

Proyección de Demanda de Gas Natural en  
Colombia

Revisión Noviembre 2014



SUBDIRECCION DE DEMANDA



MinMinas  
Ministerio de Minas y Energía



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

**Revisión Noviembre de 2014**

**República de Colombia**  
**Ministerio de Minas y Energía**  
**Unidad de Planeación Minero Energética, UPME**  
**Subdirección de Demanda**  
**Revisión Noviembre 2014**  
**Noviembre 2014**

## TABLA DE CONTENIDO

<b>INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>11</b>
<b>PROYECCIONES DE DEMANDA DE GAS NATURAL.....</b>	<b>12</b>
1. ENTORNO MACRO INTERNACIONAL .....	12
1.1 Crecimiento Económico en Colombia.....	14
2. SITUACIÓN ACTUAL Y PERSPECTIVAS DEL MERCADO MUNDIAL DEL GAS NATURAL .....	14
2.1 Análisis de Oferta.....	14
2.2 Demanda y Dinámica de Consumo.....	18
2.3 Gas No Convencional y GNL.....	19
2.4 Previsiones de Oferta y Demanda.....	20
2.5 Análisis de Precios y de la Elasticidad Precio – Demanda Mundial de Gas.....	22
3. MERCADO DE GAS NATURAL EN COLOMBIA: EVOLUCIÓN. COYUNTURA Y PREVISIONES DE MEDIANO PLAZO.....	24
3.1 Caracterización de la Oferta .....	24
3.2 Caracterización de la Demanda.....	26
3.2.1 Principales Consumidores.....	26
3.2.2 Elasticidad Precio – Demanda del Gas en Colombia y comportamiento histórico de precios 28	
4. DEMANDA DE GAS NATURAL .....	35
5. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA TOTAL INTERNA, SIN TERMOELÉCTRICAS, DE GAS NATURAL EN COLOMBIA.....	37
5.1 Modelo de Vector de Corrección del Error, VEC.....	38
5.2 Proyección de demanda de GN sin termoeléctricas.....	38
6. PROYECCIONES DE DEMANDA DE GN POR SECTORES DE CONSUMO Y POR REGIONES .....	39
6.1 Proyección de demanda sector residencial.....	39
6.1.1 Región Centro.....	42
6.1.2 Región Costa.....	42
6.1.3 Región CQR.....	43
6.1.4 Región Noreste.....	43
6.1.5 Región Noroeste.....	44
6.1.6 Región Suroeste .....	44
6.1.7 Región Tolima Grande.....	45
6.2 Proyección de demanda sector Comercial.....	45
6.2.1 Región Centro.....	46
6.2.2 Región Costa.....	47
6.2.3 Región CQR.....	47
6.2.4 Región Noreste.....	48
6.2.5 Región Noroeste.....	48
6.2.6 Región Suroeste .....	49

6.2.7	Región Tolima Grande.....	49
6.3	<i>Proyección de demanda sector Industrial.....</i>	49
6.3.1	Región Centro.....	50
6.3.2	Región Costa.....	51
6.3.3	Región CQR.....	51
6.3.4	Región Noreste.....	52
6.3.5	Región Noroeste.....	52
6.3.6	Región Suroeste .....	53
6.3.7	Región Tolima Grande.....	53
6.4	<i>Proyección de demanda sector Petroquímico.....</i>	54
6.4.1	Región Costa.....	55
6.4.2	Región Noroeste.....	55
6.5	<i>Proyección de demanda sector Petrolero .....</i>	56
6.5.1	Región Centro.....	56
6.5.2	Región Costa.....	57
6.5.3	Región Noreste.....	58
6.6	<i>Proyección de demanda sector Transporte .....</i>	58
6.6.1	Región Centro.....	59
6.6.2	Región Costa.....	60
6.6.3	Región CQR.....	61
6.6.4	Región Noreste.....	61
6.6.5	Región Noroeste.....	62
6.6.6	Región Suroeste .....	62
6.6.7	Región Tolima Grande.....	63
6.7	<i>Sector Termoeléctrico .....</i>	63
6.7.1	Región Centro.....	65
6.7.2	Región Costa.....	66
6.7.3	Región Noreste.....	67
6.7.4	Región Noroeste.....	68
6.7.5	Región Suroeste .....	68
6.8	<i>Resumen demanda sectorial.....</i>	69
6.9	<i>Funciones Impulso – Respuesta de los Modelos VEC.....</i>	69
6.10	<i>Meta Análisis de Modelos Utilizados.....</i>	70
<b>REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....</b>		<b>73</b>

## TABLA DE GRÁFICAS

Gráfica 1. Crecimiento Económico 1980 – 2014 .....	12
Gráfica 2. IED y Participación Petróleo 2004 - 2014.....	12
Gráfica 3. Tasa Banco de la República Versus TRM 2004 - 2014 .....	12
Gráfica 4. Petróleo WTI 2004 - 2014 .....	13
Gráfica 5. Variación Anual Precio Commodities 2004 – 2014 .....	13
Gráfica 6. Variación TRM – Tasas Tesoro 2004 - 2014.....	14
Gráfica 7. Crecimiento Económico 2004 - 2014.....	14
Gráfica 8. Crecimiento Económico, Demanda de Energía y Crecimiento Industrial 2004 - 2014.....	14
Gráfica 9. Volumen Producción Mundial Gas Natural (bcm) 1990 – 2013 .....	15
Gráfica 10. Oferta Mundial de Gas Natural. Principales Productores 1990 – 2013.....	15
Gráfica 11. Concentración Mercado de Gas (Índice Herfindahl – Hirshman) 1990 – 2013 .....	15
Gráfica 12. Cuota Mercado de Gas Asia – Medio Oriente – Latam – Africa 1990 – 2013 .....	15
Gráfica 13 Crecimiento Anual Promedio Oferta Mundial Gas 1990 – 2014 .....	16
Gráfica 14. Potencial de Producción de Gas .....	16
Gráfica 15. Participación en la Producción Mundial del Gas Convencional.....	16
Gráfica 16. Crecimiento Anual Promedio Oferta Mundial Gas 1990 – 2014 .....	17
Gráfica 17. Participación Colombia en Oferta Mundial Gas 1990 – 2014.....	17
Gráfica 18. Distribución Oferta GAS a mediano plazo por tipo de Producción .....	17
Gráfica 19. Balanza Comercial de Gas (bcm).....	18
Gráfica 20. Saldo Comercial Gas Colombia y Latinoamérica (bcm) .....	19
Gráfica 21. Consumo de Gas. Principales Regiones (bcm).....	19
Gráfica 22. Crecimiento del Consumo de Gas. Principales Regiones.....	19
Gráfica 23. Producción Mundial de GNL .....	20
Gráfica 24. Crecimiento de GNL.....	20
Gráfica 25. Composición Demanda GNL Asia.....	20
Gráfica 26. Oferta Potencial Gas .....	21
Gráfica 27. Distribución Geográfica Oferta Potencial de Gas .....	21
Gráfica 28. Previsiones Exceso de Oferta Gas.....	21
Gráfica 29. Previsiones Composición Demanda de Gas.....	21
Gráfica 30. Proyección Producción Neta de Gas EE. UU (btm) .....	22
Gráfica 31. Precio Mundial de Gas (USD).....	22
Gráfica 32. Variación de Precio Mundial Gas.....	23
Gráfica 33. Evolución Histórica de la Elasticidad Precio Demanda 2006 – 2013 .....	23
Gráfica 34. Promedio Mundial Elasticidad Precio – Demanda 2005 – 2014.....	23
Gráfica 35. Producción de Gas (bpm) Colombia 1990 – 2013 .....	24
Gráfica 36. Producción de Gas (MPCD) por Regiones, Colombia 1990 – 2013.....	24
Gráfica 37. Concentración de la Producción de Gas (índice Herfindahl – Hirshman).....	25
Gráfica 38. Precios Mundiales de Energía Sustitutos Cercanos al Gas .....	25
Gráfica 39. Proyección a Mediano Plazo Importaciones de Gas (bcm) Suramérica .....	25
Gráfica 40. Reservas – Producción Gas Colombia (bcm).....	25

Gráfica 41. Razón Reservas – Producción Gas Colombia .....	26
Gráfica 42. Demanda Gas Colombia (MPCD) .....	26
Gráfica 43. Crecimiento Anual Demanda Gas por Componentes en Colombia.....	26
Gráfica 44. Participación Porcentual Promedio Demanda Gas por Componentes Colombia .....	27
Gráfica 45. Crecimiento Promedio Anual 1998 – 2014 Demanda Gas por Componentes Colombia	27
Gráfica 46. Variación Relativa Histórica de Consumo de Gas en Colombia por Sectores.....	27
Gráfica 47. Ciclo Consumo de Gas Colombia .....	27
Gráfica 48. Elasticidad Histórica Precio –Demanda del Gas en Colombia .....	28
Gráfica 49. Evolución Reciente Elasticidad Precio –Demanda del Gas en Colombia.....	29
Gráfica 50. Evolución Reciente Sectores Elasticidad Precio –Demanda Gas Colombia .....	29
Gráfica 51. Variación Anual del Precio del Gas e Inflación Anual en Colombia 2010 – 2014 .....	29
Gráfica 52. Respuesta Inflación Precios Energía a choque de precios Gas Colombia.....	30
Gráfica 53. Participación por Sectores Demanda GN 2007.....	35
Gráfica 54. Participación por Sectores Demanda GN 2014.....	36
Gráfica 55. Demanda Histórica Gas Natural por Sectores de Consumo .....	36
Gráfica 56. Crecimiento de la Demanda de GN y del PIB.....	36
Gráfica 57. Comportamiento PIB según Modelo .....	37
Gráfica 58. Proyección de Demanda de GN sin Termoeléctricas.....	39
Gráfica 59. Comparación Histórico VS Modelo .....	39
Gráfica 60. Evolución Cobertura Gas Natural Residencial .....	40
Gráfica 61. Proyección Demanda Nacional de GN Residencial.....	41
Gráfica 62. Proyección Demanda GN Residencial Región Centro.....	42
Gráfica 63. Proyección Demanda GN Residencial Región Costa .....	42
Gráfica 64. Proyección Demanda GN Residencial Región CQR.....	43
Gráfica 65. Proyección Demanda GN Residencial Región Noreste .....	43
Gráfica 66. Proyección Demanda GN Residencial Región Noroeste.....	44
Gráfica 67. Proyección Demanda GN Residencial Región Suroeste.....	44
Gráfica 68. Proyección Demanda GN Residencial Región Tolima Grande .....	45
Gráfica 69. Proyección Demanda Nacional de GN Comercial.....	46
Gráfica 70. Proyección Demanda GN Comercial Región Centro.....	46
Gráfica 71. Proyección Demanda GN Comercial Región Costa .....	47
Gráfica 72. Proyección Demanda GN Comercial Región CQR.....	47
Gráfica 73. Proyección Demanda GN Comercial Región Noreste .....	48
Gráfica 74. Proyección Demanda GN Comercial Región Noroeste.....	48
Gráfica 75. Proyección Demanda GN Comercial Región Suroeste.....	49
Gráfica 76. Proyección Demanda GN Comercial Región Tolima Grande .....	49
Gráfica 77. Proyección Demanda Nacional de GN Industrial.....	50
Gráfica 78. Proyección Demanda GN Industrial Región Centro.....	51
Gráfica 79. Proyección Demanda GN Industrial Región Costa.....	51
Gráfica 80. Proyección Demanda GN Industrial Región CQR.....	52
Gráfica 81. Proyección Demanda GN Industrial Región Noreste .....	52
Gráfica 82. Proyección Demanda GN Industrial Región Noroeste.....	53
Gráfica 83. Proyección Demanda GN Industrial Región Suroeste.....	53
Gráfica 84. Proyección Demanda GN Industrial Región Tolima Grande .....	54

Gráfica 85. Proyección Demanda Nacional de GN Petroquímica .....	54
Gráfica 86. Proyección Demanda GN Petroquímica Región Costa .....	55
Gráfica 87. Proyección Demanda GN Petroquímica Región Noroeste .....	55
Gráfica 88. Proyección Demanda Nacional de GN Petrolero .....	56
Gráfica 89. Proyección Demanda GN Petrolera Región Centro .....	57
Gráfica 90. Proyección Demanda GN Petrolera Región Costa .....	57
Gráfica 91. Proyección Demanda GN Petrolera Región Noreste .....	58
Gráfica 92. Proyección Demanda Nacional de GN Transporte .....	59
Gráfica 93. Proyección Demanda GN Transporte Región Centro .....	60
Gráfica 94. Proyección Demanda GN Transporte Región Costa .....	60
Gráfica 95. Proyección Demanda GN Transporte Región CQR .....	61
Gráfica 96. Proyección Demanda GN Transporte Región Noreste .....	61
Gráfica 97. Proyección Demanda GN Transporte Región Noroeste .....	62
Gráfica 98. Proyección Demanda GN Transporte Región Suroeste .....	62
Gráfica 99. Proyección Demanda GN Transporte Región Tolima Grande .....	63
Gráfica 100. Proyección Demanda Nacional de GN Termoeléctricas .....	64
Gráfica 101. Proyección Demanda Nacional de GN Mensual Termoeléctricas .....	65
Gráfica 102. Proyección Demanda GN Termoeléctricas Región Centro .....	66
Gráfica 103. Proyección Demanda GN Termoeléctricas Región Costa .....	66
Gráfica 104. Proyección Demanda GN Termoeléctricas Región Noreste .....	67
Gráfica 105. Proyección Demanda GN Termoeléctricas Región Noroeste .....	68
Gráfica 106. Proyección Demanda GN Termoeléctricas Región Suroeste .....	68
Gráfica 107. Demanda de GN Sectorial.....	69
Gráfica 108. Demanda de GN Regional.....	69
Gráfica 109. Respuesta Demanda GN residencial al precio del GLP .....	70
Gráfica 110. Respuesta Demanda GN comercial al precio del GN Guajira .....	70
Gráfica 111. Respuesta Demanda GN Industrial al IPI .....	70
Gráfica 112. Composición del Error Cuadrático Medio de las proyecciones revisión noviembre ....	71
Gráfica 113. Composición del Error Cuadrático Medio de las proyecciones revisión julio .....	71

## TABLA DE TABLAS

Tabla 1. Proyección de demanda de Gas Natural Nacional (GBTUD) .....	11
Tabla 2. Crecimiento de la Demanda Proyectada GN Nacional (%).....	11
Tabla 3. Principales proyectos de gas con impacto positivo a mediano plazo .....	18
Tabla 4. Componentes Principales Demanda de Gas en Colombia .....	31
Tabla 5. Componentes Principales Precios .....	31
Tabla 6. Resultados de Mediciones Econométricas Elasticidad Precio – Demanda Gas en Colombia .....	32
Tabla 7. Participación por sectores 2008 - 2014 .....	37
Tabla 8. Proyección Demanda de GN Nacional sin Termoeléctricas .....	38
Tabla 9. Proyección Demanda Nacional de GN Residencial.....	41
Tabla 10. Proyección Demanda GN Residencial Región Centro.....	42
Tabla 11. Proyección Demanda GN Residencial Región Costa.....	42
Tabla 12. Proyección Demanda GN Residencial Región CQR.....	43
Tabla 13. Proyección Demanda GN Residencial Región Noreste.....	43
Tabla 14. Proyección Demanda GN Residencial Región Noroeste.....	44
Tabla 15. Proyección Demanda GN Residencial Región Suroeste .....	44
Tabla 16. Proyección Demanda GN Residencial Región Tolima Grande .....	45
Tabla 17. Proyección Demanda Nacional de GN Comercial.....	45
Tabla 18. Proyección Demanda GN Comercial Región Centro.....	46
Tabla 19. Proyección Demanda GN Comercial Región Costa.....	47
Tabla 20. Proyección Demanda GN Comercial Región CQR.....	47
Tabla 21. Proyección Demanda GN Comercial Región Noreste.....	48
Tabla 22. Proyección Demanda GN Comercial Región Noroeste.....	48
Tabla 23. Proyección Demanda GN Comercial Región Suroeste .....	49
Tabla 24. Proyección Demanda GN Comercial Región Tolima Grande .....	49
Tabla 25. Proyección Demanda Nacional de GN Industrial.....	50
Tabla 26. Proyección Demanda GN Industrial Región Centro.....	50
Tabla 27. Proyección Demanda GN Industrial Región Costa.....	51
Tabla 28. Proyección Demanda GN Industrial Región CQR.....	51
Tabla 29. Proyección Demanda GN Industrial Región Noreste.....	52
Tabla 30. Proyección Demanda GN Industrial Región Noroeste.....	52
Tabla 31. Proyección Demanda GN Industrial Región Suroeste .....	53
Tabla 32. Proyección Demanda GN Industrial Región Tolima Grande.....	53
Tabla 33. Proyección Demanda Nacional de GN Petroquímica .....	54
Tabla 34. Proyección Demanda GN Petroquímica Región Costa .....	55
Tabla 35. Proyección Demanda GN Petroquímica Región Noroeste .....	55
Tabla 36. Proyección Demanda Nacional de GN Petrolero.....	56
Tabla 37. Proyección Demanda GN Petrolera Región Centro.....	56
Tabla 38. Proyección Demanda GN Petrolera Región Costa.....	57
Tabla 39. Proyección Demanda GN Petrolera Región Noreste .....	58

Tabla 40. Proyección Demanda Nacional de GN Transporte .....	59
Tabla 41. Proyección Demanda GN Transporte Región Centro .....	59
Tabla 42. Proyección Demanda GN Transporte Región Costa .....	60
Tabla 43. Proyección Demanda GN Transporte Región CQR .....	61
Tabla 44. Proyección Demanda GN Transporte Región Noreste .....	61
Tabla 45. Proyección Demanda GN Transporte Región Noroeste .....	62
Tabla 46. Proyección Demanda GN Transporte Región Suroeste .....	62
Tabla 47. Proyección Demanda GN Transporte Región Tolima Grande .....	63
Tabla 48. Proyección Demanda Nacional de GN Termoeléctricas .....	64
Tabla 49. Proyección Demanda GN Termoeléctricas Región Centro .....	65
Tabla 50. Proyección Demanda GN Termoeléctricas Región Costa .....	66
Tabla 51. Proyección Demanda GN Termoeléctricas Región Noreste .....	67
Tabla 52. Proyección Demanda GN Termoeléctricas Región Noroeste .....	68
Tabla 53. Proyección Demanda GN Termoeléctricas Región Suroeste .....	68
Tabla 54. Errores de las proyecciones revisión noviembre .....	71
Tabla 55. Errores de las proyecciones revisión julio .....	71

## INTRODUCCIÓN

Este documento presenta la revisión encargada a 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 emplearon criterios estadísticos para establecer escenarios de demanda de GN.
- ✓ Se construyó una serie histórica de consumos trimestrales por sectores de consumo, de acuerdo a la información disponible en la UPME.
- ✓ Para la proyección de los sectores Residencial, Comercial, Industrial y Petroquímico se utilizaron métodos estadísticos en los que se tuvieron en cuenta variables económicas (Índice de Producción 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 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
2014	856	997	776
2015	1004	1175	918
2016	1033	1104	951
2017	1067	1130	987
2018	1296	1351	1187
2019	1108	1163	1005
2020	1228	1295	1121
2021	1272	1335	1164
2022	1306	1389	1198
2023	1342	1405	1234
2024	1370	1455	1261
2025	1405	1469	1296
2026	1480	1502	1363
2027	1470	1536	1360
2028	1507	1575	1394

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

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

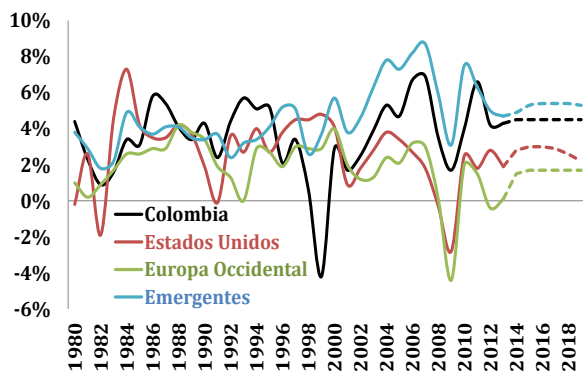
PROYECCIÓN NACIONAL % CRECIMIENTO			
AÑO	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2014	-10,72%	4,01%	-19,12%
2015	17,25%	17,76%	18,37%
2016	2,86%	-5,98%	3,60%
2017	3,29%	2,35%	3,81%
2018	21,49%	19,49%	20,23%
2019	-14,47%	-13,88%	-15,34%
2020	10,79%	11,31%	11,56%
2021	3,60%	3,09%	3,82%
2022	2,68%	4,09%	2,90%
2023	2,75%	1,10%	2,97%
2024	2,08%	3,59%	2,25%
2025	2,59%	0,99%	2,75%
2026	5,28%	2,21%	5,15%
2027	-0,64%	2,30%	-0,19%
2028	2,48%	2,51%	2,45%

## PROYECCIONES DE DEMANDA DE GAS NATURAL

### 1. ENTORNO MACRO INTERNACIONAL

Las economías emergentes han presentado, en general, una fase expansiva de su ciclo económico en los últimos 10 años, en gran medida gracias al buen comportamiento de los precios de materias primas, el bajo nivel de las tasas de interés y la tendencia a la baja de la inflación, lo que en suma ha expandido su demanda interna a través de un mayor consumo, el estímulo a la inversión y mejoramiento en términos de intercambio.

Gráfica 1. Crecimiento Económico 1980 – 2014

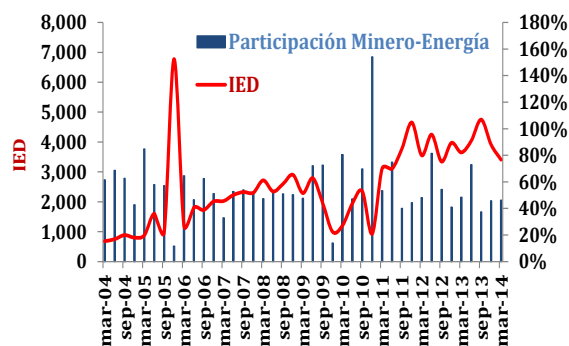


Fuente: (FMI) – DANE – Cálculos UPME

La menor percepción de riesgo en las economías emergentes como el caso de Colombia, se reflejó en la reducción de sus niveles de riesgo país y la apreciación de su tipo de cambio, hechos que favorecieron la dinámica de la inversión extranjera directa, en particular en lo relacionado al sector minero – energético. Sin embargo, la recuperación de la economía de Estados Unidos, sumada a la incertidumbre por el ciclo electoral en América Latina y la caída en los precios de materias primas, en particular del petróleo y el carbón, han deteriorado la percepción de riesgo en economías emergentes, lo que se ha reflejado en una depreciación de sus

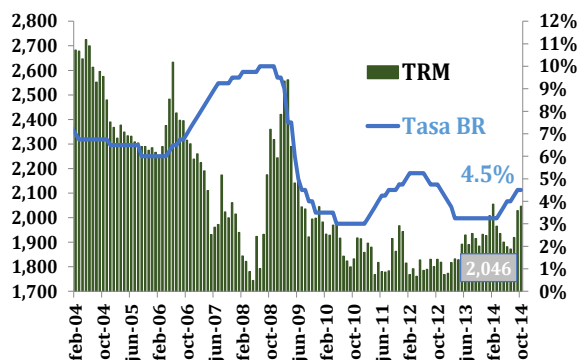
monedas, aspecto al que no ha sido ajeno Colombia.

Gráfica 2. IED y Participación Petróleo 2004 - 2014



Fuente: (FMI) – DANE – Cálculos UPME

Gráfica 3. Tasa Banco de la República Versus TRM 2004 - 2014



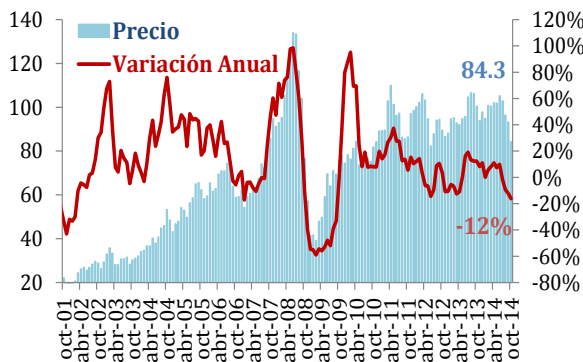
Fuente: (FMI) – DANE – Cálculos UPME

En el caso particular de Colombia, el país viene experimentando un repunte de su inflación, que se explica por la mayor variación en el ajuste de precios en bienes regulados, y presiones por el lado de la demanda interna.

La mayor preocupación sobre el desempeño del crecimiento económico a corto plazo proviene de la tendencia a la baja que experimenta el precio de las materias primas relacionadas con la energía. La caída de los

precios del petróleo WTI a niveles cercanos a 80 dólares y del Brent por debajo de ésta cifra son motivo de preocupación por cuantos las previsiones oficiales de los países productores en la estimación de sus ingresos fiscales para 2014 suponía un precio en un rango de 90 – 100 dólares.

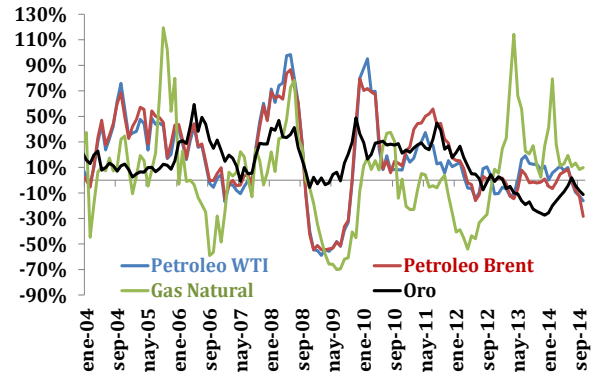
Gráfica 4. Petróleo WTI 2004 - 2014



Fuente: (Bloomberg) - UPME

La principal causa de la caída en los precios del petróleo es el aumento de la producción del petróleo en Estados Unidos, principal consumidor, estimulada por la tecnología de explotación de gas esquisto, aunque con mayores costos de producción, siendo éste aspecto el que consideran los analistas es limitante para que los precios del petróleo y el gas pudieran seguir bajando.

Gráfica 5. Variación Anual Precio Commodities 2004 – 2014

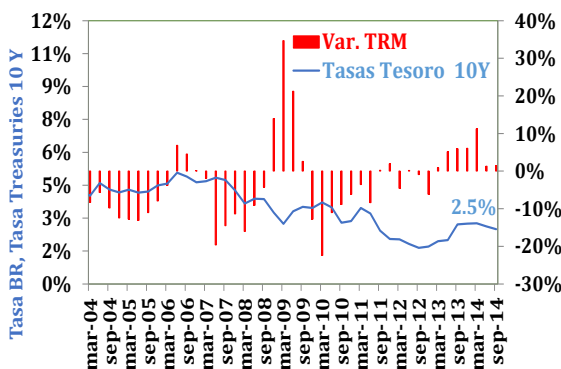


Fuente: (Bloomberg) - UPME

Así mismo, la desaceleración del crecimiento de China e India, con tasas proyectadas por debajo del 6% en los próximos 5 años, hace prever una disminución en el crecimiento de las importaciones de petróleo de éstos países, lo cual dificultaría un repunte sostenido de los precios a mediano plazo.

El principal amortiguador de la caída en los precios del petróleo sería la depreciación del tipo de cambio, el cual ha venido repuntando como consecuencia de una mayor percepción de riesgo en las economías emergentes, dada la disminución en el precio de materias primas, las cuales representan su mayor volumen de exportaciones, lo cual repercute de forma directa (negativa) en su dinámica de crecimiento económico; sin embargo, las importaciones de combustibles debido a las restricciones de refinación, podrían limitar la compensación en ingresos vía TRM.

Gráfica 6. Variación TRM – Tasas Tesoro 2004 - 2014

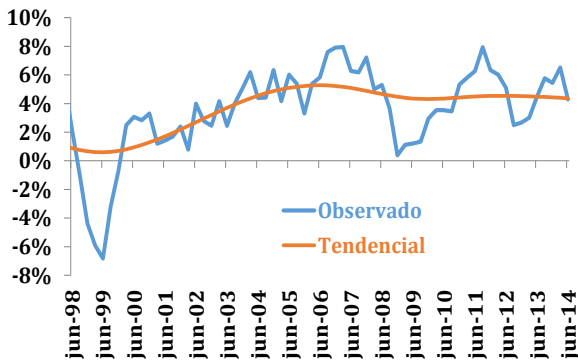


Fuente: (Bloomberg) – Cálculos UPME

### 1.1 Crecimiento Económico en Colombia

El crecimiento económico del segundo trimestre de 2014 (2T14) se situó en el 4,3%, inferior 2,25% al exhibido durante el primer trimestre. El crecimiento estuvo impulsado por la construcción (10,2%), el sector financiero (6,1%) y servicio social (5,8%). Por su parte, los sectores que menos contribuyeron al crecimiento fueron Minería (- 2.2%) e Industrial (- 1,4%). En general, son los sectores intensivos en consumo de energía los que presentan el desempeño más discreto en materia de crecimiento en 2014.

Gráfica 7. Crecimiento Económico 2004 - 2014



Fuente: DANE – Cálculos UPME

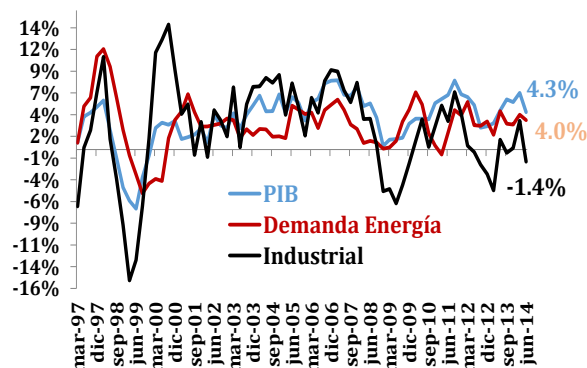
Si se examina la dinámica del crecimiento observado, la brecha de producto se viene

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](http://www.upme.gov.co)



reduciendo, lo que indica la terminación de una fase de auge en el ciclo, y el comienzo probable de una desaceleración por lo que un crecimiento superior al 5% no parece factible en el corto plazo.

Gráfica 8. Crecimiento Económico, Demanda de Energía y Crecimiento Industrial 2004 - 2014



Fuente: DANE – DNP – Cálculos UPME.

El contraste entre crecimiento económico, la demanda de energía y la actividad industrial, evidencia una pérdida de correlación entre las tres variables, de hecho la correlación entre demanda de energía y PIB ha bajado de 0,7 a 0,3 en las dos últimas décadas, dada la desaceleración de la industria.

## 2. SITUACIÓN ACTUAL Y PERSPECTIVAS DEL MERCADO MUNDIAL DEL GAS NATURAL

### 2.1 Análisis de Oferta

En 2013, la producción mundial de gas alcanzó los 3477 billones de metros cúbicos, bcm, lo que representó un aumento del 0,9% con relación a 2012. Los países de la OCDE con una producción de 1235 bcm, contribuyeron con el 365 de la producción mundial.

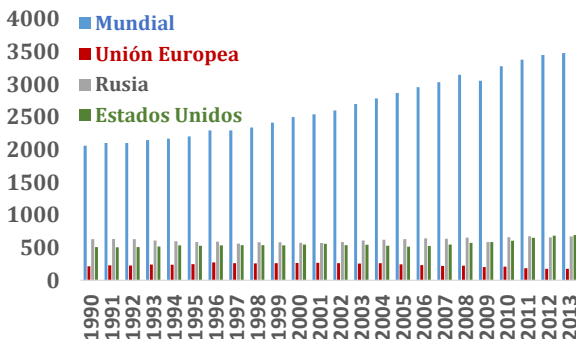
La producción mundial de gas es liderada por Estados Unidos y Rusia, que con 690 bcm y 669 bcm respectivamente, fueron los países con mayores niveles de producción en 2013;



éstos dos países que en suma controlan el 40% de la oferta de gas (Gráficas 9 – 10), cifra que se ha mantenido relativamente constante durante los últimos 10 años.

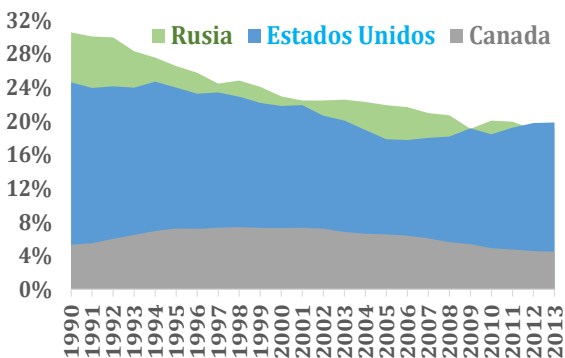
Distantes en el volumen de producción, secundan a éstos países Canadá, China y Noruega que controlan el 11% de la oferta mundial. Cabe resaltar que Canadá, tercer productor mundial no ha conseguido desde 2006 (cuando alcanzó los 188 bcm) incrementar su producción, mostrando el contrario, una tendencia decreciente, siendo su producción en 2013 el 83% del nivel que registraba hace 8 años.

**Gráfica 9. Volumen Producción Mundial Gas Natural (bcm) 1990 – 2013**



Fuente: (International Energy Agency)– Cálculos UPME

**Gráfica 10. Oferta Mundial de Gas Natural. Principales Productores 1990 – 2013**



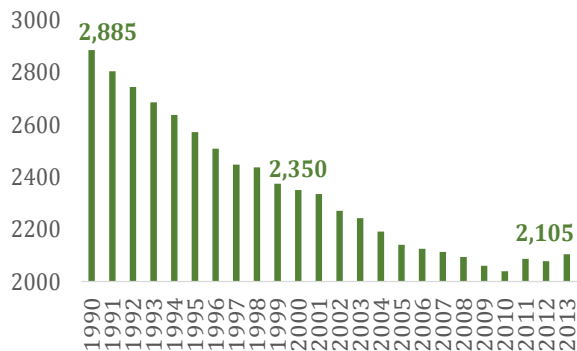
Fuente: (International Energy Agency)

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](http://www.upme.gov.co)

Al revisar el índice de concentración de mercado Herfindahl – Hirshman (Gráfica 10), se infiere una concentración moderada (índice entre 1500 y 2500), aspecto que muestra el poder de mercado en la fijación de precios de los principales productores.

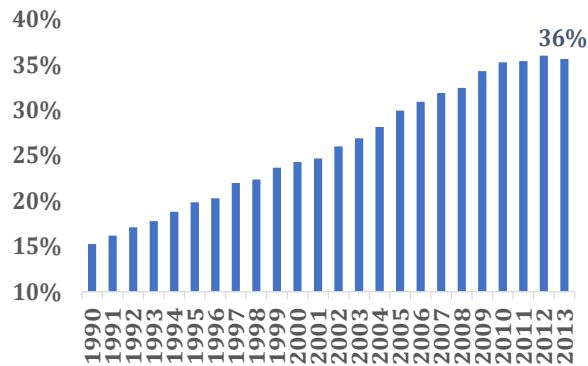
La producción de gas proveniente de mercados alternos (Asia, Medio Oriente, Latinoamérica – Latam y África) que se había venido incrementando desde hace 2 décadas, muestra desde 2009 un estancamiento en su participación de la oferta, alrededor del 35% (Gráfica 11).

**Gráfica 11. Concentración Mercado de Gas (índice Herfindahl – Hirshman) 1990 – 2013**



Fuente: (International Energy Agency)– Cálculos UPME

**Gráfica 12. Cuota Mercado de Gas Asia – Medio Oriente – Latam – África 1990 – 2013**

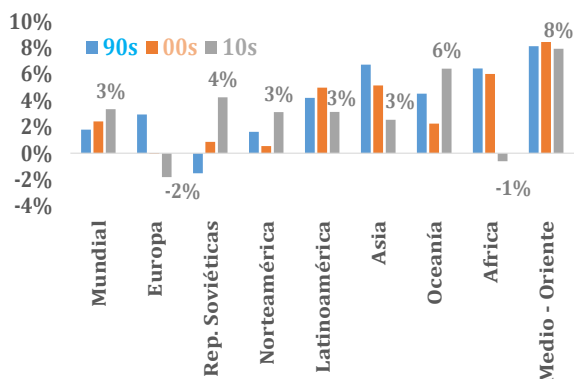


Fuente: (International Energy Agency)– Cálculos UPME

No obstante, las previsiones que se mostrarán posteriormente, indican que la posición dominante de EE. UU y Rusia se fortalecerá por su mayor oferta a mediano plazo, una mayor demanda mundial y mayor exceso de oferta en sus mercados internos.

Los análisis de firmas especializadas (Wood Mackenzie) sugieren que entre 2014 y 2030, el mayor crecimiento de la producción provendrá de Oceanía, Estados Unidos y Asia, que sustentarán en su mayoría, el incremento en la producción mundial de gas, la cual en el período en mención crecerá 50% pasando de 3,3 tcm nivel actual, a 4,8 tcm en 2030, destacándose además que la producción de gas por métodos no convencionales (gas esquisto) conducirá a que la producción de EE. UU rebase la de Rusia, aspecto que fortalecerá el precio Henry Hub como referencia del gas en el mercado mundial.

**Gráfica 13 Crecimiento Anual Promedio Oferta Mundial Gas 1990 – 2014**

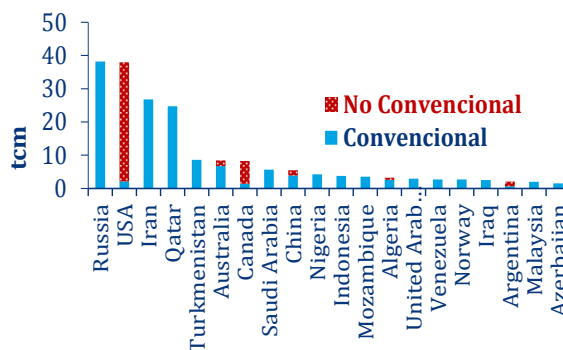


Fuente: (International Energy Agency) – Cálculos UPME

No obstante, sólo Norteamérica tiene una producción de gas dependiente de recursos no convencionales. Dada la mayor restricción fiscal y de legislación ambiental en la mayoría de países productores, es muy difícil que la industria no convencional supere su

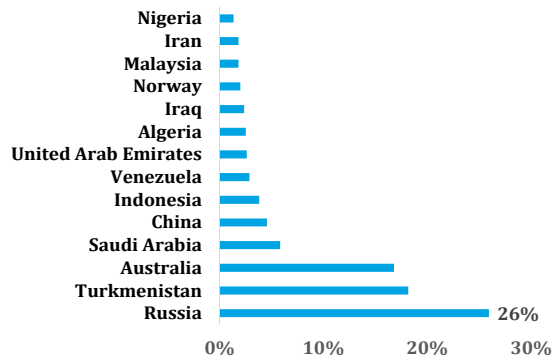
participación actual de 23% en la estimación de la oferta mundial de gas. Si se considera solamente la producción mundial de gas convencional, Rusia solo alcanza el 22%.

**Gráfica 14. Potencial de Producción de Gas**



Fuente: (Wood Mackenzie)

**Gráfica 15. Participación en la Producción Mundial del Gas Convencional**



Fuente: (Wood Mackenzie)

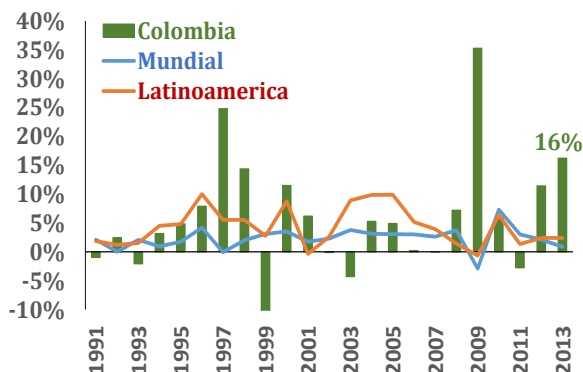
Si se revisa la dinámica de crecimiento de gas en los últimos 25 años (Gráfica 16), ha sido Medio Oriente, Oceanía y Rusia (junto a países de la antigua Unión Soviética) los que más han dinamizado su producción. Latinoamérica aunque ha crecido en 3% su producción de gas durante la presente década, es un nivel aun distante para el que requiere a largo plazo, si pretende asegurar su



autosuficiencia para consumo interno y esfuerzo exportador.

mundial de gas una participación incluso 50% aproximadamente inferior a la que tiene en Petróleo.

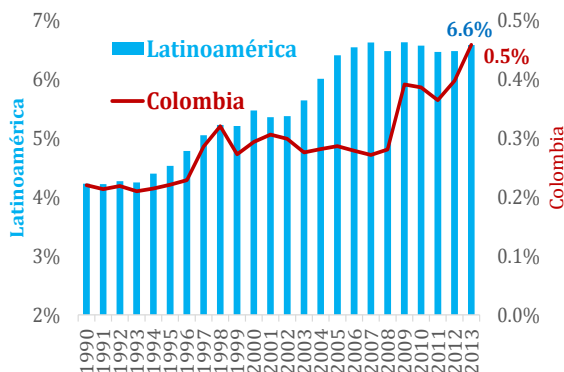
**Gráfica 16. Crecimiento Anual Promedio Oferta Mundial Gas 1990 – 2014**



Fuente: (International Energy Agency) – Cálculos UPME

El contraste entre dinámicas de crecimiento evidencia que Colombia está por encima de Latinoamérica, aunque exhibiendo una mayor volatilidad en su nivel de producción anual.

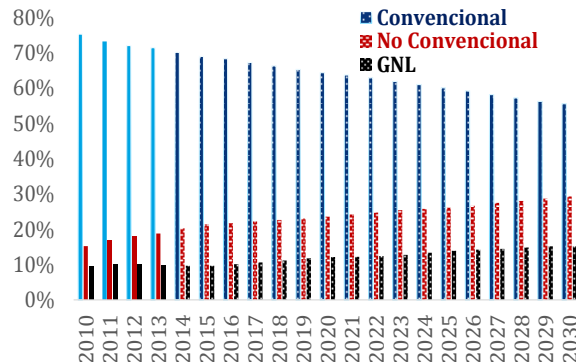
**Gráfica 17. Participación Colombia en Oferta Mundial Gas 1990 – 2014**



Fuente: (International Energy Agency) – Cálculos UPME

No obstante, debe señalarse que la incidencia de Latinoamérica (aunque ha aumentado su participación en el mercado mundial) sigue siendo baja, donde Argentina y México contribuyen con el 50% de la producción regional, y que Colombia tiene en la oferta

**Gráfica 18. Distribución Oferta GAS a mediano plazo por tipo de Producción**



Fuente: (Wood Mackenzie)

La distribución de la oferta en el largo plazo seguirá soportada en el gas convencional, aunque su participación se estima se reducirá del 75% al 56%, mientras el GNL doblaría su contribución (pasando del 10% al 15% del total) en la oferta.

No obstante, se debe señalar que los mayores costos asociados al gas no convencional y el GNL, conducirán a una reducción del mark-up (margen) de la producción, lo que puede inducir a una reducción del número de potenciales productores, máxime con la fuerte dinámica del consumo en las últimas tres décadas.

Además, los costos de la tierra, los impuestos, y la legislación ambiental son barreras de entrada que complicarían el crecimiento de la producción en países diferentes a Rusia, EE. UU, China y Canadá. De hecho las reservas de gas con menores costos de exploración garantizando al menos un retorno al inversionista del 15%, muestran que Rusia, Asia Central y Oriente Medio siguen siendo las

zonas de mayor reserva que brindan a las compañías, la mayor influencia sobre el nivel de precios.

Las previsiones señalan que Australia, el oriente de África (en GNL), Nigeria, Libia y Brasil tienen las mejores previsiones de producción con el mayor retorno al inversionista dentro de los países productores no tradicionales de mayor potencial de crecimiento con rango ubicado en 3 – 5 dólares /MBTU de costos a precio de equilibrio (umbral de rentabilidad). (Wood Mackenzie).

No obstante, en China, Rusia, Medio Oriente, Norteamérica y Asia Central se encuentran los proyectos con un impacto significativo en la determinación de la oferta y precio del gas (Tabla 3). La oferta de gas, en particular para el caso de Latinoamérica, estará condicionada a largo plazo al ajuste de la normatividad ambiental, la regulación de precios, y la capacidad financiera como de asociación del Gobierno junto al sector privado para respaldar inversiones de mayor cuantía que requieren la producción no convencional y el GNL.

**Tabla 3. Principales proyectos de gas con impacto positivo a mediano plazo**

Zona	Política
China	Reforma Precios Gas 2013
Rusia	Acuerdo con China para transporte desde el este de Siberia. Exploración Off – Shore anunciada por las principales firmas. Incrementado de la inversión de la principal empresa petrolera Rosneft
Medio Oriente	Reducción de sanciones a Irán y búsqueda acuerdos de armas nucleares

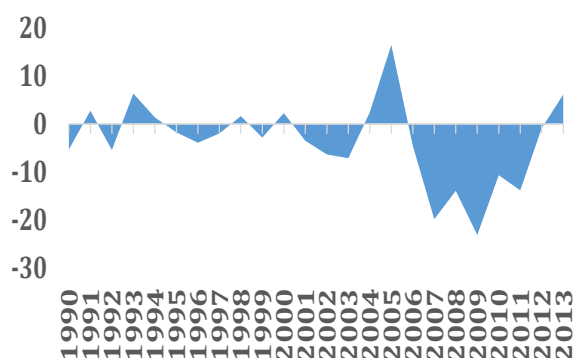
Zona	Política
EE. UU y Canadá	Aprovechamiento de gas residual e incremento en operaciones de producción de GNL
Asia Central	Exploración de 14 pozos en Uzbequistán

Fuente: (Wood Mackenzie)

## 2.2 Demanda y Dinámica de Consumo

Al contrastar los saldos de exportaciones con importaciones del mercado mundial, se plasma la fuerte dinámica de crecimiento del consumo en las últimas dos décadas, generándose excesos de demanda, los cuáles sustentan el mayor crecimiento del nivel de precios del gas hasta 2013 (Gráfica 19).

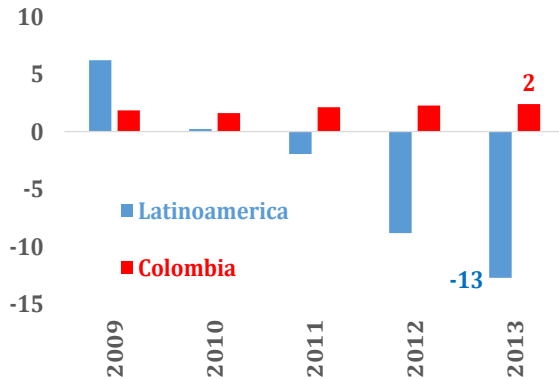
**Gráfica 19. Balanza Comercial de Gas (bcm)**



Fuente: International Energy Outlook – Cálculos UPME

Es evidente que los menores costos, los estímulos tributarios y el rápido ajuste de la tecnología al gas, han acelerado su consumo.

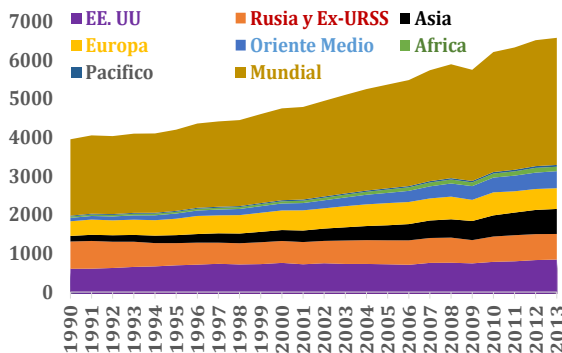
**Gráfica 20. Saldo Comercial Gas Colombia y Latinoamérica (bcm)**



Fuente: (International Energy Agency) – Cálculos UPME

Para Colombia, su balanza comercial se ha incrementado levemente, a diferencia del caso de Latinoamérica, donde es evidente la creciente dinámica de consumo y el deterioro que ha generado ello en el balance neto de gas en la región (Gráfica 20).

**Gráfica 21. Consumo de Gas. Principales Regiones (bcm)**

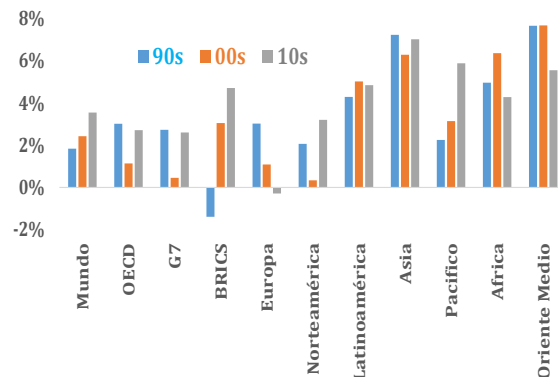


Fuente: (International Energy Agency)– Cálculos UPME

Al detallar el comportamiento del consumo, éste exhibe tendencia creciente en todas las regiones y pone de manifiesto, el rol decisivo como demanda, de Europa, Estados Unidos y Rusia, y en menor grado de Oriente Medio, región que en gas tiene una dinámica de

consumo aun distante a la que presenta de petróleo (Gráfica 21).

**Gráfica 22. Crecimiento del Consumo de Gas. Principales Regiones**



Fuente: (International Energy Agency) – Cálculos UPME

En promedio, el crecimiento del consumo se ha multiplicado por dos, del 1,8% anual en los noventa, al 3,5% en la década actual, siendo Brasil el país que más aceleró su consumo de gas, pasando de una tasa del 7,2% al 17,9%, en el mismo lapso.

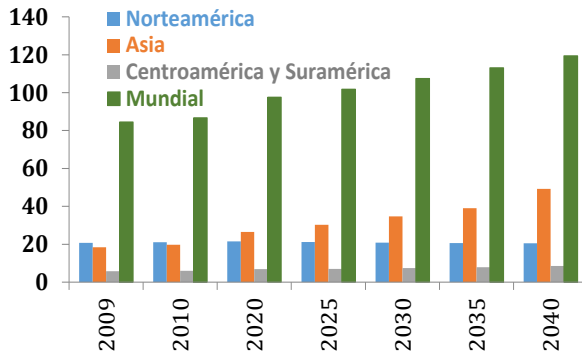
Al explorar la dinámica del crecimiento por décadas en los últimos 30 años, sobresalen economías emergentes, Asia, Oriente Medio y Latinoamérica, como las regiones que más crecen en la presente década, mostrando un significativo avance con relación a las demás regiones. El consumo solamente se ha desacelerado en Europa como reflejo de la contracción de la demanda interna en ésta región por la recesión en que ha transitado desde 2008.

### 2.3 Gas No Convencional y GNL

El consumo de gas natural licuado (GNL) exhibe una significativa dinámica de crecimiento en Estados Unidos y Asia (Gráfica 23). Para 2020 se espera que el consumo de GNL alcance los 98 millones de barriles por

día, lo cual significa un aumento del 13% respecto al nivel de 2010.

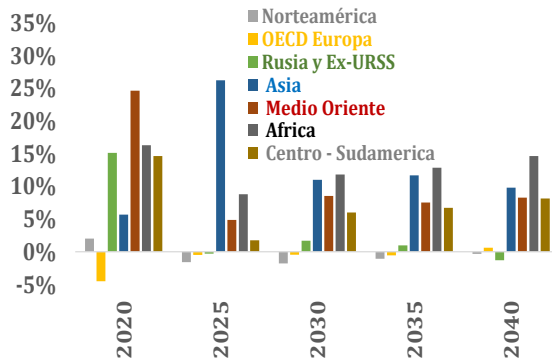
Gráfica 23. Producción Mundial de GNL



Fuente: (International Energy Agency) – Cálculos UPME

Las proyecciones de crecimiento del consumo de GNL revelan que su dinámica se va a contraer en las próximas décadas, lo cual estaría asociado a las mayores restricciones ambientales y el menor potencial de los países productores para el aumento de la generación de GNL.

Gráfica 24. Crecimiento de GNL



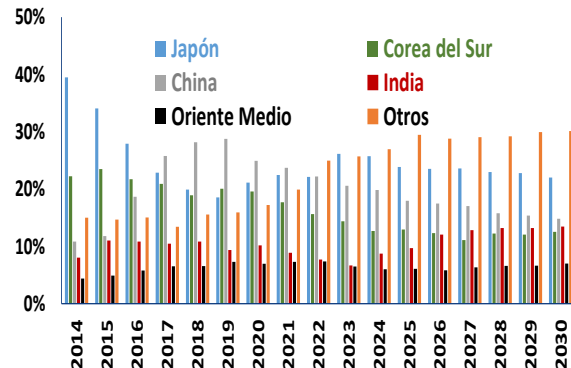
Fuente: (International Energy Agency) – Cálculos UPME

En Europa, el crecimiento de la demanda de GNL está restringido por la menor dinámica de crecimiento de la economía en la región, y el relativo alto precio del GNL con relación a otros combustibles.

La dinámica de crecimiento en Estados Unidos se mantiene fuerte gracias a los bajos precios internos, lo cual está produciendo un desplazamiento del sector energético, al desestimular la producción y uso industrial del carbón.

En el caso de Asia, las restricciones para el incremento del consumo pasan por la carencia de infraestructura para el consumo doméstico, y un mayor rezago en el proceso de reconversión industrial intensivo en GNL. Las previsiones a 2030 indicarían que la participación de China y Japón tenderá a disminuir, de manera simultánea con un fuerte crecimiento del consumo en India.

Gráfica 25. Composición Demanda GNL Asia

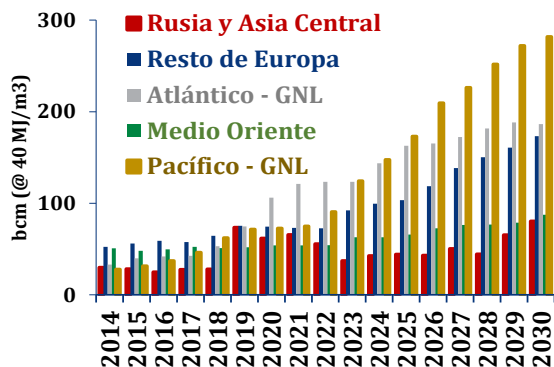


Fuente: (Wood Mackenzie) – Cálculos UPME

## 2.4 Previsiones de Oferta y Demanda

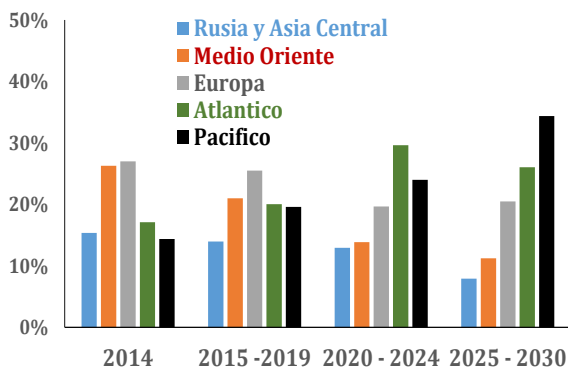
La oferta mundial de gas se prevé alcanzará los 800 bcm en 2030 aproximadamente 4 veces el nivel de la producción actual, liderada por la exploración en el Pacífico (Gráfica 26 y Gráfica 27)

Gráfica 26. Oferta Potencial Gas



Fuente: (Wood Mackenzie)

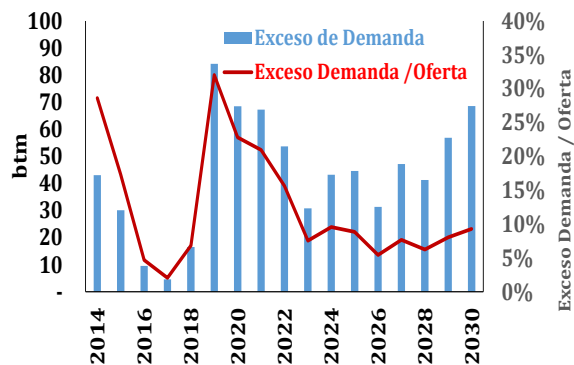
Gráfica 27. Distribución Geográfica Oferta Potencial de Gas



Fuente: (Wood Mackenzie)

La distribución geográfica señala que el Pacífico será la zona donde se concentre la oferta potencial de gas, con aproximadamente el 34% de la producción total, acompañada de una reducción significativa en la participación de Medio Oriente, Europa y Rusia. El crecimiento de la producción del Pacífico estará liderada por las exploraciones en Estados Unidos y Australia y condicionada al aumento en la generación de gas convencional, como ha sucedido en la última década.

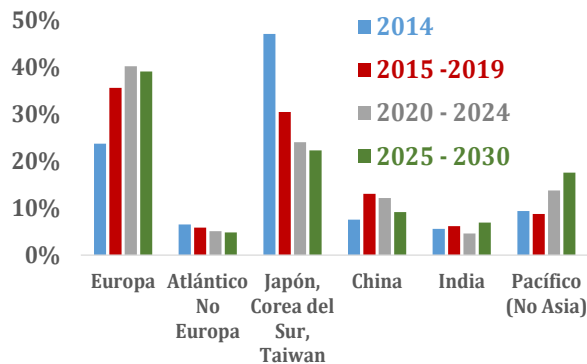
Gráfica 28. Previsiones Exceso de Oferta Gas



Fuente: (Wood Mackenzie) – Cálculos UPME

Al contrastar con las previsiones de demanda, se estima habrá un exceso de oferta de 69 bcm en 2030, siguiendo a una tendencia creciente desde 2017; el exceso de oferta representa el 9% de la producción mundial. La estimación de un exceso de oferta genera expectativas de una tendencia a la baja en los precios de gas, lo cual para el caso de países productores podría implicar la revisión de los esquemas de subsidio y regulación de precios, dado que en un entorno de precios bajos o con tendencia a la baja, los incentivos fiscales generan un mayor gasto para el Estado.

Gráfica 29. Previsiones Composición Demanda de Gas

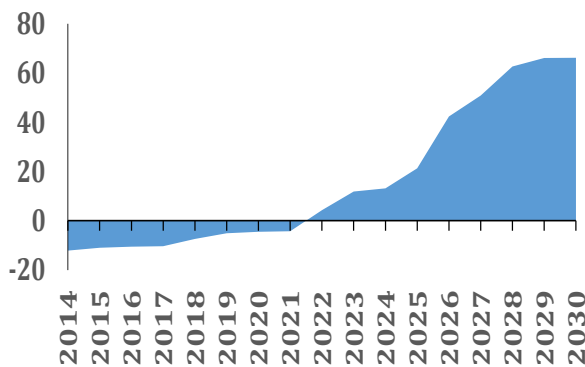


Fuente: (Wood Mackenzie)– Cálculos UPME

Así mismo, la dinámica de la oferta y la demanda de gas estará condicionada a lo que

suceda con el comportamiento de la producción y consumo en EE. UU dado el fuerte impulso que ha tenido la exploración con gas de esquisto y el programa de autosuficiencia energética que ha sido impulsado desde la década pasada.

**Gráfica 30. Proyección Producción Neta de Gas EE. UU (bcm)**



Fuente: (Wood Mackenzie)– Cálculos UPME

El saldo de la producción neta de gas que resulta de restar las importaciones a la producción nacional, revela que en los próximos 15 años, Estados Unidos pasará de un déficit de 12 bcm a un superávit de 66 bcm (Gráfica 30).

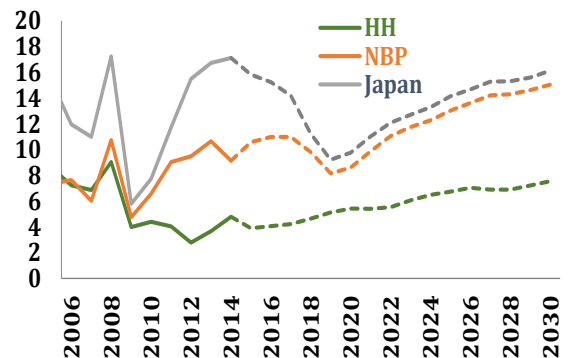
La transición de EE. UU de país importador a país exportador de gas, generará un cambio en la dinámica de los precios mundiales, los cuales se analizarán en el numeral 2.5, por cuanto Estados Unidos está produciendo gas a menor costo, que al trasladarlo al mercado mundial le puede dar margen para mantenerse por debajo del mark – up de Rusia, Noruega, Australia, y afectar además, a pequeños exportadores como Brasil, Argentina, Bolivia o Colombia, países que dependen de un precio alto de cotización para sustentar la rentabilidad de los inversionistas.

## 2.5 Análisis de Precios y de la Elasticidad Precio – Demanda Mundial de Gas

Los precios de gas se hallan en un mínimo histórico, en lo que ha incidido el aumento de inventarios, la mayor producción, la mayor generación de gas no convencional y los estímulos que a través de subsidios se han implementado para desestimular el uso del carbón en la producción industrial.

Se estima que el precio referencia de los mercados mundiales, el Henry Hub (HH) cierre 2014 en USD 4,8, el cual representa un nivel equivalente al 60% del precio del gas hace 10 años (Gráfica 31). La referencia NBP aunque por encima del HH, también ha tenido una importante reducción en el último año, bajando de USD 10,6 a USD 9,1. En el caso de Japón, sigue siendo el precio de referencia mayor, con tendencia al alza, estimando su cierre 2014 en USD 17,1.

**Gráfica 31. Precio Mundial de Gas (USD)**



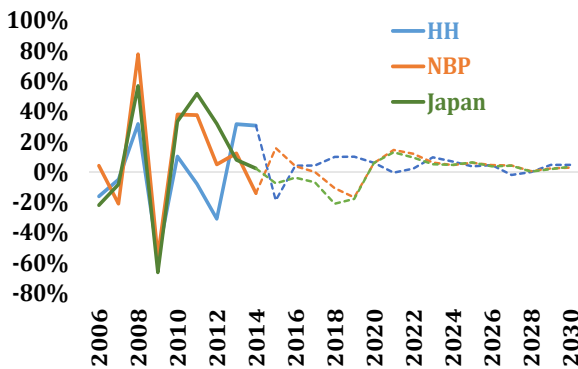
Fuente: (Wood Mackenzie)– IEA

No obstante, las previsiones señalan un repunte en el precio del gas (sujeto a la producción y autosuficiencia que EE. UU alcance) debido a los mayores costos que para países como Rusia, China o Noruega, representa la exploración con gas esquisto y no convencional, así como del GNL.

Al finalizar la década, se estima que el precio del HH se ubique en USD 5,4, mientras las referencias NBP y Japón se sitúen en 8,6 y 9,8 niveles aún por debajo de los precios pre – crisis, lo que sumado con los crecientes costos de exploración, infieren una reducción en el margen para los países productores.

La fuerte variación en el rango, denota la gran volatilidad que el precio del gas ha tenido en los últimos 8 años (Gráfica 32).

Gráfica 32. Variación de Precio Mundial Gas

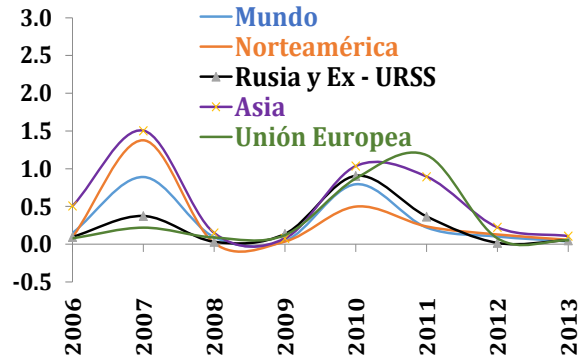


Fuente: (Wood Mackenzie) – Cálculos UPME

Si bien el precio HH ha tenido un aumento de 31% en el último año, obedeció a una coyuntura particular, el invierno más fuerte de Estados Unidos, lo que incrementó la demanda de energía, y el mayor consumo de gas en los hogares.

No obstante, la variación promedio del precio HH en los últimos 10 años fue del 1%, mientras en las referencias NBP y Japón fue 9% y 10% respectivamente. Considerando una inflación mundial promedio alrededor del 2%, el precio HH se torna más competitivo y accesible, lo que explica el mayor crecimiento de la demanda de gas en EE. UU, y por otra parte, el menor crecimiento de la demanda en Europa.

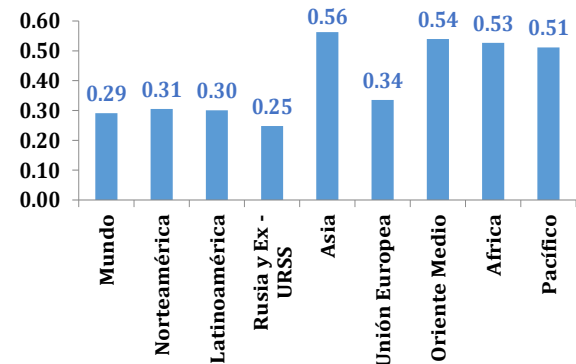
Gráfica 33. Evolución Histórica de la Elasticidad Precio Demanda 2006 – 2013



Fuente: (Wood Mackenzie) – Cálculos UPME

La evolución reciente de la elasticidad precio – demanda del gas para las principales regiones consumidoras, indica excepto 2007, una demanda inelástica, insensible al precio (Gráfica 33). La elasticidad precio – demanda que llegó a ser de 0,89 para 2007, se sitúa en 2013 en 0,04. Esto significa, que mientras hace 7 años un aumento del 1% del precio podría reducir hasta en 0.89% la demanda, hoy ese mismo aumento del precio apenas afectaría la demanda en 0.04%.

Gráfica 34. Promedio Mundial Elasticidad Precio – Demanda 2005 – 2014



Fuente: (Wood Mackenzie) – Cálculos UPME

Un comparativo histórico de los últimos 10 años (Gráfica 34), revela que la elasticidad se

ubica en niveles entre 0,29 y 0,56, rango que a todas las regiones ubica como demandas de gas inelásticas respecto al precio. Para el caso de Norteamérica y Rusia se exhiben las menores elasticidades, esto implica, ser las regiones con mejor capacidad de respuesta de la demanda frente a cambios en los precios, lo que es consistente con el mayor crecimiento del consumo de gas que estas regiones exhiben.

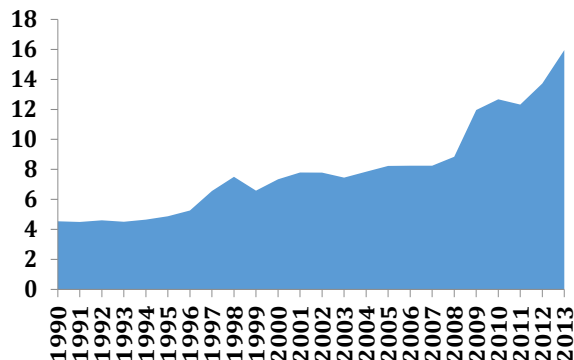
Incluso, para los últimos dos años, la elasticidad precio – demanda se ubicó para Norteamérica en 0,13 y 0,06, lo cual es diciente de las mayores oportunidades que para el gas brinda este mercado, en un contexto de mayor producción y reducción de costos, lo cual puede dar mayor margen para una vocación exportadora de Estados Unidos, que a mediano plazo puede, como lo muestran las proyecciones, conducir al aumento del precio HH, dado que implicará la reducción en el mercado interno del exceso de oferta de gas a niveles mínimos, situación similar para Rusia, Medio Oriente y Asia.

### 3. MERCADO DE GAS NATURAL EN COLOMBIA: EVOLUCIÓN. COYUNTURA Y PREVISIONES DE MEDIANO PLAZO

#### 3.1 Caracterización de la Oferta

La producción de gas de Colombia en 2013 alcanzó un nivel de 16 (bpm), cifra que muestra que el país ha multiplicado por 4 aproximadamente su nivel de producción desde 1990 (Gráfica 35). Ello constituye un avance aunque insuficiente para garantizar la autosuficiencia del país en gas a mediano plazo

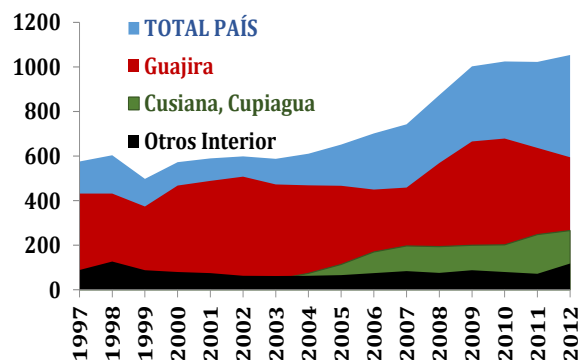
Gráfica 35. Producción de Gas (bpm) Colombia 1990 – 2013



Fuente: (International Energy Agency) – Cálculos UPME

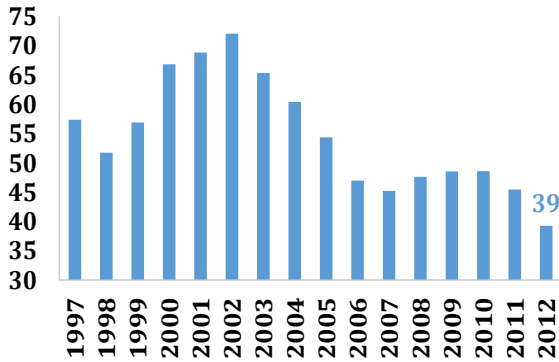
La producción de Gas se concentra en los campos de Guajira y Cusiana, que en la actualidad constituyen el 56% y 25% respectivamente, de la producción nacional. No obstante, la estimación del índice de Herfindahl – Hirshman muestra que entre 1997 y 2012, el índice de concentración bajó de 57 a 39, lo que infiere un incremento en la producción de gas en los demás campos de costa e interior (Gráfica 36 y Gráfica 37), lo que hace referencia a la producción en Barranca, Tolima, Huila y Llanos.

Gráfica 36. Producción de Gas (MPCD) por Regiones, Colombia 1990 – 2013



Fuente: (International Energy Agency) – Cálculos UPME

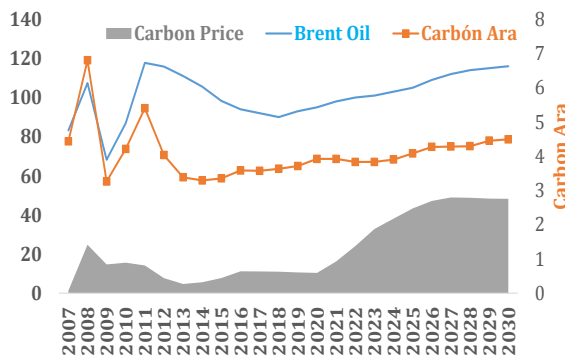
**Gráfica 37. Concentración de la Producción de Gas (índice Herfindahl – Hirshman)**



Fuente: (International Energy Agency)– Cálculos UPME

La producción de gas en Colombia no ha sido ajena a una dinámica de precios mundiales de la energía que ha favorecido al gas por su menor precio relativo (Gráfica 38).

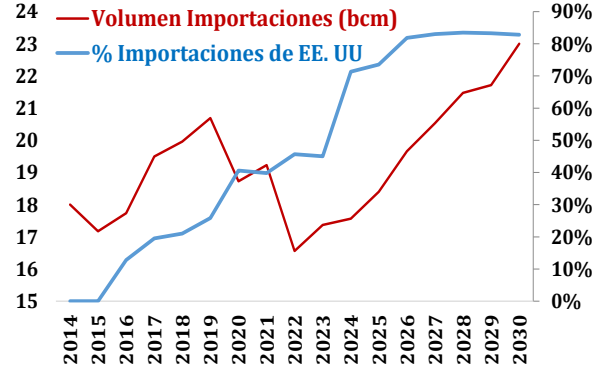
**Gráfica 38. Precios Mundiales de Energía Sustitutos Cercanos al Gas**



Fuente: (International Energy Agency) – Cálculos UPME

La reducción en costos que genera para las empresas y los hogares el uso del gas, ha motivado un incremento en la demanda que ha estimulado la exploración de gas en el país, aunque con una dinámica inferior al crecimiento del consumo.

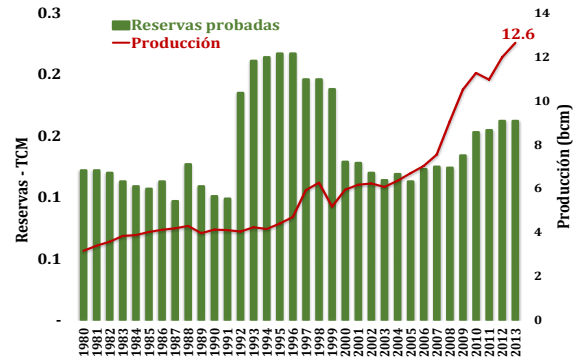
**Gráfica 39. Proyección a Mediano Plazo Importaciones de Gas (bcm) Suramérica**



Fuente: (International Energy Agency) – Cálculos UPME

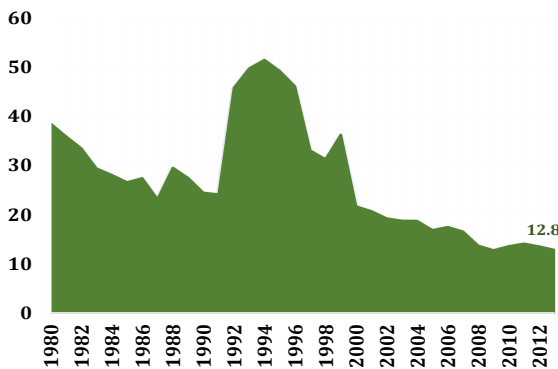
Un reflejo del fuerte impulso del consumo de gas lo revela Suramérica al incrementar su demanda por importaciones de Gas, las cuáles se prevé se incrementen en un 30% en los próximos 15 años, y que además, estarán explicadas en dicho lapso por un acelerado incremento de la demanda de gas de EE. UU.

**Gráfica 40. Reservas – Producción Gas Colombia (bcm)**



Fuente: (International Energy Agency) – Cálculos UPME

**Gráfica 41. Razón Reservas – Producción Gas Colombia**



Fuente: (International Energy Agency) – Cálculos UPME

Aunque la razón de reservas sobre producción de gas, actualmente en 12.8, está por encima del promedio de Latinoamérica, su tendencia decreciente se ha acelerado dramáticamente de forma notable desde 1994, lo cual es aún más preocupante si se tiene en cuenta que la producción se ha multiplicado por 4 los últimos 20 años, lo que evidencia la fuerte expansión del consumo interno, impulsado por hogares y empresas, dejando en evidencia que Colombia aun no puede asegurar la autosuficiencia de gas a mediano plazo (Gráfica 40 y Gráfica 41).

Además, como se señaló en el informe del pasado mes de julio, el gas natural en Colombia tiene una vocación que tiende más a la atención del mercado interno, exportando sólo el 13,4% de su producción, principalmente con destino a Venezuela.

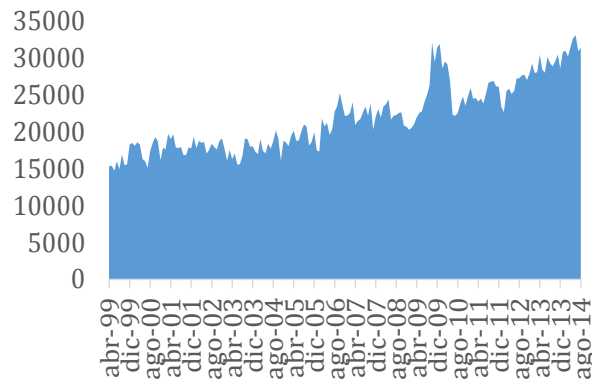
### 3.2 Caracterización de la Demanda

#### 3.2.1 Principales Consumidores

El Consumo de gas alcanzó en agosto de 2014, un nivel de 31394 MPCD que representa un crecimiento total anual del 7%, de 5,4% sin

contar termoeléctricas (TE) y 9,4% sin contar TE y Ecopetrol (Gráfica 42 y Gráfica 43).

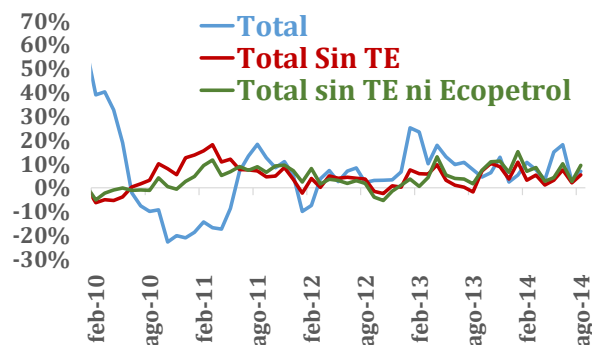
**Gráfica 42. Demanda Gas Colombia (MPCD)**



Fuente: Cálculos UPME

Por sectores de consumo, la mayor dinámica la presentó TE con 10,4%, el gas natural comprimido (GNC) con 7,4% y uso doméstico con 6,1%. El crecimiento del consumo de la industria fue sólo del 4,5%, mientras el consumo que presentó contracción fue el de Ecopetrol, por autosuficiencia, al reducirse en 11%.

**Gráfica 43. Crecimiento Anual Demanda Gas por Componentes en Colombia**

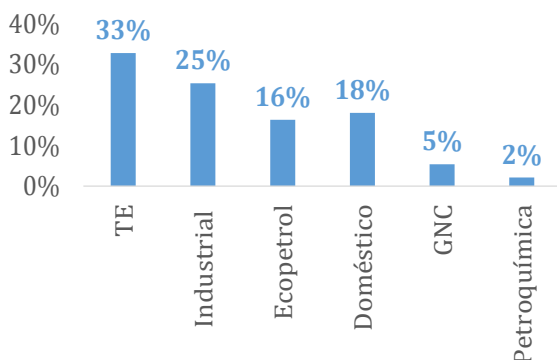


Fuente: Cálculos UPME

En Colombia históricamente, son las TE, el componente con mayor participación en el

consumo de gas, seguido del sector industrial y el consumo doméstico (Gráfica 44).

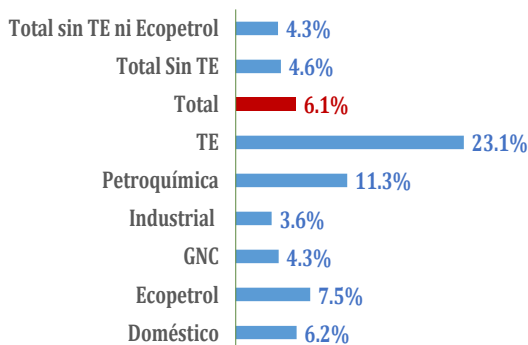
**Gráfica 44. Participación Porcentual Promedio Demanda Gas por Componentes Colombia**



Fuente: Cálculos UPME

En una perspectiva histórica del crecimiento del consumo de gas por sectores (Gráfica 45), el sector con el mayor crecimiento de consumo es TE (23,1%), seguido del sector petroquímico (11,3%), Ecopetrol (7,5%) y Doméstico (6,2%), siendo la industria quien presenta el menor crecimiento (3,6%) No obstante, la dispersión entre participaciones y crecimiento promedio, indican una alta volatilidad del consumo histórico, como lo evidencia la variación relativa en cada sector (Gráfica 46).

**Gráfica 45. Crecimiento Promedio Anual 1998 – 2014 Demanda Gas por Componentes Colombia**

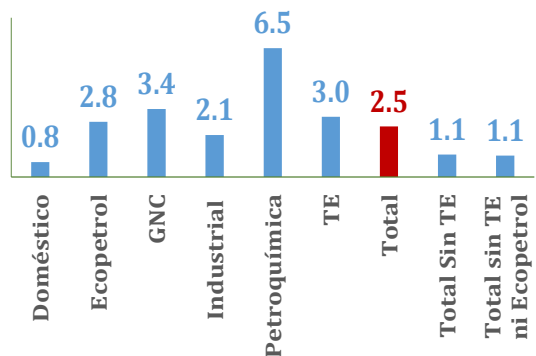


Fuente: Cálculos UPME

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](http://www.upme.gov.co)



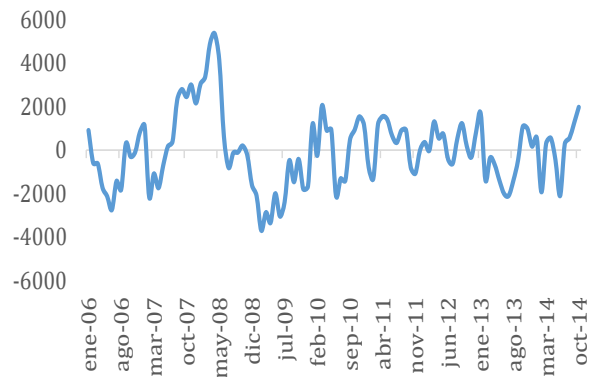
**Gráfica 46. Variación Relativa Histórica de Consumo de Gas en Colombia por Sectores**



Fuente: Cálculos UPME

De acuerdo al coeficiente de variación, determinado a partir de la relación entre la desviación estándar y el promedio histórico del consumo, los sectores con la mayor volatilidad de consumo han sido el sector petroquímico, el GNC, Ecopetrol y el sector industrial, reflejando las bruscas variaciones que ha tenido, en particular, condicionado a la dinámica de la actividad económica en cada sector, y las variaciones de clima, que en el caso del fenómeno del niño, obligan a suavizar el consumo por la mayor restricción en la oferta disponible de gas (Gráfica 46).

**Gráfica 47. Ciclo Consumo de Gas Colombia**



Fuente: Cálculos UPME



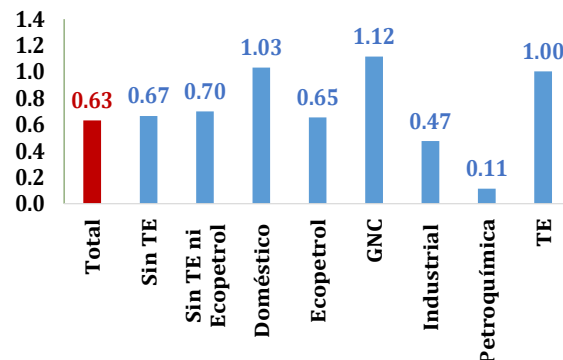
La dinámica del ciclo del consumo evidencia una tendencia a su recuperación luego de la fuerte desaceleración de 2008 (Gráfica 47), altamente correlacionada con la dinámica del ciclo económico colombiano.

### 3.2.2 Elasticidad Precio – Demanda del Gas en Colombia y comportamiento histórico de precios

El informe reciente sobre Demanda de Energía mostró estimaciones en cuanto el comportamiento inelástico de ésta demanda con relación al precio. Este comportamiento es consistente con un servicio que no tiene sustituto cercano con la suficiente capacidad de cobertura y prestación de servicios para reemplazarla como el Gas.

Por tanto, es evidente que el consumo de gas a priori, por tener un sustituto cercano como es el caso de la energía eléctrica, y tener más restricciones por acceso y utilidades, debiera tener una mayor elasticidad precio demanda. En efecto, las estimaciones puntuales de la elasticidad precio – demanda del gas para los últimos 4 años (2011 – 2014) despreciando los meses de enero a agosto de 2013 donde se dio un brusco efecto de corto plazo por cambios en la regulación de precios, muestran que aunque el consumo de gas en general es inelástico con respecto al precio (entre 0 y 1), algunos de los sectores intensivos en su consumo no lo son (Gráfica 48).

Gráfica 48. Elasticidad Histórica Precio –Demanda del Gas en Colombia



Fuente: Cálculos UPME

Los resultados de las estimaciones de elasticidad indican que un aumento del 1% en el precio del gas, producirían una disminución de 0,635 en su consumo.

Sin considerar termoléctricas, la elasticidad precio – demanda se incrementa en 0,035; sin termoléctricas ni Ecopetrol, la elasticidad sube al 0,7. Los sectores que revelan tener sensibilidad en la demanda frente a cambios en los precios son el GNC y el doméstico con 1,12% y 1,03%; esto implica, que un aumento en el 1% de los precios de gas produce en sector doméstico y GNC una variación más que proporcional en la demanda de gas (disminuye en 1,12% y 1,03% respectivamente).

Por su parte, el sector industrial al igual que acontece con la demanda de energía, presenta una demanda inelástica respecto al precio del gas (insensible), que se sitúa en 0,47%. Este comportamiento de la industria puede revelar que el gas como la energía pueden ser por costos barreras de entrada, pero las empresas que deciden adelantar sus procesos de producción demandando gas o energía según sus necesidades, se ajustan a

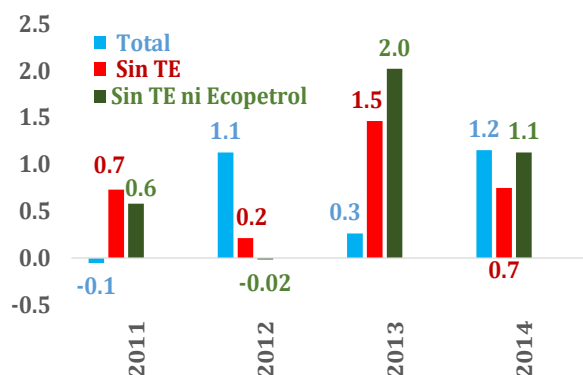
las condiciones del precio establecidas por el mercado.

Así mismo, se han presentado períodos de crecimiento de la demanda acompañada de aumentos en los precios, lo que muestra que la necesidad de demanda de gas hace que en períodos puntuales la ley de la demanda no se cumpla, y que ajustes hacia arriba en los precios, no generen per se un ajuste hacia arriba en el consumo.

El comportamiento reciente de la demanda muestra que las termoeléctricas son determinantes en el comportamiento de la elasticidad precio demanda; al omitirla, la elasticidad precio – demanda para 2014 se reduce de 1,2 a 0,7.

No obstante, la tendencia de la elasticidad precio – demanda omitiendo el consumo de TE y Ecopetrol (Gráfica 49), evidencia un repunte, haciendo que en los últimos tres años, la sensibilidad en la demanda de gas frente a cambios en los precios haya subido de 0,6 a 1,1, es decir mientras en 2011 un cambio puntual del 1% en los precios variaba las cantidades demandas de gas en 0,6%, esta variación a 2014 es 1,1%.

**Gráfica 49. Evolución Reciente Elasticidad Precio – Demanda del Gas en Colombia**



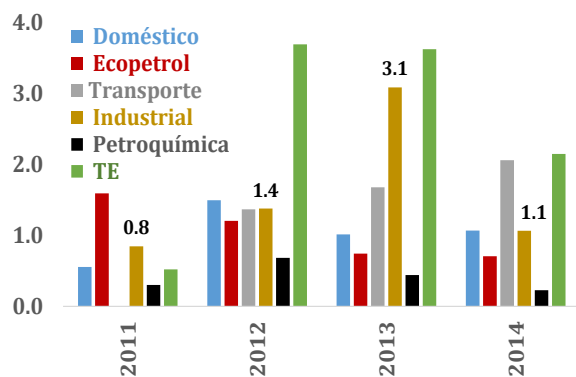
Fuente: Cálculos UPME

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](http://www.upme.gov.co)



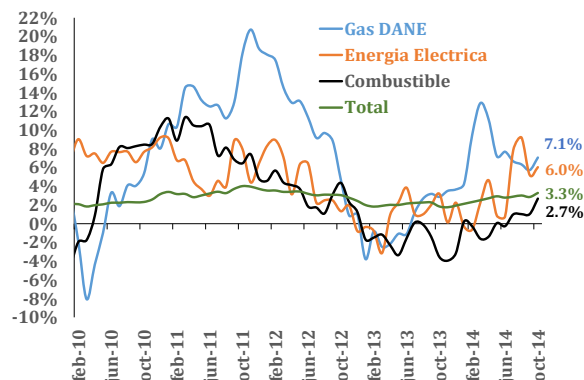
Cuando se considera la evolución reciente del Gas por sectores, se revela un repunte de la elasticidad de la industria y los hogares, presentando ambos sectores hoy una elasticidad por encima de 1, es decir, caracterizando una demanda más sensible a los precios del gas que hace 3 años.

**Gráfica 50. Evolución Reciente Sectores Elasticidad Precio – Demanda Gas Colombia**



Fuente: Cálculos UPME

**Gráfica 51. Variación Anual del Precio del Gas e Inflación Anual en Colombia 2010 – 2014**



Fuente: Cálculos UPME

Cabe señalar que el precio del gas está presentando desde el último trimestre de 2012 una tendencia al alza, siendo su variación interanual a octubre de 2014 del 7,1%, significativamente por encima de la



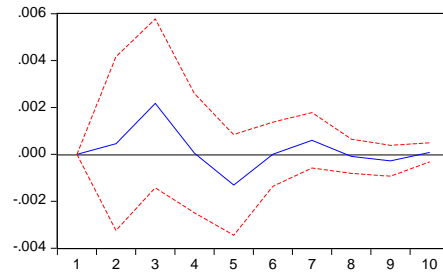
inflación actual (3,3%), el aumento de combustibles (3,3%) y la energía eléctrica (6%) lo que evidencia que el gas es hoy relativamente caro en la canasta de energía de las empresas y hogares (Gráfica 51).

Esta dinámica de tendencia al alza, es la que explica el repunte que se mostró de la elasticidad precio – demanda del gas en Colombia, particularmente en la industria y los hogares.

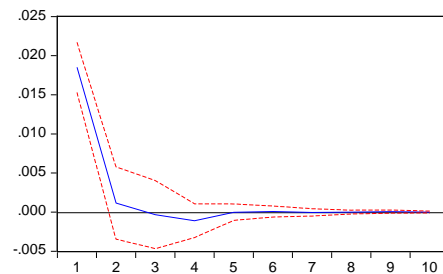
Las estimaciones impulso – respuesta para estimar el impacto de un choque en los precios del gas equivalente a una desviación estándar, reflejan claramente el impacto de corto plazo positivo (inflacionario) que tiene un aumento de los precios del gas sobre la energía eléctrica, los combustibles y el nivel general de precios de la economía.

**Gráfica 52. Respuesta Inflación Precios Energía a choque de precios Gas Colombia**

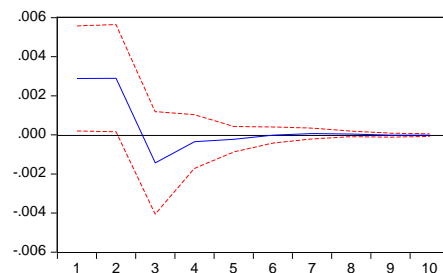
Response to Cholesky One S.D. Innovations  $\pm$  2 S.E.  
 Response of INFLACIONENERGIAELECTRIC to INFLACIONGAS



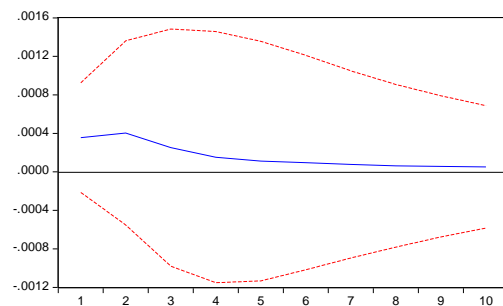
Response of INFLACIONGAS to INFLACIONGAS



Response of INFLACOMBUSTIBLES to INFLACIONGAS



Response of INFLACIONANUALIPC to Cholesky  
 One S.D. INFLACIONGAS Innovation



Fuente: Cálculos UPME

### 3.2.3 Análisis de Componentes Principales

Cuando se contrasta la variabilidad de grupos estadísticos con una característica común, el análisis de componentes principales resulta pertinente por cuanto contrasta de manera simultánea la dispersión de las variables como combinación lineal entre ellas, y su correlación.

**Tabla 4. Componentes Principales Demanda de Gas en Colombia**

Eigenvalores					
#	Valor	Diferencia	Proporción	Valor Acumulado	Proporción Acumulada
1	3,24	2,08	0,54	3,24	0,54
2	1,16	0,37	0,19	4,41	0,73
3	0,79	0,30	0,13	5,20	0,87
4	0,49	0,30	0,08	5,69	0,95
5	0,19	0,08	0,03	5,89	0,98
6	0,11	0,00	0,02	6,00	1,00

Eigenvectores						
Variable	PC 1	PC 2	PC 3	PC 4	PC 5	PC 6
TE	-0,21	0,60	-0,69	0,34	0,03	0,01
PQ	-0,13	0,68	0,71	0,13	0,03	0,04
IND	0,52	0,04	0,04	0,34	0,01	-0,78
GNC	0,51	0,05	0,00	0,28	-0,67	0,45
ECOP	-0,38	-0,41	0,17	0,81	0,08	0,09
DOM	0,52	0,03	-0,02	0,15	0,73	0,41

Correlación						
	TE	PQ	IND	GNC	ECOP	DOM
TE	1,00	0,20	-0,29	-0,27	0,02	-0,29
PQ	0,20	1,00	-0,14	-0,16	-0,02	-0,19
IND	-0,29	-0,14	1,00	0,87	-0,52	0,86
GNC	-0,27	-0,16	0,87	1,00	-0,54	0,80
ECOP	0,02	-0,02	-0,52	-0,54	1,00	-0,58
DOM	-0,29	-0,19	0,86	0,80	-0,58	1,00

Fuente: Cálculos UPME

El componente principal uno que es el más representativo por constituir el 54% de las variaciones de la demanda de gas, presenta una participación relevante de GNC, consumo industrial y consumo doméstico.

Esto implica que son estos tres sectores, los que más inciden en la dinámica del consumo total de gas nacional. Así mismo, el análisis de

correlación señala que la mayor correlación positiva se presenta entre GNC (uso vehicular) y gas industrial (0.86), es decir, su tendencia de consumo entre sí se afecta, en la misma dirección. Adicionalmente, se presenta una fuerte correlación entre consumo doméstico y gas industrial (0.85), como entre consumo doméstico y GNC (0.80).

Por su parte, la correlación entre Gas para uso industrial y GNC presentan una correlación negativa con Ecopetrol (-0.5). Es de inferir que cuando Ecopetrol por autosuficiencia, deje de consumir gas de los campos de Guajira y Cupiagua, el consumo de gas de industrias y vehicular tendría mayor margen para incrementarse.

**Tabla 5. Componentes Principales Precios**

Eigenvalores					
#	Valor	Diferencia	Proporción	Valor Acumulado	Proporción Acumulada
1	2,79	2,66	0,93	2,79	0,93
2	0,13	0,05	0,04	2,92	0,97
3	0,08	0,00	0,03	3,00	1,00

Eigenvectores			
Variable	PC 1	PC 2	PC 3
Precio Gas	0,58	-0,40	-0,71
Precio Energía	0,58	-0,41	0,70
Precio Combustible	0,57	0,82	0,00

Correlación			
	Precio Gas	Precio Energía	Precio Combustible
Precio Gas	1,00	0,92	0,88
Precio Energía	0,92	1,00	0,88
Precio Combustible	0,88	0,88	1,00

Fuente: Cálculos UPME

Un análisis similar de componentes hecho para los precios de gas, energía y combustibles evidencia la simetría de su volatilidad, y su fuerte correlación, por lo que se infiere que choques inflacionarios en gas se transmiten a la energía y los combustibles.

### 3.3 Análisis Econométrico de la Elasticidad Precio – Demanda

Las estimaciones de las elasticidades de la demanda con relación al precio del gas, que se hacen de forma puntual, se hicieron considerando un promedio para los valores obtenidos de elasticidad en cada mes.

No obstante, si se pretende estimar el valor de la elasticidad constante para una muestra, que permita resumir el comportamiento de la elasticidad precio – demanda para el período de estudio, la metodología recomendada es la corrida de un modelo log – log, donde se estima el logaritmo de la demanda de gas (alternativamente de la energía) en función de la demanda del precio del gas (o de bienes sustitutos o complementarios).

**Tabla 6. Resultados de Mediciones Econométricas  
Elasticidad Precio – Demanda Gas en Colombia**

Mediciones de Elasticidad			
Variable Explicativa	Variable Dependiente	Período	Elasticidad
Precio Gas (Índice DANE)	Demanda Total de Energía	2009-2014	Sustitución
Precio Energía (Índice DANE)	Demanda Total de Energía	2009-2014	Precio - Demanda
Precio Combustible	Demanda Total de Energía	2009-2014	Sustitución
Precio Gas (BP)	Demanda Total de Gas	2006-2014	Precio - Demanda
Precio Gas (Índice DANE)	Demanda Total de Gas	2009-2014	Precio - Demanda
Precio Gas (Índice DANE)	Demanda Gas Petroquímico	2009-2014	Precio - Demanda
Precio Gas (Índice DANE)	Demanda Gas Doméstico	2009-2014	Precio - Demanda
Precio Gas (Índice DANE)	Demanda Gas Ecopetrol	2009-2014	Precio - Demanda
Precio Gas (Índice DANE)	Demanda Gas Industrial	2009-2014	Precio - Demanda

Precio Gas (Índice DANE)	Demanda Gas GNC	2009-2014	Precio - Demanda
Precio Gas (Índice DANE)	Demanda Gas TE	2009-2014	Precio - Demanda

Mediciones de Elasticidad			
Variable Explicativa	Variable Dependiente	Valor	Conclusión
Precio Gas (Índice DANE)	Demanda Total de Energía	0.34	Sustitutos
Precio Energía (Índice DANE)	Demanda Total de Energía	0.51	Demanda Inelástica
Precio Combustible	Demanda Total de Energía	0.39	Sustitutos
Precio Gas (BP)	Demanda Total de Gas	0.06	Demanda Inelástica
Precio Gas (Índice DANE)	Demanda Total de Gas	0.31	Demanda Inelástica
Precio Gas (Índice DANE)	Demanda Gas Petroquímico	0.27	Demanda Inelástica
Precio Gas (Índice DANE)	Demanda Gas Doméstico	0.57	Demanda Inelástica
Precio Gas (Índice DANE)	Demanda Gas Ecopetrol	0.76	Demanda Inelástica
Precio Gas (Índice DANE)	Demanda Gas Industrial	0.49	Demanda Inelástica
Precio Gas (Índice DANE)	Demanda Gas GNC	0.34	Demanda Inelástica
Precio Gas (Índice DANE)	Demanda Gas TE	0.44	Demanda Inelástica

Fuente: Cálculos UPME

Los resultados (Tabla 6) indican que la demanda de gas es inelástica con relación al precio del gas, comportamiento que se replica en las demandas de gas por sectores. Esto infiere, que por una parte, la oferta “esculpe” la demanda, es decir, aprovechando la presencia como oligopolio, determina las condiciones de precio, no obstante que éste tenga una regulación por parte del Gobierno.

Así mismo, que como sucede con la energía eléctrica, el gas pueda constituir una barrera de entrada a las firmas, por su costo, que como se ha mostrado, está presentando una significativa alza en los últimos dos años con relación al nivel general de precios de la economía, encareciéndose su consumo.

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  $\beta_1$  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  $\beta_1$ , obtenido en las regresiones de la demanda de gas. Si el valor absoluto del parámetro  $\beta_1$  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  $\beta_1$  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  $\beta_1$ , 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  $\beta_1$  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  $\beta_1$  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).

Las estimaciones hechas se hicieron con el precio del gas en campo (BP) y el índice de precios del gas calculado por el DANE (disponible desde 2009).

Los resultados de las estimaciones de elasticidades permiten concluir:

- Hay una relación de sustitución entre energía y gas. El coeficiente obtenido, 0,34, indica que por cada 1% que se incrementa el precio del gas, la demanda de energía varía en 0,34%.
- La demanda de energía es inelástica con relación a su precio (elasticidad de 0,51). Por cada 1% que sube el precio de la energía, su demanda varía en 0,51%.
- La demanda total de gas es inelástica con relación a su precio (elasticidad de 0,51). Por cada 1% que sube el precio de la energía, su demanda varía en 0,06%.
- La demanda de gas en el sector petroquímico es inelástica con relación a su precio (elasticidad de 0,27). Por cada 1% que sube el precio del gas natural, su demanda varía en 0,27%.
- La demanda de gas de las centrales termoeléctricas es inelástica con relación a su precio (elasticidad de 0,44). Por cada 1% que sube el precio de la energía, su demanda varía en 0,44%.
- La demanda de gas para uso doméstico es inelástica con relación a su precio (elasticidad de 0,57). Por cada 1% que

sube el precio de la energía, su demanda varía en 0,57%.

- La demanda de gas de Ecopetrol es inelástica con relación a su precio (elasticidad de 0,76). Por cada 1% que sube el precio de la energía, su demanda varía en 0,76%.
- La demanda de gas para uso industrial es inelástica con relación a su precio (elasticidad de 0,49). Por cada 1% que sube el precio de la energía, su demanda varía en 0,49%.
- La demanda de gas para GNC es inelástica con relación a su precio (elasticidad de 0,34). Por cada 1% que sube el precio de la energía, su demanda varía en 0,34%.

Las diferencias en las estimaciones de elasticidad a partir de modelos econométricos lineales con relación a las estimaciones expuestas en el numeral 3.2.2, radican en que las primeras calculan una elasticidad que resume la dinámica de ésta para la muestra y período de tiempo considerados.

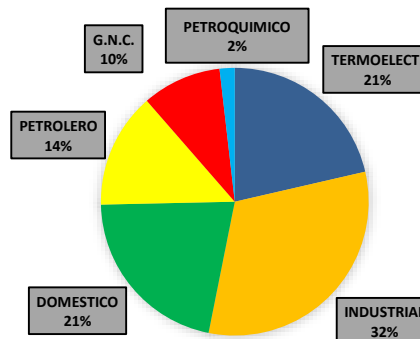
No obstante, si se examina la información que alimenta las gráficas 48 a 50, se evidencia que al igual que lo concluido acerca del comportamiento de la demanda de energía, la demanda de gas en períodos prolongadas ha sido inelástica con relación a su precio, y que el promedio de elasticidades calculadas precio – demanda dentro de un análisis no econométrico, al contrastarse con las estimaciones econométricas, evidencian una alta volatilidad, consecuencia de las fuertes variaciones que puntualmente se pueden presentar en algunos meses, como fue el caso del primer semestre de 2013, donde cambios en la regulación de precios generaron bruscos

cambios en el comportamiento de la demanda con relación a su nivel histórico.

#### 4. DEMANDA DE GAS NATURAL

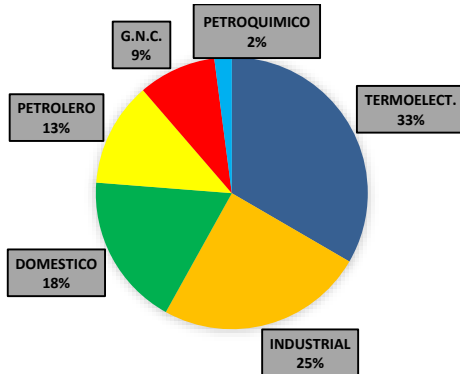
Históricamente, la demanda de GN ha sido ha sido representada principalmente por los sectores Termoeléctrico, Industrial y el Doméstico, en el que se agrupan los sectores Residencial y Comercial. En conjunto, estos sectores suman más del 70%. La participación del sector termoeléctrico ha aumentado en los últimos 3 años como consecuencia de los bajos aportes hidrológicos que se han presentado en el Sistema Interconectado Nacional, SIN. Mientras tanto, la participación del sector industrial ha caído alrededor de un 7% en los últimos 7 años.

Gráfica 53. Participación por Sectores Demanda GN 2007



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

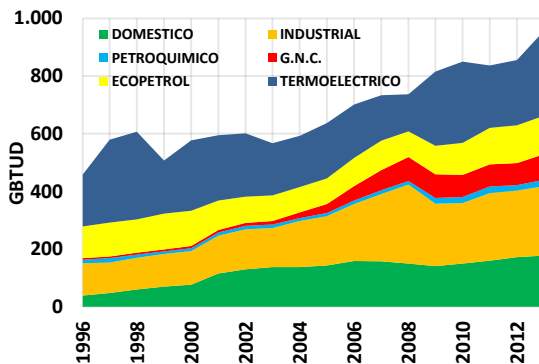
**Gráfica 54. Participación por Sectores Demanda GN 2014**



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

En la Gráfica 55 se puede revisar la evolución de la demanda. Para el período se ha presentado una tasa de crecimiento anual promedio de 4,5%.

**Gráfica 55. Demanda Histórica Gas Natural por Sectores de Consumo**



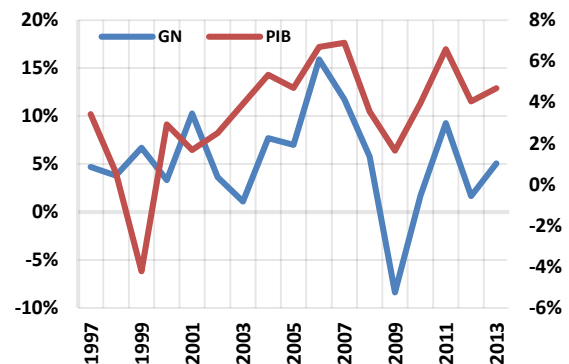
Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2014.

Si se compara el crecimiento anual de la demanda de GN (sin tener en cuenta el sector termoeléctrico) con el crecimiento de la economía colombiana, se observa que a partir del año 2003 se presenta una mayor correlación positiva entre las dos series. Si se mide la correlación desde el año 1996 al

presente, se tiene un coeficiente de 0,361, mientras que si se evalúa el mismo coeficiente para el período 2003 – 2013, aumenta hasta 0,927.

La Gráfica 56 refleja dicho comportamiento. Entre los años 1996 – 2002, mientras se desarrollaba el mercado de GN en el país no se evidenció un movimiento en conjunto de las dos series de crecimiento, y, por ejemplo, el consumo del energético no resultó afectado como consecuencia de la crisis económica de finales de los 90. Por otra parte, en el período 2003 -2013, se observa como los cambios en el consumo de GN se mueven en conjunto con el crecimiento de la economía del país

**Gráfica 56. Crecimiento de la Demanda de GN y del PIB**

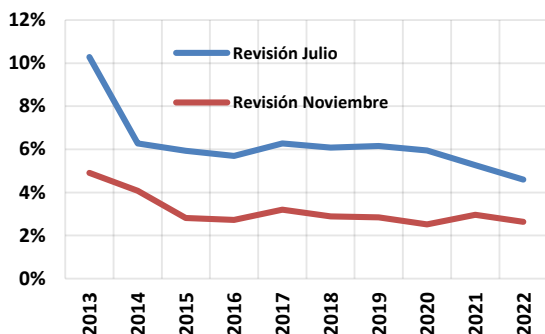


Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2014.

Al revisar el comportamiento del PIB con respecto al crecimiento del GN, se observa que con la presente revisión el crecimiento esperado de la economía estaría alrededor del 3% promedio anual entre 2013 y 2022. Al compararlo con el comportamiento esperado de acuerdo a la revisión de julio se observa una disminución, que puede ser consecuencia de un menor crecimiento de GN en la revisión de Noviembre, resultado de un ajuste en los

datos históricos de demanda de GN de 2009 al presente por parte de Concentra.

Gráfica 57. Comportamiento PIB según Modelo



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

En el período 2012- 2013 (sin incluir la demanda de las centrales de generación térmicas) la demanda de GN aumentó 5,34%. El mayor aumento se presentó en los sectores transporte y petroquímico, con tasas de crecimiento de 17%, mientras que el sector que menos creció fue el petrolero, con una tasa de 1,7%. Por su parte, el sector industrial presentó un crecimiento en su demanda de GN de 3,85%, esto a pesar de que su crecimiento económico fue de -0,95 de acuerdo a cifras provisionales del Banco de la República.

Adicionalmente, al revisar la evolución de los consumos del sector industrial en los últimos 6 años, se puede observar, que si bien es cierto, ha presentado crecimiento en su demanda, su participación en el mercado ha ido disminuyendo gradualmente, pasando del 37,2% de la participación en el año 2008, al 24,7%.en lo corrido del presente año.

Por otra parte, el sector termoeléctrico presenta participaciones de más del 25% desde el año 2008, lo cual puede ser un

indicador del impacto del cambio climático en la generación de energía del país (presencia de períodos de sequía con mayor frecuencia e intensidad) y del aumento de las generaciones de seguridad en la Costa Atlántica.

Tabla 7. Participación por sectores 2008 - 2014

SECTOR	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
DOMES.	20,3%	17,4%	17,6%	19,1%	20,1%	18,6%	18,2%
ECOPE.	12,0%	12,2%	13,0%	15,1%	15,3%	13,9%	12,4%
G.N.C.	11,4%	9,9%	9,0%	9,1%	9,0%	9,4%	9,3%
INDUS.	37,2%	26,5%	24,7%	28,0%	27,0%	25,0%	24,7%
PETROQ.	1,6%	2,5%	2,6%	2,7%	2,2%	2,3%	2,1%
TERMEOE.	17,5%	31,6%	33,2%	25,9%	26,5%	30,8%	33,4%

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

## 5. 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 2014-2028.

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 del PIB y Población de Colombia desde los años 1991 a 2028, publicados por el DANE.

A diferencia de la revisión de julio, en la presente revisión se utiliza un modelo de Vectores de Corrección del Error, VEC, para proyectar la demanda de GN nacional, sin incluir el sector termoeléctrico. 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.

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

### 5.1 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  $\lambda_y$  y  $\lambda_x$  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<sup>1</sup>.

### 5.2 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:

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 8 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 8. Proyección Demanda de GN Nacional sin Termoeléctricas**

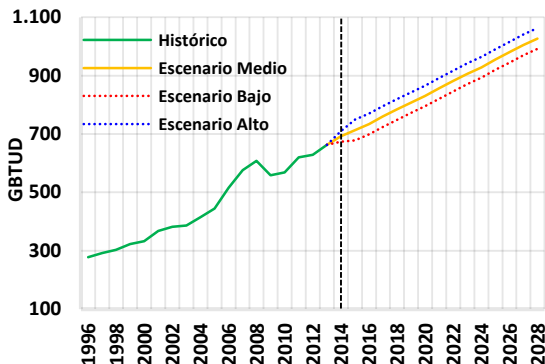
PROYECCION NACIONAL (Sin Termoeléctricas) GBTUD			
ANO	Esc. Medio	Esc. Bajo	Esc. Alto
2014	692	674	710
2015	713	678	749
2016	734	699	770
2017	760	724	795
2018	784	748	819
2019	808	772	843
2020	830	795	866
2021	857	821	892
2022	882	846	917
2023	906	871	942
2024	928	893	964
2025	956	920	991
2026	981	945	1 016
2027	1 005	970	1 041
2028	1 027	992	1 063

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

La Gráfica 58 ilustra estos resultados:

1./ <sup>1</sup> UPME Proyección Demanda Eléctrica Revisión  
Noviembre de 2013.

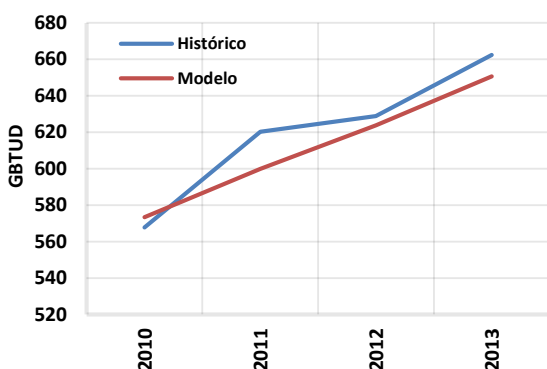
**Gráfica 58. Proyección de Demanda de GN sin Termoeléctricas**



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

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 1,2%. Además en la Gráfica 59 se aprecia que el modelo sigue la tendencia de los datos históricos.

**Gráfica 59. Comparación Histórico VS Modelo**



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

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

Las proyecciones de demanda se realizaron teniendo en cuenta los mismos sectores analizados en la revisión de julio: residencial, comercial (que en conjunto forman el doméstico), industrial, petrolero, petroquímico, transporte y termoeléctrico. De la misma manera, se utilizó nuevamente la clasificación del consumo en 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.

### 6.1 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 y la energía eléctrica.

Adicionalmente se relacionó la demanda con la evolución de la cobertura del servicio. La inclusión de esta variable se hace para limitar el crecimiento de consumo de GN en el sector residencial.

Para la construcción de la serie histórica de la cobertura del servicio se utilizaron datos disponibles en el Sistema Único de Información, SUI, datos del Ministerio de Minas y Energía y datos de proyecciones de población del DANE. Adicionalmente, dado el grado de maduración que presenta el mercado de GN a nivel residencial y la penetración marginal en nuevas poblaciones, se supone un crecimiento en las áreas que están anilladas actualmente.

Para simular este comportamiento, se utilizó la función logística, por su habilidad para describir procesos de crecimiento en diferentes áreas de estudio tanto científicas como sociales (Forouzanfar, Doustmohammadi, Menhaj, & Hasanzadeh, 2009). La forma funcional utilizada para simular el crecimiento de la cobertura de GN es la siguiente:

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

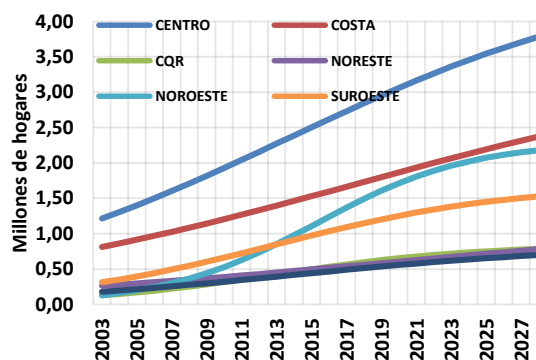
Donde  $t_0$  es el primer período de simulación,  $C(t)$  es el número de hogares con servicio en el tiempo  $t$ ,  $k$  es el número máximo de hogares que serán cubiertos y  $r$  es la tasa de crecimiento. Para determinar los valores que tomaran los parámetros  $t_0$ ,  $k$  y  $r$ , se utiliza un 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).

De acuerdo a las proyecciones de población del DANE, en las regiones en las que actualmente se presta el servicio, en el año 2028 se tendría un número máximo de hogares de 14 millones.

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

Gráfica 60. Evolución Cobertura Gas Natural Residencial



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

De la Gráfica 60 se desprende que la región Centro aún presenta oportunidades de crecimiento, a pesar del alto grado de

penetración que presenta en la actualidad, pasando de cerca de 1,5 millones de hogares a 3,8 millones en 2028. En las demás regiones se puede ver más claramente la saturación del mercado y una menor tasa de crecimiento. En la actualidad la cobertura 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.

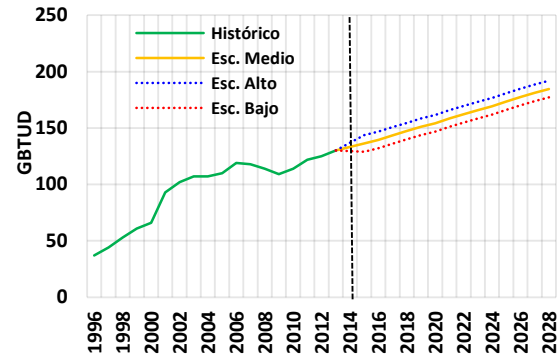
Al relacionar la cobertura y las variables anteriormente nombradas con la demanda residencial de cada región, se obtuvieron los siguientes resultados a nivel nacional:

**Tabla 9. Proyección Demanda Nacional de GN Residencial**

GBTUD	Revisión Noviembre de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2014	133,12	136,80	129,44
2015	136,29	143,66	128,93
2016	139,55	146,89	132,20
2017	143,53	150,90	136,16
2018	147,28	154,65	139,92
2019	151,07	158,43	143,70
2020	154,27	161,62	146,92
2021	158,49	165,86	151,13
2022	162,23	169,60	154,86
2023	165,95	173,31	158,58
2024	169,26	176,61	161,91
2025	173,52	180,89	166,15
2026	177,40	184,77	170,03
2027	181,29	188,66	173,92
2028	184,67	192,02	177,33

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

**Gráfica 61. Proyección Demanda Nacional de GN Residencial**



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

Se espera que la demanda nacional residencial de GN llegue a 184 GBTUD, lo que representaría un crecimiento en promedio de 2,4% anual. Con la demanda de GN y la cobertura proyectadas, se espera que el consumo de gas natural por hogar sea aproximadamente de 13 m<sup>3</sup> mensuales.

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

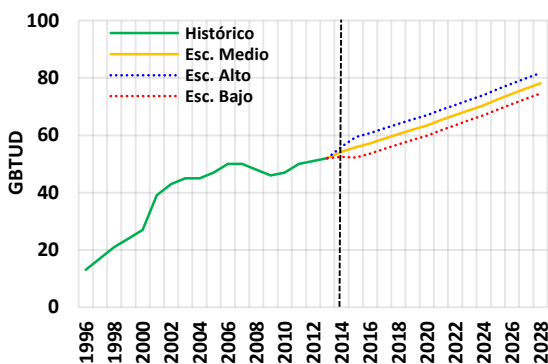
### 6.1.1 Región Centro

Tabla 10. Proyección Demanda GN Residencial Región Centro

GBTUD	Revisión Noviembre de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2014	54,22	56,01	52,44
2015	55,77	59,34	52,20
2016	57,14	60,70	53,58
2017	58,78	62,35	55,21
2018	60,36	63,93	56,79
2019	61,95	65,52	58,39
2020	63,37	66,93	59,81
2021	65,30	68,87	61,73
2022	67,04	70,61	63,47
2023	68,82	72,39	65,26
2024	70,49	74,05	66,93
2025	72,56	76,13	68,99
2026	74,49	78,06	70,92
2027	76,41	79,97	72,84
2028	78,13	81,69	74,57

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

Gráfica 62. Proyección Demanda GN Residencial Región Centro



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

En la Gráfica 62 se aprecia que la demanda en la región Centro sigue presentando crecimiento, pero la tasa de crecimiento de 2014 a 2028 es de alrededor del 2,8%, a diferencia de la tasa de cambio entre los años 1997 a 2013 que fue en promedio del 9,7%. Lo anterior indica la maduración del mercado en

esta región, en particular en los departamentos de Boyacá y Cundinamarca.

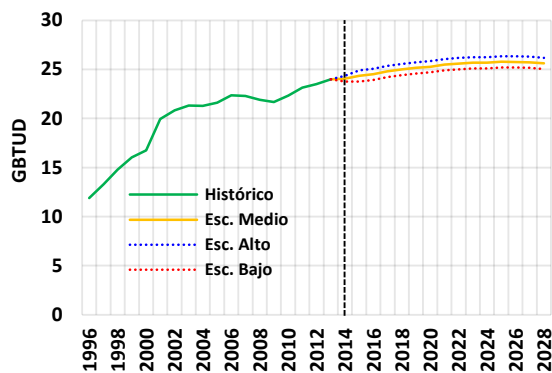
### 6.1.2 Región Costa

Tabla 11. Proyección Demanda GN Residencial Región Costa

GBTUD	Revisión Noviembre de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2014	24,05	24,34	23,77
2015	24,33	24,90	23,76
2016	24,50	25,07	23,93
2017	24,79	25,36	24,22
2018	24,98	25,55	24,41
2019	25,16	25,73	24,59
2020	25,27	25,84	24,70
2021	25,47	26,04	24,90
2022	25,58	26,16	25,01
2023	25,68	26,25	25,11
2024	25,66	26,23	25,09
2025	25,76	26,34	25,19
2026	25,76	26,33	25,19
2027	25,73	26,30	25,16
2028	25,60	26,17	25,03

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

Gráfica 63. Proyección Demanda GN Residencial Región Costa



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

De la Gráfica 63 se desprende que en la región Costa se presenta un nivel de saturación que ha alcanzado el mercado de GN, ya que a

pesar de que se observa crecimiento, la tasa promedio anual es del 0,42%.

respecto al crecimiento promedio de los primeros años de prestación del servicio, en las que se tenían tasas alrededor del 15% promedio anual.

### 6.1.3 Región CQR

Tabla 12. Proyección Demanda GN Residencial Región CQR

GBTUD	Revisión Noviembre de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2014	7,98	8,31	7,65
2015	8,03	8,69	7,37
2016	8,32	8,98	7,66
2017	8,67	9,33	8,01
2018	9,00	9,66	8,34
2019	9,34	10,00	8,68
2020	9,67	10,33	9,01
2021	10,05	10,72	9,39
2022	10,42	11,08	9,76
2023	10,79	11,45	10,13
2024	11,14	11,80	10,48
2025	11,55	12,21	10,89
2026	11,94	12,60	11,27
2027	12,32	12,99	11,66
2028	12,68	13,34	12,02

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

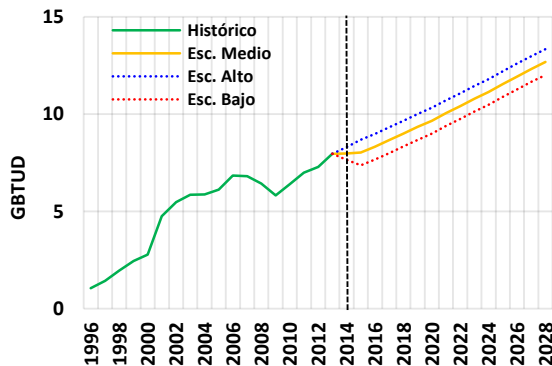
### 6.1.4 Región Noreste

Tabla 13. Proyección Demanda GN Residencial Región Noreste

GBTUD	Revisión Noviembre de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2014	11,31	11,53	11,09
2015	11,42	11,85	10,99
2016	11,51	11,95	11,08
2017	11,69	12,12	11,25
2018	11,85	12,28	11,41
2019	12,03	12,46	11,59
2020	12,19	12,62	11,75
2021	12,42	12,85	11,98
2022	12,63	13,07	12,20
2023	12,86	13,30	12,43
2024	13,07	13,51	12,64
2025	13,38	13,81	12,95
2026	13,68	14,11	13,24
2027	14,01	14,44	13,57
2028	14,31	14,74	13,87

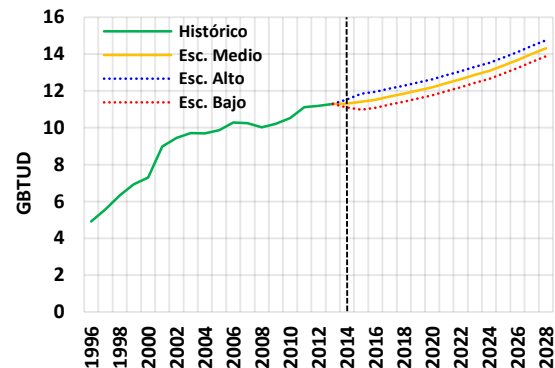
Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2014.

Gráfica 64. Proyección Demanda GN Residencial Región CQR



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

Gráfica 65. Proyección Demanda GN Residencial Región Noreste



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

En la región CQR al igual que en la región Centro, se aprecia que a pesar de que continúa su crecimiento a tasas de 3,14% promedio anual, hay una disminución con

En la región Noreste se espera que las tasas de crecimiento promedio anual se ubiquen

alrededor del 1,58%, muy por debajo de las tasas observadas a través de la historia que eran de 5,7% en promedio anual.

de 4,75% anual, con el cual se aumentaría el consumo de 13,4 GBTUD en 2013 a 28,5 GBTUD en el 2028.

### 6.1.5 Región Noroeste

Tabla 14. Proyección Demanda GN Residencial Región Noroeste

GBTUD	Revisión Noviembre de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2014	14,23	14,62	13,83
2015	15,17	15,96	14,37
2016	16,14	16,93	15,35
2017	17,23	18,02	16,44
2018	18,32	19,12	17,53
2019	19,43	20,22	18,64
2020	20,37	21,16	19,59
2021	21,47	22,26	20,68
2022	22,49	23,28	21,69
2023	23,47	24,26	22,68
2024	24,40	25,19	23,61
2025	25,46	26,26	24,67
2026	26,50	27,30	25,71
2027	27,56	28,35	26,77
2028	28,54	29,33	27,75

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

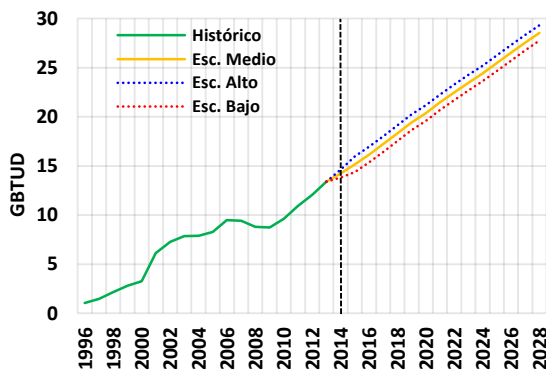
### 6.1.6 Región Suroeste

Tabla 15. Proyección Demanda GN Residencial Región Suroeste

GBTUD	Revisión Noviembre de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2014	13,59	14,02	13,17
2015	13,81	14,65	12,97
2016	14,07	14,91	13,23
2017	14,40	15,24	13,56
2018	14,69	15,53	13,85
2019	14,97	15,81	14,13
2020	15,14	15,98	14,30
2021	15,39	16,24	14,55
2022	15,58	16,42	14,74
2023	15,74	16,58	14,90
2024	15,85	16,69	15,01
2025	16,03	16,88	15,19
2026	16,18	17,02	15,34
2027	16,33	17,17	15,49
2028	16,42	17,26	15,58

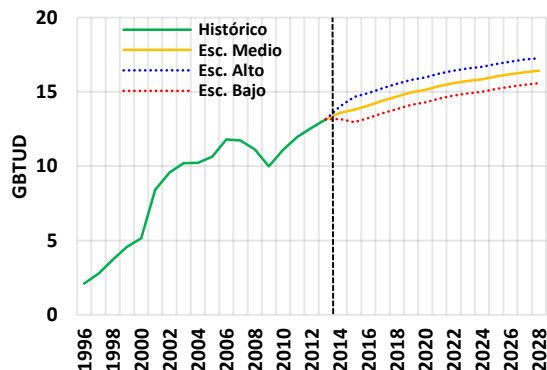
Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2014.

Gráfica 66. Proyección Demanda GN Residencial Región Noroeste



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

Gráfica 67. Proyección Demanda GN Residencial Región Suroeste



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

La región Noroeste es una de las que presenta mayores tasas de crecimiento en los próximos años. En promedio, se espera un crecimiento

En la región Suroeste se espera que la demanda de GN residencial pase de 13

GBTUD en 2013 a 16.4 GBTUD en 2028, lo que representaría un crecimiento de 1,27% anual.

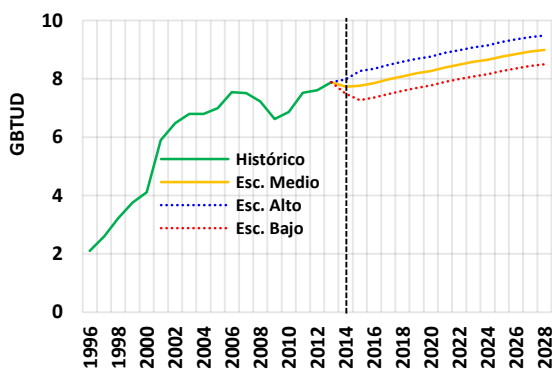
### 6.1.7 Región Tolima Grande

Tabla 16. Proyección Demanda GN Residencial Región Tolima Grande

GBTUD	Revisión Noviembre de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2014	7,73	7,98	7,48
2015	7,77	8,26	7,27
2016	7,85	8,35	7,35
2017	7,98	8,48	7,48
2018	8,08	8,58	7,59
2019	8,19	8,68	7,69
2020	8,27	8,76	7,77
2021	8,39	8,89	7,89
2022	8,49	8,98	7,99
2023	8,58	9,08	8,08
2024	8,65	9,15	8,15
2025	8,76	9,26	8,27
2026	8,85	9,35	8,35
2027	8,94	9,43	8,44
2028	8,99	9,49	8,49

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

Gráfica 68. Proyección Demanda GN Residencial Región Tolima Grande



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

En la región Tolima Grande se proyectan crecimientos promedio de 1,01% anual, con los cuales se llegaría en el año 2028 a una demanda de 9 GBTUD.

### 6.2 Proyección de demanda sector Comercial

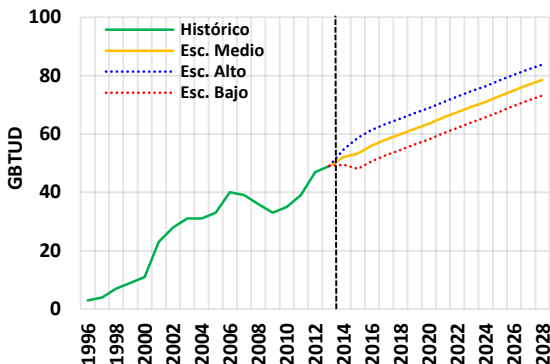
En el sector Comercial se agrupan los sectores oficial, servicios y comercial, y junto con el sector residencial hace parte del denominado sector Doméstico. Al igual que en el sector residencial, la proyección se realizó mediante un modelo VEC, en el que se relacionó la demanda de GN con variables como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

Tabla 17. Proyección Demanda Nacional de GN Comercial

GBTUD	Revisión Noviembre de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2014	52,11	54,79	49,43
2015	53,36	58,72	48,00
2016	56,07	61,41	50,72
2017	58,14	63,50	52,78
2018	59,85	65,21	54,50
2019	61,79	67,15	56,43
2020	63,51	68,86	58,17
2021	65,55	70,91	60,19
2022	67,43	72,79	62,07
2023	69,32	74,68	63,96
2024	71,00	76,35	65,66
2025	73,08	78,44	67,72
2026	74,96	80,32	69,60
2027	76,84	82,20	71,48
2028	78,51	83,85	73,16

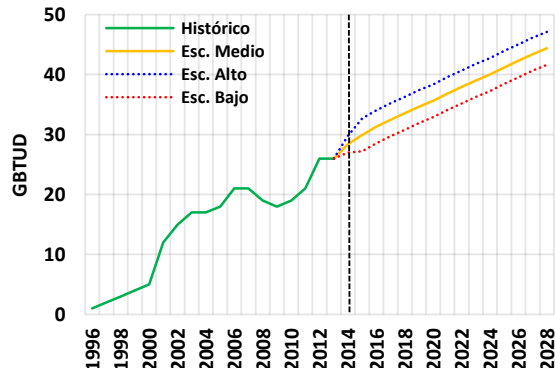
Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2014.

**Gráfica 69. Proyección Demanda Nacional de GN Comercial**



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

**Gráfica 70. Proyección Demanda GN Comercial Región Centro**



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

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

### 6.2.1 Región Centro

**Tabla 18. Proyección Demanda GN Comercial Región Centro**

GBTUD	Revisión Noviembre de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2014	28,40	29,77	27,02
2015	29,95	32,70	27,20
2016	31,30	34,04	28,56
2017	32,46	35,21	29,71
2018	33,55	36,30	30,80
2019	34,64	37,39	31,89
2020	35,64	38,38	32,90
2021	36,83	39,58	34,08
2022	37,93	40,68	35,18
2023	39,02	41,77	36,27
2024	40,01	42,75	37,26
2025	41,21	43,96	38,46
2026	42,30	45,05	39,55
2027	43,40	46,15	40,65
2028	44,37	47,11	41,63

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

De la Gráfica 70 se deduce un crecimiento del 3,02% anual en promedio de la demanda de GN en la región Centro. Aunque se espera que continúe el crecimiento del consumo, hay una reducción significativa en las tasas de cambio del mismo, ya que por ejemplo, el crecimiento promedio desde el año 2000 al 2013 fue de 17%.

### 6.2.2 Región Costa

Tabla 19. Proyección Demanda GN Comercial Región Costa

GBTUD	Revisión Noviembre de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2014	7,11	7,55	6,68
2015	6,49	7,36	5,61
2016	7,01	7,89	6,14
2017	7,33	8,20	6,45
2018	7,57	8,45	6,70
2019	7,88	8,75	7,00
2020	8,14	9,01	7,27
2021	8,45	9,32	7,57
2022	8,74	9,61	7,86
2023	9,02	9,90	8,15
2024	9,28	10,16	8,41
2025	9,59	10,47	8,72
2026	9,88	10,76	9,01
2027	10,17	11,04	9,29
2028	10,43	11,30	9,55

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

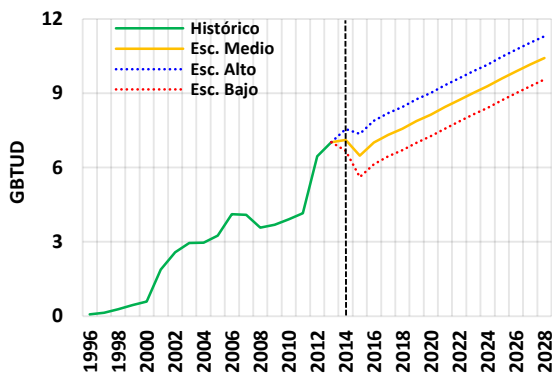
### 6.2.3 Región CQR

Tabla 20. Proyección Demanda GN Comercial Región CQR

GBTUD	Revisión Noviembre de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2014	2,20	2,29	2,12
2015	2,30	2,47	2,14
2016	2,33	2,50	2,17
2017	2,35	2,51	2,19
2018	2,36	2,53	2,20
2019	2,37	2,54	2,21
2020	2,38	2,54	2,21
2021	2,39	2,56	2,23
2022	2,41	2,57	2,24
2023	2,42	2,58	2,25
2024	2,42	2,58	2,26
2025	2,44	2,60	2,27
2026	2,45	2,61	2,29
2027	2,46	2,62	2,30
2028	2,46	2,63	2,30

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

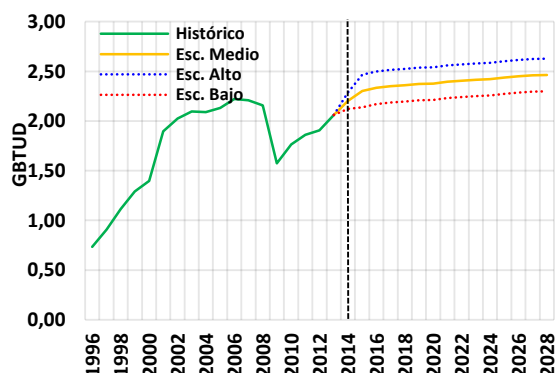
Gráfica 71. Proyección Demanda GN Comercial Región Costa



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

En la Gráfica 71 se observa un incremento significativo en la demanda comercial, con tasas promedio de crecimiento de 2,58%, inferiores a las tasas de crecimiento de 18% observadas en el período 2000 – 2013, período de mayor expansión del mercado.

Gráfica 72. Proyección Demanda GN Comercial Región CQR



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

A diferencia del sector residencial, no se proyecta un crecimiento significativo en el sector comercial. Se esperan tasas de crecimiento de 0,75%, que son muy cercanas a las presentadas en el período 2000 – 2013, de 0,95%.

## 6.2.4 Región Noreste

Tabla 21. Proyección Demanda GN Comercial Región Noreste

GBTUD	Revisión Noviembre de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2014	4,89	5,01	4,77
2015	4,28	4,52	4,04
2016	4,73	4,97	4,50
2017	5,04	5,28	4,80
2018	5,12	5,36	4,88
2019	5,36	5,60	5,12
2020	5,57	5,81	5,34
2021	5,77	6,01	5,54
2022	5,98	6,22	5,75
2023	6,19	6,43	5,96
2024	6,38	6,62	6,14
2025	6,60	6,84	6,36
2026	6,81	7,05	6,57
2027	7,02	7,25	6,78
2028	7,20	7,44	6,96

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

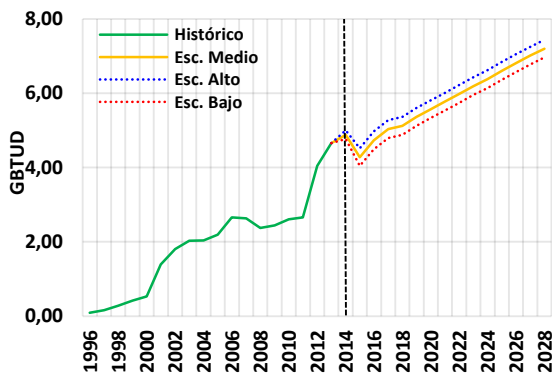
## 6.2.5 Región Noroeste

Tabla 22. Proyección Demanda GN Comercial Región Noroeste

GBTUD	Revisión Noviembre de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2014	4,18	4,34	4,02
2015	4,56	4,88	4,23
2016	4,72	5,05	4,40
2017	4,87	5,19	4,54
2018	5,01	5,34	4,69
2019	5,16	5,48	4,84
2020	5,29	5,61	4,97
2021	5,45	5,78	5,13
2022	5,60	5,92	5,27
2023	5,74	6,07	5,42
2024	5,87	6,20	5,55
2025	6,03	6,36	5,71
2026	6,18	6,50	5,86
2027	6,33	6,65	6,00
2028	6,45	6,78	6,13

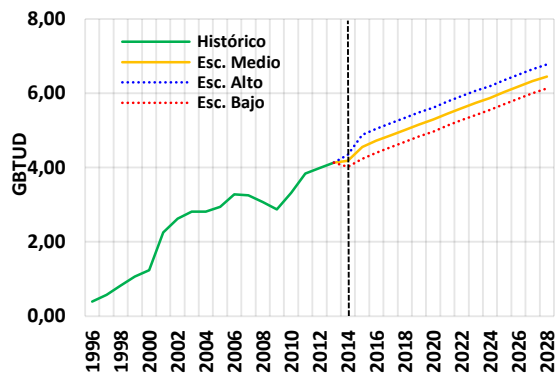
Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2014.

Gráfica 73. Proyección Demanda GN Comercial Región Noreste



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

Gráfica 74. Proyección Demanda GN Comercial Región Noroeste



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

El crecimiento esperado del sector comercial se encuentra en 2,62%, tasa inferior en casi 13 puntos porcentuales con la presentada en el período 2000 – 2013.

En la Gráfica 74 se aprecia la proyección de consumo del sector comercial en la región Noroeste, con tasas de crecimiento de 2,94% anual en promedio. De acuerdo a las proyecciones, se espera pasar de un consumo de 4,18 GBTUD en 2014 a 6,45 GBTUD en 2028.

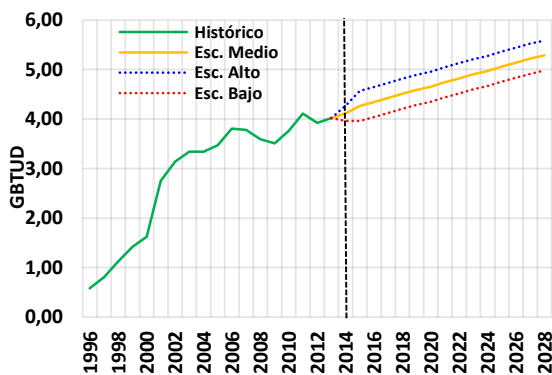
## 6.2.6 Región Suroeste

Tabla 23. Proyección Demanda GN Comercial Región Suroeste

GBTUD	Revisión Noviembre de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2014	4,12	4,27	3,96
2015	4,27	4,57	3,96
2016	4,34	4,64	4,04
2017	4,43	4,73	4,12
2018	4,51	4,81	4,20
2019	4,59	4,89	4,28
2020	4,65	4,96	4,35
2021	4,74	5,05	4,44
2022	4,82	5,13	4,52
2023	4,90	5,21	4,60
2024	4,97	5,27	4,66
2025	5,06	5,36	4,76
2026	5,14	5,44	4,84
2027	5,22	5,52	4,91
2028	5,28	5,59	4,98

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

Gráfica 75. Proyección Demanda GN Comercial Región Suroeste



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

Para la región Suroeste se proyectan crecimientos anuales de 1,68% en promedio, por lo que en el 2028 se llegaría a un consumo de 5,28 GBTUD.

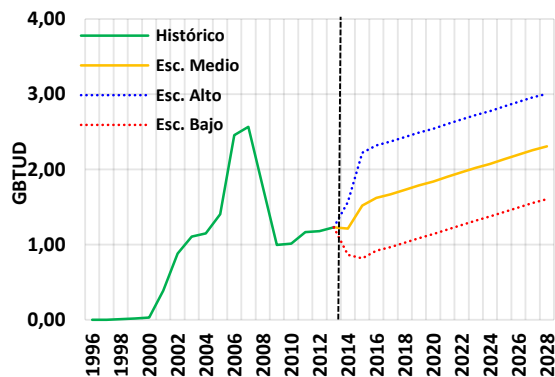
## 6.2.7 Región Tolima Grande

Tabla 24. Proyección Demanda GN Comercial Región Tolima Grande

GBTUD	Revisión Noviembre de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2014	1,21	1,56	0,86
2015	1,52	2,22	0,82
2016	1,62	2,32	0,92
2017	1,67	2,37	0,97
2018	1,73	2,43	1,03
2019	1,79	2,49	1,08
2020	1,84	2,54	1,14
2021	1,90	2,61	1,20
2022	1,96	2,66	1,26
2023	2,02	2,72	1,32
2024	2,07	2,77	1,37
2025	2,14	2,84	1,43
2026	2,19	2,90	1,49
2027	2,25	2,96	1,55
2028	2,31	3,01	1,60

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

Gráfica 76. Proyección Demanda GN Comercial Región Tolima Grande



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

En la región Tolima Grande se esperan crecimientos del 4,37% anual en promedio.

## 6.3 Proyección de demanda sector Industrial

En la actualidad, el sector industrial representa cerca del 25% de la demanda

nacional de GN. Adicionalmente, el GN representa más de 30% de los energéticos consumidos por la industria, en la cual es utilizado principalmente en usos calóricos y en producción de vapor.

puede ver un cambio en la tendencia de consumo en 2008. En ese año se alcanzó un consumo máximo de 274 GBTUD luego del cual vino una fuerte caída, llegando en 2009 a consumos de 230 GBTUD, comparables con los presentados en el año 2007.

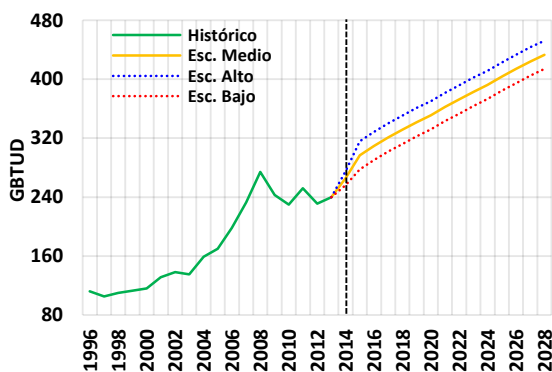
**Tabla 25. Proyección Demanda Nacional de GN Industrial**

GBTUD	Revisión Noviembre de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2014	265,92	275,52	256,32
2015	296,70	315,90	277,50
2016	309,53	328,68	290,38
2017	321,00	340,20	301,79
2018	331,34	350,55	312,14
2019	341,67	360,87	322,46
2020	351,03	370,18	331,88
2021	362,31	381,51	343,11
2022	372,63	391,84	353,43
2023	382,95	402,16	363,75
2024	392,20	411,35	373,05
2025	403,60	422,80	384,39
2026	413,92	433,12	394,71
2027	424,24	443,44	405,03
2028	433,37	452,52	414,22

Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y 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 Índice de Producción Industrial Real, IPI. 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 las proyecciones de demanda de GN en la industria para las diferentes regiones.

**Gráfica 77. Proyección Demanda Nacional de GN Industrial**



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

### 6.3.1 Región Centro

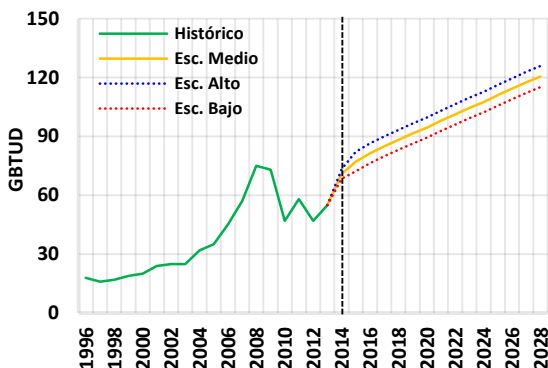
**Tabla 26. Proyección Demanda GN Industrial Región Centro**

GBTUD	Revisión Noviembre de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2014	70,94	73,45	68,44
2015	77,16	82,16	72,17
2016	81,42	86,46	76,38
2017	84,99	90,08	79,91
2018	88,21	93,32	83,10
2019	91,43	96,57	86,30
2020	94,42	99,57	89,27
2021	97,93	103,12	92,74
2022	101,19	106,41	95,98
2023	104,46	109,70	99,22
2024	107,43	112,68	102,19
2025	111,00	116,28	105,72
2026	114,27	119,57	108,97
2027	117,54	122,86	112,22
2028	120,49	125,81	115,16

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

Al observar la evolución de la demanda de GN en el sector industrial en la Gráfica 77, se

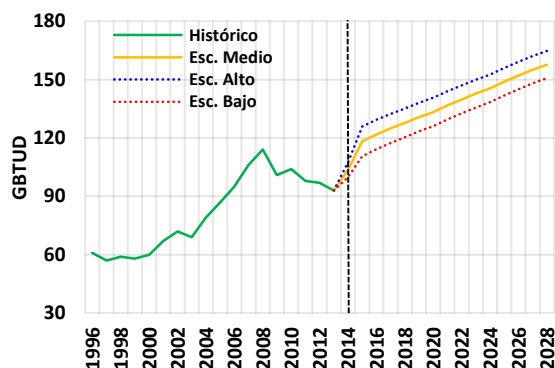
**Gráfica 78. Proyección Demanda GN Industrial Región Centro**



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

En la región Centro se proyecta un crecimiento sostenido en el período 2014 – 2028, alcanzando tasas de 5,4% promedio anual, llegando a un consumo de 120,49 GBTUD en el año 2028.

**Gráfica 79. Proyección Demanda GN Industrial Región Costa**



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

En la región Costa se observa un crecimiento promedio anual de 3.58%, pasando de un consumo de 93 GBTUD en 2013 a 157,75 GBTUD en 2028. Con estos niveles de consumo, la Costa se mantiene como la región de mayor participación a nivel nacional en el sector industrial.

### 6.3.2 Región Costa

**Tabla 27. Proyección Demanda GN Industrial Región Costa**

GBTUD	Revisión Noviembre de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2014	103,61	107,41	99,81
2015	118,33	125,99	110,67
2016	121,79	129,32	114,25
2017	124,88	132,35	117,41
2018	127,77	135,17	120,36
2019	130,73	138,08	123,39
2020	133,37	140,65	126,10
2021	136,77	144,01	129,52
2022	139,81	147,01	132,60
2023	142,86	150,02	135,69
2024	145,52	152,62	138,41
2025	148,98	156,07	141,89
2026	152,04	159,10	144,99
2027	155,11	162,13	148,09
2028	157,75	164,72	150,78

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

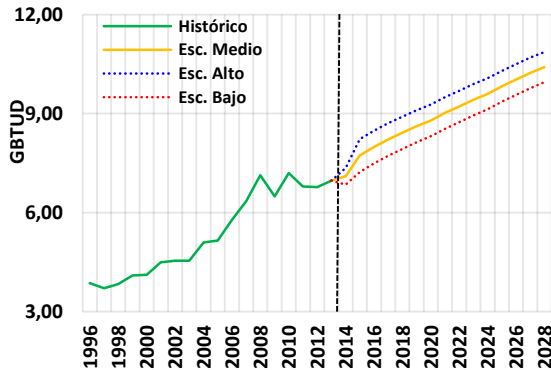
### 6.3.3 Región CQR

**Tabla 28. Proyección Demanda GN Industrial Región CQR**

GBTUD	Revisión Noviembre de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2014	7,10	7,36	6,85
2015	7,73	8,23	7,23
2016	7,99	8,48	7,49
2017	8,22	8,71	7,73
2018	8,42	8,91	7,93
2019	8,62	9,10	8,13
2020	8,79	9,27	8,31
2021	9,02	9,50	8,54
2022	9,22	9,70	8,75
2023	9,42	9,90	8,95
2024	9,60	10,07	9,13
2025	9,83	10,30	9,36
2026	10,03	10,50	9,57
2027	10,23	10,70	9,77
2028	10,41	10,87	9,95

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

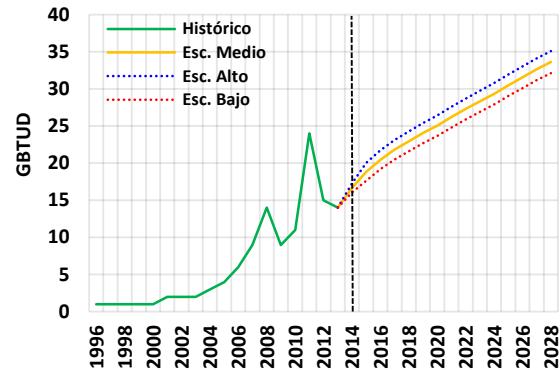
**Gráfica 80. Proyección Demanda GN Industrial Región CQR**



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

En la región CQR se aprecia un crecimiento promedio anual de 2,7% entre 2014 - 2028. Se espera un aumento de consumo de 6,97 GBTUD en 2013 a 10,41 GBTUD en 2028.

**Gráfica 81. Proyección Demanda GN Industrial Región Noreste**



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

En la región Noreste se proyecta un crecimiento promedio anual de 5,8% durante el período comprendido entre el 2014 y 2028, siendo la región que más crecimiento presenta en la demanda de GN para el sector Industrial, pasando de consumos de 14 GBTUD en 2013 a consumos de 33,62 GBTUD.

### 6.3.4 Región Noreste

**Tabla 29. Proyección Demanda GN Industrial Región Noreste**

GBTUD	Revisión Noviembre de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2014	16,63	17,23	16,03
2015	18,84	20,06	17,62
2016	20,45	21,71	19,18
2017	21,81	23,11	20,50
2018	22,95	24,28	21,62
2019	24,04	25,39	22,69
2020	25,05	26,42	23,68
2021	26,19	27,58	24,80
2022	27,27	28,67	25,86
2023	28,34	29,76	26,92
2024	29,33	30,76	27,90
2025	30,49	31,94	29,04
2026	31,56	33,03	30,10
2027	32,64	34,11	31,16
2028	33,62	35,10	32,13

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

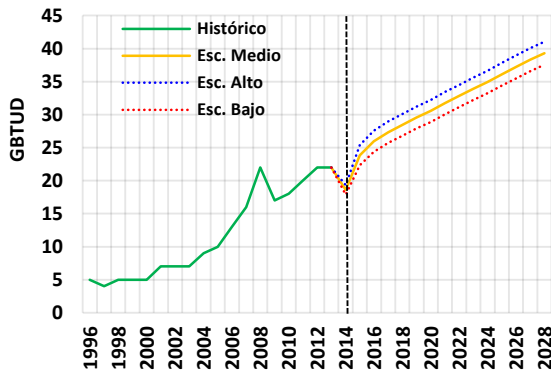
### 6.3.5 Región Noroeste

**Tabla 30. Proyección Demanda GN Industrial Región Noroeste**

GBTUD	Revisión Noviembre de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2014	18,61	19,31	17,90
2015	23,86	25,40	22,32
2016	25,99	27,59	24,38
2017	27,34	28,98	25,71
2018	28,46	30,11	26,81
2019	29,55	31,21	27,89
2020	30,56	32,22	28,89
2021	31,73	33,41	30,05
2022	32,83	34,52	31,14
2023	33,92	35,62	32,22
2024	34,92	36,63	33,22
2025	36,12	37,84	34,40
2026	37,21	38,94	35,49
2027	38,31	40,05	36,58
2028	39,30	41,04	37,57

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

**Gráfica 82. Proyección Demanda GN Industrial Región Noroeste**



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

En la región Noroeste se presenta un crecimiento promedio de 3,89% anual a partir del 2014, pasando de un consumo de 22 GBTUD a 39,3 GBTUD en 2028.

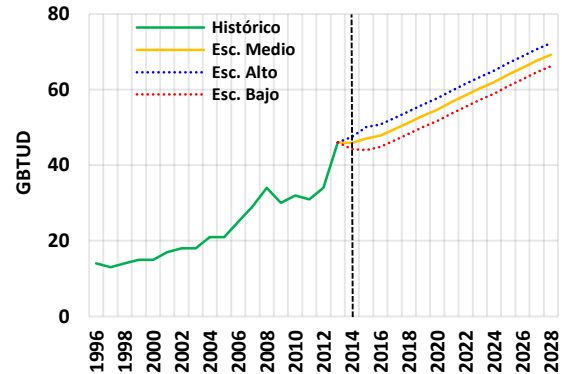
### 6.3.6 Región Suroeste

**Tabla 31. Proyección Demanda GN Industrial Región Suroeste**

GBTUD	Revisión Noviembre de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2014	45,85	47,48	44,23
2015	47,01	50,05	43,97
2016	47,83	50,79	44,87
2017	49,52	52,48	46,56
2018	51,26	54,23	48,29
2019	53,05	56,03	50,07
2020	54,70	57,69	51,72
2021	56,66	59,67	53,66
2022	58,48	61,49	55,46
2023	60,29	63,32	57,27
2024	61,94	64,97	58,92
2025	63,93	66,98	60,89
2026	65,76	68,81	62,70
2027	67,58	70,64	64,52
2028	69,21	72,27	66,15

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

**Gráfica 83. Proyección Demanda GN Industrial Región Suroeste**



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

En el período analizado se proyectan tasas de crecimiento de 2,78%, pasando de consumos de 45,9 GBTUD en 2013 a 69,21 GBTUD en 2028.

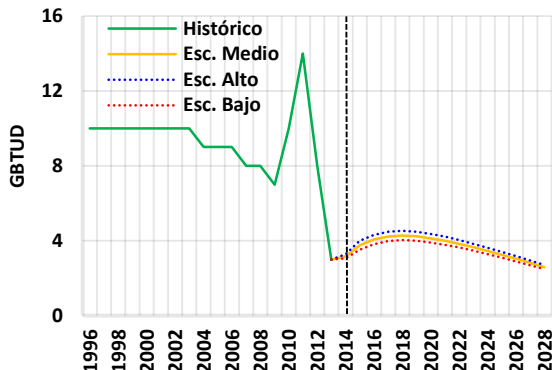
### 6.3.7 Región Tolima Grande

**Tabla 32. Proyección Demanda GN Industrial Región Tolima Grande**

GBTUD	Revisión Noviembre de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2014	3,17	3,29	3,06
2015	3,76	4,01	3,52
2016	4,07	4,32	3,81
2017	4,23	4,49	3,98
2018	4,28	4,53	4,03
2019	4,24	4,48	4,00
2020	4,13	4,36	3,91
2021	4,01	4,22	3,79
2022	3,84	4,04	3,64
2023	3,66	3,84	3,47
2024	3,45	3,62	3,28
2025	3,25	3,41	3,10
2026	3,04	3,18	2,90
2027	2,82	2,95	2,69
2028	2,59	2,71	2,48

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

**Gráfica 84. Proyección Demanda GN Industrial Región Tolima Grande**



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

A diferencia del resto de las regiones, en la región Tolima Grande las proyecciones presentan una disminución del consumo, pasando de un consumo de 2,99 GBTUD en 2013 a 2,59 GBTUD en 2028.

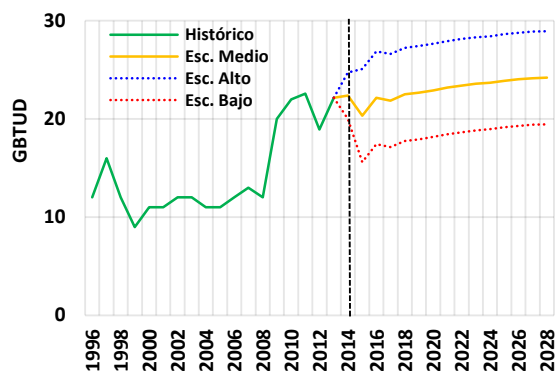
#### 6.4 Proyección de demanda sector Petroquímico

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 y el precio del gas Guajira.

GBTUD	Revisión Noviembre de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2023	23,58	28,33	18,83
2024	23,68	28,41	18,95
2025	23,89	28,64	19,15
2026	24,03	28,78	19,28
2027	24,15	28,90	19,41
2028	24,20	28,93	19,46

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

**Gráfica 85. Proyección Demanda Nacional de GN Petroquímica**



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

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

**Tabla 33. Proyección Demanda Nacional de GN Petroquímica**

GBTUD	Revisión Noviembre de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2014	22,37	24,74	19,99
2015	20,34	25,09	15,59
2016	22,15	26,89	17,42
2017	21,87	26,62	17,13
2018	22,51	27,25	17,76
2019	22,67	27,42	17,92
2020	22,92	27,65	18,18
2021	23,19	27,93	18,44
2022	23,40	28,15	18,65

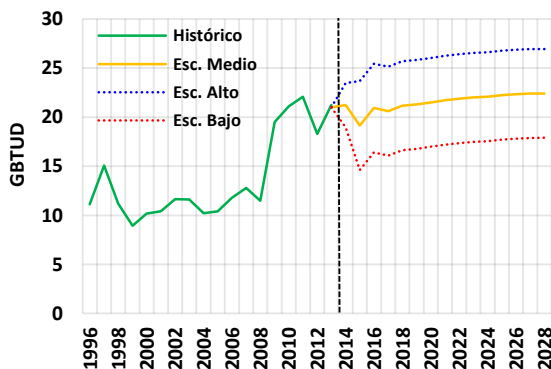
### 6.4.1 Región Costa

Tabla 34. Proyección Demanda GN Petroquímica  
Región Costa

GBTUD	Revisión Noviembre de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2014	21,22	23,48	18,95
2015	19,16	23,69	14,63
2016	20,93	25,44	16,41
2017	20,60	25,13	16,07
2018	21,18	25,71	16,65
2019	21,30	25,83	16,77
2020	21,50	26,02	16,98
2021	21,72	26,25	17,19
2022	21,89	26,42	17,36
2023	22,02	26,55	17,49
2024	22,08	26,60	17,56
2025	22,24	26,78	17,71
2026	22,33	26,86	17,80
2027	22,41	26,94	17,88
2028	22,41	26,93	17,90

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

Gráfica 86. Proyección Demanda GN Petroquímica  
Región Costa



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

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 una tasa de crecimiento de 0,36% promedio anual, que

llevaría a un consumo máximo en la costa de 22,41 GBTUD.

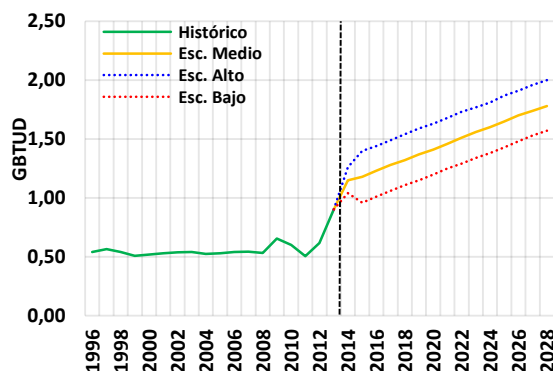
### 6.4.2 Región Noroeste

Tabla 35. Proyección Demanda GN Petroquímica  
Región Noroeste

GBTUD	Revisión Noviembre de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2014	1,15	1,26	1,04
2015	1,18	1,40	0,96
2016	1,23	1,44	1,01
2017	1,28	1,49	1,06
2018	1,32	1,54	1,11
2019	1,37	1,59	1,15
2020	1,41	1,63	1,20
2021	1,46	1,68	1,25
2022	1,51	1,73	1,29
2023	1,56	1,77	1,34
2024	1,60	1,81	1,38
2025	1,65	1,87	1,43
2026	1,70	1,91	1,48
2027	1,74	1,96	1,53
2028	1,78	2,00	1,57

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

Gráfica 87. Proyección Demanda GN Petroquímica  
Región Noroeste



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

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

anual de 4% en el período 2015 – 2028, pasando de consumos de 1 a 1,8 GBTUD.

### 6.5 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.

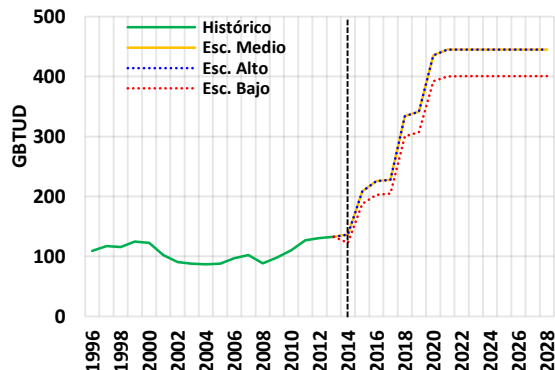
Los escenarios Alto y Medio corresponden a los máximos consumos esperados en cada una de las instalaciones y usos, mientras que el escenario Bajo corresponde al 90% del máximo consumo esperado.

**Tabla 36. Proyección Demanda Nacional de GN Petrolero**

GBTUD	Revisión Noviembre de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2014	136,36	136,36	122,73
2015	208,82	208,82	187,94
2016	225,43	225,43	202,89
2017	227,71	227,71	204,94
2018	333,74	333,74	300,37
2019	341,33	341,33	307,20
2020	435,48	435,48	391,93
2021	444,81	444,81	400,33
2022	445,06	445,06	400,55
2023	445,06	445,06	400,55
2024	445,06	445,06	400,56
2025	445,06	445,06	400,55
2026	445,06	445,06	400,55
2027	445,06	445,06	400,55
2028	445,06	445,06	400,56

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

**Gráfica 88. Proyección Demanda Nacional de GN Petrolero**



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

A continuación se presentan las proyecciones de consumo por región:

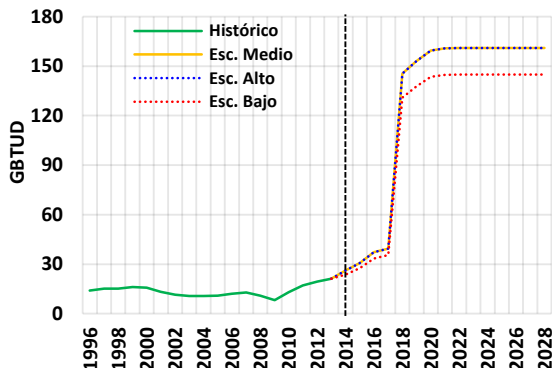
#### 6.5.1 Región Centro

**Tabla 37. Proyección Demanda GN Petrolera Región Centro**

GBTUD	Revisión Noviembre de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2014	26,33	26,33	23,69
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

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

**Gráfica 89. Proyección Demanda GN Petrolera Región Centro**



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

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 2028.

### 6.5.2 Región Costa

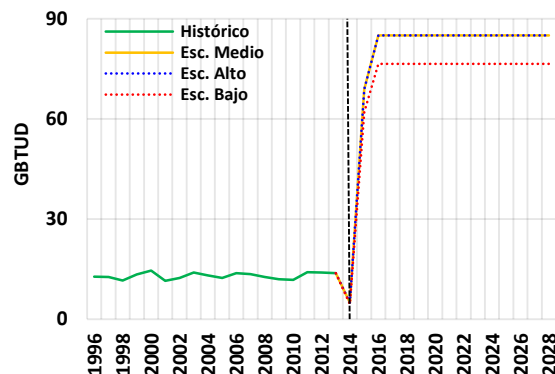
**Tabla 38. Proyección Demanda GN Petrolera Región Costa**

GBTUD	Revisión Noviembre de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2014	5,02	5,02	4,52
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
2025	85,00	85,00	76,50

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

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

**Gráfica 90. Proyección Demanda GN Petrolera Región Costa**



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

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.

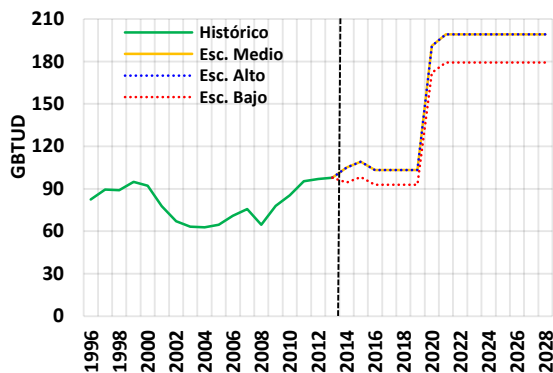
### 6.5.3 Región Noreste

Tabla 39. Proyección Demanda GN Petrolera Región Noreste

GBTUD	Revisión Noviembre de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2014	105,02	105,02	94,52
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

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

Gráfica 91. Proyección Demanda GN Petrolera Región Noreste



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

En la región Noreste se ubica la refinera 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.

### 6.6 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.

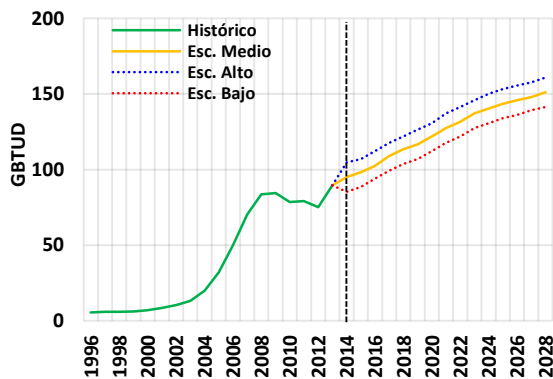
Al igual que en el sector Petrolero, los datos de proyección del sector transporte son los mismos que los presentados en la revisión de Julio.

**Tabla 40. Proyección Demanda Nacional de GN Transporte**

GBTUD	Revisión Noviembre de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2014	95,04	104,76	85,32
2015	98,28	106,92	88,56
2016	102,60	112,32	93,96
2017	109,08	117,72	99,36
2018	113,40	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	145,80	127,44
2024	140,40	150,12	130,68
2025	143,64	153,36	133,92
2026	145,80	155,52	136,08
2027	147,96	157,68	139,32
2028	151,20	160,92	141,48

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

**Gráfica 92. Proyección Demanda Nacional de GN Transporte**



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

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 92 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.

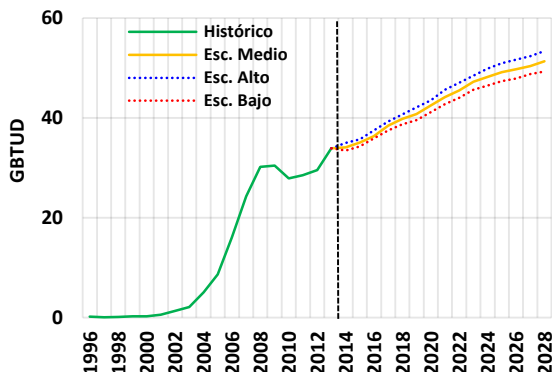
### 6.6.1 Región Centro

**Tabla 41. Proyección Demanda GN Transporte Región Centro**

GBTUD	Revisión Noviembre de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2014	34,08	35,01	33,49
2015	35,03	35,71	34,27
2016	36,37	37,48	35,89
2017	38,46	39,26	37,50
2018	39,79	40,67	38,71
2019	40,75	42,09	39,53
2020	42,46	43,50	41,15
2021	44,16	45,63	42,77
2022	45,50	47,04	44,00
2023	47,20	48,46	45,62
2024	48,17	49,87	46,48
2025	49,14	50,93	47,35
2026	49,74	51,62	47,85
2027	50,36	52,32	48,75
2028	51,34	53,38	49,28

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

**Gráfica 93. Proyección Demanda GN Transporte  
Región Centro**



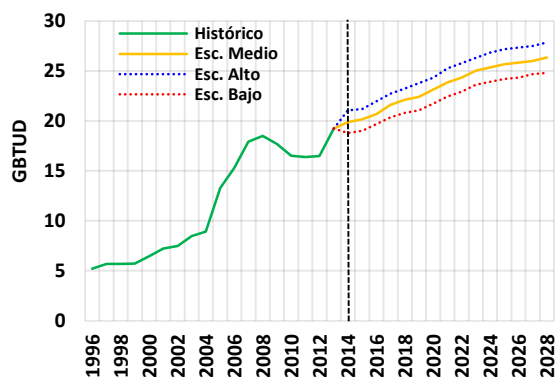
Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2014.

En la región Centro se espera un crecimiento promedio anual de 2,8% en el período 2014 - 2028. En la Gráfica 93 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%.

GBTUD	Revisión Noviembre de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2028	26,34	27,85	24,81

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

**Gráfica 94. Proyección Demanda GN Transporte  
Región Costa**



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

En la región Costa se espera un crecimiento promedio anual de 2,1% en el período 2014 a 2028.

## 6.6.2 Región Costa

**Tabla 42. Proyección Demanda GN Transporte Región  
Costa**

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

### 6.6.3 Región CQR

Tabla 43. Proyección Demanda GN Transporte Región CQR

GBTUD	Revisión Noviembre de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2014	7,45	8,14	6,77
2015	7,70	8,31	7,01
2016	8,03	8,72	7,42
2017	8,53	9,14	7,83
2018	8,86	9,47	8,16
2019	9,10	9,81	8,40
2020	9,52	10,14	8,82
2021	9,93	10,64	9,23
2022	10,26	10,97	9,56
2023	10,68	11,31	9,97
2024	10,93	11,64	10,21
2025	11,17	11,89	10,46
2026	11,34	12,05	10,62
2027	11,50	12,22	10,86
2028	11,75	12,47	11,02

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

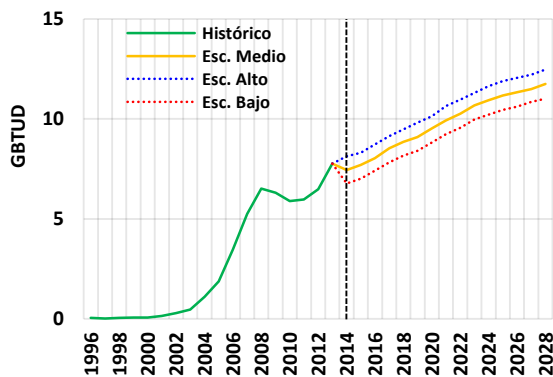
### 6.6.4 Región Noreste

Tabla 44. Proyección Demanda GN Transporte Región Noreste

GBTUD	Revisión Noviembre de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2014	2,46	3,28	1,57
2015	2,49	3,25	1,62
2016	2,53	3,32	1,72
2017	2,64	3,38	1,81
2018	2,68	3,41	1,88
2019	2,70	3,44	1,93
2020	2,78	3,47	2,03
2021	2,85	3,56	2,12
2022	2,90	3,59	2,19
2023	2,97	3,62	2,28
2024	2,99	3,64	2,34
2025	3,02	3,65	2,39
2026	3,03	3,63	2,43
2027	3,03	3,61	2,48
2028	3,07	3,62	2,52

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

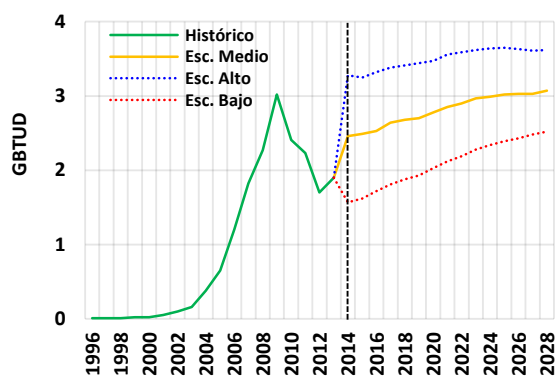
Gráfica 95. Proyección Demanda GN Transporte Región CQR



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

En la región CQR se proyecta un crecimiento de 57,6% en el período 2014 – 2028, que representaría un crecimiento promedio anual de 2,8%, pasando de un consumo de cerca de 7,45 GBTUD en 2014 a 11,75 GBTUD en 2028.

Gráfica 96. Proyección Demanda GN Transporte Región Noreste



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

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.

### 6.6.5 Región Noroeste

Tabla 45. Proyección Demanda GN Transporte Región Noroeste

GBTUD	Revisión Noviembre de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2014	7,87	8,93	6,78
2015	8,42	9,36	7,36
2016	9,06	10,08	8,12
2017	9,90	10,80	8,88
2018	10,54	11,43	9,54
2019	11,09	12,07	10,10
2020	11,84	12,71	10,86
2021	12,59	13,56	11,61
2022	13,23	14,20	12,26
2023	13,98	14,84	13,01
2024	14,51	15,48	13,54
2025	15,03	16,00	14,06
2026	15,43	16,41	14,46
2027	15,83	16,80	14,96
2028	16,33	17,31	15,34

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

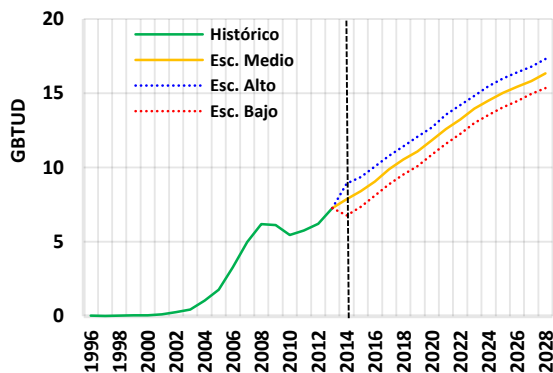
### 6.6.6 Región Suroeste

Tabla 46. Proyección Demanda GN Transporte Región Suroeste

GBTUD	Revisión Noviembre de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2014	17,75	21,87	13,31
2015	18,76	22,55	14,50
2016	19,98	23,92	16,03
2017	21,64	25,30	17,57
2018	22,87	26,46	18,92
2019	23,88	27,61	20,05
2020	25,33	28,77	21,59
2021	26,79	30,40	23,12
2022	28,02	31,56	24,43
2023	29,47	32,72	25,96
2024	30,46	33,88	27,03
2025	31,44	34,79	28,09
2026	32,17	35,45	28,90
2027	32,89	36,10	29,93
2028	33,84	36,99	30,71

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

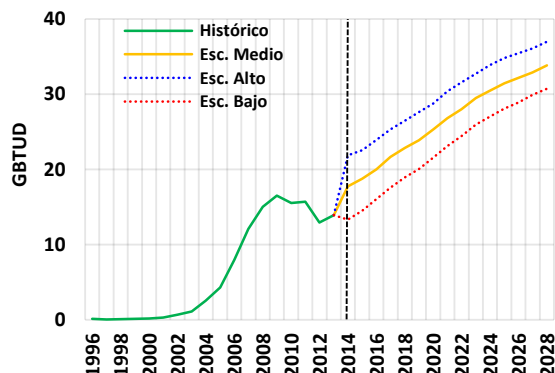
Gráfica 97. Proyección Demanda GN Transporte Región Noroeste



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

En la región Noroeste se espera pasar de un consumo de 7,8 GBTUD en 2014 a 16,33 en 2028. Este crecimiento se puede ver reflejado en la implementación de buses de transporte público con uso exclusivo de gas.

Gráfica 98. Proyección Demanda GN Transporte Región Suroeste



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

En la región Suroeste se espera que la demanda aumente de 14 GBTUD en 2013 a 33 GBTUD en 2028, que representaría doblar la demanda actual.

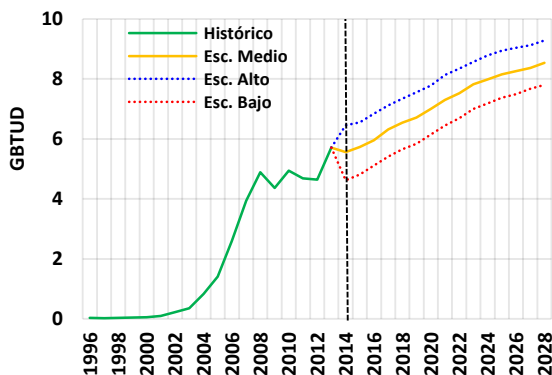
## 6.6.7 Región Tolima Grande

Tabla 47. Proyección Demanda GN Transporte Región Tolima Grande

GBTUD	Revisión Noviembre de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2014	5,56	6,46	4,62
2015	5,73	6,55	4,81
2016	5,96	6,84	5,11
2017	6,32	7,12	5,41
2018	6,54	7,34	5,66
2019	6,71	7,56	5,84
2020	7,00	7,78	6,15
2021	7,30	8,13	6,45
2022	7,52	8,35	6,69
2023	7,82	8,57	7,00
2024	7,98	8,78	7,18
2025	8,15	8,94	7,37
2026	8,26	9,04	7,49
2027	8,37	9,13	7,67
2028	8,54	9,29	7,80

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

Gráfica 99. Proyección Demanda GN Transporte Región Tolima Grande



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

En la región Tolima Grande, se proyecta un aumento de 57% en el período 2013 a 2028, pasando de un consumo de 5,71 GBTUD en 2013 a 8,54 GBTUD en 2028. Junto con Noroeste y CQR son las regiones que presentan un menor crecimiento en el período evaluado.

## 6.7 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:

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

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.

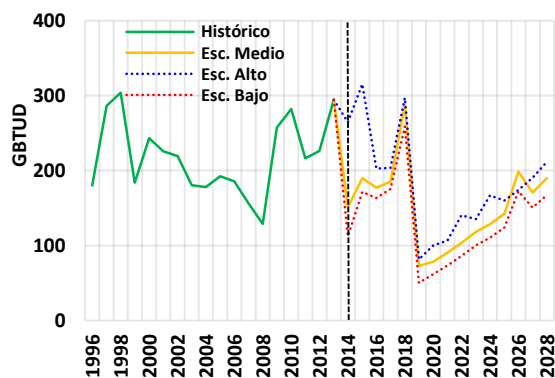
La proyección del sector termoeléctrico se presenta a continuación:

**Tabla 48. Proyección Demanda Nacional de GN Termoeléctricas**

GBTUD	Revisión Noviembre de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2014	151,25	264,50	112,40
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

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

**Gráfica 100. Proyección Demanda Nacional de GN Termoeléctricas**

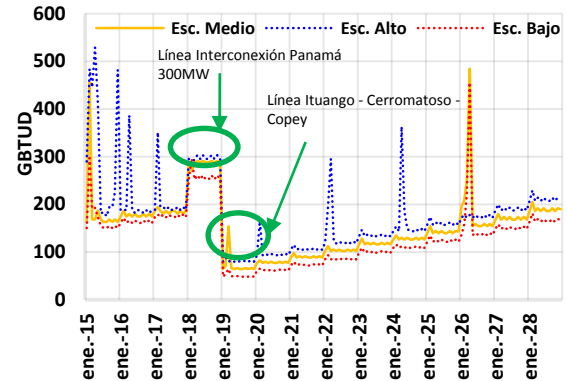


Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2014.

En la Tabla 48 y Gráfica 100 se aprecia que de acuerdo a las reservas hídricas esperadas por el SDDP, la cantidad de gas requerida se mantiene en niveles superiores a 250GBTUD durante el 2014 y 2015 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 hidrologías.

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 101 se puede apreciar, con frecuencia mensual, la evolución del consumo de GN y las implicaciones de la entrada de nuevos proyectos al SIN.

**Gráfica 101. Proyección Demanda Nacional de GN Mensual Termoeléctricas**



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

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

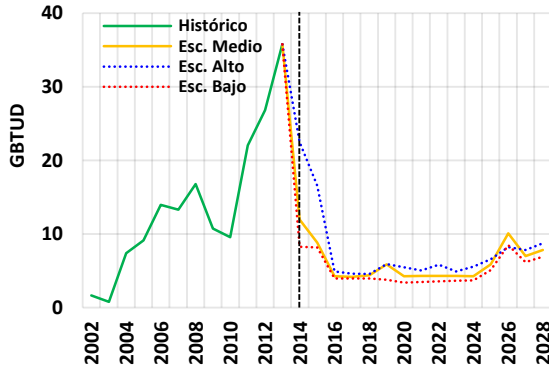
### 6.7.1 Región Centro

**Tabla 49. Proyección Demanda GN Termoeléctricas Región Centro**

GBTUD	Revisión Noviembre de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2014	11,99	22,49	8,29
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

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

**Gráfica 102. Proyección Demanda GN Termoeléctricas  
Región Centro**



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

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 5,7 GBTUD para el período 2014 – 2028.

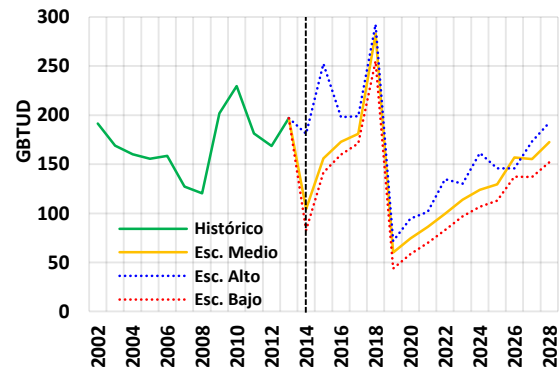
## 6.7.2 Región Costa

**Tabla 50. Proyección Demanda GN Termoeléctricas  
Región Costa**

GBTUD	Revisión Noviembre de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2014	104,31	181,02	82,90
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

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

**Gráfica 103. Proyección Demanda GN Termoeléctricas  
Región Costa**



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

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.

Para el 2014 se espera una disminución en el consumo de GN. A pesar de que agencias internacionales como la NOAA en su reporte de mitad de octubre proyectan un 60% de posibilidades de ocurrencia de un fenómeno de El Niño, el consumo de GN en 2014 es menor que en el año anterior por la recuperación del embalse en meses recientes.

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.

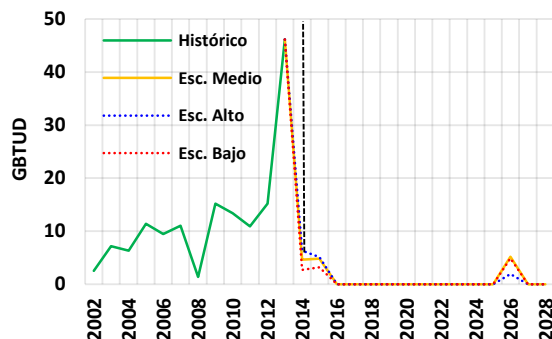
### 6.7.3 Región Noreste

**Tabla 51. Proyección Demanda GN Termoeléctricas  
Región Noreste**

GBTUD	Revisión Noviembre de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2014	4,62	6,30	2,68
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

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

**Gráfica 104. Proyección Demanda GN Termoeléctricas  
Región Noreste**



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

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.

### 6.7.4 Región Noroeste

Tabla 52. Proyección Demanda GN Termoeléctricas  
Región Noroeste

GBTUD	Revisión Noviembre de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2014	30,02	54,08	18,33
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
2027	8,36	9,32	7,37
2028	9,43	10,52	8,31

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

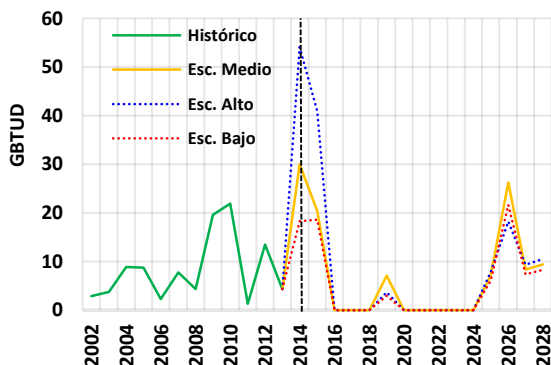
### 6.7.5 Región Suroeste

Tabla 53. Proyección Demanda GN Termoeléctricas  
Región Suroeste

GBTUD	Revisión Noviembre de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2014	0,32	0,61	0,20
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
2028	0,09	0,10	0,08

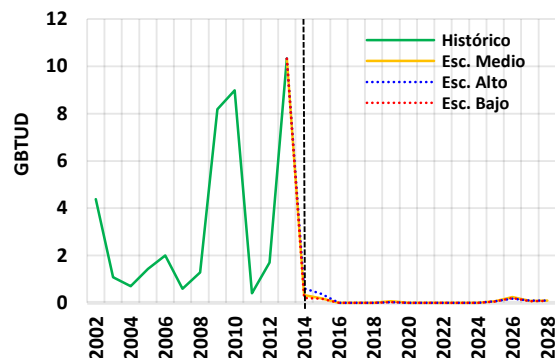
Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2014.

Gráfica 105. Proyección Demanda GN Termoeléctricas  
Región Noroeste



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

Gráfica 106. Proyección Demanda GN Termoeléctricas  
Región Suroeste



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

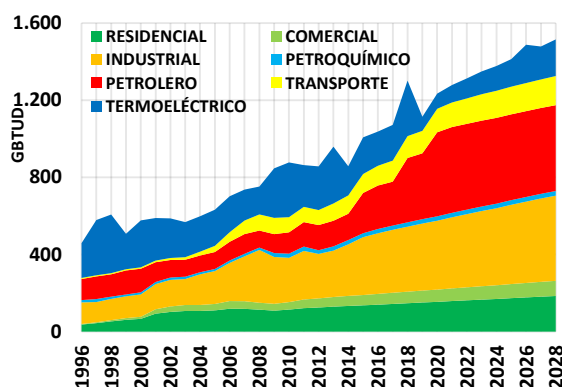
Al igual que en la región Noreste, en Noroeste se esperan consumos de GN en los años con bajos aportes hidrológicos.

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

## 6.8 Resumen demanda sectorial

Para la mayoría de los sectores analizados en el presente capítulo se esperan crecimientos en el período 2014 – 2028. Los sectores que presentan mayor crecimiento son el sector Petrolero y el sector Industrial, en los que se esperan crecimientos de 59% y 51% respectivamente, en el período evaluado. El crecimiento en el sector Petrolero se debe a la ampliación de carga de crudo en las refinerías de Cartagena y Barrancabermeja, mientras que el sector Industrial debe su crecimiento a las expectativas de crecimiento de la economía colombiana. Por otra parte, para el sector Termoeléctrico se espera una disminución en el consumo respecto al nivel actual, debido a la entrada de nuevos proyectos hidroeléctricos y por la nueva línea de transmisión de 500kV Ituango - Cerromatoso – Copey, que disminuirá las generaciones de seguridad en la Costa Atlántica a partir del año 2019.

Gráfica 107. Demanda de GN Sectorial

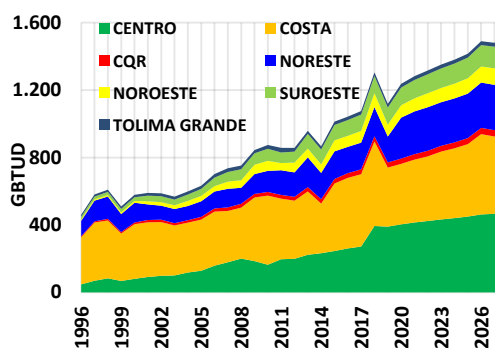


Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2014.

De la Gráfica 107 se infiere que en el período proyectado los sectores que presentan mayor

participación dentro de la demanda en el escenario medio de GN son el Industrial, el Petrolero y el Doméstico – que contiene el Residencial y el Comercial - con 26,8%, 28,1% y 19,4% respectivamente. A nivel regional, se espera que las regiones Centro y Costa sigan siendo las de mayor participación, con 63% del mercado de GN.

Gráfica 108. Demanda de GN Regional



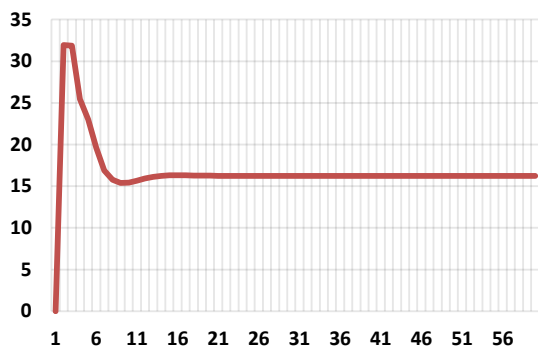
Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2014.

En las regiones en las que se espera mayor crecimiento son Centro y Noroeste, en las que se esperan incrementos de 5,02 y 4,62% promedio anual. Por su parte, la región Tolima Grande presenta el menor crecimiento, con tasas de 1,77% promedio anual.

## 6.9 Funciones Impulso – Respuesta de los Modelos VEC

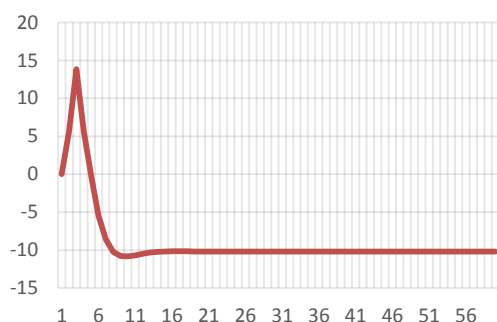
A continuación se presenta el análisis de la respuesta de la demanda de GN ante impulsos en las variables significativas para 3 de los 5 sectores analizados, mediante la construcción para los VEC estimados de las funciones Impulso – Respuesta (FIR).

**Gráfica 109. Respuesta Demanda GN residencial al precio del GLP**



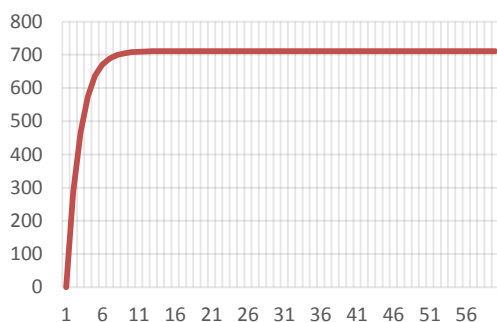
Fuente: Cálculos UPME

**Gráfica 110. Respuesta Demanda GN comercial al precio del GN Guajira**



Fuente: Cálculos UPME

**Gráfica 111. Respuesta Demanda GN Industrial al IPI**



Fuente: Cálculos UPME

Se infiere de las gráficas 109 – 111, que al introducir un choque en el precio del gas natural se presenta un incremento de la demanda de GN que se estabiliza en el largo plazo, incrementando su nivel de tendencia, razón por la cual el choque es estructural, dado que afecta la dinámica de corto y largo plazo de la demanda. Situación similar ocurre con el Índice de Producción Industrial (IPI); un choque de IPI, aumenta la demanda de GN de manera sostenida, es decir, no regresa a los niveles previos al choque. Por el contrario, al aumentar el precio del GN Guajira, hace que la demanda disminuya.

### 6.10 Meta Análisis de Modelos Utilizados

Para cinco de los siete sectores analizados en el presente documento se realizó un meta análisis para verificar la magnitud del error de predicción, y la composición del mismo. Como se explicó en la revisión de Julio, el error medio cuadrático se puede descomponer en tres elementos: errores por sesgo, errores adjudicados al modelo y errores aleatorios. La suma de estos tres elementos debe ser igual a uno, buscando maximizar la componente aleatoria en detrimento de las dos restantes.

El horizonte de análisis es enero de 2013 a junio de 2014. Se revisaron 3 criterios estadísticos: el error promedio porcentual, APE por sus siglas en inglés; el error promedio absoluto, AAE por sus siglas en inglés; y el error medio cuadrático, MSE por sus siglas en inglés.

Los sectores analizados en el estudio de la demanda de GN para Colombia fueron: residencial, comercial, industrial, petroquímico y transporte.

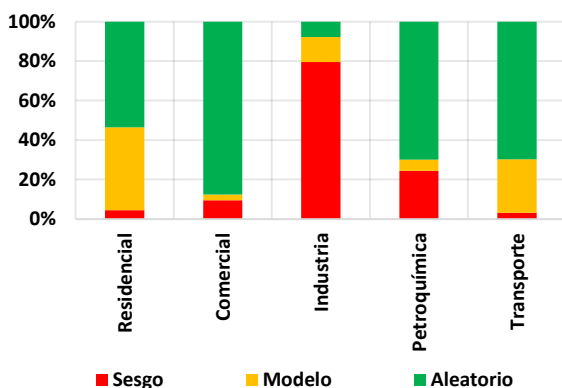
**Tabla 54. Errores de las proyecciones revisión noviembre**

SECTOR	APE	AAE	MSE
Residencial	-0,91%	3,61	0,14%
Comercial	-2,67%	3,27	0,99%
Industria	-8,20%	20,56	0,85%
Petroquímica	-2,81%	1,05	0,35%
Transporte	0,47%	2,44	0,15%

Fuente: Cálculos UPME

En la Tabla 54 se aprecia que el error promedio porcentual está por debajo del 10% en todos los sectores. Adicionalmente el error cuadrático medio está por debajo del 1% mostrando el buen desempeño de los modelos. Sin embargo, se realiza un análisis de mayor detalle al descomponer el MSE en sus tres elementos, como se muestra en la siguiente gráfica.

**Gráfica 112. Composición del Error Cuadrático Medio de las proyecciones revisión noviembre**



Fuente: Cálculos UPME

De la Gráfica 112 se desprende como para la mayoría de los sectores, el error presenta un comportamiento aleatorio, con más del 50%. Pero para el sector industrial, se presenta una alta componente de sesgo en la composición del error.

Al realizar el mismo análisis para las proyecciones de la revisión de julio se presentaron los siguientes resultados:

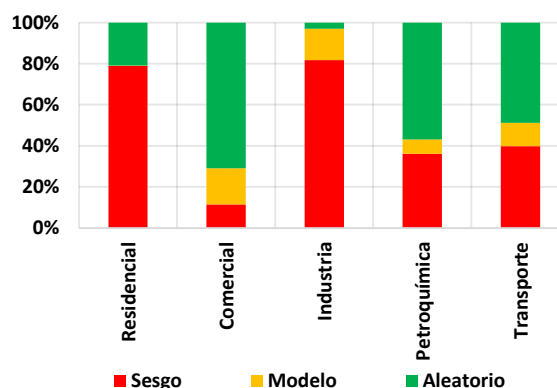
**Tabla 55. Errores de las proyecciones revisión julio**

SECTOR	APE	AAE	MSE
Residencial	8,96%	12,15	0,99%
Comercial	7,26%	7,56	2,27%
Industria	11,69%	30,20	1,67%
Petroquímica	-2,47%	0,79	0,16%
Transporte	-2,36%	2,84	0,14%

Fuente: Cálculos UPME

Según se desprende de la Tabla 55 se observa que a pesar que el error promedio porcentual está por debajo del 10% en la mayoría de los sectores, en comparación con la revisión de noviembre, la revisión de julio presenta mayores desviaciones de las predicciones con respecto a los valores realmente presentados. Al revisar el error cuadrático medio, vemos que para los sectores comercial e industrial está por encima del 1%. Se puede concluir que en la revisión de julio se estaban sobreestimando los consumos de los sectores residencial, comercial e industrial.

**Gráfica 113. Composición del Error Cuadrático Medio de las proyecciones revisión julio**



Fuente: Cálculos UPME

En la Gráfica 113 se puede ver que para los sectores comercial, petroquímico y transporte, el error es explicado por factores aleatorios en más del 50%, mientras que para los sectores residencial e industrial el error es explicado por sesgos en la especificación de las variables que componen el modelo.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Bloomberg. (n.d.). *Business, Financial & Economic News, Stock Quotes*.

FMI. (n.d.). "World Economic Outlook Database". Retrieved 11 7, 2014, from <http://www.imf.org/external/pubs/ft/weo>

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.

International Energy Agency. (n.d.). *International Energy Outlook (2014)*.

Parker, J. A. (2012). *Learning Time-Series Econometrics*. Portland: Reed College. Retrieved 08 28, 2014, from [http://academic.reed.edu/economics/parker/s14/312/tschapters/S13\\_Ch\\_5.pdf](http://academic.reed.edu/economics/parker/s14/312/tschapters/S13_Ch_5.pdf)

Wood Mackenzie. (n.d.). *Energy Markets - NGL Service*. Retrieved 11 10, 2014, from <http://portal.woodmac.com/web/woodmac/document?contentId=20987899>

**Contacto:**  
**Pbx: 222 06 01**  
**Fax: 221 95 37**  
**Avenida Calle 26 No. 69D-91 Piso 9**  
**Síguenos en: @UPMEOFICIAL**

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](http://www.upme.gov.co)

