercial Región Suroeste



Fuente: Construcción UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

Gráfica 98, Proyección Demanda GN Comercial Región Tolima Grande



Fuente: Construcción UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

Para la región Suroeste se proyectan crecimientos anuales de 2,3% en promedio,

En la región Tolima Grande se esperan crecimientos del 2,5% anual en promedio.

7.3 Proyección de demanda sector Industrial

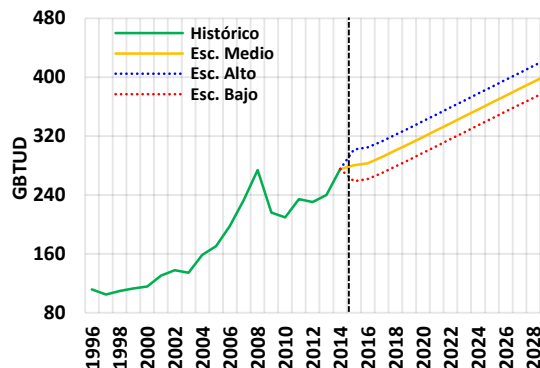
En la actualidad, el sector industrial representa el 26,3% de la demanda nacional de GN, siendo superado solamente por el sector termoeléctrico, con una participación del 32,5%. Adicionalmente, el GN aporta más del 30% de la energía final consumida por la industria, en la cual es utilizado principalmente en usos calóricos y en producción de vapor.

Tabla 20. Proyección Demanda Nacional de GN Industrial

GBTUD	Revisión Noviembre de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2015	280,44	301,99	258,89
2016	283,18	304,73	261,63
2017	291,22	312,77	269,67
2018	300,32	321,88	278,77
2019	309,61	331,17	288,06
2020	318,94	340,49	297,39
2021	328,27	349,82	306,72
2022	337,60	359,15	316,05
2023	346,93	368,48	325,38
2024	356,26	377,81	334,71
2025	365,59	387,14	344,04
2026	374,92	396,47	353,37
2027	384,25	405,81	362,70
2028	393,58	415,14	372,03
2029	402,91	424,47	381,36

Fuente: Construcción UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

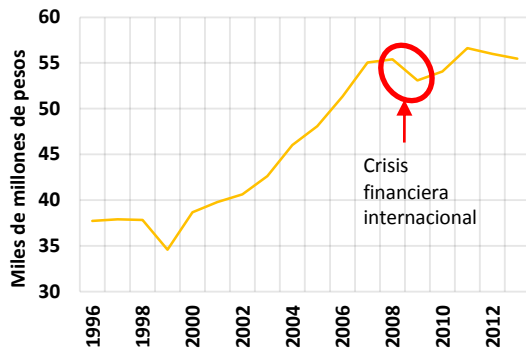
Gráfica 99. Proyección Demanda Nacional de GN Industrial



Fuente: Construcción UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

En la Gráfica 99, se puede apreciar cómo sólo hasta el año 2014 se recuperó el consumo alcanzado en el año 2008 de 274 GBTUD. De la Gráfica 100 se extrae que a partir del año 2000, el fuerte crecimiento económico del sector empujó el consumo de gas natural, dada la importancia de este energético en usos térmicos. Pero en el año 2008, la crisis financiera internacional afectó el ingreso de la nación, pasando de tasas de crecimiento de más del 5% a tasas de 2,5%, siendo el sector industrial manufacturero el más afectado de la industria (Uribe Medina, 2011), cayendo un 4%, lo que a su vez generó una caída en el consumo de GN en 21%.

Gráfica 100. Serie histórica valor agregado sector industrial



Fuente: Construcción UPME, con base en datos Dane, 2014.

Para las proyecciones de demanda de GN del sector industrial se utilizó un modelo de Vectores Corrección del Error (VEC) en el que se evaluaron las relaciones entre la demanda de GN con el precio de suministro del mismo en Guajira y el PIB industrial. Para cada una de las regiones se realizaron regresiones con mínimos cuadrados relacionándolas con la demanda total industrial, para proyectar sus demandas correspondientes. A continuación se presentan los resultados para las diferentes regiones.

7.3.1 Región Centro

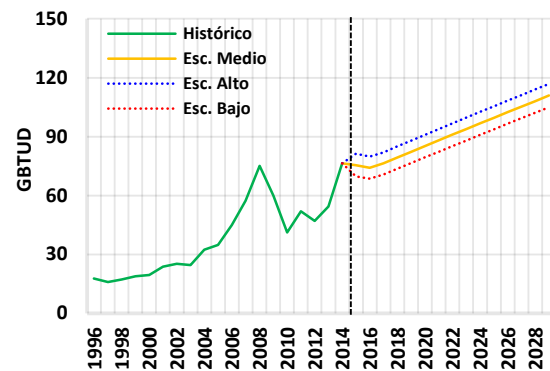
Tabla 21. Proyección Demanda GN Industrial Región Centro

GBTUD	Revisión Noviembre de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2015	75,49	81,29	69,69
2016	74,14	79,78	68,50
2017	76,35	82,00	70,70
2018	79,31	85,00	73,62
2019	82,31	88,03	76,58
2020	85,22	90,98	79,46
2021	88,11	93,89	82,32
2022	91,00	96,80	85,19
2023	93,88	99,71	88,04
2024	96,74	102,59	90,89
2025	99,59	105,47	93,72

GBTUD	Revisión Noviembre de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2026	102,44	108,33	96,55
2027	105,27	111,18	99,37
2028	108,10	114,02	102,18
2029	110,92	116,85	104,99

Fuente: Construcción UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

Gráfica 101. Proyección Demanda GN Industrial Región Centro



Fuente: Construcción UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

En la región Centro se proyecta un crecimiento en el período 2014 – 2028, alcanzando tasas de 2,5% promedio anual, llegando a un consumo de 110,92 GBTUD en el año 2029.

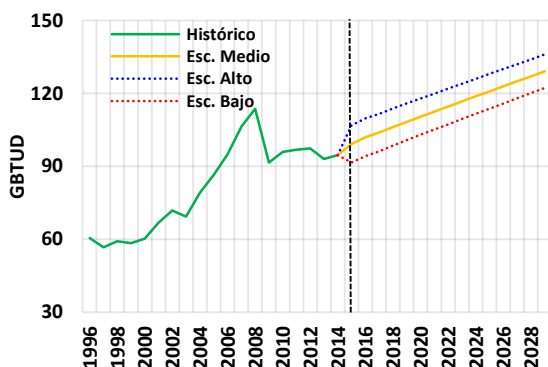
7.3.2 Región Costa

Tabla 22. Proyección Demanda GN Industrial Región Costa

GBTUD	Revisión Noviembre de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2015	99,19	106,81	91,56
2016	101,96	109,72	94,20
2017	103,90	111,59	96,21
2018	106,15	113,77	98,53
2019	108,35	115,90	100,81
2020	110,45	117,92	102,99
2021	112,53	119,92	105,14
2022	114,61	121,93	107,29
2023	116,70	123,95	109,45
2024	118,77	125,96	111,59
2025	120,84	127,97	113,72
2026	122,91	129,97	115,84
2027	124,97	131,98	117,96
2028	127,04	133,99	120,08
2029	129,10	136,00	122,19

Fuente: Construcción UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

Gráfica 102. Proyección Demanda GN Industrial Región Costa



Fuente: Construcción UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

En la región Costa se observa un crecimiento promedio anual de 2,1%, pasando de un consumo de 95 GBTUD en 2014 a 129,1 GBTUD en 2029. Con estos niveles de consumo, la Costa se mantiene como la

región de mayor participación a nivel nacional en el sector industrial por su gran concentración de industrias químicas, que representan más del 40% de la demanda de GN.

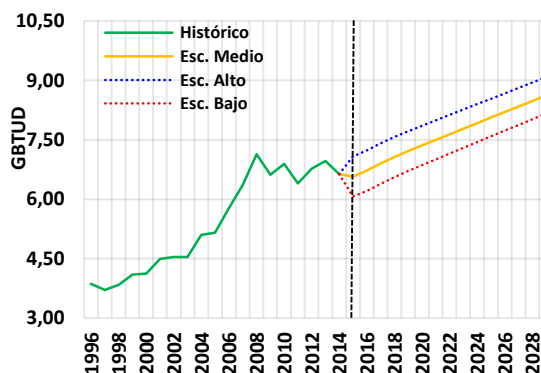
7.3.3 Región CQR

Tabla 23. Proyección Demanda GN Industrial Región CQR

GBTUD	Revisión Noviembre de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2015	6,57	7,08	6,07
2016	6,72	7,23	6,21
2017	6,90	7,41	6,39
2018	7,06	7,57	6,56
2019	7,22	7,72	6,71
2020	7,36	7,86	6,86
2021	7,50	7,99	7,01
2022	7,64	8,13	7,15
2023	7,78	8,26	7,30
2024	7,92	8,40	7,44
2025	8,06	8,54	7,59
2026	8,20	8,67	7,73
2027	8,34	8,81	7,87
2028	8,48	8,94	8,02
2029	8,62	9,08	8,16

Fuente: Construcción UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

Gráfica 103. Proyección Demanda GN Industrial Región CQR



Fuente: Construcción UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

En la región CQR se aprecia un crecimiento promedio anual de 1,8% entre 2015 - 2029. Se espera un aumento de consumo de 6,63 GBTUD en 2014 a 8,62 GBTUD en 2029.

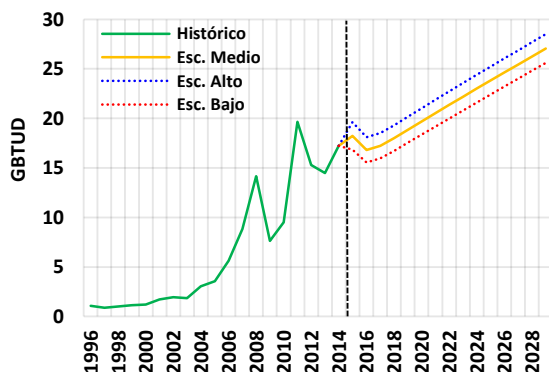
7.3.4 Región Noreste

Tabla 24. Proyección Demanda GN Industrial Región Noreste

GBTUD	Revisión Noviembre de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2015	18,23	19,63	16,83
2016	16,83	18,11	15,54
2017	17,23	18,51	15,96
2018	18,02	19,31	16,73
2019	18,86	20,17	17,55
2020	19,69	21,03	18,36
2021	20,52	21,87	19,18
2022	21,35	22,71	19,99
2023	22,18	23,55	20,80
2024	23,00	24,39	21,61
2025	23,82	25,22	22,41
2026	24,63	26,05	23,21
2027	25,44	26,87	24,01
2028	26,25	27,69	24,81
2029	27,06	28,50	25,61

Fuente: Construcción UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

Gráfica 104. Proyección Demanda GN Industrial Región Noreste



Fuente: Construcción UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

En la región Noreste se proyecta un crecimiento promedio anual de 3,1% durante el período comprendido entre el 2015 y 2029, siendo la región que más crecimiento presenta en la demanda de GN para el sector Industrial, pasando de consumos de 14 GBTUD en 2014 a consumos de 27,06 GBTUD.

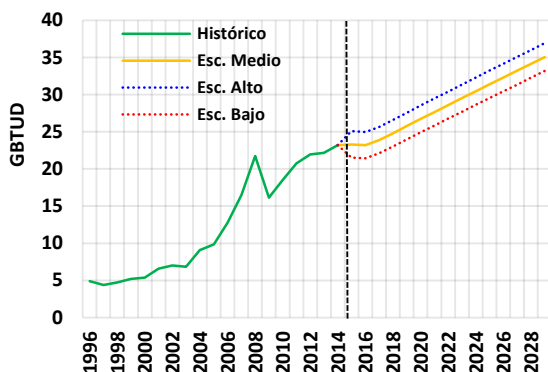
7.3.5 Región Noroeste

Tabla 25. Proyección Demanda GN Industrial Región Noroeste

GBTUD	Revisión Noviembre de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2015	23,30	25,09	21,50
2016	23,21	24,98	21,44
2017	23,89	25,66	22,13
2018	24,82	26,60	23,04
2019	25,78	27,57	23,98
2020	26,72	28,53	24,92
2021	27,66	29,47	25,84
2022	28,59	30,42	26,77
2023	29,53	31,36	27,69
2024	30,46	32,30	28,62
2025	31,38	33,23	29,53
2026	32,31	34,16	30,45
2027	33,23	35,09	31,36
2028	34,14	36,01	32,27
2029	35,06	36,93	33,18

Fuente: Construcción UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

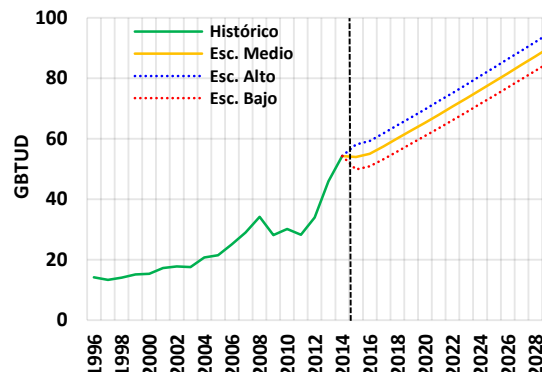
**Gráfica 105. Proyección Demanda GN Industrial
Región Noroeste**



Fuente: Construcción UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

En la región Noroeste se presenta un crecimiento promedio de 2,8% anual a partir del 2015, pasando de un consumo de 23 GBTUD a 35,06 GBTUD en 2029.

**Gráfica 106. Proyección Demanda GN Industrial
Región Suroeste**



Fuente: Construcción UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

En el período analizado se proyectan tasas de crecimiento de 3,4%, pasando de consumos de 54,28 GBTUD en 2014 a 90,01 GBTUD en 2029.

7.3.6 Región Suroeste

**Tabla 26. Proyección Demanda GN Industrial Región
Suroeste**

GBTUD	Revisión Noviembre de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2015	53,98	58,13	49,84
2016	55,04	59,23	50,85
2017	57,49	61,74	53,23
2018	60,11	64,42	55,80
2019	62,72	67,09	58,36
2020	65,33	69,74	60,91
2021	67,96	72,42	63,50
2022	70,63	75,14	66,13
2023	73,35	77,90	68,79
2024	76,08	80,68	71,48
2025	78,84	83,48	74,19
2026	81,61	86,30	76,92
2027	84,40	89,13	79,66
2028	87,20	91,97	82,42
2029	90,01	94,82	85,19

Fuente: Construcción UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

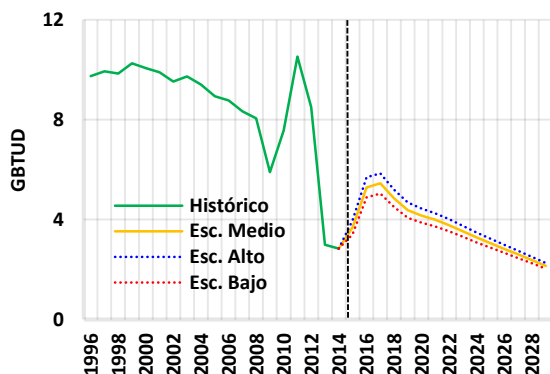
7.3.7 Región Tolima Grande

**Tabla 27. Proyección Demanda GN Industrial Región
Tolima Grande**

GBTUD	Revisión Noviembre de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2015	3,68	3,97	3,40
2016	5,29	5,69	4,89
2017	5,45	5,85	5,05
2018	4,85	5,20	4,50
2019	4,38	4,68	4,07
2020	4,16	4,44	3,88
2021	3,99	4,25	3,73
2022	3,77	4,01	3,53
2023	3,53	3,75	3,31
2024	3,29	3,49	3,09
2025	3,06	3,24	2,88
2026	2,83	2,99	2,67
2027	2,60	2,75	2,46
2028	2,38	2,51	2,25
2029	2,15	2,27	2,04

Fuente: Construcción UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

**Gráfica 107. Proyección Demanda GN Industrial
 Región Tolima Grande**



Fuente: Construcción UPME, con base en datos de Concenra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

A diferencia del resto de las regiones, en la región Tolima Grande las proyecciones presentan una disminución del consumo, pasando de una demanda de 2,83 GBTUD en 2014 a 2,15 GBTUD en 2029.

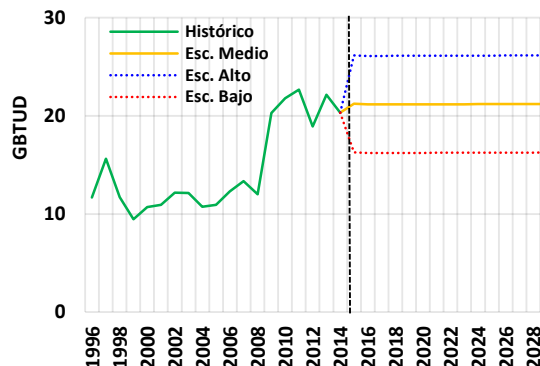
7.4 Proyección de demanda sector Petroquímico

Para la proyección de demanda de GN del sector petroquímico en cada región, se realizó un modelo VEC en el que se relacionaron una variable económica, el IPI del sector de químicos de la industria en cada una de las regiones productoras y el precio del gas Guajira.

GBTUD	Revisión Noviembre de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2021	21,18	26,12	16,23
2022	21,18	26,13	16,24
2023	21,19	26,13	16,24
2024	21,19	26,13	16,24
2025	21,20	26,14	16,25
2026	21,20	26,15	16,25
2027	21,20	26,15	16,26
2028	21,21	26,15	16,26
2029	21,21	26,16	16,27

Fuente: Construcción UPME, con base en datos de Concenra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

**Gráfica 108. Proyección Demanda Nacional de GN
 Petroquímica**



Fuente: Construcción UPME, con base en datos de Concenra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

En el sector petroquímico sólo participan dos regiones: Costa y Noroeste. A continuación se presentan los resultados para cada una de ellas.

**Tabla 28. Proyección Demanda Nacional de GN
 Petroquímica**

GBTUD	Revisión Noviembre de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2015	21,23	26,18	16,28
2016	21,16	26,11	16,22
2017	21,16	26,11	16,22
2018	21,17	26,11	16,22
2019	21,17	26,12	16,22
2020	21,17	26,12	16,23

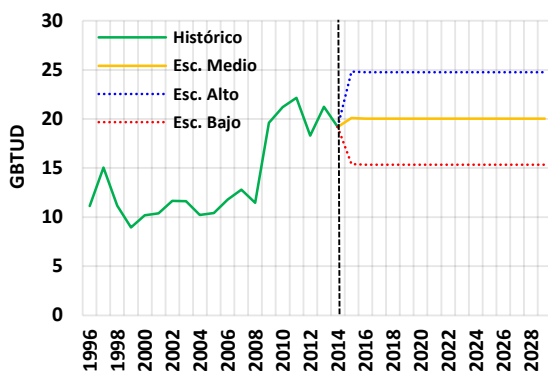
7.4.1 Región Costa

Tabla 29. Proyección Demanda GN Petroquímica
 Región Costa

GBTUD	Revisión Noviembre de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2015	20,11	24,82	15,41
2016	20,05	24,75	15,34
2017	20,04	24,75	15,34
2018	20,04	24,75	15,34
2019	20,04	24,75	15,34
2020	20,04	24,75	15,34
2021	20,04	24,75	15,34
2022	20,04	24,75	15,34
2023	20,04	24,75	15,34
2024	20,04	24,75	15,34
2025	20,04	24,75	15,34
2026	20,04	24,75	15,34
2027	20,04	24,75	15,34
2028	20,04	24,75	15,34
2029	20,04	24,75	15,34

Fuente: Construcción UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

Gráfica 109. Proyección Demanda GN Petroquímica
 Región Costa



Fuente: Construcción UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

El sector petroquímico en la Costa sólo está representado por una compañía y no se espera la entrada de nuevas empresas que lleven a aumentar de manera significativa el consumo. Por lo tanto, se proyecta un

consumo alrededor de los 20 GBTUD durante el período 2015 - 2029.

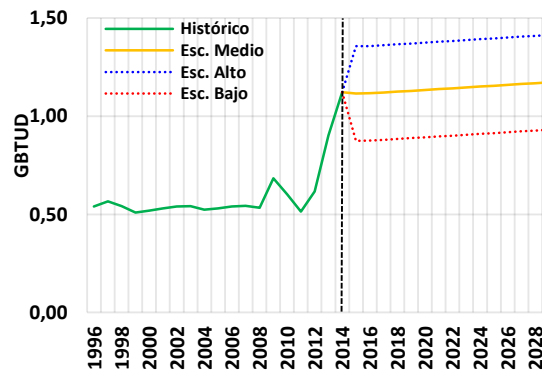
7.4.2 Región Noroeste

Tabla 30. Proyección Demanda GN Petroquímica
 Región Noroeste

GBTUD	Revisión Noviembre de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2015	1,12	1,36	0,87
2016	1,12	1,36	0,88
2017	1,12	1,36	0,88
2018	1,13	1,37	0,88
2019	1,13	1,37	0,89
2020	1,13	1,38	0,89
2021	1,14	1,38	0,90
2022	1,14	1,38	0,90
2023	1,15	1,39	0,91
2024	1,15	1,39	0,91
2025	1,16	1,40	0,91
2026	1,16	1,40	0,92
2027	1,16	1,41	0,92
2028	1,17	1,41	0,93
2029	1,17	1,41	0,93

Fuente: Construcción UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

Gráfica 110. Proyección Demanda GN Petroquímica
 Región Noroeste



Fuente: Construcción UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

En la región Noroeste hay un consumo mínimo para el sector petroquímico, el cual presenta tasas de crecimiento promedio

anual de 0,3% en el período 2015 – 2029, alcanzando un consumo máximo de 1,17 GBTUD.

7.5 Proyección de demanda sector Petrolero

Los datos de demanda de GN del sector petrolero corresponden a los consumos de las refinerías de ECOPEPETROL ubicadas en Cartagena y Barrancabermeja y otros consumos de la misma compañía. Los datos de proyección fueron suministrados por ECOPEPETROL de acuerdo a las expectativas de ampliación de las refinerías y otros proyectos de la compañía y son los mismos valores presentados en la revisión de Julio.

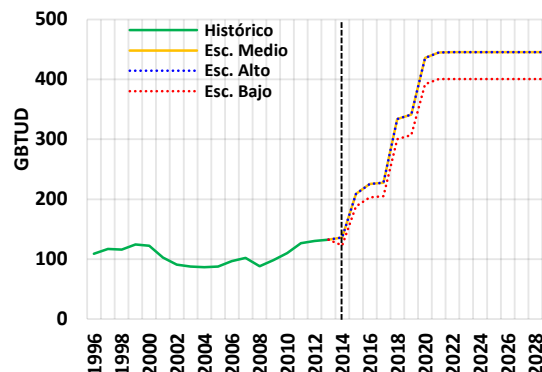
Los escenarios Alto y Medio corresponden a los máximos consumos esperados en cada una de las instalaciones y usos, mientras que el escenario Bajo corresponde al 90% del máximo consumo esperado.

Tabla 31. Proyección Demanda Nacional de GN Petrolero

GBTUD	Revisión Noviembre de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2015	208,82	208,82	122,73
2016	225,43	225,43	187,94
2017	227,71	227,71	202,89
2018	333,74	333,74	204,94
2019	341,33	341,33	300,37
2020	435,48	435,48	307,20
2021	444,81	444,81	391,93
2022	445,06	445,06	400,33
2023	445,06	445,06	400,55
2024	445,06	445,06	400,55
2025	445,06	445,06	400,56
2026	445,06	445,06	400,55
2027	445,06	445,06	400,55
2028	445,06	445,06	400,55
2029	445,06	445,06	400,56

Fuente: Construcción UPME, con base en datos de Concenra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

Gráfica 111. Proyección Demanda Nacional de GN Petrolero



Fuente: Construcción UPME, con base en datos de Concenra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

A continuación se presentan las proyecciones de consumo por región:

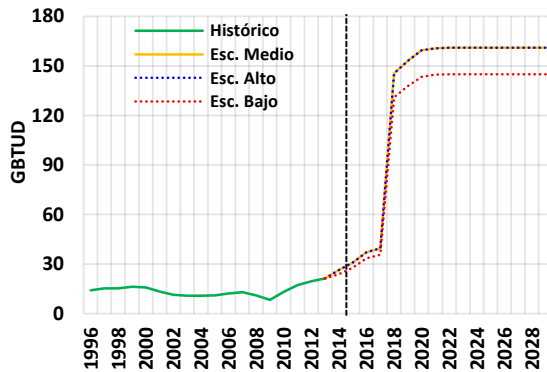
7.5.1 Región Centro

Tabla 32. Proyección Demanda GN Petrolera Región Centro

GBTUD	Revisión Noviembre de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2015	30,72	30,72	27,65
2016	37,23	37,23	33,51
2017	39,51	39,51	35,56
2018	145,54	145,54	130,99
2019	153,13	153,13	137,82
2020	159,42	159,42	143,48
2021	160,73	160,73	144,66
2022	160,98	160,98	144,88
2023	160,98	160,98	144,88
2024	160,98	160,98	144,88
2025	160,98	160,98	144,88
2026	160,98	160,98	144,88
2027	160,98	160,98	144,88
2028	160,98	160,98	144,88
2029	160,98	160,98	144,88

Fuente: Construcción UPME, con base en datos de Concenra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

**Gráfica 112. Proyección Demanda GN Petrolera
 Región Centro**



Fuente: Construcción UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

En la región Centro se encuentran los consumos de los campos de Apiay y Orito. Se deben resaltar las tasas de crecimiento de los años: 2016, 71%; 2017, 66,5%; 2018, 34,6%. El alto crecimiento del año 2018 está relacionado con la entrada de proyectos de autogeneración de energía eléctrica en la región de los llanos orientales. Con estos incrementos, el consumo de GN en la región pasa de 21,2 GBTUD en 2013 a 160,98 GBTUD en 2029.

7.5.2 Región Costa

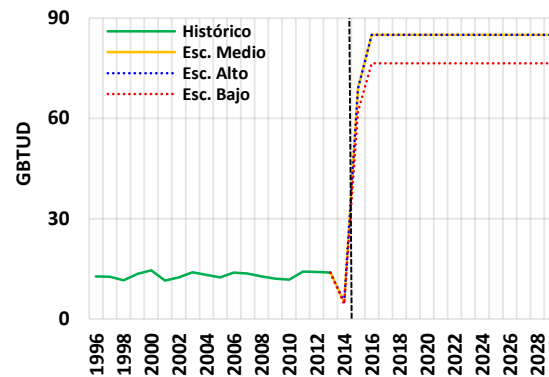
**Tabla 33. Proyección Demanda GN Petrolera Región
 Costa**

GBTUD	Revisión Noviembre de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2015	68,90	68,90	62,01
2016	85,00	85,00	76,50
2017	85,00	85,00	76,50
2018	85,00	85,00	76,50
2019	85,00	85,00	76,50
2020	85,00	85,00	76,50
2021	85,00	85,00	76,50
2022	85,00	85,00	76,50
2023	85,00	85,00	76,50
2024	85,00	85,00	76,50

GBTUD	Revisión Noviembre de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2025	85,00	85,00	76,50
2026	85,00	85,00	76,50
2027	85,00	85,00	76,50
2028	85,00	85,00	76,50
2029	85,00	85,00	76,50

Fuente: Construcción UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

**Gráfica 113. Proyección Demanda GN Petrolera
 Región Costa**



Fuente: Construcción UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

En la región Costa se encuentra ubicada la refinería de Cartagena, la cual tiene en la actualidad una capacidad máxima de carga de 90 000 barriles de petróleo diarios, BPD, y se espera una ampliación hasta 165 BPD en el año 2015. Como consecuencia de esta ampliación en la capacidad de carga, la refinería de Cartagena pasaría de consumir 14 GBTUD en 2013 a 85 GBTUD a partir de 2015.

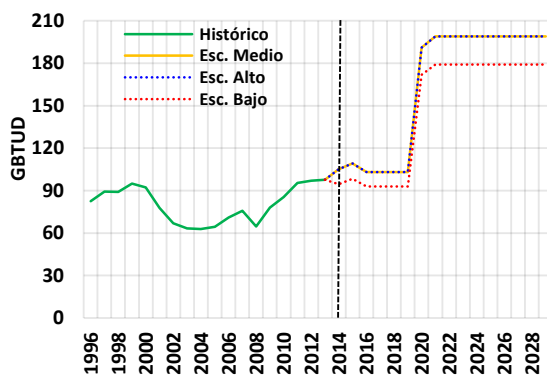
7.5.3 Región Noreste

Tabla 34. Proyección Demanda GN Petrolera Región Noreste

GBTUD	Revisión Noviembre de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2015	109,20	109,20	98,28
2016	103,20	103,20	92,88
2017	103,20	103,20	92,88
2018	103,20	103,20	92,88
2019	103,20	103,20	92,88
2020	191,06	191,06	171,95
2021	199,08	199,08	179,17
2022	199,08	199,08	179,17
2023	199,08	199,08	179,17
2024	199,08	199,08	179,17
2025	199,08	199,08	179,17
2026	199,08	199,08	179,17
2027	199,08	199,08	179,17
2028	199,08	199,08	179,17
2029	199,08	199,08	179,17

Fuente: Construcción UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

Gráfica 114. Proyección Demanda GN Petrolera Región Noreste



Fuente: Construcción UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

En la región Noreste se ubica la refinería de Barrancabermeja que en la actualidad cuenta con una carga máxima de 260 000 BPD y se tiene un proyecto de ampliación hasta 300 000 BPD en el año 2020. Con este proyecto, el

consumo de GN pasaría de 98 GBTUD en 2013 a más de 190 GBTUD a partir de 2020.

7.6 Proyección de demanda sector Transporte

Para la proyección de demanda de GN del sector transporte se tomaron como punto de partida dos conceptos utilizados para el cálculo de cualquier energético utilizado para este sector:

- El número de vehículos a nivel nacional.
- El número de viajes y distancias recorridas por vehículo.

Para proyectar la cantidad de vehículos que se van a tener en el país, se utiliza de nuevo la función logística, pero esta vez la variable dependiente será el número de vehículos en un instante del tiempo.

Para calcular el número de viajes y las distancias recorridas se tomaron como referencia estudios realizados al respecto en las áreas metropolitanas de Bogotá, Medellín y Barranquilla. Posteriormente, se restan los datos de los vehículos en las áreas metropolitanas principales del total nacional, para no incurrir en doble contabilidad, y de acuerdo a un número promedio de kilómetros recorridos por un vehículo en Colombia, se calcula la cantidad de GN necesaria.

Adicionalmente, en el cálculo de la demanda futura de GNVC se tuvieron en cuenta los siguientes supuestos: 1) Se mantuvo el consumo actual en la flota privada; 2) Se aumenta en 10% el número de vehículos

transformados en flota de carga y en transporte público en un horizonte de 10 años.

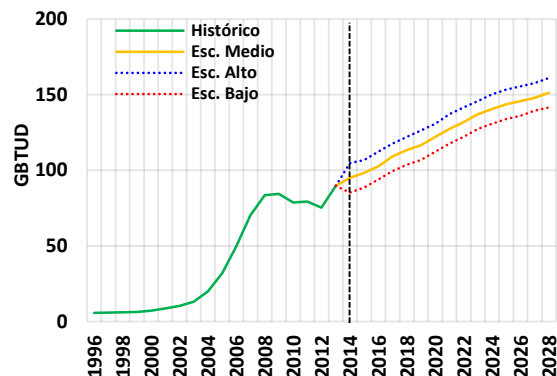
Al igual que en el sector Petrolero, los datos de proyección del sector transporte son los mismos que los presentados en la revisión de Julio.

Tabla 35. Proyección Demanda Nacional de GN Transporte

GBTUD	Revisión Noviembre de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2015	98,28	106,92	88,56
2016	102,6	112,32	93,96
2017	109,08	117,72	99,36
2018	113,4	122,04	103,68
2019	116,64	126,36	106,92
2020	122,04	130,68	112,32
2021	127,44	137,16	117,72
2022	131,76	141,48	122,04
2023	137,16	145,8	127,44
2024	140,4	150,12	130,68
2025	143,64	153,36	133,92
2026	145,8	155,52	136,08
2027	147,96	157,68	139,32
2028	151,2	160,92	141,48
2029	153,36	163,08	143,64

Fuente: Construcción UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

Gráfica 115. Proyección Demanda Nacional de GN Transporte



Fuente: Construcción UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

De acuerdo a la proyección, se espera que haya un aumento en el consumo de GN en el sector transporte de 55% en el período 2014-2028, que representaría un crecimiento anual promedio de 3,3%. Además, en la Gráfica 115 se puede observar que a partir del año 2022 la tasa de crecimiento empieza a disminuir, lo que indica que se está alcanzando el nivel de saturación de consumo, porque se está alcanzando el número máximo de vehículos permitidos a nivel nacional de acuerdo al cálculo de la función logística.

A continuación se presentan las proyecciones de consumo por región.

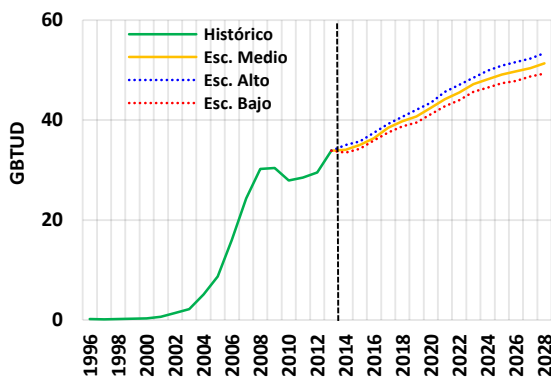
7.6.1 Región Centro

Tabla 36. Proyección Demanda GN Transporte Región Centro

GBTUD	Revisión Noviembre de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2015	34,08	35,01	33,49
2016	35,03	35,71	34,27
2017	36,37	37,48	35,89
2018	38,46	39,26	37,50
2019	39,79	40,67	38,71
2020	40,75	42,09	39,53
2021	42,46	43,50	41,15
2022	44,16	45,63	42,77
2023	45,50	47,04	44,00
2024	47,20	48,46	45,62
2025	48,17	49,87	46,48
2026	49,14	50,93	47,35
2027	49,74	51,62	47,85
2028	50,36	52,32	48,75
2029	52,46	54,54	50,35

Fuente: Construcción UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

Gráfica 116. Proyección Demanda GN Transporte Región Centro



Fuente: Construcción UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

En la región Centro se espera un crecimiento promedio anual de 2,8% en el período 2014 - 2029. En la Gráfica 116 se aprecia como el consumo tuvo un fuerte incremento entre los años 2003 a 2009, gracias a los incentivos de conversión de gasolina a GN. Desde el 2009

hasta el 2012 el consumo en Centro tuvo una tasa de crecimiento promedio anual negativa de 2,16%, tendencia que se revirtió en 2013 cuando tuvo un aumento de más de 14%.

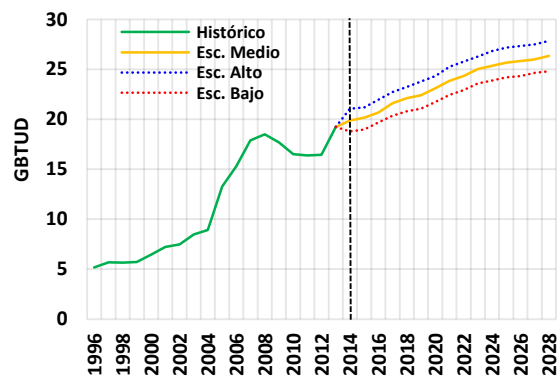
7.6.2 Región Costa

Tabla 37. Proyección Demanda GN Transporte Región Costa

GBTUD	Revisión Noviembre de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2015	19,86	21,07	18,77
2016	20,16	21,19	18,99
2017	20,67	21,96	19,67
2018	21,61	22,71	20,35
2019	22,11	23,24	20,81
2020	22,41	23,78	21,06
2021	23,12	24,31	21,74
2022	23,83	25,24	22,43
2023	24,33	25,77	22,91
2024	25,04	26,29	23,60
2025	25,36	26,82	23,89
2026	25,68	27,17	24,20
2027	25,83	27,32	24,33
2028	25,98	27,49	24,66
2029	26,91	28,46	25,35

Fuente: Construcción UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

Gráfica 117. Proyección Demanda GN Transporte Región Costa



Fuente: Construcción UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

En la región Costa se espera un crecimiento promedio anual de 2,1% en el período 2014 a 2029.

que representaría un crecimiento promedio anual de 2,8%, pasando de un consumo de cerca de 7,45 GBTUD en 2014 a 12 GBTUD en 2029.

7.6.3 Región CQR

Tabla 38. Proyección Demanda GN Transporte Región CQR

GBTUD	Revisión Noviembre de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2015	7,45	8,14	6,77
2016	7,70	8,31	7,01
2017	8,03	8,72	7,42
2018	8,53	9,14	7,83
2019	8,86	9,47	8,16
2020	9,10	9,81	8,40
2021	9,52	10,14	8,82
2022	9,93	10,64	9,23
2023	10,26	10,97	9,56
2024	10,68	11,31	9,97
2025	10,93	11,64	10,21
2026	11,17	11,89	10,46
2027	11,34	12,05	10,62
2028	11,50	12,22	10,86
2029	12,00	12,74	11,26

Fuente: Construcción UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

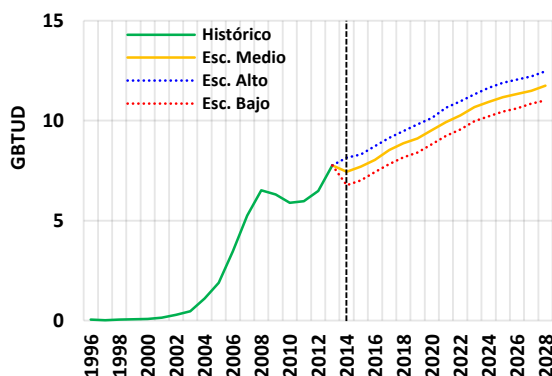
7.6.4 Región Noreste

Tabla 39. Proyección Demanda GN Transporte Región Noreste

GBTUD	Revisión Noviembre de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2015	2,46	3,28	1,57
2016	2,49	3,25	1,62
2017	2,53	3,32	1,72
2018	2,64	3,38	1,81
2019	2,68	3,41	1,88
2020	2,70	3,44	1,93
2021	2,78	3,47	2,03
2022	2,85	3,56	2,12
2023	2,90	3,59	2,19
2024	2,97	3,62	2,28
2025	2,99	3,64	2,34
2026	3,02	3,65	2,39
2027	3,03	3,63	2,43
2028	3,03	3,61	2,48
2029	3,13	3,70	2,57

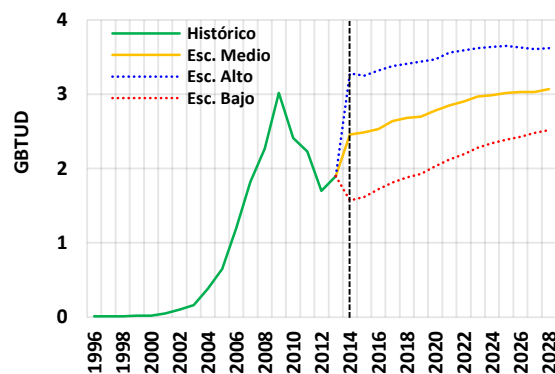
Fuente: Construcción UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

Gráfica 118. Proyección Demanda GN Transporte Región CQR



Fuente: Construcción UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

Gráfica 119. Proyección Demanda GN Transporte Región Noreste



Fuente: Construcción UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

En la región CQR se proyecta un crecimiento de más del 50% en el período 2014 – 2029,

La región Noreste presenta un crecimiento de más del 24% en el período 2014 – 2028, pasando de un consumo de 2,46 GBTUD en 2014 a 3,07 GBTUD en 2028.

En la región Noroeste se espera pasar de un consumo de 7,8 GBTUD en 2014 a 16,68 en 2029. Este crecimiento se puede ver reflejado en la implementación de buses de transporte público con uso exclusivo de gas.

7.6.5 Región Noroeste

Tabla 40. Proyección Demanda GN Transporte Región Noroeste

GBTUD	Revisión Noviembre de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2015	7,87	8,93	6,78
2016	8,42	9,36	7,36
2017	9,06	10,08	8,12
2018	9,90	10,80	8,88
2019	10,54	11,43	9,54
2020	11,09	12,07	10,10
2021	11,84	12,71	10,86
2022	12,59	13,56	11,61
2023	13,23	14,20	12,26
2024	13,98	14,84	13,01
2025	14,51	15,48	13,54
2026	15,03	16,00	14,06
2027	15,43	16,41	14,46
2028	15,83	16,80	14,96
2029	16,68	17,69	15,68

Fuente: Construcción UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

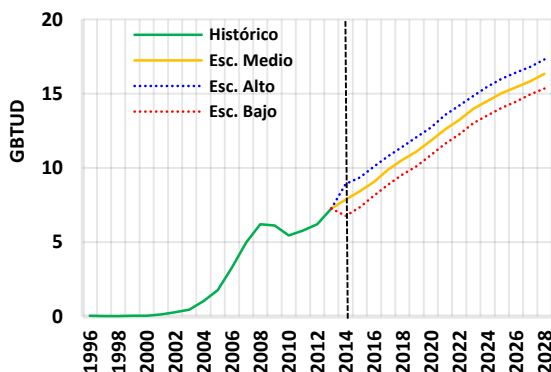
7.6.6 Región Suroeste

Tabla 41. Proyección Demanda GN Transporte Región Suroeste

GBTUD	Revisión Noviembre de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2015	17,75	21,87	13,31
2016	18,76	22,55	14,50
2017	19,98	23,92	16,03
2018	21,64	25,30	17,57
2019	22,87	26,46	18,92
2020	23,88	27,61	20,05
2021	25,33	28,77	21,59
2022	26,79	30,40	23,12
2023	28,02	31,56	24,43
2024	29,47	32,72	25,96
2025	30,46	33,88	27,03
2026	31,44	34,79	28,09
2027	32,17	35,45	28,90
2028	32,89	36,10	29,93
2029	34,58	37,80	31,37

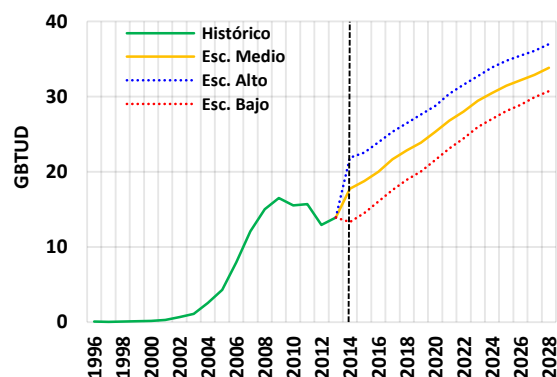
Fuente: Construcción UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

Gráfica 120. Proyección Demanda GN Transporte Región Noroeste



Fuente: Construcción UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

Gráfica 121. Proyección Demanda GN Transporte Región Suroeste



Fuente: Construcción UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

En la región Suroeste se espera que la demanda aumente de 14 GBTUD en 2013 a 35 GBTUD en 2029, que representaría doblar la demanda actual.

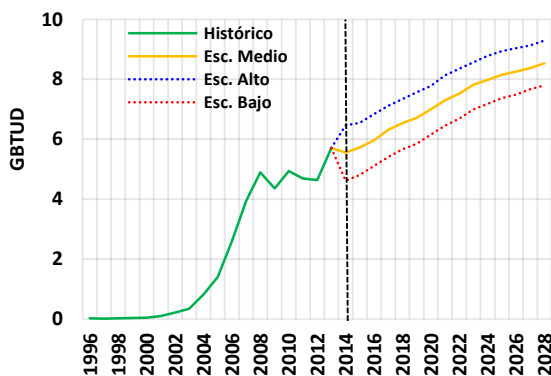
7.6.7 Región Tolima Grande

Tabla 42. Proyección Demanda GN Transporte Región Tolima Grande

GBTUD	Revisión Noviembre de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2015	5,56	6,46	4,62
2016	5,73	6,55	4,81
2017	5,96	6,84	5,11
2018	6,32	7,12	5,41
2019	6,54	7,34	5,66
2020	6,71	7,56	5,84
2021	7,00	7,78	6,15
2022	7,30	8,13	6,45
2023	7,52	8,35	6,69
2024	7,82	8,57	7,00
2025	7,98	8,78	7,18
2026	8,15	8,94	7,37
2027	8,26	9,04	7,49
2028	8,37	9,13	7,67
2029	8,73	9,49	7,97

Fuente: Construcción UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

Gráfica 122. Proyección Demanda GN Transporte Región Tolima Grande



Fuente: Construcción UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

En la región Tolima Grande, se proyecta un aumento de más del 50% en el período 2013 a 2029, pasando de un consumo de 5,71 GBTUD en 2013 a 8,73 GBTUD en 2029. Junto con Noroeste y CQR son las regiones que presentan un menor crecimiento en el período evaluado.

7.7 Sector Termoeléctrico

Como se explicó en la introducción del presente documento, el comportamiento de la demanda del sector termoeléctrico está ligado a condiciones propias de la operación del Sistema Interconectado Nacional, SIN, así como a otras variables exógenas como los aportes hidrológicos y el volumen útil de los embalses o fallas en el Sistema de Transmisión Nacional.

La demanda de GN para la generación de energía eléctrica se establece teniendo en cuenta dos criterios: generación por despacho ideal y generaciones de seguridad.

Para el consumo de generación por despacho ideal se utiliza el software SDDP, el cual simula el funcionamiento del despacho de un sistema de generación eléctrica uninodal, es decir, con un único nodo de despacho y demanda, en el que se tienen en cuenta no solamente la demanda de energía eléctrica, sino también el nivel del embalse, los aportes hidrológicos en diferentes instantes del tiempo y los precios de los diferentes energéticos utilizados para la generación de energía eléctrica. De acuerdo al comportamiento de las anteriores variables, se establecen los costos marginales de las plantas de generación del sistema, con las que

se va a suplir la demanda y también la cantidad de energético necesaria para tal fin. Adicionalmente, se asume que no existen limitaciones físicas y naturales de la red.

Para simular restricciones en la red y establecer el consumo de generación de seguridad, se realizan simulaciones en programas como NEPLAN.

Luego de establecer las necesidades de GN para cada uno de los criterios anteriores, se establece la cantidad de GN necesaria en cada momento del tiempo, t , mediante la función:

$$\text{Consumo de Combustibles}_t = (\text{Max}(\text{Consumo SDDP}_t, \text{Consumo Gen de Seguridad}_t)).(1 + k)$$

Donde el factor $(1+k)$ tiene en cuenta el consumo de combustible necesario para el arranque y parada de la planta.

Para establecer las necesidades de GN del SIN, se simularon tres escenarios de demanda:

- Alto: Escenario alto revisión demanda de energía eléctrica junio 2014 + Expansión Cargo por Confiabilidad + Evolución de las Restricciones Eléctricas considerando el Plan de Expansión 2013 - 2027 + Serie del SDDP que considera la menor generación hidráulica en el periodo marzo 2014 – Junio 2015.
- Medio: Escenario medio revisión demanda de energía eléctrica junio 2014 + Expansión Cargo por Confiabilidad + Evolución de las Restricciones Eléctricas considerando el Plan de Expansión 2013 - 2027 + Serie del SDDP que considera la

menor generación hidráulica en el periodo marzo 2014 – Junio 2015.

- Bajo: Escenario bajo revisión demanda de energía eléctrica junio 2014 + Expansión Cargo por Confiabilidad + Evolución de las Restricciones Eléctricas considerando el Plan de Expansión 2013 - 2027 + Serie del SDDP que considera la menor generación hidráulica en el periodo marzo 2014 – Junio 2015.

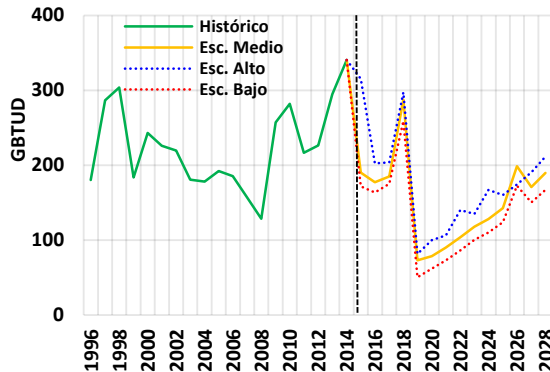
La proyección del sector termoeléctrico se presenta a continuación:

Tabla 43. Proyección Demanda Nacional de GN Termoeléctricas

GBTUD	Revisión Noviembre de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2015	190,08	315,48	171,62
2016	177,25	202,75	163,67
2017	185,24	203,69	175,29
2018	287,65	297,16	258,88
2019	73,15	81,63	50,54
2020	78,65	100,24	61,95
2021	90,36	106,57	73,33
2022	103,72	140,43	86,38
2023	118,11	135,26	100,42
2024	128,42	167,10	110,52
2025	142,70	160,20	124,15
2026	198,55	174,24	172,53
2027	170,75	190,42	150,50
2028	189,81	211,67	167,30
2029	214,71	239,45	189,25

Fuente: Construcción UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

Gráfica 123. Proyección Demanda Nacional de GN Termoeléctricas



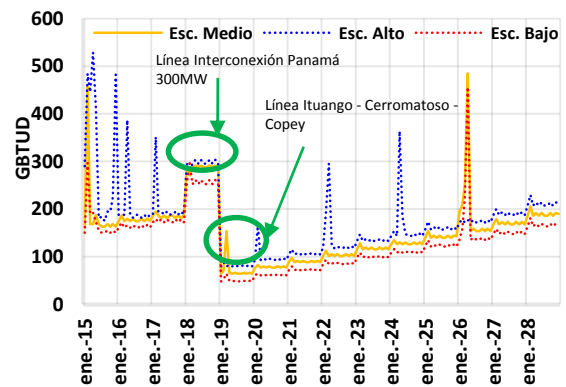
Fuente: Construcción UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

En la Tabla 43 y Gráfica 123 se aprecia que de acuerdo a las reservas hídricas esperadas por el SDDP, la cantidad de gas requerida se mantiene en niveles superiores a 200GBTUD durante el 2015 y el 2016 en el escenario alto. Adicionalmente, se observan picos de consumo en los años 2018, 2022, 2024 y 2026. En todos estos años, a excepción de 2018, el modelo observa posibles eventos de bajas hidrológicas.

En el año 2018, se pronostica la entrada de la línea de interconexión eléctrica con Centroamérica, que se espera atienda una demanda extra de 300 MW en el nodo Cerromatoso. En términos de demanda de GN, la conexión con Centroamérica implica un aumento en el consumo de aproximadamente 83 GBTUD. En el año 2019 se proyecta una fuerte caída en el consumo de GN para la generación eléctrica, de aproximadamente 211 GBTUD, debido a la entrada en servicio de la doble línea de

transmisión de 500kV Ituango – Cerromatoso – Copey, que disminuye de manera significativa la generación de seguridad en la Costa Atlántica. En la Gráfica 124 se puede apreciar, con frecuencia mensual, la evolución del consumo de GN y las implicaciones de la entrada de nuevos proyectos al SIN.

Gráfica 124. Proyección Demanda Nacional de GN Mensual Termoeléctricas



Fuente: Construcción UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

A continuación se presenta la proyección de demanda de GN para el sector termoeléctrico por región de consumo.

7.7.1 Región Centro

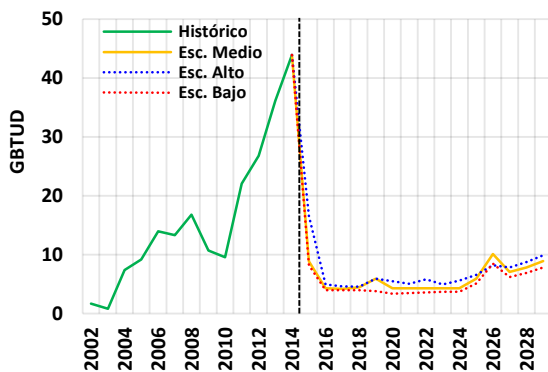
Tabla 44. Proyección Demanda GN Termoeléctricas

Región Centro

GBTUD	Revisión Noviembre de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2015	8.85	16.59	8.19
2016	4.30	4.92	3.97
2017	4.20	4.62	3.97
2018	4.43	4.57	3.98
2019	5.91	5.94	3.79
2020	4.30	5.48	3.39
2021	4.31	5.08	3.50
2022	4.31	5.84	3.59
2023	4.31	4.94	3.67
2024	4.30	5.59	3.70
2025	5.91	6.60	5.11
2026	10.11	8.22	8.49
2027	7.04	7.85	6.20
2028	7.85	8.76	6.92
2029	8.89	9.92	7.84

Fuente: Construcción UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

Gráfica 125. Proyección Demanda GN Termoeléctricas
 Región Centro



Fuente: Construcción UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

Para la región Centro se proyecta una disminución en la demanda como consecuencia de la entrada de nuevas centrales hidroeléctricas como Sogamoso en

2015 e Ituango en el 2018. Con condiciones hidrológicas cercanas al promedio histórico, la demanda promedio esperada sería de 5,93 GBTUD para el período 2015 – 2029.

7.7.2 Región Costa

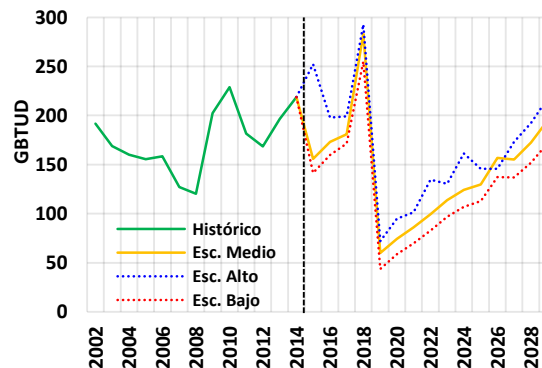
Tabla 45. Proyección Demanda GN Termoeléctricas

Región Costa

GBTUD	Revisión Noviembre de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2015	155,80	252,47	141,47
2016	172,95	197,83	159,70
2017	181,04	199,07	171,32
2018	283,22	292,59	254,90
2019	60,06	71,95	43,73
2020	74,35	94,76	58,56
2021	86,05	101,49	69,83
2022	99,41	134,60	82,79
2023	113,80	130,32	96,76
2024	124,12	161,51	106,82
2025	129,61	145,71	112,92
2026	156,75	145,75	137,34
2027	155,27	173,16	136,86
2028	172,43	192,30	151,98
2029	195,02	217,49	171,89

Fuente: Construcción UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

Gráfica 126. Proyección Demanda GN Termoeléctricas
 Región Costa



Fuente: Construcción UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

La región Costa es la que presenta un mayor consumo de GN para la generación eléctrica, toda vez que existe un predominio de plantas termoeléctricas en la zona, que no sólo ayudan a cubrir la demanda de energía eléctrica propia -que alcanza el 20% del total nacional- en épocas de bajos aportes hídricos, sino que también son utilizadas para cubrir la generación de seguridad necesaria.

En el año 2018 se presenta un pico en el consumo por la entrada de una demanda de energía eléctrica de 300 MW en el nodo Cerromatoso, por la interconexión con Panamá, lo que aumentaría el consumo de GN para generación de seguridad en cerca de 80 GBTUD. Así mismo, en el año 2019 se presenta una caída de cerca de 200 GBTUD en la demanda por la entrada en servicio de la línea de transmisión de 500kV Cerromatoso – Ituango, que ayudará a disminuir las generaciones por seguridad en la Costa.

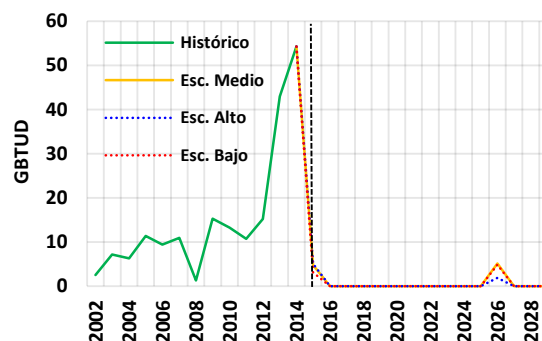
7.7.3 Región Noreste

Tabla 46. Proyección Demanda GN Termoeléctricas
 Región Noreste

GBTUD	Revisión Noviembre de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2015	4,83	5,13	3,15
2016	0,00	0,00	0,00
2017	0,00	0,00	0,00
2018	0,00	0,00	0,00
2019	0,00	0,00	0,00
2020	0,00	0,00	0,00
2021	0,00	0,00	0,00
2022	0,00	0,00	0,00
2023	0,00	0,00	0,00
2024	0,00	0,00	0,00
2025	0,00	0,00	0,00
2026	5,18	1,90	4,87
2027	0,00	0,00	0,00
2028	0,00	0,00	0,00
2029	0,00	0,00	0,00

Fuente: Construcción UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

Gráfica 127. Proyección Demanda GN Termoeléctricas
 Región Noreste



Fuente: Construcción UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

En la región Noreste se proyecta que el consumo caiga a cero en los años que presenten condiciones hidrológicas promedio y que se presenten consumos de 5 GBTUD en promedio en los años con bajos aportes hidrológicos.

7.7.4 Región Noroeste

Tabla 47. Proyección Demanda GN Termoeléctricas
 Región Noroeste

GBTUD	Revisión Noviembre de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2015	20,41	40,91	18,65
2016	0,00	0,00	0,00
2017	0,00	0,00	0,00
2018	0,00	0,00	0,00
2019	7,11	3,71	2,99
2020	0,00	0,00	0,00
2021	0,00	0,00	0,00
2022	0,00	0,00	0,00
2023	0,00	0,00	0,00
2024	0,00	0,00	0,00
2025	7,11	7,82	6,06
2026	26,28	18,21	21,63

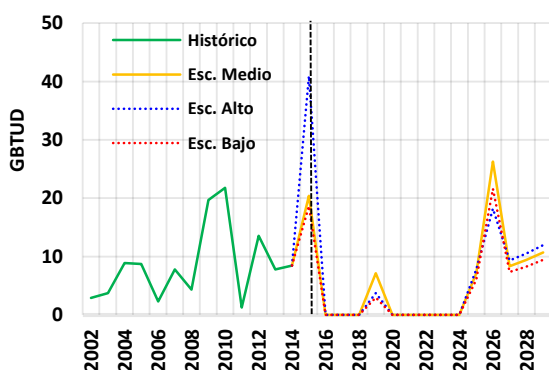
GBTUD	Revisión Noviembre de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2027	8,36	9,32	7,37
2028	9,43	10,52	8,31
2029	10,70	11,93	9,43

Fuente: Construcción UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

GBTUD	Revisión Noviembre de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2028	0,09	0,10	0,08
2029	0,10	0,11	0,09

Fuente: Construcción UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

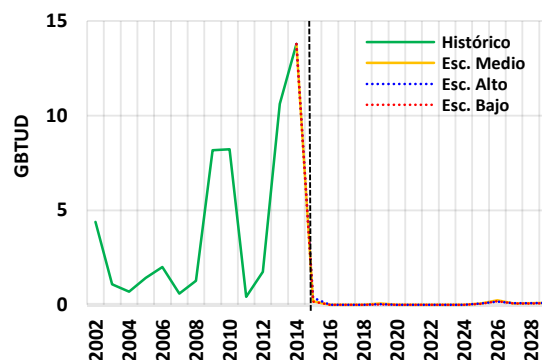
Gráfica 128. Proyección Demanda GN Termoeléctricas Región Noroeste



Fuente: Construcción UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

Al igual que en la región Noreste, en Noroeste se esperan consumos de GN en los años con bajos aportes hidrológicos.

Gráfica 129. Proyección Demanda GN Termoeléctricas Región Suroeste



Fuente: Construcción UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

En la región Suroeste se proyecta que los consumos sean mínimos incluso en los años de bajos aportes hídricos.

7.7.5 Región Suroeste

Tabla 48. Proyección Demanda GN Termoeléctricas Región Suroeste

GBTUD	Revisión Noviembre de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2015	0,19	0,38	0,17
2016	0,00	0,00	0,00
2017	0,00	0,00	0,00
2018	0,00	0,00	0,00
2019	0,07	0,03	0,03
2020	0,00	0,00	0,00
2021	0,00	0,00	0,00
2022	0,00	0,00	0,00
2023	0,00	0,00	0,00
2024	0,00	0,00	0,00
2025	0,07	0,07	0,06
2026	0,24	0,17	0,20
2027	0,08	0,09	0,07

8. PROYECCIÓN TÉCNICO - ECONÓMICA DEL CONSUMO DE GAS NATURAL EN COLOMBIA

Aunque en el capítulo anterior se presentaron los escenarios de referencia de proyección de la demanda de GN, se presentan los resultados con respecto al GN del ejercicio desarrollado para el Plan Energético Nacional, Ideario Energético 2050, en adelante PEN, para el cual se plantearon 5 escenarios de proyección de todos los energéticos de la canasta energética para los sectores de consumo final: ACM (agricultura, construcción y minería), residencial, comercial, industria y transporte. Los supuestos bajo los que se desarrollaron las proyecciones son los siguientes:

- **Escenario Base:** Crecimiento anual de la economía del 4,6% anual desde 2014 hasta 2030, y de 3,5% de 2031 a 2050. Crecimiento del PIB Potencial. Fin del conflicto.
- **Escenario tecnológico 1 (T1):** Supone un mayor consumo de gas natural y energía eléctrica, en reemplazo del uso de energéticos tradicionales y del carbón mineral. Disminución emisiones de gases de efecto invernadero. Mayor eficiencia en los procesos industriales. En transporte, penetración de vehículos eléctricos, de GNL y GLP como energéticos. Fin del conflicto.
- **Escenario tecnológico 2 (T2):** Supone que tras la firma de un acuerdo de paz se dará mayor crecimiento económico y aplicación de políticas de impulso a las Fuentes No Convencionales de Energía. Mayor desarrollo rural, aumentando la participación de la

biomasa en la matriz energética nacional. Mayor participación de la electricidad y del GLP en reemplazo de gas natural. En transporte, al igual que en el escenario T1, penetración de vehículos eléctricos, de GNL y GLP como energéticos.

- **Escenario Mundo Eléctrico (ME):** Supone que el energético predominante es la electricidad. Se reemplaza en los usos y sectores donde sea posible. (Transporte, ACM e Industria, calentamiento directo, fuerza motriz y en los sectores residencial y de servicios). Se presenta penetración de energía solar (0,5% a 2050) y eólica (1,7% a 2050) para generación eléctrica. Toda la energía obtenida de combustibles fósiles para el transporte se obtiene de la electricidad. Fin del conflicto.
- **Escenario Eficiencia Energética (EE):** Supone metas de aumento de eficiencia en procesos agrícolas e industriales (25% a 2030 y 30% a 2050), y en procesos de cocción y calentamiento de agua en el sector residencial. Penetración de energía solar (0,6%) y eólica (2%) para generación eléctrica. En transporte, penetración de vehículos eléctricos, de GNL y GLP como energéticos. Fin del conflicto.

EL software utilizado para la construcción de los escenarios es el *Modelo para el Análisis de la Demanda de Energía* (MAED), desarrollado por el Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA). Los insumos que utiliza el modelo no son exclusivamente datos de consumo de energético por usos en cada sector, también se analiza el tipo de usoy se

incorporan datos económicos y demográficos que puedan afectar las proyecciones de demanda.

A partir de la información de consumo de energéticos extraída del Balance Energético Nacional, en adelante BEN, se calibró el modelo para los años base 2010 a 2012, con el objetivo de obtener cifras coherentes en las estimaciones futuras.

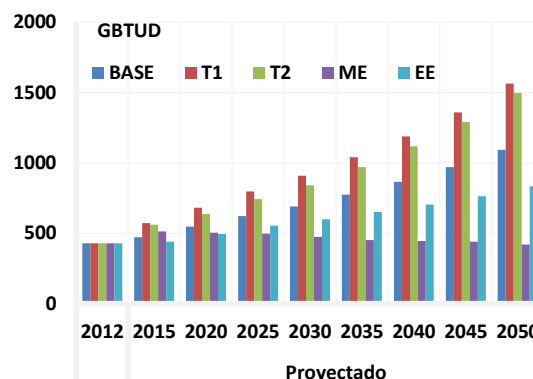
A continuación se presentan los resultados obtenidos para cada uno de los escenarios en cuanto al GN:

		Escenarios Consumo Final Total (TBTU)				
		BASE	T1	T2	ME	EE
Histórico	2010	166				
	2011	175				
	2012	157				
Proyectado	2015	173	209	205	187	161
	2020	200	249	232	184	181
	2025	227	291	271	182	202
	2030	252	331	307	173	219
	2035	282	380	354	165	238
	2040	316	434	408	162	257
	2045	354	496	471	161	278
2050	399	570	546	153	305	

Fuente: UPME, Base de Datos XM, DANE, MHCP, Wood Mackenzie, 2014, PEN, 2015.

El mayor crecimiento en demanda de GN se presenta en el escenario T1, como consecuencia del supuesto de beneficiar su utilización por encima del carbón, debido a la cantidad de emisiones asociadas a sus usos.

Gráfica 130. Escenarios de proyección demanda GN, PEN.



Fuente: UPME, Base de Datos XM, DANE, MHCP, Wood Mackenzie, 2014, PEN, 2015.

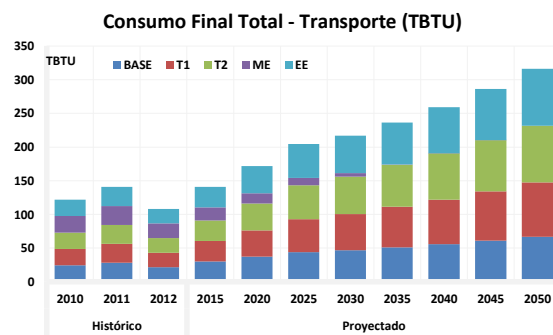
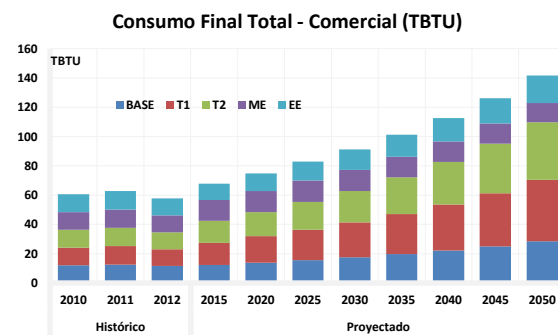
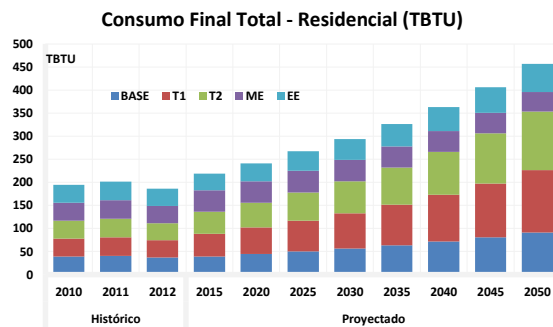
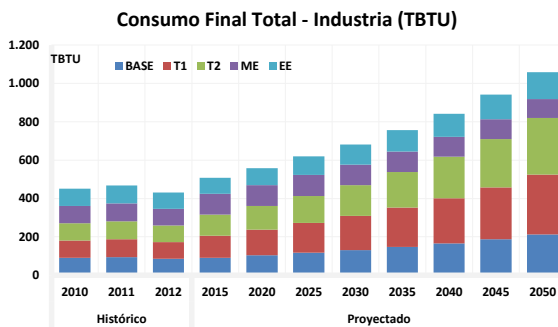
8.1 Proyección Técnico - Económica del Consumo de Energía Eléctrica Sectorial

El sector ACM no tiene consumo de GN.

Como ya se había revisado en la sección 7.3, la industria, es el sector con mayor participación en el consumo total final. Incluso en el escenario ME, se mantiene una alta participación de la industria, por la imposibilidad de sustituir el GN en procesos de generación de vapor.

		Consumo Final Total - Industria (TBTU)				
		BASE	T1	T2	ME	EE
Histórico	2010	90				
	2011	94				
	2012	86				
Proyectado	2015	91	114	111	107	83
	2020	104	134	123	108	90
	2025	117	155	141	109	97
	2030	131	177	161	107	104
	2035	148	204	187	106	112
	2040	166	235	217	104	120
	2045	187	270	252	103	129
2050	212	313	295	98	141	

Fuente: UPME, Base de Datos XM, DANE, MHCP, Wood Mackenzie, 2014, PEN, 2015.



Fuente: UPME, Base de Datos XM, DANE, MHCP, Wood Mackenzie, 2014, PEN, 2015.

Para el sector residencial, se espera que los escenarios de mayor crecimiento sean T1 y T2, por la sustitución de uso de leña, en la cocción y el calentamiento de agua. Por otra parte, en el escenario ME se espera que haya un cambio tecnológico que beneficie el uso de estufas de inducción, por lo que el uso del gas se mantendría en los niveles de la actualidad.

En el sector servicios se presenta una participación de escenarios similar a la del residencial, debido a que los usos principales del GN son de calentamiento directo. Por consiguiente, en los escenarios ME y EE se presentan menores tasas de crecimiento por la mayor utilización que se espera tenga la electricidad al ser un energético más limpio y más eficiente (si masifica el uso de las estufas de inducción).

		Consumo Final Total - Residencial (TBTU)				
		BASE	T1	T2	ME	EE
Histórico	2010	39				
	2011	40				
	2012	37				
Proyectado	2015	39	49	48	46	36
	2020	45	58	53	47	39
	2025	50	67	61	47	42
	2030	57	77	69	46	45
	2035	64	88	80	46	48
	2040	72	101	93	45	52
	2045	81	116	109	44	56
	2050	91	135	127	42	61

Fuente: UPME, Base de Datos XM, DANE, MHCP, Wood Mackenzie, 2014, PEN, 2015.

		Consumo Final Total - Servicios (TBTU)				
		BASE	T1	T2	ME	EE
Histórico	2010	12				
	2011	13				
	2012	12				
Proyectado	2015	12	15	15	14	11
	2020	14	18	16	14	12
	2025	16	21	19	15	13
	2030	18	24	22	14	14
	2035	20	27	25	14	15
	2040	22	31	29	14	16
	2045	25	36	34	14	17
2050	28	42	40	13	19	

Fuente: UPME, Base de Datos XM, DANE, MHCP, Wood Mackenzie, 2014, PEN, 2015.

Para el sector transporte en los escenarios T1, T2 y EE se plantea el supuesto de incorporación de un mayor número de vehículos de carga y de transporte público de pasajeros (dedicados), así como la llegada de tractocamiones que funcionan con Gas Natural Licuado. El escenario ME supone que a partir del año 2035 todo el transporte será energizado con electricidad, no solamente transporte masivo de pasajeros (léase sistemas metro)

		Consumo Final Total - Transporte (TWh)				
		BASE	T1	T2	ME	EE
Histórico	2010	24				
	2011	28				
	2012	22				
Proyectado	2015	30	30	30	20	30
	2020	37	39	40	15	40
	2025	44	49	50	11	50
	2030	47	54	56	5	56
	2035	51	60	62	0	62
	2040	56	66	69	0	69
	2045	61	73	76	0	76
2050	67	81	84	0	84	

Fuente: UPME, Base de Datos XM, DANE, MHCP, Wood Mackenzie, 2014, PEN, 2015.

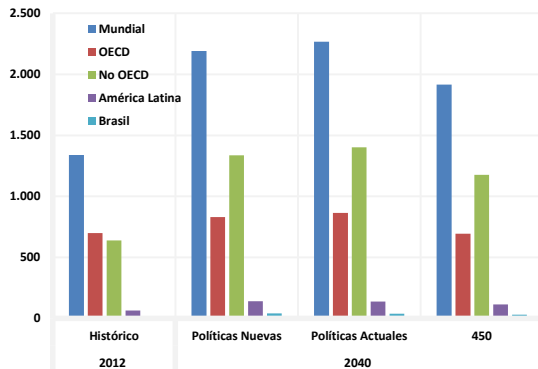
9. ESCENARIOS DE CONSUMO FINAL TOTAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA - WEO VS PEN

El objetivo es proporcionar a los responsables en: la política, la industria y los consumidores de energía un marco cuantitativo riguroso

para entender las causas de las tendencias futuras de energía y para evaluar el impacto de las políticas gubernamentales diseñadas para abordar los desafíos relacionados con la energía. Su enfoque es la utilización de escenarios para preparar proyecciones cuantitativas detalladas de las tendencias energéticas a largo plazo. (World Energy Outlook, 2014).

- **El Escenario de Políticas Actuales:** está diseñado para ofrecer una imagen de referencia de cómo los mercados mundiales de la energía evolucionarían sin ninguna intervención política (sin implementación de nuevas políticas).
- **El Escenario de Nuevas Políticas:** tiene en cuenta las políticas y medidas de ejecución que afectan a los mercados de energía que se habían adoptado a mediados de 2014, junto con propuestas de políticas pertinentes, a pesar de las medidas específicas necesarias para ponerlas en práctica aunque aún no se han desarrollado completamente.
- **El Escenario 450:** tiene un enfoque diferente, la adopción de un resultado específico - la meta internacional para limitar el aumento de largo plazo de la temperatura global promedio a dos grados centígrados (2 ° C).

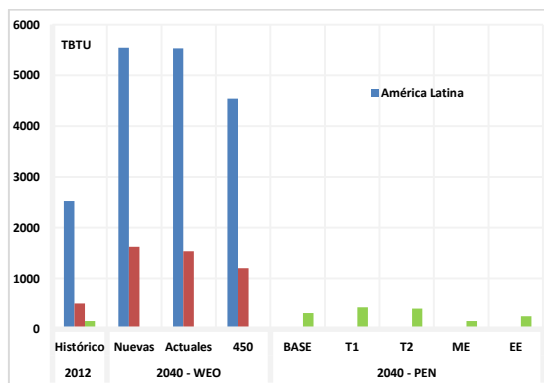
Gráfica 131 Consumo Final Total OECD / No OECD (TBTU)



Fuente: UPME PEN, 2015. World Energy Outlook, 2014.

Con respecto al GN, para el año 2012 América Latina sólo representa el 5% de la demanda mundial. Y de ese mercado, Colombia representaba el 6,2%.

Gráfica 132. Consumo Final Total América Latina (TBTU)



Fuente: UPME PEN, 2015. World Energy Outlook, 2014.

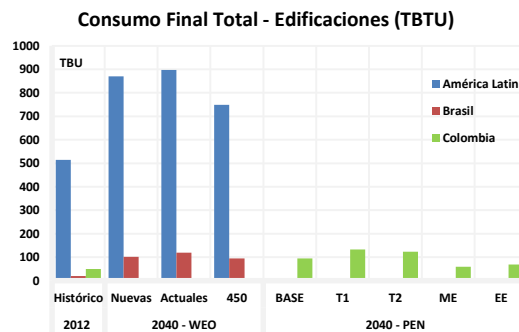
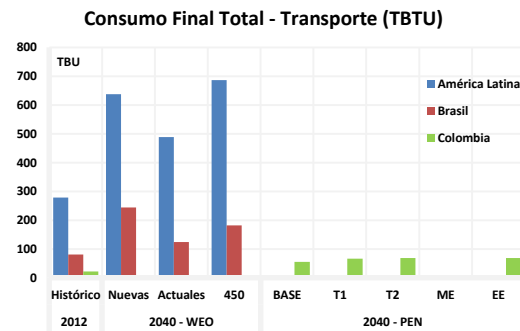
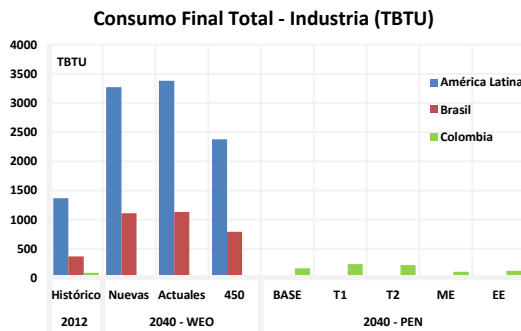
De lo expuesto anteriormente, tanto en los escenarios técnico económicos hechos por la UPME, como por los escenarios desarrollados por la EIA, se realizó un análisis comparativo

tratando de replicar lo más fielmente a los escenarios expuestos en el WEO.

Dando como resultado que, a) el escenario: de políticas actuales (WEO - Brasil) es muy similar al escenario base; y b) el escenario de políticas nuevas (WEO – América Latina) se asemeja al mundo eléctrico. Cabe resaltar que las comparaciones se realizan en cuanto al crecimiento presentado con respecto al año base y a la similitud de los supuestos con los que se realizaron los escenarios.

Al comparar la participación de los sectores de consumo final del WEO con los del PEN, se encontró que:

- **Industria:** La participación del sector a 2040 en los escenarios WEO y en el PEN está entre el 50% y el 60% del consumo final.
- **Transporte:** Mientras que para América Latina los escenarios de WEO proyectan una participación entre el 10 y el 15%, los escenarios del PEN proyectan una participación del sector entre el 15 y el 25%.
- **Edificaciones (Residencial + Comercial):** En este sector, la participación en Colombia es muy superior a la presentada en el resto de América Latina. Mientras que en los escenarios del PEN para Colombia, la participación proyectada está entre el 26 y el 36%, en los escenarios del WEO para América Latina, la participación está entre el 15 y el 20%.



Fuente: UPME PEN, 2015. World Energy Outlook, 2014.

De las gráficas se puede extraer que en el sector transporte, tanto los escenarios de Políticas Nuevas como en el 450 de WEO como los escenarios T1, T2 y EE del PEN, se incrementa significativamente el consumo de GN, por la sustitución de otros energéticos con mayores emisiones. En los sectores Industrial y Edificaciones, los escenarios del WEO proyectan un consumo levemente mayor de GN en el escenario de Políticas Actuales, mientras que en el PEN los escenarios T1, T2 y EE presentan un mayor crecimiento que el Base, lo que indica el potencial de utilización del energético frente a otros con mayores emisiones y menor eficiencia.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Forouzanfar, M., Doustmohammadi, A., Menhaj, M., & Hasanzadeh, S. (2009). Modeling and estimation of the natural gas consumption for residential and commercial sectors in Iran. *Applied Energy*, 268-274.
- Parker, J. A. (2012). *Learning Time-Series Econometrics*. Portland: Reed College. Recuperado el 28 de 08 de 2014, de <http://goo.gl/XJlvAR>
- Uribe Medina, A. F. (2011). Ciclos Económicos en Colombia: Bonanzas y recesión. *Notas Fiscales Ministerio de Hacienda y Crédito Público*, 1 - 26. Recuperado el 19 de 03 de 2015, de <http://goo.gl/e9Xgnj>

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