

# Análisis prospectivo de los efectos de la incorporación del gas natural sintético SNG (producido a partir del carbón), en la matriz energética colombiana (Financiado por Celsia S.A. ESP)

---

**Investigadores**

**Astrid Martínez  
Germán Corredor**

**Analista:** Alejandra Corredor

**Asistente:** Tatiana Aguilar



Diciembre de 2012

## CONTENIDO

Introducción .....	1
I. Mercado de carbón .....	4
1. Contexto internacional.....	4
2. Normatividad del carbón en Colombia .....	8
3. Carbón en Colombia.....	13
4. Carbón por poder calorífico .....	19
5. Proyecciones .....	26
II. Mercado de Gas Natural .....	32
1. Contexto Internacional.....	32
2. Normatividad del gas natural en Colombia.....	36
3. Gas Natural En Colombia.....	42
4. Yacimientos no convencionales .....	58
III. Mercado de GNL.....	61
1. Contexto internacional.....	61
2. Estados Unidos .....	66
3. GNL en Colombia.....	70
IV. Modelo prospectivo para la incorporación del Gas Natural Sintético en el país .....	78
1. LEAP (Long Range Energy Alternatives Planning System) .....	78
2. Balance Energético del Gas en Colombia.....	79
3. Proyecciones .....	81
4. Conclusiones del modelo .....	102
Bibliografía .....	104
Anexos.....	106

## Índice de Gráficos

Gráfico 1. Evolución de la oferta energética de fuentes primarias.....	1
Gráfico 2. Demanda de energía final en Colombia, histórica y proyección .....	2
Gráfico 3. Evolución de la producción de carbón por región.....	4
Gráfico 4. Mayores productores de carbón, 2011 .....	5
Gráfico 5. Mayores reservas de carbón, 2011 .....	5
Gráfico 6. Reservas probadas de carbón por región, 2011.....	5
Gráfico 7. Principales exportadores de carbón, 2011* .....	6
Gráfico 8. Mayores consumidores de carbón, 2011 .....	6
Gráfico 9. Evolución de precios del carbón.....	7
Gráfico 10. Evolución de precios del carbón.....	8
Gráfico 11. Participación de los países productores de carbón en América Latina .....	13
Gráfico 12. Evolución de la producción de carbón en Colombia .....	15
Gráfico 13. Producción de carbón por departamento, 2011 .....	16
Gráfico 14. Composición de las reservas de carbón en Colombia .....	17
Gráfico 15. Evolución del consumo de carbón en Colombia.....	18
Gráfico 16. Precios FOB de Exportación de Carbón .....	18
Gráfico 17. Principales países exportadores de carbón por tipo .....	20
Gráfico 18. Principales países importadores de carbón por tipo.....	20
Gráfico 19. Evolución de la producción de carbón por tipo.....	21
Gráfico 20. Exportaciones de Carbón por tipo.....	22
Gráfico 21. Precios FOB de Exportación de Carbón .....	22
Gráfico 22. Evolución de las regalías de carbón.....	25
Gráfico 23. Demanda del sector de carbón .....	25
Gráfico 24. Proyección de demanda de Carbón en Colombia según usos.....	27
Gráfico 25. Proyección de precios de Carbón en Colombia según regiones.....	27
Gráfico 26. Proyección de exportaciones de Carbón en Colombia.....	28
Gráfico 27. Consumo mundial de carbón por región, 1980-2035.....	30
Gráfico 28. Consumo mundial de carbón por sector, 1980-2035.....	30
Gráfico 29. Evolución reservas probadas de gas 1990-2011 .....	32
Gráfico 30. Producción mundial de gas natural 1990-2011.....	33
Gráfico 31. Relación Reservas/Producción (años) .....	34
Gráfico 32. Evolución del consumo mundial de gas natural .....	34
Gráfico 33. Evolución de precios internacionales del gas natural .....	35
Gráfico 34. Consumo mundial de gas por región 2006-2035 .....	36
Gráfico 35. Evolución de las reservas de gas natural .....	44
Gráfico 36. Distribución de las reservas de gas natural .....	44
Gráfico 37. Evolución de la producción de gas natural Gpc.....	45
Gráfico 38. Producción de gas natural Mpcd .....	45
Gráfico 39. Producción de gas natural 2011 .....	46
Gráfico 40. Suministro de gas natural por campos.....	46

Gráfico 41. Producción declarada de gas 2010- 2019 GPCD.....	47
Gráfico 42. Producción esperada de Gas Natural por campos, GBTUD.....	48
Gráfico 43. Relación Reservas/Producción (R/P) años.....	48
Gráfico 44. Distribución de la demanda de gas natural, 2011 .....	49
Gráfico 45. Evolución del consumo sectorial de gas natural por sector .....	49
Gráfico 46. Demanda de Gas Natural por sectores MPCD.....	50
Gráfico 47. Estructura de consumo 2011.....	50
Gráfico 48. Demanda de gas natural por área geográfica .....	51
Gráfico 49. Escenarios de demanda UPME 2012-2019 MPCD.....	51
Gráfico 50. Balance de oferta demanda 2012- 2019 GBTUD.....	52
Gráfico 51. Balance Costa.....	53
Gráfico 52. Balance Interior .....	54
Gráfico 53. Evolución de precios del gas.....	56
Gráfico 54. Proyección de precios en boca de pozo Guajira.....	57
Gráfico 55. Proyección de precios en boca de pozo Gas Cusiana .....	57
Gráfico 56. Demanda mundial de gas 2005-2016.....	64
Gráfico 57. Oferta mundial de gas 2005-2016 .....	65
Gráfico 58. Cambios de capacidad esperada en Europa por tipo combustible, 2011 vs. 2015 .....	65
Gráfico 59. Quién compra GNL? .....	66
Gráfico 60. Promedio anual precios spot Henry Hub 1990 – 2035.....	67
Gráfico 61. Promedio anual de precios Henry Hub spot de gas natural 1990 – 2035 .....	67
Gráfico 62. Producción de gas natural, consumo e importaciones en Estados Unidos.....	68
Gráfico 63. Comercio de gas natural para Norte América .....	68
Gráfico 64. Inversión planeada en Capacidad de Generación (Power Capacity).....	69
Gráfico 65. Demanda y oferta de gas natural (escenario alto de demanda).....	70
Gráfico 66. Demanda y producción de gas natural.....	72
Gráfico 67. Costo esperado de abastecimiento .....	73
Gráfico 68. Costo unitario esperado de abastecimiento .....	74
Gráfico 69. Beneficios de seguridad de abastecimiento.....	74
Gráfico 70. Costo promedio de referencia GNL, agosto 2011 – agosto 2012.....	76
Gráfico 71. Consumo de Gas Natural por sectores 2010 .....	80
Gráfico 72. Producción de Gas Natural por regiones 2010.....	80
Gráfico 73. Balance Gas Natural 2010.....	81
Gráfico 74. Proyección de demanda en los 4 escenarios analizados.....	84
Gráfico 75. Participación por sectores en la demanda escenario medio 2010, 2020, 2030.....	85
Gráfico 76. Participación por sectores en la demanda escenario medio + niño 2010, 2020, 2030..	86
Gráfico 77. Participación por sectores en la demanda escenario alto 2010, 2020, 2030.....	87
Gráfico 78. Participación por sectores en la demanda escenario alto + niño 2010, 2020, 2030.....	87
Gráfico 79. Alternativas de producción de gas natural.....	88
Gráfico 80. Balance energético alternativa 1 para los 4 escenarios de demanda .....	90
Gráfico 81. Balance energético alternativa 2 y 2.1 para los escenarios medio y medio + niño .....	91
Gráfico 82. Balance energético alternativa 2 y 2.1 para los escenarios alto y alto + niño .....	92

Gráfico 83. Balance energético alternativa 3 y 3.1 para los escenarios medio y medio + niño .....	93
Gráfico 84. Balance energético alternativa 3 y 3.1 para los escenarios alto y alto + niño .....	94
Gráfico 85. Producción por tipo, \$ GNS < \$ GNL sin nuevos yacimientos.....	95
Gráfico 86. Producción por tipo, \$ GNS < \$ GNL con nuevos yacimientos .....	96
Gráfico 87. Producción por tipo, \$ GNS > \$ GNL sin nuevos yacimientos.....	96
Gráfico 88. Producción por tipo, \$ GNS > \$ GNL con nuevos yacimientos .....	98
Gráfico 89. Producción por tipo, \$ GNS > \$ GNL sin nuevos yacimientos.....	99
Gráfico 90. Producción por tipo, \$ GNS = \$ GNL con nuevos yacimientos .....	101

## Índice de Cuadros

Cuadro 1. Evolución de la producción de carbón por departamento, miles de toneladas .....	16
Cuadro 2. Evolución de las reservas de carbón por departamento, miles de toneladas.....	17
Cuadro 3. Clasificación de los carbones .....	19
Cuadro 4. Comercio mundial de carbón .....	19
Cuadro 5. Reservas, producción y tipo de carbón por departamento, 2011.....	23
Cuadro 6. Perspectivas de la evolución del consumo mundial de energía por esenarios* .....	29
Cuadro 7. Recursos estimados de Shale gas por país, miles de millones de barriles .....	59
Cuadro 8. Comercio de gas por países en 2010 y 2011 .....	62
Cuadro 8. Mayores importadores de gas natural 2010 y 2011.....	62
Cuadro 8. Mayores exportadores de gas natural 2010 y 2011 .....	63
Cuadro 9. Demanda mundial de gas .....	64
Cuadro 10. Precios de gas natural y GNL .....	72
Cuadro 11. Alternativas para aumentar la confiabilidad del sistema .....	73
Cuadro 12. Beneficios de las plantas de GNL para la generación de seguridad (años normales) ....	75
Cuadro 13. Precios del GNL proyectados .....	75
Cuadro 14. Costo promedio de referencia GNL, agosto 2011 – agosto 2012.....	77
Cuadro 15. Escenarios de demanda .....	82
Cuadro 16. Escenarios de producción.....	83
Cuadro 17. Escenarios finales.....	83
Cuadro 18. Porcentaje de generación si \$ GNS > \$ GNL sin nuevos yacimientos.....	97
Cuadro 19. Porcentaje de generación si \$ GNS > \$ GNL con nuevos yacimientos .....	99
Cuadro 20. Porcentaje de generación si \$ GNS = \$ GNL sin nuevos yacimientos.....	100
Cuadro 21. Porcentaje de generación si \$ GNS > \$ GNL con nuevos yacimientos .....	101
Cuadro 22. Demanda nacional de energía final, 2000-2030.....	106
Cuadro 23. Precios, oferta y consumo de gas natural en Estados Unidos.....	108
Cuadro 24. Comparación de proyecciones de gas natural 2015.....	108
Cuadro 25. Comparación de proyecciones de gas natural 2025.....	109
Cuadro 26. Comparación de proyecciones de gas natural 2035.....	109
Cuadro 27. Precio Gas Natural Plantas Térmicas Costa Atlántica.....	113
Cuadro 28. Precio Gas Natural Plantas Térmicas Interior País .....	114

Cuadro 29. Precio Gas Natural Plantas Térmicas Interior País .....	115
Cuadro 30. Demanda por sectores escenario medio .....	116
Cuadro 31. Demanda por sectores escenario medio + niño .....	116
Cuadro 32. Demanda por sectores escenario alto .....	117
Cuadro 33. Demanda por sectores escenario alto + niño .....	117
Cuadro 34. Balance alternativa 1 para los 4 escenarios .....	118
Cuadro 35. Balance energético alternativa 2 y 2.1 para los escenarios medio y medio + niño .....	119
Cuadro 36. Balance energético alternativa 2 y 2.1 para los escenarios alto y alto + niño .....	120
Cuadro 37. Balance energético alternativa 3 y 3.1 para los escenarios medio y medio + niño .....	121
Cuadro 38. Balance energético alternativa 3 y 3.1 para los escenarios alto y alto + niño .....	122
Cuadro 39. Producción por tipo, \$ GNS < \$ GNL sin nuevos yacimientos.....	123
Cuadro 40. Producción por tipo, \$ GNS < \$ GNL con nuevos yacimientos .....	124
Cuadro 41. Producción por tipo, \$ GNS > \$ GNL sin nuevos yacimientos.....	125
Cuadro 42. Producción por tipo, \$ GNS > \$ GNL con nuevos yacimientos .....	126
Cuadro 43. Producción por tipo, \$ GNS = \$ GNL sin nuevos yacimientos.....	127
Cuadro 44. Producción por tipo, \$ GNS = \$ GNL con nuevos yacimientos .....	128

## Índice de Ilustraciones

Ilustración 1. Zonas potenciales de carbón en Colombia .....	14
Ilustración 2. Caracterización de la producción de carbón según tipo de minería.....	24
Ilustración 3. Gasoductos y campos de gas natural en Colombia.....	43
Ilustración 4. Producción de Gas No Convencional en el mundo, 2010 .....	58
Ilustración 5. Potencial de yacimientos no convencionales en Colombia .....	60
Ilustración 6. Principales movimientos comerciales de gas en el mundo, 2011.....	61
Ilustración 7. Propuesta de instalaciones de regasificación .....	73
Ilustración 8. Modelo LEAP Colombia Gas 2010 .....	79
Ilustración 9. Plantas de licuefacción en Norte América, 2011.....	110
Ilustración 10. Plantas de licuefacción en Europa, 2011.....	110
Ilustración 11. Plantas de licuefacción en Sur América, 2011.....	111
Ilustración 12. Plantas de licuefacción en Japón, 2011.....	111
Ilustración 13. Plantas de licuefacción en Asia, 2011 .....	112

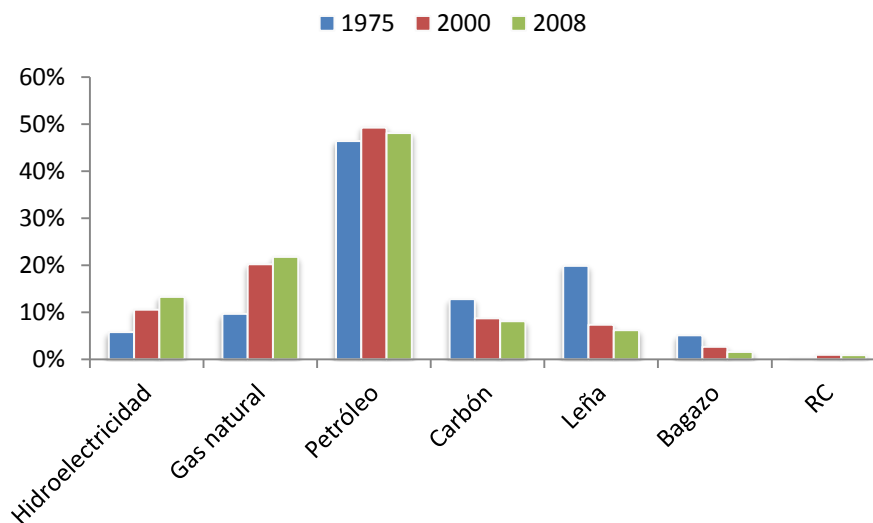
# Análisis prospectivo de los efectos de incorporación de gas natural sintético SNG producido a partir del carbón, en la matriz energética colombiana

## Introducción

Este estudio fue solicitado por **Celsia S.A. E.S.P.** a Fedesarrollo con el objeto de analizar las tendencias nacionales e internacionales del carbón y el gas natural, así como la regulación de los dos productos, para enmarcar el análisis de la forma cómo el GNS puede ser incorporado en la matriz energética de Colombia. De esta forma, Celsia ha querido contribuir al estudio del aprovechamiento del gas natural producido a partir del carbón para que autoridades, academia y empresarios puedan hacer uso de este conocimiento.

Según el Plan Energético Nacional 2010 – 2030 (PEN 2010-2030) -trabajo realizado para la UPME por la Unión Temporal Universidad Nacional y Fundación Bariloche Política Energética-, para 2008 las principales fuentes energéticas en Colombia provinieron de los hidrocarburos. Tan solo el petróleo representó el 48,1% de la oferta, seguido por el gas natural con 21,8%. La hidroelectricidad aportó un 13,3% y el carbón mineral un 8,1%. Mientras la participación de los hidrocarburos y la hidroelectricidad ha aumentado dentro de la oferta energética entre 1975 y 2008, la participación del carbón y la biomasa ha disminuido (ver Gráfico 1).

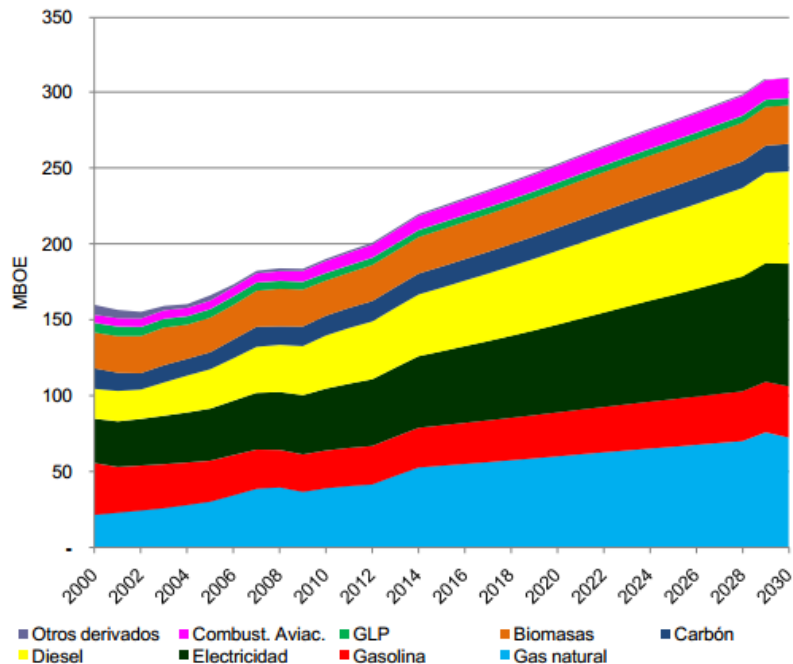
Gráfico 1. Evolución de la oferta energética de fuentes primarias



Fuente: PEN 2010 - 2035 (2010)

Como se observa en el Gráfico 2, se prevé que en las próximas décadas la demanda de gas natural siga aumentando, al igual que la demanda de diesel y electricidad. Adicionalmente, se espera que la demanda de biomasas, carbón y gasolina permanezca constante.

Gráfico 2. Demanda de energía final en Colombia, histórica y proyección



Fuente: UPME (2010)

A pesar de la importancia del gas natural en la oferta primaria de energía en Colombia, las térmicas a gas no encuentran el gas que requieren en condiciones flexibles que se adapten a su peculiar demanda de mediano plazo, caracterizada por aumentos puntuales relacionados con la presencia del fenómeno de El Niño, típicamente una vez cada cinco años.

La solución inicial a esta dificultad es la construcción de una terminal de regasificación en el Caribe que le permita a la región de la Costa Caribe contar con una fuente adicional, y flexible, de gas natural que respalde las obligaciones de energía firme de las termoeléctricas a gas en esa región. Cabe también la posibilidad de construir facilidades de importación de gas natural en la costa Pacífica para atender la demanda térmica del interior del país.

En este estudio se analizan las opciones que tendría una solución distinta: la de aprovechar el carbón de bajo poder calórico que se produce en el país para transformarlo en gas natural sintético, GNS, de tal manera que aumente la oferta doméstica de gas natural. El propósito es estudiar en qué medida y bajo cuáles condiciones podría competir este energético con las otras opciones: gas natural licuado (GNL) importado, nuevos descubrimientos e importaciones por gasoducto.



El proyecto de construir una planta para obtener, a partir del carbón, gas natural sintético y algunos subproductos puede, además de suplir un faltante de gas natural, darle un uso a un energético abundante en el país, que genere ocupación e ingresos a poblaciones carentes en términos económicos y sociales y que tenga mejores características ambientales.

No se trata de una evaluación financiera de proyecto. Los datos de inversiones, costos, escala, rendimientos, vector de subproductos y precios, así como de emisiones de CO<sub>2</sub> o de captura de carbono, son provistos por Celsia S.A a Fedesarrollo. De lo que se trata es de analizar las tendencias nacionales e internacionales del carbón y el gas natural, así como la regulación de los dos productos, para enmarcar el análisis de la forma cómo el GNS puede ser incorporado en la matriz energética de Colombia.

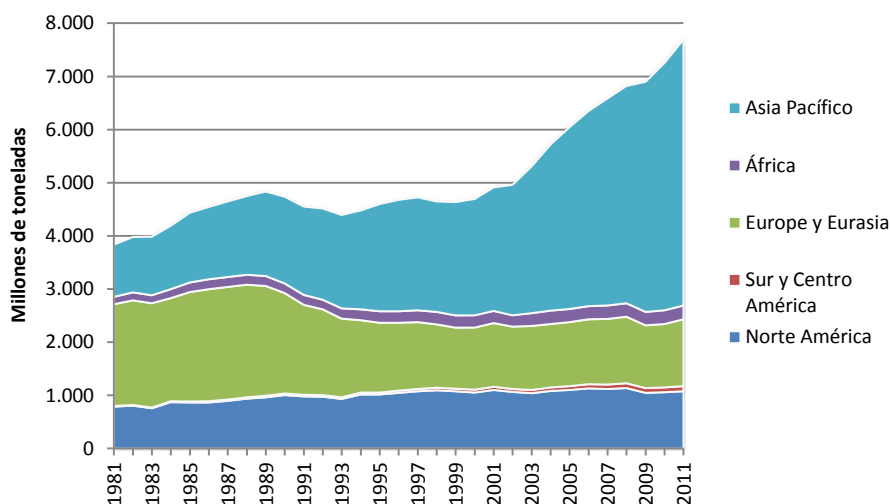
El documento consta de cuatro secciones aparte de esta introducción. En la siguiente sección se caracteriza el mercado internacional del carbón, así como la regulación y los indicadores del sector en Colombia, y se muestran algunas proyecciones para el mismo. Posteriormente, la segunda parte muestra la evolución del mercado de gas natural, en el nivel nacional y en el internacional, así como el marco regulatorio en Colombia. La tercera sección presenta las particularidades del mercado de Gas Natural Licuado (GNL). La cuarta sección presenta un modelo prospectivo para la incorporación del Gas Natural Sintético en la matriz energética del país. Por último, se presentan las conclusiones y recomendaciones.

# I. Mercado de carbón

## 1. Contexto internacional

La producción de carbón en el mundo se mantuvo relativamente constante durante la década de los años noventa, pasando de 4740 millones de toneladas en 1990 a 4701 en el año 2000. No obstante, la siguiente década se caracterizó por un constante aumento en la producción de este mineral, hasta llegar a niveles de 7.695 millones de toneladas en el año 2011 (ver Gráfico 3).

Gráfico 3. Evolución de la producción de carbón por región

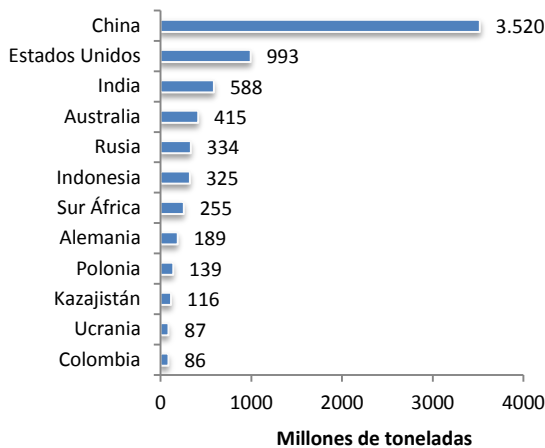


Fuente: BP Statistical Review of World Energy

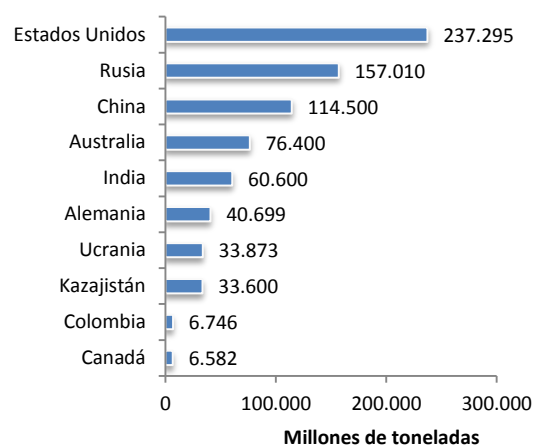
Este notable aumento de la producción de carbón durante los últimos años es atribuible principalmente a Asia Pacífico, región que además de contar con la mayor participación en la producción carbonífera, ha presentado las mayores tasas de crecimiento de este indicador, con un promedio de 7,8% durante la última década.

Como se observa en el Gráfico 4, para el año 2011, el mayor productor de carbón fue China con 3.520 millones de toneladas, lo que representó una participación del 49,5% de la producción a nivel mundial. Le siguen de lejos Estados Unidos e India con 993 y 588 millones de toneladas y una participación de 14,1% y 5,6% respectivamente. Colombia ocupa el doceavo lugar con apenas el 1,4% de la producción mundial. Adicionalmente, del total de su producción de este mineral, Colombia exporta alrededor del 87%. A pesar de su importancia en el mercado colombiano y regional, esta cifra es poco representativa para las dimensiones del mercado mundial del carbón.

**Gráfico 4. Mayores productores de carbón, 2011**



**Gráfico 5. Mayores reservas de carbón, 2011**

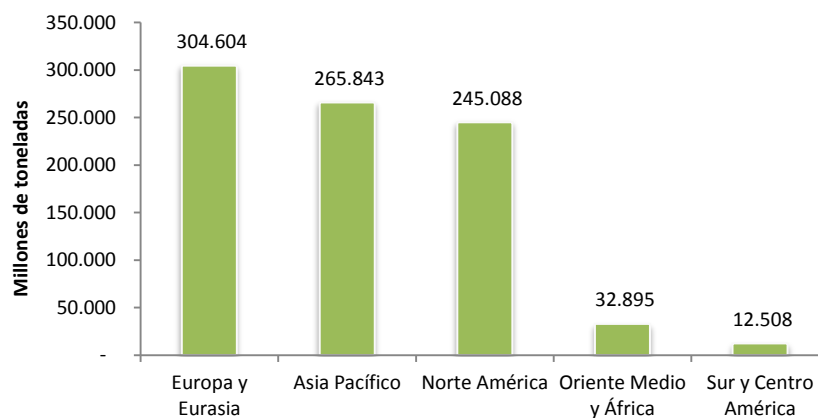


Fuente: BP Statistical Review of World Energy

Al observar las reservas probadas de carbón para el año 2011 por región, se encuentra que Europa y Eurasia cuentan con la mayor proporción de las mismas seguida por Asia Pacífico y Norte América. Mientras tanto, Oriente Medio y África y Sur y Centro América son las regiones con menores reservas (ve).

El país con mayores reservas de carbón para 2011 fue Estados Unidos con 237.295 millones de toneladas, seguido por Rusia con 157.010 y China con 114.500 millones de toneladas. De esta manera, los países mencionados cuentan con una participación de 27,6%, 18,2% y 13,3% dentro de las reservas mundiales de carbón (Ver Gráfico 5).

**Gráfico 6. Reservas probadas de carbón por región, 2011**

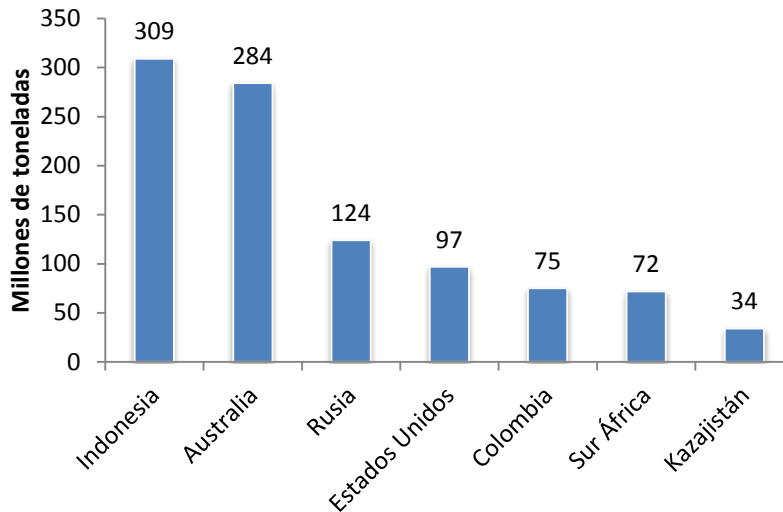


Fuente: BP Statistical Review of World Energy

En cuanto a las exportaciones de este mineral en el año 2011, según *World Coal Association*, se destacan Indonesia, Australia y Rusia con exportaciones de 309, 284 y 124 millones de toneladas, respectivamente. De manera seguida, aunque con volúmenes inferiores a los 100 millones de

toneladas, se encuentran las exportaciones de Rusia, Estados Unidos, Colombia, Sur África y Kazajistán (Gráfico 7).

**Gráfico 7. Principales exportadores de carbón, 2011\***

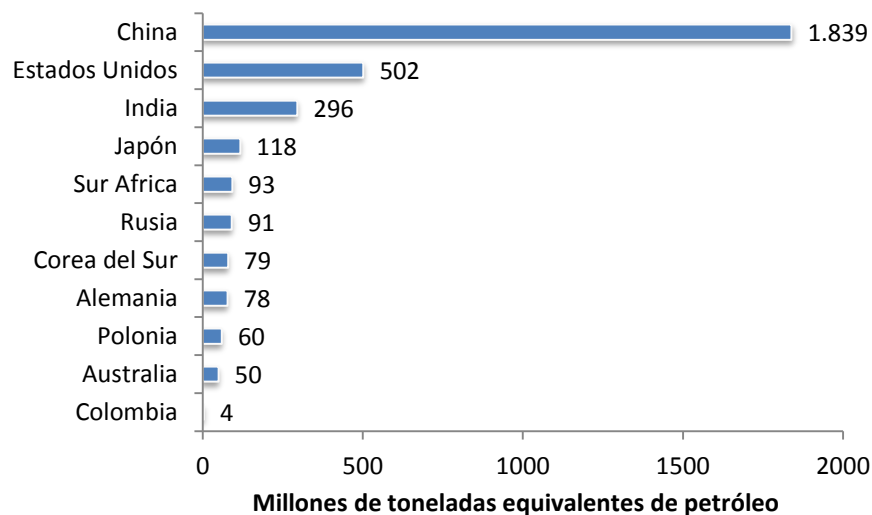


\*Las cifras son estimadas para el año 2011

Fuente: World Coal Association

Dentro de los consumidores de carbón se siguen destacando las economías china, estadounidense e india, con un consumo de 1.839, 502 y 296 millones de toneladas anuales equivalentes de petróleo respectivamente (Gráfico 8). Estas cifras reflejan una marcada concentración del consumo de este mineral. Mientras China participa con el 49,4% del consumo mundial (cifra muy similar a su participación en la producción mundial), en conjunto, estos tres países concentran más del 70% del consumo mundial.

**Gráfico 8. Mayores consumidores de carbón, 2011**

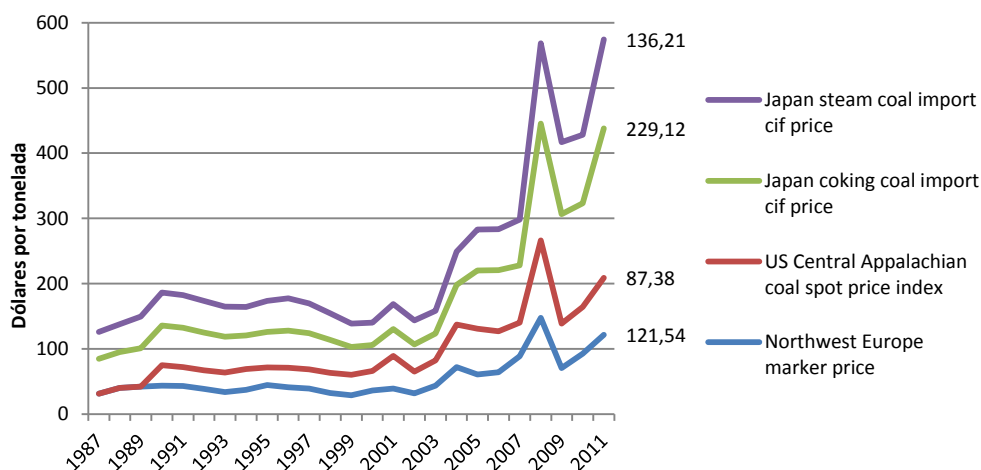


Fuente: BP Statistical Review of World Energy

En cuanto a los precios de este mineral, en los mercados internacionales se evidencia un alza generalizada a partir del año 2003 hasta el año 2009 cuando se presenta una pronunciada caída de los mismos. No obstante, un año mas tarde la tendencia alcista regresa y se mantiene hasta 2011 donde los precios lograron alcanzar los niveles previos a la caída en casi todos los mercados.

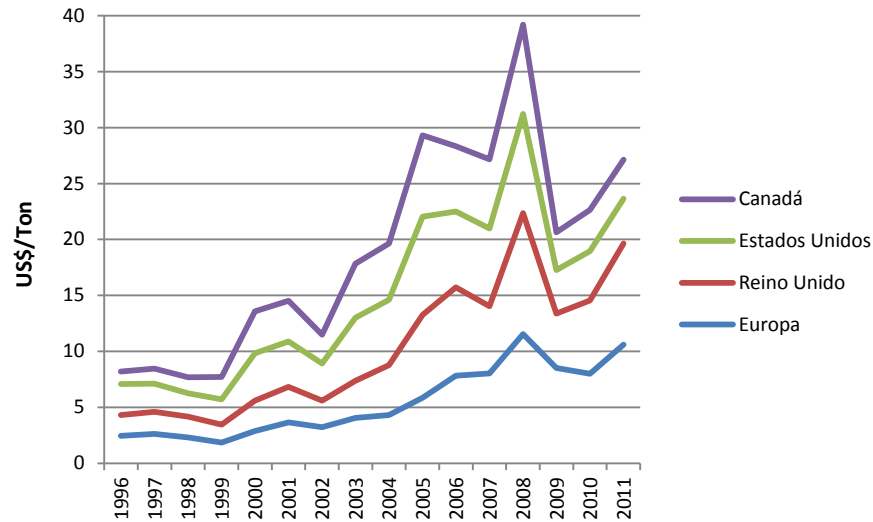
En el último año se ha presentado una caída de los precios del carbón que podría atribuirse al ciclo típico de los *commodities*. Sin embargo, es necesario tener en cuenta varios factores que han afectado el mercado. En primer lugar se encuentra la crisis económica, en particular el bajo crecimiento de las economías europeas las cuales representan un mercado importante de este mineral a nivel mundial. En segundo lugar, Estados Unidos ha reducido sus importaciones de manera considerable, debido tanto a la abundancia de gas natural como a las restricciones ambientales existentes. En tercer lugar, se encuentra el crecimiento de China e India que aunque ha sido significativo, se ha dado menos rápido de lo que se preveía.

Gráfico 9. Evolución de precios del carbón



Fuente: BP Statistical Review of World Energy

Gráfico 10. Evolución de precios del carbón



Fuente: BP Statistical Review of World Energy

## 2. Normatividad del carbón en Colombia

### 1.1 Normatividad minera

La actividad minera en Colombia está reglamentada por el Código Minero, correspondiente a la Ley 685 de 2001, la cual se reformó parcialmente mediante la Ley 1382 de 2010, que fue declarada inexecutable por la Corte Constitucional. La Corte, sin embargo, le dio un plazo al Gobierno nacional para presentar un proyecto de Ley al Congreso de la República y difirió la efectividad de la inconstitucionalidad en ese plazo. Hoy está vigente el Código de Minas de 2001 con las modificaciones de la Ley 1382.

El Código regula las relaciones jurídicas del Estado con los particulares y las de estos entre sí, durante de los trabajos y obras de la industria minera en sus fases de prospección, exploración, construcción y montaje, explotación, beneficio, transformación, transporte y promoción de los minerales que se encuentren en el suelo o el subsuelo, ya sean de propiedad nacional o de propiedad privada. Se excluyen la exploración y explotación de hidrocarburos líquidos y gaseosos que se rigen por disposiciones especiales sobre la materia.

En este código se parte de que la propiedad de los recursos mineros del suelo y del subsuelo es del Estado.

La Ley establece que en Colombia el derecho a explotar una mina se basa en el Título Minero, el cual no es más que un contrato de Concesión Minera, mediante el cual al titular se le otorga el derecho a explotar un recurso a cambio de una contraprestación al Estado en forma de Regalía y con el cumplimiento de las obligaciones en materia ambiental y de seguridad industrial en la mina correspondiente.

El esquema anterior para el otorgamiento de títulos mineros se basaba en el principio legal de “Primero en el Tiempo, Primero en el Derecho”, lo cual significa que quien primero hacía la solicitud de un título, tendría prelación sobre los demás que solicitantes del mismo título. El actual gobierno decidió modificar esta metodología para incorporar como criterios la experiencia, los aspectos técnicos y la capacidad de operación con altos estándares, tanto ambientales como ambientales y sociales, en un proceso licitatorio, para otorgar los derechos de explotación. Esto se hará a partir de la creación de zonas estratégicas para la minería, contemplada en la Resolución 0045 de 2012. Esta resolución declara 17,6 millones de hectáreas como zonas estratégicas para la minería e involucra varios departamentos: Amazonas, Vaupés, Vichada, Guainía, Guaviare y Chocó.

Todo contrato de concesión minera requiere de una licencia ambiental, la cual formará parte de las obligaciones del contratista.

Por la utilización de los recursos naturales renovables que haga el minero en sus labores extractivas, está obligado a pagar todos los costos y tasas retributivas y compensatorias de orden ambiental que establece la ley, incluyendo los de los servicios de evaluación y seguimiento. Estos últimos no se exigirán en los casos en que el concesionario haga uso de auditores externos.

Los concesionarios mineros, además de las regalías deben pagar el Canon superficiario, el cual es proporcional al área concesionada.

El Código minero exime de la retención en la fuente prevista en el estatuto tributario, los pagos o abonos en cuenta que se efectúen a favor de las organizaciones de economía solidaria productoras de carbón por concepto de la adquisición de dicho combustible, cuando la compra respectiva se destine a la generación térmica de electricidad.

*Acreditación de exportaciones mineras como productos verdes.* Los exportadores mineros que inviertan no menos de un 5% del valor FOB de sus exportaciones anuales en proyectos forestales destinados a la exportación, tendrán derecho a que dichas inversiones estén exentas de todo tipo de impuestos y gravámenes por un término de 30 años.

El Código, en general regula todos los aspectos procedimentales, y de relación del estado con los particulares frente a esta actividad. Se establece claramente que la autoridad minera en Colombia es el Ministerio de Minas y Energía, entidad que podrá delegar en otras autoridades el poder concedente y de administración del recurso minero.

## **1.2 Aspectos institucionales de la actividad minera**

La delegación de la facultad concedente del título minero ha estado en cabeza de varias entidades que han ido desapareciendo en el tiempo. Mineralco y luego Minercol tuvieron la administración de la minera a excepción del carbón, cuya administración estuvo en manos de Carbocol, primero y luego de Ecocarbón. Estas entidades desaparecieron y se le otorgó, en el anterior gobierno (2004) la facultad a Ingeominas, cuya vocación era más de investigación geológica. El gobierno actual, decidió crear, basado en la ley 1444 de 2011, mediante Decreto 4134 del mismo año, la Agencia

Nacional Minera (ANM) a semejanza de la Agencia Nacional de Hidrocarburos para administrar el recurso minero.

La ANM, tiene entre otras, las siguientes funciones:

*“...1. Ejercer las funciones de autoridad minera o concedente en el territorio nacional.*

*2. Administrar los recursos minerales del Estado y conceder derechos para su exploración y explotación*

*3. Promover, celebrar, administrar y hacer seguimiento a los contratos de concesión y demás títulos mineros para la exploración y explotación de minerales de propiedad del Estado cuando le sea delegada esta función por el Ministerio de Minas y Energía de conformidad con la ley.*

*4. Diseñar, implementar y divulgar estrategias de promoción de la exploración y explotación de minerales.*

*5. Proponer y apoyar al Ministerio de Minas y Energía en la formulación de la política gubernamental y en la elaboración de los planes sectoriales en materia de minería, dentro del marco de sostenibilidad económica, social y ambiental de la actividad minera.*

*6. Administrar el catastro minero y el registro minero nacional.*

*7. Mantener actualizada la información relacionada con la actividad minera.*

*8. Liquidar, recaudar, administrar y transferir las regalías y cualquier otra contraprestación derivada de la explotación de minerales, en los términos señalados en la ley.*

*9. Determinar la información geológica que los beneficiarios de títulos mineros deben entregar, recopilarla y suministrarla al Servicio Geológico Colombiano.*

*10. Desarrollar estrategias de acompañamiento, asistencia técnica y fomento a los titulares mineros con base en la política definida para el sector y en coordinación con las autoridades competentes.*

*11. Administrar y disponer de los bienes muebles e inmuebles que pasen al Estado por finalización de los contratos de concesión y demás títulos mineros en que aplique cláusula de reversión.*

*12. Promover la incorporación de la actividad minera en los planes de ordenamiento territorial.*

*13. Apoyar la realización de los procesos de consulta previa a los grupos étnicos en coordinación con las autoridades competentes.*

*14. Dar apoyo al Ministerio de Minas y Energía en la formulación y ejecución de la política para prevenir y controlar la explotación ilícita de minerales.*



15. *Fomentar la seguridad minera y coordinar y realizar actividades de salvamento minero sin perjuicio de la responsabilidad que tienen los particulares en relación con el mismo.*

16. *Reservar áreas con potencial minero, con el fin de otorgarlas en contrato de concesión.*

17. *Ejercer las demás actividades relacionadas con la administración de los recursos minerales de propiedad estatal.*

18. *Las demás que le sean asignadas y que le delegue el Ministerio de Minas y Energía, de conformidad con las normas vigentes.* ”<sup>1</sup>

### **1.3 Normatividad ambiental**

En materia ambiental todas las actividades relacionadas con el uso de recursos naturales se rigen por La Ley 99 de 1993, denominada Ley del Medio Ambiente. Mediante esta Ley se definen las competencias del ministerio del medio Ambiente y de las Corporaciones regionales en materia del otorgamiento de permisos ambientales y de los procedimientos para obtenerlos.

Las licencias ambientales para proyectos de Gran Minería y de generación de electricidad con capacidad de más de 100 MW son otorgadas de manera exclusiva por el Ministerio, mientras que para proyectos de menor tamaño estas pueden ser otorgadas por las Corporaciones Regionales.

En general, los proyectos que requieren licencia ambiental, deberán hacer, en su etapa de prefactibilidad, el Diagnóstico Ambiental de Alternativas y posteriormente, sobre la alternativa seleccionada el Estudio de Impacto Ambiental, el cual será la base para la definición del Plan de manejo Ambiental que acompañará a la Licencia Ambiental para poder ejecutar el Proyecto. Este proceso puede llevar varios años y debe estar planificado dentro de las etapas de estudio de los proyectos para evitar demoras en la iniciación de éstos.

En la explotación minera a cielo abierto se exigirá, la restauración o la sustitución morfológica y ambiental de todo el suelo intervenido con la explotación, por cuenta del concesionario o beneficiario del título minero, quien la garantizará con una póliza de cumplimiento o con garantía bancaria.

En la actividad de generación de electricidad se define el pago de Transferencias a las Corporaciones Regionales y otros entes territoriales en el siguiente artículo:

*“ARTICULO 45. Transferencia del Sector Eléctrico. Las empresas generadoras de energía hidroeléctrica cuya potencia nominal instalada total supere los 10.000 kilovatios, transferirán el 6% de las ventas brutas de energía por generación propia, de acuerdo con la tarifa que para ventas en bloque señale la Comisión de Regulación Energética, de la manera siguiente:*

---

<sup>1</sup> Decreto 4134 de 2011, Artículo 4

1. El 3% para las Corporaciones Autónomas Regionales que tengan jurisdicción en el área donde se encuentra localizada la cuenca hidrográfica y el embalse, que será destinado a la protección del medio ambiente y a la defensa de la cuenca hidrográfica y del área de influencia del proyecto.

2. El 3% para los municipios y distritos localizados en la cuenca hidrográfica, distribuidos de la siguiente manera:

a) El 1.5% para los municipios y distritos de la cuenca hidrográfica que surte el embalse, distintos a los que trata el literal siguiente.

b) El 1.5% para los municipios y distritos donde se encuentra el embalse. Cuando los municipios sean a la vez cuenca y embalse, participarán proporcionalmente en las transferencias de que hablan los literales a y b del numeral segundo del presente artículo.

Estos recursos sólo podrán ser utilizados por los municipios en obras previstas en el plan de desarrollo municipal, con prioridad para proyectos de saneamiento básico y mejoramiento ambiental.

3. En el caso de centrales térmicas la transferencia de que trata el presente artículo será del 4% que se distribuirá así:

a) 2.5% para la Corporación Autónoma Regional para la protección del medio ambiente del área donde está ubicada la planta.

b) 1.5% para el municipio donde está situada la planta generadora. Estos recursos sólo podrán ser utilizados por el municipio en obras previstas en el plan de desarrollo municipal, con prioridad para proyectos de saneamiento básico y mejoramiento ambiental.

PARAGRAFO 1. De los recursos de que habla este artículo sólo se podrá destinar hasta el 10% para gastos de funcionamiento.

PARAGRAFO 2. Se entiende por saneamiento básico y mejoramiento ambiental la ejecución de obras de acueductos urbanos y rurales, alcantarillados, tratamientos de aguas y manejo y disposición de desechos líquidos y sólidos.

PARAGRAFO 3. En la transferencia a que hace relación este artículo, está comprendido el pago, por parte del sector hidroenergético, de la tasa por utilización de aguas de que habla el artículo 43."

En materia de transporte de carbón, no existe una normatividad específica en temas ambientales. Sin embargo, el Gobierno expidió en el año 2004 la "Guía Ambiental para Transporte de Carbón"<sup>2</sup>, en la cual se relacionan los aspectos fundamentales que deben tomar en cuenta los transportadores de carbón, para cumplir con las normas ambientales. La guía incluye un completo listado de la normatividad ambiental, minera y de transporte que rige esta actividad.

---

<sup>2</sup> [www.minambiente.gov.co/.../guia\\_ambiental\\_transporte\\_carbon.pdf](http://www.minambiente.gov.co/.../guia_ambiental_transporte_carbon.pdf)

#### 1.4 Regulación del mercado nacional del carbón

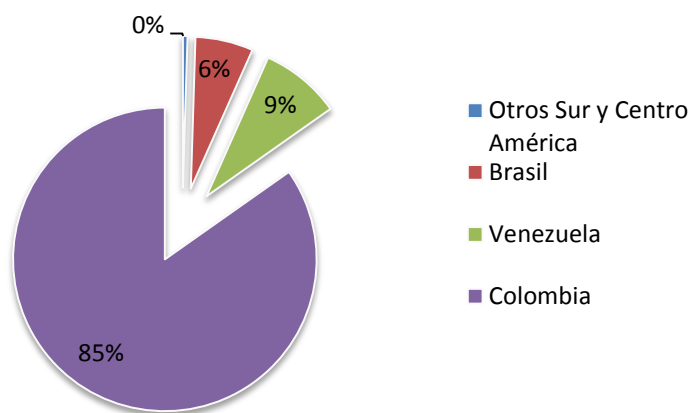
El mercado nacional del carbón está completamente desregulado. Los precios del carbón se definen por la oferta y demanda y los precios del transporte igualmente son acordados libremente.

En el caso de los carbones para la exportación (Guajira, y Cesar, especialmente) el precio está totalmente influenciado por el mercado internacional, el cual establece claramente el costo de oportunidad de estos carbones. En los carbones del interior, en cambio tienen mayor influencia la demanda interna, la cual es dominada por el sector industrial y el sector termoeléctrico.

### 3. Carbón en Colombia

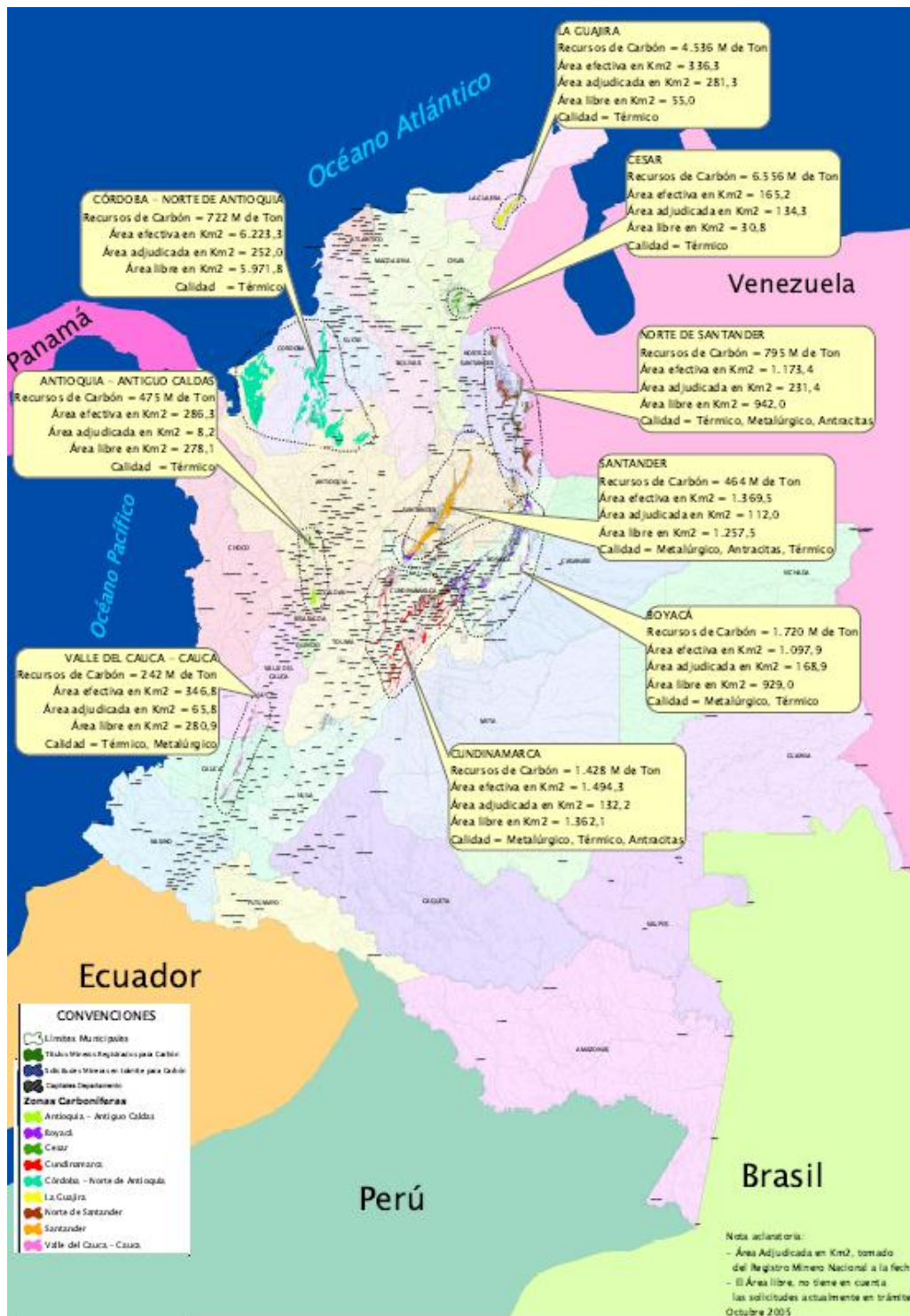
En la región, Colombia es el país con los mayores recursos y reservas de carbón bituminoso. Según la UPME (2012b), el mineral colombiano cuenta con excelente calidad “por su poder calorífico, sus bajos contenidos de humedad, cenizas y azufre”. Estas características, sumadas a la capacidad de producción y exportación, lo hacen competitivo frente a sus pares en Latinoamérica. Adicionalmente, “con la tasa de explotación actual, las reservas medidas de carbón en Colombia aseguran más de 100 años de producción, suficientes para participar a gran escala en el mercado internacional y abastecer la demanda interna” (UPME, 2012b).

Gráfico 11. Participación de los países productores de carbón en América Latina



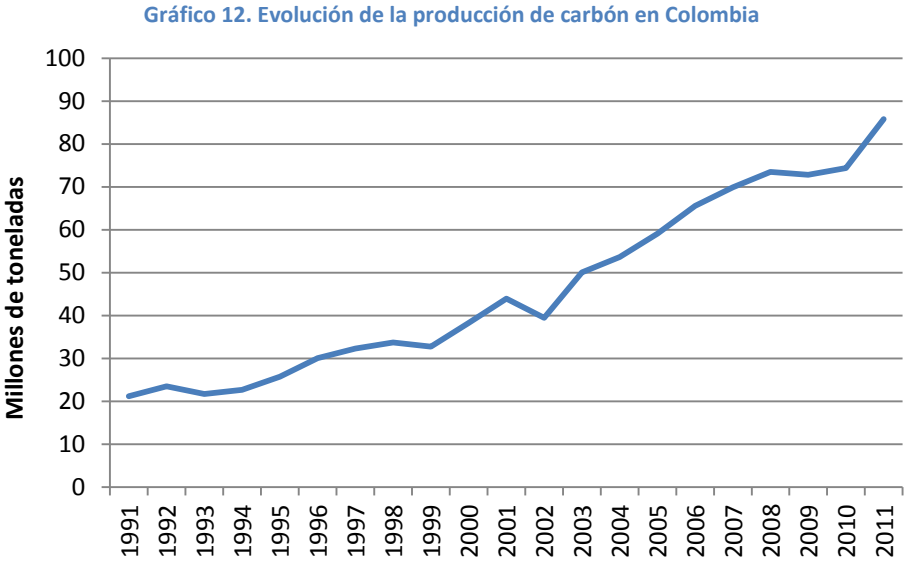
Fuente: BP Statistical Review of World Energy

Ilustración 1. Zonas potenciales de carbón en Colombia



Fuente: Minminas

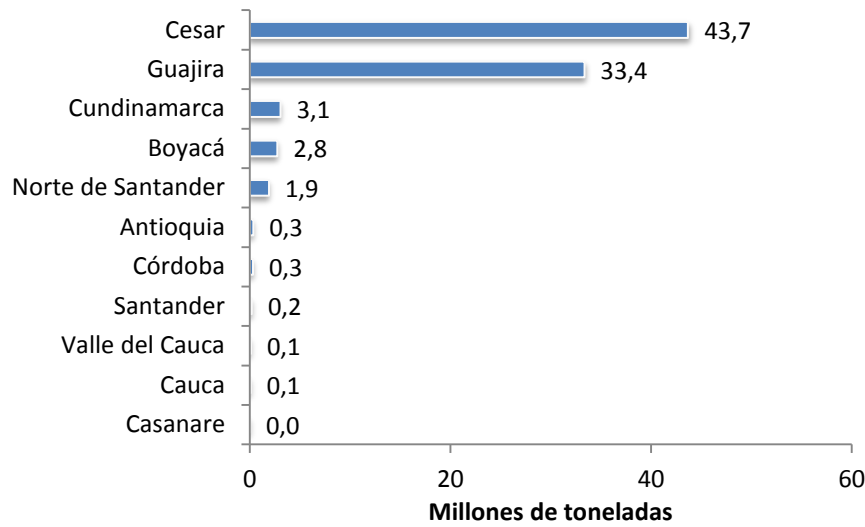
En línea con las tendencias del mercado internacional, la producción de carbón en el país ha aumentado de manera considerable durante las últimas dos décadas. Es así como el país pasó de producir 21,2 millones de toneladas de este mineral en 1991 a producir 85,8 millones de toneladas en el año 2011 (Ver Gráfico 12). Para este último año, la producción nacional fue equivalente al 1,1% de la producción mundial de este mineral. Cabe resaltar que durante la última década, en promedio, la producción de carbón térmico ha correspondido al 94,7% de la producción nacional de carbón.



Fuente: BP Statistical Review of World Energy

En el nivel nacional, la Costa Atlántica, que incluye a los departamentos de Cesar, Córdoba y la Guajira, tiene la mayor participación en la producción nacional con aproximadamente el 90%. El departamento con mayor producción de carbón en el año 2011 fue Cesar, seguido por la Guajira. La producción de Cundinamarca, el tercer departamento productor dista mucho de los dos primeros. Es la décima parte de la producción del segundo departamento productor

Gráfico 13. Producción de carbón por departamento, 2011



Fuente: Servicio Geológico Colombiano

Cuadro 1. Evolución de la producción de carbón por departamento, miles de toneladas

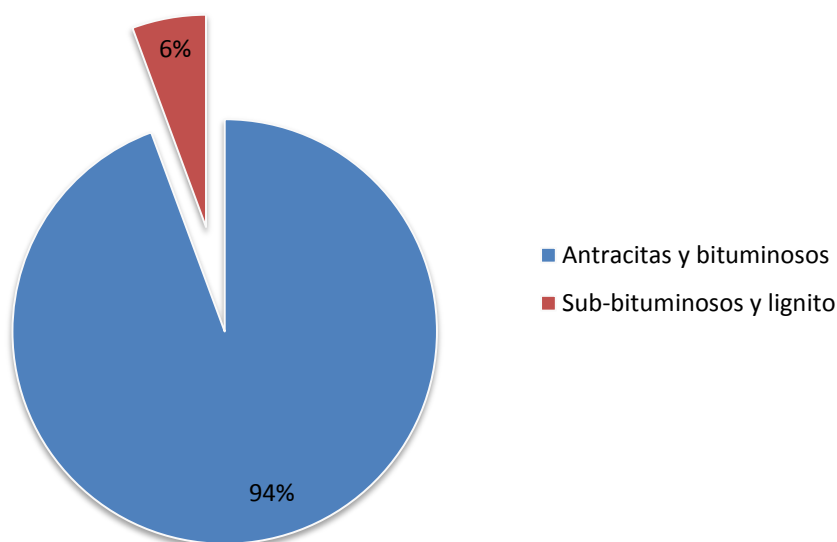
	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
<b>ZONA COSTA ATLANTICA</b>												
Cesar	15.385	16.386	21.152	25.028	27.710	31.118	33.187	33.676	34.050	36.016	43.688	12.844
Córdoba	141	119	204	351	183	512	481	493	392	100	312	129
La Guajira	23.676	18.077	22.584	24.547	27.180	29.073	30.069	31.940	31.431	31.098	33.356	9.007
<b>ZONA INTERIOR</b>												
Antioquia	648	674	780	352	488	428	230	404	656	149	334	35
Boyacá	1.765	1.549	1.900	1.204	1.280	1.756	2.275	2.231	2.276	2.676	2.754	466
Cundinamarca	1.029	1.440	1.500	916	1.176	1.074	1.785	2.406	1.942	2.056	2.373	327
Norte de Santander	929	906	1.600	1.283	1.404	1.931	1.691	2.085	1.938	2.117	1.902	491
Valle del Cauca	242	272	269	179	210	113	50	79	0	0	109	6
varios	96	62	39	27	44	186	134	188	122	137	286	8

\* Los datos de 2012 corresponden a los del primer trimestre.

Fuente: SIMCO.

Por su parte, las reservas probadas para el año 2011 en el país fueron del orden de 6.746 millones de toneladas y correspondieron al 0,8% de las reservas mundiales de carbón. En cuanto a su composición, la mayor parte de estas, el 94% corresponde a reservas de antracitas y bituminosos y el porcentaje restante a sub-bituminosas y lignito (Ver Gráfico 14). La Guajira y César son los departamentos que cuentan con mayores niveles de reservas (ver Cuadro 2).

Gráfico 14. Composición de las reservas de carbón en Colombia



Fuente: BP Statistical Review of World Energy

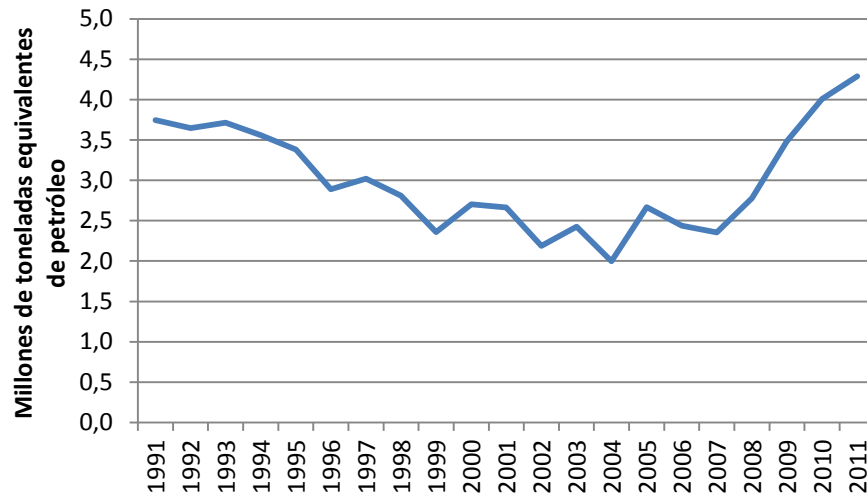
Cuadro 2. Evolución de las reservas de carbón por departamento, miles de toneladas

	Reservas Probadas 2009	Reservas Probadas 2010	Reservas Probadas 2011
Antioquia	87,5	87,4	87,1
Boyacá	159,3	156,7	154,0
Cesar	1850,6	1814,6	1770,9
Córdoba	378,6	378,5	378,2
Cundinamarca	226,9	224,9	221,8
La Guajira	3759,1	3728,0	3694,6
Norte de Santander	109,4	107,2	105,3
Santander	55,5	55,4	55,2
Valle del Cauca	40,8	40,7	40,5

Fuente: SIMCO.

Por otro lado, el consumo de carbón en el país, que representó tan solo el 7,7% de la producción nacional para el año 2011, tiene dos destinos principales: la industria y la generación eléctrica. Como se observa en el Gráfico 15, el consumo de carbón presentó una caída durante la década de los años noventa y la mitad de la siguiente década, hasta aproximadamente el año 2005 donde la tendencia se inclina al aumento del consumo de este mineral.

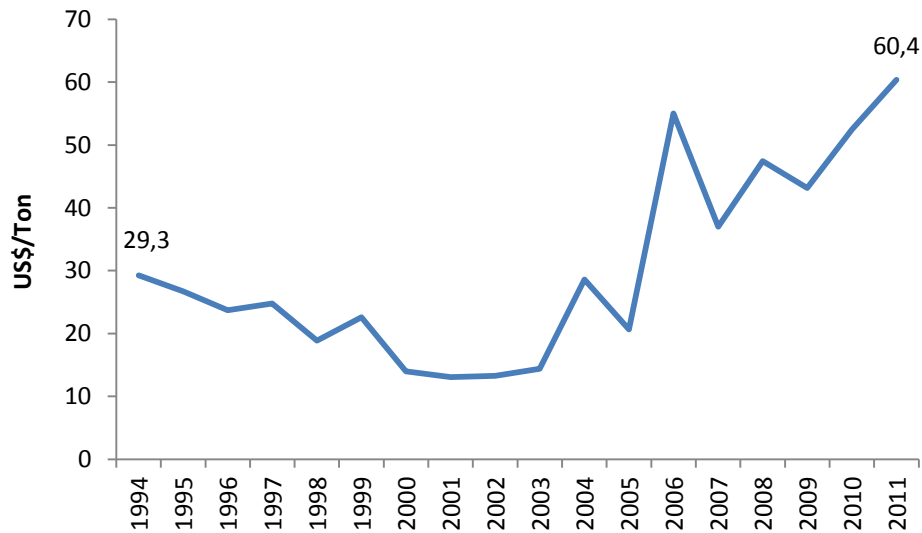
Gráfico 15. Evolución del consumo de carbón en Colombia



Fuente: BP Statistical Review of World Energy

En cuanto a los precios de exportación del carbón en el mercado colombiano, acorde con el mercado internacional, mostraron una tendencia alcista desde mediados del 2003. Desde 2011, se observa una caída de los precios internacionales de referencia para Colombia, a tal punto que Cerrejón anunció la suspensión de un proyecto que expandiría la producción de 40 millones a 150 millones de toneladas anuales en 2019.

Gráfico 16. Precios FOB de Exportación de Carbón



Fuente: SIMCO



## 4. Carbón por poder calorífico

El carbón puede clasificarse de acuerdo con su poder calorífico como se presenta en la siguiente tabla. De acuerdo con esta clasificación, los usos de este mineral pueden variar considerablemente, al igual que sus precios.

Cuadro 3. Clasificación de los carbones

Tipo	Carbono Fijo (%)	Material Volátil (%)	Contenido Humedad (%)	Poder Calorífico (Btu/lb)	Poder Calorífico (MJ/Kg)	Poder Calorífico Kcal/Kg
Antracita	86 - 98	1	< 15	> 14.000	> 32.6	> 7.780
Bituminoso	45 - 86	32	15 - 20	10.500-14.000	24.5 - 32.6	5.800-7.780
Subbituminoso	35 - 45	50	20 - 30	7.800 - 10.500	18.2 - 24.5	4.300- 7.780
Lignito y Turba	25 - 35	96	> 30	4.000 - 7.800	9.3 - 18.2	2.200 - 4.300

Fuente: Tomado de UPME con base en *American Society for Testing and Materials*

Dentro de los usos más conocidos del carbón, se encuentra la generación eléctrica, aunque también se puede usar en la gasificación y producción de coque, en la producción de bencol, aceites y alquitrán.

### Contexto internacional

En el nivel internacional, el comercio de carbón ha crecido en los últimos años, principalmente por el aumento de las transacciones relacionadas con carbón térmico, el cual, además de presentar un mayor crecimiento, es el de mayor volumen con 861 millones de toneladas tranzadas en 2011 frente a 284 millones de toneladas de carbón coquizable y 5 millones de toneladas de lignito (Cuadro 4).

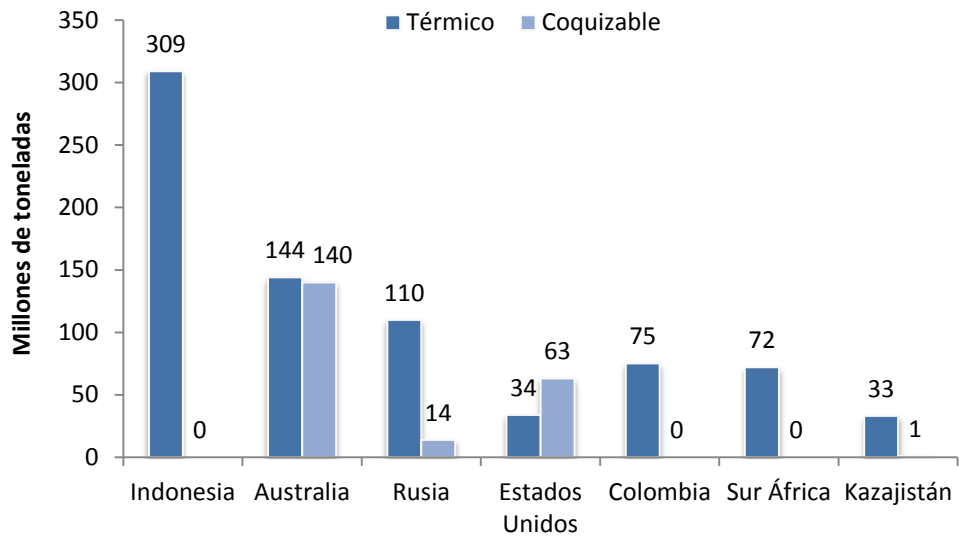
Cuadro 4. Comercio mundial de carbón  
Millones de toneladas

	Térmico	Coquizable	Lignito
<b>2009</b>	717	211	4
<b>2010</b>	788	284	5
<b>2011</b>	861	276	5

Fuente: WCA (2012)

En cuanto a los países exportadores, se observa que la mayor oferta mundial se presenta en carbón térmico, en cabeza de Indonesia. Por su parte, Australia presenta una oferta casi homogénea de carbón térmico y coquizable. Otros países como Rusia y Estados Unidos también exportan carbón coquizable, aunque en menor medida.

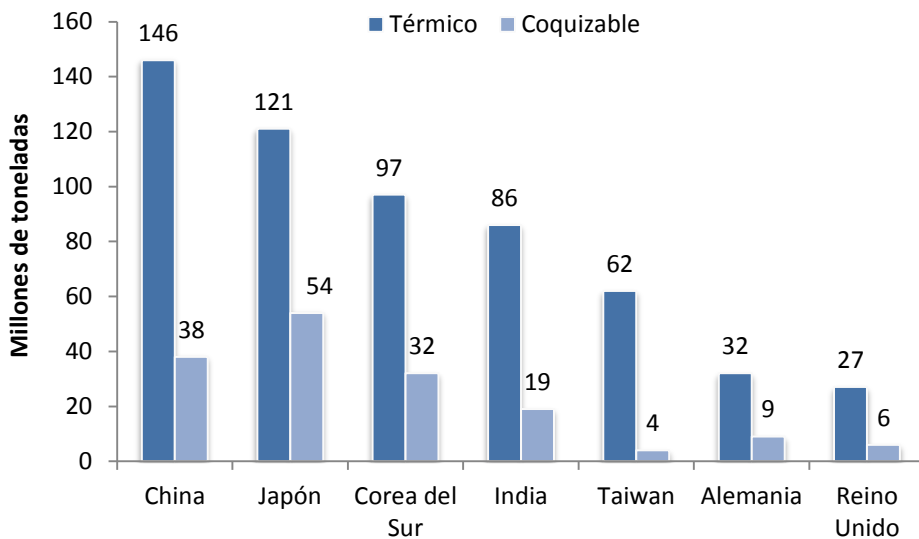
Gráfico 17. Principales países exportadores de carbón por tipo



Fuente: WCA

Dentro de los países importadores se destacan China, Japón y Corea del sur. Estos tres países importan mayormente carbón térmico y aunque sus importaciones de carbón coquizable son menores, son igualmente las más representativas en el nivel mundial.

Gráfico 18. Principales países importadores de carbón por tipo



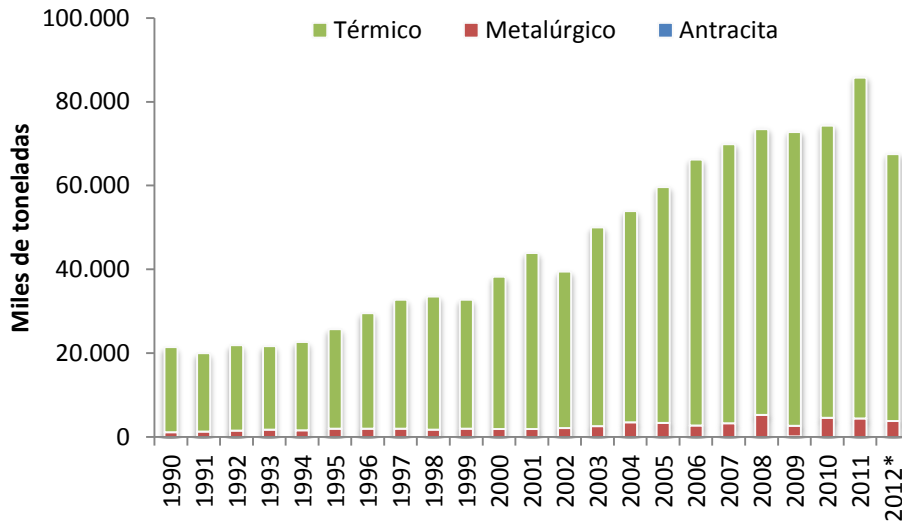
Fuente: WCA

### Contexto nacional

Aunque Colombia juega un papel importante como productor y exportador en el nivel regional, en el nivel mundial no compite con los países protagonistas en exportación mundial de carbones térmicos y metalúrgicos.

Como se observa en el Gráfico 19, la producción de carbón colombiana está compuesta, en su mayoría, por carbón térmico, el cual se encuentra en un rango de poder calorífico intermedio. Durante la última década, en promedio, la producción de carbón térmico ha correspondido al 94,7% de la producción nacional total de este mineral. En el nivel nacional, la Costa Atlántica tiene la mayor participación en la producción nacional, con aproximadamente el 90%. Se destacan los departamentos de Cesar, Córdoba y Guajira. De la misma manera, las exportaciones de carbón térmico representan la mayoría de las exportaciones carboníferas del país, como se observa en el Gráfico 20.

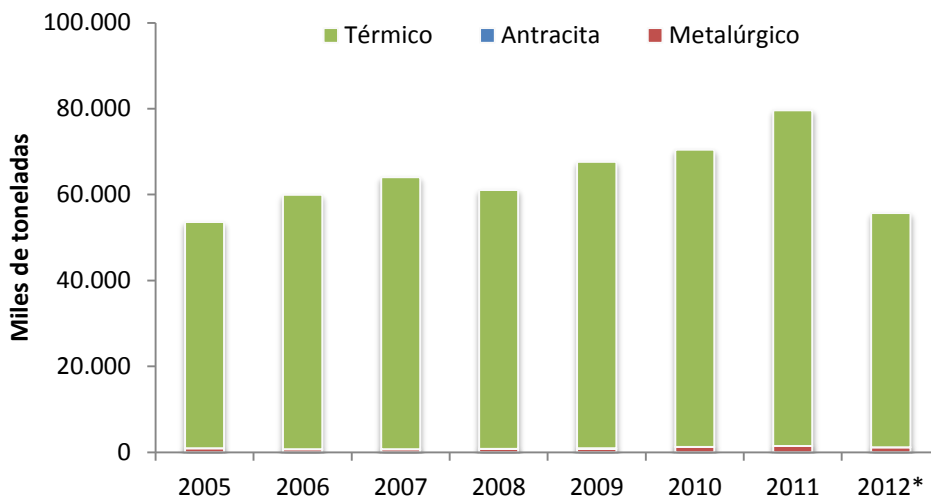
Gráfico 19. Evolución de la producción de carbón por tipo



\*Los datos de 2012 se encuentran actualizados a tercer trimestre.

Fuente: SIMCO

Gráfico 20. Exportaciones de Carbón por tipo



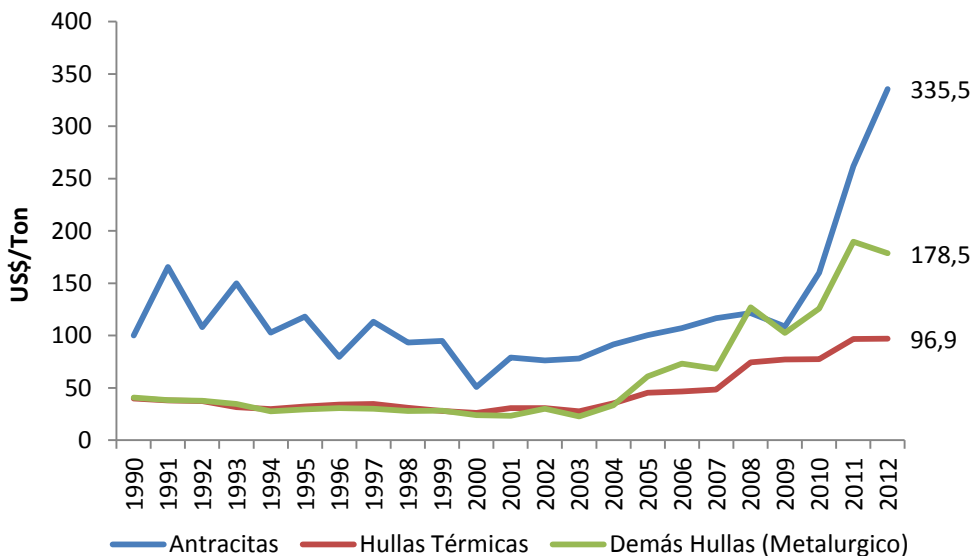
\*Los datos de 2012 se encuentran actualizados a tercer trimestre.

Fuente: SIMCO

En cuanto a reservas, según cifras de BP (2012), el 94% corresponde a reservas de bituminosos y el porcentaje restante a sub-bituminosas y lignito. Los departamentos con mayor potencial carbonífero conocido son Guajira y Cesar.

En vista de sus cualidades, el precio del carbón difiere entre tipos. Como se observa en el siguiente gráfico, existe una amplia diferencia entre el precio de las antracitas y las hullas térmicas. Esto es debido al mayor poder calorífico de las antracitas sobre los otros tipos de carbón.

Gráfico 21. Precios FOB de Exportación de Carbón



\*Los datos de 2012 se encuentran actualizados hasta junio.

Fuente: SIMCO con base en datos de comercio exterior del DANE

El Cuadro 5 presenta una caracterización del mercado del carbón en Colombia para el año 2011, donde se observa el tipo de carbón disponible en los departamentos productores más representativos para el sector.

**Cuadro 5. Reservas, producción y tipo de carbón por departamento, 2011**

	Producción (Miles de toneladas)	Reservas (Millones de toneladas)	%Producción	%Reservas	R/P (Años)	Tipo de carbón
<b>COSTA ATLANTICA</b>						
Cesar	43.688	1.771	51,3%	27,2%	41	Térmico
Córdoba	312	378	0,4%	5,8%	1213	Térmico
La Guajira	33.356	3.695	39,2%	56,8%	111	Térmico y coquizable
<b>INTERIOR</b>						
Antioquia	334	87	0,4%	1,3%	261	
Boyacá	2.754	154	3,2%	2,4%	56	Térmico
Cundinamarca	2.373	222	2,8%	3,4%	93	Térmico
Norte de Santander	1.902	105	2,2%	1,6%	55	Térmico
Valle del Cauca	109	40	0,1%	0,6%	368	Térmico y coquizable
Otros	286	55	0,3%	0,8%	193	Térmico y coquizable
<b>Total país</b>	<b>85.113</b>	<b>6.507</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>76</b>	

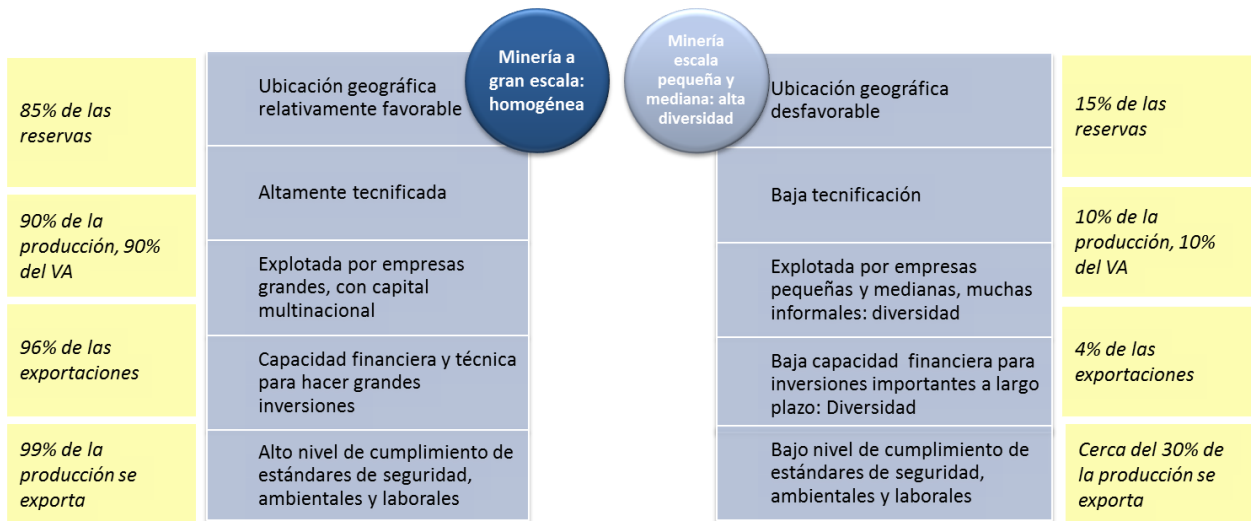
Fuente: SIMCO.

### *Caracterización de la minería según tipo*

En resumen, Colombia cuenta con reservas significativas de carbón térmico y su principal ubicación es la Costa Atlántica. No obstante, el sector carbonífero del país es difícil de caracterizar en términos socioeconómicos, debido a las distintas tecnologías aplicadas en su explotación y el tipo de organización de las empresas que se dedican a esta tarea.

A continuación se encuentra una caracterización del sector carbonífero colombiano dependiendo de la escala de producción, identificado en el estudio “Pequeña y mediana minería de carbón del interior del país: alternativa de comercialización y financiación a partir de la conformación de alianzas estratégicas” llevado a cabo por Fedesarrollo (2011).

**Ilustración 2. Caracterización de la producción de carbón según tipo de minería**



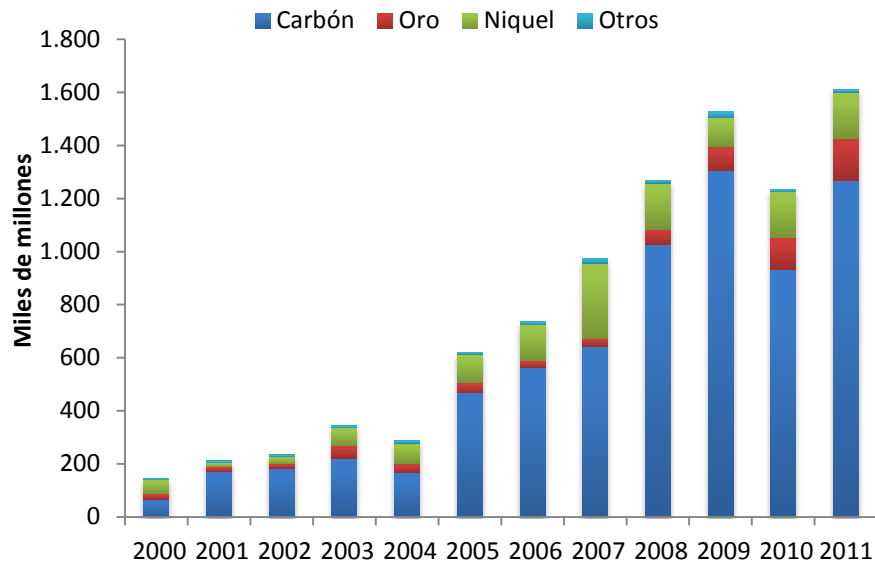
Fuente: Fedesarrollo (2011)

**A manera de conclusión**

Colombia cuenta con carbón bituminoso, el cual al ser de gran calidad es demandado de manera importante a nivel mundial. Como se mencionó anteriormente, se estima que más del 80% del total producido se exporta a través de los puertos de Buenaventura y Santa Marta, mientras que el restante es consumido internamente para la fabricación de acero y otros usos industriales. Es decir, que el país cuenta con disponibilidad suficiente de este mineral en caso de que deseara ampliar su demanda para el consumo interno y su posterior transformación en gas sintético. Sobre todo si se tiene en cuenta que este mineral es el combustible fósil con mayor abundancia en el nivel mundial, lo que hace mas firme su oferta.

El desarrollo del sector carbonífero del país para su consumo interno también tiene grandes implicaciones socioeconómicas a nivel nacional y departamental. Por ejemplo, en la última década, con el aumento de la producción de este mineral, las regalías por concepto de su producción se han multiplicado casi por veinte representando un rubro de ingresos importante para el país. En efecto, las regalías de carbón representaron el 12,9% de las regalías totales para 2011.

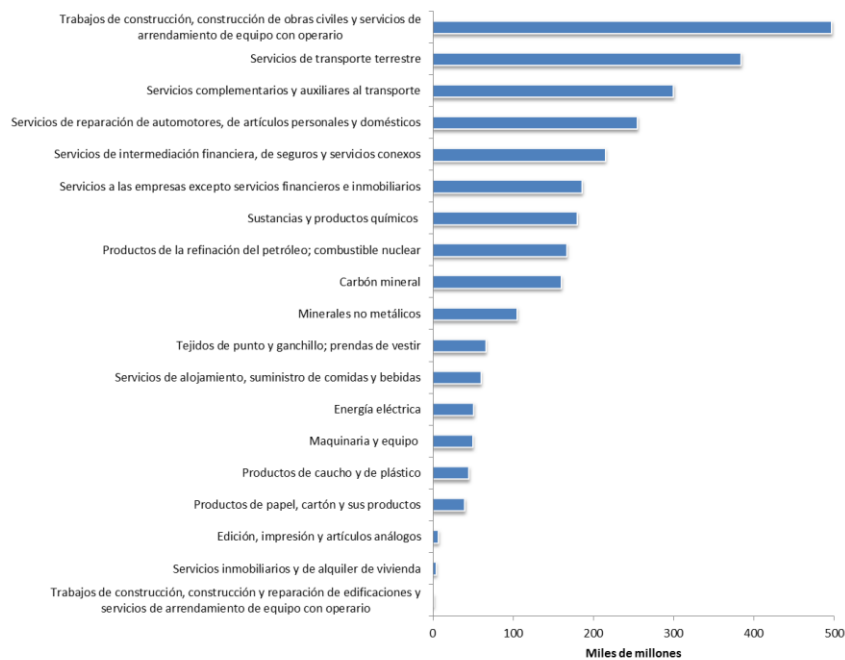
Gráfico 22. Evolución de las regalías de carbón



Fuente: SIMCO

De la misma manera, el sector de carbón tiene impacto significativo sobre otras actividades, dada la demanda diversificada de productos necesarios para su producción. El Gráfico 23 muestra los principales productos demandados por la actividad carbonífera del país, donde se destacan los trabajos de construcción, obras civiles y arrendamiento de equipo con operario, los servicios de transporte terrestre y otros servicios de transporte, entre otros.

Gráfico 23. Demanda del sector de carbón



Fuente: Cuentas Nacionales - DANE

En el tema de empleo, el impacto del sector carbonífero es más incierto, debido a que las estadísticas nacionales de empleo no se encuentran a ese nivel de desagregación. No obstante, es indiscutible el impacto que genera esta actividad económica en poblaciones más vulnerables y apartadas, dada la ubicación de las zonas carboníferas del país. La generación de empleo es además uno de los ejes del Plan Nacional de Desarrollo y la minería es una de sus locomotoras, por lo que el carbón, como mineral de significativa importancia dentro de esta locomotora, juega un papel relevante, del cual se espera que tenga impactos positivos en empleo y disminución de la pobreza alrededor de sus encadenamientos productivos.

En ese sentido, el estudio de la incorporación del gas natural sintético SNG (producido a partir del carbón) en la matriz energética colombiana está de acuerdo con algunos de los programas de desarrollo de la industria del carbón mineral planteados en el PEN 2010 – 2030. A saber:

- Identificación del potencial de generación eléctrica con carbón del interior a fin de minimizar costos ambientales y de transporte.
- Estudio de tecnologías de gasificación del recurso minero-energético teniendo en cuenta casos previamente exitosos.
- Promoción de proyectos de desarrollo de plantas gasificadoras y carboquímicas para el consumo a nivel interno.
- Desarrollo de proyectos de plantas gasificadoras de carbón.

## 5. Proyecciones

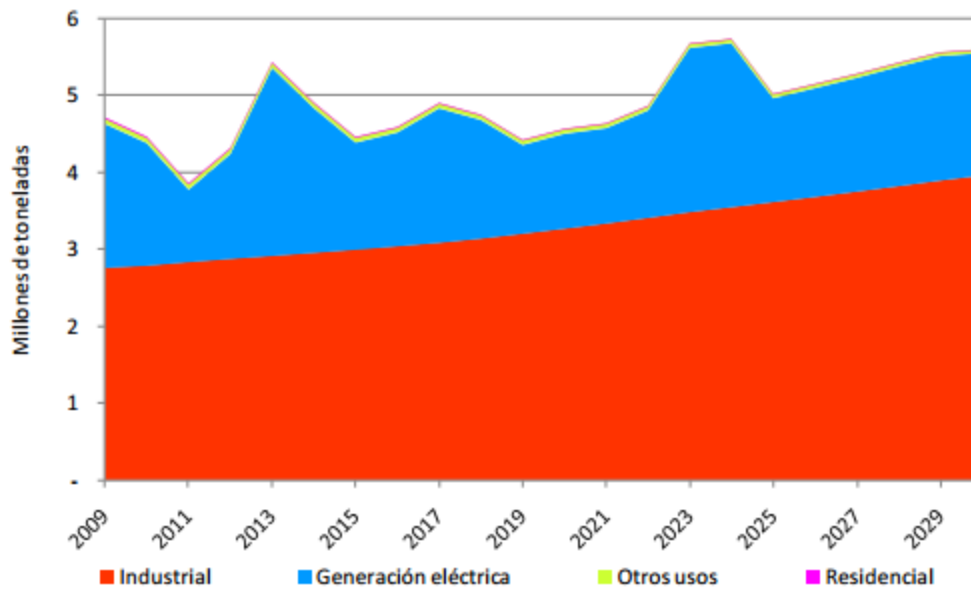
Las cifras presentadas anteriormente muestran el amplio potencial del mercado de carbón en el país. No obstante, como es mencionado en el PEN 2010 – 2030, este sector enfrenta retos importantes para aumentar su consumo a nivel nacional y su nivel de exportaciones: “tanto su nivel de reservas como los destinos actuales y futuros de la producción requieren de políticas específicas para lograr obtener los mejores resultados de un sector con tan vasto potencial.”

La UPME presenta proyecciones de demanda de carbón según sus dos principales destinos: la industria y la generación de energía eléctrica. A continuación se resumen sus resultados:

- Industria: Se espera que durante los próximos veinte años la industria nacional crezca y la demanda para este sector a nivel nacional aumente a una tasa promedio de 1,7% anual.
- Generación eléctrica: se espera que la generación hidroeléctrica aumente, desplazando la generación térmica. No se esperan variaciones significativas en este tipo de demanda.



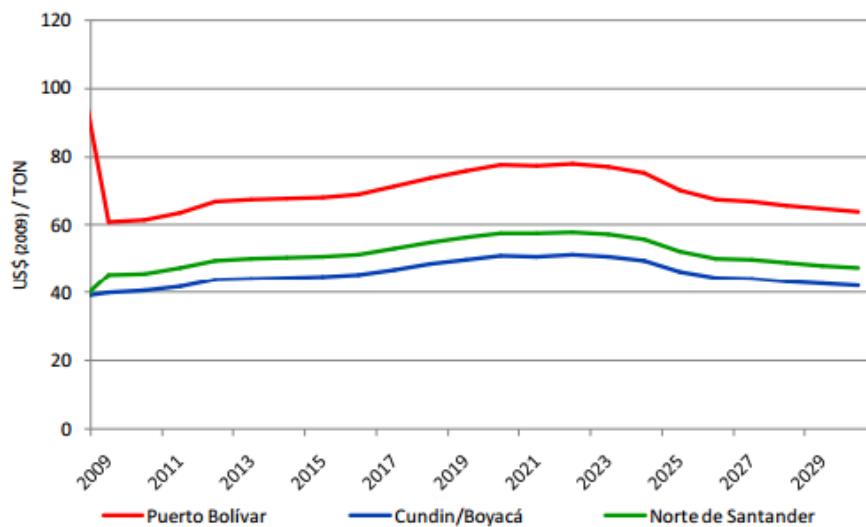
Gráfico 24. Proyección de demanda de Carbón en Colombia según usos



Fuente: UPME (2010)

En cuanto a precios, como se observa en el Gráfico 25, se espera un incremento promedio anual de 2,2% entre 2010 y 2020 y una desaceleración de esta tasa en la siguiente década, como producto de la diversificación de fuentes energéticas. Asimismo, se espera que se mantenga una brecha entre los precios del carbón en Puerto Bolívar, o precios de exportación, y los precios del interior del país, o carbón de uso interno.

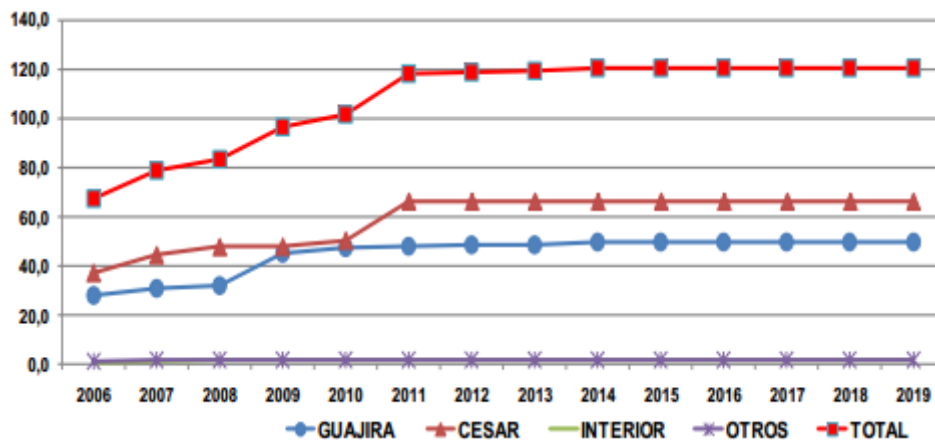
Gráfico 25. Proyección de precios de Carbón en Colombia según regiones



Fuente: UPME (2010)

En cuanto a exportaciones, según las proyecciones de Analdex *et al.* (2010), las exportaciones de este mineral alcanzarán cifras cercanas a los 120 millones de toneladas para el año 2019.

**Gráfico 26. Proyección de exportaciones de Carbón en Colombia**  
Millones de toneladas métricas



Fuente: Analdex *et al.* (2010)

No obstante, como se mencionó antes, puede haber necesidad de ajustar las previsiones en cuanto a precio y cantidad. Los precios están cayendo como efecto de la sustitución del carbón por el gas de esquisto en los Estados Unidos, lo que ha aumentado la oferta para exportaciones y reducido sus precios y la cantidad de producción proyectada debe caer como efecto de las decisiones sobre proyectos de expansión, a los nuevos precios.

### *Desafíos en el nivel nacional*

El PEN 2010-2030 resume algunos de los retos que presenta el sector carbonífero del país, los cuales se enuncian a continuación:

- Desarrollo de la actividad minera de manera sostenible e implementación de políticas para el uso más limpio de este recurso.
- Creación de una Estrategia Ambiental Energética que considere los impactos ambientales de todas las fuentes de energía, incluyendo el carbón.
- Desarrollo de cadenas productivas minero carboníferas.
- Estudio de potenciales usos del carbón para generación eléctrica en ubicaciones cercanas a las minas.
- Análisis del potencial de creación de cadenas de valor a partir del uso sostenible del carbón a través de su gasificación.
- Mayor coordinación entre el Ministerio de Minas y Energía y el Ministerio de Medio Ambiente, vivienda y Desarrollo Territorial a través de la creación de un ente específico para el desarrollo integral del sector carbonífero.

Aunque el nivel de reservas de carbón en Colombia es alto, es importante tener presente que el país no es un país minero importante en el nivel mundial. No obstante, se puede resaltar su papel como exportador.

En vista de las perspectivas del mercado internacional, enmarcadas por la incertidumbre, Colombia estudia nuevos mercados en Asia y posibilidades para su carbón metalúrgico, menos impactada por la coyuntura de la desaceleración de Europa y el aumento de la oferta de carbón de Estados Unidos. A respecto de este país, ya se empiezan a ver cierres de minas y despidos, lo cual puede llevar a un autoajuste de Estados Unidos (McCloskey Group, junio de 2012).

Según el PEN 2010-2035, la demanda de energía crecerá al menos a una tasa de 1,5% anual durante los próximos 20 años. El Cuadro 6 muestra la evolución del consumo de energía a nivel mundial por fuente, según los escenarios planteados por la *International Energy Agency* en el *World Energy Outlook 2010*.

**Cuadro 6. Perspectivas de la evolución del consumo mundial de energía por escenarios\***

Fuente			Escenario con nuevas políticas		Escenario con políticas actuales		Escenario 450	
	1980	2008	2020	2035	2020	2035	2020	2035
Carbón	1.792	3.315	3.966	3.934	4.307	5.281	3.743	2.496
Petróleo	3.107	4.059	4.346	4.662	4.443	5.026	4.175	3.816
Gas	1.234	2.596	3.132	3.748	3.166	4.039	2.960	2.985
Nuclear	186	712	968	1.273	915	1.081	1.003	1.676
Hidro	148	276	376	476	364	439	383	519
Biomasa y desechos	749	1.225	1.501	1.957	1.461	1.715	1.539	2.316
Otras renovables	12	89	268	699	239	468	325	1.112
<b>Total</b>	<b>7.228</b>	<b>12.272</b>	<b>14.557</b>	<b>16.749</b>	<b>14.895</b>	<b>18.049</b>	<b>14.128</b>	<b>14.920</b>

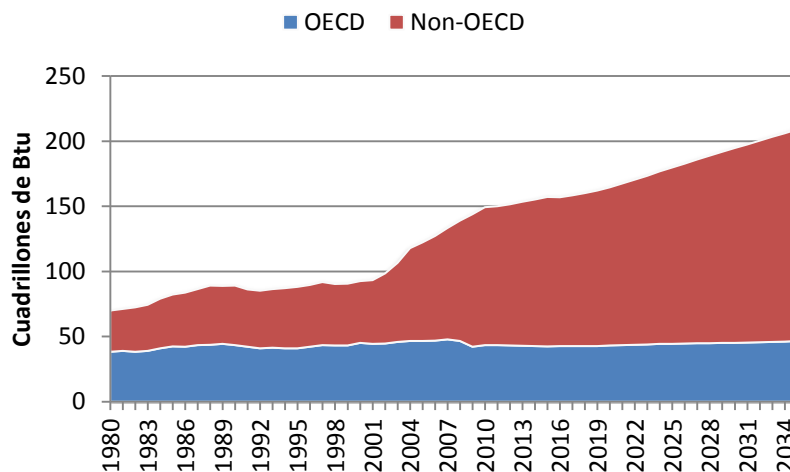
\* Los escenarios difieren con respecto a lo que se espera que hagan los gobiernos en términos de políticas relacionadas con el sector. El **escenario con políticas actuales** mantiene las condiciones actuales de funcionamiento del mercado. El **escenario con nuevas políticas** asume la introducción de medidas para implementar compromisos anunciados, dentro de los que se encuentran, por ejemplo, reducción de emisión de gases, entre otros. Por último, el **escenario 450**, presenta estimaciones de acuerdo con la meta del incremento promedio de la temperatura global de 2°C, que requiere un tratamiento especial en términos de gases efecto invernadero.

Fuente: Tomado del WEO (2010).

*“De todos los combustibles fósiles, el carbón es por mucho el más abundante en el mundo. Se ha estimado que existen en el mundo más de 1 billón de toneladas en reservas totales accesibles de forma económica, y mediante las tecnologías de explotación actualmente disponibles. De estas reservas aproximadamente la mitad corresponden a carbón de alto rango o carbón duro” (UPME,2010)*

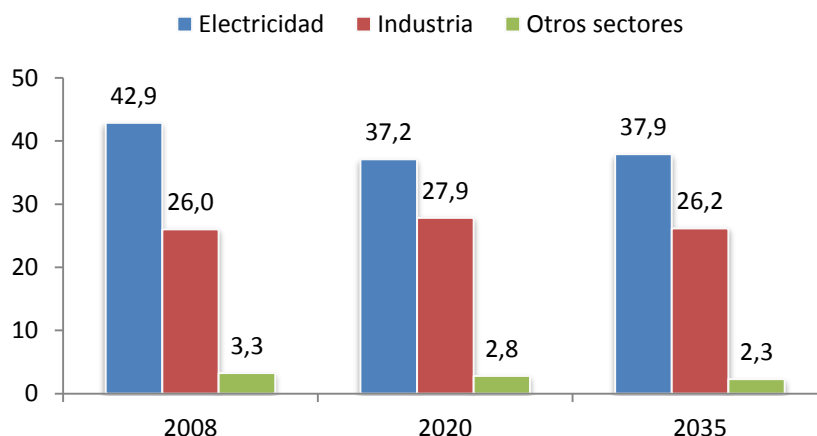
Las proyecciones del consumo de carbón en el mundo muestran un incremento sostenido del mismo a partir del año 2010. No obstante, el crecimiento del consumo es liderado por los países no pertenecientes a la OECD.

Gráfico 27. Consumo mundial de carbón por región, 1980-2035



Fuente: EIA, International Energy Outlook 2011

Gráfico 28. Consumo mundial de carbón por sector, 1980-2035



Fuente: EIA, International Energy Outlook 2011

### Nuevas tendencias ambientales

La relación entre Desarrollo Económico y Medio Ambiente ha tenido diversos enfoques y ha cobrado importancia recientemente. En los últimos años esta relación ha estado enmarcada, en general, por la búsqueda de formas más sostenibles para la extracción de los recursos naturales y se ha perseguido el uso más eficiente de los mismos.

En el nivel mundial existe ya una serie de normativas encaminadas a reducir las emisiones de dióxido de carbono y gases efecto invernadero a través del uso de energías renovables y el aumento del consumo de biocombustibles de manera sostenible. Las energías no convencionales se han constituido entonces en fuentes más amigables en términos medioambientales.

No obstante, recientemente también se ha cuestionado el impacto positivo de los biocombustibles sobre el medioambiente y el bienestar de la sociedad. Pese a esto, su uso sigue siendo promovido y el uso de estos y otras fuentes alternativas se ha convertido también en una estrategia para disminuir la dependencia de los proveedores internacionales de petróleo y sus derivados.

Como consecuencia de lo anterior, es de esperar que se tengan en cuenta consideraciones ambientales a la hora de tomar decisiones económicas. Asimismo, se hacen necesarios mayores compromisos por parte del sector privado en temas de responsabilidad ambiental. De esta manera, se prevé que la dimensión ambiental, en especial el concepto de sostenibilidad, se fortalezca cada vez más impactando las decisiones de todos los agentes involucrados.

En el caso de Estados Unidos la Agencia de Protección Ambiental EPA (por sus siglas en inglés) regula el uso de la energía para proteger tanto la salud de la población como el medio ambiente. Dentro de esta regulación, la EPA hace consideraciones específicas para los sectores de minería y de extracción de gas y petróleo dentro de las que se incluye un programa para reportar la emisión de gases efecto invernadero y una serie de estándares para la emisión de otros elementos que generen contaminación durante los procesos productivos llevados a cabo por estos sectores.

En la actualidad en Estados Unidos la EPA restringe las emisiones de SO<sub>2</sub>, NO y Hg lo que ocasionaría el cierre de entre 32 y 68 plantas a carbón en un periodo de 3 años. Además, limita la afectación del medio ambiente por la emisión de gases efecto invernadero en plantas nuevas a carbón. Estas, dentro de otras iniciativas, se dan a causa de la necesidad de asegurar el desarrollo de las fuentes de energía de una manera ambientalmente segura.

## II. Mercado de Gas Natural

En este capítulo se presenta un análisis del mercado del gas natural en el país, desde la perspectiva de la oferta y de la demanda, revisando el comportamiento histórico y las proyecciones que tienen las fuentes públicas sobre estas variables.

Por considerar de gran importancia tomar en cuenta el contexto internacional, se incluye, igualmente un breve análisis de la situación del mercado mundial del gas natural y de las perspectivas que observan algunas agencias internacionales.

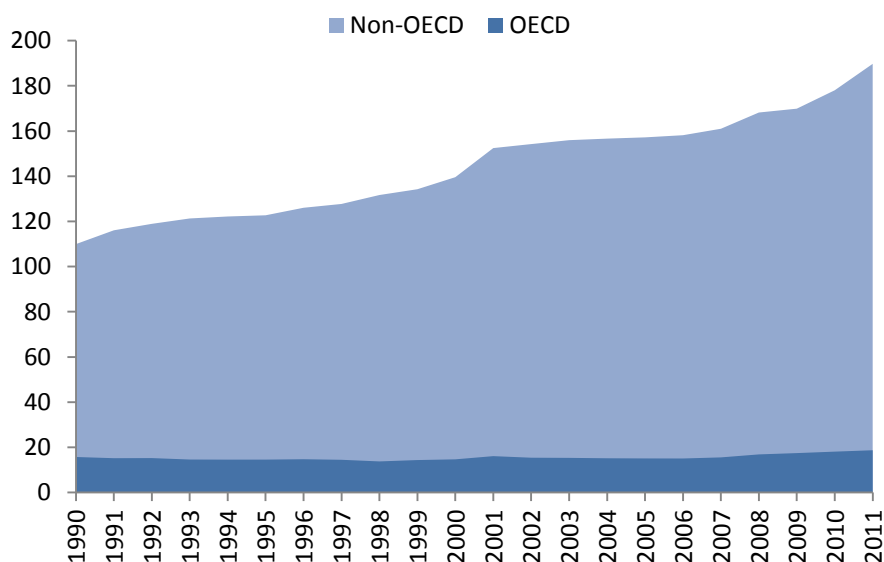
Finalmente se muestra un breve análisis de las perspectivas del denominado “Gas No Convencional”, definido como aquel que se explota por medios diferentes a los tradicionales, con el fin de evaluar los posibles impactos de la existencia y producción de este tipo de gas en el país.

### 1. Contexto Internacional

El mercado de gas natural se ha expandido, en parte, debido a sus ventajas, como lo son: menor impacto ambiental negativo, no requiere gran infraestructura instalada, no requiere procesamiento previo o posterior a su uso, entre otros. El contexto internacional del gas natural ha estado marcado en los últimos años por los descubrimientos y entrada en producción de los llamados gases no convencionales, los cuales han forzado una nueva perspectiva para el futuro de este energético.

En términos de reservas de gas natural, la gráfica siguiente muestra una evolución histórica según la región del mundo donde están ubicadas.

Gráfico 29. Evolución reservas probadas de gas 1990-2011  
Billones de metros cúbicos

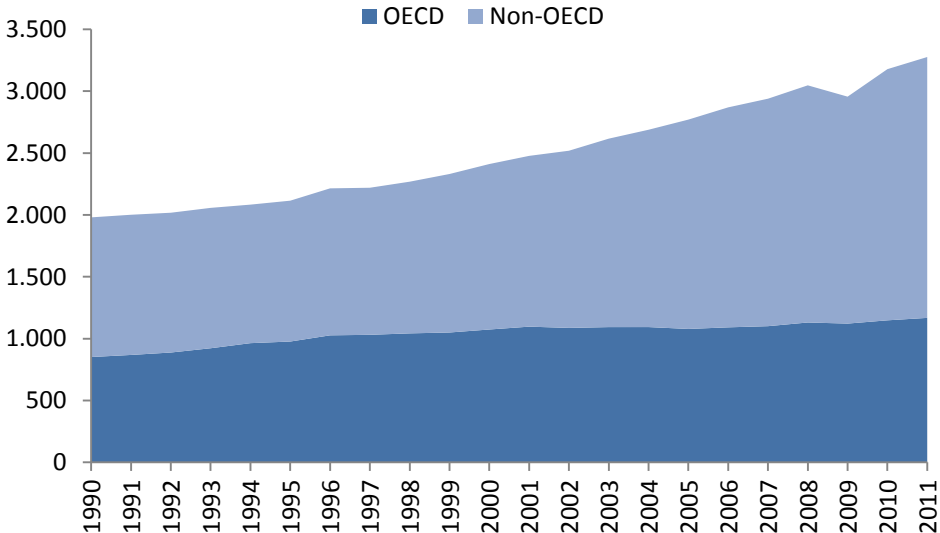


Fuente: Statistical Review of World Energy Full Report BP 2012

Se evidencia un incremento importante de las reservas desde el año 2001 y, especialmente desde el año 2009, con la incorporación de los nuevos descubrimientos de Shale Gas en Norteamérica. Las reservas mundiales de gas a finales del año 2011 se estiman en 208,4 billones de metros cúbicos, aproximadamente 7.360,9 billones (teras) de pies cúbicos, de los cuales el 91% se ubican en países no pertenecientes a la OECD. La Federación Rusa posee la mayor cantidad de reservas de gas natural con el 21,4% de las reservas mundiales, seguido por Irak con el 15,9% y Qatar con el 12%. Es decir, estos tres países poseen casi la mitad de las reservas mundiales de gas. Estados Unidos pasó de unas reservas de 5 billones de metros cúbicos (176,6 billones de pies cúbicos) en el año 2000 a 8,5 billones (300,2 billones de pies cúbicos) en el año 2011, con un crecimiento de más del 60% en los últimos 11 años. En 2011, Colombia poseía el 0,1% de las reservas mundiales.

En cuanto a la producción mundial de gas natural, por regiones se muestra en la siguiente gráfica su evolución desde el año 1970 a 2011.

**Gráfico 30. Producción mundial de gas natural 1990-2011**  
Miles de millones de metros cúbicos

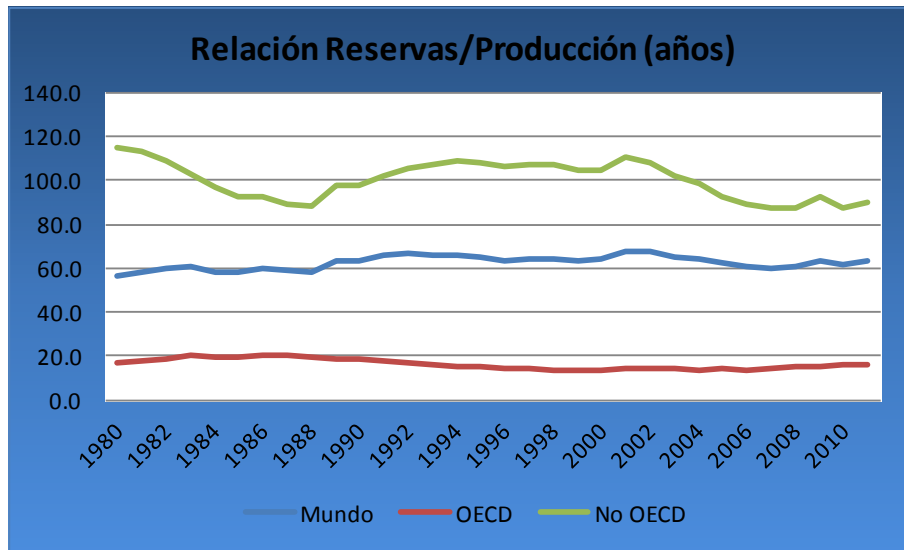


Fuente: Statistical Review of World Energy Full Report BP 2012

La producción mundial de gas se ha multiplicado 3,3 veces desde 1970. El crecimiento de la producción se ha concentrado casi exclusivamente en los países no pertenecientes a la OECD. En el año 2011, la producción mundial de gas alcanzó 3,27 billones de metros cúbicos (115,7 billones de pies cúbicos). El mayor productor mundial en este año fue Estados Unidos, con el 20% de la producción mundial. Le siguen la federación Rusa con el 18,5%, Canadá con el 4,9%, Irán con el 4,6% y Qatar con el 4,5%. En 2011, la producción colombiana representó un 0,3% de la producción mundial.

La evolución Reservas/Producción refleja las condiciones mostradas anteriormente y su evolución se indica en el siguiente gráfico.

Gráfico 31. Relación Reservas/Producción (años)

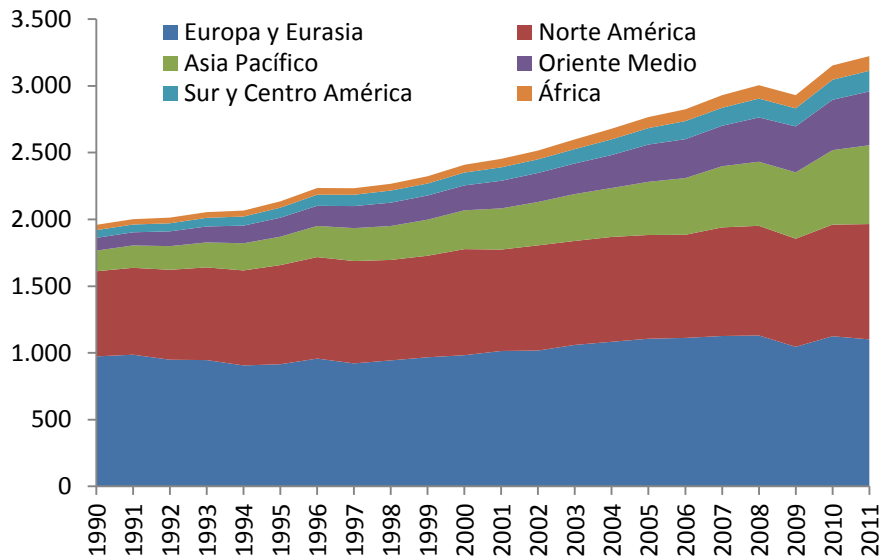


Fuente: Cálculos propios con base en Statistical Review of World Energy Full Report BP 2012

Mientras los países de la OECD tienen una R/P de 16 años en el 2011, los países No OECD tienen 90 años de R/P en 2011. En el año 2011 el país con mayor relación R/P fue Irak con 1.939,3 años, seguido por Turkmenistán con 408,4 años.

En términos de consumo, la gráfica siguiente muestra su evolución desde el año 2011.

Gráfico 32. Evolución del consumo mundial de gas natural  
Miles de millones de metros cúbicos



Fuente: Statistical Review of World Energy Full Report BP 2012

Se evidencia el crecimiento del consumo en la región Asia Pacífico en los últimos 15 años, jalonado por el crecimiento de China. También es destacable el aumento de consumo en Europa, mientras

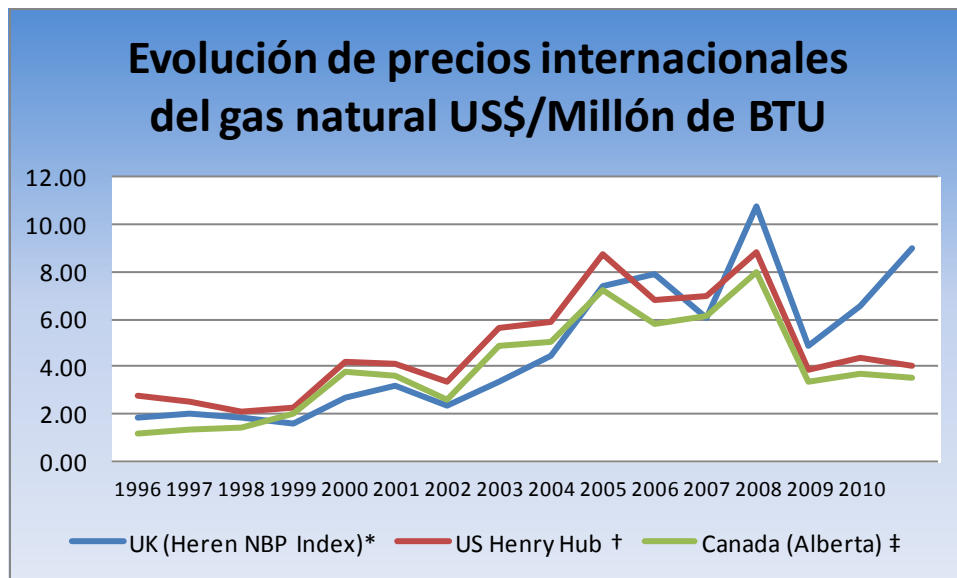


Norte América ha tenido un consumo más o menos estable en este período. El Consumo en Centro y Sur América representa una porción muy pequeña del consumo mundial.

En el año 2011 los países de mayor consumo fueron Estados Unidos con el 21,5% del consumo mundial, la Federación Rusa con el 13,2%, Irán con 4,7% y China con 4% del consumo mundial. Colombia en 2011 tuvo el 0,28% del consumo mundial de gas.

Por otra parte, la evolución de precios internacionales del gas, en los principales sitios de comercio, se muestra en el siguiente gráfico.

**Gráfico 33. Evolución de precios internacionales del gas natural**  
US\$/Millón deBTU



\* Fuente: 1984-1990 German Federal Statistical Office 1991-2011 German Federal Office of Economics and Export Control (BAFA).

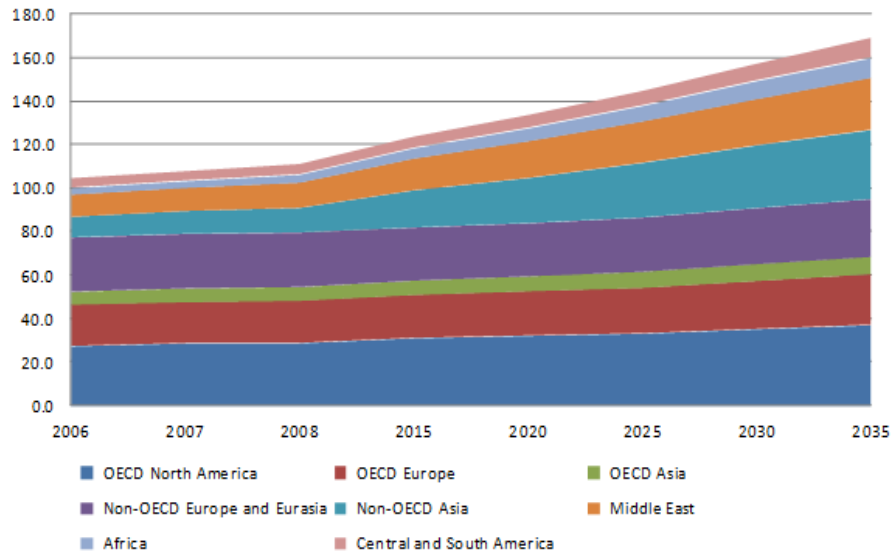
† Fuente: Heren Energy Ltd.

‡ Fuente: Energy Intelligence Group, *Natural Gas Week*.

Desde el año 2008, los precios en Estados Unidos y Canadá han venido bajando debido al aumento de la oferta proveniente del *Shale Gas*. Mientras en el Reino Unido, en los dos últimos años se han incrementado los precios en forma importante.

Las perspectivas del consumo según el Departamento de Energía de los Estados Unidos, se muestra en el gráfico siguiente.

**Gráfico 34. Consumo mundial de gas por región 2006-2035**  
 Billones de pies cúbicos



Fuente: DOE. International Energy Outlook 2011

Es evidente que el gas natural es un energético cuyo mercado en el nivel mundial ha mostrado un gran dinamismo en los últimos años, superior al de otras fuentes convencionales. Uno de los motivos para este dinamismo son las bondades ambientales que presenta el uso de este combustible frente a otras fuentes convencionales más contaminantes, sobre todo teniendo en cuenta el reciente interés de los gobiernos en reducir la afectación negativa del uso y explotación de los recursos naturales. Por otro lado, recientemente Estados Unidos ha evidenciado abundancia de este recurso, reduciendo sus importaciones, tanto de este como de otros combustibles sustitutos, impactando el mercado energético global. Además, a nivel internacional se ha presentado una nueva coyuntura con la proliferación de hallazgos de yacimientos no convencionales como el *shale* gas, los cuales hacen que el mercado se enfrente a nuevas realidades.

## 2. Normatividad del gas natural en Colombia

Colombia tiene una amplísima legislación y normatividad de diferentes niveles que regulan las actividades mineras. En el caso del gas natural a esta normatividad se agrega la regulación de la cadena del combustible, en la medida que se trata de un servicio público domiciliario. Por ello, en el análisis se incluyen solo las normas más relevantes, especialmente las que se relacionan con el proceso de producción y generación de energía eléctrica.

La industria del gas natural está reglamentada para cada una de las actividades, tanto del denominado “*Upstream*” como del “*Downstream*”. En el primer caso, la reglamentación se basa fundamentalmente en el Código de Petróleos, mientras que en el segundo la regulación la dicta tanto el Ministerio de Minas como la Comisión de Regulación de Energía y gas,- CREG-.

## 2.1 Normas para la exploración y explotación

La actividad de exploración y explotación de petróleo está administrada por la Agencia Nacional de Hidrocarburos, creada mediante Decreto 1760 de 2003 y reglamentada en su parte técnica por el Código de Petróleos.

La Agencia Nacional de Hidrocarburos ha definido varios tipos de contratación para la actividad petrolera<sup>3</sup>. Los contratos más relevantes son los siguientes.

- Contrato de Explotación y/o Exploración. E&P
- Contrato de Evaluación Técnica. TEA.

En los contratos E&P, al contratista se le adjudica un área en la cual debe realizar determinada actividad exploratoria. En caso de resultar positiva la exploración, se pasa a la fase de explotación.

La asignación de áreas para contratos de E&P se puede hacer a través de una de las siguientes modalidades:

- Contratación directa.
- Contratación por proceso competitivo
- Solicitud de ofertas
- Nominación abierta de áreas.
- Nominación cerrada de áreas

La asignación de áreas libres para la exploración mediante contratos TEA, se hará mediante la modalidad de contratación directa.

Los contratos E&P tienen dos fases: La fase exploratoria con una duración de 6 años, prorrogables bajo condiciones especiales, en la cual el contratista debe ejecutar un programa exploratorio mínimo pactado en el contrato y la fase de explotación con una duración de 24 años a partir de que la ANH reciba la declaración de comercialidad del campo. Este período se podrá prorrogar hasta el límite económico de explotación del campo por solicitud del contratista y bajo ciertas condiciones especiales.

El contrato E&P tiene un capítulo en el cual se definen las obligaciones contractuales en caso de hallarse Gas Natural asociado. En este caso se deberá presentar un programa de utilización del gas por parte del contratista.

## 2.2 Normatividad para exploración y explotación de gases no convencionales

Para la exploración y explotación de hidrocarburos no convencionales, definidos éstos como los que se producen por métodos no convencionales o en yacimientos no convencionales, la ANH ha

---

<sup>3</sup> Acuerdo 008 de 2004 y sus modificaciones

definido un modelo de contratación que toma en cuenta las especificidades de este tipo de producción de hidrocarburos.

Los hidrocarburos no convencionales comprenden los crudos extrapesados, arenas bituminosas, gas en mantos de carbón, yacimientos de muy baja porosidad (*tight*) e hidratos de gas.

Este tipo de contratos es similar al de hidrocarburos convencionales, pero con un período de 8 años de exploración y de 30 años de explotación, reconociendo con ello la menor productividad de estos campos.

### 2.3 Regulación para el transporte

La metodología actual que regula la remuneración del transporte de gas natural se basa en la definición de cargos de paso, los cuales consideran los siguientes conceptos:

- Cargos máximos fijos y variables por distancia para remunerar la inversión.
- Cargo fijo para remunerar el AOM.
- Dos tarifas estampillas para remunerar parte de la inversión en los gasoductos troncales y en los ramales.

Los cargos fijos y variables están definidos por parejas, entre la remuneración del 100% como cargo fijo y 0% como cargo variable o al contrario. En el primer caso extremo, el riesgo está en cabeza del remitente, pues el transportador es remunerado independientemente del volumen transportado. En el segundo caso extremo el riesgo lo asume el transportador, puesto que su remuneración depende del volumen transportado.

En este esquema existe una señal de distancia, (en un 90%) es decir que el transporte cuesta más a medida que la distancia del centro de consumo al centro de producción es mayor.

La expansión del transporte de gas se basa en el esquema de “*contract carriage*”, es decir se fundamenta en los contratos que se suscriban y que potencialmente se puedan suscribir. Ello representa una dificultad para el transportador, pues hasta tanto no tener en firme nuevos contratos de transporte, no realizará la expansión.

El esquema de cargos por distancia ha permitido que el costo del transporte se convierta en un arbitraje de los puntos de producción, sin importar su costo de producción, lo cual genera ineficiencias en el sistema. Un sistema de costos neutro, como en el caso del sector eléctrico, elimina la posibilidad de arbitraje y genera mayor competitividad y competencia en la producción.

### 2.4 Regulación de precios en boca de pozo

Los precios del gas natural en boca de pozo están sujetos a un régimen de libertad vigilada, a excepción de los campos de Guajira y Opón, los cuales se regulan de la siguiente forma:

- En el campo Guajira existe un tope fijado por la resolución 119 de 2005. Esta misma resolución fijó un tope mayor para el campo de Opón, el cual, si bien no es productivo, sirve de referencia para las ventas de Ecopetrol a los generadores térmicos del interior.
- En el caso de Cusiana, se liberó el precio a partir de una producción superior a los 180 MPCD.
- Para los nuevos descubrimientos, los precios son libres.

La existencia de precios regulados en la Guajira puede ser un limitante de la competencia para nuevos descubrimientos en esa zona del país, pues estos entrarían con precios libres.

Las modalidades de contratación del gas en Colombia se hacen bajo dos modalidades: Pague lo contratado (*Take or Pay*) y pague lo demandado (*Take and Pay*). Estas modalidades de contratación tienen la particularidad de que no distribuyen los riesgos entre el productor y el comercializador, por lo que dificultan la competencia en un mercado de precios libres.

## 2.5 Regulación de la integración industrial

Existe una amplia normatividad en materia de integración de negocios en la industria del gas natural. Las principales normas al respecto son las siguientes.<sup>4</sup>

- El transportador de gas natural no podrá realizar actividades de producción, comercialización, o distribución. (Res. 057 de 1996)
- Las empresas cuyo objeto sea el de vender, comercializar o distribuir gas natural, no podrán ser transportadoras ni tener interés económico en empresas de generación eléctrica. (Res. 057 de 1996)
- Las empresas que desarrollen actividades de producción, venta o distribución, pueden ser comercializadoras de gas natural. (Res. 057 de 1996)
- Los productores y/o transportadores de gas natural no podrán desarrollar la actividad de generación eléctrica a gas natural. Máxima participación: 25% del capital social de la empresa que desarrolle esta actividad. (Res. 057 de 1996).
- Las empresas prestadoras de servicios públicos, constituidas con anterioridad a la vigencia de la Ley 142 de 1994, podrán continuar prestando en forma combinada las actividades que desarrollaban a esa fecha y además la actividad de comercialización, siempre y cuando tengan establecidos sistemas contables separados para cada actividad.
- En enero 1º de 2015, ninguna empresa podrá atender ni directa ni indirectamente más del 30% de los usuarios del mercado de distribución. (Res. 071 de 1998)
- Ninguna persona podrá tener más del 25% del volumen transado en el mercado de comercialización a usuarios finales, regulados y no regulados, excluyendo el gas para generación eléctrica, petroquímica y consumos propios del productor. Las empresas que en la fecha de la Resolución tengan una participación mayor, no podrán expandir sus sistemas a través de compras de participación accionaria u otros mecanismos. (Res. 071 de 1998).

---

<sup>4</sup> Tomado de “La cadena del gas Natural”. Documento UPME extraído de [www.upme.gov.co](http://www.upme.gov.co)

## 2.6 Regulación de la actividad de la distribución de gas natural

La regulación de la actividad de distribución está contenida en la resolución 011 de 2003, la cual se fundamenta en una Metodología de Control Tarifario, consistente en la fijación, por parte del Distribuidor, de cargos máximos diferenciados por rangos de consumo. Dichos cargos y rangos de consumo deben cumplir con la condición de que sus ingresos asociados no superen los ingresos asociados al Cargo Promedio de Distribución aprobado por la Comisión.

Los principios generales sobre los cuales se establecen los cargos de distribución son los siguientes (Artículo 5 Res 011 de 2003):

- a) *Los cargos por uso de los Sistemas de Distribución serán aprobados por la CREG de forma tal que los usuarios de las redes paguen un único cargo por el uso de cada sistema, independientemente del número de propietarios del mismo.*
- b) *Los cargos remunerarán al Distribuidor la infraestructura necesaria para llevar el suministro desde el Punto de Salida del Sistema Nacional de Transporte o desde los tanques de almacenamiento en los casos de distribución de GLP y GNC por redes, hasta el punto de entrega al usuario. Incluyen los costos de conexión del Sistema de Distribución al Sistema de Transporte, pero no incluyen los costos de conexión del usuario al respectivo Sistema de Distribución.*
- c) *Los Almacenadores, los Comercializadores y los usuarios conectados a un Sistema de Distribución, según corresponda, pagarán al Distribuidor o a los Distribuidores correspondientes los cargos por uso aprobados por la CREG de acuerdo con la metodología que se define en la presente Resolución para el cálculo de estos cargos.*
- d) *El cargo por uso del Sistema de Distribución que se cobre a un usuario deberá ser el mismo independientemente del Comercializador que lo atienda.*
- e) *Cuando un Sistema de Distribución se deriva de otro Sistema de Distribución, la custodia del gas combustible es asumida por el segundo Distribuidor a partir de la frontera comercial correspondiente.*

La metodología regulatoria para determinar los cargos se basa en el cálculo de los costos medios de mediano plazo a partir de la Inversión Base, el Costo de Capital Invertido, los gastos de Administración, Operación y Mantenimiento (AOM) y la Demanda de Volumen del mercado correspondiente. La Inversión Base comprenderá la Inversión Existente a la fecha de la solicitud tarifaria y el Programa de Nuevas Inversiones que proyecte el Distribuidor.

Según las normas vigentes, el distribuidor (aunque está obligado a procesos públicos para la compra de gas al mercado regulado) puede hacer compras discriminadas para el mercado tanto regulado como no regulado. En el primer caso puede manejar precios de gas más altos que el segundo por el nivel de precio de los sustitutos: esto puede conducir a que el sector regulado termine “apalancando” los precios del sector no regulado debido a que éste último tiene un espacio menor para la definición del precio en virtud de los precios de los sustitutos (carbón, crudos pesados).

## 2.7 Regulación para garantizar el suministro

El Gobierno Nacional expidió el decreto 2100 de junio 15 de 2011, mediante el cual se pretende asegurar el abastecimiento de gas natural en el país.

El decreto fija unas pautas básicas para el ordenamiento del mercado del gas natural, entre las que se destacan las siguientes:

- Los productores y comercializadores de gas deben atender prioritariamente la demanda interna de gas. Los agentes exportadores, ante deficiencias insalvables en el suministro interno atenderán preferiblemente el consumo interno de gas.
- Se define la “demanda esencial” como aquella destinada al sector residencia y de pequeños comercios, la demanda de gas vehicular, la demanda para estaciones compresoras del sistema de transporte de gas y la demanda de refinerías. Esta demanda deberá contar por parte de los comercializadores que la atienden con contratos con agentes que ofrezcan un respaldo físico del gas comprometido.
- Se fijan normas para que la ANH otorgue contratos de E&P que no produzcan mayor concentración en la propiedad de los campos productores.
- Se obliga a los productores a declarar sus reservas de gas para dar mayor información al mercado sobre la oferta existente.
- Se establece la obligación de estudiar esquemas de almacenamiento por parte del MME.
- Se define que el gas de exportación y el gas importado de paso no es parte de un servicio público domiciliario, lo cual excluye estas transacciones de las normas de la CREG.

Por otra parte la CREG expidió la Resolución 054 de 2012, mediante la cual se pone en discusión el Proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios de confiabilidad, se fijan las reglas para la evaluación y la remuneración de los proyectos de inversión en confiabilidad del servicio público de gas natural”. En este proyecto se establecen las normas para remunerar los proyectos de plantas de regasificación para importar gas natural, con base en un criterio de confiabilidad, que permite que todos los usuarios del sistema paguen por estas inversiones, en proporciones definidas por la CREG de acuerdo con los beneficios obtenidos, dando así viabilidad económica a estos proyectos.

Los proyectos incluidos en la norma y aprobados por la CREG para un período de transición son los siguientes:

- Planta de regasificación y almacenamiento en tierra con una capacidad de vaporización de 400 MPCD con un tanque de almacenamiento de 160,000 m<sup>3</sup>. Punto de inyección (Cartagena, Bolívar).
- Terminal tipo FSRU (*Floating Storage Regasification Unit*) en la costa Pacífica con capacidad de almacenamiento de 160.000 m<sup>3</sup> y capacidad de vaporización de 262 MPCD.
- Gasoducto conectado al STN en Yumbo (Valle) (125 km y 24 pulgadas).

La norma establece que “...Para poder recibir el ingreso regulado por concepto del servicio de confiabilidad a la demanda nacional de gas natural, los proyectos de GNI tanto de la costa Atlántica como de la costa Pacífica y el gasoducto Buenaventura-Yumbo deberán tener en operación la infraestructura de regasificación y la infraestructura de almacenamiento a más tardar el 1 de enero de 2017...”

De acuerdo con el análisis del balance demanda-producción de la UPME (2010) se prevé que el país empezará a tener déficit de gas natural a partir del año 2013, en vista de la disminución de producción en los campos de La Guajira. “La alta dependencia de una sola fuente, como son los campos de gas de La Guajira, hace que el riesgo de abastecimiento sea más agudo”. En ese sentido, más que un problema de oferta, existe un problema de oferta flexible para atender la demanda oscilante marcada por la presencia del fenómeno de El Niño. Los consumos estables y previsibles sí se pueden suministrar (Fedesarrollo, 2011)

### **3. Gas Natural En Colombia**

El mercado de gas natural en Colombia inicia en los años setenta con el descubrimiento offshore de la Guajira., No obstante, la masificación de este servicio hacia el interior del país no se dio sino hasta 1997 con la construcción por Ecopetrol de la red de gasoductos.



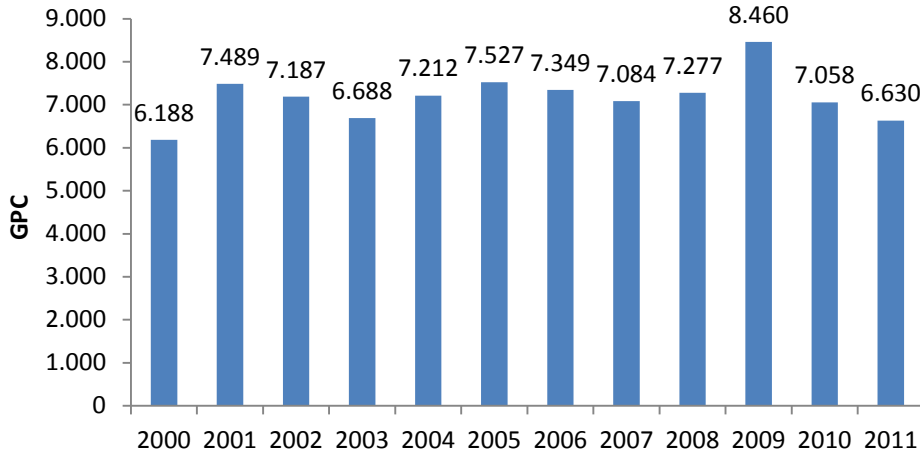
Ilustración 3. Gasoductos y campos de gas natural en Colombia



Fuente: Ecopetrol

Colombia tiene reservas de gas natural pero que no representan una gran proporción de las reservas mundiales (0,001%). La evolución de las reservas totales del país (probadas más probables) se muestra en el gráfico siguiente. Es importante destacar que las reservas probadas de gas están concentradas en la Guajira y Casanare.

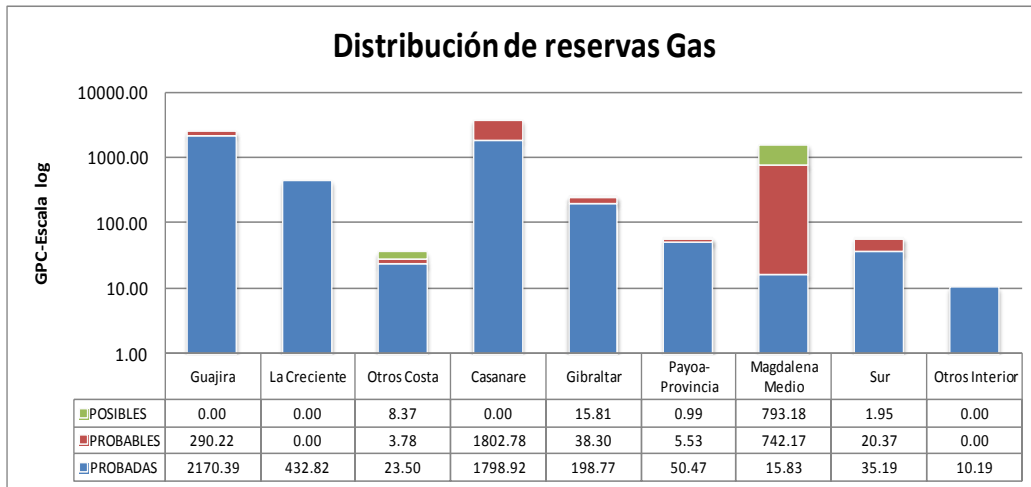
Gráfico 35. Evolución de las reservas de gas natural



Fuente: ANH

De los 6.630 Gpc de reservas totales en 2011, 5.463 Gpc corresponden a reservas probadas. La distribución de las reservas posibles, probables y probadas por campo, se muestra en el siguiente gráfico.

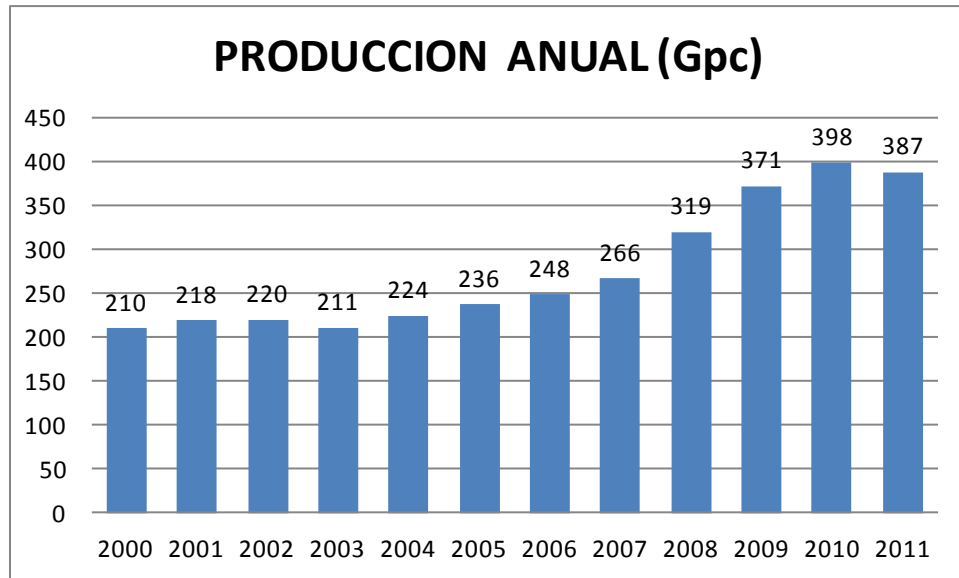
Gráfico 36. Distribución de las reservas de gas natural



Fuente: UPME. Plan de abastecimiento para el suministro y transporte de gas 2011-2030. Nov 2010

En Colombia, la producción de gas natural ha evolucionado de manera positiva desde el año 2003 alcanzando niveles cercanos a los 730 Mpcd en el año 2008. Las cuencas de la Guajira y de los Llanos Orientales son las de mayor producción. La evolución de la producción de gas se muestra en la gráfica siguiente.

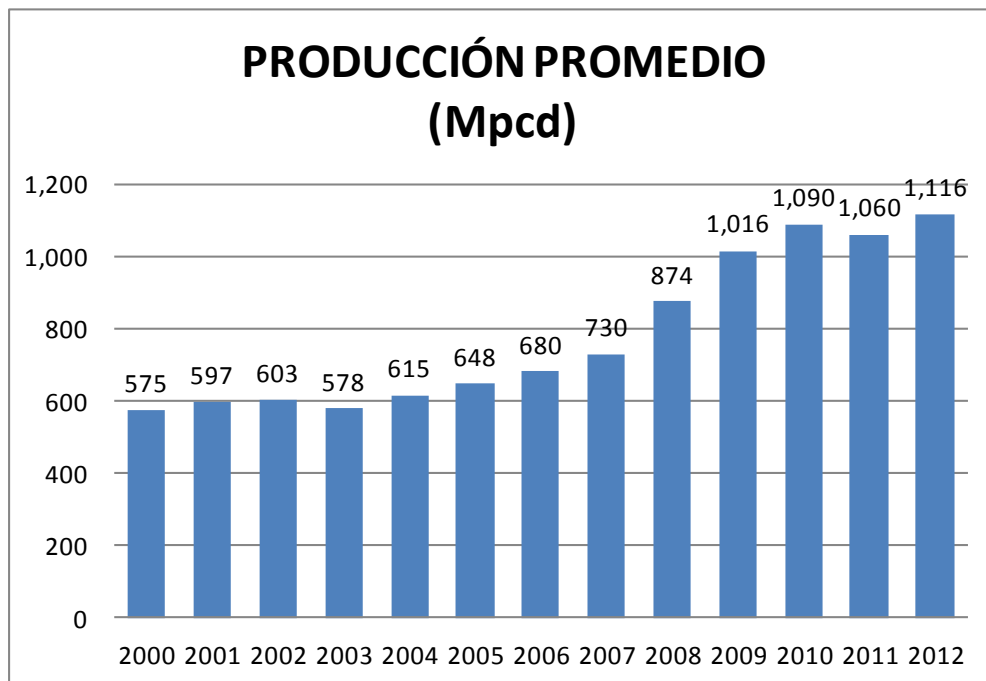
Gráfico 37. Evolución de la producción de gas natural Gpc



Fuente: ANH

El pico de la producción se dio en el año 2010, debido a la presencia del Fenómeno del Niño que exigió un alto consumo en el sector termoeléctrico.

Gráfico 38. Producción de gas natural Mpcd

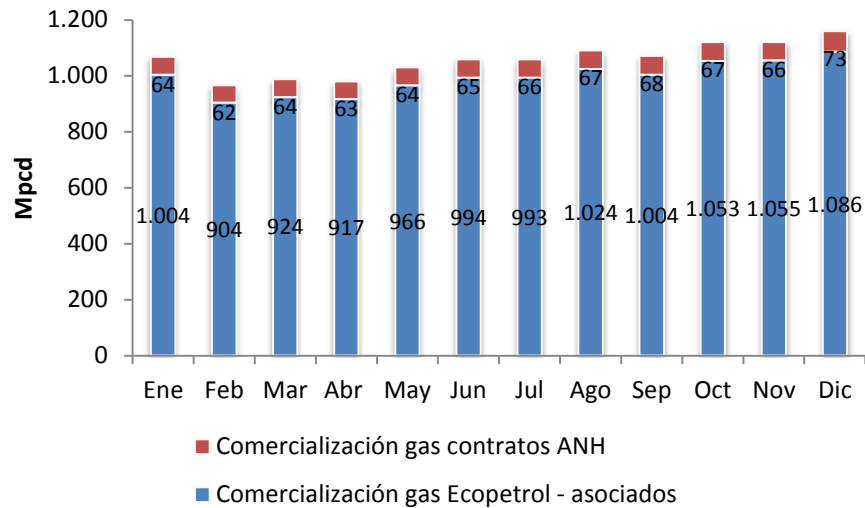


Fuente: ANH

En promedio, la producción anual ha superado los 1000 Mpcd desde el año 2008. En lo corrido del año 2012, la producción promedio supera la del año 2011. En la gráfica siguiente se muestra la

producción mensual durante el año 2011, discriminando el gas comercializado por Ecopetrol y el comercializado mediante contratos suscritos con la ANH.

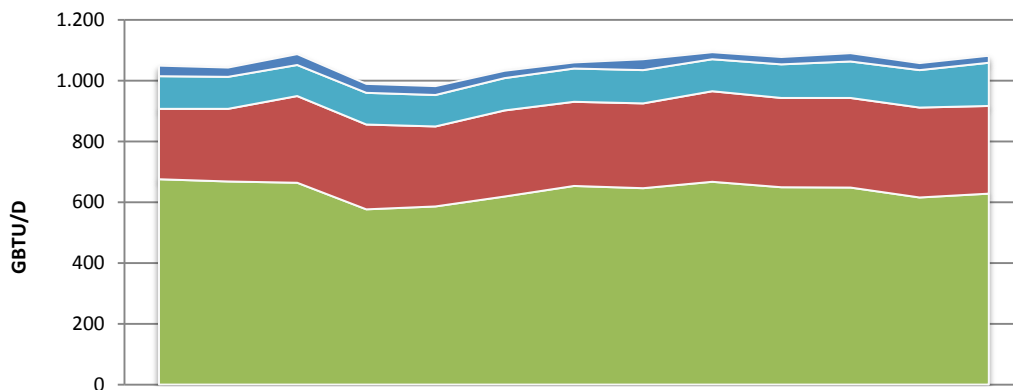
Gráfico 39. Producción de gas natural 2011



Fuente: ANH

El gráfico siguiente muestra el origen de la producción de gas desde diciembre de 2010 hasta diciembre de 2011. Los campos de Cusiana y Guajira representaron en este período cerca del 80% del suministro total de gas en el país. La gráfica siguiente muestra la composición del suministro por campos en el período indicado.

Gráfico 40. Suministro de gas natural por campos



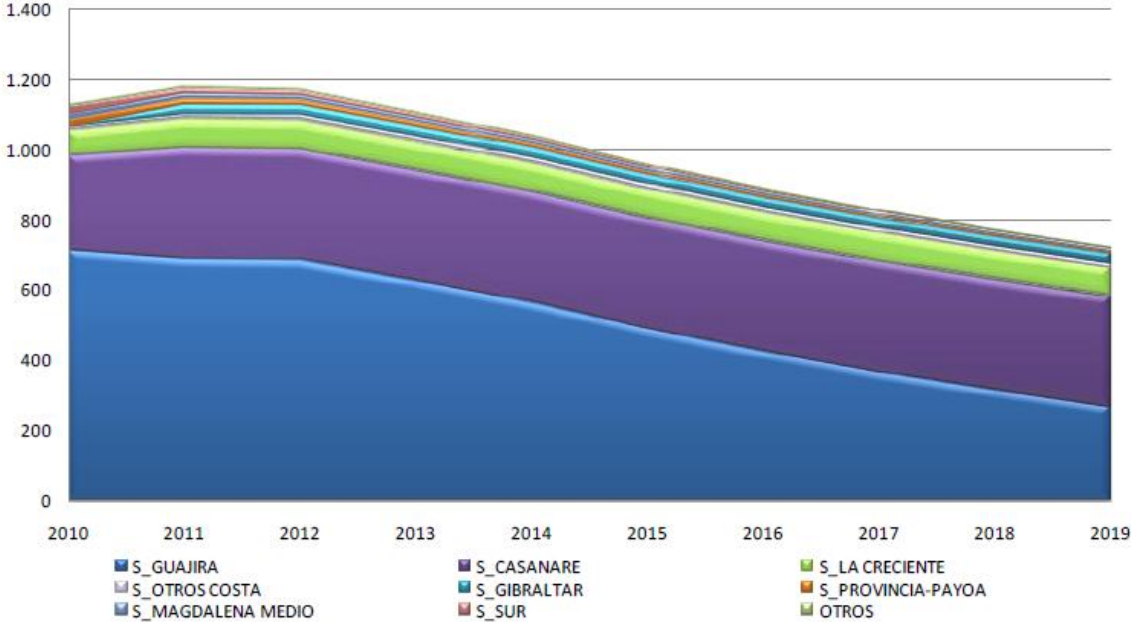
	dic-2010	ene-2011	feb-2011	mar-2011	abr-2011	may-2011	jun-2011	jul-2011	ago-2011	sep-2011	oct-2011	nov-2011	dic-2011
■ Campos aislados	34,9	31,1	36,0	29,4	29,6	25,2	19,7	36,1	23,2	24,5	26,7	23,7	23,2
■ Otros campos	106,9	105,2	103,0	104,9	103,6	106,4	109,7	109,2	105,8	110,7	120,4	122,9	142,3
■ Cusiana	232,2	239,1	284,7	279,1	263,6	282,6	277,4	279,5	297,3	294,2	294,7	296,2	288,2
■ La Guajira	675,7	668,5	664,6	576,8	586,0	619,3	653,5	645,9	667,8	649,2	648,6	615,5	628,6

Fuente: CNO Gas

Aunque la producción ha venido aumentando hasta el punto de poder exportar excedentes a Venezuela, ha habido episodios de racionamiento a consumidores de GNV y a la industria por dos tipos de circunstancias: por limitaciones de la red de transporte al interior del país y por el fenómeno de El Niño. Las ampliaciones de la red de transporte se cumplieron y dejan alguna holgura para aumentos futuros de la producción. Sin embargo, las soluciones de importación de gas natural, si se dan, implicarán la necesidad de nuevas capacidades de transporte. Proyecciones

En Colombia, con el objeto de tener mayor certeza sobre la producción de gas, el gobierno nacional decidió obligar a las compañías productoras a hacer declaraciones sobre la producción futura, las cuales son la base para determinar las cantidades de gas en firme que dichos productores pueden vender en el mercado. Debido a esa medida, hoy se cuenta con una proyección de producción declarada de gas. La gráfica siguiente muestra esta declaración hasta el año 2019.

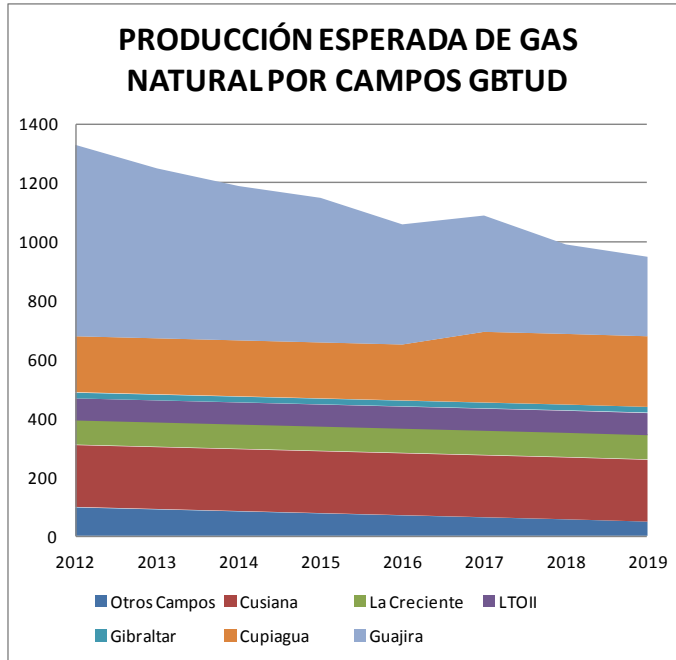
Gráfico 41. Producción declarada de gas 2010- 2019 GPCD



Fuente: UPME. Plan de abastecimiento para el suministro y transporte de gas 2011-2030. Nov 2010

Por otra parte, según cifras de Ecopetrol, la producción esperada por campos hasta el año 2019 es la siguiente.

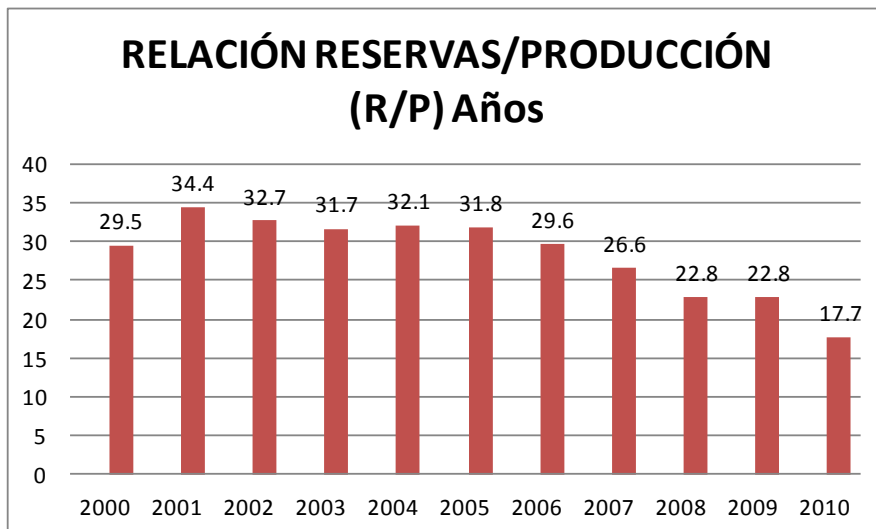
Gráfico 42. Producción esperada de Gas Natural por campos, GBTUD



Fuente: Ecopetrol

El incremento de la producción, como se dijo anteriormente, no ha estado acompañado de un incremento de reservas, por lo que la relación R/P ha venido descendiendo consistentemente desde el año 2005. La gráfica siguiente muestra la evolución de este indicador desde el año 2000.

Gráfico 43. Relación Reservas/Producción (R/P) años

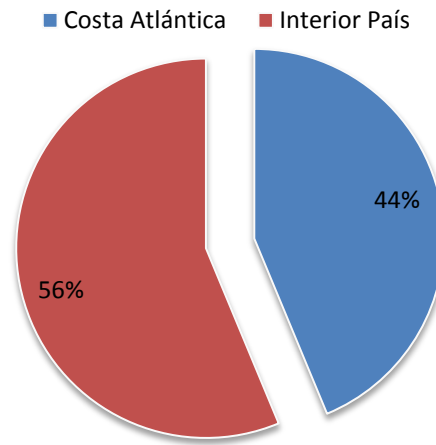


Fuente: ANH

Lo anterior muestra la necesidad urgente que tiene el país de descubrir nuevas reservas o desarrollar alternativas de producción o de importación, bien sea con gases no convencionales o GNL del mercado internacional.

La demanda de este combustible se divide casi en partes iguales entre la Costa Atlántica y el interior del país, con 56% y 44%.

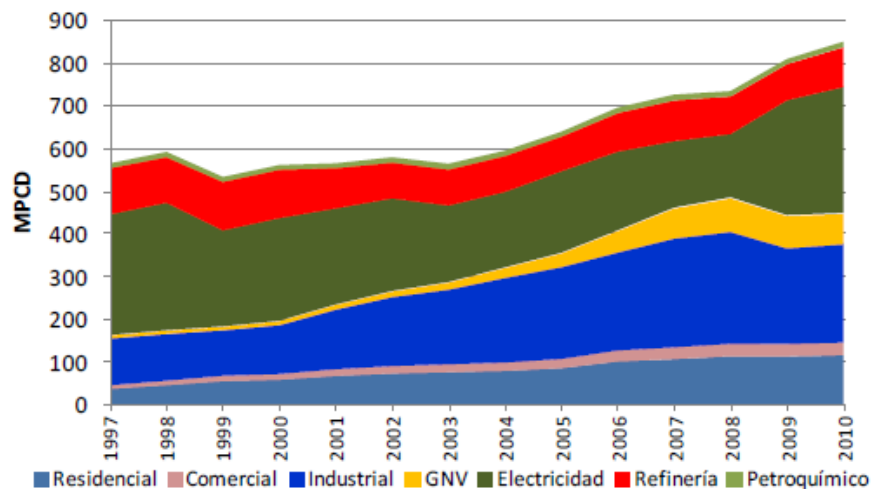
Gráfico 44. Distribución de la demanda de gas natural, 2011



Fuente: SIPG, UPME

La evolución de este sector se ha caracterizado por el marcado aumento en el uso residencial, comercial e industrial. Por otro lado, el consumo para generación eléctrica ha disminuido, con excepción del año 2009 en el que el Fenómeno del Niño generó un aumento significativo de la demanda de este combustible. Actualmente, se estima que el 98,3% de los usuarios de este servicio son de carácter residencial, mientras los usuarios comerciales e industriales corresponden al 1,7% y 0,06% respectivamente.

Gráfico 45. Evolución del consumo sectorial de gas natural por sector

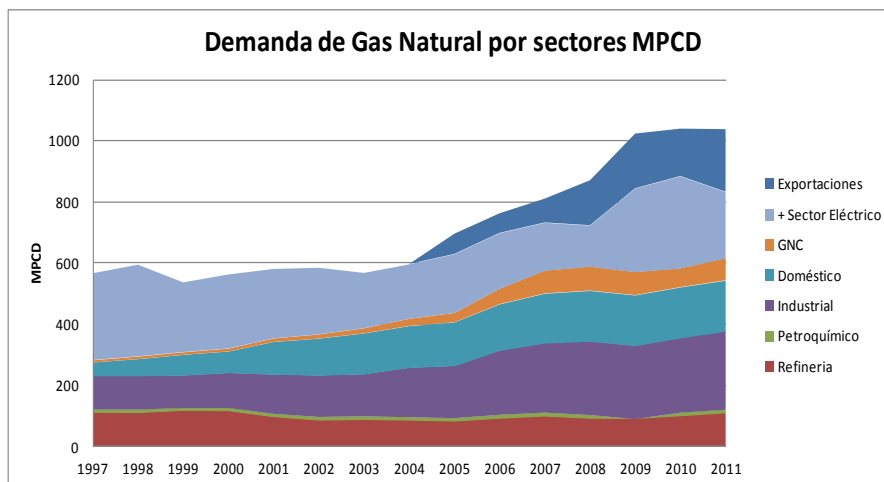


Fuente: Tomado de UPME (2011) con base en SUI, ECP, MME y CNO-Gas

## ESTRUCTURA DEL CONSUMO DEL GAS NATURAL EN COLOMBIA

La gráfica siguiente muestra la estructura del consumo interno y las exportaciones de gas natural desde el 1997 hasta el año 2011.

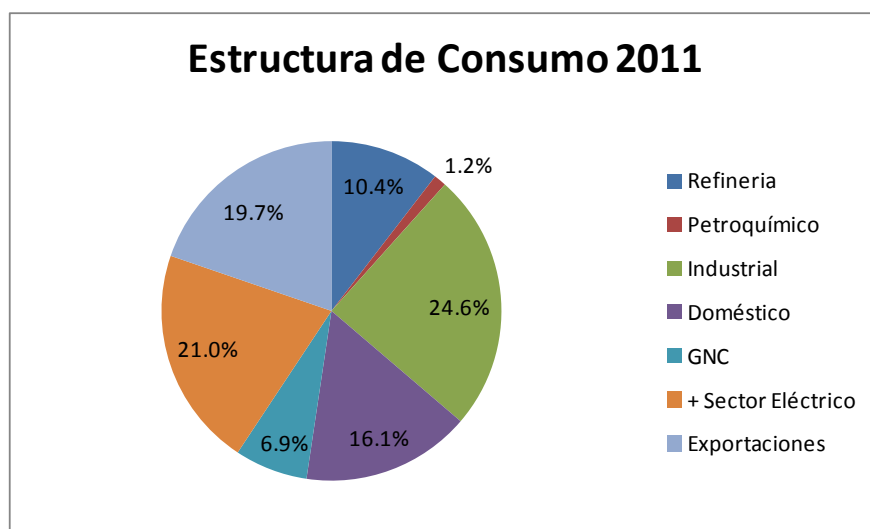
Gráfico 46. Demanda de Gas Natural por sectores MPCD



Fuente: UPME hasta 2008. Naturgas, CNO-gas y XM

Los sectores de mayor crecimiento en este período han sido el sector residencial y el sector industrial. El GNC, que también ha tenido un crecimiento importante, representa todavía una porción pequeña del consumo nacional. El gráfico siguiente muestra la composición del consumo por sectores en el año 2011.

Gráfico 47. Estructura de consumo 2011



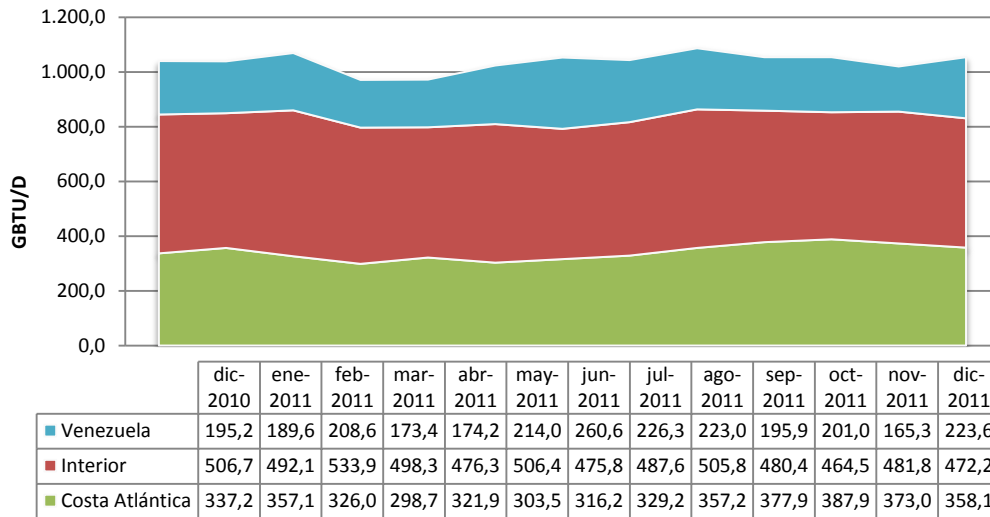
Fuente: Naturgas, XM

El sector industrial representa la mayor porción del consumo, seguido del sector eléctrico y del sector doméstico. Por área geográfica, la gráfica siguiente muestra la composición del consumo entre la Costa Atlántica, el Interior y las exportaciones a Venezuela. Durante todo el año, la Costa



Atlántica representó en promedio el 33%, el Interior el 47,2% y las exportaciones a Venezuela el 19,7% del consumo medio del país.

Gráfico 48. Demanda de gas natural por área geográfica

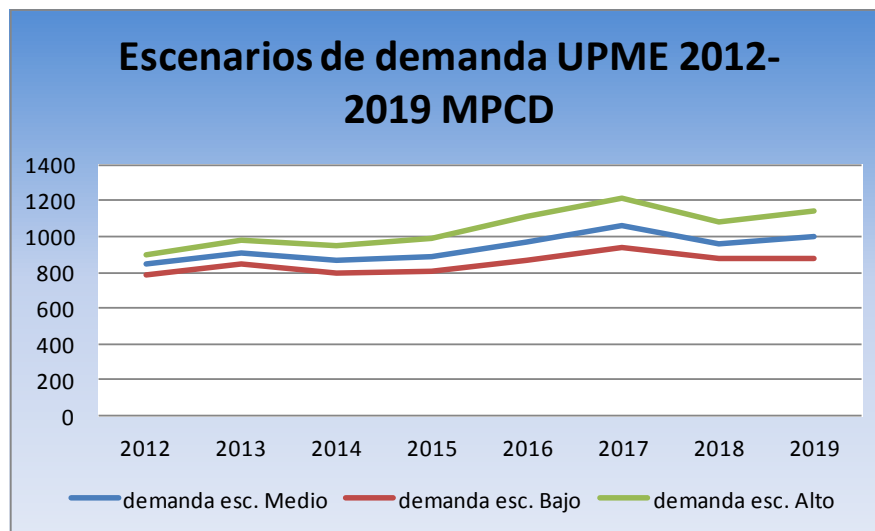


Fuente: CNO Gas

### PRONÓSTICOS DE GAS NATURAL, GAS NO CONVENCIONAL Y GNL POR REGIONES

La UPME es la entidad responsable de elaborar las proyecciones de demanda de consumo de los diferentes energéticos. Las últimas proyecciones de consumo interno de gas natural las elaboró a finales de 2011. La gráfica muestra los tres escenarios elaborados por la UPME para el período 2012-2019.

Gráfico 49. Escenarios de demanda UPME 2012-2019 MPCD



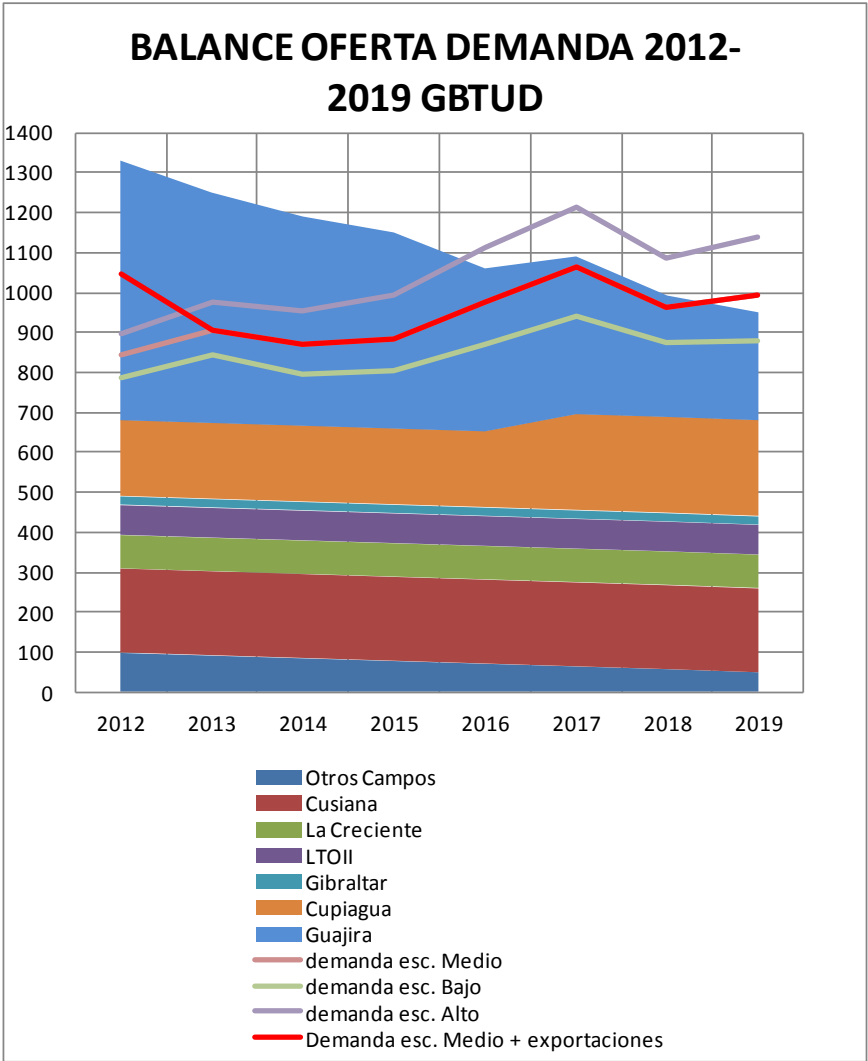
Fuente: Proyección de demanda de gas Natural en Colombia Revisión 2011. UPME

La tasa de crecimiento promedio anual en este período, para el escenario alto es de 3,46%, para el escenario medio 2,37% y para el escenario bajo 1,53%. En el año 2017 se muestra un pico producido por la posible presencia de un Fenómeno del Niño.

La metodología de la UPME se basa en desarrollar un modelo de proyección para cada sector, tomando en cuenta las especificidades de cada uno de ellos. Los modelos son de tipo econométrico, a excepción del sector eléctrico que utiliza el modelo WASP para simular el comportamiento del sector y el sector vehicular que utiliza el módulo Balance del modelo ENPEP.

Al realizar el balance proyectado de demanda y Oferta se obtienen los siguientes resultados:

Gráfico 50. Balance de oferta demanda 2012- 2019 GBTUD



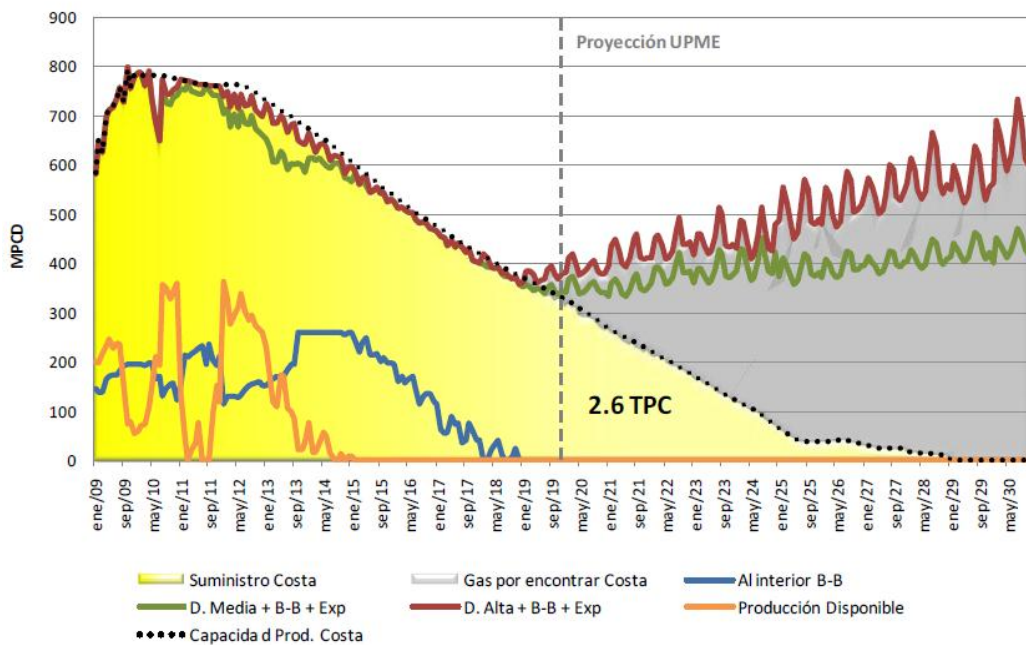
Fuente: Ecopetrol, UPME

Con la producción estimada por Ecopetrol y la demanda de la UPME se observa que en el escenario alto de demanda, se presentaría un déficit hacia el año 2016, mientras en el escenario medio el déficit sería en el año 2018. En el escenario bajo, en este período no habría déficit.

El cubrimiento de este déficit representa uno de los mayores retos de la política energética para los próximos años. Es claro que las medidas para superar esta situación deberán planearse desde ya, pues cualquiera de ellas requiere períodos más o menos largos para su concreción.

La UPME ha realizado en el Plan de Abastecimiento de gas 2011-2030, una serie de análisis en el nivel de las dos regiones de gas (Interior y Costa Atlántica), con el fin de identificar posibles soluciones al déficit que se observa en el balance nacional. En el gráfico siguiente se muestra el balance elaborado por la UPME con las reservas probadas para La Costa Atlántica.

Gráfico 51. Balance Costa

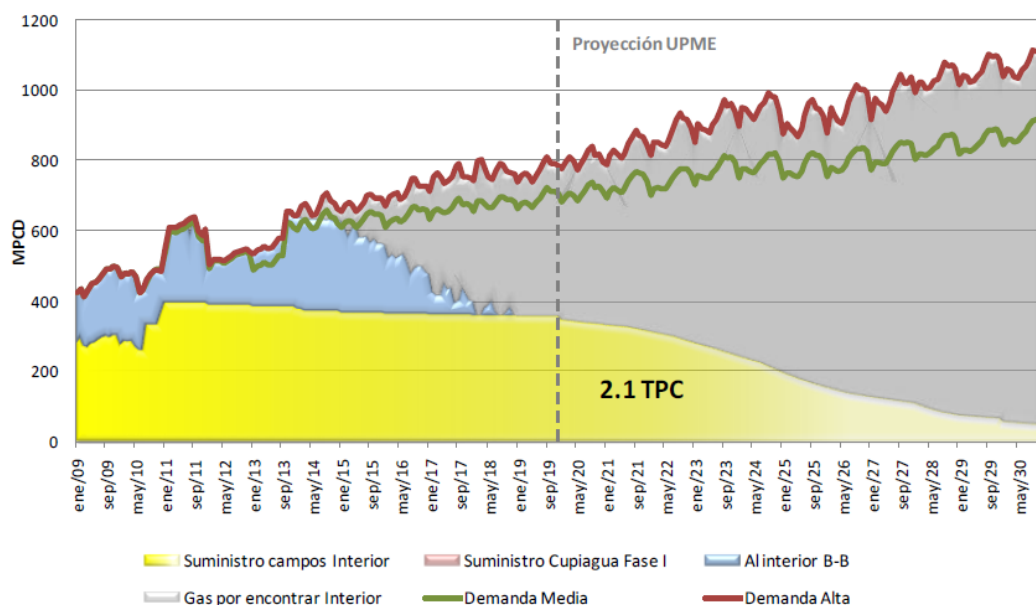


Fuente: UPME. Plan de abastecimiento para el suministro y transporte de gas 2011-2030 .Nov 2010

Se observa que incluyendo exportaciones posibles a Venezuela hasta 2015 y tomando en cuenta las reservas probadas, a partir del año 2019 se presentaría déficit en la región.

Para el interior, la situación es aún más crítica, como se observa en el siguiente gráfico.

Gráfico 52. Balance Interior



Fuente: UPME. Plan de abastecimiento para el suministro y transporte de gas 2011-2030. Nov 2010

En efecto, a partir del año 2013, en el escenario de demanda alta y de demanda media habría déficit, incluyendo ampliación en la capacidad de transporte de Ballenas a Barranca.

Las soluciones que plantea el plan de Abastecimiento son las siguientes:

- Ampliación de la producción en Cupiagua: En Cupiagua existen reservas probables importantes que permiten pensar en la ampliación de la capacidad de producción de este campo. Ello debe hacerse entre 2012 y 2017.
- Ampliación de la capacidad de transporte desde la Costa y desde Casanare al interior, lo cual permite llevar mayor cantidad de gas a los centros de consumo

Estas dos acciones amplían la capacidad de suministro y permiten que el déficit se presente en el Interior en el año 2016 y no en el año 2013.

Sin embargo, una solución de largo plazo incluye el descubrimiento de nuevos yacimientos, la importación de GNL, la producción de gas sintético.

En términos de nuevos hallazgos, la UPME plantea las siguientes posibilidades, todas ellas entrando después del 2020, debido a los tiempos necesarios para su desarrollo y puesta en operación.

ESTIMACIÓN DE DESCUBRIMIENTOS DE GAS EN EL CORTO Y MEDIANO PLAZO (GPC)			
CUENCA	ESC. BAJO	ESC. MEDIO	ESC. ALTO
CATATUMBO	262	262	2229
VIM	1636	2360	8390
VMM	650	650	8664
VSM	502	502	1277
GUAJIRA	171	570	15960
GUAJIRA-SINU OFF SHORE	1288	2280	369998
<b>TOTAL</b>	<b>4509</b>	<b>6624</b>	<b>406518</b>

Fuente: UPME. Plan de abastecimiento para el suministro y transporte de gas 2011-2030. Nov 2010

En cuanto a importación de GNL, los cálculos de la UPME indican la necesidad de una planta de regasificación con una capacidad de hasta 625MPCD en la Costa Atlántica o hasta 485MPCD si se incorpora Cupiagua.

En cuanto a la ampliación de la capacidad de transporte, se requiere ampliar el gasoducto ballenas Barranca en 330 MPCD en el 2013 y de 470 MPCD en el 2018. Si entra Cupiagua, se requiere la ampliación de 330 MPCD en el 2017 únicamente.

Respecto de los Hidrocarburos no convencionales no parece posible su entrada en producción antes de terminar la presente década. Sin embargo existe un potencial interesante en el país, como lo indica el siguiente cuadro, presentado por la UPME con base en información de Arthur D, Little Inc.(2008)

PRODUCTO	VOLUMEN TPC
Gas Asociado al Carbón	7.5
Shale Gas	32.0
Tight Gas	1.2
Hidratos de Gas	400.0
<b>Total</b>	<b>440.7</b>

Fuente: UPME

En caso de presentarse un Fenómeno del Niño en los próximos años, las necesidades de ampliación de la infraestructura de transporte y de regasificación se amplían considerablemente. En regasificación se necesitarían 250 MPCD en el 2013 y hasta 950 MPCD en el 2019. En transporte de la costa al interior se requerirían 460 MPCD en el 2020 si entra Cupiagua. La entrada de Cupiagua permitiría superar un Fenómeno del Niño en el 2014.

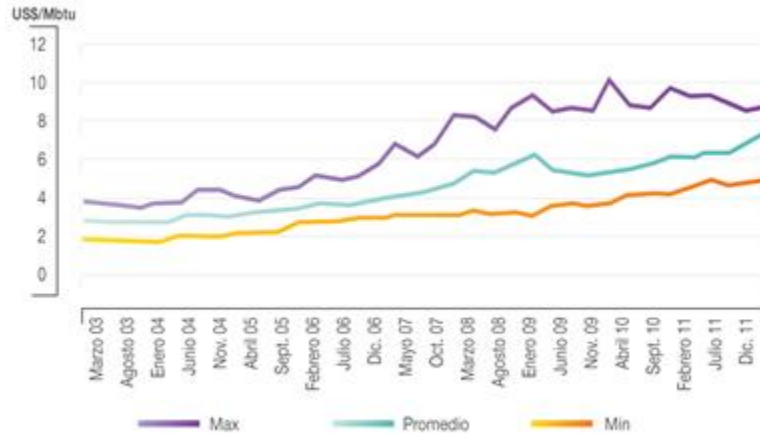
El análisis de la UPME y de Arthur D. Little debe complementarse con la solución de GNS y de importaciones por gasoducto de Venezuela y de exportaciones. La construcción de plantas de

regasificación no solo contribuyen al abastecimiento interno sino que hacen viables las exportaciones<sup>5</sup> porque pueden escalarse modularmente al igual que las plantas de GNS

### EVOLUCIÓN Y PRONÓSTICOS DE PRECIOS EN COLOMBIA

La evolución de los precios del gas en puerta de ciudad, tomando los precios máximos, medios y mínimos presentados en diferentes ciudades del país, se muestra en el siguiente gráfico.

Gráfico 53. Evolución de precios del gas



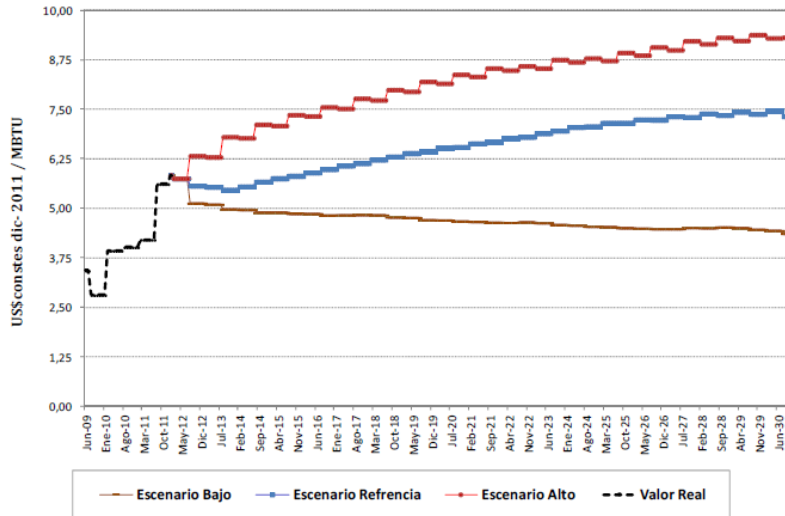
Fuente: Naturgas

Es claro que entre el año 2003 y el año 2009 se presentó un incremento sostenido de los precios, que pasaron de valores cercanos a los 3 US\$ por Mbtu a 6 US\$ en enero de 2009. En los dos últimos años se ha presentado mayor estabilidad y menor diferencia entre los precios mínimos y máximos.

Las proyecciones elaboradas por la UPME para el gas en boca de pozo de la Guajira se observan en el siguiente gráfico.

<sup>5</sup> Fedesarrollo (2011 y 2012).

Gráfico 54. Proyección de precios en boca de pozo Guajira

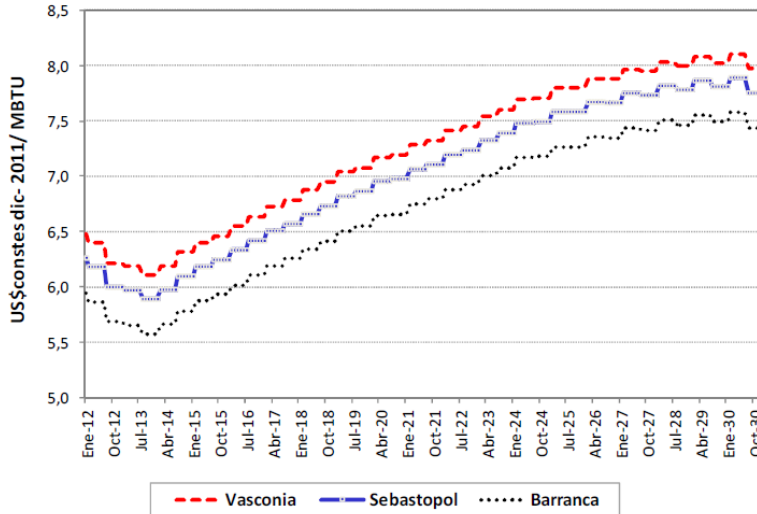


Fuente: UPME

Las diferencias de los tres escenarios indican la incertidumbre en los precios futuros, los cuales se verán influenciados por el precio el crudo, debido a que en la Guajira el precio del gas está atado al precio del *Fuel Oil*.

Para el caso de Cusiana, la UPME hizo tres escenarios de precios en boca de pozo en función del nodo de referencia, como se indica en la gráfica siguiente.

Gráfico 55. Proyección de precios en boca de pozo Gas Cusiana



Fuente: UPME

Con estos escenarios, la UPME elaboró una proyección de precios para las plantas térmicas, los cuales se pueden ver en los anexos.

## 4. Yacimientos no convencionales

Los recursos de gas no convencionales han superado con creces la cantidad de gas que se estima puede ser recuperada de los yacimientos existentes. Gracias a la proliferación del uso de estos combustibles<sup>6</sup> mayormente en Estados Unidos, otros países han empezado a explorar este nuevo segmento y encontrando en él una nueva posibilidad en torno a la independencia energética.

Aparte de Estados Unidos y el resto de Norteamérica, Australasia es la región con mayores desarrollos en no convencionales, destacándose China y Australia. Dentro de las alternativas de gas de yacimientos no convencionales más comunes se encuentra el Gas *Shale* (Lutitas o Esquistos). No obstante, China se encuentra actualmente produciendo *tight gas* y CBM (*coalbed methane*).

Sin embargo, son aún muchos los retos a los que se ve enfrentado este nuevo segmento de mercado, sobretodo en lo que respecta a riesgos ambientales. En el caso del gas *shale*, según la EPA (2010) la explotación y uso del *shale gas* tiene una huella de carbono 30% superior y hasta casi el doble que el gas natural, y 20% superior a la huella del carbón fósil. Adicionalmente, durante la extracción del *shale gas*, los escapes de metano llegan a ser del orden del 8% del total del depósito. Existe una discusión fundamental acerca de la masiva contaminación de los acuíferos del subsuelo de las zonas de producción del gas de esquistos debido a la inyección de químicos tóxicos a alta presión como material propelente para el desprendimiento del gas<sup>7</sup>.

Ilustración 4. Producción de Gas No Convencional en el mundo, 2010



This map is for illustrative purposes and is without prejudice to the status of or sovereignty over any territory covered by this map.  
Source: EIA, National Energy Board, Total, Gazprom, Abare, BP, Shell, CNPC.

Fuente: EIA (2009).

<sup>6</sup> Dentro de los hidrocarburos no convencionales se encuentran el petróleo pesado y extrapesado, las arenas asfálticas (Tar sands), Shales bituminosos y gas, gas asociado al carbón, hidratos de metano e hidrocarburos sintéticos (gas y crudos), entre otros.

<sup>7</sup> Howarth, Santoro, Ingrafetta, Climate Change, Springerlink.com.



Es importante destacar la aparición del *Shale* gas en el mercado mundial. Este gas se clasifica dentro de los llamados hidrocarburos no convencionales que también incluyen el petróleo pesado y extrapesado, las arenas asfálticas (*Tar sands*), Shales bituminosos y gas, gas asociado al carbón, hidratos de metano e hidrocarburos sintéticos (gas y crudos). El potencial estimado de *Shale* gas estimado para el año 2010 por país, se muestra en el siguiente cuadro.

**Cuadro 7. Recursos estimados de Shale gas por país, miles de millones de barriles**

	<i>In place</i>	Técnicamente recuperable
Estados Unidos	≥ 3.000	≥ 1.000
Rusia	290	n.a.
Congo	100	n.a.
Brasil	85	3
Italia	75	n.a.
Marruecos	55	n.a.
Jordania	35	30
Australia	30	12
China	20*	4
Canadá	15	n.a.
Estonia	15	4
Otros (30 países)	60	20
<b>Mundo</b>	<b>≥ 3.500</b>	<b>n.a.</b>

\*Un estudio de Jilin University reporta que existen en China 350 mil millones de barriles de los cuales 80 son técnicamente recuperables.

Fuente: WEO2010, IEA

Es indudable que esta nueva situación traerá consecuencias en la matriz energética mundial. Si los precios del gas permanecen bajos, podría haber un proceso muy intenso de sustitución de combustibles, especialmente en la industria y en el transporte. Igualmente, se puede ampliar fuertemente el comercio internacional, dando lugar incluso a que países que hoy no utilizan el gas o no tienen reservas puedan importar GNL a precios relativamente bajos.

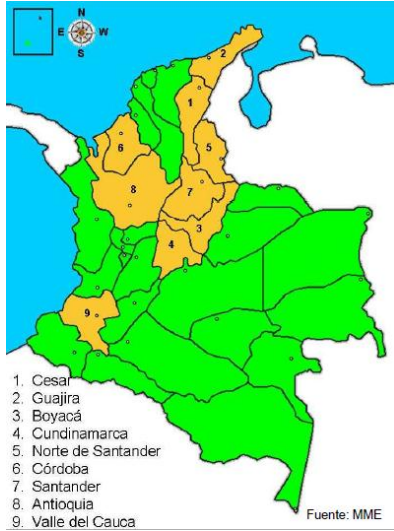
Aunque los factores de recobro del *shale* gas se encuentran entre el 20% y el 30%, siendo menores que los de otros combustibles, existe un amplio potencial en la producción de este combustible en el nivel mundial. Por otro lado, según la IEA el estimado total de gas no convencional es de 406 billones de metros cúbicos (14.337,9 billones de pies cúbicos), lo que equivale a 125 años de consumo actual. De estos recursos, 204 corresponden a gas *shale*, 118 a CBM y 84 a *tight* gas.

En Colombia se habla de un potencial de shale gas de 32 Tera pies cúbicos frente a las actuales 7 teras de reservas remanentes. Por ello, la Ronda 2012 de la ANH incluyó 31 bloques exploratorios con potencial de hidrocarburos no convencionales, entre los 115 ofrecidos. De esos 31, se asignaron sólo cinco para sorpresa de los analistas<sup>8</sup>. En el plan de Desarrollo para el actual cuatrienio, se incluyó la meta de firmar 15 contratos de hidrocarburos no convencionales y por ahora el objetivo no parece fácil de alcanzar. Por ello se habla de reducir un 40% el pago de regalías para estos hidrocarburos y rebajar aranceles para la importación de maquinaria y equipos para utilizar en la exploración y explotación de los mismos.

<sup>8</sup> Dinero.com, octubre de 2012.

**Ilustración 5. Potencial de yacimientos no convencionales en Colombia**

**Gas metano asociado a depósitos de carbón**

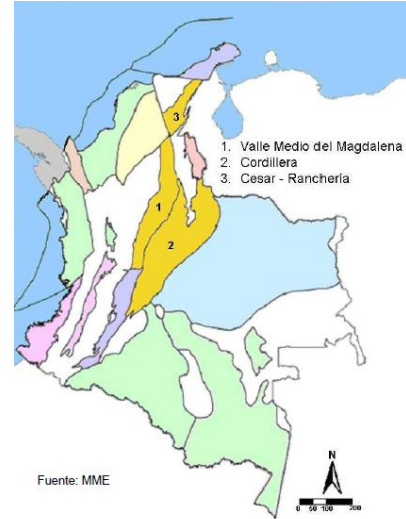


**CARACTERÍSTICAS:** Baja permeabilidad, baja porosidad efectiva, fijado el gas por adsorción, presenta fracturas verticales o diaclasas, importantes volúmenes de agua que deben ser extraídos para que se libere el gas

**LOCALIZACIÓN:** Guajira, Cesar, Boyacá y Cundinamarca

**POTENCIAL:** se estima en 17.8 TPC del total de gas in situ (Arthur D. Little Analysis).

**Gas shale**

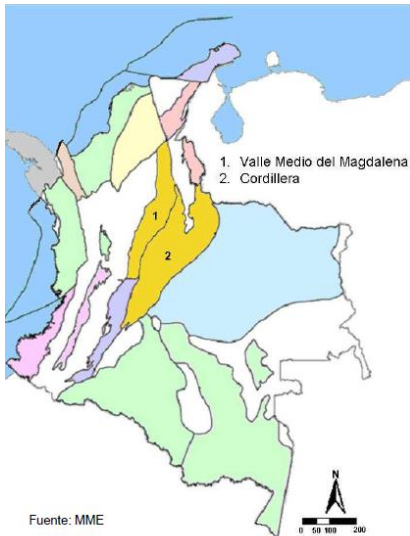


**CARACTERÍSTICAS:** Roca arcillosa, depósitos de grano fino a muy fino, grandes cantidades de agua en los poros de la roca, muy compacta, gas adsorbido en la estructura de la roca, gran cantidad de materia orgánica que fue lo que favoreció la formación del gas

**LOCALIZACIÓN:** Valle Medio del Magdalena, Cordillera, Cesar Ranchería

**POTENCIAL:** 32 Tpc de volúmenes recuperables (Arthur D. Little Analysis).

**Oil shale**

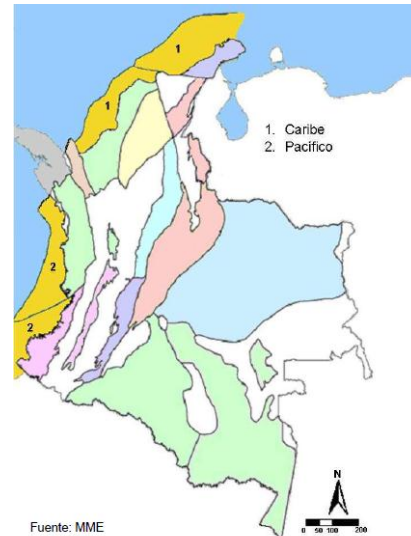


**CARACTERÍSTICAS:** Roca sedimentaria que contiene materiales Bituminosos sólidos y que puede ser liberado como hidrocarburos líquidos cuando la roca es calentada

**LOCALIZACIÓN:** Cuencas como el Valle Medio del Magdalena, Cordillera y Valle Superior del Magdalena presentan la mayor prospectividad

**POTENCIAL:** 14,011 Mbbl de volumen recuperable (Arthur D. Little Analysis).

**Hidratos de metano**



**CARACTERÍSTICAS:** Metano atrapado en estructuras de hielo como producto de la actividad biológica en medios marinos

**LOCALIZACIÓN:** las costas del Caribe y Pacífico serán en el futuro los que tendrían mayor desarrollo e interés económico para ser explorados

**POTENCIAL:** al menos 400 Tpc (Arthur D. Little Analysis).

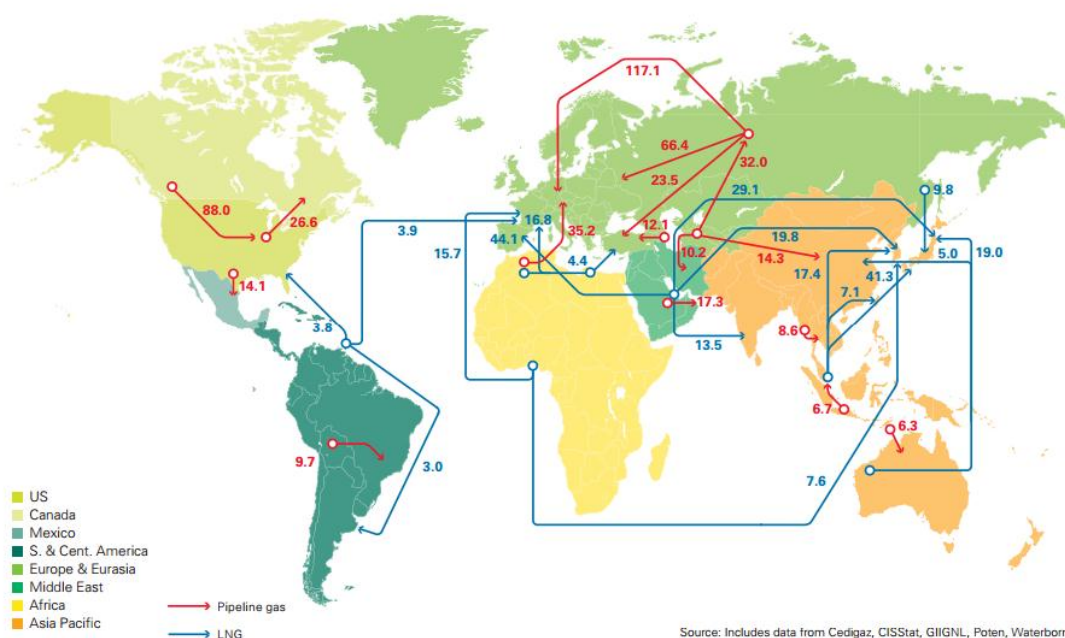
Fuente: MME (2011)

### III. Mercado de GNL

#### 1. Contexto internacional

Desde principios de los años noventa se ha dado una importante expansión de la capacidad de licuefacción a nivel mundial. Así, el GNL ha ganado participación en el mercado energético en la mayoría de las regiones. Este hecho ha estado acompañado del aumento de la producción de gas natural por parte de países como India y Estados Unidos, aunque el crecimiento más grande se ha dado por parte de Qatar, país que representa un cuarto de la oferta mundial de gas. Cabe resaltar que, el exceso de producción en Estados Unidos, ha obligado a este país a volver a exportar parte de sus existencias.

Ilustración 6. Principales movimientos comerciales de gas en el mundo, 2011  
(Miles de millones de metros cúbicos)



Fuente: BP (2012)

Los flujos de comercio internacional durante el año 2011, se muestran en el Cuadro 8. Se destaca el hecho que aproximadamente el 30% del comercio internacional se realiza por barco en forma de LNG, mientras que el restante intercambio se hace por gasoductos. El mayor exportador en el año 2011 fue Rusia, seguido de Noruega y Canadá. Los mayores importadores están en Europa y Estados Unidos. Las exportaciones de Colombia se realizaron por gasoducto a Venezuela y fueron de 2,11 mil millones de metros cúbicos (equivalentes a 74,5 mil millones de pies cúbicos).

**Cuadro 8. Comercio de gas por países en 2010 y 2011**  
(Miles de millones de metros cúbicos)

	2010				2011			
	Pipeline imports	LNG imports	Pipeline exports	LNG exports	Pipeline imports	LNG imports	Pipeline exports	LNG exports
US	93.3	12.2	30.3	1.6	88.1	10.0	40.7	2.0
Canada	20.9	2.1	92.4	-	26.6	3.3	88.0	-
Mexico	9.4	5.7	0.9	-	14.1	4.0	0.1	-
Trinidad & Tobago	-	-	-	20.4	-	-	-	18.9
Other S. & Cent. America	14.3	9.2	14.3	1.8	15.6	10.9	15.6	5.1
France	34.6	14.2	1.5	-	32.3	14.6	2.2	-
Germany	91.7	-	14.9	-	84.0	-	11.7	-
Italy	65.8	9.1	0.1	-	60.8	8.7	0.1	-
Netherlands	16.8	-	53.3	-	13.6	0.8	50.4	-
Norway	-	-	96.3	4.71	-	-	92.8	4.0
Spain	8.9	27.9	0.5	-	12.5	24.2	0.5	0.7
Turkey	28.4	8.0	0.7	-	35.6	6.2	0.7	-
United Kingdom	35.0	18.7	15.7	-	28.1	25.3	16.3	-
Other Europe	98.9	10.6	11.3	0.6	101.8	10.9	6.2	0.6
Russian Federation	32.7	-	189.5	13.4	30.1	-	207.0	14.4
Ukraine	33.0	-	-	-	40.5	-	-	-
Other Former Soviet Union	32.2	-	51.5	-	30.4	-	62.5	-
Qatar	-	-	19.2	76.1	-	-	19.2	102.6
Other Middle East	31.5	2.9	8.4	25.3	31.6	4.6	9.1	27.8
Algeria	-	-	37.0	19.3	-	-	34.4	17.1
Other Africa	4.9	-	18.0	39.5	5.7	-	8.3	39.8
Japan	-	95.1	-	-	-	107.0	-	-
Indonesia	-	-	9.9	31.8	-	-	8.7	29.2
South Korea	-	44.4	-	-	-	49.3	-	-
Other Asia Pacific	33.4	40.4	19.9	66.1	43.2	51.0	20.3	68.6
<b>Total World</b>	<b>685.5</b>	<b>300.6</b>	<b>685.5</b>	<b>300.6</b>	<b>694.6</b>	<b>330.8</b>	<b>694.6</b>	<b>330.8</b>

Source: Includes data from Cedigaz, CISStat, GIIGNL, Poten, Waterborne.

Fuente: BP (2012)

**Cuadro 9. Mayores importadores de gas natural 2010 y 2011**  
(Miles de millones de metros cúbicos)

	2010	2011
Otros Europa	109,5	112,7
Japón	95,1	107,0
Estados Unidos	105,5	98,1
Otros Asia Pacífico	73,8	94,2
Alemania	91,7	84,0
Italia	74,9	69,5
Reino Unido	53,7	53,4
Corea del Sur	44,4	49,3
Francia	48,8	46,9
Turquía	36,4	41,8
Ucrania	33,0	40,5
España	36,8	36,7
Otros Medio Oriente	34,4	36,2
Otros antigua Unión Soviética	32,2	30,4
Federación rusa	32,7	30,1
Canadá	23,0	29,9
Otros Sur y Centroamérica	23,5	26,5
México	15,1	18,1
Holanda	16,8	14,4
Otros África	4,9	5,7
<b>Total</b>	<b>986,2</b>	<b>1025,4</b>

Fuente: BP (2012)

**Cuadro 10. Mayores exportadores de gas natural 2010 y 2011**  
(Miles de millones de metros cúbicos)

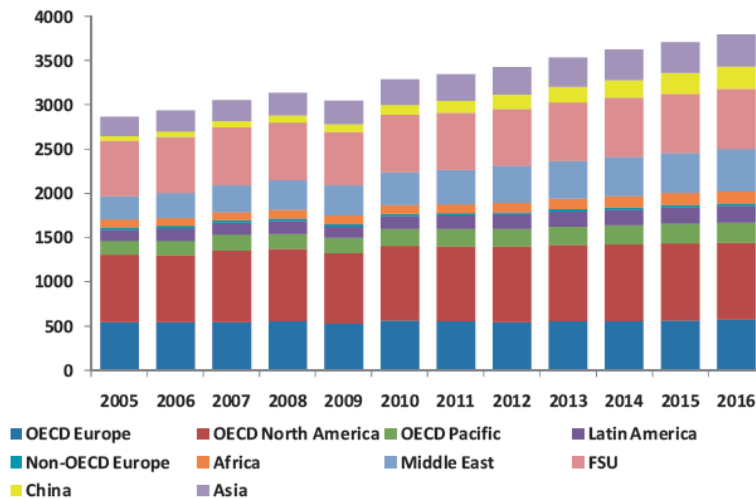
	<b>2010</b>	<b>2011</b>
Federación Rusa	202,9	221,4
Qatar	95,3	121,8
Noruega	101,0	96,8
Otros Asia Pacífico	86,0	88,9
Canadá	92,4	88,0
Otros antigua Unión Soviética	51,5	62,5
Algeria	56,3	51,5
Holanda	53,3	50,4
Otros África	57,5	48,1
Estados Unidos	31,9	42,7
Indonesia	41,7	37,9
Otros Medio Oriente	33,7	36,9
Otros Sur y Centroamérica	16,1	20,7
Trinidad y Tobago	20,4	18,9
Reino Unido	15,7	16,3
Alemania	14,9	11,7
Otros Europa	11,9	6,8
Francia	1,5	2,2
España	0,5	1,2
Turquía	0,7	0,7
México	0,9	0,1
Italia	0,1	0,1
<b>Total</b>	<b>986,2</b>	<b>1025,6</b>

Fuente: BP (2012)

Se prevé que la antigua Unión Soviética, continúe siendo el exportador más importante en el año 2016. Además, se espera que el medio oriente, África y Asia se mantengan como exportadores netos en 2016. No obstante algunos de los países pertenecientes a estas regiones tendrán que empezar a importar algunas cantidades de este combustible. Otras regiones como el Pacífico y Norteamérica seguirán siendo importadores netos (IEA, 2011).

Se espera que la demanda de gas natural aumente de 3,28 billones de metros cúbicos en 2010 a 3,80 en 2016 (Es decir, que pase de 115,8 a 134,2 billones de pies cúbicos). Este crecimiento equivale al consumo anual actual de gas de la Unión Europea. De esta manera, la tasa de crecimiento de la demanda de gas pasará de 2,7% en la pasada década, a 2,4% en este quinquenio. Se espera que el aumento en el consumo de gas se produzca de manera generalizada en todas las regiones.

Gráfico 56. Demanda mundial de gas 2005-2016  
(Miles de millones de metros cúbicos)



Fuente: IEA (2011)

La evolución de la demanda en el periodo proyectado por la IEA (2011) difiere entre los países pertenecientes y no pertenecientes a la OECD. Por un lado, se espera que la demanda de gas natural crezca en todos los países no-OECD. En cuanto a los países de la OECD, se espera que Europa disminuya su consumo, mientras Japón lo aumenta como producto de la pérdida de producción nuclear al igual que Corea como efecto del mejor desempeño de su economía.

Cuadro 11. Demanda mundial de gas  
(Billones de metros cúbicos)

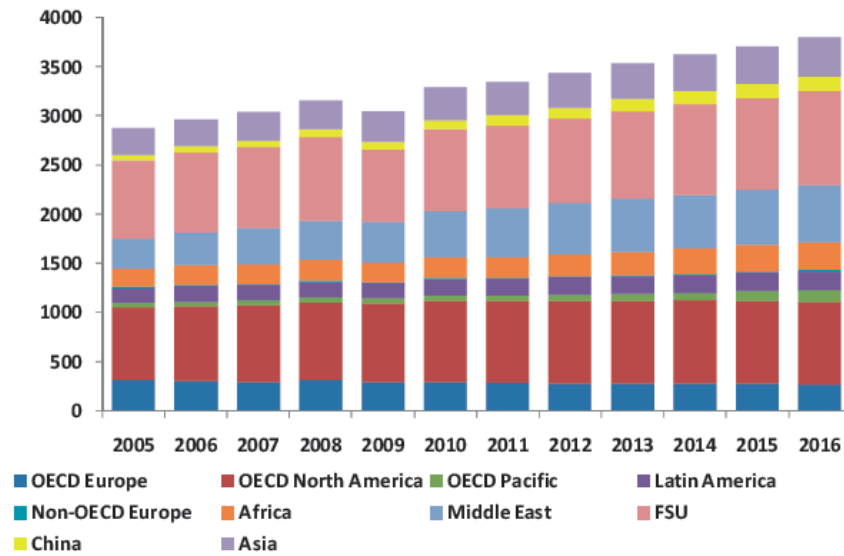
	2000	2010	2012	2014	2016
OECD	1,39	1,59	1,60	1,64	1,67
Non-OECD	1,11	1,68	1,826	1,97	2,12
<b>Total</b>	<b>2,51</b>	<b>3,28</b>	<b>3,42</b>	<b>3,61</b>	<b>3,79</b>

Note: 2010 are estimates. Numbers may not add up due to rounding.

Fuente: IEA (2011)

En cuanto a la oferta de gas, existen grandes expectativas del aumento en la producción para satisfacer una demanda creciente. Se espera que la oferta de gas natural aumente más que la demanda en los países no-OECD, durante el periodo proyectado. Los aumentos en producción de los países de la OECD vendrán principalmente de Estados Unidos y Australia.

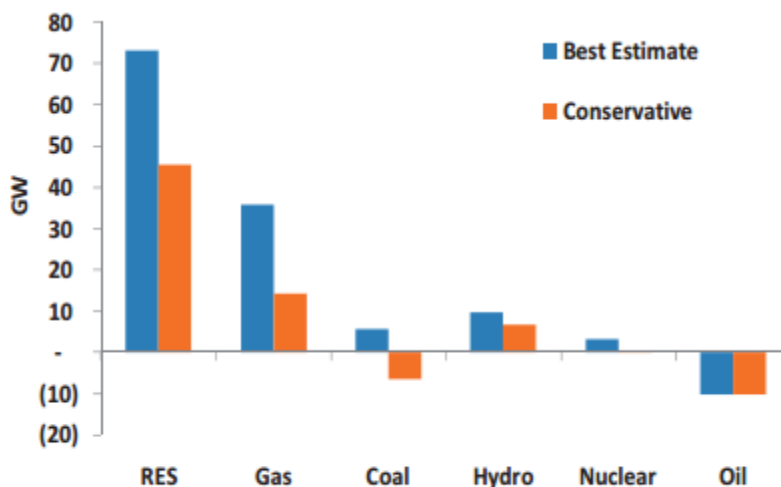
Gráfico 57. Oferta mundial de gas 2005-2016  
(Miles de millones de metros cúbicos)



Fuente: IEA (2011)

La IEA (2011) presenta dos posibles escenarios con respecto de la capacidad esperada de generación de energía en Europa para el año 2015: un escenario conservador que tiene en cuenta únicamente los proyectos de generación seguros y tienen baja probabilidad de ser suspendidos y un “mejor escenario” que considera algunos aumentos de capacidad, dependiendo de factores como los precios del carbón y el petróleo. En el “mejor escenario”, se prevé que la capacidad de gas natural en Europa aumente en 21% para el año 2015.

Gráfico 58. Cambios de capacidad esperada en Europa por tipo combustible, 2011 vs. 2015



Source: ENTSO-E.

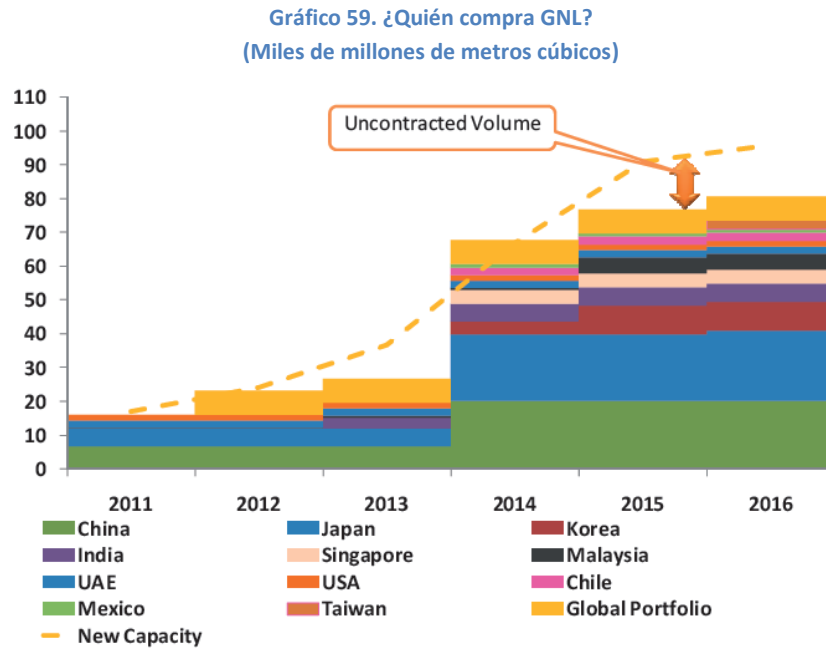
Note: RES: Renewable Energy Sources. Europe includes EU27, Iceland, Norway, Switzerland, Albania, Bosnia Herzegovina, Montenegro, Serbia, FYROM and Cyprus.

\*RES: Fuentes de Energía Renovable

Fuente: IEA (2011)

Dentro de los próximos años, varios proyectos para la producción de GNL serán culminados. Como consecuencia, según la IEA (2011) la capacidad aumentará en 96 mil millones de metros cúbicos (lo que es equivalente a 3,39 billones de pies cúbicos) entre 2011 y 2017 (La capacidad actual es inferior a los 20 mil millones de metros cúbicos o 0,7 billones de pies cúbicos).

La principal demanda de este aumento en la capacidad vendrá dada por Japón, China y Corea y en menor medida por las economías de India, Malasia, Chile, México y Estados Unidos (ver Gráfico 59).



Fuente: IEA (2011)

## 2. Estados Unidos

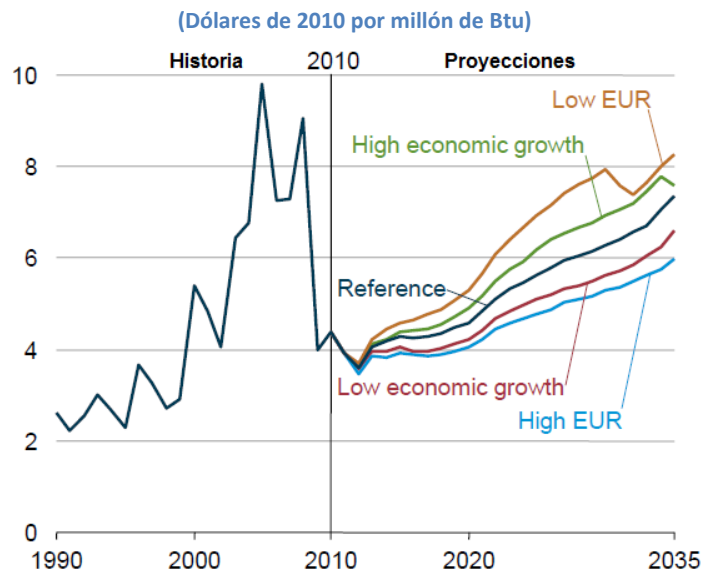
La explotación de yacimientos no convencionales en Estados Unidos ha generado una considerable disminución de los precios del gas. Del mismo modo, el panorama del sector energético global se ha visto afectado por la reorientación energética de este país.

Según el *Anual Energy Outlook* (AEO-EIA, 2012) las variaciones futuras de los precios del gas dependerán de varios factores. Dos de ellos serán el crecimiento macroeconómico de los Estados Unidos y la producción acumulada de gas shale sobre el tiempo de vida de los yacimientos. El [Gráfico 60. Promedio anual precios spot Henry Hub 1990 – 2035](#) muestra posibles escenarios dependiendo del comportamiento de estas dos variables.

Por un lado, mayores tasas de crecimiento económico aumentarán el consumo de gas, causando un rápido agotamiento de las reservas e incremento de los costos de nuevos desarrollo para la producción de gas. Por el contrario, menor crecimiento económico conduce a menores niveles de consumo de gas y un incremento más lento en el desarrollo de nueva producción. Cambios en la tasa de recobro (EUR) también afectan el costo marginal del *shale* en el largo plazo.

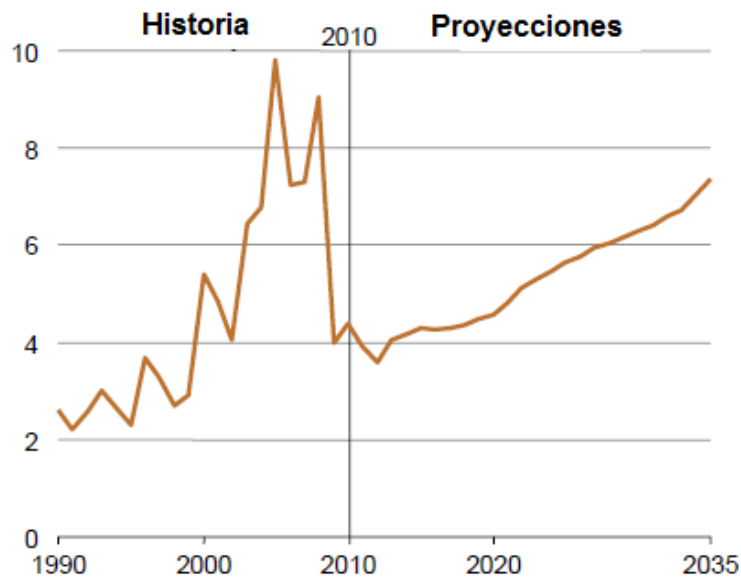


Gráfico 60. Promedio anual precios spot Henry Hub 1990 – 2035



Fuente: AEO-EIA (2012)

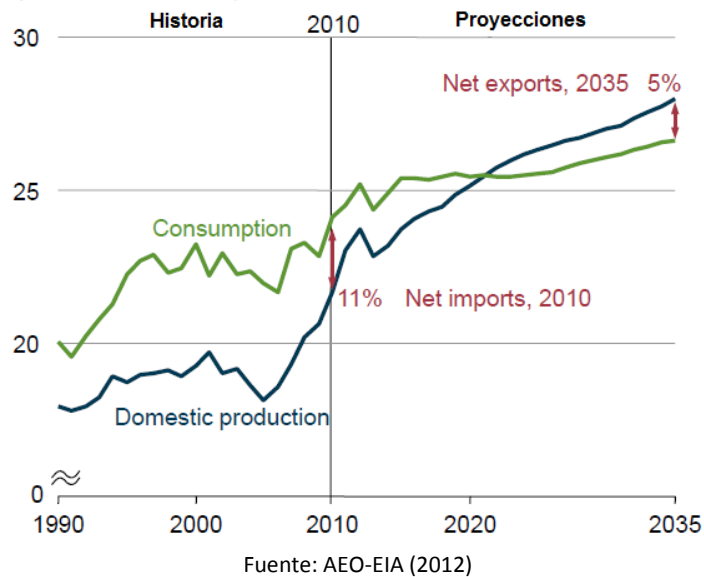
Gráfico 61. Promedio anual de precios Henry Hub spot de gas natural 1990 – 2035  
(Dólares por millón de Btu)



Fuente: AEO-EIA (2012)

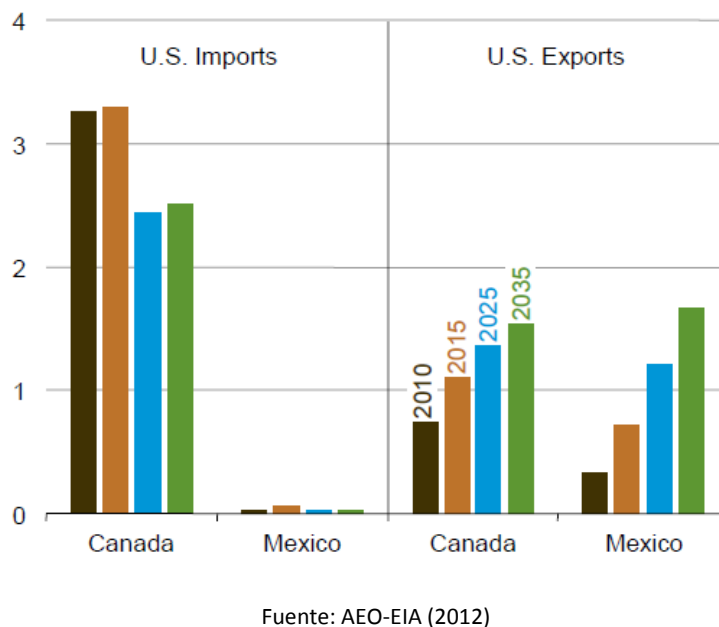
En 2010, Estados Unidos consumió más gas del que produjo, viéndose obligado a importar 2,6 billones de pies cúbicos desde otros países. No obstante, se prevé que la producción aumente mas aceleradamente que el consumo nacional, haciendo que Estados Unidos se convierta en exportador neto hacia mediados del año 2022.

**Gráfico 62. Producción de gas natural, consumo e importaciones en Estados Unidos  
1990 – 2035 (Billones de pies cúbicos)**



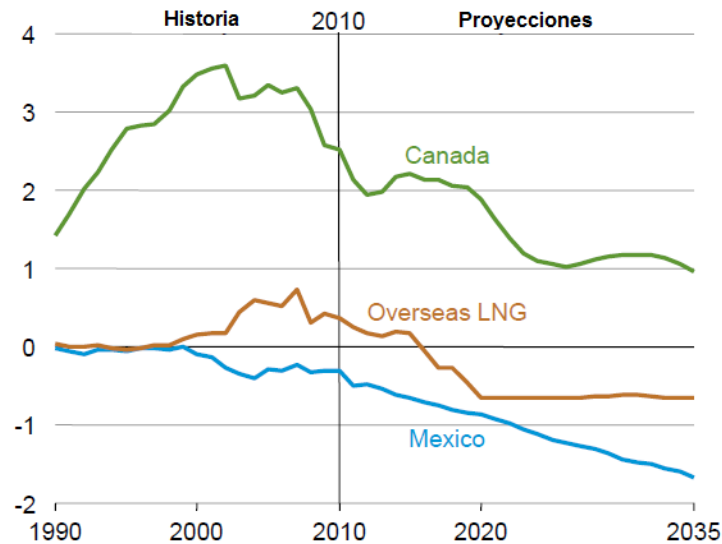
Estados Unidos, el mayor consumidor de energía en Norteamérica, demandó de Canadá 3,3 billones de pies cúbicos de gas natural en 2010. Sin embargo, se espera que esa demanda se vea disminuida sustancialmente durante los próximos años llegando a 2,4 billones de pies cúbicos en 2025 y que permanezca casi constante durante el resto del periodo proyectado. Al mismo tiempo, se presentará un aumento en las exportaciones de gas de Estados Unidos hacia México y Canadá.

**Gráfico 63. Comercio de gas natural para Norte América  
2010 – 2035 (Billones de pies cúbicos)**



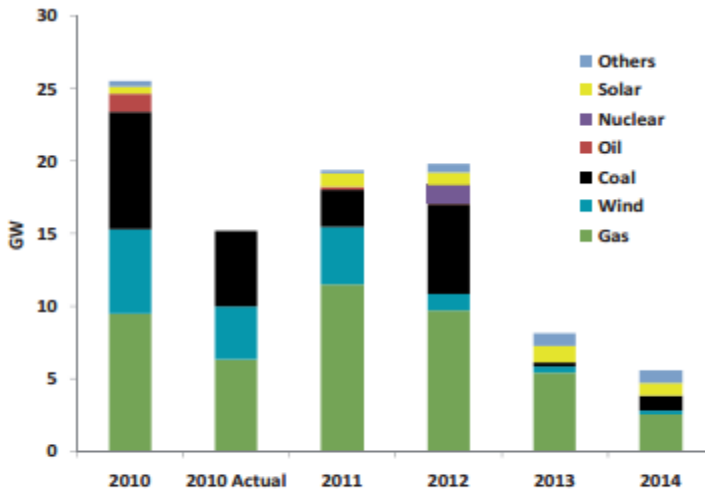
Se espera que las exportaciones de gas natural de Estados Unidos superen próximamente sus importaciones, convirtiéndose en exportador neto de este combustible. Según la EIA, se prevé que en el año 2035 las exportaciones de gas de Estados Unidos se encuentren alrededor de 1,4 billones de pies cúbicos. De este total, se espera que aproximadamente la mitad sea exportado como GNL, mientras que la otra mitad sea exportado por gasoductos, principalmente a México.

Importaciones netas de gas natural, 1990-2035 (billones de pies cúbicos)



Fuente: AEO-EIA (2012)

Gráfico 64. Inversión planeada en Capacidad de Generación (Power Capacity) 2010-2014 (Estados Unidos)



Source: EIA. The forecasts are for the 2010-14 period and are updated annually. 2010 actual represent EIA's estimates of capacity coming online in 2010. Data on solar, oil and others are missing.

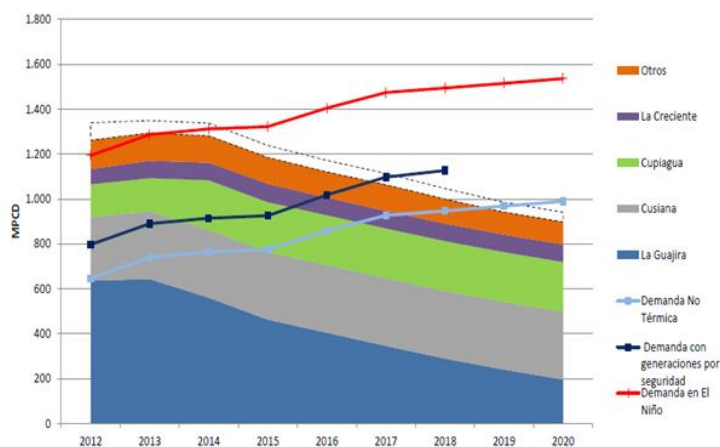
Fuente: IEA (2011)

### 3. GNL en Colombia

De acuerdo con el análisis del balance demanda-producción de la UPME (2010) se prevé que el país empezará a tener déficit de gas natural a partir del año 2013, dada la disminución de producción en los campos de La Guajira. En palabras de la UPME “la alta dependencia de una sola fuente, como son los campos de gas de La Guajira, hace que el riesgo de abastecimiento sea más agudo”.

El estudio de Fedesarrollo (2011) acerca de la necesidad de una política de seguridad de abastecimiento y confiabilidad en el sector de gas natural en Colombia, concluyó que más que un problema de oferta, existía un problema de oferta flexible para atender la demanda oscilante marcada por la presencia del fenómeno de El Niño. Los consumos estables y previsibles sí se pueden suministrar.

Gráfico 65. Demanda y oferta de gas natural (escenario alto de demanda)



Fuente: Oferta: Minminas, Demanda: UPME, Cálculos: CREG.

La UPME (2010) en el documento temprano del Plan de Abastecimiento de Gas Natural<sup>9</sup> contempla diversos escenarios de oferta con el fin de ampliar la disponibilidad de gas natural y satisfacer la demanda futura de manera exitosa. Dentro de los escenarios se encuentran: reclasificación de reservas probables a probadas, nuevos descubrimientos, incorporación de gas no convencional, importaciones de gas natural desde Venezuela a través del gasoducto Antonio Ricaurte, entre Ballena (Colombia) y Maracaibo (Venezuela) y por último, importaciones de GNL ya sea por la Costa Atlántica, por la Pacífica o por las dos.

<sup>9</sup> El documento temprano del Plan de Abastecimiento de Gas Natural busca alternativas de abastecimiento sujeto a la actual red de gasoductos, las ampliaciones propuestas por los transportadores y minimizando nuevos trabajos de ampliación. Los ejercicios realizados en ese documento consisten en analizar la situación de demanda y oferta incluyendo la potencial ocurrencia de un fenómeno del Niño durante el periodo comprendido entre 2011 y 2020.

Ante las posibles limitaciones de la oferta de gas natural, Itansuca (2010) también menciona varias posibilidades: “construcción de plantas de regasificación, almacenamientos de GNL, almacenamientos subterráneos de Gas Natural (GN), plantas de *peak shaving* de GNL, plantas de *peak shaving* de Gas Natural Sintético (GNS), plantas de Gas Natural Comprimido (GNC), ampliación del sistema de gasoductos”<sup>10</sup>. Adicionalmente, clasifica estas alternativas para aumentar la confiabilidad del sistema de la siguiente manera: “a) Almacenamientos, b) Redundancia en el abastecimiento de gas, c) Redundancia en el transporte de gas, d) Manejo operativo y utilización coordinada de combustibles alternativos y e) Disminución de la tasa de falla en el transporte o en la producción de gas natural”.

Además, se debe tener en cuenta los retos que plantean cada una de estas alternativas en términos de infraestructura. El ya mencionado estudio de Fedesarrollo (2011) encuentra que la solución más económica desde el punto de vista social es la importación de GNL<sup>11</sup>. Aunque los requerimientos son altos y específicos, ya existen algunos estudios de costos y viabilidad de la instalación de infraestructura regasificadora en el país (Fedesarrollo (2011), Fedesarrollo (2012) e Itansuca (2010)) que plantean alternativas para su desarrollo<sup>12</sup>.

El GNL ofrece flexibilidad a la hora de comercializar el gas natural, incluso cuando existen grandes distancias de por medio. En ese sentido, la importación de GNL se constituye en una de las salidas más viables para ganar en flexibilidad de la oferta. Otros países como Chile, han recurrido al GNL con el fin de mitigar la dependencia del apareamiento de nuevas reservas. Para este fin serviría igual la oferta de gas sintético.

El Gráfico 66 muestra la evolución de la demanda y la producción nacional de gas natural. Las proyecciones de demanda corresponden a las proyecciones del escenario alto de la UPME (2011). Como se observa, se prevé que exista una disminución de la producción nacional y que la demanda siga aumentando de manera constante, dejando un espacio para la posible importación de GNL.

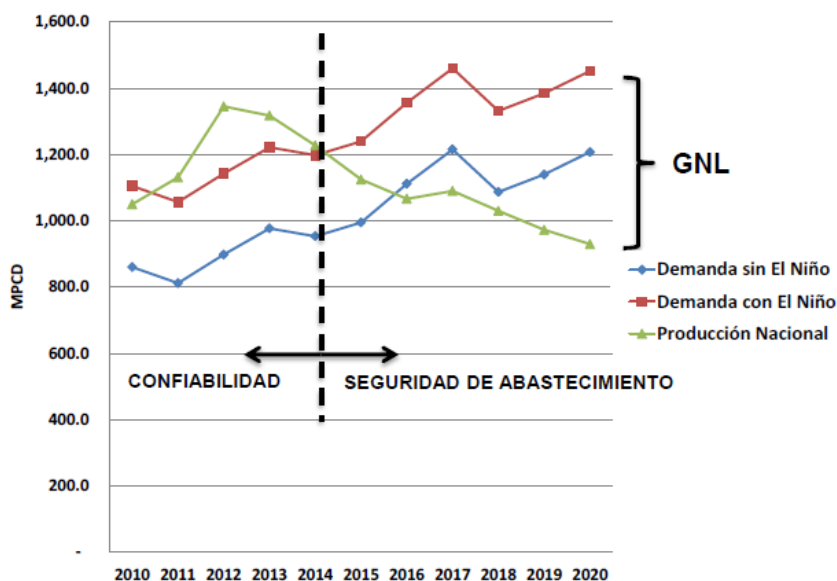
---

<sup>10</sup> Para el comercio de GNL existen dos procesos básicos: En primer lugar, con el fin de facilitar el transporte de este combustible a largas distancias de forma segura, se lleva a cabo el proceso de licuefacción, por medio de la cual el gas natural se somete a bajas temperaturas con el objetivo de cambiar su estado físico de gas a líquido. El segundo proceso es la regasificación, el cual consiste en el calentamiento del Gas Natural Licuado para convertirlo nuevamente en Gas Natural. Esto permite que sea consumido en calderas, quemadores o que sea transportado fuera de la planta de regasificación para usos industriales o domésticos.

<sup>11</sup> Estos cálculos suponen un *Take or pay* de 90%, una prima por disponibilidad de líquidos de 6 USD/galón y un almacenamiento de 20 días de líquidos. Precio de GNL de 11 USD/MBTU, de GN doméstico de 6,5 USD/MBTU y de carbón de exportación de 120 USD/Ton.

<sup>12</sup> Las diferencias tienen relación con la propuesta de asignación de cargas en cabeza de los consumidores de electricidad y de gas natural y la parte que las empresas térmicas están dispuestas a aportar como inversión. La opción que acoge la CREG se refleja en la resolución 054 de 2012 para discusión.

Gráfico 66. Demanda y producción de gas natural



Fuente: SNC-Lavalin Itansuca y Freyre & Asociados (2012).

Según las estimaciones de Fedesarrollo (2012), los precios del gas natural doméstico se prevén alrededor de 8,7 USD/Mbtu. Tras la construcción de una terminal de regasificación los precios del se encontrarían alrededor de los 4,97 USD/Mbtu<sup>13</sup> (precio máximo que pagarían los térmicos por el gas doméstico en los dos escenarios).

Por otro lado, los precios de Gas Natural y GNL estimados por SNC-Lavalin Itansuca y Freyre & Asociados (2012), se encuentran a continuación:

Cuadro 12. Precios de gas natural y GNL

Puntos de Inyección	Precio gas US\$/MMbtu
P. Ballena	5.8
La Creciente	5.8
Magdalena Medio	5.8
Payoa y Provincia	5.8
Gibraltar	5.8
Cusiana	5.8
Sumistro Sur	5.8
LNG Atlántico	9.8
LNG Pacífico	9.8

\*Los precios del GN corresponden a los contratos de largo plazo en un contexto de equilibrio entre oferta y demanda interna de gas (precio regulado de La Guajira en nov. 2011). El del GNL: GNL = 8.3 US\$/MMBtu (Brasil spot) + 1.5 US\$/MMBtu (flete) = 9.8 US\$/MMBtu

Fuente: SNC-Lavalin Itansuca y Freyre & Asociados (2012).

<sup>13</sup> Los supuestos y otros detalles de estas estimaciones se pueden encontrar en Fedesarrollo (2012).

El estudio de SNC-Lavalin Itansuca y Freyre & Asociados (2012), encuentra que la mejor solución al problema de abastecimiento de gas futuro es la instalación de una planta de regasificación en la Costa Atlántica y otra en la Costa Pacífica (Ilustración 7), “estas plantas, que son requeridas por una cuestión de Seguridad de Abastecimiento, son también la inversión más conveniente como solución de Confiabilidad para el sistema de gas natural”.

Cuadro 13. Alternativas para aumentar la confiabilidad del sistema

PROYECTOS (Incluyen las inversiones de transporte necesarias)	Costos de Gas	Costos de Restric. Exportac.	Costos de Restric.	Costos Comb. P. Confiab.	Costos de Transp.	Costo de Inversion	Costo Total
	MMu\$s /año	MMu\$s /año	MMu\$s /año	MMu\$s /año	MMu\$s /año	MMu\$s /año	MMu\$s /año
Situación al 2018 con Buque Regasificador GNL en el Atlántico y en el Pacífico	2,016.7	-	6.8	-	247.1	185.3	2,455.9
Situación al 2018 con Buque Regasificador en el Atlántico y Almac. Subterráneo	1,888.9	-	66.9	82.0	367.3	220.8	2,633.9
Situación al 2018 con Buque Regasificador GNL en el Atlántico	1,969.2	-	89.1	-	388.8	201.8	2,649.0
Situación al 2018 con Buque Regasificador en el Atlántico e inversión de confiabilidad en Cusiana	1,981.7	†	72.4	-	390.4	214.6	2,659.0
Situación al 2018 con Buque Regasificador en el Atlántico y Planta de PS GNL en Bogotá	1,957.8	-	83.5	13.9	386.4	229.3	2,670.9
Situación al 2018 con Buque Regasificador en el Atlántico y 7 plantas de Propano - Aire	1,969.2	-	89.1	-	388.8	244.2	2,691.4

\*El costo de las restricciones es el costo en el que se incurriría por cortes en la producción o el sistema de transporte; los costos de transporte son los requeridos para abastecer el sistema; en la sexta columna, se observa el costo de inversión anual correspondiente a cada una de las opciones. Por último, se encuentra el costo total.

Fuente: SNC-Lavalin Itansuca y Freyre & Asociados (2012).

Ilustración 7. Propuesta de instalaciones de regasificación



**PLANTA DE REGASIFICACIÓN EN CARTAGENA**

ALMACENAMIENTO 160,000 m3  
 VAPORIZACIÓN 400 MPCD (OEF)  
 CAPEX 352 MMU\$  
 OPEX 36.5 MMU\$ /año

Costos ±30%



**BARCO REGASIFICADOR EN BUENAVENTURA (FSRU)**

ALMACENAMIENTO ~ 160,000 m3  
 VAPORIZACIÓN 262 MPCD (OEF)  
 CAPEX 263 MMU\$ + (253 MMU\$ gasoducto Buenaventura-Cali)  
 OPEX 18 MMU\$ /año + (3 MMU\$)

Fuente: SNC-Lavalin Itansuca y Freyre & Asociados (2012).

El valor esperado del costo de abastecimiento de la demanda de gas natural en Colombia fue calculado como el promedio ponderado del valor medio de los costos de abastecimiento con y sin la ocurrencia de “El Niño” o “La Niña”. Como se observa en el Gráfico 67 y el Gráfico 68, el menor costo de abastecimiento es obtenido bajo la existencia de ambas plantas de regasificación.

Gráfico 67. Costo esperado de abastecimiento

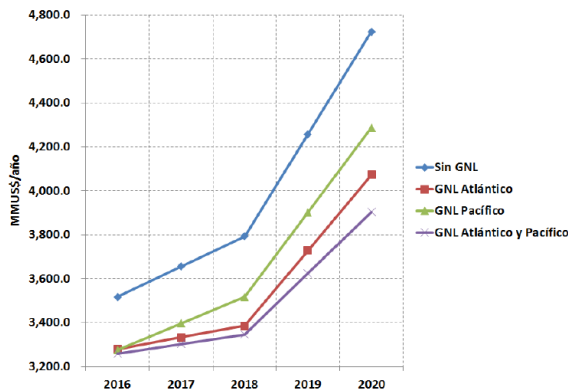
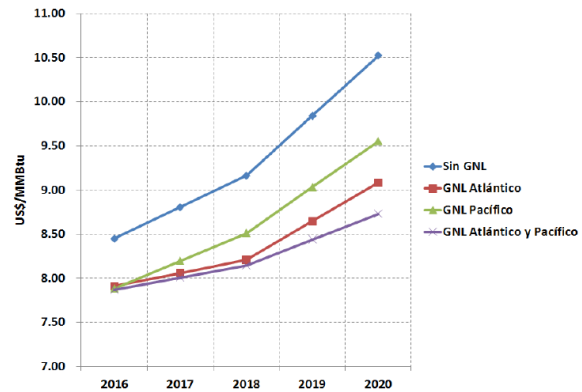


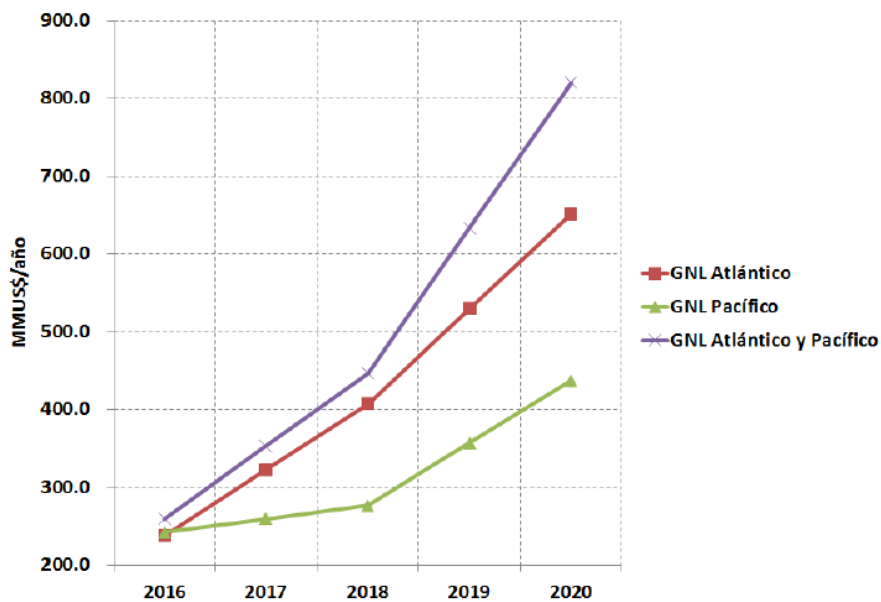
Gráfico 68. Costo unitario esperado de abastecimiento



Fuente: SNC-Lavalin Itansuca y Freyre & Asociados (2012).

Los beneficios esperados con respecto de la seguridad de abastecimiento del sistema se pueden observar en el Gráfico 69, donde se constata que la existencia de ambas plantas tiene el mayor impacto. Estos beneficios esperados, principalmente a partir del año 2016, se deben a que a partir de ese año la declinación prevista de la producción obligaría a la utilización de otros combustibles líquidos, en ausencia de gas natural, para una parte importante de la demanda.

Gráfico 69. Beneficios de seguridad de abastecimiento



Fuente: SNC-Lavalin Itansuca y Freyre & Asociados (2012).



Cuadro 14. Beneficios de las plantas de GNL para la generación de seguridad (años normales)

	Probab. de "EL Niño"	Generación de Seguridad (MPCD)	Costo de Líquidos (US\$/MMBtu)	Costo Anual de líquidos (MMu\$ /año)	Costo del GNL (US\$/MMBtu)	Costo Anual de GNL (MMu\$ /año)	Beneficio (MMu\$ /año)
GNL Atlántico	0.15	157.1	21.0	1,023.5	9.8	477.7	545.9
GNL Pacífico	0.15	20.4	21.0	132.9	9.8	62.0	70.9
GNL Atlántico y Pacífico	0.15	177.5	21.0	1,156.5	9.8	539.7	616.8

\*No incluyen el costo de las plantas

Fuente: SNC-Lavalin Itansuca y Freyre & Asociados (2012).

Según otro estudio realizado por Estudios Palacios Lleras *et al.*, el costo de inversión en la infraestructura para regasificación es:

- Barcaza: USD 172.000.000, con un grado de precisión de  $\pm 30\%$
- FSRU: USD 412.000.000 con un grado de precisión de  $\pm 30\%$

Además, el monto de inversión para el sistema de transporte entre 2012 y 2018 es de USD 586.000.000 ( $\pm 30\%$ ). Este monto fue estimado para definir la localización de la planta y su desembolso es igualmente necesario si se desarrollan reservas. Los precios proyectados en este estudio se encuentran en el Cuadro 15.

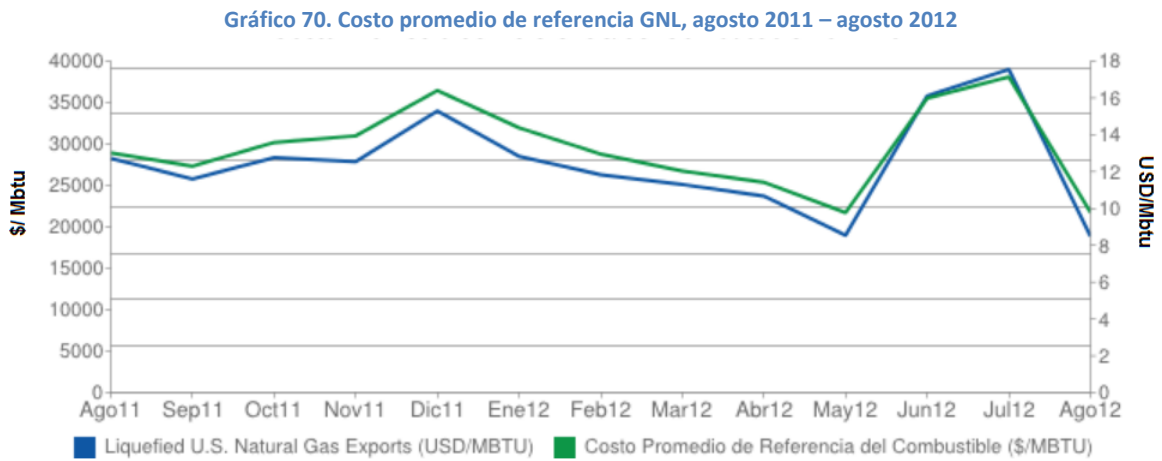
Cuadro 15. Precios del GNL proyectados

Año	GNL (Banco Mundial)	Petróleo (Banco Mundial)	GNL (estimado a partir de los precios del WTI UPME)	WTI (UPME)
2012	15,0	98,2	15,4	110,1
2013	14,0	97,1	15,7	111,9
2014	13,0	96,0	15,9	113,6
2015	12,5	94,7	16,4	117,0
2016	12,3	93,2	17,0	121,3
2017	12,0	91,4	17,5	125,1
2018	11,8	89,4	18,0	128,4
2019	11,5	87,3	18,4	131,1
2020	11,3	85,0	18,7	133,8

Fuente: Estudios Palacios Lleras *et al.*

El

Gráfico 70 muestra la evolución del precio del gas natural licuado durante el último año.



Fuente: Tomado de Concentra con base en EIA

Cuadro 16. Costo promedio de referencia GNL, agosto 2011 – agosto 2012

Mes	Liquefied U.S. Natural Gas Exports (USD/MBTU)	Transporte por Barco (USD/MBTU)	Regasificación (USD/MBTU)	Transporte por Gasoducto (USD/MBTU)	TRM(\$/USD)	Costo Promedio de Referencia del Combustible(USD/MBTU)	Costo Promedio de Referencia del Combustible(\$/MBTU)
Agosto-2011	12,72	1.50	0.80	1.40	1.761.59	16,42	28.925.37
Septiembre-2011	11,60	1.50	0.80	1.40	1.785.56	15,30	27.319.07
Octubre-2011	12,76	1.50	0.80	1.40	1.833.32	16,46	30.176.44
Noviembre-2011	12,54	1.50	0.80	1.40	1.907.61	16,24	30.979.57
Diciembre-2011	15,29	1.50	0.80	1.40	1.919.48	18,99	36.450.83
Enero-2012	12,83	1.50	0.80	1.40	1.933.35	16,53	31.958.30
Febrero-2012	11,83	1.50	0.80	1.40	1.853.28	15,53	28.781.47
Marzo-2012	11,30	1.50	0.80	1.40	1.782.75	15,00	26.741.32
Abril-2012	10,67	1.50	0.80	1.40	1.766.33	14,37	25.382.19
Mayo-2012	8,54	1.50	0.80	1.40	1.774.25	12,24	21.716.81
Junio-2012	16,11	1.50	0.80	1.40	1.793.28	19,81	35.524.81
Julio-2012	17,55	1.50	0.80	1.40	1.792.55	21,25	38.091.62
Agosto-2012	8,49	1.50	0.80	1.40	1.783.82	12,19	21.744.77

\*Concentra pública la evolución del costo promedio de referencia del GNL teniendo en cuenta la metodología propuesta por la Comisión de Regulación de Energía y Gas en la Resolución CREG 139 de 2011. La serie del GNL es la del Liquefied U.S. Natural Gas Exports en USD/MBTU publicada por la EIA (U.S. Energy Information Administration)

Fuente: Tomado de Concentra.

En conclusión, del análisis del mercado de gas natural en Colombia, se constata que

- Hay un déficit de oferta de gas natural en las condiciones flexibles que requiere la demanda térmica
- Hay una solución propuesta por la CREG ( Resolución 054 de 2012) en términos de hacer viable la construcción de plantas de regasificación, un gasoducto y facilidades de almacenamiento
- El GNS puede contribuir a cerrar el déficit si compite en precio con al menos el GNL. Se puede pedir un trato igual al de GNL para garantizar confiabilidad si su viabilidad económica y financiera así lo requiere

## IV. Modelo prospectivo para la incorporación del Gas Natural Sintético en el país

En esta sección se modela prospectivamente la incorporación del Gas Natural Sintético con un horizonte 2013-2030. Para el desarrollo del modelo se deben considerar los resultados obtenidos en los estudios previos, además de los siguientes procedimientos:

- Análisis de factores asociados a la demanda de energéticos para generación: evolución de precios de energéticos sustitutos.
- Costos de la tecnología de generación por tipo de combustible.
- Variables macroeconómicas.

Con estos supuestos, se calibra un modelo técnico-económico integral de prospectiva energético, tipo LEAP (*Long Range Energy Alternatives Planning System*), para la integración de escenarios de inclusión de gas natural sintético a partir de carbón en la generación de energía eléctrica. La ventaja de un modelo de este tipo es su capacidad de integrar todas las dimensiones – tecnológicas, ambientales, macroeconómicas, regulatorias consideradas en los distintos componentes del estudio.

### 1. LEAP (Long Range Energy Alternatives Planning System)

LEAP es una herramienta de simulación que brinda un soporte integrado y confiable, para el desarrollo de estudios de planeamiento energético integrado. Con este modelo se puede representar la matriz energética de un país o una región.

El modelo de simulación permite la creación de diversos escenarios del tipo “*demand driven*”; es decir, frente a un determinado escenario de demanda final de energía, LEAP asignará los flujos energéticos entre las distintas tecnologías de abastecimiento energético, calculará el uso de los recursos y los impactos ambientales. De igual forma, detectará las necesidades de ampliación de los procesos de producción de energía y los costos asociados.

Los escenarios de simulación están basados en la información detallada de la forma como la energía es producida, convertida y consumida en un país o región, bajo los supuestos de escenarios alternativos donde varía la población, el desarrollo económico, las tecnologías y los costos.

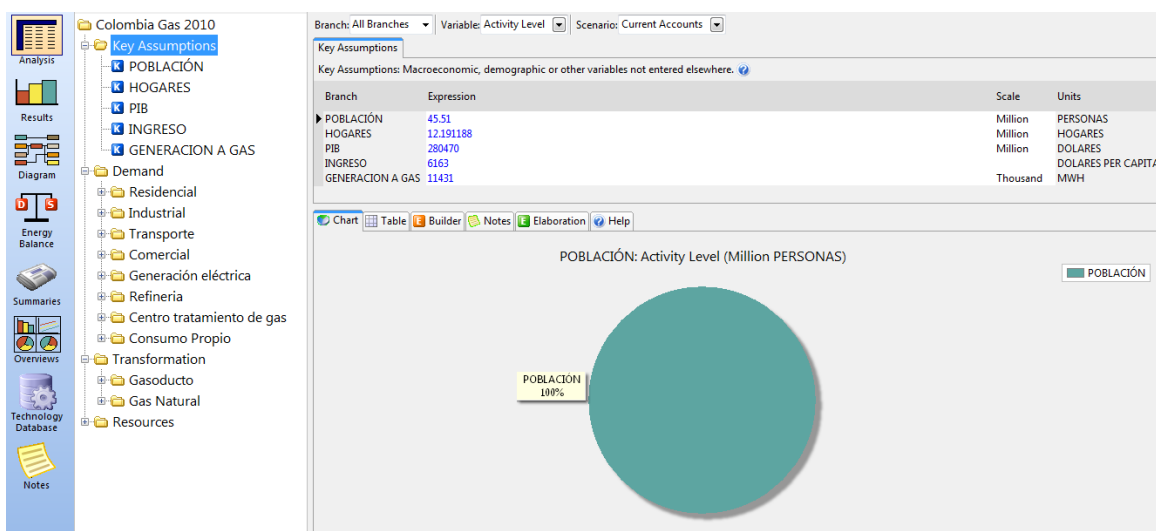
Para este caso en particular, se tomó el balance energético colombiano publicado por la UPME para el año 2010 y se construyó un árbol de trabajo con los módulos de demanda, producción y reservas de gas natural, simulando diferentes escenarios tanto para la demanda como para la capacidad de producción de este combustible en el país hasta el año 2030.

## 1.1 Parámetros

El modelo requiere que, en primer lugar, se definan los parámetros para el año base (2010). Estos parámetros incluyen cuatro ramas principales, key assumption, que son las variables macroeconómicas y las características del país. En este caso se incluyeron la población, el número de hogares, el PIB, y el ingreso per cápita. Se incorporó también un parámetro denominado generación a gas que se refiere a la generación eléctrica, en GWH año, producida a partir de plantas térmicas a gas. El módulo *demand*, incluye todos los sectores de consumo de gas natural. En el caso colombiano son los siguientes: residencial, industrial, transporte, comercial, generación eléctrica, refinería, centros de tratamiento de gas y consumo propio. El módulo *transformation*, que hace referencia a los proceso de producción y transporte del combustible incluye el gasoducto y la producción de gas natural. La producción de gas natural, tiene 4 procesos, la producción en la costa atlántica, en el interior, el gas sintético y el GNL y el último modulo *resources* incluye los datos referentes a reservas de los recursos, gas natural y carbón.

La siguiente ilustración muestra la apariencia general del modelo, donde ya se encuentran definidos los parámetros anteriormente mencionados.

Ilustración 8. Modelo LEAP Colombia Gas 2010

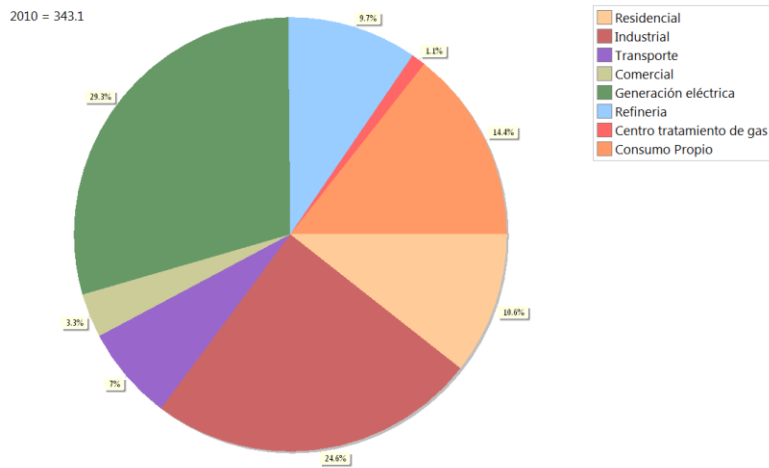


## 2. Balance Energético del Gas en Colombia

### 2.1 Consumo

El último balance del gas disponible en Colombia es del año 2010, publicado por la UPME. En este año, el consumo de gas natural fue 343,1 millones de MBTU, los principales sectores de consumo fueron la generación eléctrica con 29,3%, el sector industrial con 24,6%, consumo propio con 14,4% y el sector residencial 10,6%. El siguiente gráfico muestra la distribución por sector del consumo de gas natural.

**Gráfico 71. Consumo de Gas Natural por sectores 2010**

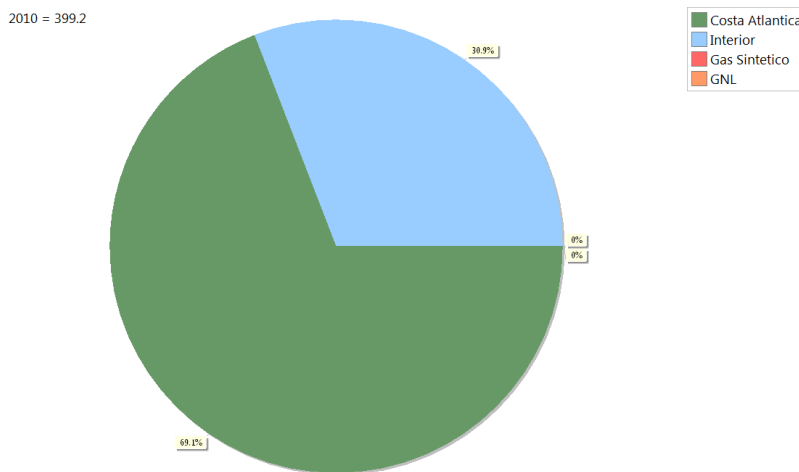


Fuente: UPME

## 2.2 Producción

La producción de gas natural en el país está concentrada en los campos de la Guajira y Cusiana. En el modelo se han incluido como costa Atlántica e interior. En el siguiente gráfico se puede ver la producción de cada uno, donde la costa aporta el 69,1% del total de la producción y el interior el resto.

**Gráfico 72. Producción de Gas Natural por regiones 2010**



Fuente: UPME

## 2.3 Balance

Finalmente, se puede observar que para el año base, el balance presentó excedentes que fueron exportados a Venezuela y la producción estuvo en capacidad de suplir la demanda, aun contando con un alto consumo en el sector eléctrico, ocasionado por el fenómeno de El Niño que se presentó entre 2009-2010.

Gráfico 73. Balance Gas Natural 2010



Fuente: UPME

## 3. Proyecciones

### 3.1 Escenarios

El objetivo del modelo fue simular diferentes escenarios y ver cuál podría ser el impacto de construir una planta de gas sintético para aumentar la producción de gas natural en el país, a partir de la gasificación de carbón mineral. La otra alternativa que se ha analizado es la de importar gas natural licuado y construir plantas de regasificación. De esta manera se construyeron 20 escenarios combinando diferentes alternativas tanto de la demanda como de la producción. A continuación se muestran las características de los escenarios.

Cuadro 17. Escenarios de demanda

PARAMETRO	DEMANDA							
	MEDIO		MEDIO+ NIÑO		ALTO		ALTO + NIÑO	
POBLACION MILLONES DE PERSONAS	2015	48,20	2015	48,20	2,7% HASTA 2020		2,7% HASTA 2020	
	2020	50,91	2020	50,91				
	2014	54,92	2014	54,92	1,3% HASTA 2030		1,3% HASTA 2030	
	2030	57,26	2030	57,26				
HOGARES	"=POBLACION		"=POBLACION		"=POBLACION		"=POBLACION	
PIB	3,61% HASTA 2013 4,53% HASTA 2024 4,07% HASTA 2030		3,61% HASTA 2013 4,53% HASTA 2024 4,07% HASTA 2030		4,53% HASTA 2013 5,61% HASTA 2023 5,0 % HASTA 2024 4,53% HASTA 2030		4,53% HASTA 2013 5,61% HASTA 2023 5,0 % HASTA 2024 4,53% HASTA 2030	
RESIDENCIAL	"=HOGARES		"=HOGARES		"=HOGARES		"=HOGARES	
INDUSTRIAL	4% HASTA 2020 3% HASTA 2030		4% HASTA 2020 3% HASTA 2030		4,7% HASTA 2020 3,2% HASTA 2030		4,7% HASTA 2020 3,2% HASTA 2030	
TRANSPORTE	4%		4%		4,7% HASTA 2020 3,2% HASTA 2030		4,7% HASTA 2020 3,2% HASTA 2030	
COMERCIAL	2%		2%		4% HASTA 2020 0,6% HASTA 2030		4% HASTA 2020 0,6% HASTA 2030	
GENERACIÓN ELECTRICA GWH-AÑO	2011	7.641	2011	7.641	2011	7.641	2011	7.641
	2012	8.649	2012	8.649	2012	8.649	2012	8.649
	2013	2.825	2013	2.825	2013	6.870	2013	6.870
	2014	3.186	2014	10.415	2014	6.245	2014	10.415
	2015	2.295	2015	11.431	2015	5.425	2015	11.431
	2016	2.176	2016	2.176	2016	5.673	2016	5.673
	2017	1.138	2017	1.138	2017	6.942	2017	6.942
	2018	1.564	2018	1.564	2018	6.984	2018	6.984
	2019	1.541	2019	10.415	2019	6.283	2019	10.415
	2020	436	2020	11.431	2020	6.576	2020	11.431
	2021	817	2021	817	2021	7.895	2021	7.895
	2022	1.111	2022	1.111	2022	9.146	2022	9.146
	2023	5.711	2023	5.711	2023	9.115	2023	9.115
	2024	6.210	2024	10.415	2024	9.859	2024	10.415
	2025	4.655	2025	11.431	2025	6.523	2025	11431
	2026	4.804	2026	4.804	2026	6.836	2026	6.836
	2027	4.884	2027	4.884	2027	8.212	2027	8.212
	2028	5.482	2028	5.482	2028	9.508	2028	9.508
	2029	5.909	2029	10.415	2029	9.474	2029	10.415
	2030	6.424	2030	11.431	2030	10.248	2030	11.431
REFINERIAS MPC	2011	43.179	2011	43.179	2011	48.289	2011	48.289
	2013	63.328	2013	63.328	2013	76.212	2013	76.212
	2014	92.162	2014	92.162	2014	102.784	2014	102.784
CENTROS TRATAMIENTO MPC	2030	4.124	2030	4.124	2030	4.927	2030	4.927
CONSUMO PROPIO	0,5%		0,5%		1%		1%	

Fuente: Los autores.



Estos escenarios de demanda se construyeron con proyecciones de crecimiento de diferentes sectores. En cuanto a la población, para el escenario medio se tomaron las proyecciones del DANE hasta 2020 y las de la CEPAL hasta 2030, y, en el escenario alto, se las proyecciones de población utilizadas por la UPME. Para el crecimiento del PIB se tomaron las proyecciones de DNP y el MHCP, utilizadas por la UPME.

En cuanto a la producción se analizaron cinco alternativas que se muestran a continuación:

**Cuadro 18. Escenarios de producción**

<b>PRODUCCIÓN</b>	<b>SIN ADICIONES (1)</b>	No se hace ninguna adición a la producción y la demanda se cubriría con importaciones
	<b>GNS + GNL (2)</b>	2017 Planta de Gas Natural Sintético 4250 MBTU/H (96,81 MPCD) <sup>14</sup> 2017 Planta de Gas Natural Licuado 7657 MBTU/H (200 MPCD) 2018 Planta de Gas Natural Licuado 15313 MBTU/H (400 MPCD)
	<b>GNS (2.1)</b>	2017 Planta de Gas Natural Sintético 4250 MBTU/H (96,81 MPCD)
	<b>GNS+GNL+ NUEVOS YACIMIENTOS (3)</b>	2017 Planta de Gas Natural Sintético 4250 MBTU/H (96,81 MPCD) 2017 Planta de Gas Natural Licuado 7657 MBTU/H (200 MPCD) 2018 Planta de Gas Natural Licuado 15313 MBTU/H (400 MPCD) 2019 Nuevos yacimientos 7657 MBTU/H (200 MPCD) <sup>15</sup> 2021 Nuevos yacimientos 5360 MBTU/H (140 MPCD)
	<b>GNS+ NUEVOS YACIMIENTOS (3.1)</b>	2017 Planta de Gas Natural Sintético 4250 MBTU/H (96,81 MPCD) 2019 Nuevos yacimientos 7657 MBTU/H (200 MPCD) 2021 Nuevos yacimientos 5360 MBTU/H (140 MPCD)

Finalmente y como resultado de la combinación de escenarios de demanda y las alternativas de producción se simularon 20 escenarios como se muestra continuación.

**Cuadro 19. Escenarios finales**

<b>ESCENARIOS</b>		<b>DEMANDA</b>			
		<b>MEDIO</b>	<b>MEDIO+ NIÑO</b>	<b>ALTO</b>	<b>ALTO + NIÑO</b>
<b>PRODUCCIÓN</b>	<b>SIN ADICIONES</b>	MEDIO 1	MED+NIÑO 1	ALTO 1	ALT+NIÑO 1
	<b>GNS + GNL</b>	MEDIO 2	MED+NIÑO 2	ALTO 2	ALT+NIÑO 2
	<b>GNS</b>	MEDIO 2.1	MED+NIÑO 2.1	ALTO 2.1	ALT+NIÑO 2.1

<sup>14</sup> El factor empleado de conversión es 1 MPCD= 918,8 MBTU, pero en el caso de la planta de GNS se utilizó un ajuste en la conversión de 1,147 debido a que el poder calorífico de GNS reportado es mayor el del GN utilizado por LEAP.

<sup>15</sup> Los nuevos yacimientos son un supuesto arbitrario y presuponen un tiempo de exploración requerido y alcanzar nuevamente una capacidad de producción similar a la de 2010.

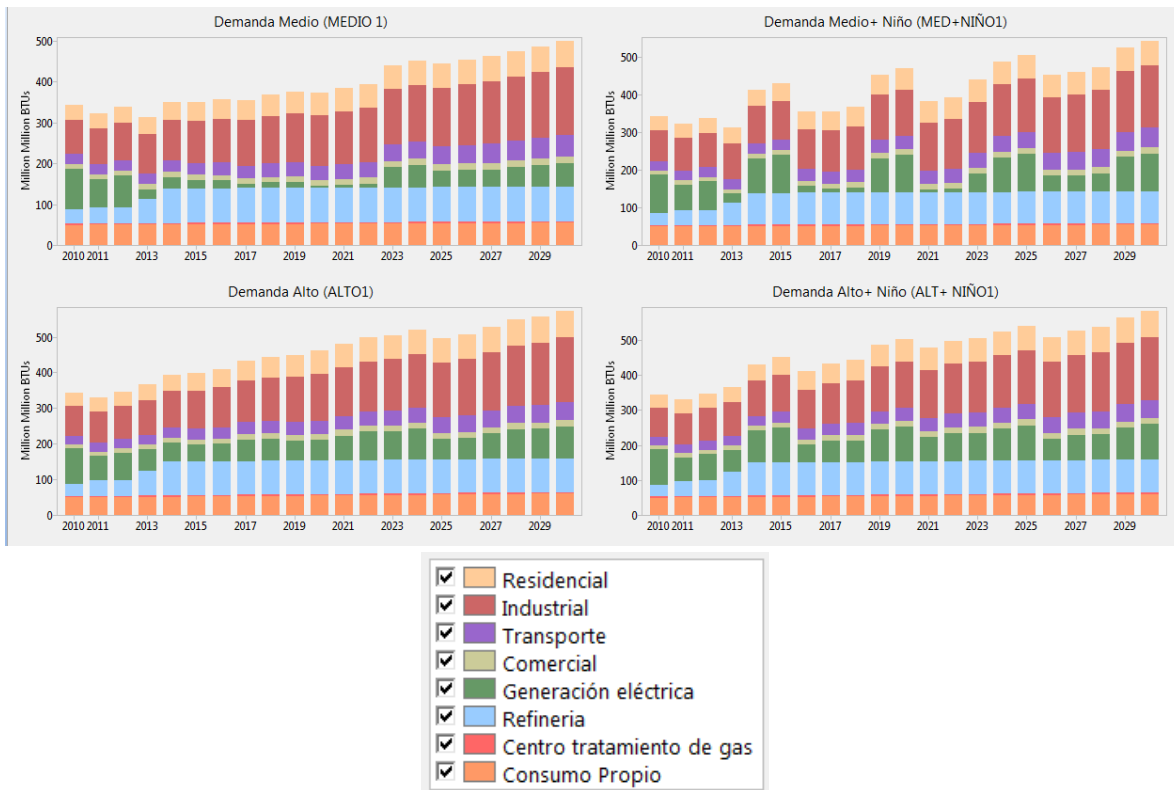
	GNS+GNL+ NUEVOS YACIMIENTOS	MEDIO 3	MED+NIÑO 3	ALTO 3	ALT+NIÑO 3
	GNS + NUEVOS YACIMIENTOS	MEDIO 3.1	MED+NIÑO 3.1	ALTO 3.1	ALT+NIÑO 3.1

### 3.2 Resultados<sup>16</sup>

#### a. Demanda

A continuación se presentan los cuatro escenarios de demanda, donde se puede apreciar el importante papel que juega la demanda del sector eléctrico en las plantas térmicas a gas, ya que se ve la diferencia entre los escenarios sin niño y con niño, tanto en el escenario medio como en el alto. En el escenario medio se llega al final de periodo a una demanda de 498,5 MMBTU; en el escenario medio + niño, a 542,6 MMBTU; en el escenario alto a 572 MMBTU y en el escenario alto + niño 582,4 MMBTU.

Gráfico 74. Proyección de demanda en los 4 escenarios analizados



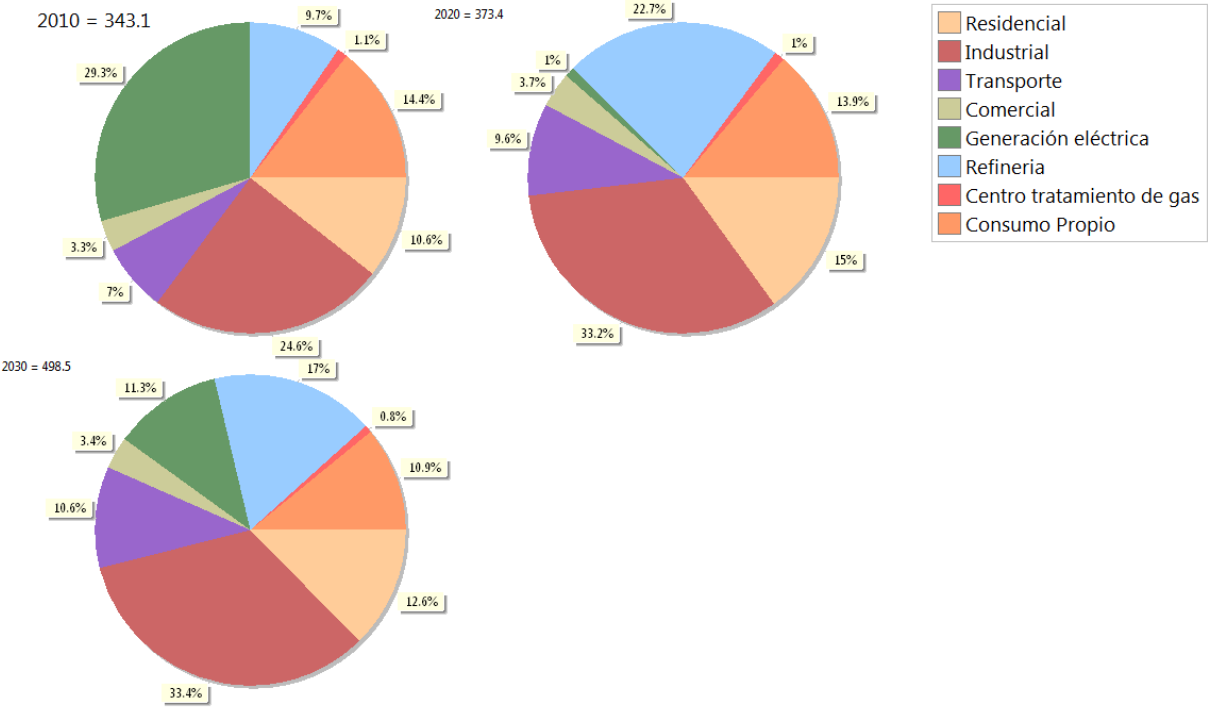
Fuente: Los autores.

<sup>16</sup> Ver anexo para los valores absolutos por año para todas las variables

Como se puede ver en general el comportamiento de todos los sectores es relativamente predecible y con crecimientos constantes. En donde existe gran incertidumbre, es en la generación eléctrica.

Adicionalmente es interesante ver el comportamiento de la participación por sectores en cada uno de los escenarios. A continuación se muestra la participación por sectores en cada escenario para 2010, 2020 y 2030.

**Gráfico 75. Participación por sectores en la demanda escenario medio 2010, 2020, 2030**

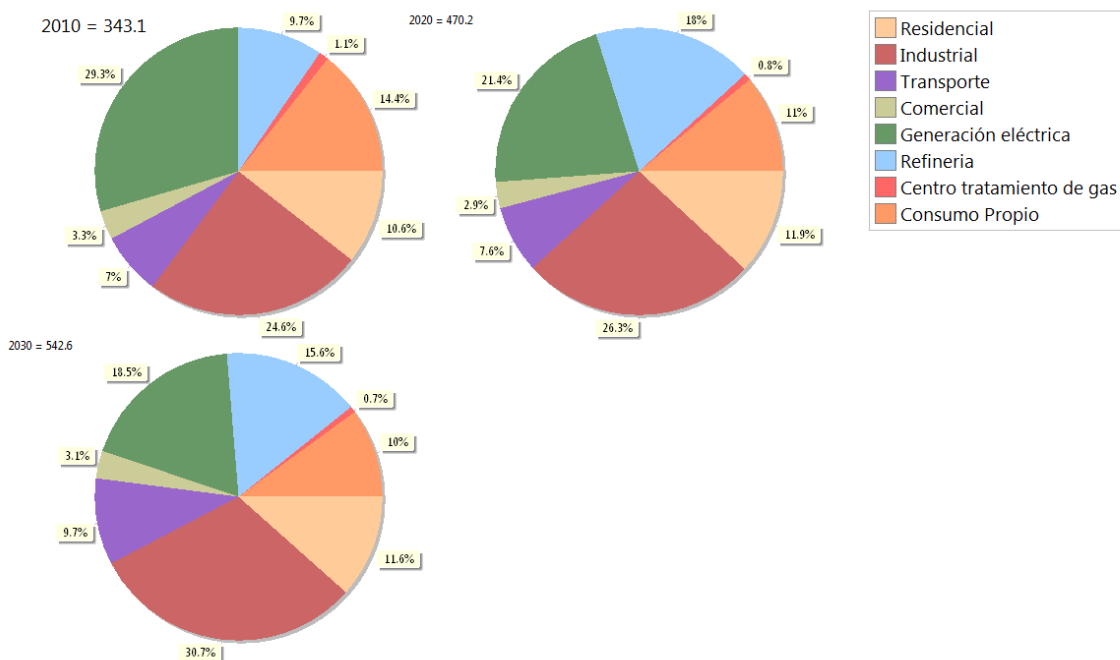


Fuente: Los autores.

En el escenario medio se puede apreciar una disminución de la participación del sector eléctrico, mientras que el sector más representativo es el sector industrial con el 33%, seguido por las refinerías que en 2020 consumen el 22,47% y en 2030 17%.

En relación al escenario medio + niño, en los años 2020 y 2030 se supone un evento de El Niño, por lo tanto, el consumo de gas en centrales eléctricas conserva su alta participación en la demanda, con porcentajes de 29,3%, 21,4% y 18,5% para 2010, 2020 y 2030 respectivamente, siendo el segundo sector en participación después del sector industrial.

Gráfico 76. Participación por sectores en la demanda escenario medio + niño 2010, 2020, 2030



Fuente: Los autores.

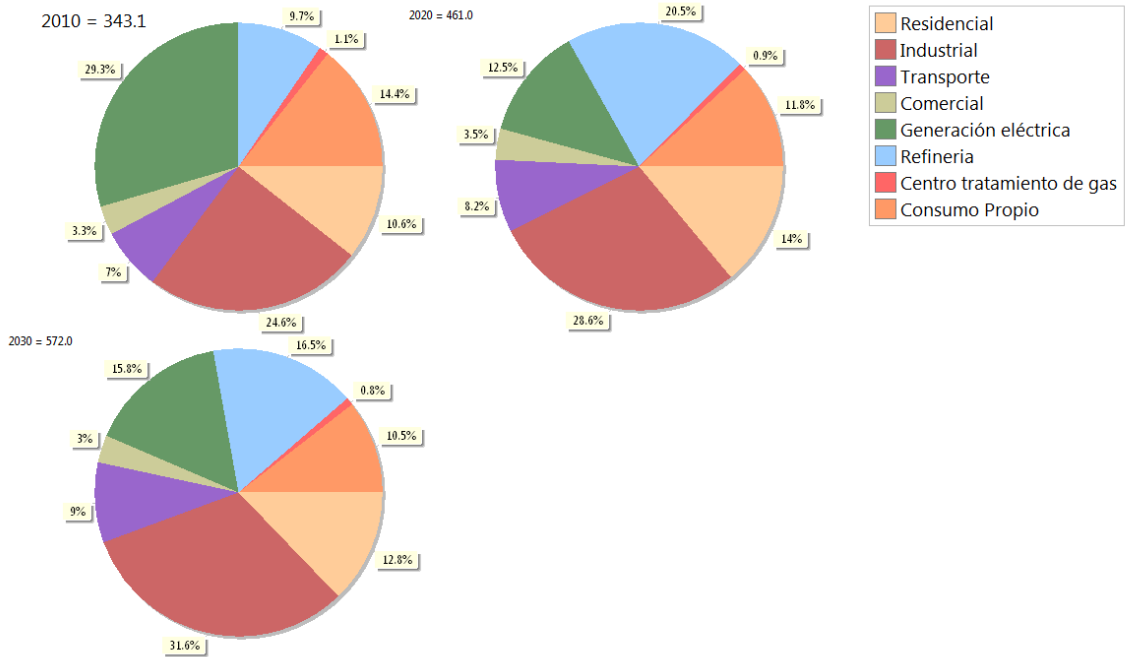
En cuanto al escenario, alto se puede observar que los dos sectores más representativos son la industria y las refinerías. Sin embargo, la generación eléctrica tiene una participación más alta que en el escenario medio, presentando valores de 12,5% y 15,8% para 2020 y 2030 respectivamente (

Gráfico 77).

Por último, en el escenario alto + niño se puede apreciar que la generación eléctrica ocupa el segundo lugar en sector de mayor consumo después de la industria tanto en 2020 como en 2030, alcanzando una participación de 20% y 17,3% (Gráfico 78).

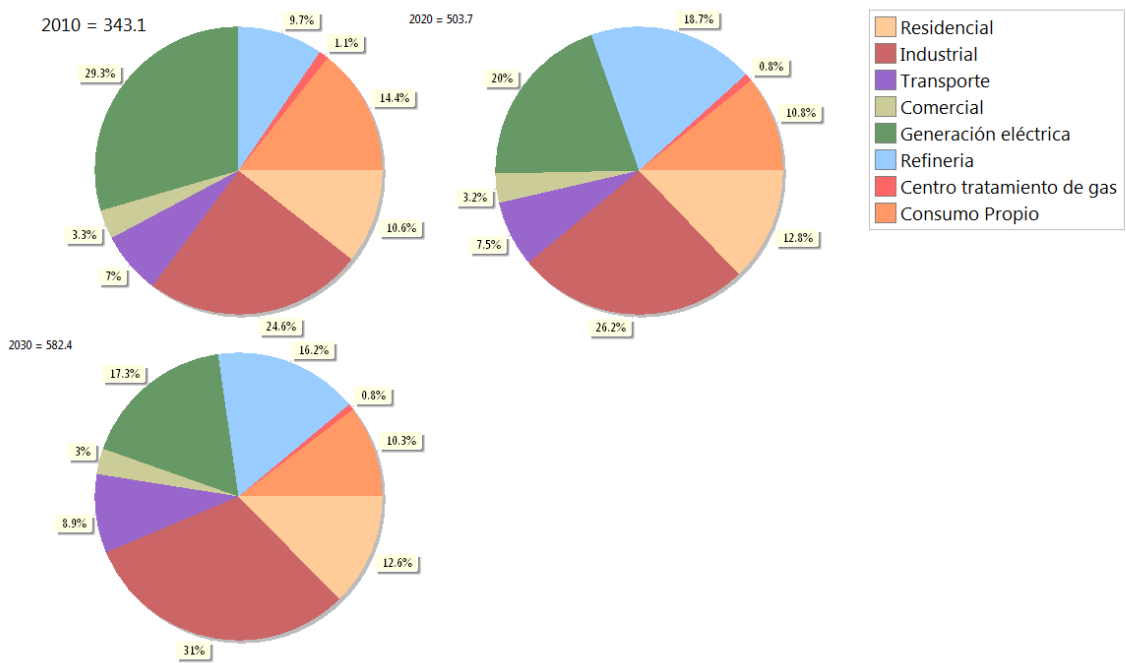
Como se puede ver en todos los escenarios el principal sector de consumo es el sector industrial, que en todos los casos mantiene valores en 24-32%. De igual forma los sectores que menos participación tienen en el consumo de gas natural son los centros de tratamiento de gas, y el sector comercial.

Gráfico 77. Participación por sectores en la demanda escenario alto 2010, 2020, 2030



Fuente: Los autores.

Gráfico 78. Participación por sectores en la demanda escenario alto + niño 2010, 2020, 2030

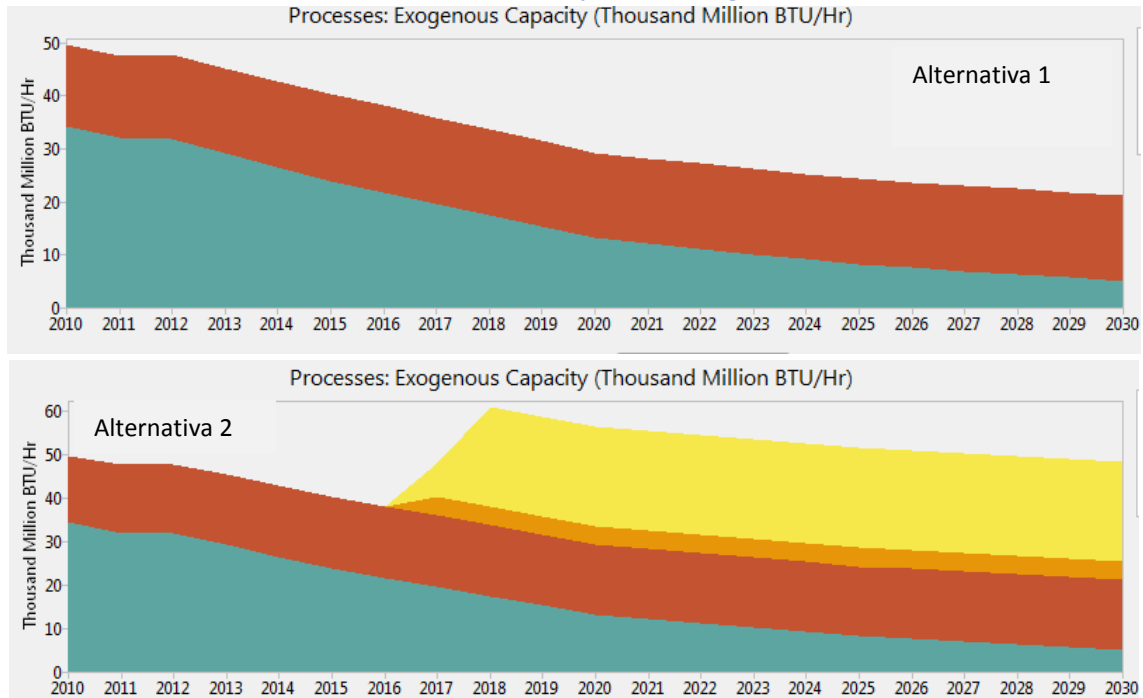


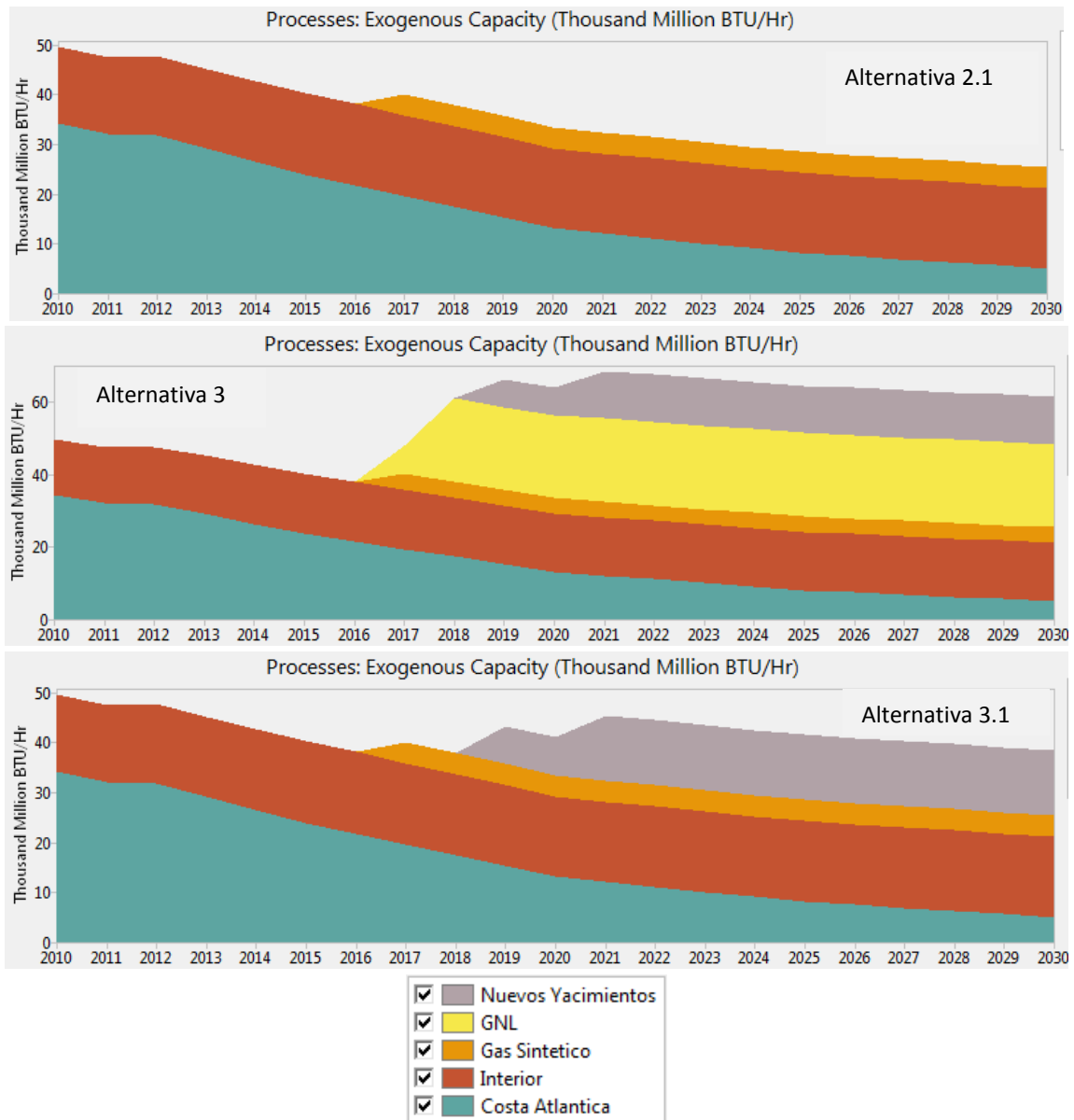
Fuente: Los autores.

## b. Producción

Para analizar los diferentes escenarios de producción se tomaron cinco posibilidades. En primer lugar, se asume que no hay nuevos descubrimientos de yacimientos ni se instalan plantas de regasificación para gas natural licuado- GNL o plantas de gas natural sintético -GNS. La segunda alternativa supone la instalación de una planta de GNS en 2017, con una capacidad de procesamiento de 7047 Ton/día de carbón bituminoso, para producir 96,81 MPCD de gas sintético (4250 MBTU/H) con una eficiencia de 62,2% y la instalación de dos plantas de regasificación de GNL en 2017 y 2018: la primera con una capacidad de 200 MPCD (7657 MBTU/H) y la segunda con una capacidad de 400 MPCD (15313 MBTU/H). La alternativa 2.1 corresponde únicamente a la instalación de la planta de GNS. La alternativa 3 contempla la instalación de la misma capacidad adicional de la alternativa 2, en GNS y GNL pero supone el descubrimiento de dos nuevos yacimientos, uno 2019 con una capacidad de 200 MPCD (7657 MBTU/H) y un segundo yacimiento en 2021 con una capacidad de 140 MPCD (5360 MBTUH). La última alternativa supone la instalación de la planta de GNS en 2017 y un nuevo yacimiento en 2017.

Gráfico 79. Alternativas de producción de gas natural  
Processes: Exogenous Capacity (Thousand Million BTU/Hr)

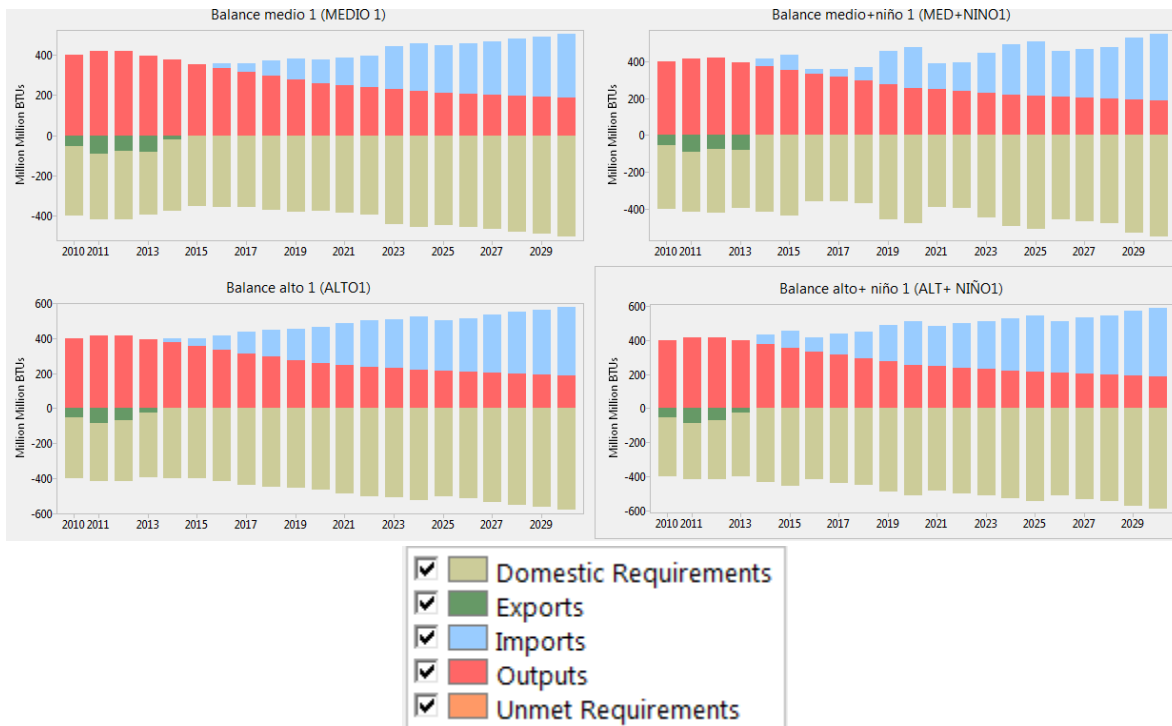




Fuente: Los autores.

Mediante el modelo se pretende identificar como se puede suplir la demanda de gas natural proyectada con las diferentes alternativas de producción explicadas anteriormente, con el fin de determinar si existe la necesidad y es viable la instalación de la planta de GNS. En el análisis de las alternativas se asume que en caso de que haya requerimientos faltantes de la demanda estos serán abastecidos mediante importaciones.

Gráfico 80. Balance energético alternativa 1 para los 4 escenarios de demanda



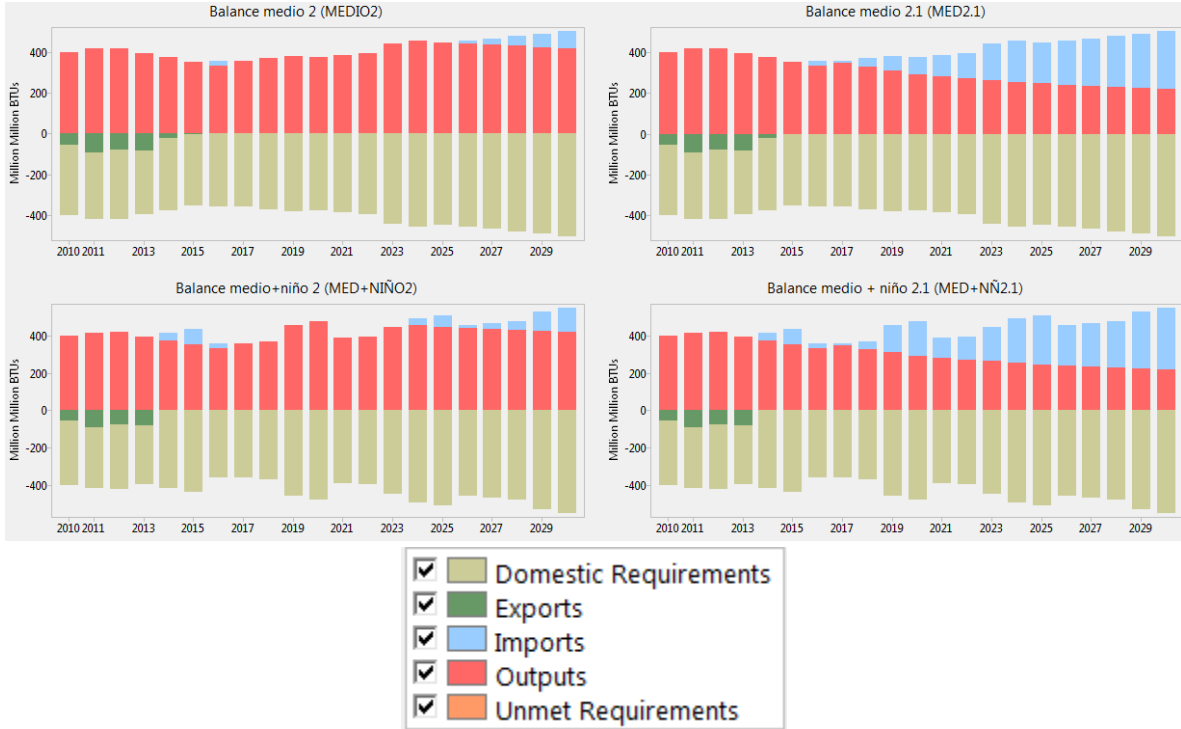
Fuente: Los autores.

Se observa que las exportaciones continúan hasta 2014 únicamente en el escenario medio, y hasta 2013 en el resto de los escenarios. Posteriormente, si no se hacen adiciones de producción, se requieren importaciones para suplir la demanda. En el escenario medio, estas importaciones deben comenzar en 2016 con un valor de 25,3 MMBTU, y llegan en 2030 a 317,6 MMBTU. En el escenario medio + niño, las importaciones comienzan en 2014 con 42,1 MMBTU llegando en 2030 a 362,1 MMBTU. En el escenario alto, las importaciones arrancan en 2014 con 23,3 MMBTU y alcanzan 391,8 MMBTU en 2030. Por último, en el escenario alto + niño las importaciones comienzan en 2014 con 60,4 MMBTU y en 2030 llegan a 402,3 MMBTU. Esto indica que para los escenarios medio, medio + niño, alto y alto + niño en 2030 se estaría importando el 63%, 66%, 67,8 y 68,3% del gas para suplir la demanda interna respectivamente.

A continuación se muestra el balance energético para las alternativas 2 y 2.1, es decir con adición de GNL + GNS y GNS, en los escenarios medio y medio + niño de la demanda.



Gráfico 81. Balance energético alternativa 2 y 2.1 para los escenarios medio y medio + niño



Fuente: Los autores.

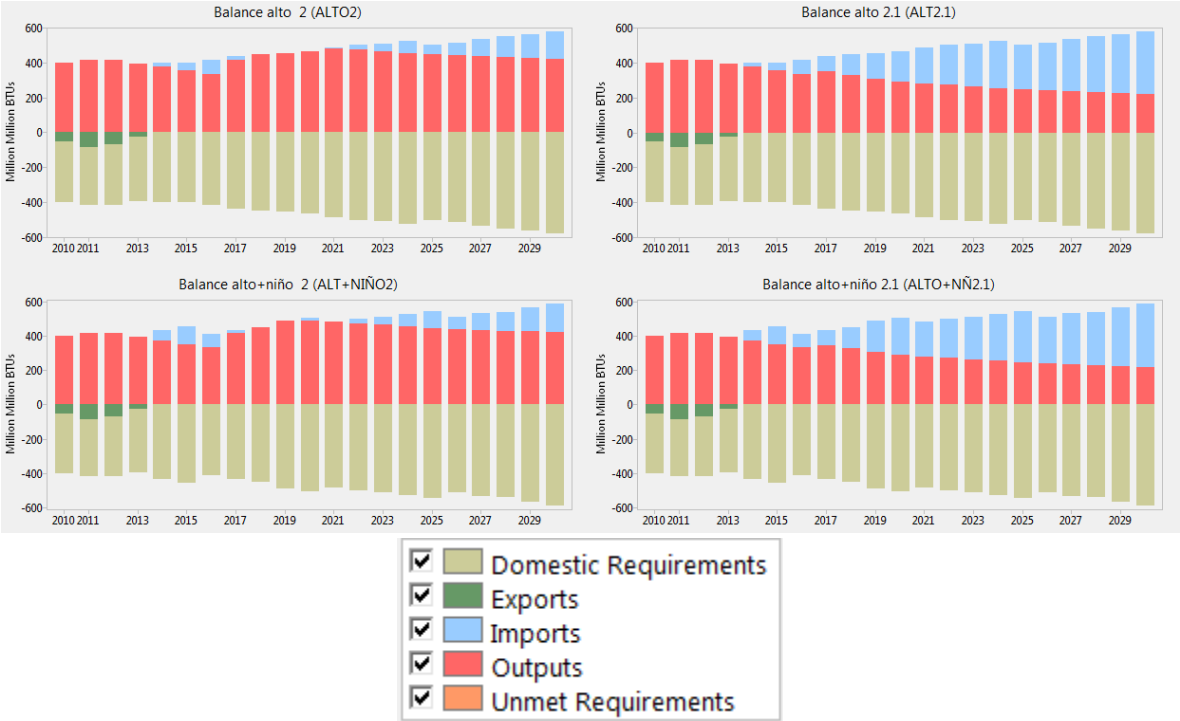
Cuando se supone un aumento de capacidad en la producción tanto por el gas sintético como por la plantas de regasificación de GNL<sup>17</sup>, se observa en todos los escenarios de demanda una reducción en los requerimientos de importaciones, teniendo años en los que no se requiere importar. En el escenario medio se requiere importar en el año 2016 25,3 MMBTU y nuevamente a partir de 2025 1,7 MMBTU y 82,7 MMBTU en 2030. Cuando solo se adiciona la planta de GNS de las características simuladas, para el mismo escenario medio, se puede apreciar que su capacidad no sería suficiente para abastecer la demanda en ninguno de los años del periodo simulado. Se tendría importaciones en 2016 sin la planta de GNS y en 2017 con la planta, estas se reducirían en un 40% pero a partir de este año se requerirían importaciones permanentemente alcanzando un valor de 284,1 MMBTU en 2030.

<sup>17</sup> Aunque las plantas de regasificación funcionan con GNL importado se incorpora como una producción interna para poder ver el impacto sobre el balance.

En el escenario medio + niño se requieren importaciones desde 2014 hasta 2016. Con la entrada de las plantas de GNS y GNL en 2017 y 2018 se cubriría la demanda y nuevamente se volvería a importar en 2024. Para 2030 se requieren 127,2 MMBTU. Cuando solo se tiene la planta de GNS, se requieren importaciones todos los años desde 2017 (año en que entra la planta), las cuales alcanzarían un monto de 328,6 MMBTU en 2030.

El comportamiento del balance energético para los escenarios alto y alto + niño se puede observar en el siguiente gráfico.

**Gráfico 82. Balance energético alternativa 2 y 2.1 para los escenarios alto y alto + niño**



Fuente: Los autores.

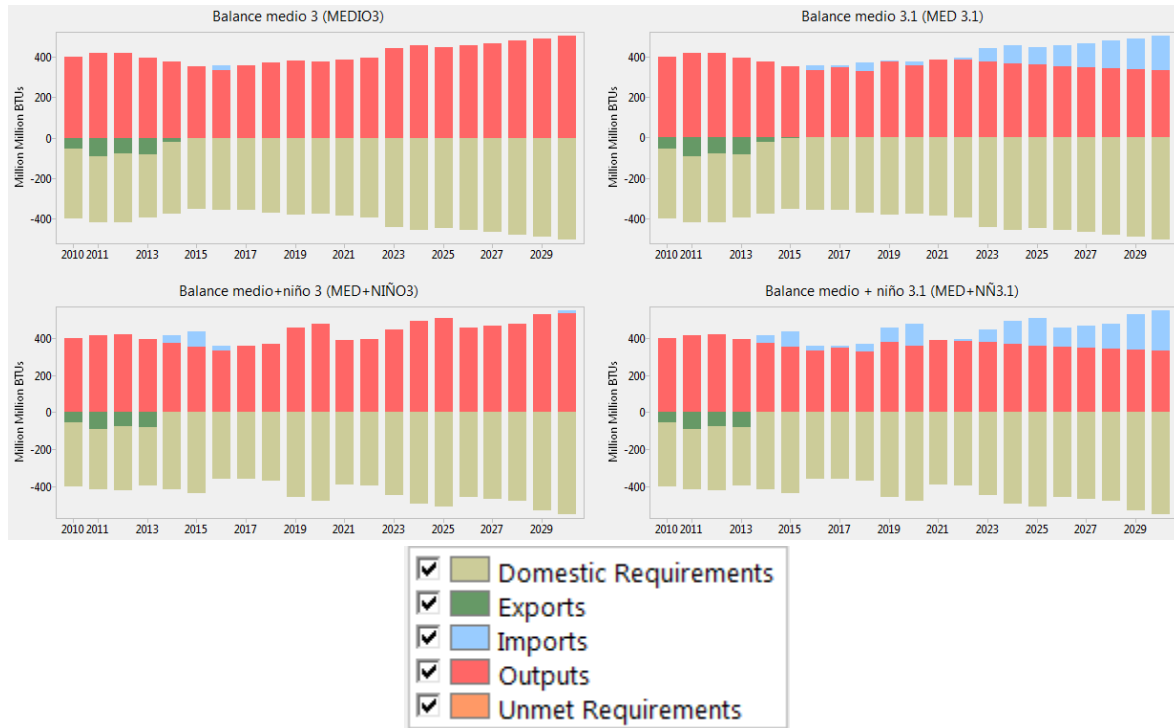
En el escenario alto con GNL + GNS, se necesita importar GN en 2014, 2015, 2016 y 2017 (año en que entra la planta de GNS y la primera de GNL), es decir, que con esta capacidad adicionada, se reducirían las importaciones en 26% con respecto a 2016 pero no se eliminarían. Nuevamente se importaría desde 2022, alcanzando en 2030, los 156,9 MMBTU importados. En este mismo escenario, pero asumiendo la entrada únicamente de la planta de GNS, se requieren importaciones durante todos los años después de la instalación de la planta; estas comienzan en 2017 con 88,1 MMBTU y terminan en 2030 con 358,3 MMBTU. En el escenario alto + niño con GNL + GNS se importa en 2014, 2015, 2016, y 2017 (año de entrada de la planta de GNS y la primera planta de GNL) y nuevamente desde 2020 alcanzando 167,4 MMBTU en 2030. Únicamente con GNS se importaría GN desde 2014 con un valor de 60,4 MMBTU, 88,1 MMBTU en 2017 y en 2030 368,8 MMBTU.

En comparación con la alternativa 1, para 2030 se reducen en un 73,9% los requerimientos de importaciones, en el escenario medio con GNL + GNS, y 10,5% con GNS; en el escenario medio +

niño, 64,8%, con GNL + GNS y 9,3%, con GNS; en el escenario alto, 59,9% con GNL + GNS, y 8,5% con GNS y, en el escenario alto + niño, 58,3%, con GNL + GNS, y 8,3% con GNS.

En el siguiente gráfico se puede observar el comportamiento del balance en el caso de nuevos yacimientos que adicionarían la capacidad del GNL y el GNS para el escenario medio y medio + niño de demanda.

**Gráfico 83. Balance energético alternativa 3 y 3.1 para los escenarios medio y medio + niño**



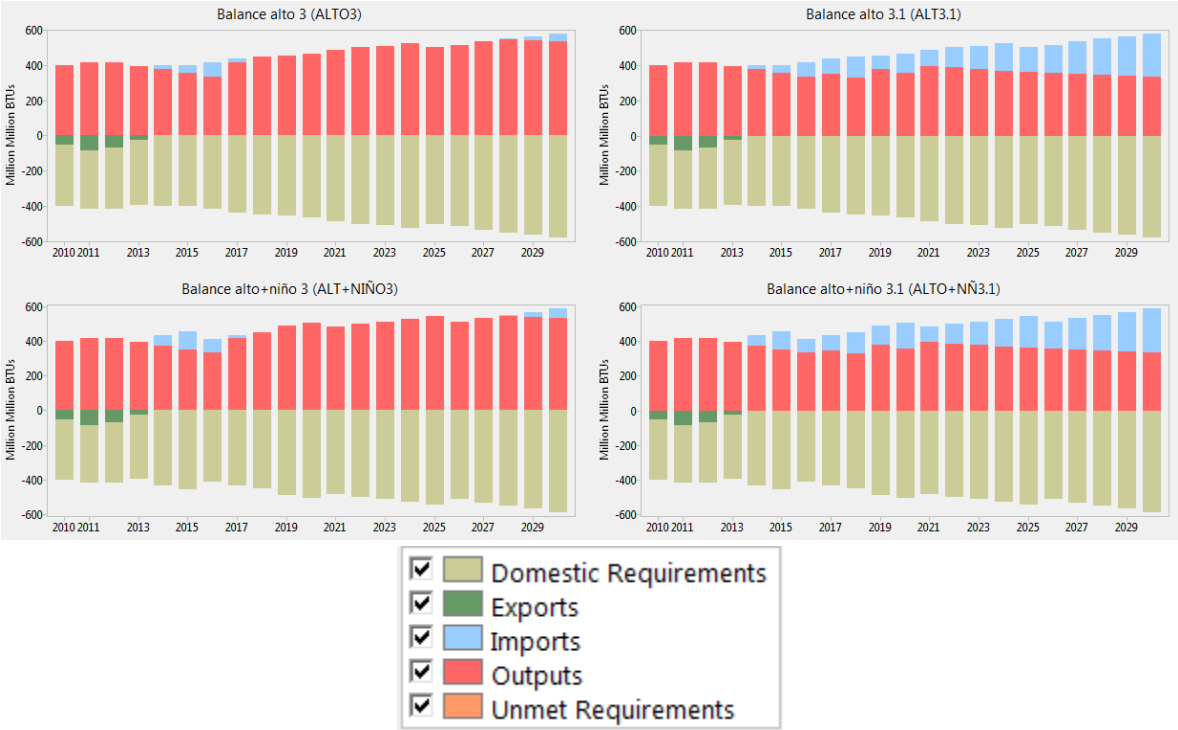
Fuente: Los autores.

Cuando se considera la posibilidad de encontrar nuevos yacimientos, NY, se observa en todos los escenarios de demanda que los requerimientos de importaciones se reducen o se eliminan. En el escenario medio con adiciones de NY + GNL+ GNS se tiene que solo se necesitaría importar en 2016, antes de que entren las adiciones de producción; a partir de 2017, no se requerirían importaciones para suplir la demanda. En este mismo escenario de demanda, con adiciones de NY+GNS, se requerirían importaciones desde 2016 hasta 2020, es decir, no sería suficiente la capacidad de la planta de GNS y un solo yacimiento para suplir la totalidad de la demanda. Con el segundo yacimiento en 2021 no se importaría gas, pero a partir de 2022, se volvería a importar, es decir que se requieren importaciones de GNL o mayor capacidad de GNS para atender requerimientos adicionales.

En el escenario medio + niño con las tres adiciones solo se requeriría importar en 2014 y 2015 y 2016 hasta que entran las plantas de GNS y GNL y nuevamente en 2030. Sin la adición de GNL se requerirían importaciones todos los años desde 2014, con excepción de 2021 (año en que entraría

el segundo yacimiento). Es decir que aún con nuevos yacimientos, la capacidad simulada de producción de GNS no sería suficiente para evitar las importaciones en caso de un niño ni siquiera en el escenario medio de demanda.

**Gráfico 84. Balance energético alternativa 3 y 3.1 para los escenarios alto y alto + niño**



Fuente: Los autores.

En el escenario alto con NY+GNL+GNS se requieren importaciones en 2014, 2015, 2016 y 2017, año en que entran la planta de GNS y la primera de GNL, lo que indica que estas adiciones no serían suficientes para abastecer la demanda; se vuelve a importar gas desde 2028. Cuando únicamente se hacen adiciones de NY + GNS, se requiere importar durante todo el periodo, aunque en 2017, 2019 y 2021 se reduce la necesidad de importar por la entrada de nuevas capacidades de producción; para 2030, las importaciones serían 37,6% menores a las que se requerirían si no se hiciera ninguna adición.

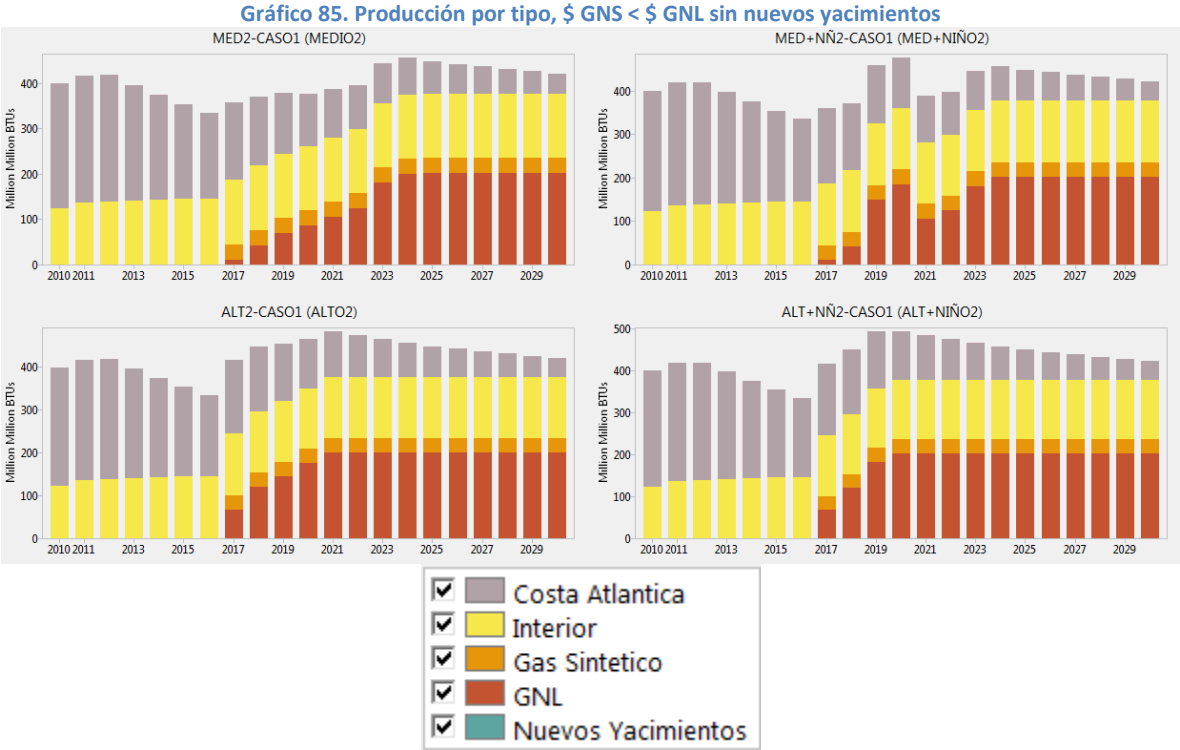
Por ultimo, en el escenario alto + niño 3, con las tres adiciones contempladas, se requeriría importar GN en 2014, 2015, 2016 y 2017 (entrada de la planta de GNS) que son años de Niño con lo que se muestra que la capacidad de la planta de GNS no sería suficiente para evitar estas importaciones. En cuanto a la alternativa que excluye la capacidad de GNL, se requerirían importaciones desde 2014 y durante todo el periodo.

Para concluir, en cualquiera de las cinco alternativas de producción eventualmente habría necesidad de importar GN. Por supuesto, en la alternativa más optimista, solo al final de la década de 2020 se requeriría importar. Sin embargo, en caso de presentarse un fenómeno de El Niño en 2014, o de tener un crecimiento alto de la demanda, en vista de que las adiciones en capacidad se dan después de 2017, se tendría necesidad de importar gas entre 2014 y 2017, inclusive. Aun con la planta de gas sintético, no habría suficiente gas natural para cubrir la demanda en estas circunstancias.

**c. GNS Vs GNL**

Como se ha visto en la sección anterior, en cualquier escenario de demanda se van a requerir capacidades adicionales de producción de gas natural; estas pueden ser generadas por importaciones, regasificación de GNL, producción de GNS y de nuevos yacimientos. A continuación se muestra cómo sería la generación de GNS vs la de GNL en función del precio, asumiendo que el gas que se encuentre en nuevos yacimientos sea más económico que cualquiera de estas alternativas y, por lo tanto, produzca a capacidad plena. Para poder observar como sería ese comportamiento de la producción de GNL y GNS dependiendo del precio del uno frente al otro, se analizaron las alternativas 2 y 3 para los cuatro escenarios de la demanda y se tomaron tres casos: en el caso 1 el precio del GNS es menor que el del GNL; en el caso 2, el GNS es más costoso que el GNL; por último, en el caso 3, sus precios son iguales determinando así la participación por cada tipo de producción de GN Costa Atlántica, Interior, GNS, GNL y NY.

Caso 1: \$GNS < \$ GNL

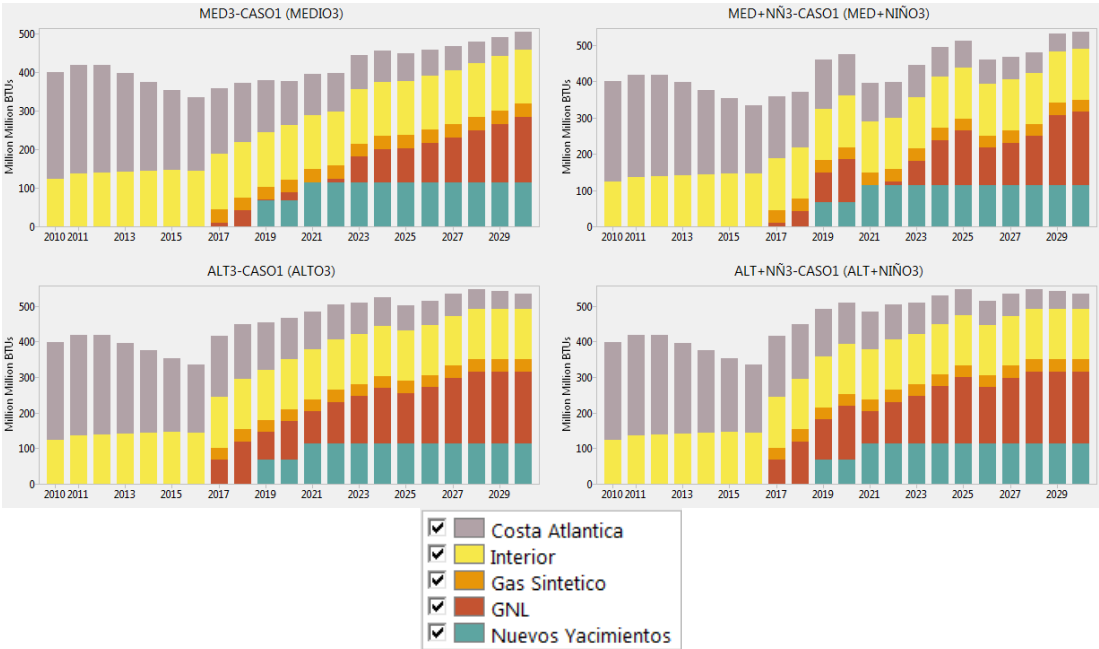


Fuente: Los autores.

Como se puede ver, dadas las condiciones de escasez que se analizaron en el balance energético de los diferentes escenarios, en el caso en que el GNS es más económico que las alternativas con las que compete, se puede evidenciar que la planta sería despachada al 100% desde 2017, año de su entrada en operación, reduciendo la participación de GNL.

En el Gráfico 86 se puede observar que aun con el supuesto de nuevos yacimientos, la planta de GNS entraría a operar desde 2017 al 100% de su capacidad, llegando inclusive a eliminar la participación de GNL en el año 2021, para el escenario medio; en el escenario alto, habría espacio para las dos alternativas, pero mientras el GNS se despacha completamente, el GNL variaría su producción en función de la demanda.

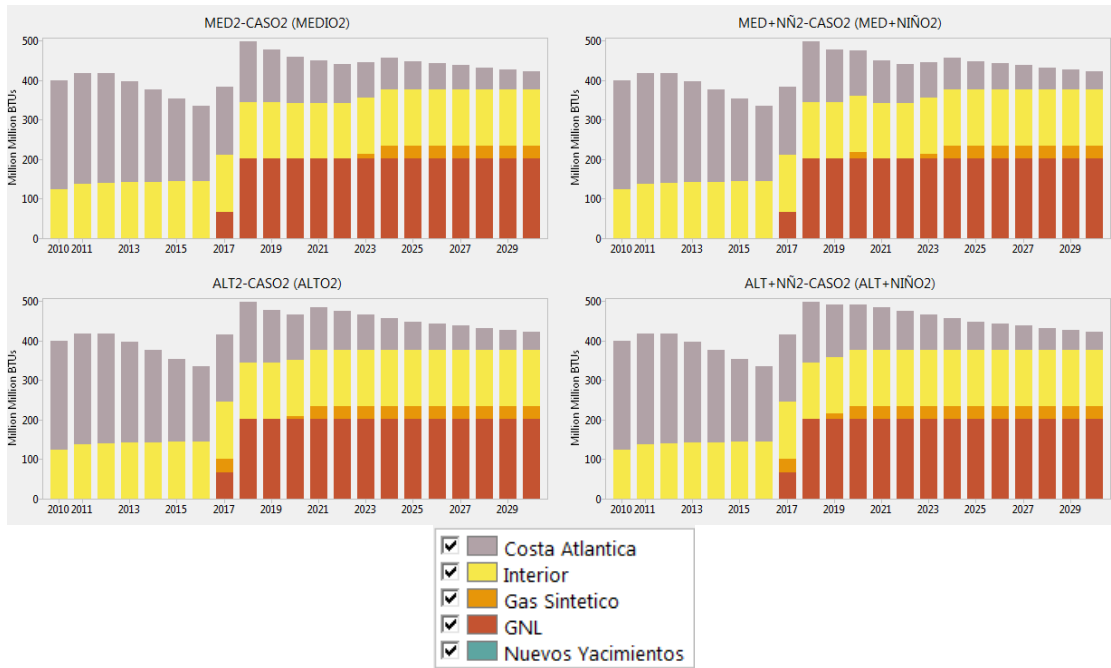
**Gráfico 86. Producción por tipo, \$ GNS < \$ GNL con nuevos yacimientos**



Fuente: Los autores.

**Caso 2: \$GNS > \$ GNL**

**Gráfico 87. Producción por tipo, \$ GNS > \$ GNL sin nuevos yacimientos**



Fuente: Los autores.

En ninguno de los escenarios que suponen que el GNL es más barato que el GNS, la planta de GNS estaría entregando la totalidad de su producción desde su entrada en operación. Dependiendo del escenario, se alcanzaría el 100% más temprano o más tarde. Así que la viabilidad del GNS dentro de la matriz energética de Colombia depende críticamente de su capacidad de competir con el GNL. El siguiente cuadro muestra el porcentaje de producción para la planta de GNS en cada escenario hasta alcanzar el 100%.

**Cuadro 20. Porcentaje de generación si \$ GNS > \$ GNL sin nuevos yacimientos**

Año	Medio 2	Medio+ Niño 2	Alto 2	Alto+ Niño 2
2017	0,00%	0,00%	100,00%	100,00%
2018	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
2019	0,00%	0,00%	0,00%	40,90%
2020	0,00%	50,75%	22,99%	100,00%
2021	0,00%	0,00%	100,00%	
2022	0,00%	0,00%		
2023	37,91%	37,91%		
2024	100,00%	100,00%		

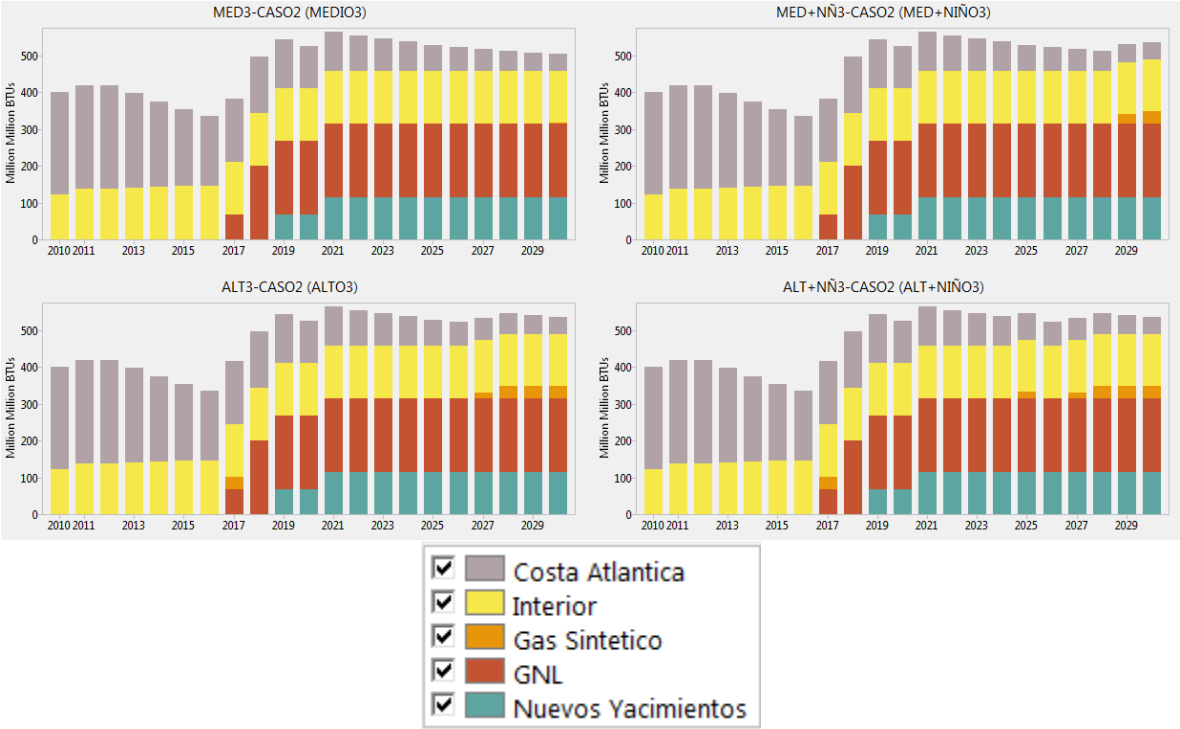
Fuente: Los autores.

Como se puede ver solo en el escenario alto + Niño 2, la planta de GNS estaría en plena producción, con excepción de 2018 y 2019 cuando produciría 0 y 40,9% respectivamente. En el escenario medio, la planta no estaría produciendo GNS desde 2017 hasta 2022; a partir de 2023 empezaría a producir y alcanzaría el 100% en 2024. En el escenario medio + niño entraría en 2020 (año de niño) con el 50,75% después dejaría de producir hasta 2023 y entraría al 100% en 2024.

En el escenario alto entraría en 2017 con el 100% de su capacidad y volvería a producir en 2020, entrando al 100% en 2021. Finalmente, en el escenario alto + niño 2, la planta de GNS tendría 2 años produciendo menos del 100%; en 2018 no produciría nada; en 2019 ocuparía la planta en un 40,9%, y entraría al 100% en 2020.

Teniendo en cuenta el mismo supuesto de que el GNS es más costoso que el GNL y que se encuentran nuevos yacimientos, la participación por tipo se puede ver en el Gráfico 88. En este caso sería mucho más crítica la participación del GNS ya que no se alcanzaría el 100% sino a partir de finales de la década 2020, es decir, durante 10 años después de su construcción, estaría ociosa. En el escenario medio únicamente se requeriría gas sintético en 2030. En el escenario medio + niño, se requeriría en 2029 y 2030. En el escenario alto, se demandaría gas sintético en 2017 y a partir de 2027. Y, por último, en el escenario alto + niño, habría demanda en 2017, 2025 y desde 2027.

**Gráfico 88. Producción por tipo, \$ GNS > \$ GNL con nuevos yacimientos**



Fuente: Los autores.



Cuadro 21. Porcentaje de generación si \$ GNS > \$ GNL con nuevos yacimientos

Año	Medio 2	Medio+ Niño 2	Alto 2	Alto+ Niño 2
2017	0,0%	0,0%	100%	100%
2018	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2019	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2020	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2021	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2022	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2023	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2024	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2025	0,0%	0,0%	0,0%	51,6%
2026	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2027	0,0%	0,0%	47,1%	47,1%
2028	0,0%	0,0%	100,0%	100,0%
2029	0,0%	71,9%		
2030	6,0%	100,0%		

Fuente: Los autores.

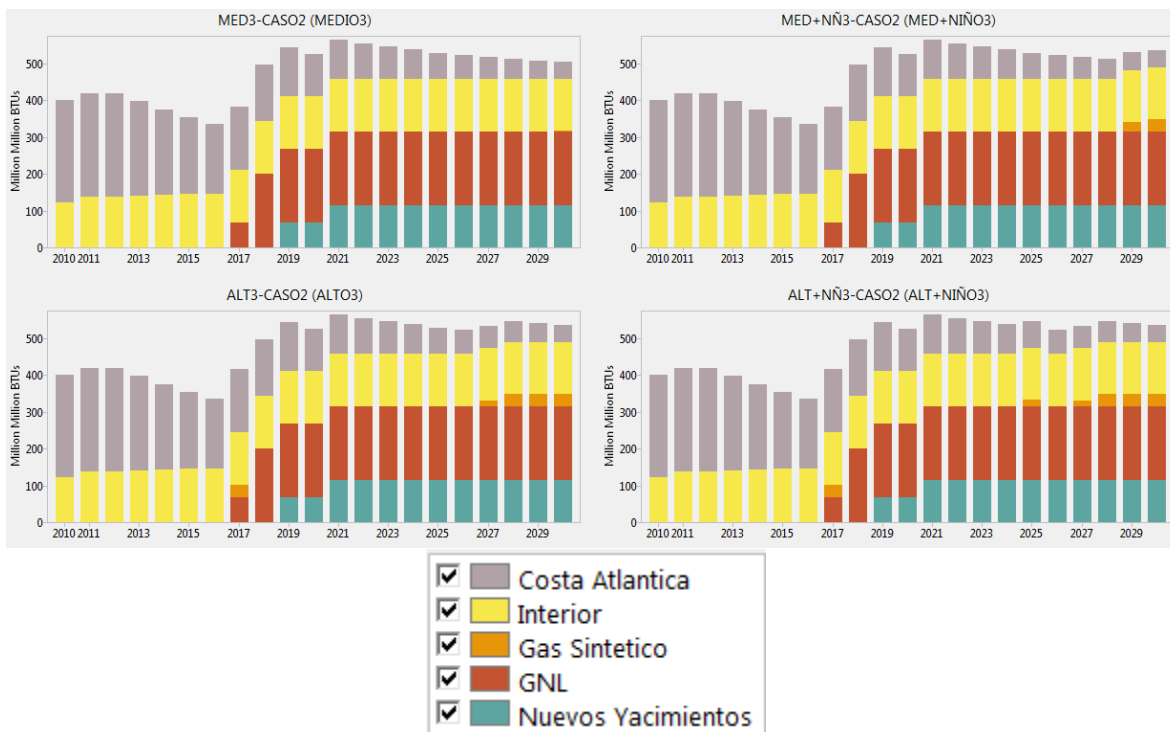
Es claro que, suponiendo nuevos yacimientos y que el precio de GNS es mayor que el de GNL, no sería recomendable la instalación de una planta de GNS ya que estaría subutilizada y no recibiría ingresos durante la mayor parte del periodo proyectado<sup>18</sup>.

El Gráfico 89 muestra los porcentajes de producción de la planta de GNS en cada uno de los escenarios, allí se pueden apreciar los años en que no entraría a producir y el año en el que produciría el 100%.

Caso 3: \$GNS = \$ GNL.

Gráfico 89. Producción por tipo, \$ GNS > \$ GNL sin nuevos yacimientos

<sup>18</sup> A no ser que existiera la posibilidad cierta de exportar, escenario fuera del alcance de este ejercicio.



Fuente: Los autores.

En este caso la producción de GNS aumenta y presenta porcentajes de producción más altos en todos los escenarios, alcanzando el 100% de utilización de la capacidad en los mismo años del caso 2. Sin embargo, la producción se sigue viendo afectada por la entrada de las plantas de GNL. Como se puede ver en el Cuadro 22, en el escenario medio después de 2017, la planta de GNS estaría produciendo constantemente por debajo del 70% hasta 2023, y entraría con el 100% en 2024. En el caso del escenario medio + niño, la situación es similar, excepto en 2019 y 2020, cuando hay Fenómeno de El Niño y por lo tanto los porcentajes de producción se incrementan, pasando del 43,9% al 77,6%, y del 51,3% al 93,1%, respectivamente. En cuanto al escenario alto de demanda, la planta entraría produciendo el 100% en 2017 y luego reduciría este porcentaje hasta 2020 donde produciría menos del 100%, pero siempre por encima del 65%, y entraría nuevamente con el 100% en 2021. Por último, en el escenario alto + niño, solo se tendrían 2 años trabajando por debajo del 100% de la capacidad, y desde 2020, estaría produciendo el 100%.

**Cuadro 22. Porcentaje de generación si \$ GNS = \$ GNL sin nuevos yacimientos**

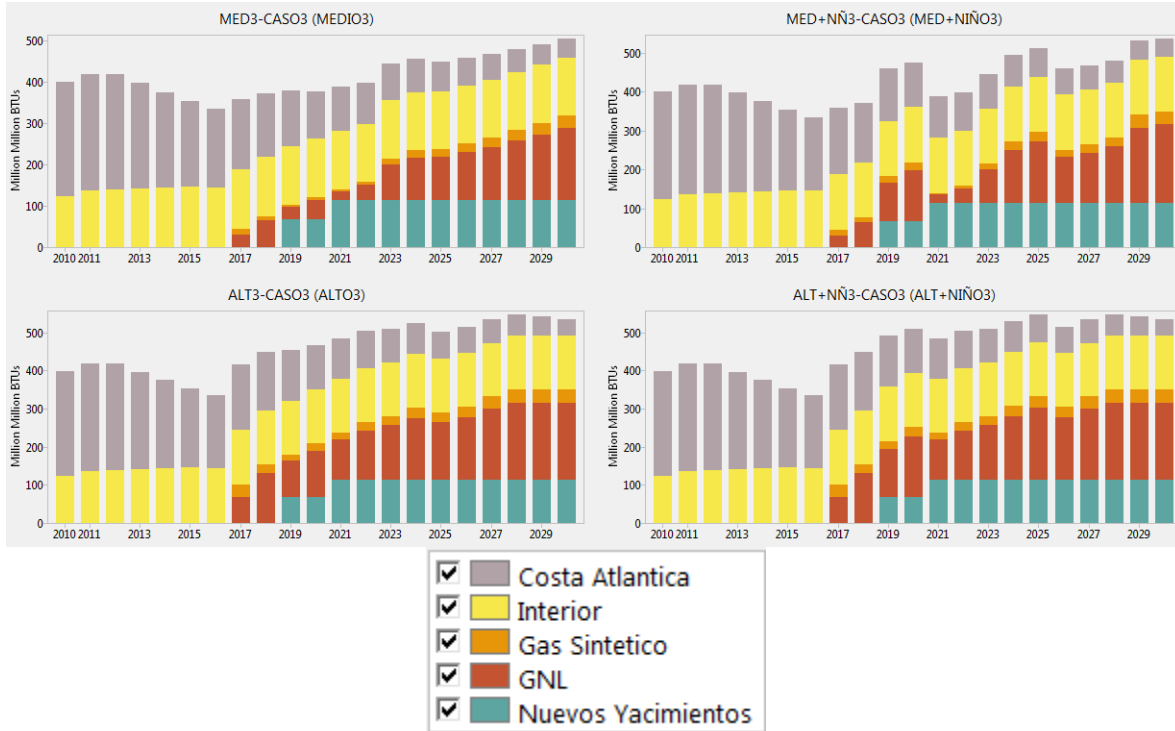
Año	Medio 2	Medio+ Niño 2	Alto 2	Alto+ Niño 2
<b>2017</b>	43,3%	43,3%	100,0%	100,0%
<b>2018</b>	32,2%	32,2%	65,4%	65,4%
<b>2019</b>	43,9%	77,6%	76,1%	91,6%
<b>2020</b>	51,3%	93,1%	89,3%	100,0%
<b>2021</b>	59,4%	59,4%	100,0%	
<b>2022</b>	67,2%	67,2%		
<b>2023</b>	91,3%	91,3%		

**2024**      100,0%      100,0%

Fuente: Los autores.

Teniendo en cuenta el mismo supuesto de que el GNS tiene un precio igual al del GNL, y que se encuentran nuevos yacimientos, la participación por tipo se puede ver en el siguiente gráfico.

**Gráfico 90. Producción por tipo, \$ GNS = \$ GNL con nuevos yacimientos**



Fuente: Los autores.

En el gráfico se puede ver que, bajo el supuesto de precios iguales, el impacto de los nuevos yacimientos es menos crítico sobre la producción de GNS. Sin embargo, tiene una gran afectación en sus porcentajes de producción, como se puede ver en la siguiente tabla. En el caso del escenario medio, la planta no alcanza el 100% de la producción. Desde 2017 hasta 2023 se tienen porcentajes por debajo del 50%. En el caso del escenario medio + niño, se alcanza el 100% de producción únicamente en 2030. En los otros años, el porcentaje de producción es variable y oscila entre 10,7% y 96,1%. En el escenario alto y alto + niño aumenta igualmente la producción pero sólo llegará al 100% de la capacidad en 2017 y a partir de 2028. No obstante, los porcentajes de producción están por encima de 40% en el escenario alto y de 50% en el alto + niño.

**Cuadro 23. Porcentaje de generación si \$ GNS > \$ GNL con nuevos yacimientos**

Año	Medio 2	Medio+ Niño 2	Alto 2	Alto+ Niño 2
<b>2017</b>	43,3%	43,3%	100,0%	100,0%
<b>2018</b>	32,2%	32,2%	65,4%	65,4%
<b>2019</b>	15,5%	49,0%	47,5%	63,0%
<b>2020</b>	22,7%	64,5%	60,6%	78,8%

<b>2021</b>	10,7%	10,7%	52,2%	52,2%
<b>2022</b>	18,5%	18,5%	63,6%	63,6%
<b>2023</b>	42,7%	42,7%	70,4%	70,4%
<b>2024</b>	51,3%	67,2%	80,3%	82,4%
<b>2025</b>	52,2%	77,9%	74,6%	93,1%
<b>2026</b>	58,2%	58,2%	81,5%	81,5%
<b>2027</b>	63,9%	63,9%	92,5%	92,5%
<b>2028</b>	71,6%	71,6%	100,0%	100,0%
<b>2029</b>	79,1%	96,1%		
<b>2030</b>	86,6%	100,0%		

Fuente: Los autores.

#### 4. Conclusiones

- La hidrología futura jugará un papel muy importante en la demanda de gas natural para generación eléctrica en Colombia. Dependiendo de este factor, que tiene cierto grado de incertidumbre, el escenario de demanda proyectada podrá cambiar considerablemente, haciendo más viable la entrada de producción alternativa de gas natural como la gasificación de carbón para producción de gas sintético o la regasificación de gas natural licuado importado.
- En cualquiera de los escenarios proyectados habrá necesidad de importar gas natural para suplir la demanda doméstica o en caso de no tener esta disponibilidad se deberá racionar el suministro. En el caso de que no haya adiciones en la capacidad de producción, estas importaciones deben comenzar a más tardar en 2016, suponiendo un escenario medio y que no haya presencia de fenómeno de El Niño. Si el escenario de demanda es alto o hay fenómeno del niño estas importaciones, deben empezar en 2014. En este caso, habrá necesidad de importar gas natural de Venezuela vía gasoducto o restringir el consumo interno ya que ni las plantas de regasificación ni la de GNS estarán construidas.
- La oferta de GNS por sí sola no logra eliminar la necesidad de importar GNL, teniendo en cuenta solo la capacidad simulada. Sin embargo, es importante notar que no hay restricción de disponibilidad de carbón para aumentar esta capacidad.
- Si el precio del GNS es más económico que el del GNL, este tendría asegurada su participación al 100% de producción desde 2017, teniendo en cuenta que habrá demanda del energético y desabastecimiento parcial del mismo como consecuencia del aumento en la demanda y el decaimiento en la producción de los yacimientos de la Costa Atlántica.
- Aun en los escenarios altos de demanda, si el precio del GNS es más alto que el de GNL y/o el del gas natural de nuevos yacimientos, será muy difícil que entre a operar al 100% de la producción una planta de GNS.
- Suponiendo nuevos yacimientos y un precio competitivo frente al GNL, sería posible que el GNS participara en el mercado del GN, en los escenarios con niño y alta demanda. En el escenario medio, habría participación pero más limitada y en estos casos la producción de la planta no estaría utilizada al 100%.

- La disponibilidad del carbón en Colombia y su relación reservas/producción son un argumento para abrir espacio en la agenda energética del país y facilitar su utilización directa en carbo eléctricas o para su procesamiento y obtención de GNS.

## Bibliografía

- Analdex, ANDI, ACP, Campetrol, CIMCO (2010). "Sector minero y petrolero en Colombia".
- Arthur D Little (2011). "Oportunidades para el Comercio Internacional de Gas Natural en Colombia". Presentación para Andesco. Bogotá, Colombia.
- BP (2012). "Statistical Review of World Energy. June 2012".
- CNO-GAS (2012). "Estadísticas nacionales de Oferta y Demanda de Gas Natural".
- Consortio ITANSUCA - FREYRE & ASOCIADOS (2010). Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). Fase I-B Definición De Alternativas Y Metodologías de Remuneración.
- Deloitte (2011). Made in America. The Economic impact of LNG exports from the United States. A report by the Deloitte Center for Energy Solutions and Deloitte MarketPoint LLC.
- DOE. "International Energy Outlook. 2011"
- Estudios Palacios Lleras - Mercados Energéticos Consultores - Alvarado During - Corporación Bioparque - Kbc Advanced Technologies. Identificar, analizar y calificar áreas físicas que Cumplan con las condiciones técnicas, comerciales, ambientales y sociales, de navegación marina, de infraestructura portuaria y de transporte de gas, Para la importación de gas natural licuado –GNL- al país a través de una planta de regasificación y determinar el esquema de organización industrial más adecuado para la construcción y operación de esta infraestructura.
- Fedesarrollo (2012). Desarrollo de una política de confiabilidad del sector de Gas Natural en Colombia. Disponible en:  
[http://www.fedesarrollo.org.co/wp-content/uploads/2011/08/Final-Colinversiones\\_segunda\\_parte\\_6\\_de\\_marzo-FINAL\\_revisado\\_cci1.pdf](http://www.fedesarrollo.org.co/wp-content/uploads/2011/08/Final-Colinversiones_segunda_parte_6_de_marzo-FINAL_revisado_cci1.pdf)
- Fedesarrollo (2011). Necesidad de una política de seguridad de abastecimiento y de confiabilidad en el sector de gas natural en Colombia: impacto económico en la generación eléctrica. Disponible en:  
<http://www.fedesarrollo.org.co/wp-content/uploads/2011/08/Necesidad-de-una-pol%C3%ADtica-de-seguridad-de-abastecimiento-y-de-confiabilidad-en-el-sector-de-Gas-Natural-de-Colombia.-Final-informe-a-Colinversiones-1-de-diciembre.pdf>
- International Group of Liquefied Natural Gas Importers- GIIGNL (2011). "The LNG Industry".
- International Energy Agency – IEA (2011). "Medium- term Oil & Gas markets 2011".
- Ministerio de Minas y Energía (2011). "Infraestructura de Transporte Multimodal y de Logísticas Integradas para el Desarrollo de la Industria Minera en Colombia, con énfasis en puertos". Estudio Técnico Sectorial.
- Ministerio de Minas y Energía (2011). "Proyección de Demanda de Gas Natural en Colombia". Documento UPME. OLADE (2009).

NATURGAS: [www.naturgas.com.co](http://www.naturgas.com.co)

Promigas. "Informe del Sector Gas Natural 2010.Un Balance de la década".

TORRES, S.. "Implicaciones estratégicas del Shale gas." Presentación WEC LAC.

TOVAR, E. (2011). "Fuentes No convencionales de Energía Fósiles en Colombia: Oportunidades y perspectivas". Ecopetrol.

Unión Temporal Universidad Nacional y Fundación Bariloche Política Energética (2010). "PEN 2010-2030. Informe Final".

United States Environmental Protection Agency – EPA. <http://www.epa.gov/>

UPME (2010). Documento temprano: "Plan de Abastecimiento para el Suministro y Transporte de Gas Natural - Versión 2010". Ministerio de Minas y Energía.

UPME (2010). "Proyección de Demanda de Energía en Colombia"

UPME (2011). "Proyección de demanda de gas natural en Colombia". Documento UPME. Ministerio de Minas y Energía.

UPME (2012a). "Proyecciones de precios de gas natural y combustibles líquidos para generación eléctrica". Ministerio de Minas y Energía.

UPME (2007). "Comportamiento de la Producción Minera en Colombia".

UPME. "Plan de abastecimiento de gas 2011-2030"

UPME. "Proyección de Demanda de Gas natural en Colombia. Revisión Dicimembre 2011"

U.S. Energy Information Administration -EIA (2012). "Review of Emerging Resources: U. S. Shale Gas and Shale Oil Plays".

U.S. Energy Information Administration -EIA (2011). "Annual Energy Outlook 2012 with Projections to 2035".

SNC-Lavalin Itansuca y Freyre & Asociados (2012). Actualización del estudio de continuidad y confiabilidad de la prestación del servicio de gas natural y profundización en el análisis de los riesgos de Continuidad del servicio asociado a la Infraestructura de suministro en los campos de producción. Consultoría realizada para la CREG.

VERA, M. (2011). "Perspectivas de los Hidrocarburos en Yacimientos No Convencionales en Colombia".

World Coal Association – WCA (2012). "Coal Facts 2012". Disponible en:

<http://www.worldcoal.org/resources/coal-statistics/coal-steel-statistics/>

## Anexos

Cuadro 24. Demanda nacional de energía final, 2000-2030

kBOE	GN	EE	GLP	GM	DO	KS	CM	BZ	RC	PT	LN	FO	CQ	CV	TC	AV	DM	TOTAL
2000	21,574	26,627	6,287	34,33	23,835	854	13,403	11,828	2,044	2,973	9,702	2,708	145	105	5,175	143	2,053	163,786
2001	22,99	27,238	6,286	30,386	24,952	722	11,962	13,054	2,044	1,754	9,017	2,921	145	75	5,154	298	1,615	160,613
2002	24,405	28,048	5,961	29,867	24,294	841	10,675	13,61	2,044	829	8,757	2,696	151	115	5,425	126	1,414	159,258
2003	25,956	28,848	5,629	29,206	28,247	591	11,253	14,162	2,024	1,189	8,642	1,096	141	95	5,456	121	1,121	163,775
2004	28,046	29,635	5,497	28,216	30,961	528	10,899	12,274	2,017	1,463	8,229	520	158	88	5,281	136	1,464	165,412
2005	30,203	30,777	5,532	27,222	33,426	423	11,038	12,936	2,019	2,484	7,883	572	183	81	5,441	112	1,271	171,603
2006	34,383	32,028	5,643	26,75	36,116	80	12,236	13,135	2,012	1,252	7,613	355	190	80	5,93	97	1,28	179,182
2007	38,698	33,313	5,339	26,044	38,567	61	13,086	14,366	2,011	1,068	7,354	485	208	71	5,917	87	1,081	187,756
2008	39,574	33,954	5,155	24,93	40,149	50	12,062	15,597	2,016	1,068	7,114	818	208	71	6,192	99	1,438	190,494
2009	36,627	34,464	5,062	24,886	41,949	76	12,764	15,42	2,051	968	6,895	417	191	72	6,93	102	1,427	190,302
2010	39,696	35,924	4,941	24,933	42,626	67	12,881	14,474	2,068	927	6,618	358	193	69	7,717	98	1,64	195,229
2011	41,153	37,275	4,836	24,955	43,915	63	13,08	14,857	2,082	896	6,29	344	194	67	8,133	92	1,67	199,902
2012	42,274	38,804	4,747	25,261	45,217	64	13,259	15,739	2,093	869	5,986	333	196	65	8,371	88	1,693	205,058
2013	48,053	40,228	4,673	25,572	46,794	68	13,425	15,953	2,103	846	5,704	323	197	63	8,757	85	1,712	214,554
2014	53,734	41,639	4,612	25,886	48,543	65	13,595	16,522	2,111	825	5,443	315	199	61	9,107	82	1,729	224,468
2015	55,125	43,149	4,563	26,203	50,246	65	13,771	17,097	2,12	805	5,2	308	200	59	9,443	79	1,745	230,178
2016	56,573	44,732	4,525	26,526	51,951	66	13,963	17,573	2,127	787	4,976	301	201	57	9,765	77	1,759	235,959
2017	58,017	46,311	4,497	26,906	53,511	66	14,157	17,912	2,134	770	4,769	295	202	55	10,073	74	1,773	241,523
2018	59,553	47,972	4,477	27,312	55,247	66	14,392	18,303	2,141	754	4,577	289	204	54	10,368	72	1,786	247,567
2019	61,148	49,667	4,465	27,764	56,957	66	14,669	18,686	2,147	739	4,399	283	205	52	10,652	70	1,798	253,767
2020	62,802	51,556	4,459	28,229	58,699	66	14,954	19,031	2,153	724	4,235	278	206	51	10,923	69	1,809	260,243
2021	64,538	53,512	4,459	28,702	60,437	66	15,246	19,409	2,159	710	4,082	273	207	49	11,183	67	1,82	266,92
2022	66,136	55,55	4,465	29,207	62,184	66	15,568	19,543	2,165	697	3,941	268	208	48	11,432	65	1,83	273,373



2023	67,683	57,673	4,475	29,742	63,875	66	15,894	19,66	2,17	684	3,811	263	209	47	11,671	64	1,84	279,826
2024	69,156	59,727	4,489	30,306	65,583	66	16,175	19,8	2,176	671	3,69	259	210	46	11,9	62	1,85	286,165
2025	70,453	61,688	4,506	30,901	67,245	66	16,467	19,938	2,181	659	3,578	254	211	44	12,12	60	1,859	292,23
2026	71,765	63,785	4,527	31,507	68,86	66	16,759	20,079	2,186	647	3,363	250	212	43	12,33	59	1,869	298,306
2027	73,399	66,027	4,551	31,822	70,499	66	17,063	20,232	2,191	636	3,204	246	213	42	12,532	58	1,877	304,656
2028	74,705	68,326	4,576	32,141	72,165	66	17,374	20,334	2,195	624	3,06	242	214	41	12,725	56	1,886	310,73
2029	75,815	70,68	4,605	32,462	73,859	66	17,695	20,48	2,2	613	2,942	238	215	40	12,91	55	1,909	316,783
2030	77,181	73,133	4,631	32,787	75,574	66	17,982	20,484	2,204	603	2,837	234	216	38	13,088	54	1,982	323,092

Fuente: UPME (2010).

**Cuadro 25. Precios, oferta y consumo de gas natural en Estados Unidos.  
Cuatro posibles escenarios para 2020 y 2035**

Projection	2010	2020				2035			
		Reference	Low EUR	High EUR	High TRR	Reference	Low EUR	High EUR	High TRR
Henry Hub natural gas spot price (2010 dollars per million Btu)	4.39	4.58	5.31	4.04	3.02	7.37	8.26	5.99	4.25
Total U.S. natural gas production (trillion cubic feet)	21.6	25.1	23.6	26.3	29.1	27.9	26.1	30.1	34.1
Onshore lower 48	18.7	22.5	21.0	23.6	26.6	25.0	21.2	27.2	31.7
Shale gas	5.0	9.7	8.0	10.9	14.0	13.6	9.7	16.0	20.5
Other natural gas	13.7	12.8	12.9	12.7	12.6	11.3	11.4	11.2	11.1
Offshore lower 48	2.6	2.3	2.4	2.3	2.2	2.7	3.1	2.6	2.3
Alaska	0.4	0.3	0.3	0.3	0.3	0.2	1.8	0.2	0.2
Shale gas production as percent of total U.S. natural gas production	23	39	34	42	48	49	37	53	60
Total net U.S. imports of natural gas (trillion cubic feet)	2.6	0.3	0.5	0.2	-0.2	-1.4	-1.2	-1.7	-2.4
Total U.S. consumption of natural gas (trillion cubic feet)	24.1	25.5	24.2	26.5	28.9	26.6	25.0	28.4	31.9
Electric Power	7.4	7.9	6.8	8.7	10.5	9.0	7.7	10.1	12.6
Residential	4.9	4.8	4.8	4.9	4.9	4.6	4.6	4.7	4.8
Commercial	3.2	3.4	3.4	3.5	3.6	3.6	3.5	3.7	4.0
Industrial	6.6	7.1	7.0	7.1	7.4	7.0	6.9	7.2	7.6
Other	2.0	2.3	2.2	2.3	2.5	2.4	2.4	2.6	2.8

Fuente: tomado del AEO – EIA (2012)

**Cuadro 26. Comparación de proyecciones de gas natural 2015**

Projection	2010	AEO2012	Other projections						
		Reference case	IHSGI	EVA	Deloitte	SEER	ExxonMobil	INFORUM	
Dry gas production <sup>a</sup>	21.58	23.65	23.81	23.80	24.52	23.66	24.00	24.29	
Net imports	2.58	1.73	1.62	2.20	1.30	1.73	1.20	--	
Pipeline	2.21	1.56	--	1.80	1.22	1.56	--	--	
LNG	0.37	0.16	--	0.40	0.08	0.16	--	--	
Consumption	24.13	25.39	25.52	26.60	24.07 <sup>b</sup>	26.05	25.00 <sup>c</sup>	23.61 <sup>b</sup>	
Residential	4.94	4.85	4.64	4.90	4.86	4.91	8.00 <sup>d</sup>	4.87	
Commercial	3.20	3.33	3.10	3.20	3.23	3.41	--	3.43	
Industrial <sup>e</sup>	6.60	7.01	6.64	7.00	7.51	7.64	8.00	8.19	
Electricity generators <sup>f</sup>	7.38	8.08	9.02	9.30	8.46	8.06	9.00	7.12	
Others <sup>g</sup>	2.01	2.12	2.11	2.20	--	2.04	--	--	
Henry Hub spot market price (2010 dollars per million Btu)	4.39	4.29	4.75	4.07	4.25	4.28	--	--	
End-use prices (2010 dollars per thousand cubic feet)									
Residential	11.36	10.56	11.82	--	--	11.68	--	--	
Commercial	9.32	8.82	9.88	--	--	8.31	--	--	
Industrial <sup>h</sup>	5.65	5.00	6.95	--	--	4.63	--	--	
Electricity generators	5.25	4.65	5.20	--	--	5.17	--	--	

Fuente: tomado del AEO – EIA (2012)

**Cuadro 27. Comparación de proyecciones de gas natural 2025**

Projection	AEO2012 Reference		Other projections					
	2010	case	IHSGI	EVA	Deloitte	SEER	ExxonMobil	INFORUM
Dry gas production <sup>a</sup>	21.58	26.28	27.23	26.70	27.32	25.88	27.00	27.57
<b>Net imports</b>	<b>2.58</b>	<b>-0.79</b>	<b>2.13</b>	<b>1.30</b>	<b>0.38</b>	<b>0.29</b>	<b>1.50</b>	<b>--</b>
Pipeline	2.21	-0.13	--	0.90	0.29	1.03	--	--
LNG	0.37	-0.66	--	0.40	0.09	-0.74	--	--
<b>Consumption</b>	<b>24.13</b>	<b>25.53</b>	<b>29.39</b>	<b>29.00</b>	<b>26.36<sup>b</sup></b>	<b>27.10</b>	<b>29.00<sup>c</sup></b>	<b>23.43<sup>b</sup></b>
Residential	4.94	4.76	4.53	5.00	5.05	4.71	8.00 <sup>d</sup>	4.90
Commercial	3.20	3.44	3.15	3.30	3.46	3.53	--	3.60
Industrial <sup>e</sup>	6.60	7.14	6.52	7.70	7.58	7.47	8.00	8.20
Electricity generators <sup>f</sup>	7.38	7.87	12.78	10.50	10.27	9.27	13.00	6.74
Others <sup>g</sup>	2.01	2.31	2.42	2.50	--	2.12	--	--
Henry Hub spot market price (2010 dollars per million Btu)	4.39	5.63	4.82	6.47	5.80	6.29	--	--
End-use prices (2010 dollars per thousand cubic feet)								
Residential	11.36	12.33	11.70	--	--	14.40	--	--
Commercial	9.32	10.27	9.81	--	--	10.68	--	--
Industrial <sup>h</sup>	5.65	6.19	6.99	--	--	6.96	--	--
Electricity generators	5.25	5.73	5.28	--	--	7.47	--	--

Fuente: tomado del AEO – EIA (2012)

**Cuadro 28. Comparación de proyecciones de gas natural 2035**

Projection	AEO2012 Reference		Other projections					
	2010	case	IHSGI	EVA	Deloitte	SEER	ExxonMobil	INFORUM
Dry gas production <sup>a</sup>	21.58	27.93	31.35	--	27.87	27.00	26.00	30.71
<b>Net imports</b>	<b>2.58</b>	<b>-1.36</b>	<b>2.36</b>	<b>--</b>	<b>0.14</b>	<b>-0.46</b>	<b>2.50</b>	<b>--</b>
Pipeline	2.21	-0.70	--	--	0.07	0.28	--	--
LNG	0.37	-0.66	--	--	0.08	-0.74	--	--
<b>Consumption</b>	<b>24.13</b>	<b>26.63</b>	<b>33.54</b>	<b>--</b>	<b>27.30<sup>b</sup></b>	<b>27.24</b>	<b>29.00<sup>c</sup></b>	<b>24.66<sup>b</sup></b>
Residential	4.94	4.64	4.38	--	5.03	4.80	7.00 <sup>d</sup>	4.83
Commercial	3.20	3.60	3.18	--	3.60	3.64	--	3.83
Industrial <sup>e</sup>	6.60	7.00	6.35	--	7.31	7.30	8.00	8.09
Electricity generators <sup>f</sup>	7.38	8.96	16.90	--	11.37	9.37	14.00	7.90
Others <sup>g</sup>	2.01	2.43	2.72	--	--	2.13	--	--
Henry Hub spot market price (2010 dollars per million Btu)	4.39	7.37	5.13	7.26	6.63	7.70	--	--
End-use prices (2010 dollars per thousand cubic feet)								
Residential	11.36	14.33	11.81	--	--	17.15	--	--
Commercial	9.32	11.93	9.99	--	--	13.09	--	--
Industrial <sup>h</sup>	5.65	7.73	7.22	--	--	9.20	--	--
Electricity generators	5.25	7.37	5.62	--	--	9.75	--	--

-- = not reported.

<sup>a</sup>Does not include supplemental fuels.

<sup>b</sup>Does not include lease, plant, and pipeline fuel and fuel consumed in natural gas vehicles.

<sup>c</sup>Does not include lease, plant, and pipeline fuel.

<sup>d</sup>Natural gas consumed in the residential and commercial sectors.

<sup>e</sup>Includes consumption for industrial combined heat and power (CHP) plants and a small number of industrial electricity-only plants, and natural gas-to-liquids heat/power production; excludes consumption by nonutility generators.

<sup>f</sup>Includes consumption of energy by electricity-only and CHP plants whose primary business is to sell electricity, or electricity and heat, to the public. Includes electric utilities, small power producers, and exempt wholesale generators.

<sup>g</sup>Includes lease, plant, and pipeline fuel and fuel consumed in natural gas vehicles.

<sup>h</sup>The 2010 industrial natural gas price for IHSGI is \$6.53.

Fuente: tomado del AEO – EIA (2012)

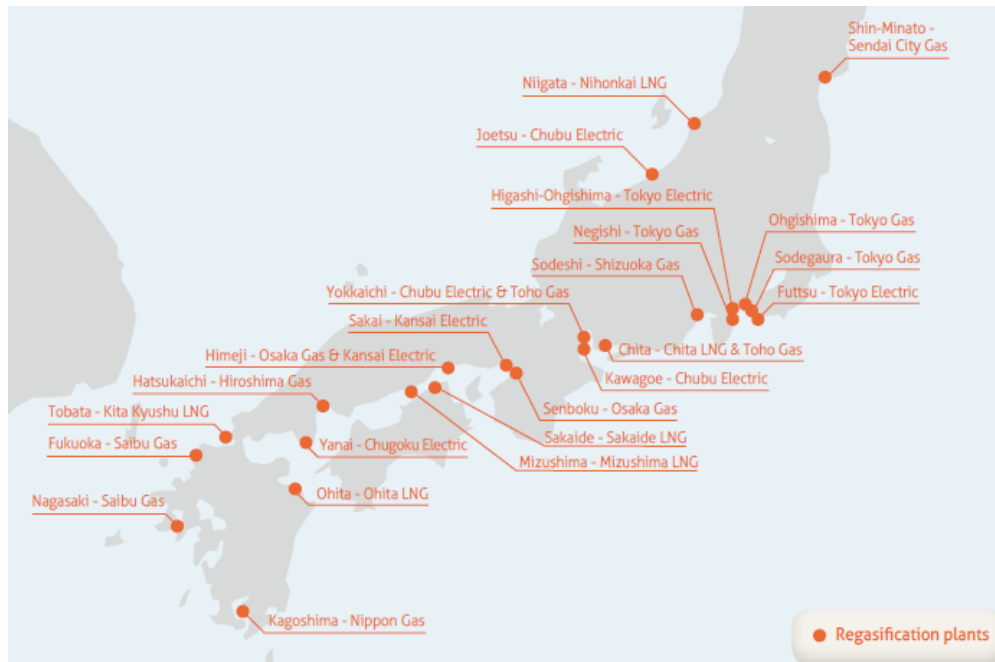


Ilustración 11. Plantas de licuefacción en Sur América, 2011



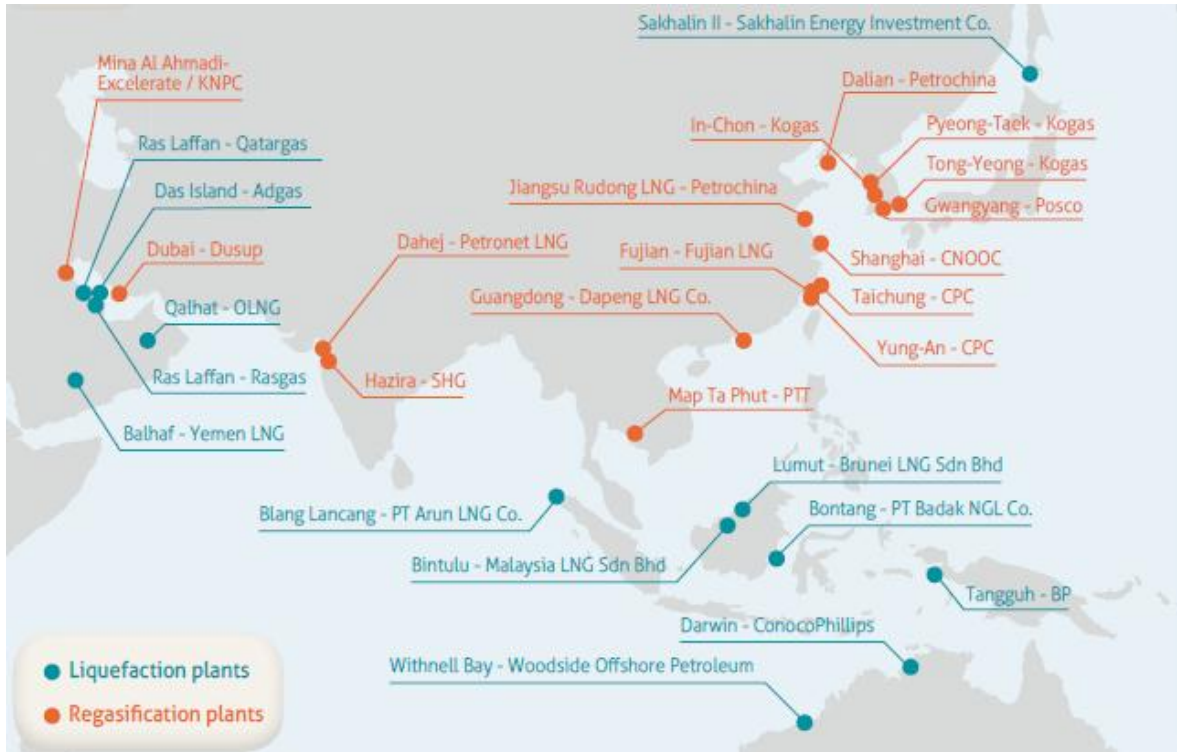
Fuente: GIIGNL (2011)

Ilustración 12. Plantas de licuefacción en Japón, 2011



Fuente: GIIGNL (2011)

Ilustración 13. Plantas de licuefacción en Asia, 2011



Fuente: GIIGNL (2011)

**Cuadro 29. Precio Gas Natural Plantas Térmicas Costa Atlántica  
Escenario de Referencia (US\$ Constantes Dic. 2011) / MBTU)**

Año	Semestre	Termogujira			Térmicas en Barranquilla			Térmicas en Cartagena		
		Tarifa Transporte	Precio Boca Pozo	Precio Gas Natural	Tarifa Transporte	Precio Boca Pozo	Precio Gas Natural	Tarifa Transporte	Precio Boca Pozo	Precio Gas Natural
2012	1	0.39	5.76	6.15	0.522	5.76	6.282	0.707	5.76	6.466
2012	2	0.39	5.577	5.967	0.522	5.577	6.099	0.707	5.577	6.284
2013	1	0.39	5.549	5.939	0.522	5.549	6.071	0.707	5.549	6.256
2013	2	0.39	5.468	5.859	0.522	5.468	5.991	0.707	5.468	6.175
2014	1	0.39	5.554	5.944	0.522	5.554	6.076	0.707	5.554	6.26
2014	2	0.39	5.675	6.065	0.522	5.675	6.197	0.707	5.675	6.381
2015	1	0.39	5.762	6.152	0.522	5.762	6.284	0.707	5.762	6.469
2015	2	0.39	5.823	6.213	0.522	5.823	6.345	0.707	5.823	6.529
2016	1	0.39	5.911	6.301	0.522	5.911	6.433	0.707	5.911	6.617
2016	2	0.39	5.995	6.385	0.522	5.995	6.517	0.707	5.995	6.702
2017	1	0.39	6.084	6.474	0.522	6.084	6.606	0.707	6.084	6.791
2017	2	0.39	6.147	6.537	0.522	6.147	6.669	0.707	6.147	6.854
2018	1	0.39	6.236	6.627	0.522	6.236	6.759	0.707	6.236	6.943
2018	2	0.39	6.308	6.698	0.522	6.308	6.83	0.707	6.308	7.014
2019	1	0.39	6.398	6.788	0.522	6.398	6.92	0.707	6.398	7.104
2019	2	0.39	6.443	6.833	0.522	6.443	6.965	0.707	6.443	7.149
2020	1	0.39	6.533	6.923	0.522	6.533	7.055	0.707	6.533	7.239
2020	2	0.39	6.554	6.944	0.522	6.554	7.076	0.707	6.554	7.26
2021	1	0.39	6.643	7.033	0.522	6.643	7.165	0.707	6.643	7.35
2021	2	0.39	6.684	7.074	0.522	6.684	7.206	0.707	6.684	7.39
2022	1	0.39	6.773	7.163	0.522	6.773	7.295	0.707	6.773	7.48
2022	2	0.39	6.812	7.202	0.522	6.812	7.334	0.707	6.812	7.519
2023	1	0.39	6.902	7.292	0.522	6.902	7.424	0.707	6.902	7.608
2023	2	0.39	6.969	7.359	0.522	6.969	7.491	0.707	6.969	7.675
2024	1	0.39	7.058	7.448	0.522	7.058	7.58	0.707	7.058	7.765
2024	2	0.39	7.071	7.461	0.522	7.071	7.594	0.707	7.071	7.778
2025	1	0.39	7.16	7.55	0.522	7.16	7.682	0.707	7.16	7.867
2025	2	0.39	7.161	7.551	0.522	7.161	7.683	0.707	7.161	7.867
2026	1	0.39	7.248	7.639	0.522	7.248	7.771	0.707	7.248	7.955
2026	2	0.39	7.243	7.634	0.522	7.243	7.766	0.707	7.243	7.95
2027	1	0.39	7.33	7.72	0.522	7.33	7.852	0.707	7.33	8.036
2027	2	0.39	7.311	7.701	0.522	7.311	7.833	0.707	7.311	8.018
2028	1	0.39	7.396	7.786	0.522	7.396	7.918	0.707	7.396	8.103
2028	2	0.39	7.36	7.75	0.522	7.36	7.882	0.707	7.36	8.066
2029	1	0.39	7.443	7.833	0.522	7.443	7.965	0.707	7.443	8.15
2029	2	0.39	7.389	7.779	0.522	7.389	7.911	0.707	7.389	8.096
2030	1	0.39	7.47	7.86	0.522	7.47	7.992	0.707	7.47	8.177
2030	2	0.39	7.331	7.722	0.522	7.331	7.854	0.707	7.331	8.038

Para las térmicas del interior, los resultados fueron los siguientes:

**Cuadro 30. Precio Gas Natural Plantas Térmicas Interior País  
Escenario de Referencia (US\$ Constantes Dic 2011) / MBTU)**

Año	Semestre	T. Merieléctrica			Termopalenque			T. Centro (ISAGEN)			T. Sierra (EPPM)		
		Tarifa Transporte	Precio Boca Pozo	Precio Gas Natural	Tarifa Transporte	Precio Boca Pozo	Precio Gas Natural	Tarifa Transporte	Precio Boca Pozo	Precio Gas Natural	Tarifa Transporte	Precio Boca Pozo	Precio Gas Natural
2012	1	1.548	5.76	7.308	2.467	5.76	8.227	1.717	5.76	7.477	1.834	5.76	7.5935
2012	2	1.548	5.577	7.125	2.467	5.577	8.045	1.717	5.577	7.294	1.834	5.577	7.411
2013	1	1.548	5.549	7.097	2.467	5.549	8.016	1.717	5.549	7.266	1.834	5.549	7.3826
2013	2	1.548	5.468	7.016	2.467	5.468	7.936	1.717	5.468	7.185	1.834	5.468	7.302
2014	1	1.548	5.554	7.102	2.467	5.554	8.021	1.717	5.554	7.271	1.834	5.554	7.3876
2014	2	1.548	5.675	7.222	2.467	5.675	8.142	1.717	5.675	7.392	1.834	5.675	7.5083
2015	1	1.548	5.762	7.31	2.467	5.762	8.229	1.717	5.762	7.479	1.834	5.762	7.5956
2015	2	1.548	5.823	7.37	2.467	5.823	8.29	1.717	5.823	7.54	1.834	5.823	7.6563
2016	1	1.548	5.911	7.459	2.467	5.911	8.378	1.717	5.911	7.628	1.834	5.911	7.7444
2016	2	1.548	5.995	7.543	2.467	5.995	8.462	1.717	5.995	7.712	1.834	5.995	7.8288
2017	1	1.548	6.084	7.632	2.467	6.084	8.551	1.717	6.084	7.801	1.834	6.084	7.9178
2017	2	1.548	6.147	7.695	2.467	6.147	8.614	1.717	6.147	7.864	1.834	6.147	7.9808
2018	1	1.548	6.236	7.784	2.467	6.236	8.704	1.717	6.236	7.954	1.834	6.236	8.0701
2018	2	1.548	6.308	7.856	2.467	6.308	8.775	1.717	6.308	8.025	1.834	6.308	8.1415
2019	1	1.548	6.398	7.945	2.467	6.398	8.865	1.717	6.398	8.115	1.834	6.398	8.2313
2019	2	1.548	6.443	7.991	2.467	6.443	8.91	1.717	6.443	8.16	1.834	6.443	8.2765
2020	1	1.548	6.533	8.08	2.467	6.533	9	1.717	6.533	8.25	1.834	6.533	8.3663
2020	2	1.548	6.554	8.101	2.467	6.554	9.021	1.717	6.554	8.271	1.834	6.554	8.3872
2021	1	1.548	6.643	8.191	2.467	6.643	9.11	1.717	6.643	8.36	1.834	6.643	8.4767
2021	2	1.548	6.684	8.231	2.467	6.684	9.151	1.717	6.684	8.401	1.834	6.684	8.5172
2022	1	1.548	6.773	8.321	2.467	6.773	9.24	1.717	6.773	8.49	1.834	6.773	8.6067
2022	2	1.548	6.812	8.36	2.467	6.812	9.28	1.717	6.812	8.529	1.834	6.812	8.646
2023	1	1.548	6.902	8.449	2.467	6.902	9.369	1.717	6.902	8.619	1.834	6.902	8.7353
2023	2	1.548	6.969	8.517	2.467	6.969	9.436	1.717	6.969	8.686	1.834	6.969	8.8024
2024	1	1.548	7.058	8.606	2.467	7.058	9.525	1.717	7.058	8.775	1.834	7.058	8.8917
2024	2	1.548	7.071	8.619	2.467	7.071	9.539	1.717	7.071	8.788	1.834	7.071	8.905
2025	1	1.548	7.16	8.708	2.467	7.16	9.627	1.717	7.16	8.877	1.834	7.16	8.9936
2025	2	1.548	7.161	8.709	2.467	7.161	9.628	1.717	7.161	8.878	1.834	7.161	8.9944
2026	1	1.548	7.248	8.796	2.467	7.248	9.716	1.717	7.248	8.966	1.834	7.248	9.0821
2026	2	1.548	7.243	8.791	2.467	7.243	9.711	1.717	7.243	8.96	1.834	7.243	9.077
2027	1	1.548	7.33	8.878	2.467	7.33	9.797	1.717	7.33	9.047	1.834	7.33	9.1634
2027	2	1.548	7.311	8.859	2.467	7.311	9.778	1.717	7.311	9.028	1.834	7.311	9.1446
2028	1	1.548	7.396	8.944	2.467	7.396	9.863	1.717	7.396	9.113	1.834	7.396	9.2296
2028	2	1.548	7.36	8.907	2.467	7.36	9.827	1.717	7.36	9.077	1.834	7.36	9.1934
2029	1	1.548	7.443	8.991	2.467	7.443	9.91	1.717	7.443	9.16	1.834	7.443	9.2767
2029	2	1.548	7.389	8.937	2.467	7.389	9.856	1.717	7.389	9.106	1.834	7.389	9.2228
2030	1	1.548	7.47	9.018	2.467	7.47	9.938	1.717	7.47	9.187	1.834	7.47	9.304
2030	2	1.548	7.331	8.879	2.467	7.331	9.799	1.717	7.331	9.048	1.834	7.331	9.1651



**Cuadro 31. Precio Gas Natural Plantas Térmicas Interior País  
Escenario de Referencia (US\$ Constantes Dic 2011) / MBTU)**

T. Dorada (CHEC)			T. Piedras			T. Valle (EPSA)			T. Emcali			T. Yopal 1, 2		
Tarifa Transporte	Precio Boca Pozo	Precio Gas Natural	Tarifa Transporte	Precio Boca Pozo	Precio Gas Natural	Tarifa Transporte	Precio Boca Pozo	Precio Gas Natural	Tarifa Transporte	Precio Boca Pozo	Precio Gas Natural	Tarifa Transporte	Precio Boca Pozo	Precio Gas Natural
2.224	5.76	7.983	0	0.539	0.539	3.631	5.76	9.391	3.122	5.866	8.988	0	0.928	0.928
2.224	5.577	7.801	0	0.537	0.537	3.631	5.577	9.208	3.122	5.683	8.805	0	0.933	0.933
2.224	5.549	7.772	0	0.538	0.538	3.631	5.549	9.18	3.122	5.655	8.777	0	1.031	1.031
2.224	5.468	7.692	0	0.532	0.532	3.631	5.468	9.099	3.122	5.574	8.696	0	1.045	1.045
2.224	5.554	7.777	0	0.538	0.538	3.631	5.554	9.185	3.122	5.66	8.782	0	1.139	1.139
2.224	5.675	7.898	0	0.532	0.532	3.631	5.675	9.306	3.122	5.78	8.903	0	1.152	1.152
2.224	5.762	7.985	0	0.538	0.538	3.631	5.762	9.393	3.122	5.868	8.99	0	1.242	1.242
2.224	5.823	8.046	0	0.532	0.532	3.631	5.823	9.454	3.122	5.928	9.051	0	1.257	1.257
2.224	5.911	8.134	0	0.538	0.538	3.631	5.911	9.542	3.122	6.017	9.139	0	1.343	1.343
2.224	5.995	8.219	0	0.532	0.532	3.631	5.995	9.626	3.122	6.101	9.223	0	1.359	1.359
2.224	6.084	8.308	0	0.538	0.538	3.631	6.084	9.715	3.122	6.19	9.312	0	1.441	1.441
2.224	6.147	8.371	0	0.531	0.531	3.631	6.147	9.778	3.122	6.253	9.375	0	1.459	1.459
2.224	6.236	8.46	0	0.538	0.538	3.631	6.236	9.868	3.122	6.342	9.464	0	1.537	1.537
2.224	6.308	8.531	0	0.531	0.531	3.631	6.308	9.939	3.122	6.414	9.536	0	1.556	1.556
2.224	6.398	8.621	0	0.538	0.538	3.631	6.398	10.029	3.122	6.503	9.626	0	1.63	1.63
2.224	6.443	8.666	0	0.531	0.531	3.631	6.443	10.074	3.122	6.549	9.671	0	1.651	1.651
2.224	6.533	8.756	0	0.538	0.538	3.631	6.533	10.164	3.122	6.638	9.761	0	1.721	1.721
2.224	6.554	8.777	0	0.531	0.531	3.631	6.554	10.185	3.122	6.659	9.782	0	1.744	1.744
2.224	6.643	8.867	0	0.538	0.538	3.631	6.643	10.274	3.122	6.749	9.871	0	1.81	1.81
2.224	6.684	8.907	0	0.531	0.531	3.631	6.684	10.315	3.122	6.789	9.912	0	1.834	1.834
2.224	6.773	8.997	0	0.538	0.538	3.631	6.773	10.404	3.122	6.879	10.001	0	1.896	1.896
2.224	6.812	9.036	0	0.531	0.531	3.631	6.812	10.443	3.122	6.918	10.04	0	1.921	1.921
2.224	6.902	9.125	0	0.538	0.538	3.631	6.902	10.533	3.122	7.007	10.13	0	1.979	1.979
2.224	6.969	9.192	0	0.53	0.53	3.631	6.969	10.6	3.122	7.075	10.197	0	2.007	2.007
2.224	7.058	9.282	0	0.538	0.538	3.631	7.058	10.689	3.122	7.164	10.286	0	2.061	2.061
2.224	7.071	9.295	0	0.53	0.53	3.631	7.071	10.702	3.122	7.177	10.299	0	2.09	2.09
2.224	7.16	9.383	0	0.538	0.538	3.631	7.16	10.791	3.122	7.266	10.388	0	2.139	2.139
2.224	7.161	9.384	0	0.53	0.53	3.631	7.161	10.792	3.122	7.267	10.389	0	2.17	2.17
2.224	7.248	9.472	0	0.538	0.538	3.631	7.248	10.879	3.122	7.354	10.476	0	2.216	2.216
2.224	7.243	9.467	0	0.53	0.53	3.631	7.243	10.874	3.122	7.349	10.471	0	2.249	2.249
2.224	7.33	9.553	0	0.538	0.538	3.631	7.33	10.961	3.122	7.436	10.558	0	2.29	2.29
2.224	7.311	9.534	0	0.53	0.53	3.631	7.311	10.942	3.122	7.417	10.539	0	2.325	2.325
2.224	7.396	9.619	0	0.538	0.538	3.631	7.396	11.027	3.122	7.502	10.624	0	2.362	2.362
2.224	7.36	9.583	0	0.529	0.529	3.631	7.36	10.991	3.122	7.466	10.588	0	2.399	2.399
2.224	7.443	9.667	0	0.538	0.538	3.631	7.443	11.074	3.122	7.549	10.671	0	2.432	2.432
2.224	7.389	9.613	0	0.529	0.529	3.631	7.389	11.02	3.122	7.495	10.617	0	2.47	2.47
2.224	7.47	9.694	0	0.538	0.538	3.631	7.47	11.101	3.122	7.576	10.698	0	2.499	2.499
2.224	7.331	9.555	0	0.529	0.529	3.631	7.331	10.962	3.122	7.437	10.559	0	2.539	2.539

A continuación se presentan los resultados tabulados de cada uno de los escenarios analizados. Todas las tablas están en MMBTU, para la simulación LEAP tiene un factor de conversión 1 MPC=918.8MBTU

## Demanda

**Cuadro 32. Demanda por sectores escenario medio**

SECTOR	AÑO																				
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Residencial	36,4	38,1	39,9	41,8	43,7	45,6	47,6	49,7	51,7	53,9	56,1	56,9	57,8	58,7	59,6	60,5	61	61,5	62	62,5	63
Industrial	84,5	87,8	91,3	95	98,8	102,7	106,9	111,1	115,6	120,2	123,8	127,5	131,3	135,3	139,3	143,5	147,8	152,3	156,8	161,5	166,4
Transporte	24,1	25,1	26,1	27,1	28,2	29,4	30,5	31,8	33	34,4	35,7	37,2	38,6	40,2	41,8	43,5	45,2	47	48,9	50,8	52,9
Comercial	11,3	11,5	11,8	12	12,2	12,5	12,7	13	13,2	13,5	13,8	14,1	14,3	14,6	14,9	15,2	15,5	15,8	16,2	16,5	16,8
Generación eléctrica	100,6	67,2	76,1	24,9	28	20,2	19,1	10	13,8	13,6	3,8	7,2	9,8	50,2	54,6	40,9	42,3	43	48,2	52	56,5
Refinería	33,3	39,7	39,7	58,2	84,7	84,7	84,7	84,7	84,7	84,7	84,7	84,7	84,7	84,7	84,7	84,7	84,7	84,7	84,7	84,7	84,7
Centro tratamiento de gas	3,7	3,7	3,7	3,7	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8
Consumo Propio	49,3	49,5	49,8	50	50,3	50,5	50,8	51	51,3	51,5	51,8	52	52,3	52,6	52,8	53,1	53,4	53,6	53,9	54,2	54,4
Total	343,1	322,7	338,4	312,7	349,7	349,4	356,1	355	367,1	375,5	373,4	383,4	392,7	440,1	451,6	445,2	453,6	461,7	474,5	486	498,5

**Cuadro 33. Demanda por sectores escenario medio + niño**

SECTOR	AÑO																				
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Residencial	36,4	38,1	39,9	41,8	43,7	45,6	47,6	49,7	51,7	53,9	56,1	56,9	57,8	58,7	59,6	60,5	61	61,5	62	62,5	63
Industrial	84,5	87,8	91,3	95	98,8	102,7	106,9	111,1	115,6	120,2	123,8	127,5	131,3	135,3	139,3	143,5	147,8	152,3	156,8	161,5	166,4
Transporte	24,1	25,1	26,1	27,1	28,2	29,4	30,5	31,8	33	34,4	35,7	37,2	38,6	40,2	41,8	43,5	45,2	47	48,9	50,8	52,9
Comercial	11,3	11,5	11,8	12	12,2	12,5	12,7	13	13,2	13,5	13,8	14,1	14,3	14,6	14,9	15,2	15,5	15,8	16,2	16,5	16,8
Generación eléctrica	100,6	67,2	76,1	24,9	91,6	100,6	19,1	10	13,8	91,6	100,6	7,2	9,8	50,2	91,6	100,6	42,3	43	48,2	91,6	100,6
Refinería	33,3	39,7	39,7	58,2	84,7	84,7	84,7	84,7	84,7	84,7	84,7	84,7	84,7	84,7	84,7	84,7	84,7	84,7	84,7	84,7	84,7
Centro tratamiento de gas	3,7	3,7	3,7	3,7	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8
Consumo Propio	49,3	49,5	49,8	50	50,3	50,5	50,8	51	51,3	51,5	51,8	52	52,3	52,6	52,8	53,1	53,4	53,6	53,9	54,2	54,4
Total	343,1	322,7	338,4	312,7	413,3	429,7	356,1	355	367,1	453,5	470,2	383,4	392,7	440,1	488,6	504,8	453,6	461,7	474,5	525,6	542,6

Cuadro 34. Demanda por sectores escenario alto

SECTOR	AÑO																				
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Residencial	36,4	38,7	41,1	43,7	46,4	49,2	52,2	55,2	58,5	61,9	64,5	65,4	66,2	67,1	67,9	68,8	69,7	70,6	71,5	72,5	73,4
Industrial	84,5	88,4	92,6	96,9	101,5	106,3	111,2	116,5	121,9	127,7	131,8	136	140,3	144,8	149,5	154,2	159,2	164,3	169,5	175	180,6
Transporte	24,1	25,3	26,5	27,7	29	30,4	31,8	33,3	34,9	36,5	37,7	38,9	40,1	41,4	42,7	44,1	45,5	46,9	48,5	50	51,6
Comercial	11,3	11,8	12,2	12,7	13,2	13,8	14,3	14,9	15,5	16,1	16,2	16,3	16,4	16,5	16,6	16,7	16,8	16,9	17	17,1	17,2
Generación eléctrica	100,6	67,2	76,1	60,4	54,9	47,7	49,9	61,1	61,4	55,3	57,8	69,5	80,5	80,2	86,7	57,4	60,1	72,2	83,6	83,3	90,1
Refinería	33,3	44,4	44,4	70	94,4	94,4	94,4	94,4	94,4	94,4	94,4	94,4	94,4	94,4	94,4	94,4	94,4	94,4	94,4	94,4	94,4
Centro tratamiento de gas	3,7	3,8	3,8	3,9	3,9	3,9	4	4	4,1	4,1	4,1	4,2	4,2	4,3	4,3	4,3	4,4	4,4	4,4	4,5	4,5
Consumo Propio	49,3	49,8	50,3	50,8	51,3	51,8	52,3	52,8	53,4	53,9	54,4	55	55,5	56,1	56,6	57,2	57,8	58,4	58,9	59,5	60,1
Total	343,1	329,3	346,9	366,1	394,7	397,5	410,1	432,2	444	449,8	461	479,5	497,7	504,7	518,8	497,2	507,9	528,2	548	556,3	572

Cuadro 35. Demanda por sectores escenario alto + niño

SECTOR	AÑO																				
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Residencial	36,4	38,7	41,1	43,7	46,4	49,2	52,2	55,2	58,5	61,9	64,5	65,4	66,2	67,1	67,9	68,8	69,7	70,6	71,5	72,5	73,4
Industrial	84,5	88,4	92,6	96,9	101,5	106,3	111,2	116,5	121,9	127,7	131,8	136	140,3	144,8	149,5	154,2	159,2	164,3	169,5	175	180,6
Transporte	24,1	25,3	26,5	27,7	29	30,4	31,8	33,3	34,9	36,5	37,7	38,9	40,1	41,4	42,7	44,1	45,5	46,9	48,5	50	51,6
Comercial	11,3	11,8	12,2	12,7	13,2	13,8	14,3	14,9	15,5	16,1	16,2	16,3	16,4	16,5	16,6	16,7	16,8	16,9	17	17,1	17,2
Generación eléctrica	100,6	67,2	76,1	60,4	91,6	100,6	49,9	61,1	61,4	91,6	100,6	69,5	80,5	80,2	91,6	100,6	60,1	72,2	72,2	91,6	100,6
Refinería	33,3	44,4	44,4	70	94,4	94,4	94,4	94,4	94,4	94,4	94,4	94,4	94,4	94,4	94,4	94,4	94,4	94,4	94,4	94,4	94,4
Centro tratamiento de gas	3,7	3,8	3,8	3,9	3,9	3,9	4	4	4,1	4,1	4,1	4,2	4,2	4,3	4,3	4,3	4,4	4,4	4,4	4,5	4,5
Consumo Propio	49,3	49,8	50,3	50,8	51,3	51,8	52,3	52,8	53,4	53,9	54,4	55	55,5	56,1	56,6	57,2	57,8	58,4	58,9	59,5	60,1
Total	343,1	329,3	346,9	366,1	431,3	450,3	410,1	432,2	444	486,2	503,7	479,5	497,7	504,7	523,7	540,4	507,9	528,2	536,6	564,6	582,4

## Balance

Cuadro 36. Balance alternativa 1 para los 4 escenarios

ESCENARIO MEDIO 1																					
PARAMETRO	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Domestic Requirements	-346,6	-326	-341,8	-315,9	-353,2	-352,9	-359,7	-358,6	-370,8	-379,3	-377,2	-387,2	-396,7	-444,5	-456,1	-449,7	-458,2	-466,3	-479,3	-490,9	-503,6
Exports	-52,6	-91,6	-76,4	-80,9	-22,1	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Imports	0	0	0	0	0	0	25,3	43,7	75,3	103,3	120,7	139,4	157,5	214,1	234,4	236,6	250,6	264,1	282,5	299,5	317,6
Outputs	399,2	417,6	418,2	396,8	375,3	353,9	334,4	314,9	295,4	276	256,5	247,8	239,1	230,4	221,7	213,1	207,6	202,2	196,8	191,4	186
ESCENARIO MEDIO + NIÑO 1																					
PARAMETRO	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Domestic Requirements	-346,6	-326	-341,8	-315,9	-417,4	-434,1	-359,7	-358,6	-370,8	-458,1	-474,9	-387,2	-396,7	-444,5	-493,5	-509,9	-458,2	-466,3	-479,3	-531	-548,1
Exports	-52,6	-91,6	-76,4	-80,9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Imports	0	0	0	0	42,1	80,2	25,3	43,7	75,3	182,1	218,4	139,4	157,5	214,1	271,7	296,8	250,6	264,1	282,5	339,6	362,1
Outputs	399,2	417,6	418,2	396,8	375,3	353,9	334,4	314,9	295,4	276	256,5	247,8	239,1	230,4	221,7	213,1	207,6	202,2	196,8	191,4	186
ESCENARIO ALTO 1																					
PARAMETRO	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Domestic Requirements	-346,6	-332,6	-350,4	-369,8	-398,6	-401,5	-414,3	-436,6	-448,5	-454,4	-465,6	-484,4	-502,7	-509,8	-524	-502,2	-513	-533,5	-553,5	-561,9	-577,8
Exports	-52,6	-85	-67,7	-26,9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Imports	0	0	0	0	23,3	47,6	79,9	121,7	153,1	178,4	209,1	236,6	263,6	279,4	302,3	289,1	305,4	331,3	356,7	370,6	391,8
Outputs	399,2	417,6	418,2	396,8	375,3	353,9	334,4	314,9	295,4	276	256,5	247,8	239,1	230,4	221,7	213,1	207,6	202,2	196,8	191,4	186
ESCENARIO ALTO + NIÑO 1																					
PARAMETRO	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Domestic Requirements	-346,6	-332,6	-350,4	-369,8	-435,7	-454,9	-414,3	-436,6	-448,5	-491,1	-508,8	-484,4	-502,7	-509,8	-529	-545,8	-513	-533,5	-542	-570,3	-588,3
Exports	-52,6	-85	-67,7	-26,9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Imports	0	0	0	0	60,4	101	79,9	121,7	153,1	215,1	252,3	236,6	263,6	279,4	307,2	332,8	305,4	331,3	345,2	378,9	402,3
Outputs	399,2	417,6	418,2	396,8	375,3	353,9	334,4	314,9	295,4	276	256,5	247,8	239,1	230,4	221,7	213,1	207,6	202,2	196,8	191,4	186

**Cuadro 37. Balance energético alternativa 2 y 2.1 para los escenarios medio y medio + niño**

ESCENARIO MEDIO 2																					
PARAMETRO	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Domestic Requirements	-346,6	-326	-341,8	-315,9	-353,2	-352,9	-359,7	-358,6	-370,8	-379,3	-377,2	-387,2	-396,7	-444,5	-456,1	-449,7	-458,2	-466,3	-479,3	-490,9	-503,6
Exports	-52,6	-91,6	-76,4	-80,9	-22,1	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Imports	0	0	0	0	0	0	25,3	0	0	0	0	0	0	0	0	1,7	15,6	29,2	47,5	64,6	82,7
Outputs	399,2	417,6	418,2	396,8	375,3	353,9	334,4	358,6	370,8	379,3	377,2	387,2	396,7	444,5	456,1	448	442,6	437,2	431,8	426,3	420,9
ESCENARIO MEDIO 2.1																					
PARAMETRO	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Domestic Requirements	-346,6	-326	-341,8	-315,9	-353,2	-352,9	-359,7	-358,6	-370,8	-379,3	-377,2	-387,2	-396,7	-444,5	-456,1	-449,7	-458,2	-466,3	-479,3	-490,9	-503,6
Exports	-52,6	-91,6	-76,4	-80,9	-22,1	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Imports	0	0	0	0	0	0	25,3	10,1	41,8	69,8	87,2	105,9	124	180,5	200,8	203,1	217	230,6	248,9	266	284,1
Outputs	399,2	417,6	418,2	396,8	375,3	353,9	334,4	348,5	329	309,5	290	281,3	272,7	264	255,3	246,6	241,2	235,8	230,3	224,9	219,5
ESCENARIO MEDIO + NIÑO 2																					
PARAMETRO	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Domestic Requirements	-346,6	-326	-341,8	-315,9	-417,4	-434,1	-359,7	-358,6	-370,8	-458,1	-474,9	-387,2	-396,7	-444,5	-493,5	-509,9	-458,2	-466,3	-479,3	-531	-548,1
Exports	-52,6	-91,6	-76,4	-80,9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Imports	0	0	0	0	42,1	80,2	25,3	0	0	0	0	0	0	0	36,8	61,9	15,6	29,2	47,5	104,6	127,2
Outputs	399,2	417,6	418,2	396,8	375,3	353,9	334,4	358,6	370,8	458,1	474,9	387,2	396,7	444,5	456,7	448	442,6	437,2	431,8	426,3	420,9
ESCENARIO MEDIO + NIÑO 2.1																					
PARAMETRO	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Domestic Requirements	-346,6	-326	-341,8	-315,9	-417,4	-434,1	-359,7	-358,6	-370,8	-458,1	-474,9	-387,2	-396,7	-444,5	-493,5	-509,9	-458,2	-466,3	-479,3	-531	-548,1
Exports	-52,6	-91,6	-76,4	-80,9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Imports	0	0	0	0	42,1	80,2	25,3	10,1	41,8	148,6	184,9	105,9	124	180,5	238,2	263,3	217	230,6	248,9	306	328,6
Outputs	399,2	417,6	418,2	396,8	375,3	353,9	334,4	348,5	329	309,5	290	281,3	272,7	264	255,3	246,6	241,2	235,8	230,3	224,9	219,5

**Cuadro 38. Balance energético alternativa 2 y 2.1 para los escenarios alto y alto + niño**

ESCENARIO ALTO 2																					
PARAMETRO	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Domestic Requirements	-346,6	-332,6	-350,4	-369,8	-398,6	-401,5	-414,3	-436,6	-448,5	-454,4	-465,6	-484,4	-502,7	-509,8	-524	-502,2	-513	-533,5	-553,5	-561,9	-577,8
Exports	-52,6	-85	-67,7	-26,9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Imports	0	0	0	0	23,3	47,6	79,9	21	0	0	0	1,6	28,6	44,4	67,3	54,2	70,4	96,3	121,7	135,6	156,9
Outputs	399,2	417,6	418,2	396,8	375,3	353,9	334,4	415,6	448,5	454,4	465,6	482,8	474,1	465,4	456,7	448	442,6	437,2	431,8	426,3	420,9
ESCENARIO ALTO 2.1																					
PARAMETRO	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Domestic Requirements	-346,6	-332,6	-350,4	-369,8	-398,6	-401,5	-414,3	-436,6	-448,5	-454,4	-465,6	-484,4	-502,7	-509,8	-524	-502,2	-513	-533,5	-553,5	-561,9	-577,8
Exports	-52,6	-85	-67,7	-26,9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Imports	0	0	0	0	23,3	47,6	79,9	88,1	119,5	144,9	175,6	203	230	245,8	268,7	255,6	271,8	297,7	323,2	337	358,3
Outputs	399,2	417,6	418,2	396,8	375,3	353,9	334,4	348,5	329	309,5	290	281,3	272,7	264	255,3	246,6	241,2	235,8	230,3	224,9	219,5
ESCENARIO ALTO + NIÑO 2																					
PARAMETRO	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Domestic Requirements	-346,6	-332,6	-350,4	-369,8	-435,7	-454,9	-414,3	-436,6	-448,5	-491,1	-508,8	-484,4	-502,7	-509,8	-529	-545,8	-513	-533,5	-542	-570,3	-588,3
Exports	-52,6	-85	-67,7	-26,9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Imports	0	0	0	0	60,4	101	79,9	21	0	0	17,3	1,6	28,6	44,4	72,3	97,8	70,4	96,3	110,2	144	167,4
Outputs	399,2	417,6	418,2	396,8	375,3	353,9	334,4	415,6	448,5	491,1	491,4	482,8	474,1	465,4	456,7	448	442,6	437,2	431,8	426,3	420,9
ESCENARIO ALTO + NIÑO 2.1																					
PARAMETRO	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Domestic Requirements	-346,6	-332,6	-350,4	-369,8	-435,7	-454,9	-414,3	-436,6	-448,5	-491,1	-508,8	-484,4	-502,7	-509,8	-529	-545,8	-513	-533,5	-542	-570,3	-588,3
Exports	-52,6	-85	-67,7	-26,9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Imports	0	0	0	0	60,4	101	79,9	88,1	119,5	181,6	218,7	203	230	245,8	273,7	299,2	271,8	297,7	311,7	345,4	368,8
Outputs	399,2	417,6	418,2	396,8	375,3	353,9	334,4	348,5	329	309,5	290	281,3	272,7	264	255,3	246,6	241,2	235,8	230,3	224,9	219,5

Cuadro 39. Balance energético alternativa 3 y 3.1 para los escenarios medio y medio + niño

ESCENARIO MEDIO 3																					
PARAMETRO	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Domestic Requirements	-346,6	-326	-341,8	-315,9	-353,2	-352,9	-359,7	-358,6	-370,8	-379,3	-377,2	-387,2	-396,7	-444,5	-456,1	-449,7	-458,2	-466,3	-479,3	-490,9	-503,6
Exports	-52,6	-91,6	-76,4	-80,9	-22,1	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Imports	0	0	0	0	0	0	25,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Outputs	399,2	417,6	418,2	396,8	375,3	353,9	334,4	358,6	370,8	379,3	377,2	387,2	396,7	444,5	456,1	449,7	458,2	466,3	479,3	490,9	503,6
ESCENARIO MEDIO 3.1																					
PARAMETRO	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Domestic Requirements	-346,6	-326	-341,8	-315,9	-353,2	-352,9	-359,7	-358,6	-370,8	-379,3	-377,2	-387,2	-396,7	-444,5	-456,1	-449,7	-458,2	-466,3	-479,3	-490,9	-503,6
Exports	-52,6	-91,6	-76,4	-80,9	-22,1	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Imports	0	0	0	0	0	0	25,3	10,1	41,8	2,6	20	0	9,9	66,4	86,7	89	102,9	116,4	134,8	151,9	169,9
Outputs	399,2	417,6	418,2	396,8	375,3	353,9	334,4	348,5	329	376,7	357,2	387,2	386,8	378,1	369,4	360,7	355,3	349,9	344,5	339	333,6
ESCENARIO MEDIO + NIÑO 3																					
PARAMETRO	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Domestic Requirements	-346,6	-326	-341,8	-315,9	-417,4	-434,1	-359,7	-358,6	-370,8	-458,1	-474,9	-387,2	-396,7	-444,5	-493,5	-509,9	-458,2	-466,3	-479,3	-531	-548,1
Exports	-52,6	-91,6	-76,4	-80,9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Imports	0	0	0	0	42,1	80,2	25,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	13,1
Outputs	399,2	417,6	418,2	396,8	375,3	353,9	334,4	358,6	370,8	458,1	474,9	387,2	396,7	444,5	493,5	509,9	458,2	466,3	479,3	531	535
ESCENARIO MEDIO + NIÑO 3.1																					
PARAMETRO	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Domestic Requirements	-346,6	-326	-341,8	-315,9	-417,4	-434,1	-359,7	-358,6	-370,8	-458,1	-474,9	-387,2	-396,7	-444,5	-493,5	-509,9	-458,2	-466,3	-479,3	-531	-548,1
Exports	-52,6	-91,6	-76,4	-80,9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Imports	0	0	0	0	42,1	80,2	25,3	10,1	41,8	81,5	117,7	0	9,9	66,5	124,1	149,2	103	116,5	134,9	192	214,5
Outputs	399,2	417,6	418,2	396,8	375,3	353,9	334,4	348,5	329	376,7	357,2	387,2	386,7	378,1	369,4	360,7	355,3	349,8	344,4	339	333,6

**Cuadro 40. Balance energético alternativa 3 y 3.1 para los escenarios alto y alto + niño**

ESCENARIO ALTO 3																						
PARAMETRO	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
Domestic Requirements	-346,6	-332,6	-350,4	-369,8	-398,6	-401,5	-414,3	-436,6	-448,5	-454,4	-465,6	-484,4	-502,7	-509,8	-524	-502,2	-513	-533,5	-553,5	-561,9	-577,8	
Exports	-52,6	-85	-67,7	-26,9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Imports	0	0	0	0	23,3	47,6	79,9	21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7,7	21,5	42,8
Outputs	399,2	417,6	418,2	396,8	375,3	353,9	334,4	415,6	448,5	454,4	465,6	484,4	502,7	509,8	524	502,2	513	533,5	545,8	540,4	535	
ESCENARIO ALTO 3.1																						
PARAMETRO	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
Domestic Requirements	-346,6	-332,6	-350,4	-369,8	-398,6	-401,5	-414,3	-436,6	-448,5	-454,4	-465,6	-484,4	-502,7	-509,8	-524	-502,2	-513	-533,5	-553,5	-561,9	-577,8	
Exports	-52,6	-85	-67,7	-26,9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Imports	0	0	0	0	23,3	47,6	79,9	88,1	119,5	77,7	108,5	88,9	115,9	131,8	154,7	141,5	157,8	183,7	209,1	222,9	244,2	
Outputs	399,2	417,6	418,2	396,8	375,3	353,9	334,4	348,5	329	376,7	357,2	395,4	386,7	378,1	369,4	360,7	355,3	349,8	344,4	339	333,6	
ESCENARIO ALTO + NIÑO 3																						
PARAMETRO	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
Domestic Requirements	-346,6	-332,6	-350,4	-369,8	-435,7	-454,9	-414,3	-436,6	-448,5	-491,1	-508,8	-484,4	-502,7	-509,8	-529	-545,8	-513	-533,5	-553,5	-570,3	-588,3	
Exports	-52,6	-85	-67,7	-26,9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Imports	0	0	0	0	60,4	101	79,9	21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7,7	29,9	53,3
Outputs	399,2	417,6	418,2	396,8	375,3	353,9	334,4	415,6	448,5	491,1	508,8	484,4	502,7	509,8	529	545,8	513	533,5	545,8	540,4	535	
ESCENARIO ALTO + NIÑO 3.1																						
PARAMETRO	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
Domestic Requirements	-346,6	-332,6	-350,4	-369,8	-435,7	-454,9	-414,3	-436,6	-448,5	-491,1	-508,8	-484,4	-502,7	-509,8	-529	-545,8	-513	-533,5	-553,5	-570,3	-588,3	
Exports	-52,6	-85	-67,7	-26,9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Imports	0	0	0	0	60,4	101	79,9	88,1	119,5	114,4	151,6	88,9	115,9	131,8	159,6	185,1	157,8	183,7	209,1	231,3	254,7	
Outputs	399,2	417,6	418,2	396,8	375,3	353,9	334,4	348,5	329	376,7	357,2	395,4	386,7	378,1	369,4	360,7	355,3	349,8	344,4	339	333,6	



## Producción

Cuadro 41. Producción por tipo, \$ GNS < \$ GNL sin nuevos yacimientos

MEDIO 2 CASO 1																					
TIPO	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Costa Atlantica	275,9	280,8	279,2	255,6	232	208,4	189,9	171,3	152,7	134,1	115,5	106,8	98,1	89,5	80,8	72,1	66,7	61,2	55,8	50,4	45
Interior	123,3	136,8	139	141,1	143,3	145,4	144,6	143,7	142,8	141,9	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141
Gas Sintetico	0	0	0	0	0	0	0	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5
GNL	0	0	0	0	0	0	0	10,1	41,8	69,8	87,2	105,9	124	180,5	200,8	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4
Nuevos Yacimientos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	399,2	417,6	418,2	396,7	375,3	353,8	334,5	358,6	370,8	379,3	377,2	387,2	396,6	444,5	456,1	448	442,6	437,1	431,7	426,3	420,9
MEDIO + NIÑO 2 CASO 1																					
TIPO	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Costa Atlantica	275,9	280,8	279,2	255,6	232	208,4	189,9	171,3	152,7	134,1	115,5	106,8	98,1	89,5	80,8	72,1	66,7	61,2	55,8	50,4	45
Interior	123,3	136,8	139	141,1	143,3	145,4	144,6	143,7	142,8	141,9	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141
Gas Sintetico	0	0	0	0	0	0	0	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5
GNL	0	0	0	0	0	0	0	10,1	41,8	148,6	184,9	105,9	124	180,5	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4
Nuevos Yacimientos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	399,2	417,6	418,2	396,7	375,3	353,8	334,5	358,6	370,8	458,1	474,9	387,2	396,6	444,5	456,7	448	442,6	437,1	431,7	426,3	420,9
ALTO 2 CASO 1																					
TIPO	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Costa Atlantica	275,9	280,8	279,2	255,6	232	208,4	189,9	171,3	152,7	134,1	115,5	106,8	98,1	89,5	80,8	72,1	66,7	61,2	55,8	50,4	45
Interior	123,3	136,8	139	141,1	143,3	145,4	144,6	143,7	142,8	141,9	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141
Gas Sintetico	0	0	0	0	0	0	0	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5
GNL	0	0	0	0	0	0	0	67,1	119,5	144,9	175,6	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4
Nuevos Yacimientos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	399,2	417,6	418,2	396,7	375,3	353,8	334,5	415,6	448,5	454,4	465,6	482,7	474	465,4	456,7	448	442,6	437,1	431,7	426,3	420,9
ALTO + NIÑO 2 CASO 1																					
TIPO	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Costa Atlantica	275,9	280,8	279,2	255,6	232	208,4	189,9	171,3	152,7	134,1	115,5	106,8	98,1	89,5	80,8	72,1	66,7	61,2	55,8	50,4	45
Interior	123,3	136,8	139	141,1	143,3	145,4	144,6	143,7	142,8	141,9	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141
Gas Sintetico	0	0	0	0	0	0	0	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5
GNL	0	0	0	0	0	0	0	67,1	119,5	181,6	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4
Nuevos Yacimientos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	399,2	417,6	418,2	396,7	375,3	353,8	334,5	415,6	448,5	491,1	491,4	482,7	474	465,4	456,7	448	442,6	437,1	431,7	426,3	420,9

Cuadro 42. Producción por tipo, \$ GNS < \$ GNL con nuevos yacimientos

MEDIO + NIÑO 3 CASO 1																					
TIPO	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Costa Atlantica	275,9	280,8	279,2	255,6	232	208,4	189,9	171,3	152,7	134,1	115,5	106,8	98,1	89,5	80,8	72,1	66,7	61,2	55,8	50,4	45
Interior	123,3	136,8	139	141,1	143,3	145,4	144,6	143,7	142,8	141,9	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141
Gas Sintetico	0	0	0	0	0	0	0	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5
GNL	0	0	0	0	0	0	0	10,1	41,8	81,5	117,7	0	9,9	66,5	124,1	149,2	103	116,5	134,9	192	201,4
Nuevos Yacimientos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	67,1	67,1	114,1	114,1	114,1	114,1	114,1	114,1	114,1	114,1	114,1	114,1
Total	399,2	417,6	418,2	396,8	375,3	353,9	334,4	358,6	370,8	458,1	474,9	395,4	396,7	444,5	493,5	509,9	458,2	466,3	479,3	531	535
ALTO 3 CASO 1																					
TIPO	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Costa Atlantica	275,9	280,8	279,2	255,6	232	208,4	189,9	171,3	152,7	134,1	115,5	106,8	98,1	89,5	80,8	72,1	66,7	61,2	55,8	50,4	45
Interior	123,3	136,8	139	141,1	143,3	145,4	144,6	143,7	142,8	141,9	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141
Gas Sintetico	0	0	0	0	0	0	0	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5
GNL	0	0	0	0	0	0	0	67,1	119,5	77,7	108,5	88,9	115,9	131,8	154,7	141,5	157,8	183,7	201,4	201,4	201,4
Nuevos Yacimientos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	67,1	67,1	114,1	114,1	114,1	114,1	114,1	114,1	114,1	114,1	114,1	114,1
Total	399,2	417,6	418,2	396,8	375,3	353,9	334,4	415,6	448,5	454,4	465,6	484,4	502,7	509,8	524	502,2	513	533,5	545,8	540,4	535
ALTO + NIÑO 3 CASO 1																					
TIPO	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Costa Atlantica	275,9	280,8	279,2	255,6	232	208,4	189,9	171,3	152,7	134,1	115,5	106,8	98,1	89,5	80,8	72,1	66,7	61,2	55,8	50,4	45
Interior	123,3	136,8	139	141,1	143,3	145,4	144,6	143,7	142,8	141,9	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141
Gas Sintetico	0	0	0	0	0	0	0	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5
GNL	0	0	0	0	0	0	0	67,1	119,5	114,4	151,6	88,9	115,9	131,8	159,6	185,1	157,8	183,7	201,4	201,4	201,4
Nuevos Yacimientos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	67,1	67,1	114,1	114,1	114,1	114,1	114,1	114,1	114,1	114,1	114,1	114,1
Total	399,2	417,6	418,2	396,8	375,3	353,9	334,4	415,6	448,5	491,1	508,8	484,4	502,7	509,8	529	545,8	513	533,5	545,8	540,4	535

Cuadro 43. Producción por tipo, \$ GNS > \$ GNL sin nuevos yacimientos

MEDIO 2 CASO 2																					
TIPO	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Costa Atlantica	275,9	280,8	279,2	255,6	232	208,4	189,9	171,3	152,7	134,1	115,5	106,8	98,1	89,5	80,8	72,1	66,7	61,2	55,8	50,4	45
Interior	123,3	136,8	139	141,1	143,3	145,4	144,6	143,7	142,8	141,9	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141
Gas Sintetico	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12,7	33	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5
GNL	0	0	0	0	0	0	0	67,1	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4
Nuevos Yacimientos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	399,2	417,6	418,2	396,8	375,3	353,9	334,4	382,1	496,9	477,4	457,9	449,2	440,5	444,5	456,1	448	442,6	437,2	431,8	426,3	420,9
MEDIO + NIÑO 2 CASO 2																					
TIPO	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Costa Atlantica	275,9	280,8	279,2	255,6	232	208,4	189,9	171,3	152,7	134,1	115,5	106,8	98,1	89,5	80,8	72,1	66,7	61,2	55,8	50,4	45
Interior	123,3	136,8	139	141,1	143,3	145,4	144,6	143,7	142,8	141,9	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141
Gas Sintetico	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	17	0	0	12,7	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5
GNL	0	0	0	0	0	0	0	67,1	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4
Nuevos Yacimientos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	399,2	417,6	418,2	396,8	375,3	353,9	334,4	382,1	496,9	477,4	474,9	449,2	440,5	444,5	456,7	448	442,6	437,2	431,8	426,3	420,9
ALTO 2 CASO 2																					
TIPO	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Costa Atlantica	275,9	280,8	279,2	255,6	232	208,4	189,9	171,3	152,7	134,1	115,5	106,8	98,1	89,5	80,8	72,1	66,7	61,2	55,8	50,4	45
Interior	123,3	136,8	139	141,1	143,3	145,4	144,6	143,7	142,8	141,9	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141
Gas Sintetico	0	0	0	0	0	0	0	33,5	0	0	7,7	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5
GNL	0	0	0	0	0	0	0	67,1	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4
Nuevos Yacimientos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	399,2	417,6	418,2	396,8	375,3	353,9	334,4	415,6	496,9	477,4	465,6	482,8	474,1	465,4	456,7	448	442,6	437,2	431,8	426,3	420,9
ALTO + NIÑO 2 CASO 2																					
TIPO	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Costa Atlantica	275,9	280,8	279,2	255,6	232	208,4	189,9	171,3	152,7	134,1	115,5	106,8	98,1	89,5	80,8	72,1	66,7	61,2	55,8	50,4	45
Interior	123,3	136,8	139	141,1	143,3	145,4	144,6	143,7	142,8	141,9	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141
Gas Sintetico	0	0	0	0	0	0	0	33,5	0	13,7	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5
GNL	0	0	0	0	0	0	0	67,1	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4
Nuevos Yacimientos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	399,2	417,6	418,2	396,8	375,3	353,9	334,4	415,6	496,9	491,1	491,4	482,8	474,1	465,4	456,7	448	442,6	437,2	431,8	426,3	420,9

Cuadro 44. Producción por tipo, \$ GNS &gt; \$ GNL con nuevos yacimientos

MEDIO 3 CASO 2																					
TIPO	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Costa Atlántica	275,9	280,8	279,2	255,6	232	208,4	189,9	171,3	152,7	134,1	115,5	106,8	98,1	89,5	80,8	72,1	66,7	61,2	55,8	50,4	45
Interior	123,3	136,8	139	141,1	143,3	145,4	144,6	143,7	142,8	141,9	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141
Gas Sintético	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,1
GNL	0	0	0	0	0	0	0	67,1	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4
Nuevos Yacimientos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	67,1	67,1	114,1	114,1	114,1	114,1	114,1	114,1	114,1	114,1	114,1	114,1
Total	399,2	417,6	418,2	396,8	375,3	353,9	334,4	382,1	496,9	544,5	525	563,4	554,7	546	537,3	528,6	523,2	517,8	512,3	506,9	503,6
MEDIO + NIÑO 3 CASO 2																					
TIPO	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Costa Atlántica	275,9	280,8	279,2	255,6	232	208,4	189,9	171,3	152,7	134,1	115,5	106,8	98,1	89,5	80,8	72,1	66,7	61,2	55,8	50,4	45
Interior	123,3	136,8	139	141,1	143,3	145,4	144,6	143,7	142,8	141,9	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141
Gas Sintético	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	24,1	33,5
GNL	0	0	0	0	0	0	0	67,1	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4
Nuevos Yacimientos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	67,1	67,1	114,1	114,1	114,1	114,1	114,1	114,1	114,1	114,1	114,1	114,1
Total	399,2	417,6	418,2	396,8	375,3	353,9	334,4	382,1	496,9	544,5	525	563,3	554,6	545,9	537,2	528,6	523,1	517,7	512,3	531	535
ALTO 3 CASO 2																					
TIPO	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Costa Atlántica	275,9	280,8	279,2	255,6	232	208,4	189,9	171,3	152,7	134,1	115,5	106,8	98,1	89,5	80,8	72,1	66,7	61,2	55,8	50,4	45
Interior	123,3	136,8	139	141,1	143,3	145,4	144,6	143,7	142,8	141,9	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141
Gas Sintético	0	0	0	0	0	0	0	33,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	15,8	33,5	33,5	33,5
GNL	0	0	0	0	0	0	0	67,1	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4
Nuevos Yacimientos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	67,1	67,1	114,1	114,1	114,1	114,1	114,1	114,1	114,1	114,1	114,1	114,1
Total	399,2	417,6	418,2	396,8	375,3	353,9	334,4	415,6	496,9	544,5	525	563,3	554,6	545,9	537,2	528,6	523,1	533,5	545,8	540,4	535
ALTO + NIÑO 3 CASO 2																					
TIPO	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Costa Atlántica	275,9	280,8	279,2	255,6	232	208,4	189,9	171,3	152,7	134,1	115,5	106,8	98,1	89,5	80,8	72,1	66,7	61,2	55,8	50,4	45
Interior	123,3	136,8	139	141,1	143,3	145,4	144,6	143,7	142,8	141,9	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141
Gas Sintético	0	0	0	0	0	0	0	33,5	0	0	0	0	0	0	0	17,3	0	15,8	33,5	33,5	33,5
GNL	0	0	0	0	0	0	0	67,1	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4
Nuevos Yacimientos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	67,1	67,1	114,1	114,1	114,1	114,1	114,1	114,1	114,1	114,1	114,1	114,1
Total	399,2	417,6	418,2	396,8	375,3	353,9	334,4	415,6	496,9	544,5	525	563,3	554,6	545,9	537,2	545,8	523,1	533,5	545,8	540,4	535

Cuadro 45. Producción por tipo, \$ GNS = \$ GNL sin nuevos yacimientos

MEDIO 2 CASO 3																					
TIPO	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Costa Atlantica	275,9	280,8	279,2	255,6	232	208,4	189,9	171,3	152,7	134,1	115,5	106,8	98,1	89,5	80,8	72,1	66,7	61,2	55,8	50,4	45
Interior	123,3	136,8	139	141,1	143,3	145,4	144,6	143,7	142,8	141,9	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141
Gas Sintetico	0	0	0	0	0	0	0	14,5	10,8	14,7	17,2	19,9	22,5	30,6	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5
GNL	0	0	0	0	0	0	0	29,1	64,6	88,6	103,5	119,5	135	183,5	200,9	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4
Nuevos Yacimientos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	399,2	417,6	418,2	396,8	375,3	353,9	334,4	358,6	370,8	379,3	377,2	387,2	396,7	444,5	456,1	448	442,6	437,2	431,8	426,3	420,9
MEDIO + NIÑO 2 CASO 3																					
TIPO	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Costa Atlantica	275,9	280,8	279,2	255,6	232	208,4	189,9	171,3	152,7	134,1	115,5	106,8	98,1	89,5	80,8	72,1	66,7	61,2	55,8	50,4	45
Interior	123,3	136,8	139	141,1	143,3	145,4	144,6	143,7	142,8	141,9	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141
Gas Sintetico	0	0	0	0	0	0	0	14,5	10,8	26	31,2	19,9	22,5	30,6	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5
GNL	0	0	0	0	0	0	0	29,1	64,6	156,1	187,2	119,5	135	183,5	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4
Nuevos Yacimientos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	399,2	417,6	418,2	396,8	375,3	353,9	334,4	358,6	370,8	458,1	474,9	387,2	396,7	444,5	456,7	448	442,6	437,2	431,8	426,3	420,9
ALTO 2 CASO 3																					
TIPO	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Costa Atlantica	275,9	280,8	279,2	255,6	232	208,4	189,9	171,3	152,7	134,1	115,5	106,8	98,1	89,5	80,8	72,1	66,7	61,2	55,8	50,4	45
Interior	123,3	136,8	139	141,1	143,3	145,4	144,6	143,7	142,8	141,9	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141
Gas Sintetico	0	0	0	0	0	0	0	33,5	21,9	25,5	29,9	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5
GNL	0	0	0	0	0	0	0	67,1	131,2	152,9	179,3	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4
Nuevos Yacimientos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	399,2	417,6	418,2	396,8	375,3	353,9	334,4	415,6	448,5	454,4	465,6	482,8	474,1	465,4	456,7	448	442,6	437,2	431,8	426,3	420,9
ALTO + NIÑO 2 CASO 3																					
TIPO	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Costa Atlantica	275,9	280,8	279,2	255,6	232	208,4	189,9	171,3	152,7	134,1	115,5	106,8	98,1	89,5	80,8	72,1	66,7	61,2	55,8	50,4	45
Interior	123,3	136,8	139	141,1	143,3	145,4	144,6	143,7	142,8	141,9	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141
Gas Sintetico	0	0	0	0	0	0	0	33,5	21,9	30,7	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5
GNL	0	0	0	0	0	0	0	67,1	131,2	184,4	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4
Nuevos Yacimientos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	399,2	417,6	418,2	396,8	375,3	353,9	334,4	415,6	448,5	491,1	491,4	482,8	474,1	465,4	456,7	448	442,6	437,2	431,8	426,3	420,9

Cuadro 46. Producción por tipo, \$ GNS = \$ GNL con nuevos yacimientos

MEDIO 3 CASO 1																					
TIPO	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Costa Atlantica	275,9	280,8	279,2	255,6	232	208,4	189,9	171,3	152,7	134,1	115,5	106,8	98,1	89,5	80,8	72,1	66,7	61,2	55,8	50,4	45
Interior	123,3	136,8	139	141,1	143,3	145,4	144,6	143,7	142,8	141,9	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141
Gas Sintetico	0	0	0	0	0	0	0	14,5	10,8	5,2	7,6	3,6	6,2	14,3	17,2	17,5	19,5	21,4	24	26,5	29
GNL	0	0	0	0	0	0	0	29,1	64,6	31	45,9	21,7	37,2	85,7	103,1	105	117	128,6	144,3	158,9	174,4
Nuevos Yacimientos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	67,1	67,1	114,1	114,1	114,1	114,1	114,1	114,1	114,1	114,1	114,1	114,1
Total	399,2	417,6	418,2	396,8	375,3	353,9	334,4	358,6	370,8	379,3	377,2	387,2	396,7	444,5	456,1	449,7	458,2	466,3	479,3	490,9	503,6
MEDIO + NIÑO 3 CASO 2																					
TIPO	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Costa Atlantica	275,9	280,8	279,2	255,6	232	208,4	189,9	171,3	152,7	134,1	115,5	106,8	98,1	89,5	80,8	72,1	66,7	61,2	55,8	50,4	45
Interior	123,3	136,8	139	141,1	143,3	145,4	144,6	143,7	142,8	141,9	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141
Gas Sintetico	0	0	0	0	0	0	0	14,5	10,8	16,4	21,6	3,6	6,2	14,3	22,5	26,1	19,5	21,4	24	32,2	33,5
GNL	0	0	0	0	0	0	0	29,1	64,6	98,6	129,7	21,7	37,3	85,7	135,2	156,7	117	128,6	144,4	193,3	201,4
Nuevos Yacimientos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	67,1	67,1	114,1	114,1	114,1	114,1	114,1	114,1	114,1	114,1	114,1	114,1
Total	399,2	417,6	418,2	396,8	375,3	353,9	334,4	358,6	370,8	458,1	474,9	387,2	396,7	444,5	493,5	509,9	458,2	466,3	479,3	531	535
ALTO 3 CASO 2																					
TIPO	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Costa Atlantica	275,9	280,8	279,2	255,6	232	208,4	189,9	171,3	152,7	134,1	115,5	106,8	98,1	89,5	80,8	72,1	66,7	61,2	55,8	50,4	45
Interior	123,3	136,8	139	141,1	143,3	145,4	144,6	143,7	142,8	141,9	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141
Gas Sintetico	0	0	0	0	0	0	0	33,5	21,9	15,9	20,3	17,5	21,3	23,6	26,9	25	27,3	31	33,5	33,5	33,5
GNL	0	0	0	0	0	0	0	67,1	131,2	95,4	121,7	105	128,2	141,7	161,3	150,1	164	186,2	201,4	201,4	201,4
Nuevos Yacimientos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	67,1	67,1	114,1	114,1	114,1	114,1	114,1	114,1	114,1	114,1	114,1	114,1
Total	399,2	417,6	418,2	396,8	375,3	353,9	334,4	415,6	448,5	454,4	465,6	484,4	502,7	509,8	524	502,2	513	533,5	545,8	540,4	535
ALTO + NIÑO 3 CASO 2																					
TIPO	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Costa Atlantica	275,9	280,8	279,2	255,6	232	208,4	189,9	171,3	152,7	134,1	115,5	106,8	98,1	89,5	80,8	72,1	66,7	61,2	55,8	50,4	45
Interior	123,3	136,8	139	141,1	143,3	145,4	144,6	143,7	142,8	141,9	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141
Gas Sintetico	0	0	0	0	0	0	0	33,5	21,9	21,1	26,4	17,5	21,3	23,6	27,6	31,2	27,3	31	33,5	33,5	33,5
GNL	0	0	0	0	0	0	0	67,1	131,2	126,9	158,7	105	128,2	141,7	165,6	187,5	164	186,2	201,4	201,4	201,4
Nuevos Yacimientos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	67,1	67,1	114,1	114,1	114,1	114,1	114,1	114,1	114,1	114,1	114,1	114,1
Total	399,2	417,6	418,2	396,8	375,3	353,9	334,4	415,6	448,5	491,1	508,8	484,4	502,7	509,8	529	545,8	513	533,5	545,8	540,4	535